



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften

 **acatech**
DEUTSCHE AKADEMIE DER
TECHNIKWISSENSCHAFTEN

 **UNION**
DER DEUTSCHEN AKADEMIEN
DER WISSENSCHAFTEN

Mai 2023
Stellungnahme

Investitionsanreize setzen, Reservekapazitäten sichern

Optionen zur Marktintegration erneuerbarer Energien



„Energiesysteme der Zukunft“ ist ein Projekt von:

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina | www.leopoldina.org

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften | www.acatech.de

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften | www.akademienunion.de

Impressum

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Koordinierungsstelle München, Karolinenplatz 4, 80333 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

Empfohlene Zitierweise

acatech/Leopoldina/Akademienunion (Hrsg.): *Investitionsanreize setzen, Reservekapazitäten sichern: Optionen zur Marktintegration erneuerbarer Energien* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2023.
ISBN: 978-3-8047-4425-7

Redaktion

Anja Lapac, acatech

Wissenschaftliche Koordination

Miriam Borgmann, Koordinierungsstelle ESYS | acatech
Dr. Cyril Stephanos, Koordinierungsstelle ESYS | acatech

Produktionskoordination und Satz

Annika Seiler, acatech

Coverfoto

[shutterstock.com/Eviart](https://www.shutterstock.com/Eviart)

Druck

Joh. Walch GmbH & Co. KG, Augsburg
Gedruckt auf säurefreiem Papier

ISBN: 978-3-8047-4425-7

DOI: https://doi.org/10.48669/esys_2023-4

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie, detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Vorwort

Die Defossilisierung des Energiesektors ist unerlässlich, um die Klimaziele zu erreichen. Zugleich genügt es nicht, ausschließlich den heutigen Strombedarf aus erneuerbaren Energien zu decken, denn die Elektrifizierung von Industrie, Wärme und Verkehr erfordert schlichtweg größere Strommengen, als sie uns heute zur Verfügung stehen.

Diese Kombination aus sich erhöhender Stromnachfrage und zunehmender Einspeisung erneuerbarer Energie bringt neue Herausforderungen für den Strommarkt mit sich. Wie kann das Strommarktdesign dazu beitragen, dass die erneuerbaren Energien weiter ausgebaut und die Ausbauziele erreicht werden? Wie kann man Reservekapazitäten schaffen, die bei Angebotslücken die Versorgungssicherheit gewährleisten?

Diesen und weiteren Fragen hat sich eine Arbeitsgruppe des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) gewidmet. Die Fachleute haben untersucht, wie Deutschland mittels eines angepassten Strommarktdesigns erneuerbare Energien in den Markt integrieren kann, und dafür verschiedene Handlungsoptionen entwickelt.

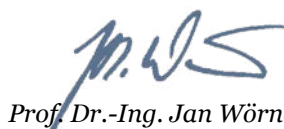
Mit dieser Aufgabe sind anspruchsvolle Anforderungen verbunden, denn flexible Technologien zum Ausgleich der volatilen Einspeisung aus Wind und Sonne sowie der Aufbau von Reservekapazitäten durch Speicher oder zusätzlich zuschaltbare Kraftwerke sind wichtige Faktoren für das Gelingen der Energiewende. In diesen Bereichen müssen zukünftig effektive und effiziente Investitionsanreize die bestehenden Marktmechanismen ergänzen.

Die Expertinnen und Experten betonen zwar, dass Deutschland seine Ausbauziele für erneuerbare Energieanlagen bis 2030 nur mittels einer geeigneten temporären Förderung erfüllen kann, perspektivisch gilt es aus ihrer Sicht aber, den Übergang in ein Marktssystem ohne staatliche Förderung etablierter erneuerbarer Technologien zu schaffen. Dabei sollten Reformen zielgerichtet erfolgen und auf langfristigen Modellen basieren, um die Funktionalität des Strommarktes durchgehend zu gewährleisten, so die Fachleute.

Wir danken den Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern sowie den Gutachtern herzlich für ihr Engagement.



Prof. (ETHZ) Dr. Gerald Haug
Präsident
Nationale Akademie der
Wissenschaften Leopoldina



Prof. Dr.-Ing. Jan Wörner
Präsident
acatech – Deutsche Akademie
der Technikwissenschaften



*Prof. Dr. Dr. h.c. mult.
Christoph Marksches*
Präsident Union der deutschen
Akademien der Wissenschaften

Inhalt

Abkürzungen und Einheiten	6
Glossar	7
Zusammenfassung.....	9
1 Einleitung.....	15
2 Grundlagen des aktuellen Strommarktdesigns	17
3 Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns	20
4 Ermöglichung ausreichender Flexibilität im Stromsystem.....	26
4.1 Stromerzeugung und Speicher.....	27
4.2 Stromhandel (Smart Meter und Echtzeitpreise).....	28
4.3 Nachfrageflexibilisierung	30
4.4 Europäische Netzintegration	32
5 Kriterien zur Bewertung der Handlungsoptionen	33
6 Leitfrage 1: Fördermodelle für den Ausbau der erneuerbaren Energien ...	35
6.1 Handlungsoptionen.....	35
6.2 Vor- und Nachteile der Handlungsoptionen	40
6.3 Eignung für ein neues Strommarktdesign 2030.....	48
6.4 Übergang zu einem neuen Modell im Jahr 2030	50
7 Leitfrage 2: Versorgungssicherheit.....	54
7.1 Handlungsoptionen.....	54
7.2 Vor- und Nachteile der Handlungsoptionen	60
7.3 Eignung für ein Strommarktdesign 2030	67
7.4 Übergang zu einem neuen Modell 2030.....	69
8 Fazit	71
Literatur.....	73
Das Akademienprojekt.....	77

Abkürzungen und Einheiten

AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
CfDs	Contracts for Difference
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-Anlagen	Erneuerbare-Energien-Anlagen
kWh	Kilowattstunde
MWh	Megawattstunde
OTC	Over the counter
PPAs	Power-Purchase-Agreements (siehe Glossar)
PV-Anlagen	Photovoltaikanlagen
WindBG	Windenergieflächenbedarfsgesetz
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz

Glossar

Anzulegender Wert	Der anzulegende Wert dient – gemeinsam mit den durchschnittlichen Strombörsenpreisen (Marktwert) – der Berechnung der Marktprämie. Er stellt den primären Fördersatz für erneuerbare Energien dar. Der anzulegende Wert wird in Cent pro Kilowattstunde angegeben. Der anzulegende Wert kann (wie in dieser Stellungnahme angenommen) in Auktionsverfahren ermittelt werden.
Capture-Preise	Mengengewichteter Durchschnittspreis pro Einheit verkaufter Energie, den eine Erzeugungsanlage erzielen kann.
Day-ahead-Handel	Der Day-Ahead-Handel umfasst den Handel vom Strom für den folgenden Tag an den nationalen oder internationalen Strombörsen oder im Over-the-Counter(OTC)-Handel.
Dispatch	Einsatzplanung für Kraftwerke (und Speicher) der Anlagenbetreiber auf Basis der Handelsgeschäfte
Dunkelflauten	Eine Dunkelflaute bezeichnet eine Wetterlage, bei der Dunkelheit (beziehungsweise wenige Sonnenstunden) und Windflaute gleichzeitig auftreten. Damit werden länger andauernde Zeiträume bezeichnet, in denen weder Wind- noch Solarenergieanlagen bedeutsame Mengen Strom erzeugen können.
Echtzeitpreise	Zeitlich variable Endkundenpreise, die die Volatilität der Großhandelspreise wiedergeben.
Grenzkosten	Grenzkosten bezeichnen die zusätzlichen Kosten für die Herstellung einer weiteren Einheit eines Produkts oder – im Umkehrschluss – die eingesparten Kosten, wenn eine Einheit weniger produziert wird.
Kapazitätsreserve (auch „Strategische Reserve“)	Die Kapazitätsreserve kommt im gegenwärtigen deutschen Strommarkt dann zum Einsatz, wenn das Angebot auf dem Großhandelsmarkt für Strom trotz freier Preisbildung nicht ausreicht, um die gesamte Stromnachfrage zu decken. Die Kraftwerke in der Kapazitätsreserve dürfen nicht mehr aktiv auf den Strommärkten agieren (Vermarktungsverbot) und nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber ihre Leistung erhöhen.
Knotenpreissystem („Nodal Pricing“)	In einem Knotenpreissystem werden die Strompreise für jeden Netzknoten (das heißt für jeden Einspeisepunkt und jeden Entnahmepunkt des Stromnetzes) grundsätzlich knotenspezifisch berechnet. Dadurch werden die Transportkapazitäten des Stromnetzes vollumfänglich bei der Strompreisbildung berücksichtigt.
Inc-Dec-Gaming	Betrifft in dieser Stellungnahme ein Bietverhalten, bei dem Marktteilnehmer ihre Gebote am Spotmarkt erhöhen (Increase) oder senken (Decrease), um durch gegenläufiges Verhalten am Flexibilitätsmarkt ihre Gewinne zu maximieren.
Intraday-Handel	Bezeichnet den Kauf und Verkauf von Strom, der noch am gleichen Tag geliefert wird.

Marktprämien	Die Marktprämie ist eine Zusatzprämie an die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen, die ihren Strom an der Börse oder im OTC-Handel vermarkten.
Merit-Order	Die Merit-Order ist die Einsatzreihenfolge der stromproduzierenden Kraftwerke im Markt.
Negative Strompreise	Negative Strompreise können an den kurzfristigen Strombörsen (Day-Ahead und Intraday) entstehen. Sie treten auf, wenn Stromerzeuger trotz eines Überangebots an Strom bereit sind, für ihre Stromerzeugung einen negativen Preis zu bekommen (zum Beispiel um Prämienzahlungen nicht zu verlieren).
Over-the-Counter(OTC)-Handel	Auch Direkthandel genannt: außerbörsliches Stromhandelsgeschäft ohne zwischengeschaltete Instanzen oder Clearingstellen
Pay-as-Bid (dt. Gebotspreis)	Preisbildungsverfahren bei Auktionen: Bei diesem Gebotspreisverfahren wird jedem Anbieter der Preis gezahlt, mit dem er sein Gebot abgegeben hat.
Power-Purchase-Agreements (PPAs)	Langfristiger Stromliefervertrag zwischen zwei Parteien
Redispatch	Um drohende Netzengpässe zu beheben, weisen Netzbetreiber Kraftwerke und Speicher „vor“ und „hinter“ dem Netzengpass an, ihre Anlagenfahrpläne (Dispatch) anzupassen.
Spitzenlast	Kurzzeitig auftretende hohe Leistungsnachfrage im Stromnetz
Strategische Reserve	Siehe Kapazitätsreserve
Trade-off	Zielkonflikt zwischen zwei oder mehreren gegenläufigen Zielen
Uniform Pricing (dt. Einheitspreis)	Preisbildungsverfahren bei Auktionen: Beim Einheitspreisverfahren erhalten alle Teilnehmenden an einer Auktion, die einen Zuschlag erhalten haben, den Preis des am höchsten bezuschlagten Gebots.
Wasserbetteffekt	Der Wasserbetteffekt kann auftreten, wenn die Menge an Emissionen (zum Beispiel im Rahmen des ETS) im Gesamtsystem gedeckelt wird. Direkte Fördermaßnahmen an einer Stelle (zum Beispiel direkte Subventionen in Deutschland) würden Emissionen zwar lokal reduzieren, die eingesparten Emissionen jedoch im Gesamtkontingent freimachen. Diese Emissionen können dann an anderer Stelle genutzt werden, bis das Gesamtkontingent an Emissionen wieder ausgeschöpft wird. Direkte Fördermaßnahmen würden Emissionen im schlechtesten Fall lediglich an einen anderen Ort verschieben, aber nicht reduzieren.
Windfall Profits	Unerwartete Gewinne in Folge unerwartet hoher Börsenstrompreise. In diesem Zusammenhang wird angenommen, dass diese Form von Gewinnen nicht in der Kostenkalkulation eingeplant war und somit nicht für die Rentabilität von Anlagen entscheidend ist.
Zufallsgewinne	Siehe Windfall Profits

Zusammenfassung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland im Zuge der Energiewende hat das Stromsystem an sich und auch den dazugehörigen Strommarkt stark gewandelt. Obwohl der Strommarkt in den letzten Jahren seine grundsätzliche Funktionsfähigkeit bewiesen hat, bereitet die Energiewende einige Herausforderungen. Aufgrund der Beschaffenheit der erneuerbaren Energien besteht unter anderem in den folgenden zwei Bereichen des Strommarkts ein Investitionsproblem:

- Für eine klimaneutrale Energieversorgung der Zukunft müssen die erneuerbaren Energien (vor allem Windkraft- und Photovoltaikanlagen) massiv ausgebaut werden. Somit werden diese Anlagen den Hauptanteil der Stromversorgung dominieren. Vor dem Hintergrund der hohen Ausbauziele und des hohen Finanzierungsbedarfs soll in Zukunft ein marktwirtschaftliches System mit einer Fokussierung auf einen sektorübergreifenden **CO₂-Preis bis 2030** angestrebt werden. In der Übergangszeit sollte der **CO₂-Preis** kontinuierlich ansteigen und parallel dazu sollten **Marktprämienmodelle** eingesetzt werden, die schrittweise auslaufen.
- Die Transformation hin zu einer dezentraleren und durch erneuerbare Energien geprägte Stromerzeugung stellt die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Gesamtsystem vor neue Herausforderungen. Zudem besteht aus ökonomischer Sicht ein Externalitätenproblem, da die Versorgungssicherheit im aktuellen System nicht verursachergerecht individualisierbar ist. Dabei ist fraglich, ob das aktuelle System des **Energy-Only-Marktes** mittelfristig ein hinreichend hohes Maß an Versorgungssicherheit garantieren kann. Schon heute wird in Deutschland eine zusätzliche strategische Reserve benötigt. Deshalb ist für die langfristige Versorgungssicherheit der Aufbau von **zentralen** oder **dezentralen** Kapazitätsmärkten zu prüfen.
- Zeitgleich zur Umsetzung der genannten Handlungsoptionen ist es in jedem Fall essenziell, komplementäre Maßnahmen zu treffen, um die Flexibilitätspotenziale im aktuellen Stromsystem zu heben.

Notwendigkeit eines neuen Strommarktdesigns und zentrale Herausforderungen

Elementarer Bestandteil der Energiewende ist der massive Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Bis 2030 soll deren Anteil an der Stromerzeugung achtzig Prozent betragen. Bis 2035 soll die gesamte Stromerzeugung in den sieben großen westlichen Industrieländern (G7-Staaten) aus erneuerbaren Energien erfolgen. Aufgrund ihrer Beschaffenheit gehen jedoch mit der steigenden Marktintegration von erneuerbaren Energien zwei zentrale Investitionsrisiken einher:

Investitionsrisiken von erneuerbaren Energien:

1. **Merit-Order-Effekt:** Windkraft- und Photovoltaikanlagen haben nahezu keine variablen Kosten. Aufgrund ihrer sehr geringen Grenzkosten stehen sie im Vergleich zu anderen Kraftwerksarten ‚am Anfang‘ der Merit-Order. Da das letzte noch genutzte Kraftwerk den Börsenstrompreis bestimmt, führt ein hoher Anteil an Windkraft- und Photovoltaikanlagen an der Stromerzeugung zu einer allgemeinen Verringerung der Börsenstrompreise.
2. **Kannibalisierungseffekt:** Einspeisemengen witterungsabhängiger erneuerbarer Energien (zum Beispiel Windanlagen) korrelieren zeitlich stark mit den Einspeisungen von Anlagen der gleichen Technologie. Je mehr diese Anlagen einspeisen, desto mehr sind sie vom Merit-Order-Effekt betroffen.

Herausforderung bei Investitionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

1. **Bereitstellung von Flexibilität bei einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien:** Durch den steigenden Anteil an witterungsabhängigen Windkraft- und Photovoltaikanlagen wird die Stromerzeugung zunehmend unflexibel. Um dies zu kompensieren, müssen zum Ausgleich Anreize wie beispielsweise Speicher, Nachfrageflexibilisierung und flexible zusätzliche Lasten implementiert werden, um Drosselungen und temporäre Abschaltungen von Verbrauchern zu vermeiden.
2. **Veränderungen in Deutschlands Stromangebot:** Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und dem langfristig geplanten Ende der Kohleverstromung fehlen in Deutschland mittelfristig Kapazitäten zur Deckung der Grundlast. In Folge nimmt Erdgas eine immer wichtigere Rolle ein. Zur vollständigen Dekarbonisierung müssen auch andere Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Speicher die fehlende Grundlast ersetzen.
3. **Verantwortung für Versorgungssicherheit:** Aus ökonomischer Sicht besteht im derzeitigen Strommarkt ein Externalitätenproblem: Die Kosten für die Bereitstellung der gesicherten Leistung werden individualisiert, der Nutzen jedoch kollektiviert. Der wettbewerblich ausgestaltete Strommarkt bietet wenig Anreize für die einzelnen Akteure, einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten. Dadurch besteht die Gefahr einer systematischen Unterinvestition in flexible Technologien oder Reservekapazitäten.

Marktorientierung versus Netzdienlichkeit: Zukünftig ergibt sich die Marktororganisation aus der Bereitstellung erneuerbarer Energieversorgung im europäischen Netzsystem und gleichzeitig einer Vielzahl von individuellen und dezentralen Strukturen. Dies führt zu Zielkonflikten zwischen dem Flexibilitätsbedarf für den Gesamtmarkt (Marktorientierung) einerseits und der Reduzierung der Netzbelastung sowie des Netzausbaus (Netzdienlichkeit) andererseits.

Optionen für ein neues Strommarktdesign

Leitfrage 1: Welche **Förderungen für erneuerbare Energieanlagen** sind effektiv und effizient und wie kann das Strommarktdesign dazu beitragen, dass sich erneuerbare Energien in Zukunft **ohne Förderung** und staatliche Risikoabsicherung am Markt durchsetzen können?

Auf einen Blick: Vier Handlungsoptionen für ein effizientes und effektives Fördermodell für erneuerbare Energien

Handlungsoption 1A: Fixe Marktprämien

- **Kurzbeschreibung:** fixer Zuschlag auf Erlös aus Verkauf an Strombörse
- **Vorteile:** Anreiz zu marktdienlichem Handeln und dem Reagieren auf Preissignale, Minderung des Investitionsrisikos, flexible Anpassung auf Regionen und bestimmte Technologien möglich, kombinierbar mit Power-Purchase-Agreements (PPAs), rechtliche Genehmigungsfähigkeit von Marktprämien bei entsprechender Ausgestaltung gegeben
- **Nachteile:** Investitionsrisiko durch Direktvermarktung bleibt bestehen, Gefahr der Über- oder Unterförderung von Anlagen, Gefahr von „Zufallsgewinnen“, begrenzter Anreiz zur Drosselung bei negativen Marktpreisen

Handlungsoption 1B: Einseitig gleitende Marktprämien (aktuell vorherrschendes Modell)

- **Kurzbeschreibung:** Prämie sichert Preis nach unten ab: ‚garantierter Mindestverkaufspreis‘
- **Vorteile:** Sicherheit über Mindestverkaufspreis, Senkung des Investitionsrisikos, Anreiz zu marktdienlichem Verhalten, bereits vorherrschendes Modell zur Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland (keine umfassenden rechtlichen Änderungen nötig)
- **Nachteile:** Geringerer Anreiz, um auf Marktpreisänderungen zu reagieren; begrenzter Anreiz zur Drosselung bei negativen Marktpreisen

Handlungsoption 1C: Contracts for Difference (CfDs, auch „zweiseitig-gleitende Prämien“)

- **Kurzbeschreibung:** Prämie gleicht Preis nach unten und oben aus: ‚garantierter Verkaufspreis‘
- **Vorteile:** Investitionssicherheit am höchsten im Vergleich zu anderen Prämienmodellen, keine unmittelbare Gefahr von Zufallsgewinnen
- **Nachteile:** keine Anreize zu marktdienlichem Verhalten, kein Anreiz zur Investition in flexiblere oder marktdienliche Technologien, Gefahr von Ineffizienzen und volks- und betriebswirtschaftlichen Mehrkosten

Handlungsoption 1D: Fokussierung auf CO₂-Preis

- **Kurzbeschreibung:** keine Prämie, dafür ‚indirekte Förderung‘ durch Internalisierung CO₂-intensiver Erzeugung
- **Vorteile:** hohe Kosteneffizienz, hohe Wirksamkeit im Erreichen der Klimaziele, technologie- und standortneutral, stärkere marktbasiertere Anreize als Marktprämien
- **Nachteile:** Investitionsrisiko erhöht durch Verzicht auf direkte Förderung die Gefahr von Preisverfall bei hohem Anteil

Leitfrage 2: Reicht das heutige Marktdesign („**Energy-Only-Markt**“) aus, um langfristig eine **hohe Versorgungssicherheit** zu gewährleisten oder bedarf es **zusätzlicher Investitionsanreize**?

Auf einen Blick:

Vier Handlungsoptionen zur Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit

Handlungsoption 2A: Energy-Only-Markt

- **Kurzbeschreibung:** Ausreichend Flexibilität wird implizit durch entsprechende Preissignale bereitgestellt.
- **Vorteile:** einfache und kostengünstige Umsetzung, marktbasierter Anreize, kosteneffizient, Verzicht auf strukturelle Veränderungen und Aufbau eines zusätzlichen Kapazitätsmarktes
- **Nachteile:** Externalitätenproblem bleibt bestehen (keine Verantwortung für das Gesamtsystem), Gefahr von Versorgungsengpässen durch geringe Investitionen, bei sehr hohen Börsenstrompreisen Gefahr von politischen Eingriffen und dem Konterkarieren von Flexibilitätpotenzialen

Handlungsoption 2B: Energy-Only-Markt ergänzt mit strategischer Reserve

(aktuell vorherrschendes Modell)

- **Kurzbeschreibung:** Vergütung von nicht mehr am regulären Strommarkt teilnehmenden Kraftwerken als Backup-Kapazitäten zum Einsatz bei Angebotslücken
- **Vorteile:** Absicherung und Erhöhung der Versorgungssicherheit, prinzipiell beliebig hohes Maß an Versorgungssicherheit, bei Beibehaltung des Modells keine strukturellen Änderungen, sondern nur eine Weiterentwicklung nötig
- **Nachteile:** Externalitätenproblem bleibt bestehen (keine Verantwortung für das Gesamtsystem), vergleichbar schlechte Kosteneffizienz, Gefahr politisch motivierter Intervention bei hohen Marktpreisen, Gefahr von Trittbrettfahrerverhalten von Nachbarländern

Handlungsoption 2C: Aufbau eines zentralen Kapazitätsmarktes

- **Kurzbeschreibung:** Ein zweiter Markt zur Vergütung von Kapazität (gesicherter Leistung) wird etabliert.
- **Vorteile:** Gewährleistung eines hohen Niveaus an Versorgungssicherheit, Anreiz zur Beibehaltung von Flexibilitäten, kostengünstiger und effizienter als derzeitige strategische Reserve
- **Nachteile:** kostenintensiver als Energy-Only-Markt und dezentrale Kapazitätsmärkte, Gefahr von gegenseitigen Marktbeeinflussungen (In-Dec-Gaming), schlechtere Kosteneffizienz, anfällig für Lobbyismus, Flexibilitätpotenziale bei Kleinstverbrauchern werden gegebenenfalls nicht gehoben

Handlungsoption 2D: Individualisierung der Versorgungssicherheit im Rahmen dezentraler Kapazitätsmärkte

- **Kurzbeschreibung:** Handel von Zertifikaten für flexible Erzeugung, Versorger haben Kapazitätsverpflichtung in Spitzenlastzeiten, Grad der Versorgungssicherheit wird Bestandteil von Versorgungsverträgen
- **Vorteile:** Auflösung des Externalitätenproblems (Übertragung des Versorgungsrisikos auf die Versorger), weniger anfällig für Überkapazitäten, bessere regionale Verteilung, kosteneffizient, Förderung von Nachfrageflexibilität
- **Nachteile:** umfangreiche Vorbereitung der technischen und rechtlichen Rahmenbedingung für die Umsetzung notwendig, bei schlechter Ausgestaltung Gefahr von Belastung ärmerer Haushalte

Nächste Schritte

Grundsätzlich ist die Funktionsfähigkeit des aktuellen Strommarktdesigns gegeben. Damit das Strommarktdesign der Zukunft zur Erreichung der Klimaziele beiträgt und den zukünftigen hohen Anteilen von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung gerecht wird, bedarf es dennoch einer Überarbeitung des aktuellen Modells. Zeitgleich zur Umsetzung aller genannten Handlungsoptionen ist es in jedem Fall essenziell, die **Flexibilitätpotenziale** im aktuellen Stromsystem zu heben.

1. Nach den Kriterien der Klimawirksamkeit und der Kosteneffizienz ist auf lange Sicht eine Abkehr von der direkten Förderung erneuerbarer Energien hin zu einer **Fokussierung auf einen (sektorübergreifenden) CO₂-Preis** anzustreben. Deshalb sollte eine Umsetzung dieses Modells bis 2030 erfolgen. Während der Übergangszeit sollte der CO₂-Preis in einem vorhersehbaren **Preiskorridor** allmählich ansteigen. Um den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2030 zu bewerkstelligen, braucht es parallel dazu nach Abwägung der Vor- und Nachteile ein **geeignetes Marktprämienmodell**. Langfristig sollte das Marktprämienmodell auslaufen und eine Fokussierung auf den CO₂-Preis erfolgen.
2. Mit Blick auf den Umstieg auf eine erneuerbare Stromversorgung ist zu prüfen, ob in Zukunft ein reiner **Energy-Only-Markt** in der Lage ist, die benötigte **Versorgungssicherheit** und **Flexibilität** sicherzustellen. Bereits heute wird eine zusätzliche strategische Reserve benötigt, um die entsprechenden Kapazitäten außerhalb des Marktes sicherzustellen. Im Gegenzug muss auch geprüft werden, ob nicht der Einsatz eines **zentralen** oder **dezentralen Kapazitätsmarktes** besser zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und zur Erhöhung der Angebots- und Nachfrageflexibilität beitragen würde. Sollte man sich nach Abwägung der Vor- und Nachteile für eines der Modelle der Kapazitätsmärkte entscheiden, sind insbesondere im Fall der dezentralen Kapazitätsmärkte umfassende Vorbereitung der **technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen** sowie eine Miteinbeziehung einer **sozialgerechten Ausgestaltung** notwendig.

1 Einleitung

Die Energiepreise sind im Zuge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine sowie angesichts wirtschaftlicher Erholungseffekte seit Ende 2021 in der EU zwischenzeitlich stark gestiegen. Für den Elektrizitätsmarkt diskutieren Politiker*innen sowie Fachleute in Deutschland und auf EU-Ebene seitdem verstärkt, ob das Strommarktdesign grundsätzlich reformiert werden muss. Schon vor Ausbruch des Krieges war im Koalitionsvertrag der Ampelregierung von Dezember 2021 die Erarbeitung eines neuen Strommarktdesigns im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien vorgesehen. Klar ist: Es braucht mehr als ein angepasstes Strommarktdesign, um die Transformation des Energiesystems zu schaffen. Noch immer stockt der Ausbau der erneuerbaren Energien unter anderem aufgrund langwieriger Genehmigungsverfahren,¹ auch wenn in den letzten Monaten umfangreiche Gesetzesvorschläge zur Verbesserung dieser Prozesse auf den Weg gekommen sind. Dennoch wird es für die zukünftige Weiterentwicklung zentral sein, einen Ordnungsrahmen und Marktregeln zu gestalten, die zu einem klimaneutralen Energiesystem mit hoher Versorgungssicherheit führen.

Das derzeitige Strommarktdesign hat in den letzten Jahren gleichwohl seine grundsätzliche Funktionsfähigkeit bewiesen. Marktbasierende Mechanismen haben klare Vorzüge: Sie gewährleisten durch Kosteneffizienz bezahlbaren Strom und bieten Investitionsanreize. Dennoch: Um die Herausforderungen der kommenden Jahre zu bewältigen und den Ausbau erneuerbarer Energien so zu beschleunigen, dass die Klimaziele in Deutschland erreicht werden können, sollte das Strommarktdesign in diesem Sinne konsequent weiterentwickelt werden.

Vor diesem Hintergrund hat eine Arbeitsgruppe des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), bestehend aus 15 Expert*innen aus der Ökonomie, den Rechtswissenschaften und der Elektrotechnik, zentrale Probleme des aktuellen Strommarktdesigns untersucht und Handlungsoptionen zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns mit Blick auf die mittelfristige Entwicklung bis zum Zieljahr 2030 formuliert. Im Gegensatz zu den kurzfristigen Maßnahmen zur Bekämpfung der aktuellen Energiepreiskrise sollen ihre Überlegungen die mittel- bis langfristigen Veränderungsbedarfe zur Bewältigung der Energiewende aufzeigen. Die Arbeitsgruppe fokussierte dabei auf die Marktdienlichkeit² verschiedener Handlungsoptionen, während sie in Punkten der Netzdienlichkeit auf vorhergegangene Studien des Akademienprojekts, insbesondere auf die Stellungnahme „Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem“³, verweist. Die Arbeitsgruppe behandelte in dieser Stellungnahme folgende zwei zentrale Leitfragen:

¹ Vgl. acatech et al. 2022-2.

² Die Nachfrage soll durch das Angebot im Markt möglichst effizient gedeckt werden.

³ Vgl. acatech et al. 2020-2.

1. Welche Förderungen für erneuerbare Energieanlagen sind effektiv und effizient und wie kann das Strommarktdesign dazu beitragen, dass sich erneuerbare Energien in Zukunft ohne Förderung und staatliche Risikoabsicherung am Markt durchsetzen können?
2. Reicht das heutige Marktdesign aus, um langfristig eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten oder bedarf es zusätzlicher Investitionsanreize?

In der Stellungnahme werden zunächst die Grundlagen des aktuellen Strommarktdesigns und die zentralen Herausforderungen im Hinblick auf die Energiewende erläutert. Die Herausforderung der Bereitstellung von ausreichender Flexibilität im Stromsystem wird dabei verstärkt diskutiert und es werden mögliche Ansätze zur Verbesserung aufgezeigt. Im nächsten Schritt werden die Kriterien vorgestellt, die die Arbeitsgruppe erarbeitet hat, um die vorgestellten Handlungsoptionen miteinander vergleichen zu können. Für die beiden Leitfragen stellt die Arbeitsgruppe jeweils vier Handlungsoptionen zur Lösung der jeweiligen Herausforderungen dar und bewertet diese anhand der aufgestellten Kriterien.

2 Grundlagen des aktuellen Strommarktdesigns

Strom ist grundsätzlich ein netzgebundenes Gut. Eine vorübergehende Speicherung von Strom ist zwar möglich, doch die Speicherung ist (noch immer) kostspielig und Speichermöglichkeiten sind nach wie vor auch nur in beschränktem Umfang verfügbar. Daher ist das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage im Stromsystem besonders wichtig: Sobald sich Stromeinspeisung und -entnahme im Netz auch nur für wenige Sekunden im Ungleichgewicht befinden, führt dies zu einer Veränderung der Netzfrequenz und im schlimmsten Fall zum Stromausfall. Von diesem Ausfall wären viele an das Netz angeschlossene Parteien betroffen, nicht nur die für den Ausfall Verantwortlichen. Insbesondere das Szenario einer Angebotsknappheit stellt eine große Herausforderung für das System dar. Solche Engpässe können bereits durch Probleme bei der Beschaffung von Vorprodukten und Rohstoffen (wie fossilen Energieträgern), einer unzureichenden Erzeugung von Strom und Einspeisung in das System, oder auch durch unzureichende Netzkapazitäten ausgelöst werden.

Im aktuellen Marktdesign wird Strom in einstündigen beziehungsweise 15-minütigen Intervallen entweder in bilateralen Verträgen oder an der europäischen Strombörse EPEX SPOT zwischen Anbietern und Stromversorgern und teilweise auch großen Verbrauchern oder anderen Nachfragern gehandelt. Alle Angebote werden dabei nach ihrem Preis in aufsteigender Reihenfolge sortiert („Merit-Order“). Beginnend mit den geringsten Angebotspreisen werden anschließend so viele Erzeugungsanlagen in Anspruch genommen, bis die nachgefragte Strommenge gedeckt ist.⁴ Das letzte Gebot, das noch nötig ist, um die Stromnachfrage zu decken, bestimmt den Marktpreis, also den Verkaufspreis, den alle genutzten Erzeugungsanlagen pro Einheit verkauften Stroms erhalten („Uniform Pricing“). Durch diesen Marktmechanismus soll ein effizienter Strompreis sichergestellt werden (siehe Exkurs „Uniform Pricing versus Pay-as-Bid“). Die in der Stellungnahme diskutierten Handlungsoptionen bauen daher auf diesem grundlegenden Mechanismus auf.⁵

4 In einem wettbewerblichen Markt ist davon auszugehen, dass es eine enge Korrespondenz zwischen Angebotspreisen und variablen Kosten beziehungsweise Grenzkosten der Stromerzeugung gibt, sodass zuerst die Anlagen mit den geringsten variablen Kosten aufgerufen werden.

5 Dieser Mechanismus ist keine Besonderheit des Strommarktes, sondern sehr vielen organisierten Großhandelsmärkten inhärent, auf denen homogene Produkte gehandelt werden.

Neben dem beschriebenen Day-Ahead-Handel beziehungsweise Intraday-Handel an der Strombörse kann Strom auch im Rahmen anderer börslicher sowie außerbörslicher Geschäfte gehandelt werden. Dabei handelt es sich beispielsweise um börsliche Terminverträge oder langfristige außerbörsliche Lieferverträge im Rahmen sogenannter „Power-Purchase-Agreements“ oder anderer langfristiger Vereinbarungen. Solche Geschäfte sind heute bereits etabliert, sie können bei allen beschriebenen Handlungsoptionen erhalten bleiben. Der Day-Ahead-Preis stellt dabei auch für solche Geschäfte einen transparenten Referenzpreis dar, an dem diese sich teilweise preislich orientieren.

Im idealtypischen Fall eines perfekt funktionierenden Wettbewerbsmarktes bieten alle Erzeugungsanlagen ihren Strom zu einem Preis an, der genau ihren Grenzkosten der Stromerzeugung entspricht. Erzeugungsanlagen mit geringeren Grenzkosten (zum Beispiel Windenergie- und PV-Anlagen, Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke) kommen damit häufiger zum Einsatz als Erzeugungsanlagen mit vergleichsweise hohen Grenzkosten (zum Beispiel Steinkohle- und Gaskraftwerke), die in Zeiten mit geringer Nachfrage nicht benötigt werden. Dafür weisen Erzeugungsanlagen mit geringen Grenzkosten relativ hohe Investitionskosten auf, die für die Berechnung der (kurzfristigen) Grenzkosten keine Rolle spielen. Somit sind Erzeugungsanlagen auf hinreichend viele Zeitpunkte mit hohen Verkaufspreisen angewiesen, damit sie langfristig ihre Investitionskosten decken können.

Der Strommarkt in Deutschland basiert zwar derzeit prinzipiell auf dem Energy-Only-Markt, allerdings wird dieser durch verschiedene Kapazitätsmechanismen zur Deckung der Versorgungssicherheit ergänzt. Neben der Netzreserve (zur Ermöglichung von Engpassmanagementmaßnahmen (Redispatch)) setzen Netzbetreiber zusätzlich eine strategische Reserve ein. Die strategische Reserve erfasst nur Kraftwerke, die nicht regulär am Strommarkt teilnehmen und somit keinen Einfluss auf die Preisbildung und den Wettbewerb auf dem Energy-Only-Markt haben. Die strategische Reserve (in Deutschland unter dem Namen Kapazitätsreserve eingeführt) greift, wenn die nachgefragte Menge an der Strombörse nicht durch das Angebot gedeckt werden kann. Die EU-Kommission hat den Aufbau und Einsatz einer strategischen Reserve als Mechanismus genehmigt, um ein vorübergehendes Problem zu lösen. Die in Deutschland aktuell verwendete strategische Reserve ist seit Februar 2018 mit Befristung bis zum 1. Oktober 2025 genehmigt.⁶

In den letzten 20 Jahren hat die Förderung über das im Jahr 2000 eingeführte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) dazu geführt, dass der Anteil der erneuerbaren Energien im deutschen Stromsystem stetig zugenommen hat und mittlerweile bei knapp 50 Prozent der erzeugten Strommenge liegt. Als etablierter Fördermechanismus sind Marktprämien seit 2012 rechtlich verankert. Das heute vorherrschend verwendete Fördermodell ist die einseitig gleitende Marktprämie (siehe Handlungsoption 1B), die durch Ausschreibungen bestimmt wird und als Zuschuss zu den Erlösen der Direktvermarktung gezahlt wird (EEG 2021). Daneben und in deutlich geringerem Umfang wurden im Rahmen sogenannter „Innovationsausschreibungen“ auch fixe Marktprämien eingesetzt, die in Handlungsoption 1A beschrieben werden. Das EEG 2023 nimmt vom Modell der fixen Marktprämien allerdings Abstand und wendet seit Oktober 2022 auch bei Innovationsausschreibungen einseitig gleitende Prämien an.

6 Beschluss der der Kommission vom 07.02.2018 über die Beihilferegelung SA.45852 – 2017/C (ex 2017/N)), C(2018) 612 final, Erwägungsgrund 114.

EXKURS Uniform Pricing versus Pay-as-Bid

Das „Uniform-Pricing“-Modell (Einheitspreismodell) bietet insbesondere den Vorteil eines transparenten Preisbildungsmechanismus, der Angebot und Nachfrage ausgleicht. Dies ermöglicht eine hohe Kosteneffizienz, da unter idealisierten Bedingungen ein Anreiz entsteht, Strom gemäß den Grenzkosten der Erzeugung anzubieten. Alternative Modelle bieten diesen Anreiz oft nicht. So würde das oft diskutierte „Pay-as-Bid“-Modell, in dem Kraftwerke eine Vergütung genau in Höhe ihres individuellen Gebots erhalten, diesen Anreiz zerstören: Stromerzeuger hätten dann einen Anreiz, ihre Gebote strategisch so hochzusetzen, dass sie gerade noch den Zuschlag bekommen.⁷ Eine Preisreduktion des Stroms wäre dadurch kaum zu erwarten, gleichzeitig ginge das transparente und einfach zu interpretierende Preissignal verloren.⁸ Falls dadurch die Einsatzreihenfolge nicht mehr der Merit-Order der Grenzkosten entspricht, käme es zu Ineffizienzen. Auch wenn das gegenwärtige Strommarktmodell mit Einheitspreis aufgrund gestiegener Gaspreise zu hohen Börsenstrompreisen führen kann und somit in der öffentlichen Kritik steht, stellt es ein kosteneffizientes Marktmodell dar und sollte daher für ‚Normalzeiten‘ in seinen wesentlichen Zügen erhalten werden.

⁷ Vgl. Oren 2014.

⁸ Vgl. Tierney et al 2008; Kahn 2001.

3 Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns

Volatile erneuerbare Erzeugungstechnologien wie die Wind- oder Solarenergie sollen künftig einen großen Teil der deutschen Stromerzeugung ausmachen. Allerdings bringen diese Technologien Besonderheiten mit sich, die es zu beachten gilt: Zum einen ist ihre Stromerzeugung witterungsabhängig, sie schwankt deshalb zeitlich und ist nur begrenzt regelbar. Zum anderen tragen die Investitionskosten maßgeblich zu den Gesamtkosten bei. Die variablen Kosten und damit die kurzfristigen Grenzkosten liegen dagegen bei nahezu null.⁹ Daraus leiten sich im Kern zwei wesentliche Investitionsprobleme ab, die in dieser Stellungnahme detailliert betrachtet werden: Zum einen muss ein ausreichend hohes Maß an Investitionsanreizen in erneuerbare Energien erreicht werden, damit die notwendigen Investitionen tatsächlich erfolgen (Leitfrage 1). Zum anderen müssen Investitionen so erfolgen, dass ein ausreichend hohes Maß an flexibler Leistung erhalten bleibt, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten (Leitfrage 2). Zwischen diesen beiden Zielen besteht teilweise ein Zielkonflikt, der durch geeignete Mechanismen aufgelöst werden muss.

Investitionen¹⁰ in erneuerbare Energien müssen sich über die Lebensdauer der Anlage amortisieren. Gleichzeitig beeinflusst der vermehrte Zubau solcher Anlagen die Börsenstrompreise und trägt zu einer stärkeren Unsicherheit über diese bei.¹¹ Investitionsrisiken von erneuerbaren Energien (Leitfrage 1) lassen sich in die folgenden Effekte unterteilen:

1. **Merit-Order-Effekt:** Erneuerbare Energien stehen aufgrund ihrer sehr geringen Grenzkosten ‚am Anfang‘ der Merit-Order. Sobald sie Strom einspeisen, verdrängen sie Erzeugungsformen mit höheren Grenzkosten aus dem Markt (zum Beispiel Gas). Da die Grenzkosten des letzten noch genutzten Kraftwerks maßgeblich für den Börsenstrompreis in einer bestimmten Zeitperiode sind, verringert sich somit der gezahlte Börsenpreis. Der Einsatz erneuerbarer Energien führt zumindest zu den Zeitpunkten zu einer Verringerung der Börsenstrompreise, an denen Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird.¹² Dieser Zusammenhang und der dadurch sinkende Börsenstrompreis werden als Merit-Order-Effekt bezeichnet; er kann bereits in Deutschland wie auch in anderen Ländern beobachtet werden.¹³

9 Zwar gibt es andere erneuerbare Erzeugungsformen (wie zum Beispiel Biomasse), die diese Besonderheiten nicht (oder in geringerem Umfang) aufweisen. Da aber Wind- und Solarenergie den größten Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung ausmachen werden, steigen die Herausforderungen ihrer Marktintegration für das Stromsystem.

10 Hier wird von privaten Investitionen durch Unternehmen oder Privatpersonen ausgegangen. Staatliche Investitionen werden an dieser Stelle ausgeklammert.

11 Vgl. Hirth 2015.

12 Vgl. acatech et al. 2022-1.

13 Vgl. Dillig et al. 2016; vgl. Cludius et al. 2014; vgl. Zipp 2017.

2. **Kannibalisierungseffekt:** Durch ihre Abhängigkeit von Wetterbedingungen korrelieren die Produktionsmengen von erneuerbare Energieanlagen (EE-Anlagen) zeitlich miteinander. Beispielsweise führen PV-Anlagen in Zeiten hoher Sonneneinstrahlung zu niedrigen Strompreisen, weil aufgrund ihrer hohen Stromproduktion der Merit-Order-Effekt zu diesem Zeitpunkt besonders ausgeprägt ist. Der Kannibalisierungseffekt beschreibt also den Zusammenhang, dass volatile Erzeugungsanlagen übermäßig stark vom Merit-Order-Effekt betroffen sind. Je mehr Anlagen der gleichen volatilen Erzeugungsquelle zugebaut werden, desto stärker wirkt der Kannibalisierungseffekt. Dadurch senkt der Zubau von Anlagen für erneuerbare Energien insbesondere die am Markt generierten Erlöse in Form der „Capture-Preise“¹⁴ von Anlagen derselben Technologie. Ein weiterer Zubau dieser Technologie rechnet sich ab einem gewissen Punkt nicht mehr. Der Kannibalisierungseffekt kann insbesondere für Windkraft- und Photovoltaikanlagen beobachtet werden.¹⁵ Im Extremfall kann er dafür sorgen, dass in Zeiten sehr hoher Einspeisung aus erneuerbaren Quellen der Marktwert dieses Stroms auf nahezu null sinkt.¹⁶ Gegebenenfalls kann eine gewisse zeitliche Einspeisekorrelation zwischen zwei verschiedenen Technologien darüber hinaus einen sogenannten „Cross-Cannibalization“-Effekt auslösen. So kann zum Beispiel ein Zubau von Photovoltaikanlagen auch die Capture-Preise von Windenergie negativ beeinflussen, wenn die Einspeisung zeitlich positiv korreliert.¹⁷ Der Kannibalisierungseffekt kann abgeschwächt werden, indem EE-Erzeugung mit Energiespeichern ergänzt und der Ausbau der EE-Anlagen geografisch breit gestreut wird. Auch eine verstärkte Sektorenkopplung mit flexiblen Sektoren kann zu einer stärkeren Nachfrageflexibilität beitragen und damit den Kannibalisierungseffekt abschwächen.¹⁸

Nicht zuletzt liegen die Herausforderungen der erneuerbaren Energien nicht nur bei der Ausgestaltung des Strommarkts, sondern auch bei weiteren Hemmnissen. Diese sollen zumindest teilweise durch Gesetzesänderungen aus dem Jahr 2022 aufgefangen werden (siehe Exkurs „Gesetzesänderungen zur Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien“).

14 Mengengewichteter Durchschnittspreis pro Einheit verkaufter Energie, die eine Erzeugungsanlage am Markt erzielen kann.

15 Vgl. Clò/D'Adamo 2015.

16 Im Zeitraum von 2015 bis 2021 senkte eine Erhöhung der Stromeinspeisungen aus Windenergie deren Marktwert um durchschnittlich 3,7 Prozent, eine 10-prozentige Erhöhung der Einspeisungen aus Solarstrom senkte dessen Marktwert um 1 Prozent. Im Extremfall könnte der Kannibalisierungseffekt den Marktwert bei sehr hohen Einspeisungen (über 1.000 Gigawattstunden) aus erneuerbaren Quellen deren Marktwert auf nahezu null absenken, vgl. Liebensteiner, M./Naumann 2022.

17 Vgl. López Prol et al. 2020.

18 Vgl. López/Schill 2021.

EXKURS

Gesetzesänderungen zur Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien

Kurzfristig gesehen liegt das Problem beim Ausbau der erneuerbaren Energien nicht nur bei der Gestaltung finanzieller Anreize, sondern auch bei langwierigen Planungs- und Genehmigungsverfahren, dem sich abzeichnenden Fachkräftemangel und weiteren Hemmnissen. Die ESYS-Arbeitsgruppe „Klimagerechter Ausbau von Photovoltaik und Windenergie“ hat diese in einer Stellungnahme herausgearbeitet.¹⁹ Im Jahre 2022 beschloss der Gesetzgeber einige Änderungen, die auf die Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren abzielen. Diese ergeben sich insbesondere aus den Neuerungen im EEG, dem WindSeeG, dem BNatSchG, dem BauGB sowie der Einführung des Windenergieflächenbedarfsgesetzes (WindBG).²⁰

EEG: Laut Änderung des § 2 EEG liegt nun die Errichtung und der Betrieb von Erneuerbaren-Energien-Anlagen im überragend öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Damit sollen diese als vorrangiger Belang in die Schutzgüterabwägung insbesondere gegenüber dem Naturschutz eingestellt werden.²¹

WindSeeG: Im WindSeeG 2023 wird ein neues System der Förderstruktur, nunmehr auf zwei Säulen, eingeführt: Der Ausbau richtet sich zunächst nach den Festlegungen im Flächenentwicklungsplan.²² Neu gilt, dass Windenergieanlagen auf See auf zentral voruntersuchten Flächen vollständig auf eine Förderung verzichten müssen. Anlagen auf nicht zentral voruntersuchten Flächen haben dagegen grundsätzlich einen Anspruch auf Förderung durch die Marktprämie.²³ Im Fall der Abgabe von mehreren Nullgeboten für eine Fläche wird das sogenannte Dynamische Gebotsverfahren eingeführt, welches das zuvor verwendete Losverfahren ersetzt: Nunmehr werden die Flächen mit dem anzulegenden Wert von null bei den nicht zentral voruntersuchten Flächen²⁴ in einem Verfahren ähnlich einer Versteigerung an den Höchstbietenden vergeben.²⁵

WindBG und BauGB: Das WindBG will zum Zweck der Beschleunigung der Windenergie an Land den Mangel an verfügbaren Flächen beseitigen, indem den Ländern verbindliche Flächenziele, sogenannte Flächenbeitragswerte²⁶ – abhängig von den Ausbauzielen im EEG und dem jeweiligen Flächenpotenzial des Landes – vorgegeben werden.²⁷ Anlehnend an die Änderung im WindBG wird § 249 BauGB geändert und stellt nunmehr weitere Sonderregelungen für Windenergieanlagen an Land auf.^{28, 29}

¹⁹ Vgl. acatech et al. 2022c.

²⁰ Ausführlich: Vgl. Harsch/Schäfer 2022; vgl. Schlacke et al. 2022; vgl. Zenke 2022.

²¹ Vgl. Harsch/Schäfer 2022; vgl. Parzefall, 2022; vgl. Schlacke et al. 2022; vgl. Zenke 2022.

²² § 2a Abs. 3, 4 WindSeeG 2023, vgl. Harsch/Schäfer 2022.

²³ § 19 EEG 2023 i. V. m. § 24 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG 2023.

²⁴ Bei den zentral voruntersuchten Flächen erfolgt dagegen die Vergabe anhand von Bewertungspunkten. Neben dem Gebotswert werden zum Beispiel auch der Beitrag zur Dekarbonisierung sowie der Beitrag zur Fachkräftesicherung in die Bewertung aufgenommen, § vgl. § 53 I WindSeeG 2023.

²⁵ § 21 WindSeeG, vgl. Harsch/Schäfer 2022.

²⁶ Zur konkreten Höhe im jeweiligen Bundesland siehe Anlage 1 WindBG.

²⁷ BT-Drs. 20/2355, 2f., vgl. Harsch/Schäfer 2022.

²⁸ Art. 2 WindBG, vgl. Harsch/Schäfer 2022.

²⁹ Weitere Änderungen ergeben sich im Hinblick auf die Zulässigkeit der Vorhaben in § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB, vgl. Harsch/Schäfer 2022.

BNatSchG: Das vierte Gesetz zur Änderung des BNatSchG führt eine konkretisierte Signifikanzprüfung hinsichtlich kollisionsgefährdeter Brutvögel nach § 44 Abs. 5 S. 2 BNatSchG sowie Annäherungswerte und Regelvermutungen, § 44 b iVm Anlage 1 BNatSchG, ein.^{30, 31} Damit sollen eine bessere und beschleunigte Handhabung artenschutzrechtlicher Probleme, mehr Klarheit sowie ein Einklang der Interessen erzielt werden, die in der Vergangenheit eine wichtige Ursache für Verzögerungen waren.

Sinnvolle Weichen wurden für den Ausbau der erneuerbaren Energien und das Erreichen der Energie- wende damit gelegt. Nun liegt es an der richtigen Umsetzung von Bund und Ländern sowie der Industrie, die Steigerung der Ausbaupfade im EEG und WindSeeG 2023 erfolgreich und zeitgemäß zu verwirklichen und dabei den externen Herausforderungen wie dem Fachkräftemangel oder Schwierigkeiten in den Lieferketten angemessen zu begegnen.³²

Durch die Transformation hin zu einer dezentraleren und durch erneuerbare Energien geprägten Energieerzeugung steht die Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Leitfrage 2) im Gesamtsystem vor neuen Herausforderungen, die mit Voranschreiten der Transformation immer akuter werden und es daher anzugehen gilt:

- 1. Veränderungen in Deutschlands Stromangebot (Kohle- und Atomausstieg):** Deutschland ist Mitte April 2023 aus der Kernenergie ausgestiegen. Zudem ist perspektivisch (aktuell: im Jahre 2038) der Ausstieg aus der ebenfalls grundlastfähigen Kohleverstromung geplant. Somit wird ein Großteil der ursprünglich die Grundlast deckenden Kapazität verloren gehen. Diese muss durch andere Energieträger ersetzt werden. Wetterabhängige erneuerbare Energien stellen hierfür kein perfektes Substitut dar. Die Erdgasverstromung wird bis auf Weiteres zunächst wichtiger, da nicht nur (wie bisher) Spitzenlasten abgedeckt, sondern auch Einspeiseschwankungen volatiler Erzeugungsanlagen ausgeglichen werden müssen. Wenn Teile des Gasangebots durch den Krieg in der Ukraine ebenfalls wegfallen, müssten erneuerbare Energien künftig die Hauptlast dieses Wegfalls tragen und das Stromsystem mit zusätzlichen Flexibilitätsoptionen wie beispielweise Speichern unterstützt werden. Als Übergangstechnologie scheint Gas zumindest in den nächsten Jahren kurzfristig kaum durch erneuerbare Energien substituierbar.
- 2. Bereitstellung von Flexibilität bei einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien.** Da witterungsabhängige erneuerbare Energien (zum Beispiel Wind oder Solar) zunehmend Kraftwerke aus dem Markt verdrängen, die ihre Stromproduktion grundsätzlich steuern und an Nachfrageveränderungen anpassen können (zum Beispiel Steinkohle, Öl, Gas), wird die Stromerzeugungsseite insgesamt weniger gut steuerbar und in diesem Sinne unflexibler. Daher wird die Frage, wie grundsätzlich ausreichend steuerbare Flexibilität im Stromangebot erhalten werden kann, immer akuter, je höher der Anteil dargebotsabhängiger erneuerbarer Stromproduktion wird. Werden keine ausreichenden Anreize zur Kompensation der unflexibleren Stromproduktion implementiert (zum Beispiel durch Speicher, Umwandlung in synthetische Energieträger, Nachfrageflexibilisierung oder Nutzung flexibler erneuerbarer Energien wie Bioenergie), besteht die Gefahr, dass es langfristig technisch nicht mehr möglich ist, die nachgefragte Strommenge zu

³⁰ Vgl. Harsch/Schäfer 2022.

³¹ Zum KWG sowie WindSeeG 2023 vgl. Harsch/Schäfer 2022.

³² Vgl. Harsch/Schäfer 2022.

jedem Zeitpunkt (wie zum Beispiel in anhaltenden Dunkelflauten) anzubieten, wodurch es für Verbraucher zu Drosselungen, temporären Abschaltungen oder Stromausfällen kommen könnte.³³

3. **Verantwortung für Versorgungssicherheit.** Die verfassungsrechtliche Rechtsprechung betrachtet eine sichere Energieversorgung als Teil der staatlichen Daseinsvorsorge.³⁴ Dies setzt sowohl einen stabilen Netzbetrieb als auch einen funktionierenden Stromhandel (Angebot gleich Nachfrage) voraus: Für den technisch stabilen und sicheren Netzbetrieb sind die Netzbetreiber verantwortlich. Die Netze werden daher bisher für alle zu erwartenden Situationen ausgelegt, sodass keine Überlastungssituationen durch zu hohe gleichzeitige Stromeinspeisungen und -entnahmen erfolgen. Aufgrund des hohen Netzausbaubedarfs wird das Netz zukünftig auf übliche und wahrscheinliche und nicht mehr auf alle denkbaren Extremsituationen ausgelegt.³⁵ Das erfordert in Zukunft eine stärkere Abregelung und Kappung zu Spitzenlastzeiten.³⁶ Die Verantwortung, Stromangebot und -nachfrage grundsätzlich im Gleichgewicht zu halten, tragen dagegen die Bilanzkreisverantwortlichen (zum Beispiel Stromhändler und Versorger). Hierbei entsteht im gegenwärtigen Modell des Energy-Only-Marktes³⁷ aus ökonomischer Sicht ein Externalitätenproblem: Bei einem Stromausfall kann aus technischen Gründen der Schaden nicht nur auf die verantwortliche Partei umgelegt werden, vielmehr wären von einem Stromausfall und den daraus resultierenden Schäden eine Vielzahl von unbeteiligten Parteien ebenfalls betroffen. Sofern die Erhöhung der Versorgungssicherheit Kosten verursacht (weil beispielsweise Reservekapazitäten für Nachfragespitzen vorgehalten werden), entsteht ein Anreiz, sich auf Investitionen aller anderen ‚auszurufen‘, deren Nutzen in Form einer ‚Versicherung für den Ernstfall‘ ohnehin dem Gesamtsystem zugutekommt. Da somit Kosten individualisiert, der Nutzen aber kollektiviert wird, kommt es zu einer systematischen Unterinvestition in gesamtwirtschaftlich gewünschte Reservekapazitäten. Je wettbewerbler ein Strommarkt ausgestaltet wird, desto geringer ist der Anreiz der einzelnen Akteure, einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten. Um die steigende Herausforderung der Versorgungssicherheit angehen zu können, muss die grundsätzliche Verantwortung für Versorgungssicherheit geklärt und herausgearbeitet werden, mit welchen Möglichkeiten verantwortliche Parteien diese im Extremfall sicherstellen können. Möglich wären zum Beispiel die Abschaltung von Einspeisern und Lasten oder das Vorhalten von Reservekapazitäten.

³³ Siehe Kozlova/Overland 2022.

³⁴ BGHZ 89, 226 (230); BVerfGE 134, 242 (338) – Garzweiler; s. auch BVerfGE 66, 248 (258) – Enteignung zugunsten Energieversorgung sowie BVerfGE 30, 292 (324).

³⁵ Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena), 2012.

³⁶ Vgl. Wagner 2018.

³⁷ Zwar wird der Energy-Only-Markt in Deutschland durch eine Reihe ergänzender Mechanismen begleitet (nicht zuletzt die strategische Reserve), jedoch lösen diese Mechanismen das ursprüngliche Externalitätenproblem nicht auf, sondern mildern dessen Folgen höchstens ab.

Insgesamt kann die Standortwahl von EE-Anlagen dabei zunehmend zu Zielkonflikten zwischen einem marktdienlichen und einem netzdienlichen Zubau erneuerbarer Energien führen. Eine Fokussierung auf die witterungsmäßig lukrativsten Standorte für EE-Anlagen sowie eine möglichst vollständige und unmittelbare Nutzung des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms (ohne übermäßige Abregelung und Zwischenspeicherung) wären aus marktlicher Sicht effizient und wünschenswert. Ein solches Vorgehen setzt gleichzeitig aber einen höheren Zubau an Netzkapazitäten voraus. Ein stärkerer Fokus auf den netzdienlichen Zubau und Einsatz erneuerbarer Energien könnte den notwendigen Netzzubau reduzieren, erfordert aber eventuell einen Zubau an Standorten mit geringeren Erzeugungspotenzialen (zugunsten einer stärkeren geografischen Verteilung von EE-Anlagen). Zudem würde ein Teil der erzeugten erneuerbaren Energie gegebenenfalls nicht optimal genutzt (beispielsweise, weil Abregelungen aufgrund von Netzengpässen durchgesetzt werden). Das vorliegende Papier fokussiert sich in diesem Zusammenhang auf einen marktdienlichen Einsatz erneuerbarer Energien, während die Aspekte der Netzdienlichkeit in der Stellungnahme „Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem“ einer früheren ESYS-Arbeitsgruppe behandelt werden.³⁸ Letztlich muss ein Optimum gefunden werden, das aus einer Abwägung zwischen diesen beiden Anforderungen resultiert.

38 Vgl. acatech et al. 2020-2.

4 Ermöglichung ausreichender Flexibilität im Stromsystem

Die Ermöglichung eines ausreichenden Maßes an Flexibilität stellt für beide Leitfragen einen zentralen Baustein dar. Flexibilität ist einerseits zentral zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit (siehe Leitfrage 2, S. 54), nimmt jedoch durch den zunehmenden Ausbau volatiler erneuerbarer Energien stetig ab (siehe Leitfrage 1, S. 35). Flexibilität kann dabei nicht nur von der Stromerzeugung, sondern auch von der Stromnachfrage oder Energiespeichern bereitgestellt werden. Neben der Etablierung grundlegender Marktmechanismen muss in allen Einzelbereichen der Stromlieferkette sichergestellt werden, dass entsprechende Flexibilitätspotenziale überhaupt erst gehoben und ausgenutzt werden können.

Als Flexibilität kann dabei allgemein die Fähigkeit des Stromsystems verstanden werden, Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt ins Gleichgewicht bringen zu können, auch in Extremsituationen. Die gravierenden Folgen (zum Beispiel in Form eines großflächigen Stromausfalls), die bereits ein kurzzeitiges und vorübergehendes Ungleichgewicht der Leistung hat, zeigen, wie wichtig ein ausreichend hohes Maß flexibler Kapazitäten für die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems ist. Dabei muss beachtet werden, dass an unterschiedliche Flexibilitätsoptionen unterschiedliche Anforderungen gestellt werden: Während ein Überangebot an elektrischer Energie gut regulierbar sein sollte (zum Beispiel durch Abregelung erneuerbarer Stromerzeugung), sollte bei einer Knappheit des Stromangebots in eine kurzfristige (wenige Stunden) und längerfristige Knappheit (mehrere Tage, zum Beispiel verursacht durch „Dunkelflauten“) unterschieden werden. Während kurzzeitige Stromknappheiten technisch und ökonomisch gut handhabbar sein sollten, stellen längerfristige Knappheiten deutlich größere Herausforderungen dar: Eine Nachfragerreduzierung oder -verschiebung privater Haushalte und auch bestimmter gewerblicher Stromnachfrager könnte beispielsweise zur Überbrückung kurzfristiger Stromknappheiten beitragen, ohne dass diese Nachfrager eingeschränkt würden. Eine längerfristige Nachfragedrosselung könnte für private Haushalte und auch andere Nachfrager dagegen problematischer werden. Somit wird am Ende vermutlich die Kombination mehrerer Maßnahmen auf verschiedenen Ebenen erforderlich sein, um ein ausreichendes Maß an Flexibilität bereitzustellen. Im folgenden Kapitel soll daher die Ermöglichung von Flexibilität in den einzelnen Bereichen der Lieferkette – Stromerzeugung, Stromhandel sowie Stromnachfrage – näher beleuchtet werden. Insbesondere in Kombination können diese zu einer stärkeren Flexibilität des Gesamtsystems beitragen.

4.1 Stromerzeugung und Speicher

Die gezielte Förderung eines flexibleren Stromangebots von Speichern stellt ein zentrales Feld dar. Um trotz des steigenden Anteils volatiler erneuerbarer Erzeugung ein gewisses Maß an Angebotsflexibilität zu gewährleisten, sind verschiedene Ansätze möglich: Zum einen ist der Einsatz von Backup-Kapazitäten oder zusätzlichen Energiespeichern im System denkbar. Zum anderen können gezielt flexiblere erneuerbare Erzeugungsanlagen gefördert werden.

Ein Zubau an **wetterunabhängiger disponibler Erzeugungskapazität** (Backup-Kapazität) würde der Systemflexibilität dienen und den Ausgleich volatiler Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen ermöglichen. Allem voran wären hochmoderne Gaskraftwerke hierfür aktuell die beste Option. Diese bringen (im konventionellen Betrieb) jedoch auch erhebliche Probleme in Form der Abhängigkeit von Gasimporten sowie weiteren Treibhausgasemissionen mit sich. Eine mögliche erneuerbare Alternative wäre es, Bioenergie einzusetzen. Durch eine bedarfsgerechte, flexible Stromproduktion kann Bioenergie in Teilen fossile Brennstoffe als flexibler Energieträger ersetzen: Allerdings sind die Biomassepotenziale begrenzt. Deshalb sind sie nur im Rahmen einer optimalen Biomassennutzung einzusetzen.³⁹ Längerfristig wäre auch der Einsatz grünen Wasserstoffs denkbar, wobei man auch hier Nutzungskonflikte mit der Industrie und mögliche Abhängigkeiten von Importländern beachten muss.

Eine weitere Möglichkeit ist der Ausbau und Einsatz von **Energiespeichern**, um sie als eigenständige Akteure im System zu etablieren. Eine anfängliche Beschleunigung des Ausbaus könnte beispielweise durch entsprechende Ausschreibungen geschehen. Ein Hochlauf der Energiespeicherkapazität könnte dazu beitragen, Stromangebot und Stromnachfrage zeitlich zunehmend voneinander zu entkoppeln. Trotz unzähliger technischer Möglichkeiten, Strom zu speichern (zum Beispiel Flywheel, elektrochemische Speicher wie Li-Ionen-Batterien und Redox-Flow-Batterien, chemische Speicher wie Wasserstoffzellen, thermische Speicher) bilden Pumpspeicherkraftwerke derzeit fast die gesamte globale Energiespeicherkapazität.⁴⁰ Die hohen Fixkosten und die geografischen Anforderungen (Höhengefälle und Wasserbecken) machen einen Zubau an Pumpspeicherkapazität aber zunehmend schwieriger. Alternative Speichermedien (zum Beispiel Power-to-Gas) sind derzeit noch nicht marktreif. Somit sind Energiespeicher als Flexibilitätsoption zwar vielversprechend, viele Technologieansätze derzeit aber nur sehr limitiert verfügbar.

Auch einfache, witterungsbedingte erneuerbare Energien sind zumindest einseitig regelbar. Bei einem Überangebot an erneuerbarer Energie müssen erneuerbare Energien gegebenenfalls **abgeregelt** werden. Um einen kritischen Angebotsüberschuss zu vermeiden, muss man dafür Sorge tragen, dass die Einspeisung im Fall negativer Börsenstrompreise möglichst schnell abgeregelt (oder optimalerweise anderweitig genutzt) wird. Etwaige direkte Prämienzahlungen sollten in diesen Zeiten möglichst schnell auf null abgesenkt werden, um Erzeugern einen unmittelbaren Anreiz zur Drosselung der Erzeugung zu geben (siehe dazu die in Leitfrage 1B beschriebene „4-Stunden-Regel“). Neben einer Stabilisierung des Stromsystems führt dies zu

³⁹ Vgl. acatech et al. 2019.

⁴⁰ Vgl. IRENA 2017.

zusätzlichen Anreizen für die Erzeuger erneuerbarer Energie, die Menge überschüssig produzierter Energie zu minimieren (zum Beispiel durch deren Speicherung in zugebauten Energiespeichern oder die Vermarktung an anderen Teilmärkten).

Eine Möglichkeit zur expliziten Förderung flexiblerer emissionsarmer Erzeugung stellen die bereits etablierten Innovationsausschreibungen dar (siehe Handlungsoption 1A). Da hierüber ausschließlich Technologiekombinationen gefördert werden (zum Beispiel Wind/Solar in Verbindung mit einer angebundenen Speichertechnologie oder Wind/Solar in Verbindung mit einer flexiblen alternativen Erzeugungsmöglichkeit wie Gas), weisen geförderte Anlagen eine höhere Flexibilität auf als ‚isolierte‘ erneuerbare Energieträger. Entsprechende Ausschreibungsmengen im Rahmen von Innovationsausschreibungen im EEG hätten zur Folge, dass ein gewisser Anteil neu zugebauter erneuerbarer Energien aus solchen Technologiekombinationen besteht. Wichtig wäre es, darauf zu achten, dass die neben Wind- oder Solarenergie eingesetzte zusätzliche Technologie eine technologisch sinnvolle Flexibilitätsoption darstellt.⁴¹

Soll die Flexibilität der Stromerzeugung gestärkt werden, sollten Fördermechanismen idealerweise möglichst viele Ansätze (Backup-Kapazitäten, Energiespeicher, Kombi-Kraftwerke) in einem gemeinsamen System erfassen, damit sich in einem möglichst technologieoffenen Rahmen die effizientesten Technologien herausbilden und durchsetzen können. Der indirekte Förderansatz über einen CO₂-Preis (siehe Handlungsoption 1D) sollte hier unbedingt mitberücksichtigt werden, da seine Durchlässigkeit von Preissignalen Flexibilität (beziehungsweise die Einspeisung bei Angebotsknappheit) unmittelbar anreizt. Eine explizite Fördermöglichkeit wäre die strikere Trennung von der Förderung erneuerbarer Erzeugungsmengen und der Förderung von Flexibilität im Rahmen eines (de-)zentralen Kapazitätsmarktes (siehe Handlungsoptionen 2C und 2D). So könnten Energiespeicher und Backup-Kapazitäten durch Flexibilitätsprämien profitieren und flexible erneuerbare Erzeugungsanlagen (zum Beispiel Biomasse) würden durch zwei komplementäre Vergütungssysteme angereizt. Dadurch würden flexiblere erneuerbare Erzeugungsformen gegenüber weniger flexiblen erneuerbaren Anlagen bevorzugt, was gesamtwirtschaftlich gewünscht wäre.

4.2 Stromhandel (Smart Meter und Echtzeitpreise)

Die großflächige Bereitstellung von Smart Metern ist eine grundlegende Voraussetzung, um im ersten Schritt die technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen für Flexibilitätsoptionen auch im Stromverbrauch zu schaffen und eine Teilnahme am Stromhandel zu ermöglichen. Während bei großen Industrie- und Gewerbeunternehmen mit hohem Stromverbrauch intelligente Messsysteme schon Standard sind, fehlen diese noch oftmals bei kleineren Unternehmen und Privathaushalten. Ohne intelligente Messsysteme ist jede Diskussion um den Abruf von Nachfrageflexibilität hinfällig, variable Stromtarife basierend auf „Echtzeitpreisen“ (Strombezugskosten, die möglichst verzerrungsfrei im Preis abgebildet werden können) wären technisch

41 Optimalerweise würde diese Technologie zeitweise überschüssigen Strom speichern, zum Beispiel in einem Batteriespeicher oder in Form synthetischer Gase beziehungsweise Wasserstoff. Mindestens aber muss die zusätzliche Technologie einspringen können, wenn die primäre Erzeugungsform witterungsbedingt keinen Strom erzeugen kann (zum Beispiel ein abgeschlossenes Gaskraftwerk).

nicht umsetzbar. Komplexe Prozesse (wie „Smart Cities“⁴²), die zur Flexibilitätsge-
winnung beitragen können, setzen außerdem ein flächendeckendes, leistungsfähiges
5G-Netz voraus.⁴³

Zusätzlich zur Bereitstellung der Hardware müssen auch die notwendigen recht-
lichen Rahmenbedingungen gegeben sein. Dabei sind neben den im Messstellenbe-
triebsgesetz normierten Voraussetzungen datenschutzrechtliche Vorgaben zu wahren,
soweit eine Verarbeitung personenbezogener Daten anzunehmen ist. Dies bedeutet ins-
gesamt hohe rechtliche Anforderungen an die Ausgestaltung der für die Digitalisierung
notwendigen Datenverarbeitungsprozesse, die den erfolgreichen „Roll-out“ entspre-
chender Business-Modelle erschweren.

Am 20. April 2023 hat der Bundestag ein Gesetz zum Neustart der Digitalisie-
rung der Energiewende beschlossen.⁴⁴ Dieses sieht 2030 als Zielmarke eines Fahrplans
für die Etablierung einer digitalen Infrastruktur für ein klimaneutrales Energiesystem
vor. Mit Abrücken von der sogenannten Drei-Hersteller-Regel, die bislang für jede Ent-
wicklungsstufe eine Zertifizierung durch drei unabhängige Hersteller verlangt, und der
Ermöglichung eines agilen Rollouts, bei dem bereits zertifizierte Geräte sofort einge-
baut werden und weitere Funktionen nachgeliefert werden können, will die Bundesre-
gierung den Smart-Meter-Rollout beschleunigen. Zudem müssen Lieferanten ab 2025
verpflichtend dynamische Stromtarife anbieten.

Sind die technischen und rechtlichen Voraussetzungen erfüllt, muss im zweiten
Schritt das **Design der Stromgroßhandelsmärkte** so ausgestaltet werden, dass die
Strombezugskosten möglichst verzerrungsfrei im Preis abgebildet werden können
(Echtzeitpreise). Dies ist die Basis für ‚richtige‘, also unverzerrte Marktsignale und ent-
sprechende Anreize. Zum Teil ist das bereits der Fall⁴⁵, teilweise werden aber auch nach
wie vor Verzerrungen im Großhandelsmarkt in Kauf genommen. Diese bestehen bei-
spielsweise aus zu großen Preiszonen (und der anschließend notwendigen Preissignale
im Redispatch) oder zu langen Handelsintervallen.⁴⁶ Die Auflösung dieser Verzerrun-
gen bringt jedoch große (politische) Herausforderungen mit sich, Vor- und Nachteile
müssen entsprechend abgewogen werden.

Im dritten Schritt sollte schließlich eine unmittelbare **Marktanbindung von
Verbrauchern** ermöglicht werden, damit Großhandelspreise möglichst unverzerrt
an diese weitergeben werden können. Während insbesondere große Verbrauchsstel-
len (zum Beispiel aus der Industrie) teilweise schon auf Preissignale reagieren kön-
nen, ist die Anbindung von Kleinstverbrauchern (wie Privathaushalte, kleine gewerb-
liche Verbraucher) weniger vorangeschritten. Dies ist jedoch notwendig, wenn auch

42 Im Rahmen gesamtheitlicher „Smart City“-Ansätze wäre beispielsweise denkbar, dass ein komplexer Prozess wie das autonome Fahren neue Carsharing-Angebote ermöglicht. Eine Elektroauto-Flotte könnte dabei nicht nur Mobilität ge-
währleisten, sondern durch die Koordination vieler Elektroautos auch als dezentrale (und mobile) Energiespeicher und Flexibilitätsoptionen fungieren.

43 Darüber hinaus sollte die Hardware mit Fortschritten in der Softwareentwicklung skalieren können, also größtmögliche Interoperabilität und umfangreiche Schnittstellen bereitstellen. Hierzu vgl. acatech et al. 2021.

44 Vgl. Bundesrat 2023.

45 Vgl. Bichler et al. 2022, vgl. Ketter et al. 2018, vgl. Cramton 2017, vgl. Ketter et al. 2016.

46 Denkbar wäre perspektivisch eine Verkürzung der Handelsintervalle an der Strombörse von aktuell 15 auf 5 Minuten. Daraus würden Handelsintervalle einen Schritt weiter Richtung Echtzeitpreise entwickelt, andererseits resultiert dies in einer Verdreifachung der zeitlich voneinander abgetrennten Gebotsintervalle. Dies wäre nur sinnvoll, wenn dies nicht zulasten der Liquidität in den einzelnen Auktionen und zu einer entsprechenden Schwächung des Wettbewerbs führt.

Endverbraucher (zum Beispiel Prosumer wie Inhaber von Elektrofahrzeugen bei entsprechend bidirektionalen Netzen) Anreize zur Bereitstellung von Flexibilität erhalten sollen. Die Teilnahme am Stromhandel könnte entweder durch eine zentrale Steuerung durch Aggregatoren oder dezentral (zum Beispiel durch den Einsatz von Entscheidungsalgorithmen) geschehen. Um Nachfrageflexibilitäten marktdienlich nutzen zu können, müssen sie bereits in die reguläre Preisbildung eingebunden werden.

Komplexere Energiemärkte können das Zusammenspiel von Erzeugung und Nachfrage gezielter koordinieren und sie erleichtern die Integration von unflexibleren erneuerbaren Energien wie Wind und Solar, da die Steuerbarkeit der Stromproduktion durch die Flexibilisierung der Nachfrage zunehmend weniger wichtig wird. Gleichzeitig reduziert sich damit die Abhängigkeit von steuerbaren fossilen Energien. Insbesondere bei kleinen Verbrauchsstellen könnten allerdings anstatt komplexer und energieintensiver Entscheidungsalgorithmen auch weniger energieintensive Steuerungselemente für ein besseres Kosten-Nutzen-Verhältnis sorgen.

4.3 Nachfrageflexibilisierung

Zudem kann auch die Flexibilität der Stromnachfrage erhöht werden. Einerseits helfen zeitunabhängige Energiesparmaßnahmen, die Stromnachfrage zu reduzieren (Energieeffizienz). Andererseits könnten neue Tarifoptionen für Stromkunden dazu beitragen, die Stromnachfrage im Knappheitsfall (hohe Nachfrage bei geringem Erzeugungsdarangebot) zu reduzieren. Dadurch könnte Stromnachfrage stärker an die (vermehrt witterungsabhängige) Stromerzeugung angepasst und Nachfragespitzen zu Zeiten geringerer Stromerzeugung geglättet werden. Dies würde das Stromsystem stabilisieren und die Wahrscheinlichkeit von Engpässen reduzieren. Um Flexibilität in diesem Bereich zu ermöglichen, müssen zum einen die technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen erfüllt sein, andererseits müssen ausreichend ökonomische Anreize zum systemdienlichen Einsatz von Flexibilität bestehen.

Die **Anbindung von Großverbrauchern** (zum Beispiel energieintensive Industrie) an den Börsenstromhandel ist bereits vergleichsweise weit fortgeschritten. Diese können schon heute am Spotmarkt zu Börsenstrompreisen anderweitig handeln (zum Beispiel über Terminkontrakte, außerbörsliche Geschäfte). Damit können sie prinzipiell Echtzeitpreisen ausgesetzt werden, was einen Anreiz zu flexibler Nachfrage als Reaktion auf schwankende Angebotspreise schafft. Hier ist insbesondere zu beachten, dass zusätzliche Netzentgelte Preissignale nicht zu stark verzerren. Hängen diese (wie aktuell möglich) von der Spitzenlast der Verbrauchsstelle ab, wird die Nachfrage zum Beispiel in Zeiten von Erzeugungsspitzen gegebenenfalls nicht in dem Maße ausgeweitet, wie es aus gesamtwirtschaftlicher Sicht wünschenswert wäre.⁴⁷

Auch im Kleinstverbraucherbereich (zum Beispiel private Haushalte, kleine gewerbliche Verbraucher) wäre eine flexiblere Nachfrage teilweise schon heute möglich. So bieten sich zum Beispiel Haushaltsgroßgeräte in begrenztem Umfang für eine zeitlich flexible Stromnachfrage an. Langfristig bieten insbesondere die zunehmende Sektorenkopplung im Wärmebereich (Wärmepumpe) und im Mobilitätssektor (E-Autos) sowie der Einsatz privater Energiespeicher ein enormes Potenzial für eine flexiblere

47 Vgl. SynErgie 2020.

Stromnachfrage im Privatsektor (siehe dazu die Potenziale in der Sektorenkopplung in Abschnitt 5.2).

Der heutige Endkundenpreis für Kleinstverbraucher (zum Beispiel private Haushalte) wird allerdings üblicherweise für einen längeren Zeitraum (außerhalb der Grundversorgung oft zwölf Monate) fixiert und ist in dieser Zeit konstant. Er schwankt also nicht wie die Börsenstrompreise im Tages- oder Jahresverlauf. Ein großer Teil des Preises wird verbrauchsabhängig (pro Kilowattstunde) berechnet. Außerdem enthält der Endkundenpreis viele Bestandteile: In Normalpreiszeiten entfällt nur etwa ein Viertel bis ein Drittel des Preises auf Strombezug und Marge. Netzentgelte und Stromsteuer als zusätzliche fixe Bestandteile haben keinerlei systemdienliche Lenkungswirkung für die Lastverschiebung, bringen als Bestandteile verbrauchsabhängiger Preise jedoch zwei Probleme mit sich: Zum einen reflektieren fixe Netzentgelte nicht die tatsächlichen Netzkosten, die in bedeutend stärkerem Zusammenhang mit der jährlichen Spitzenlast stehen als mit dem gesamten Energiebezug. Zum anderen wird durch die fixen Bestandteile die Differenz zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis für Strom erhöht, sodass sie den Anreiz zum Eigenverbrauch („behind the meter“) verstärken. Dies kann jedoch kontraproduktiv im Sinne eines systemdienlichen Verhaltens sein: So ist die Stromnachfrage und damit der Börsenstrompreis tagsüber typischerweise höher als nachts. Verfügt ein Haushalt beispielsweise über eine eigene Solaranlage, die tagsüber Strom erzeugt, und eine vollkommen flexible Last (zum Beispiel ein Elektroauto, das zu jedem Zeitpunkt geladen werden kann), wäre es somit gegenwärtig grundsätzlich systemdienlich, den tagsüber erzeugten Strom ins Netz einzuspeisen und nachts (bei geringerer Stromnachfrage) den eigenen Speicher (Batterie) zu laden. Der Anreiz zum Eigenverbrauch würde jedoch dafür sorgen, dass der Haushalt seinen tagsüber erzeugten Strom direkt zum Laden nutzt – ein Anreiz zu system- oder netzdienlichem Verhalten ist durch die Struktur der Strompreise nicht vorhanden. Ein mögliches flexibles System kann entsprechend reagieren, wenn sich die diesbezüglichen Parameter ändern.

Sind die technischen Möglichkeiten (Smart Meter) für die Teilnahme am Stromhandel vorhanden, muss zudem ein ausreichender **(finanzieller) Anreiz** bestehen, auf Preissignale zu reagieren. So müssen Vertragsstrukturen etabliert werden, die zum Beispiel eine Nachfragereduktion oder -verschiebung entsprechend finanziell entlohnen. So könnte der Einsatz von Smart Meters Stromkunden Echtzeitpreise anzeigen und so ihren Stromverbrauch beeinflussen. Auch denkbar wäre, Tarifoptionen mit einem Ausfallrisiko zu verbinden. Stromkonsumenten könnten dann in Zeiten von systemischem Stress für kurze Zeit vom Netz genommen werden, um das System zu entlasten, was in den kommenden Jahren insbesondere im Industriebereich sinnvoll sein kann.⁴⁸ Für Kleinstverbraucher wäre perspektivisch eine Opt-In-Möglichkeit denkbar, sofern sie sich zeitweise autark versorgen können (zum Beispiel mittels Solarzellen und Speicherbatterie, siehe Handlungsoption 2D). Auch Haushalte mit Wärmepumpen oder Wärmespeichern könnten für eine temporäre Nachfragedrosselung zur Verfügung stehen, ohne dass sie negative Auswirkungen dadurch spüren.

⁴⁸ Entsprechende Potenziale im Industriebereich werden zum Beispiel vom Kopernikus-Projekt SynErgie aufgezeigt: <https://synergie-projekt.de/ergebnis/flexpotenzial-industrie>.

Zusätzlich muss darauf geachtet werden, dass die Flexibilisierung möglichst niedrigschwellig (zum Beispiel vollautomatisch) und kostengünstig (ohne hohe Investitionskosten) etabliert werden kann. Eine Einbindung im Rahmen des regulären Strombörsenhandels kann insbesondere für kleinere Verbrauchsstellen auch indirekt über Aggregatoren erfolgen. Um die Akzeptanz volatiler Stromtarife (und den Wegfall von Preisgarantien) zu erhöhen, könnte mit geeigneten Vertragsstrukturen gegengesteuert werden – beispielsweise über die Absicherung eines historischen oder Standardlastprofils mit erwarteten Preisen und gegebenenfalls einem Risikozuschlag für ein Jahr.⁴⁹

Zudem ist zu beachten, dass eine gesteigerte Nachfrageflexibilität zwar im Fall kurzzeitiger Engpässe einen bedeutenden Beitrag leisten kann, deutliche Nachfragereduktionen über einen langen Zeitraum (zum Beispiel im Fall von Dunkelflauten über mehrere Tage) jedoch insbesondere für Kleinstverbraucher problematisch sein dürften.

4.4 Europäische Netzintegration

Zuletzt können der Ausbau des deutschen Stromnetzes sowie eine starke internationale Vernetzung (vor allem auf europäischer Ebene) die Flexibilität des Stromnetzes fördern. Eine stärkere internationale Vernetzung und verstärkter internationaler Stromhandel können dazu beitragen, die zeitliche Einspeisevolatilität erneuerbarer Energien abzumildern, da auf diese Weise Strom aus Erzeugungsanlagen erschlossen wird, die über eine größere geografische Fläche verteilt sind und deren Einspeiseprofile sich teilweise gegenseitig ausgleichen.⁵⁰ So könnten Stromexporte eine Abregelung von erneuerbaren Anlagen verhindern und Stromimporte Wind- und Dunkelflauten abmildern. Zusätzlich könnte dieses Vorgehen Netzengpässe vermeiden und die Notwendigkeit der regionalen Nähe von Erzeugung und Verbrauch abmildern. Mehr erneuerbare Anlagen könnten also dort gebaut werden, wo die Standortpotenziale für die Erzeugung am größten sind. Somit kann ein starker Netzausbau die Notwendigkeit von Erzeugungskapazitäten und Backup-Kapazitäten im Gesamtsystem verringern.

Den Vorteilen von Netzausbau und Interkonnektorenkapazität stehen zwar hohe Investitionskosten in die Stromnetze gegenüber. Der steigende Anteil an Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien macht einen starken Netzausbau jedoch unabweichlich, um erzeugten Strom effizient nutzen zu können.⁵¹ Die Kosten des Netzausbaus sind verglichen mit ihrem Nutzen verhältnismäßig gering. Außerdem sollten zusätzliche Kosten (zum Beispiel für Backup-Kapazitäten) verringert werden.⁵²

Zuletzt müssen für die Bereitstellung von Flexibilität aus unteren Netzebenen entsprechende Netzkapazitäten vorhanden sein. Die Markt- und Systemdienlichkeit von Flexibilitäten steht in diesem Fall im Widerspruch zur Netzdienlichkeit. Daher muss sichergestellt werden, dass trotzdem ausreichende Verteilnetzkapazitäten ausgebaut und bereitgestellt werden, um die wirtschaftlich sinnvolle Flexibilitätsnutzung aus den unteren Netzebenen heraus zu gewährleisten.

49 Agrawal/Yücel 2022

50 Vgl. Schaber et al. 2012.

51 Ringler et al. (2017) zeigen, wie sich volatile Erzeugung durch zusätzliche Interkonnektoren besser nutzen lassen kann und wohlfahrtsteigernd wirken können.

52 Für weitere Ausführungen vgl. Schaber et al. 2012 sowie Frontier Economics/IAEW 2020.

5 Kriterien zur Bewertung der Handlungsoptionen

Um das Strommarktdesign an einen von erneuerbaren Energien dominierten Strommarkt anzupassen, gibt es neben der Lösung der genannten Herausforderungen weitere Anforderungen, die das neue System erfüllen muss. Diese Anforderungen hat die Arbeitsgruppe als Kriterien definiert, um die in der Leitfrage 1 und 2 untersuchten Handlungsoptionen bewerten zu können.

Das neue Strommarktdesign sollte sowohl **wirksam** im Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele, also der Reduzierung von Treibhausgasemissionen (Leitfrage 1), als auch wirksam im Sinne der Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Leitfrage 2) sein. Zusätzlich sollte der **Ausbaupfad** erneuerbarer Energien im gewünschten Umfang **sichergestellt** und sollten gewünschte Rahmenbedingungen (zum Beispiel regionale und technologische Differenzierung, möglichst verbrauchsnahe Erzeugung) eingehalten werden. Zur Sicherung des Ausbaus der Erneuerbaren müssen auch mit ihnen einhergehende **Finanzierungsrisiken** beachtet werden.

Gleichzeitig mit dem einhergehenden Finanzierungsvolumen für die Energiewende ist zunehmend auf die **gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz** zu achten. Dadurch können die Gesamtkosten der Energiewende möglichst gering gehalten und die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien gestärkt werden. Dieses Kriterium wird vor allem aus einer marktdienlichen Perspektive bewertet: So ist die standort- und technologie neutrale Ausgestaltung der Handlungsoptionen im Sinne der Marktdienlichkeit als förderlich für die gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz zu bewerten, allerdings kann eine standortneutrale Ausgestaltung auch zu einer Erhöhung der benötigten Netzkapazitäten führen (vgl. Kapitel 3).⁵³ In dieser Stellungnahme wird eine Standortneutralität angestrebt, die mit den vorhandenen oder bereits geplanten Netzkapazitäten vereinbar ist.

Kosteneffizienz ist wiederum für die Energiewende von erheblicher Bedeutung, um die Strompreise möglichst niedrig zu halten, was wiederum die **gesellschaftliche Akzeptanz** unterstützt. Geringere Kosten für die Gesellschaft können einen entscheidenden Beitrag dazu leisten, dass eine breite Öffentlichkeit die Energiewende als Ganzes unterstützt. Deshalb gilt es angesichts der hohen zu erwartenden Kosten dieser Transformation und des steigenden Anteils erneuerbarer Energien beim künftigen Strommarktdesign zunehmend auf Kosteneffizienz zu achten, ohne dabei den benötigten Ausbau erneuerbarer Energien und die Versorgungssicherheit zu gefährden.

Darüber hinaus muss die **rechtliche Umsetzbarkeit** gewährleistet sein. Dabei sind insbesondere die unionsrechtlichen Vorgaben hinsichtlich der Ausgestaltung einer

⁵³ Eine Lösung zur Aufhebung dieses Dilemmas wäre beispielsweise die Einführung von Resilienzverbessernden Netzentgelten und Anschlussgebühren; vgl. acatech 2021.

Maßnahme als Beihilfe sowie auf der anderen Seite die verfassungsrechtlichen Aspekte zur Versorgungssicherheit zu beachten. Nicht zu vernachlässigen bei der Entwicklung des Modells ist auch die generelle **Anschlussfähigkeit** an internationale und europäische Vorgaben. Zusätzlich muss die gewählte Förderung anschlussfähig an andere bestehende und geplante Regulierungen sein, beispielsweise im Hinblick auf eine Einbindung in internationale (zum Beispiel europäische oder weltweite) Fördersysteme.

Außerdem ist es wichtig, dass man sich die Rahmenbedingungen der **politischen Umsetzbarkeit** der Handlungsoptionen auf EU- und Bundesebene bewusst macht. Dieses Kriterium schließt unter anderem ein, dass die gewählten Instrumente zur Erreichung der Klimaziele (zum Beispiel ein hoher CO₂-Preis) politisch durchgehalten werden können und nicht auf gesellschaftlichen Druck hin aufgeweicht werden. Eine realistische Einschätzung etwaiger Hindernisse im politischen Prozess kann die Umsetzung der in dieser Stellungnahme vorgestellten Handlungsoptionen verbessern.

Schließlich ist auch die **zeitliche Umsetzbarkeit** der Maßnahmen von Bedeutung. Da viele der Herausforderungen bereits heute bestehen und sich gegebenenfalls noch weiter verschärfen, müssen mögliche Gegenmaßnahmen möglichst zeitnah umgesetzt werden können. Deshalb ist für die Bewertung auch relevant, wie schnell eine Handlungsoption umgesetzt werden kann.

Die vorliegende Entwicklung und Bewertung der Handlungsoptionen kann dabei weitgehend unabhängig von den zusätzlich zu entscheidenden Verteilungsfragen beantwortet werden. Diese sind ebenfalls von großer Bedeutung, soll die Energiewende gelingen. Die ökologische Dimension muss insoweit die sozialen Aspekte stets berücksichtigen. Wenn also beispielsweise für einen Anstieg der CO₂-Kosten plädiert wird, stellt sich die Frage, wie die Mehrkosten gerade auch von einkommensschwachen Haushalten getragen werden können. Ähnliches würde für eine stärkere individuelle Übernahme von Risiken der Versorgungssicherheit durch private Haushalte gelten. Auf die erhebliche Bedeutung der flankierenden sozialpolitischen Maßnahmen soll im vorliegenden Papier zwar verwiesen werden, ihre Beantwortung stellt jedoch eine pfadabhängige Folgefrage des in der jeweiligen Situation gewählten Optionenmixes dar, die weniger eine energiepolitische als eine sozialpolitische Frage darstellt, die Inhalt fortführender Überlegungen außerhalb dieser Stellungnahme sein sollte. Grundsätzlich sind (zielgenaue) Umverteilungsmaßnahmen aufbauend auf Marktergebnissen in allen folgenden Handlungsoptionen möglich, ohne dass ein direkter Markteingriff erfolgen müsste.

6 Leitfrage 1: Fördermodelle für den Ausbau der erneuerbaren Energien

6.1 Handlungsoptionen

Die Arbeitsgruppe hat für die marktbasierete Vergütung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im zukünftigen Strommarkt vier Optionen untersucht, die in der aktuellen Debatte vielfach diskutiert werden: Fixe Marktprämien (Handlungsoption 1A), einseitig gleitende Prämien (Handlungsoption 1B) und Contracts for Difference (Handlungsoption 1C) gehören zu den Marktprämienmodellen und werden üblicherweise per Auktion (Ausschreibung) festgelegt. Im Folgenden wird daher von Ausschreibungsinstrumenten ausgegangen, die einen vorab definierten Umfang an Zubaumengen fördern. Diese Prämienmodelle werden zusätzlich zur Direktvermarktung und den so erzielten Erlösen angewendet. Eine deutliche Fortentwicklung wäre hingegen ein Verzicht auf diese spezifischen Förderungen erneuerbarer Energien zugunsten einer ‚indirekten Förderung‘ dadurch, dass der CO₂-Preis ausreichend hoch ist (Handlungsoption 1D).

6.1.1 Handlungsoption 1A: Fixe Marktprämien

Im Rahmen fixer Marktprämienmodelle wird Strom aus erneuerbaren Energien direkt an der Strombörse (oder gegebenenfalls auch in bilateralen Verträgen) vermarktet, aber zusätzlich mit einer fixen (gegebenenfalls technologieabhängigen) Prämie bezuschusst (etwa in Cent pro Kilowattstunde eingespeistem Strom).⁵⁴ Die Höhe der **fixen Marktprämie** ist dabei gleichbleibend und hängt nicht davon ab, welchen Erlös beziehungsweise welche Capture-Preise eine Erzeugungsanlage in einer bestimmten Zeitperiode erzielen konnte. Die Erlöse für erneuerbare Energien schwanken somit über die Zeit im gleichen Umfang wie die Capture-Preise, die Anlagen ohne jegliche Förderung am Markt erzielen könnten. Gleichzeitig gelten für Erneuerbare-Energien-Anlagen alle Marktregeln (wie beispielsweise Vorhersage- und Bilanzierungsrisiko), womit eine Ausrichtung an Markt- und Systemanforderungen erfolgt. Durch die fixe Marktprämie muss allerdings nur ein geringerer Teil der Kosten durch den Verkaufserlös am Markt gedeckt werden, sodass Anlagen für erneuerbare Energien rentabel werden und im gewünschten Umfang am Strommarkt bestehen können.

⁵⁴ Vgl. Flues et al. 2013.

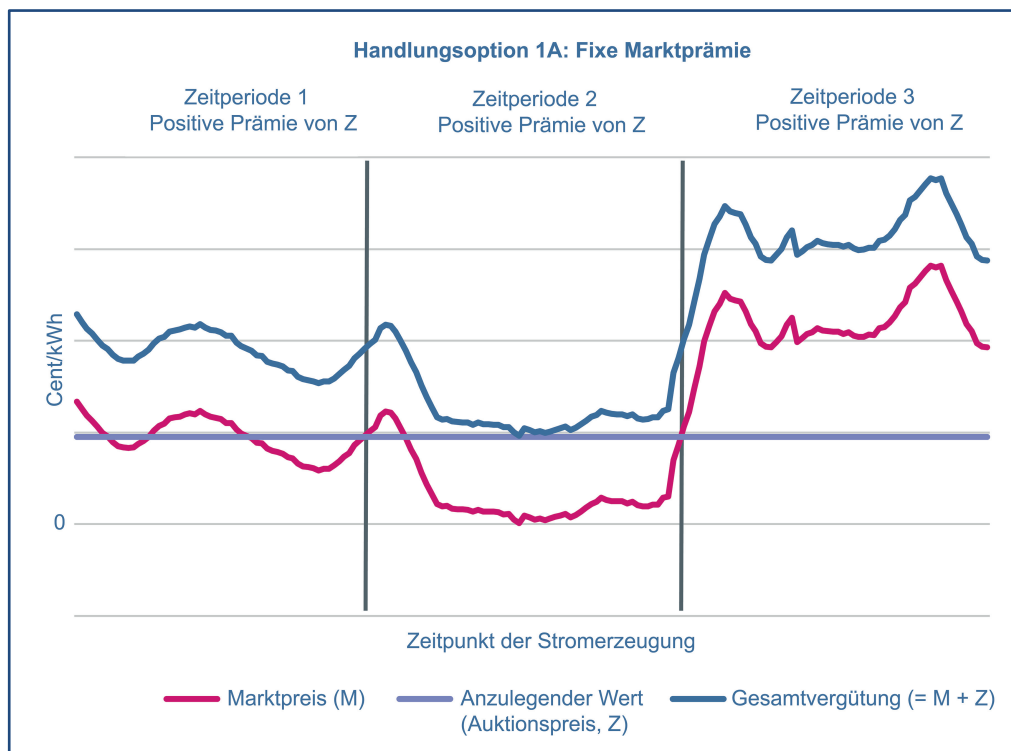


Abbildung 1: Wirkungsweise der fixen Marktprämie (Quelle: eigene Darstellung)

In Abbildung 1 wird der zeitliche Verlauf der Vergütung einer EE-Anlage beispielhaft dargestellt. Der Marktpreis bezeichnet dabei den Preis, den eine Anlage im Rahmen des regulären Börsenstromhandels erzielen kann. In Zeitperiode 1 wird durchschnittlich ein mittlerer Marktpreis, in Zeitperiode 2 ein niedriger und in Zeitperiode 3 ein hoher Marktpreis erzielt. Der Zuschlagspreis in der Auktion bezeichnet die ausgehandelte fixe Marktprämie, deren Höhe unabhängig vom erzielten Marktpreis ist und somit über alle Zeitperioden hinweg konstant bleibt. Der Gesamtvergütung der Anlage beträgt daher in allen drei Zeitperioden die Summe aus erzielttem Marktwert und der Marktprämie.

6.1.2 Handlungsoption 1B: Einseitig gleitende Marktprämien

Eine zweite Option zur Förderung erneuerbarer Energien sind **einseitig gleitende Prämien**. Dabei wird der sogenannte anzulegende Wert bestimmt – beispielsweise als der Zuschlagspreis im Rahmen einer Auktion. Liegt in einem bestimmten Zeitraum (zum Beispiel einem Monat) der Referenzmarktpreis (erwartbare Marktpreis) einer Anlage unterhalb dieses Zuschlagspreises, wird die Differenz durch eine entsprechende positive Prämie ausgeglichen. Der Referenzmarktpreis beschreibt einen hypothetisch realisierbaren Durchschnittspreis, den eine Anlage mit vergleichbaren Eigenschaften in einer bestimmten Zeitperiode (Referenzperiode) hätte erzielen können. Er ist unabhängig von den tatsächlich realisierten Preisen einer konkreten Anlage. Liegt der Referenzmarktpreis in einem Zeitraum dagegen oberhalb des Zuschlagspreises, erhalten Anlagenbetreiber den erzielten Marktpreis und es wird keine zusätzliche Prämie gezahlt. Somit werden zeitliche Preisschwankungen im Vergleich zu fixen Marktprämien (Handlungsoption 1A) sowie Modellen ohne direkte Förderprämien (Handlungsoption 1D) abgeschwächt. Eine einseitig gleitende Prämie sichert den Erlös nach unten ab, wirkt also wie eine garantierte Mindestvergütung beziehungsweise ein nach unten begrenzter Marktpreis. Neben der rein finanziellen Förderung beinhaltet sie also auch eine Versicherungskomponente.

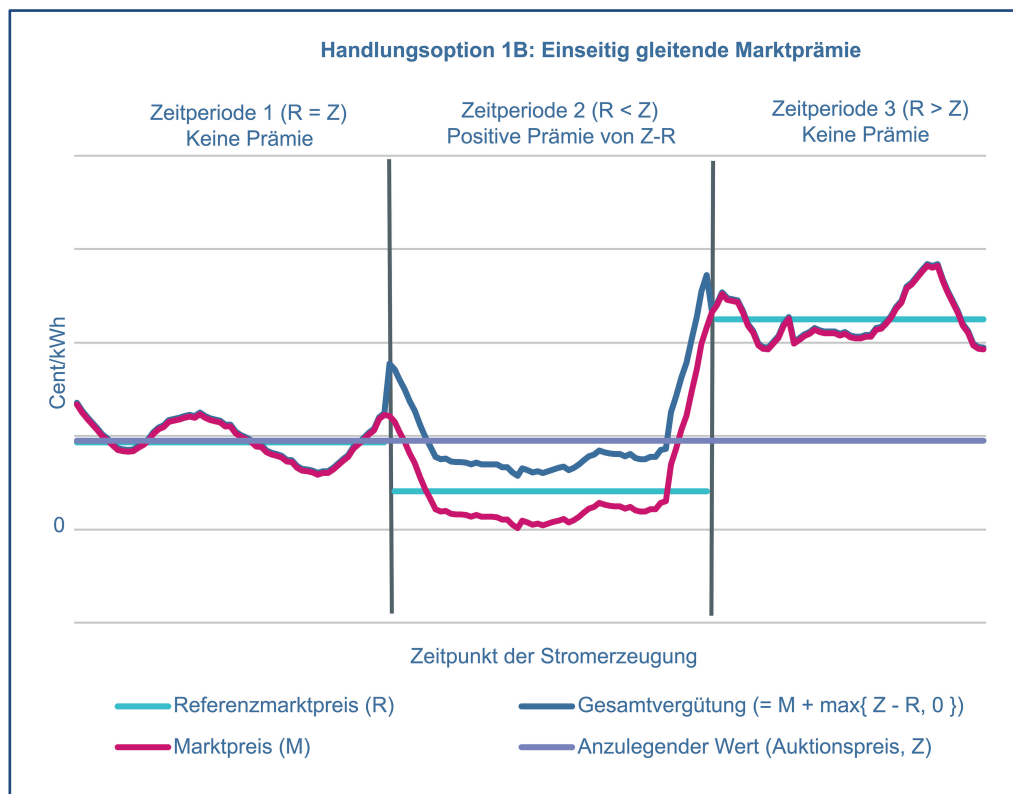


Abbildung 2: Wirkungsweise der einseitig gleitenden Prämie (Quelle: eigene Darstellung)

Genau wie in Abbildung 1 wird in Abbildung 2 die beispielhafte Vergütung einer EE-Anlage zu Zeiten mittlerer (Zeitperiode 1), niedriger (Zeitperiode 2) sowie hoher (Zeitperiode 3) Marktpreise dargestellt. Der Referenzmarktpreis entspricht dem durchschnittlichen Marktpreis, den eine EE-Anlage des dargestellten Typs in dieser Zeitperiode hätte erzielen können. Der Zuschlagspreis in der Auktion bezeichnet die Höhe der einseitig gleitenden Prämie, also die durchschnittliche Mindestvergütung zu jeder Zeitperiode. In Abbildung 2 entspricht dieser Zuschlagspreis genau dem Referenzmarktpreis in Zeitperiode 1. Daher wird keine zusätzliche Prämie in dieser Zeitperiode gezahlt. In Zeitperiode 2 unterschreitet der Referenzmarktpreis den vereinbarten Zuschlagspreis. Für diese Zeitperiode wird somit eine Prämie gezahlt, die genau die entstandene Differenz ausgleicht. Die Gesamtvergütung der Anlage wird somit um genau diesen Betrag erhöht. In Zeitperiode 3 überschreitet der Referenzmarktpreis den Zuschlagspreis, wodurch wiederum keine Prämie für diese Zeitperiode anfällt.

6.1.3 Handlungsoption 1C: Contracts for Difference (CfDs)

Im Rahmen sogenannter **Contracts for Difference** (CfDs, auch Differenzvertrag genannt) wird wie bei einseitig gleitenden Prämien ein Zuschlagspreis (im Rahmen einer Auktion) ermittelt. Im Unterschied zu einseitig gleitenden Prämien werden Abweichungen der Referenzmarktpreise vom vereinbarten Zuschlagspreis über eine bestimmte Referenzperiode jedoch sowohl nach oben als auch nach unten durch eine positive beziehungsweise negative Prämie ausgeglichen. Somit wird eine starke Preisfixierung in Höhe des Zuschlagspreises erreicht. Da unter einseitig gleitenden Prämien Mehrgewinne in Zeiten höherer Strompreise möglich sind, können Betreiber entsprechend erwartete Mehrgewinne zur Refinanzierung von Investitionen einkalkulieren. Contracts for Difference erlauben solche Mehrgewinne nicht. Deshalb ist

davon auszugehen, dass die in der Ausschreibung erzielten Zuschlagspreise in diesem Modell deutlich höher ausfallen als im Modell einseitig gleitender Prämien. Ein solches Fördermodell käme, insbesondere bei einer Anwendung kurzer Referenzperioden, festen Einspeisevergütungen sehr nahe mit dem wichtigsten Unterschied, dass die Förderprämien über wettbewerbliche Ausschreibungen ermittelt werden.⁵⁵

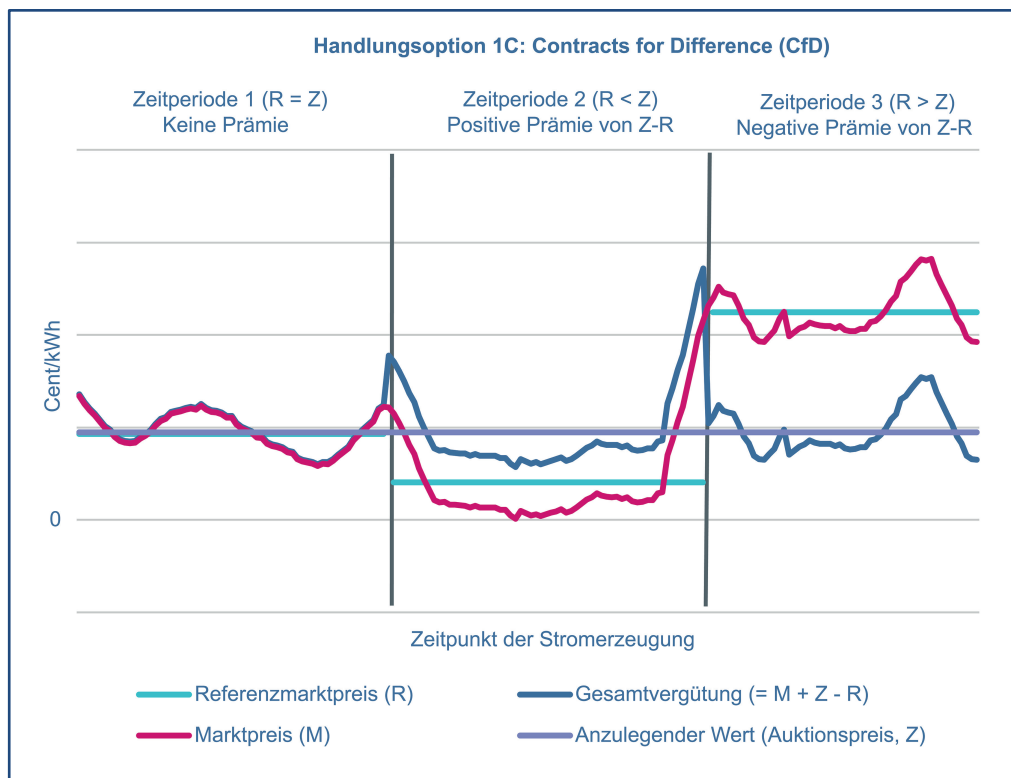


Abbildung 3: Wirkungsweise des CfDs (Quelle: eigene Darstellung)

Abbildung 3 stellt einen identischen Verlauf des Marktpreises einer EE-Anlage wie die Abbildungen 1 und 2 dar, der Zuschlagspreis bezeichnet den ausgehandelten CfD-Preis. Genau wie in Abbildung 2 wird in Zeitperiode 1 keine Prämie fällig (Zuschlagspreis = Referenzmarktpreis), in Zeitperiode 2 wird die Differenz zwischen Zuschlagspreis und Referenzmarktpreis genau wie in Abbildung 2 durch eine entsprechend hohe Prämie ausgeglichen. In Zeitperiode 3 übersteigt der Referenzmarktpreis den Zuschlagspreis. In dieser Zeitperiode wird somit eine negative Prämie fällig, um die Differenz zwischen dem hohen Referenzmarktpreis und dem Zuschlagspreis auszugleichen und den durchschnittlich erzielbaren Capture-Preis auf das Niveau des Zuschlagspreises abzusenken. Die Gesamtvergütung der EE-Anlage wird in Zeitperiode 3 also entsprechend verringert.

⁵⁵ Theoretisch könnten auch feste Einspeisevergütungen über Ausschreibungen ermittelt werden. Dies ist jedoch in der Praxis nicht üblich.

6.1.4 Handlungsoption 1D: Fokussierung auf den CO₂-Preis

Ein **CO₂-Preis** stellt eine indirekte Fördermöglichkeit⁵⁶ erneuerbarer Energien dar, da er die Stromerzeugungskosten aller im Wettbewerb befindlichen (fossilen) Energieträger gemäß ihrer Emissionsintensität erhöht. Da der Stromsektor bereits durch das EU-ETS abgedeckt ist, wirkt gegenwärtig ein Emissionspreis von gut 85 Euro pro Tonne CO₂ (Stand: 27.04.2023) auf die Stromerzeugung ein. Das erhöht insbesondere die Kosten emissionsintensiver Energieträger wie Braunkohle und stärkt die Wettbewerbsfähigkeit weniger emissionsintensiver Technologien, insbesondere also die der erneuerbaren Energien. Diese würden dann als reguläre Teilnehmer (ohne weitergehende Subventionen) am Strommarkt teilnehmen. Der CO₂-Preis kommt aktuell bereits ergänzend zu direkten Fördermodellen zum Tragen und kann somit auch ergänzend zu den Handlungsoptionen 1 bis 3 wirken. Eine Entscheidung für eine Fokussierung auf diese Handlungsoption würde vielmehr bedeuten, sich auf den CO₂-Preis, der in der Stromerzeugung wirkt, als zentrales ‚Fördermodell‘ (ohne wesentliche direkte Fördermodelle) zu verlassen – idealerweise europaweit und direkt im EU-ETS verankert.

⁵⁶ Im Grunde ist der Begriff der „Förderung“ hier etwas irreführend, da über CO₂-Preise die externen Kosten des CO₂-Ausstoßes erfasst werden sollen und somit eher der Verzicht auf eine Internalisierung dieser Kosten ohne CO₂-Preise als eine Förderung klimaschädlicher Erzeugungstechnologien zu betrachten ist.

6.2 Vor- und Nachteile der Handlungsoptionen

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht darüber, inwiefern die Handlungsoptionen die von der Arbeitsgruppe erarbeiteten Anforderungen an ein Strommarktdesign für 2030 erfüllen. Eine ausführliche Bewertung und Diskussion von Vor- und Nachteilen der jeweiligen Optionen erfolgt nachstehend im Text.

	Handlungsoption 1A: Fixe Marktprämien	Handlungsoption 1B: Einseitig gleitende Prämien	Handlungsoption 1C: Contracts for Difference (CfDs)	Handlungsoption 1D: CO ₂ -Preis
Wirksamkeit (in Bezug auf Erreichung von Klimazielen)	O	O	O	+
Anschlussfähigkeit an internationale Systeme und EU- Mechanismen	O	O	-	++
Gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz	+	O	-	++
Minimierung von Finanzierungsrisiken für EE	O	+	++	-
Sicherstellung der EE-Ausbauziele	+	++	++	O
Politische Umsetzbarkeit	+	+	+	O
Rechtliche Umsetzbarkeit	O	O	O	+
Zeitliche Umsetzbarkeit	Kurzfristig	Sofort	Kurzfristig	Perspektivisch

Tabelle 1: Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der Handlungsoptionen (- nicht gegeben; O bedingt gegeben; + gegeben; ++ gegeben und besonders förderlich)

6.2.1 Handlungsoption 1A: Fixe Marktprämie

+ **Vorteile:** Fixe Marktprämien liefern Anreize zu marktdienlichem Handeln, da ein bedeutender Teil der Einnahmen vom Erfolg der Direktvermarktung und nicht nur von der Vergütung über die Prämie abhängt. Marktliche Anreize (in Form von Preisschwankungen) werden unverzerrt an die Marktteilnehmer weitergegeben, da die Erlöse im gleichen Umfang wie die rein marktlichen Capture-Preise schwanken. Somit entstehen Anreize, auf Preissignale zu reagieren, zum Beispiel durch den Einsatz von Technologien, die vor allem zu Zeiten hoher Stromnachfrage und Börsenpreise einspeisen können.⁵⁷ Somit wären sie insbesondere zur Förderung flexiblerer Anlagen geeignet, die

⁵⁷ Ein Beispiel wäre der Einsatz von Solaranlagen mit Ost-West-Ausrichtung statt Süd-Ausrichtung. Dadurch würde die Gesamtenergieerzeugung der Anlage zwar reduziert, jedoch morgens und abends erhöht. So könnte auf typische Nachfrage- und Preisspitzen morgens und abends besser reagiert werden.

auf niedrige Börsenstrompreise durch eine ‚zeitliche Verschiebung‘ der Einspeisung reagieren können. Gleichzeitig stellen fixe Marktprämien eine gesicherte Komponente des Gesamterlöses dar und können so das Investitionsrisiko begrenzen. Zugunsten der Weitergabe von Preissignalen bieten sie jedoch eine weniger starke Absicherung gegen einen starken Verfall der individuellen Capture-Preise.

Zusätzlich lassen sich fixe Marktprämien grundsätzlich flexibel anpassen, sodass bei Bedarf bestimmte Regionen (zum Beispiel zur Verringerung von Netzengpässen) oder Technologien durch eine höhere Prämie besonders gefördert werden können, ohne gleichzeitig eine starke Versicherungskomponente (wie in Handlungsoption 1B und 1C) zu schaffen. Ebenso lassen sich Marktprämien als relativ einfaches Mittel auch außerhalb der Strombörse für Geschäfte wie Power-Purchase-Agreements (PPAs) nutzen, bei denen Stromlieferung und die entsprechenden Preise oftmals langfristig vereinbart werden, sodass der Strom nicht über eine Strombörse vermarktet wird.

Als im EEG etablierter Fördermechanismus sind Marktprämien insbesondere in einseitig gleitender Form bereits seit 2012 bekannt und rechtlich umsetzbar. Fixe Marktprämien wurden bisher nur bei dem Sonderfall der Innovationsausschreibungen eingesetzt. Eine Fortentwicklung und Fortschreibung der Maßnahmen würde jedoch eine Genehmigung durch das EU-Beihilfenrecht erfordern. Bei angemessener Ausgestaltung der Marktprämien, die die jüngst verabschiedeten neuen Kommissionsleitlinien für Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen beachtet, ist eine Genehmigung durch die Kommission aber durchaus möglich – wie bereits in der Vergangenheit geschehen. Aus diesem Grund erfolgt die Bewertung als bedingt gegeben. In der neueren Entwicklung der EU zeigt sich vor dem Hintergrund der verschärften EU-Klimaziele eine flexiblere und weniger strikte Handhabung der beihilferechtlichen Ausgestaltung der Förderung. Probleme entstehen insbesondere dann, wenn bei der Förderung keine ausländischen Anlagen einbezogen werden oder wenn Technologieneutralität nicht gewährleistet ist. In der mittelfristigen Perspektive gefährden diese beiden Aspekte gegebenenfalls die Genehmigungsfähigkeit von Marktprämien.

- **Nachteile:** Durch die Direktvermarktung und die Abhängigkeit von den Börsenstrompreisen besteht nach wie vor ein gewisses Investitionsrisiko. Zusätzlich besteht eine relativ hohe Gefahr einer Über- oder Unterförderung von Anlagen: Im Fall langfristig unerwartet niedriger Börsenstrompreise können bestehende Anlagen in finanzielle Schwierigkeiten geraten. Somit müsste eine Finanzierung gegebenenfalls privat versichert werden. Da die Prämien jedoch in Zeiten (unerwartet) hoher Börsenstrompreise weitergezahlt werden, ist hier auch die Gefahr von Windfall Profits beziehungsweise Zufallsgewinnen am höchsten (siehe Exkurs zur Abschöpfung von Windfall Profits). Das bedeutet, dass durch überraschend hohe Capture-Preise, die nicht erwartet wurden und somit auch keinen Einfluss auf Investitionsentscheidungen oder unternehmerisches Handeln hatten, zusätzliche Gewinne erzielt würden. Dadurch können unerwünschte Mitnahmeeffekte entstehen, die zur Finanzierung der Erzeugungsanlage gar nicht notwendig gewesen wären. Die gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz sowie die gesellschaftliche Akzeptanz der Fördermaßnahmen können darunter leiden.

Darüber hinaus wären fixe Marktprämien bei einer individuellen Ausdifferenzierung weder technologie- noch standortneutral. Die ausdifferenzierten Prämien können somit zu einer suboptimalen Standort- oder Technologiewahl führen und wären dann nicht

kosteneffizient. Grundsätzlich sind allerdings technologie- und standortneutrale Marktprämien denkbar, indem einheitliche statt ausdifferenzierter Prämien angewendet werden – wie bei allen anderen vorgestellten Prämienmodellen auch. Im Fall negativer Strompreise besteht nur ein begrenzter Anreiz, Einspeisungen zu drosseln. Dieser Anreiz entsteht erst dann, wenn der negative Erlös am Strommarkt die Prämienzahlung übersteigt.

EXKURS

Abschöpfung von Windfall Profits („Zufallsgewinnen“)

Da Gaskraftwerke in der Merit-Order oft eine preissetzende Funktion haben, haben die – vorübergehend und insbesondere infolge des völkerrechtswidrigen Angriffskrieges Russlands gegen die Ukraine – stark angestiegenen Gaspreise die Strompreise insgesamt stark ansteigen lassen. Somit profitierte auch die nicht preissetzende (inframarginale) Stromerzeugung wie die Wind- oder Solarenergie von den stark gestiegenen Preisen, obwohl deren Kosten nicht (im gleichen Umfang) angestiegen sind. Im Jahr 2022 ist daher eine ausführliche Debatte um die Besteuerung solcher „Zufallsgewinne“ entbrannt.⁵⁸ Dies kann durch einen direkten Markteingriff geschehen, indem die Erlöse inframarginaler Stromerzeugung oberhalb einer bestimmten Grenze durch eine Steuer – vollständig oder wie in Deutschland vorgesehen zu neunzig Prozent – abgeschöpft werden. Alternativ könnten der Einsatz von Gas zur Stromerzeugung subventioniert und so die Grenzkosten für preissetzende Gaskraftwerke gesenkt werden.⁵⁹

Die stark gestiegenen Strompreise resultieren aus einer absoluten Sondersituation. Ein Anstieg der Preise in diesem Umfang war kaum vorhersehbar. Gleichzeitig benötigen Investitionen in neue Erzeugungsanlagen wie erneuerbare Energien Zeit, sodass Erzeugungskapazitäten kurzfristig kaum ausgeweitet und die Strompreise wieder absenkt werden können. Insofern scheinen ein kurzfristiger Markteingriff und eine teilweise Abschöpfung der entstehenden Windfall Profits gerechtfertigt. Eine „Preisobergrenze“ für inframarginale Stromerzeugung würde zudem die Belastung der Stromverbraucher unmittelbar abmildern.⁶⁰

Andererseits sollten immer auch die langfristigen Auswirkungen bedacht werden. So bieten hohe Strompreise auch die Chance stark gesteigener Investitionsanreize in Technologien mit günstigeren Grenzkosten, insbesondere erneuerbare Energien. Kraftwerke, die zu Spitzenlastzeiten Strom einspeisen können (in denen Gas zur Stromerzeugung benötigt wird) und somit Gas ersetzen können, würden durch die hohen Gaspreise besonders stark angereizt. Eine Abschöpfung von Erlösen reduziert diese Investitionsanreize. Zu restriktive Abschöpfungen würden die Chance von mehr und schnelleren Investitionen verpuffen lassen und schlimmstenfalls dazu führen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien durch die Maßnahmen verlangsamt sowie die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen (wie Gas) und deren Rohstoffpreise verlängert wird.⁶¹ Auf der Verbrauchsseite sollte beachtet werden, dass eine Absenkung der Strompreise zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs führt, was auch den Umfang der Gasverstromung betreffen würde. Auch der Export des günstigeren Stroms in Drittstaaten (wie die Schweiz) würde gefördert. Somit würden die notwendigen Einsparmaßnahmen konterkariert.

Insgesamt muss bei der Abschöpfung von Zufallsgewinnen ein Mittelweg gefunden werden, der einerseits die kurzfristig notwendigen Strompreissenkungen und Entlastungen bewirkt, andererseits die langfristigen Chancen jedoch nicht zerstört. Darüber hinausgehende Entlastungsmaßnahmen können in einem zweiten Schritt (im Anschluss an das Marktergebnis), statt im Markt selbst erfolgen. Solche Entlastungen sollten dann unabhängig vom tatsächlichen Stromverbrauch geschehen, um Preissignale und Anreize zum Stromsparen nicht zu verfälschen. Zusätzlich sollten Entlastungsmaßnahmen so zielgerichtet im Sinne der Bedürftigkeit möglich sein.

58 Vgl. dazu auch auf EU-Ebene Verordnung (EU) 2022/1845 des Rates vom 06.10.2022 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise.

59 Vgl. Haucap et al. (2022).

60 Vgl. Monopolkommission (2022).

61 Darüber hinaus muss vermieden werden, dass durch Markteingriffe ein Vertrauensverlust in die rechtlichen Rahmenbedingungen und damit neue Investitionshemmnisse und -risiken entstehen. Insbesondere rückwirkende Maßnahmen, die mit einem massiven Vertrauensverlust einhergehen würden, scheinen daher ungeeignet.

6.2.2 Handlungsoption 1B: Einseitig gleitende Marktprämien

+ **Vorteile:** Einseitig gleitende Prämien schaffen eine starke Sicherheit über den Mindestverkaufspreis und enthalten somit – neben den eigentlichen Prämienzahlungen – verglichen mit Handlungsoption 1A zusätzlich eine starke Versicherungskomponente. Da die Gesamterlöse in Zeiten niedriger Capture-Preise durch Prämienzahlungen abgesichert werden, sind Investitionen insbesondere auch gegen Erlösrückgänge aufgrund einsetzender Merit-Order- sowie Kannibalisierungseffekte geschützt. Dies sichert anfängliche Investitionskosten (teilweise) ab, senkt Investitionsrisiken für Investoren und kann so zu geringeren Risikoaufschlägen in der Finanzierung führen. Insbesondere um private Investitionen zu fördern (zum Beispiel „Bürgerwindparks“), könnten verringerte Investitionsrisiken ein wichtiger Aspekt sein, da hier eventuell das Umweltbewusstsein (mit einem überschaubaren finanziellen Risiko) statt finanzieller Renditen der primäre Investitionsgrund ist.

Werden einseitig gleitende Prämien über Ausschreibungen ermittelt, können sie sicherstellen, dass Ausbauziele für erneuerbare Energien zielgenau erreicht werden.⁶² Dies gilt insbesondere in Zeiten unsicherer Preisentwicklungen, in denen eine garantierte Mindestvergütung entscheidend sein kann. So können einseitig gleitende Prämien eine gewisse Kostendeckung gewährleisten, auch wenn die Capture-Preise zu vielen Zeitpunkten auf nahezu null sinken (zum Beispiel infolge eines stark ausgeprägten Kannibalisierungseffekts). Sofern die Capture-Preise oberhalb des vereinbarten Zuschlagspreises liegen, besteht außerdem ein Anreiz zu marktdienlichem Verhalten, da Erlöse in diesen Zeiträumen ausschließlich von den erzielten Marktpreisen abhängen. Je größer die Referenzperioden gewählt werden, desto eher kann marktdienliches Verhalten auch bei niedrigeren Marktpreisen gefördert werden. Unnötige Prämienzahlungen in Zeiten (unerwartet) hoher Börsenstrompreise werden vermieden. Zuletzt lässt der Einsatz einseitig gleitender Prämien auch alternative (typischerweise längerfristige) Lieferverträge zu, beispielsweise Terminkontrakte oder PPAs. Diese können beispielsweise in Form bilateraler Verträge zu einer langfristig verlässlichen gegenseitigen Risikoabsicherung genutzt werden. Im Sinne der Vielfalt an möglichen Finanzierungsmöglichkeiten erlauben einseitig gleitende Prämien auch die Koexistenz anderweitiger Verträge.⁶³

Einseitig gleitende Marktprämien sind in Kombination mit der Direktvermarktung das im deutschen EEG vorherrschende Modell zur Förderung erneuerbarer Energien.⁶⁴ Dabei werden sie derzeit bereits durch einen CO₂-Preis unterstützt. Bei einseitig gleitenden Marktprämien ist wie bei fixen Marktprämien die Weiterentwicklung des EU-Beihilfenrechts zu beachten. Auch hier ist daher die rechtliche Umsetzbarkeit unter der entsprechenden Bedingung der Einhaltung jener Vorgaben gegeben. Eine Beibehaltung dieses Modells ist bei einer angemessenen Ausgestaltung nach aktuellem Stand daher möglich. Dieses Modell zur Förderung erneuerbarer Energien weiterzuführen hätte außerdem den Vorteil, dass keine umfassenden Änderungen des bestehenden EEG notwendig sind.

⁶² Hierbei muss auf ein geeignetes Ausschreibungssystem geachtet werden sowie darauf, dass anderweitige Hemmnisse und Rahmenbedingungen die Ausschreibungen nicht konterkarieren, um eine Unterzeichnung von Ausschreibungsmengen sowie eine Nichtrealisierung von Projekten zu verhindern.

⁶³ Vgl. EWK 2023.

⁶⁴ §§ 19 Nr. 1, 20, 23a iVm Anlage 1 EEG 2021.

- **Nachteile:** Verglichen mit fixen Marktprämien bieten einseitig gleitende Marktprämien einen tendenziell niedrigeren Anreiz, auf Marktpreisänderungen zu reagieren, da Preisschwankungen nach unten gedämpft werden. Der Versicherungseffekt führt in Zeiten niedriger Börsenstrompreise zwangsläufig auch zu verminderten Anreizen, auf die Entwicklung der Marktpreise zu reagieren. Dies gilt insbesondere beim Einsatz eher kurzer Referenzperioden, während längere Referenzperioden marktliche Anreize (zulasten der Investitionssicherheit) stärken würden (siehe Exkurs zur Länge der Referenzperioden bei Anwendung gleitender Prämienmodelle). Äquivalent zu den fixen Marktprämien besteht ein Anreiz zur Einspeisedrosselung in Zeiten negativer Strompreise nur dann, wenn der negative Börsenstrompreis die (erwartete) Prämienzahlung übersteigt. Um solche gesamtwirtschaftlich erwünschten Drosselungen schon früher zu erreichen, sind zusätzliche Regelungen zur Aussetzung der Prämie notwendig. Ein erster Ansatz ist die 4-Stunden-Regel aus dem EEG 2021, die Prämien für Neuanlagen auf null absenkt, sofern der Börsenstrompreis für mindestens vier Stunden negativ ist.⁶⁵ Da einseitig gleitende Prämien nicht das volle Spektrum schwankender Marktpreise weitergeben, ist ihre Anschlussfähigkeit – beispielsweise an das EU-ETS – gegenüber fixen Marktprämien limitierter. Eine eventuelle Überführung in ein marktpreisliches System brächte somit einen härteren Wechsel mit sich, da ein Wegfall einseitig gleitender Prämien immer auch einen Wegfall des Versicherungseffektes bedeutet. Eine standort- und technologiespezifische Ausdifferenzierung der Prämien (wie im aktuellen System) reduziert die Marktdienlichkeit des Zubaus, worunter die gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz leidet. Grundsätzlich lässt sich die Förderung genau wie die fixen Marktprämien jedoch ebenfalls standort- und technologieneutral ausgestalten.

6.2.3 Handlungsoption 1C: Contracts for Difference (CfDs)

+ **Vorteile:** Contracts for Difference gleichen Abweichungen der am Markt erzielten Capture-Preise vom vereinbarten Zuschlagspreis sowohl nach oben als auch nach unten aus. Damit entspricht die Vergütung langfristig nahezu dem vereinbarten Zuschlagspreis. Da Investitionen im Wesentlichen über die vorab vereinbarte Zuschlagshöhe refinanziert werden, bieten CfDs von den hier geschilderten Handlungsoptionen die höchste Sicherheit über die Vergütung für erneuerbare Energien und somit die höchste Investitionssicherheit. Die Investitionskosten für die Realisierung von Projekten wäre durch das verminderte Preisrisiko am geringsten.⁶⁶

Das geringe Investitionsrisiko macht CfDs besonders für gezielte Förderungen attraktiv, beispielsweise im Bereich der „Infant Industries“⁶⁷, für Kapazitätsmärkte oder Systemdienstleistungen – also für Investitionen in besonders neue und damit riskante Projekte oder gesamtgesellschaftlich besonders wünschenswerte Investitionen. Erneuerbare Energien wie Windkraft- oder Solaranlagen sind jedoch technologisch bereits so weit etabliert, dass sie in diesem Zusammenhang nicht zu den Infant Industries gezählt werden. Auch für private Investitionen kann eine hohe Investitionssicherheit besonders interessant sein (siehe Handlungsoption 1B).

Verglichen mit fixen und einseitig gleitenden Prämien besteht zudem keine unmittelbare Gefahr von Windfall Profits, da unerwartet hohe Capture-Preise über

⁶⁵ § 51 Absatz 1 EEG 2021.

⁶⁶ Vgl. Neuhoff et al. 2022.

⁶⁷ Infant Industries bezeichnen Technologien, die noch keine Marktreife erlangt haben und für die marktliche Strukturen (noch) keine ausreichenden Investitionsanreize für den Ausbau liefern.

dann negative Prämienzahlungen abgeschöpft würden.⁶⁸ Genau wie im Fall einseitig gleitender Prämien kann der Zubaupfad für erneuerbare Energien über Ausschreibungsmengen sehr genau gesteuert werden und die erwartbaren gesamtgesellschaftlichen Kosten wären gut kalkulierbar. Die politische Umsetzbarkeit hätte somit gute Voraussetzungen.

- **Nachteile:** Die starke Bindung an den Zuschlagspreis stellt allerdings auch ein großes Problem von CfDs dar: Preissignale werden durch das Vergütungsmodell stark limitiert, wodurch Anreize zu einem marktdienlichen Verhalten verloren gehen. Somit besteht zunächst kein Anreiz, beispielsweise in flexiblere oder marktdienlichere Technologien zu investieren. Um dem entgegenzuwirken, müssten Ausschreibungen stark ausdifferenziert werden, beispielsweise indem Ausschreibungsmengen nach dem Grad an Flexibilität gestaffelt werden. Zudem müsste es neben der CfD-Vergütung einen Anreiz geben, vorhandene Flexibilität tatsächlich markt- beziehungsweise netzdienlich einzusetzen. Sobald der Zuschlagspreis fixiert ist, gäbe es zudem kaum Anreize, auf Veränderungen im Strommarkt zu reagieren.⁶⁹ Dies birgt die Gefahr von Ineffizienzen (zum Beispiel durch ineffiziente Dispatch-Entscheidungen).⁷⁰ Die Nachteile mangelnder Dispatch-Anreize können durch die Wahl langer Referenzperioden (zulasten der Investitionssicherheit) zumindest abgeschwächt werden (siehe Exkurs zur Länge von Referenzperioden bei Anwendung gleitender Prämienmodelle). Zuletzt können CfDs (je nach Ausgestaltungsform) Ähnlichkeiten mit bilateralen Verträgen (zum Beispiel in Form von PPAs) oder Terminkontrakten aufweisen, mit dem Unterschied, dass Risiken nicht durch Vertragsparteien gegenseitig, sondern durch die Prämie abgesichert werden. Dadurch könnte eine Konkurrenzsituation entstehen, in der CfDs alternative Geschäftsmodelle (wie Terminkontrakte oder PPAs) teilweise verdrängen.⁷¹

CfDs werden derzeit in Deutschland nicht angewendet. Im Regierungsentwurf des EEG 2023 im April 2022 war eine Verordnungsermächtigung vorgesehen. Auf dieser Grundlage wäre es möglich gewesen, Anpassungen am Fördersystem vorzunehmen. Als Beispiel wurden hierfür die Einführung von „Differenzverträgen“ (CfDs) genannt. Im dem am 8. Juli 2022 verabschiedeten EEG 2023 wurde diese Verordnungsermächtigung jedoch gestrichen. Insofern besteht nach aktuellem Stand für die Einführung von CfDs keine Rechtsgrundlage. Auch ihre Integration in internationale Systeme wie das EU-ETS ist deutlich erschwert und könnte beispielsweise zu einem sogenannten Wasserbetteffekt führen.

68 Vgl. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) 2022.

69 Vgl. Newbery 2021.

70 Vgl. Bundesverband für erneuerbare Energien e.V. (BEE) 2022 und EWK 2023.

71 Vgl. dazu auch EWK 2023.

EXKURS

Länge von Referenzperioden bei Anwendung gleitender Prämienmodelle

Beim Einsatz gleitender Prämien (Handlungsoptionen 1B und 1C) spielt die Wahl der Länge von Referenzperioden eine wichtige Rolle. Hierbei muss man einen Kompromiss zwischen der Übernahme von Preis- und Investitionsrisiken einerseits und der (teilweisen) Erhaltung von Anreizen zu marktdienlichem Verhalten andererseits finden. Je kürzer die gewählte Referenzperiode, desto stärker werden Investitionsrisiken verringert, aber auch Anreize zu marktdienlichem Verhalten abgeschwächt. Größere Referenzperioden bieten Anlagen dagegen mehr Gelegenheiten, stellenweise überdurchschnittliche Preise (verglichen mit dem ermittelten Referenzmarktpreis) zu erwirtschaften und stärken somit deren Dispatch-Anreize. Gleichzeitig erhöhen sie dadurch die Unsicherheit über Einnahmen und damit das Investitionsrisiko. Dieser Zusammenhang ist insbesondere bei der Ausgestaltung von CfDs (Handlungsoption 1C) entscheidend, da hier immer Prämienzahlungen fällig werden (in die ein oder andere Richtung), während einseitig gleitende Prämien (Handlungsoption 1B) nur in Zeiten geringer Marktpreise eine Auswirkung entfalten.

Als Beispiel für diesen Effekt kann man sich die Ausrichtung einer hypothetischen Solaranlage anschauen. Bei einer Ausrichtung nach Süden produziert diese die größtmögliche Menge an Strom. Bei einer Ausrichtung nach Ost-West produziert sie zwar insgesamt etwas weniger Strom, kann dafür aber in den Morgen- und Abendstunden etwas mehr Strom einspeisen. Eine solche Ost-West-Ausrichtung kann dabei marktdienlicher sein, da ihr Einspeiseprofil eine traditionell höhere Stromnachfrage (und somit höhere Marktpreise) am Morgen und am Abend besser abbildet. Mittags sind Nachfrage und Marktpreise dagegen traditionell geringer. Der produzierte Strom kann durch die Ost-West-Ausrichtung in diesem Szenario also besser genutzt werden. Bei der Wahl einer stündlichen Referenzperiode für Marktprämien schwächt diese die Marktpreisspitzen in den Morgen- und Abendstunden durch geringe oder negative Prämien ab. In den Mittagsstunden kommt es dagegen zu vergleichsweise hohen Prämienzahlungen, die die geringen Marktpreise aufwerten. Gegenläufige Prämienhöhen gleichen somit Marktpreisschwankungen über den Tag hinweg aus, der Anreiz zu einer Ost-West-Ausrichtung aufgrund dieser Marktpreisschwankungen ginge verloren. Besteht die Länge der Referenzperiode dagegen aus einem Tag statt einer Stunde, bleibt die Höhe der Prämie über den gesamten Tag hinweg unverändert. Tageszeitschwankungen des Marktpreises kommen somit bei der Solaranlage an und ein Anreiz zur Ost-West-Ausrichtung bleibt grundsätzlich erhalten. Da Tagesschwankungen nun bei der Solaranlage ankommen und nicht mehr stündlich ausgeglichen werden, entsteht andererseits eine höhere Unsicherheit über Erlöse der Anlage.

6.2.4 Handlungsoption 1D: Fokussierung auf CO₂-Preis

+ Vorteile: Eine indirekte Förderung über einen CO₂-Preis bietet zwei entscheidende Vorteile: eine hohe Kosteneffizienz und eine hohe Wirksamkeit im Erreichen der Klimaziele. Während direkte Fördermaßnahmen erneuerbarer Energien in der allgemeinen Praxis an die verschiedenen Technologien angepasst werden (was zu Verzerrungen der Preissignale führen kann), bietet ein CO₂-Preis den Vorteil, dass er technologie- und standortneutral ist. Zusätzlich wirkt ein CO₂-Preis auf alle im Markt aktiven Anlagen, nicht nur auf erneuerbare Energien. Dadurch werden CO₂-intensivere Anlagen tendenziell von weniger CO₂-intensiven Anlagen verdrängt – zum Beispiel Kohlekraftwerke von Gaskraftwerken. Gugler et al. (2021) zeigen zudem, dass ein hoher CO₂-Preis zusätzlich auch den Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen kostengünstiger anreizen kann als direkte Subventionen.⁷² Verglichen mit den in den

⁷² Dabei werden Fördersysteme in Deutschland und Großbritannien verglichen, vgl. Gugler et al. 2021.

Handlungsoptionen 1A bis 1C dargestellten Fördermaßnahmen bietet der CO₂-Preis somit den Vorteil stärkerer marktbasierter Anreize und einer höheren Kosteneffizienz.⁷³

Um eine hohe Wirksamkeit zu erreichen und zusätzlich hinreichend verlässliche Investitionsanreize in erneuerbare Energien zu ermöglichen, ist eine starke politische Verpflichtung zu einem hinreichend hohen CO₂-Preis (beziehungsweise einer knappen Menge an Emissionszertifikaten) entscheidend.^{74, 75} Der CO₂-Preis wäre dann auch robuster gegenüber Lobbyeinflüssen als ein Förderpaket, das aus einer Vielzahl an (beeinflussbaren) Einzelmaßnahmen besteht. Ein dauerhaft hoher CO₂-Preis kann somit auch strukturelle Veränderungen anreizen.

CO₂-Preise sind im Stromsektor bereits über das europaweite EU-ETS implementiert. Eine stärkere Fokussierung auf CO₂-Preise kann somit über eine Aufwertung und Ausweitung dieses Mechanismus erreicht werden. Auch weltweit wurden und werden CO₂-Preise vermehrt eingeführt, was eine hohe Anschlussfähigkeit an internationale Systeme bedeutet. Ein vernetztes Emissionshandelssystem beugt zusätzlich dem Wasserbetteffekt vor: Der CO₂-Ausstoß wird unmittelbar begrenzt und Emissionen werden somit nicht lediglich verschoben, wie es bei der direkten Förderung erneuerbarer Energien der Fall ist. Die Vermeidung solcher Fehlanreize erhöht die Effizienz eines CO₂-Preises gegenüber direkten Fördermaßnahmen noch einmal zusätzlich. Eine Kombination von CO₂-Preisen mit zusätzlichen (direkten) Förderinstrumenten (zum Beispiel spezifischen Prämien) ist weiterhin möglich, sofern bestimmte Technologien oder Regionen besonders gefördert werden sollen.

Schließlich schwächt die Abhängigkeit vom Börsenstrompreis den Merit-Order-Effekt sowie Kannibalisierungseffekte durch unmittelbare Preisanreize ab.⁷⁶ Anlagenbetreiber haben einen hohen Anreiz, Strom zu hochpreisigen Zeiten zu verkaufen, um höhere Erlöse zu erzielen. So würde zum Beispiel ein Verkauf zu sonnenintensiven Stunden immer unattraktiver, je mehr PV-Anlagen zu diesen Zeiten bereits einspeisen und den Verkaufspreis drücken. Je stärker ein solcher Kannibalisierungseffekt bereits vorhanden ist, desto stärker wird der Anreiz, zum Beispiel in alternative Technologien zu investieren oder den Strom mittels Speicher in höherpreisige Zeiten zu ‚verschieben‘. Von der Preisglättung durch Speicher oder Nachfrageverschiebung profitieren sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen. Auch ermöglicht diese Handlungsoption neben dem (kurzfristigen) Börsenhandel auch grundsätzlich eine geeignete Grundlage für alternative (langfristige) Verträge, wie Terminkontrakte oder PPAs. Beteiligte Vertragsparteien können sich dadurch gegenseitig absichern, um ihre Investitions- und Preisrisiken zu vermindern.

Ein vollständiger Verzicht auf die spezifische direkte Förderung erneuerbarer Energien in Form eines zusätzlichen Vergütungsmodells im Sinne des EEG würde entsprechende gesetzliche Regelungen und eine Prüfung unter den EU-Beihilfeleitlinien obsolet machen. Grundsätzlich wird man mit Blick auf die rechtliche Umsetzbarkeit daher eine erhebliche Vereinfachung erzielen.

⁷³ Vgl. Freebairn 2014.

⁷⁴ Vgl. Sachverständigenrat zur Begutachtung der Gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR) 2019.

⁷⁵ Vgl. Boyce (2018).

⁷⁶ Vgl. Brown/Reichenberg 2021; vgl. Liebensteiner/Naumann 2022.

- **Nachteile:** Andererseits erhöht der Verzicht auf eine direkte Förderung das Risiko von Investitionen und somit die Investitionskosten. Dies hemmt gegebenenfalls den Zubau neuer Anlagen und kann verhindern, dass Ausbauziele für erneuerbare Energien erreicht werden.⁷⁷ Hohe Investitionsrisiken können sich zudem negativ auf die Investorenvielfalt auswirken, da manche Investoren möglicherweise durch hohe finanzielle Risiken abgeschreckt werden. Dieses Risiko besteht in der starken Abhängigkeit der Vergütung von einem unsicheren Börsenstrompreis. Im Vergleich zu direkten Fördermodellen erhalten erneuerbare Energien keine Zusatzvergütung, die zum Beispiel im Fall niedriger Börsenstrompreise eine Art Sockelbetrag garantiert. Dies bedeutet insbesondere ein Risiko, da ein hoher Anteil witterungsbedingter erneuerbarer Energien im System zu einer hohen Anzahl an Stunden mit niedrigen Börsenstrompreisen führen kann (aufgrund eines unflexiblen Angebotsüberschuss).⁷⁸ Kommt ein Emissionshandelssystem zum Einsatz, können auch die CO₂-Preise selbst sehr volatil sein, was zu zusätzlichen Preisschwankungen und somit Unsicherheiten in Bezug auf die Vergütungshöhe führen kann (sofern CO₂-intensive Kraftwerke preissetzend sind). Abhilfe kann hier jedoch die Vorgabe eines Mindestpreises (und gegebenenfalls einer Preisobergrenze) für den CO₂-Preis schaffen.

Zwar können CO₂-Preise, insbesondere im Rahmen eines Emissionshandels, potenziell eine hohe Wirksamkeit in Bezug auf das Erreichen der Klimaziele aufweisen. Ihre Wirksamkeit ist jedoch maßgeblich von einer konsequenten politischen Durchsetzungsfähigkeit und politischen Stellschrauben (Zertifikatmenge beziehungsweise CO₂-Steuer) abhängig, die sich mit der Zeit ändern können. Da eine indirekte Förderung über CO₂-Preise zu höheren Börsenstrompreisen führt, werden sich diese auch in höheren Preisen für Verbraucher*innen sowie Unternehmen widerspiegeln und somit direkter spürbar sein als steuerfinanzierte Fördermodelle. Hohe CO₂-Preise könnten somit negativ auf die soziale Akzeptanz wirken und politischen Druck aufbauen, das Instrument abzuschwächen (zum Beispiel durch eine Abflachung des CO₂-Reduktionspfades). Umverteilungskonsequenzen im Blick zu behalten und geeignete Gegenmaßnahmen zu implementieren, um insbesondere einkommensschwache Haushalte zu entlasten, ist in diesem Zusammenhang besonders relevant. Zwar ist das bei allen Handlungsoptionen von Bedeutung, aber bei einzelnen der oben angeführten Optionen bereits durch – komplementäre – Maßnahmen verwirklicht, wenn etwa die EE-Umlage ganz oder in Teilen aus dem Staatshaushalt getragen wird. Insgesamt ist die Beachtung der sozialpolitischen Implikationen letztlich bei allen Optionen entscheidend, nicht nur um die gesellschaftliche Akzeptanz zu erhalten, sondern auch um soziale Verwerfungen zu vermeiden. Im Hinblick auf Unternehmen und insbesondere die energieintensive Industrie muss zudem darauf geachtet werden, dass die aufgrund des CO₂-Preises steigenden Strompreise keinen zu starken Wettbewerbs- und Standortnachteil darstellen. Andernfalls droht ein „Carbon Leakage“ in Drittstaaten mit geringeren Energiepreisen.

6.3 Eignung für ein neues Strommarktdesign 2030

Bei der Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der verschiedenen Modelle zeigt sich, dass ein CO₂-Preis die Anforderungen an ein neues Strommarktdesign 2030 in vielen Bereichen am besten erfüllt. Insbesondere ist der **CO₂-Preis** als Modell

⁷⁷ Hirth (2015) zeigt in diesem Zusammenhang, dass ein hoher CO₂-Preis zu stagnierenden oder sogar rückläufigen Ausbaupfaden von Solar- und Windenergie zugunsten anderer (CO₂-neutraler) Technologien führen kann.

⁷⁸ Vgl. Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE) 2022.

besonders **kosteneffizient**. Außerdem kommt der CO₂-Preis als einzige Handlungsoption ohne direkte Subventionen aus. Somit wird ein Szenario vermieden, in dem der Großteil (achtzig Prozent im Jahr 2030 gemäß der aktuellen Zielsetzung) der Stromerzeugung dauerhaft subventioniert wird. Durch das EU-ETS ist gleichzeitig ein klarer Reduktionspfad klimaschädlicher Emissionen vorgegeben. Sofern dieser politisch durchgehalten werden kann, ist das EU-ETS daher ein äußerst **wirksames** Instrument, um die Klimaziele zu erreichen. Der Fokus auf einen starken CO₂-Preis kann als eigenständiges Modell dafür sorgen, dass emissionsintensive Stromerzeugung kontinuierlich durch erneuerbare Stromerzeugung verdrängt wird und Klimaziele erreicht werden.⁷⁹ Er sollte daher bis 2030 die Funktion eines Leitinstrumentes für die zukünftige Förderung erneuerbarer Energien übernehmen.

Der Wechsel in eine vom CO₂-Preis getriebene indirekte Förderung stellt allerdings einen harten Bruch mit entsprechend starken Veränderungen gegenüber dem aktuellen System dar, das auf garantierten Prämien und einer Ausbaumengensteuerung basiert. Dies könnte zu sprunghaft ansteigenden CO₂-Preisen und starken Preisausschlägen führen, die zu einer starken Volatilität am Markt und Unsicherheit für Investitionsvorhaben führen. Deshalb ist es nicht zielführend, sofort auf einen CO₂-Preis ohne weitere Fördersysteme umzustellen. Nichtsdestotrotz sollte begonnen werden, auf ein solches System hinzuarbeiten, da es langfristig eine technologieneutrale und effiziente Fördermöglichkeit darstellt. Die reine Förderung über einen CO₂-Preis kann zudem nicht sicherstellen, dass (kurzfristig) bestimmte Ausbauziele eingehalten werden – es sei denn, die Preise würden sehr hoch gewählt. Möchte die Politik sicherstellen, dass diese Ziele bis 2030 erreicht werden, ist ein zusätzlicher Fördermechanismus für eine Übergangszeit notwendig. Mit Blick auf das Jahr 2030 sollte jedoch auf das Ziel hingearbeitet werden, dass ein substanzieller Anteil der Förderung erneuerbarer Energien auf einem CO₂-Preis basiert.

Fixe Marktprämien stellen hingegen langfristig kein effizientes Fördermodell dar. Selbst bei technologieneutraler Ausgestaltung der Marktprämien wäre diese Option im Vergleich zu einem CO₂-Preis ineffizienter, da sie trotz ihrer Förderung von erneuerbaren Energien nicht dazu beitragen würde, dass CO₂-intensiver Strom aus konventionellen Kraftwerken besonders stark bepreist und somit früher aus dem Markt verdrängt wird. Kurzfristig bieten fixe Marktprämien jedoch eine flexible Möglichkeit, bestimmte Technologien spezifisch zu fördern.

Auch **einseitig gleitende Prämien** sind auf lange Sicht kein geeignetes Fördermodell. Im Gegensatz zu CfDs bestehen bei einseitig gleitenden Prämien zumindest Dispatch-Anreize in Zeiten hoher Börsenstrompreise. Da aber die Vergütung nicht unter den festgelegten Mindestpreis fallen kann, sind Investitionsrisiken weiterhin abgesichert. Dann gilt es, besonders auf eventuelle Fehlanreize bei niedrigen oder sogar negativen Börsenstrompreisen zu blicken, wie zum Beispiel durch die Anwendung oder sogar zeitliche Verschärfung der 4-Stunden-Regel.

CfDs sind kein geeignetes Fördermodell für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien – abgesehen von einzelnen Förderungen (wie etwa Infant Industries, Kapazitätsmärkten oder Systemdienstleistungen). Da sie eine hohe Fixierung auf den

79 Vgl. Grimm et al. 2022

Zuschlagspreis beinhalten, bedeuten sie eine Abkehr von einem marktwirtschaftlichen Modell. Deshalb sollte auch für die Übergangszeit besser auf einseitig gleitende oder fixe Marktprämien zurückgegriffen werden. Von einer flächendeckenden Einführung von CfDs außer für begründete Einzelfälle ist daher eher abzuraten.

6.4 Übergang zu einem neuen Modell im Jahr 2030

Das **CO₂-Preis-Modell** ist aufgrund seiner Technologieneutralität und höchsten Kosteneffizienz langfristig das Zielmodell. Um jedoch sicherzustellen, dass bis 2030 die Ausbauziele erreicht werden, und um gleichzeitig eine abrupte Umstellung des Förderregimes zu vermeiden, sollte die Einführung des CO₂-Preises als Leitinstrument nicht durch den plötzlichen Wechsel des Modells, sondern durch einen langfristig geplanten Übergang eingeführt werden.

6.4.1 Übergangszeit

Unabhängig davon, ob für die Übergangszeit zu einem CO₂-Preis als Leitinstrument fixe oder einseitige Prämien zum Einsatz kommen, sollte die Prämienzahlung in einem kontinuierlichen Pfad schrittweise auf null gesenkt werden. Da die Prämienhöhen durch Ausschreibungen ermittelt werden, kann deren kontinuierliche Reduktion indirekt durch einen kontinuierlich ansteigenden CO₂-Preis unterstützt werden. Ein Mindestpreis und eine Preisobergrenze für Emissionszertifikate können diesen Anstiegspfad begleiten, um eine größere Preissicherheit zu gewährleisten.⁸⁰ Ein verhältnismäßig enger Preiskorridor kann den CO₂-Preis im Rahmen des EU-ETS absichern und somit die indirekte Förderung durch den CO₂-Preis sicherer und planbarer gestalten. Dadurch könnte ein schrittweise erfolgreicher Übergang mit einer allmählichen Reduzierung der direkten Förderungen gestaltet werden.⁸¹ Der Übergang in eine indirekte Förderung über einen CO₂-Preis wäre dann geschafft, wenn die Marktprämie beziehungsweise der Zuschlagspreis bei null angekommen ist.

Einseitig gleitende Prämien sind grundsätzlich gut als Übergangsmodell in eine indirekte Förderung über CO₂-Preise geeignet. Da sie das zurzeit vorherrschend verwendete Modell im EEG sind, wäre die Beibehaltung dieses Modells ohne umfassende rechtliche Änderungen möglich. Dabei gilt es zu beachten, dass das Absenken der Prämie nicht nur finanzielle Prämienzahlungen verringert, sondern gleichzeitig zu einer Reduktion des Versicherungseffektes hinsichtlich einer garantierten Mindestvergütung führt. Regelmäßige Nullgebote wären ein Hinweis darauf, dass direkte Fördermaßnahmen nicht mehr nötig sind. Die vollständige Marktintegration der Erneuerbaren wäre erreicht.

Fixe Marktprämien eignen sich zwar prinzipiell ebenfalls als Übergangsmodell in die indirekte Förderung über CO₂-Preise. Da anders als unter den einseitig gleitenden Prämien bereits die gesamte Bandbreite potenzieller Börsenstrompreise weitergegeben wird (kein Versicherungseffekt), wären sie zunächst bereits etwas „näher“ am Zielmodell. Das EEG 2023 nimmt hiervon jedoch Abstand, da die fixe Marktprämie in Kombination mit stark gestiegenen Strompreisen leicht zu einer Überförderung und eventuellen „Zufallsgewinnen“ führen. Beim Einsatz einseitig gleitender Marktprämien

⁸⁰ Wichtig ist dabei jedoch, dass die Preisobergrenze hoch genug zur Erreichung der Klimaziele ist.

⁸¹ Vgl. Brown/Reichenberg 2021.

anstatt fixer Marktprämien im Rahmen von Innovationsausschreibungen gilt es im Hinblick auf flexible Erzeugungsanlagen und Energiespeicher zu beachten, dass Anreize zur Zurückhaltung von Stromeinspeisungen in Zeiten sehr geringer Marktpreise abgeschwächt werden.

Während der Übergangszeit hin zu einer CO₂-Bepreisung als Leitinstrument sollten die Auswirkungen des Strommarktdesigns regelmäßig einem **Monitoring** unterzogen werden. So könnten Probleme, die während der Übergangszeit identifiziert werden, gezielt angegangen werden, zum Beispiel zu geringe Ausbaumengen oder zu niedrige CO₂-Preise. In Einzelfällen könnten dann gezielt einzelne Fördermodelle mit Prämien eingesetzt werden – zum Beispiel bei benötigten Infant Industries, Systemdienstleistungen oder Kapazitätsmärkten.

Eine weitere Möglichkeit, das Fördermodell für die Übergangszeit zu gestalten, wäre die Umstellung von einer zeitbezogenen Förderung zu einer **Mengenförderung** für künftige Neuanlagen. Bei der Mengenförderung würde statt eines festen Förderzeitraums (zum Beispiel zwanzig Jahre) ein Gesamtvolumen eingespeister Energie vereinbart, das durch eine Prämie gefördert wird. Die Förderung endet somit, wenn die vereinbarte Menge an Strom ins Stromnetz eingespeist wurde. Somit würde der Anreiz entfallen, so viel Strom wie möglich innerhalb des vereinbarten Förderzeitraums einzuspeisen.⁸² Negative Strompreise wären in Verbindung mit fixer Marktprämie somit besser zu verhindern, da in Zeiten mit negativen Börsenstrompreisen ein Anreiz zum Abregeln entstünde und Prämienzahlungen nicht verloren gingen, sondern lediglich zeitlich nach hinten verschoben würden.

Eine zeitliche Verschiebung von Zeiten ohne Förderung aufgrund negativer Preise über den festen Förderzeitraum hinaus ist bereits im aktuellen System gemäß § 51a EEG vorgesehen. Allerdings würde bei einer Umstellung auf Mengenförderung gleichzeitig die Verknüpfung an einen festen Förderzeitraum aufgelöst werden. In Verbindung der Mengenförderung mit einseitig gleitenden Prämien bräuchte es zusätzlich eine Regelung, um das Abschalten der Anlagen bei negativen Strompreisen zu erreichen. Zudem würde das Investitionsrisiko sinken, da das gesamte Fördervolumen besser vorhersagbar ist. Somit würde zum Beispiel kein Risiko mehr bestehen, dass der vereinbarte Förderzeitraum mit eher windschwachen Jahren zusammenfällt.

6.4.2 Ausgestaltung des CO₂-Preises

Grundsätzlich stellt ein CO₂-Preis, der sich im Rahmen des EU-ETS bildet, ein für den Stromsektor funktionierendes und effizientes Modell zur Verringerung von Emissionen im gewünschten Umfang dar. Ergänzend ist dabei auf den folgenden, über die eigentliche Betrachtung der Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt hinausweisenden Umstand hinzuweisen: Um die Wirkung der CO₂-Bepreisung auf die Erreichung der Klimaziele über den Stromsektor hinaus zu verstärken, sollte die CO₂-Bepreisung in Europa auch auf alle anderen Sektoren ausgeweitet werden. Dies sollte bis zum Jahr 2030 erfolgen, da bis dahin die Festlegung der sogenannten Lastenteilung („Effort Sharing Regulation“) der EU ausläuft.⁸³ Derzeit ist eine Einführung eines

⁸² Vgl. Bundesverband Erneuerbarer Energien e. V. (Hrsg.)/Fraunhofer IEE/Fraunhofer ISE/BBH 2021; vgl. EWK 2023; vgl. Newbery 2021.

⁸³ Vgl. acatech et al. 2020-1.

separaten ETS II für Gebäude und Verkehr bis zum Jahr 2027 geplant.⁸⁴ Hierin ist eine Deckelung des CO₂-Preises bei 45 €/Tonne im ETS II vorgesehen.⁸⁵

Langfristig wäre jedoch eine Vereinheitlichung der CO₂-Bepreisung über alle Sektoren hinweg im Rahmen eines gemeinsamen, sektorübergreifenden Emissionshandels wünschenswert. Ein solches einheitliches Emissionshandelssystem soll dazu führen, dass Emissionen auch sektorübergreifend dort eingespart werden, wo dies am günstigsten möglich ist und somit weitere Effizienzpotenziale heben.⁸⁶ Da außerdem sowohl der Wärme- als auch Verkehrssektor (Beispiel E-Mobilität) immer stärker elektrifiziert und somit in den Stromsektor integriert wird, wären rivalisierende CO₂-Preissysteme für verschiedene Sektoren mittelfristig ohnehin nicht mehr trennscharf voneinander abgegrenzt und könnten zu Unsicherheiten führen. Zu beachten ist allerdings, dass ein sektorübergreifender Emissionshandel voraussichtlich einen preissteigernden Effekt auf den CO₂-Preis im Stromsektor hätte, da Emissionseinsparungen verglichen mit dem Verkehrs- und Wärmesektor hier günstiger vorgenommen werden können. Dadurch käme es vermehrt zu Emissionseinsparungen im Stromsektor.⁸⁷ Der zusätzliche Druck auf den CO₂-Preis kann einen Beitrag zum schnelleren Auslaufen direkter Fördermaßnahmen leisten, andererseits jedoch auch die gesellschaftliche Akzeptanz gefährden. Zusätzlich kann er die energieintensive Industrie belasten, sofern keine ausreichenden Entlastungsmaßnahmen an anderer Stelle erfolgen.

Um Investitionsrisiken aufgrund fluktuierender Börsenstrom- sowie CO₂-Preise zu vermindern, ist in erster Linie ein verlässlicher **Mindestpreis** für CO₂-Ausstoß wichtig. Optimalerweise würde ein solcher Mindestpreis im EU-ETS europaweit und über alle abgedeckten Sektoren hinweg eingeführt. Gelingt dies nicht, wäre es prinzipiell auch möglich, im bestehenden EU-ETS einen nur für Deutschland gültigen Mindestpreis einzuführen. Dann würde für deutsche Stromproduzenten eine zusätzliche Abgabe auf CO₂-Ausstoß fällig, die eine Handelspreisunterschreitung des gesetzten Mindestpreises kompensiert. Eine nationale Variante wäre allerdings weniger effizient als eine europaweite Umsetzung und sollte daher maximal als Übergangslösung hin zu einem EU-weiten Mindestpreis in Erwägung gezogen werden.⁸⁸

Andererseits wäre auch eine **Preisobergrenze** für CO₂-Emissionen denkbar, die ebenfalls mit der Zeit ansteigt. Da sich ein hoher CO₂-Preis in hohen Strompreisen für Verbraucher widerspiegelt, könnte langfristig die soziale Akzeptanz einer konsequenten CO₂-Bepreisung abnehmen. Das könnte den Druck auf die Politik erhöhen, das Instrument abzuschwächen, wodurch der eingeschlagene Emissionskorridor gegebenenfalls politisch nicht durchgehalten wird. Eine Preisobergrenze könnte die soziale Akzeptanz stärken, indem sie CO₂-Preise und daraus resultierende Strompreisanstiege deckelt. Da eine Preisobergrenze eine Überschreitung der vorgegebenen Emissionsmenge ermöglicht, müssen eventuell zu viel ausgestoßene Emissionen vom zukünftigen Emissionsbudget abgezogen werden, um das gesetzte Ziel der ausgestoßenen Emissionsmengen nicht dauerhaft zu verfehlen.

84 Jedoch kann die Einführung bis zum Jahr 2028 verschoben werden, falls die Öl- und Gaspreise über 99 Euro pro Megawattstunde liegen.

85 Vgl. Europäisches Parlament 2022.

86 Vgl. Abrell/Rausch 2021.

87 Vgl. Abrell/Rausch, 2021.

88 Vgl. acatech et al. 2020-1.

Mit dem Übergang zum CO₂-Preismodell wird das EEG nach und nach überflüssig. Für Bestandsanlagen wird das EEG jedoch voraussichtlich aus Gründen des Bestandsschutzes noch lange Zeit übergangsweise gelten. Eine Komplexitätsreduktion des zeitlich vielschichtigen Regelwerkes würde somit erst sehr langsam erreicht werden. Weitere Privilegierungen wie der Einspeisevorrang, der ohnehin zunehmend relativiert wird, sollten zeitnah auslaufen.

7 Leitfrage 2: Versorgungssicherheit

Um die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten, ist das Netz insbesondere auf eine ausreichend hohe Robustheit und Flexibilität angewiesen. Durch den Anstieg von erneuerbarer, volatiler Stromerzeugung werden in den kommenden Jahren mehr flexible Kapazitäten benötigt, um Knappheitsszenarien und Stromausfälle möglichst zu verhindern.

7.1 Handlungsoptionen

Bei der Anreizung und Bereitstellung eines ausreichend hohen Maßes von Flexibilität zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit kann grundsätzlich zwischen expliziter und impliziter Flexibilität unterschieden werden.⁸⁹ **Explizite Flexibilität** zeichnet sich dadurch aus, dass Umfang und Zeitpunkt der Flexibilitätsbereitstellung im Voraus quantifiziert werden können, beispielsweise durch Mengenausschreibungen für flexible Erzeugungskapazitäten oder Nachfragedrosselungen (wie eine strategische Reserve) oder Kapazitätsmärkte, siehe Handlungsoptionen 2B, 2C und 2D.⁹⁰ Die Anreizung **impliziter Flexibilität** erfolgt dagegen indirekt, beispielsweise durch entsprechend hohe Preissignale (wie im Energy-Only-Markt, siehe Handlungsoption 2A). In beiden Fällen muss darauf geachtet werden, dass die technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen zur Hebung entsprechender Flexibilitätspotenziale überhaupt gegeben sind (siehe dazu Kapitel 4).

Die folgenden Handlungsoptionen 2A-2D stellen Möglichkeiten dar, wie ein künftiger Strommarkt aussehen könnte, der Versorgungssicherheit bei einem steigenden Anteil (unflexibler) erneuerbarer Stromerzeugung in ausreichendem Maße zur Verfügung stellen kann.

7.1.1 Handlungsoption 2A: Fokussierung auf einen Energy-Only-Markt (ohne Zusatzmaßnahmen)

Prinzipiell ist die Konzeption eines Energy-Only-Marktes⁹¹ ohne ergänzende Kapazitätsmechanismen denkbar. Zwingende Voraussetzung dafür ist, dass der Preisbildungsmechanismus im Strommarkt Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt in ein Gleichgewicht bringt. Hierfür müssen insbesondere zwei Voraussetzungen erfüllt sein: Zum einen müssen aus ökonomischer Sicht Preissignale bezüglich des Börsenstrompreises eine ausreichende Anreizwirkung entfalten. Das bedeutet, dass die

⁸⁹ Siehe dazu auch die Studie zur „Elektromobilität im Energiesystem der Zukunft“ im Rahmen des Forschungsprojekts E-Mobility Lab Hessen sowie Lehmann et al. 2019.

⁹⁰ Siehe Kozlova/Overland 2022 für einen Überblick über verschiedene Kapazitätsmechanismen zur Sicherstellung expliziter Flexibilität im internationalen Vergleich.

⁹¹ Der Energy-Only-Markt ermöglicht neben dem Spotmarkt auch weiterhin Terminmärkte sowie mögliche außerbörsliche Stromverträge.

Marktakteure allein aufgrund der zeitlich schwankenden Börsenpreise für eingespeisten Strom dazu bereit sind, ihr Stromangebot beziehungsweise ihre Stromnachfrage in einem Umfang anzupassen, dass das Stromangebot zu jeder Zeit die nachgefragte Menge deckt. Zum anderen muss die technische Flexibilität gegeben sein, dass sich ein solches Gleichgewicht schnell genug einstellen kann. Eine Implementierung komplementärer Maßnahmen zur stärkeren Flexibilisierung von Stromangebot und -nachfrage spielt daher eine entscheidende Rolle.

Das Modell muss sich ebenso in den Rahmen aus verfassungsrechtlichen, europäischen sowie nationalen Vorgaben einfügen. Dabei muss beobachtet werden, ob die Versorgungssicherheit ausreichend hoch bleibt.

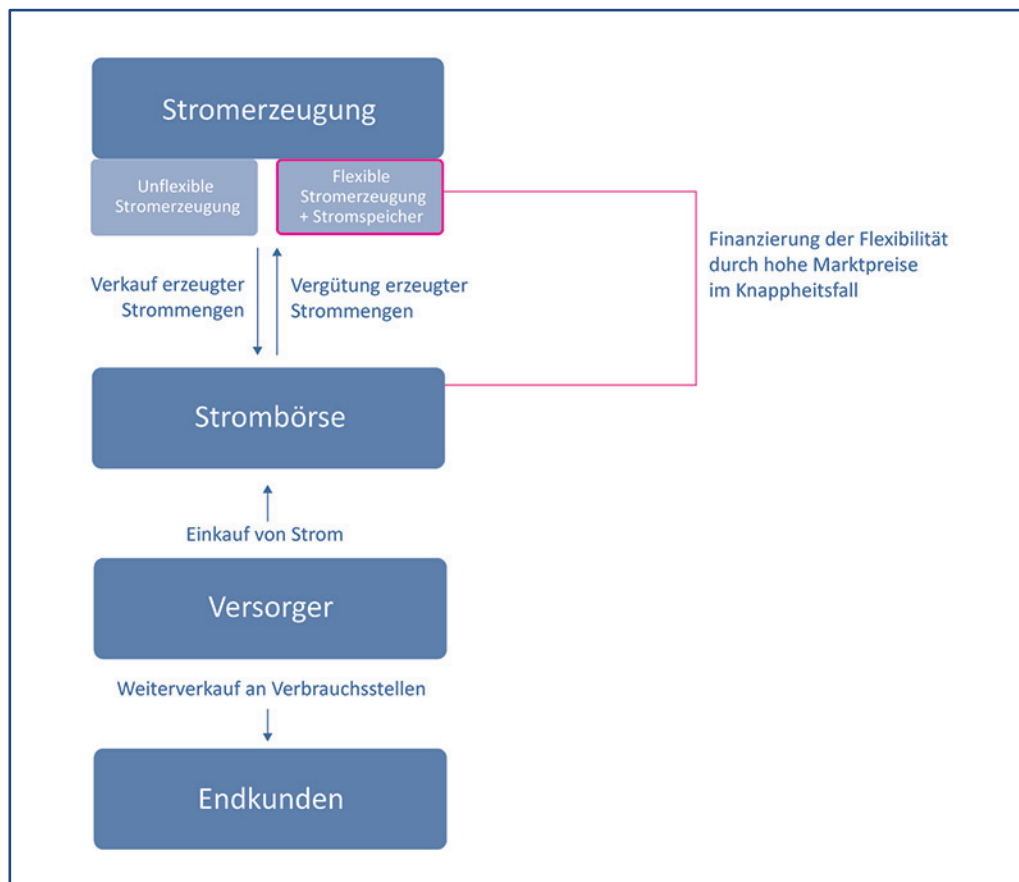


Abbildung 4: Schematische Darstellung Energy-Only-Markt (Quelle: eigene Darstellung)

7.1.2 Handlungsoption 2B: Energy-Only-Markt ergänzt mit strategischer Reserve

Weiterhin ist eine Ergänzung eines Energy-Only-Marktes durch eine strategische Reserve möglich. Die strategische Reserve besteht dabei aus Backup-Kapazitäten, die dann zum Einsatz kommt, wenn die Nachfrage zeitweise nicht durch das marktliche Angebot gedeckt werden kann. Die temporäre Angebotslücke würde dann durch die strategische Reserve gedeckt.

Diese Handlungsoption entspricht dem gegenwärtigen Marktdesign in Deutschland, wobei die bereits eingeführte strategische Reserve langfristig beibehalten würde. Diese wird seit 2019 als vorübergehendes Instrument eingesetzt, um das Risiko für das

Stromsystem durch ein zeitweise nicht ausreichendes Stromangebot zu reduzieren. Die strategische Reserve, geregelt in der KapResV, ist ein Instrument zur Absicherung der verfassungsrechtlichen Vorgaben. Die Befristung läuft bis zum 1. Oktober 2025. Es ist jedoch fraglich, ob das grundlegende Problem, dass durch den steigenden Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix eher zu- als abnimmt, langfristig ohne einen solchen Mechanismus funktionieren kann. Im Fall einer Umwandlung der strategischen Reserve in ein dauerhaftes Instrument müssten die EU-beihilferechtlichen Anforderungen erfüllt werden.

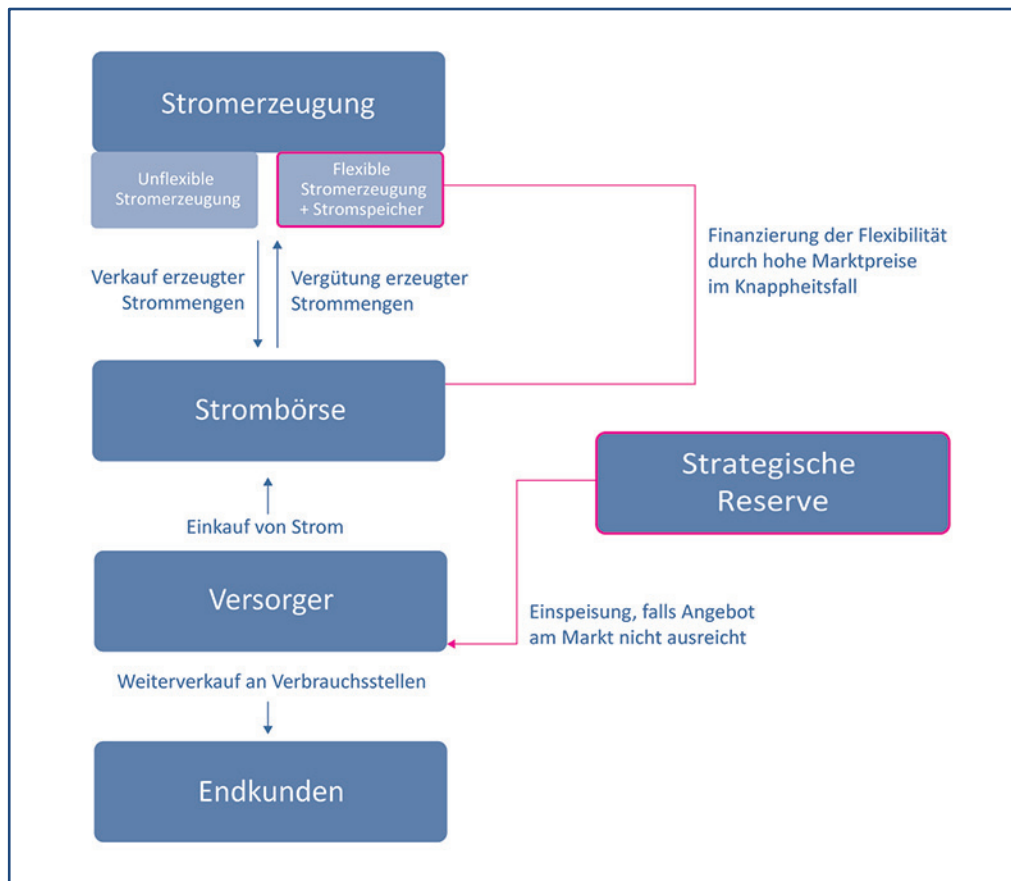


Abbildung 5: Schematische Darstellung Energy-Only-Markt mit strategischer Reserve (Quelle: eigene Darstellung)

7.1.3 Handlungsoption 2C: Aufbau eines zentralen Kapazitätsmarktes

Die dritte Handlungsoption umfasst den Aufbau eines zentralen Marktes für Kapazitäten beziehungsweise Flexibilität. Als ‚Flexibilität‘ versteht man in diesem Zusammenhang den gesicherten Beitrag zur Lastdeckung in Spitzenlastzeiten. Der Kapazitätsmarkt sorgt somit dafür, dass ein ausreichendes Ausmaß an Flexibilität (auch als „gesicherte Leistung“ bezeichnet) auch für Extremsituationen bereitsteht und Knappheitsszenarien somit gar nicht erst entstehen können. So könnten zum Beispiel Stromerzeuger (sowie Speicher) neben einer Vergütung des am Markt verkauften Stroms eine zusätzliche Vergütung für ihre bereitgestellte Menge an Flexibilität erhalten.

Im Unterschied zur strategischen Reserve wird hierbei kein separater Kraftwerkspark vorgehalten, der in Zeiten hoher Nachfrage zusätzlichen Strom ins System einspeisen kann. Vielmehr können beispielsweise im Kapazitätsmarkt eingebundene Kraftwerke weiterhin regulär am Strommarkt teilnehmen und eine zusätzliche ‚Flexibilitätsprämie‘ erhalten. Der Grad an Flexibilität wird somit als zweite Zielgröße im

Strommarkt eingeführt und unabhängig vom tatsächlich eingespeisten Strom zusätzlich vergütet. Die genaue Höhe der notwendigen vorzuhaltenden Flexibilität wird im zentral organisierten Kapazitätsmarkt durch die zuständige Regulierungsbehörde ermittelt und im Rahmen einer zentral organisierten Ausschreibung verauktioniert. Die Kosten für die Vergütung entsprechender Kapazitäten könnte (äquivalent zu der Vergütung abschaltbarer Lasten gemäß AbLaV) über die Strompreise auf die Verbraucher umgelegt werden. Neben der hier beschriebenen zentralen Ausgestaltung sind auch dezentrale Kapazitätsmechanismen denkbar, die in Handlungsoption 2D näher beschrieben werden.

Kapazitätsmärkte sind grundsätzlich geeignet, Flexibilität und damit einen Beitrag zur Versorgungssicherheit auf verschiedenen Ebenen des Strommarktes zu entlohnen. Für flexible Erzeugungskapazitäten mit hohen Erzeugungskosten (wie zum Beispiel Gaskraftwerke) kann eine Vergütung von Flexibilität eine wichtige zusätzliche Finanzierungsquelle darstellen, da ihre Flexibilität wichtig für das Stromsystem ist, sie aufgrund ihrer hohen Grenzkosten aber nicht regelmäßig im Rahmen der Merit-Order zum Einsatz kommen. Daneben kann auch eine flexible Nachfrage Flexibilität bereitstellen, zum Beispiel in Form garantierter Nachfragedrosselungen. In diesem Fall würde eine eventuelle Stromknappheit durch eine Nachfragereduktion statt einer Erhöhung des Angebots reduziert. Weiterhin können auch Stromspeicher als eigenständige Technologien eingesetzt werden, die gegebenenfalls erst durch die Zusatzvergütung für ihre bereitgestellte Flexibilität rentabel werden. Wichtig ist, dass Akteure auf dem Kapazitätsmarkt technisch in der Lage sind und ökonomisch angereizt sind, ihre Flexibilität auch kurzfristig tatsächlich zur Verfügung stellen zu können. Im Sinne der Klimaziele kann weiterhin eine Emissionsobergrenze für die Teilnahme im Flexibilitätmarkt festgelegt werden.⁹²

In verfassungsrechtlicher Hinsicht stellt der Kapazitätsmarkt ein materielles Instrument zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit da. Vor einer etwaigen Einführung ist zu prüfen, inwieweit die spezifische Ausgestaltung auch tatsächlich zur Gewährleistung beizutragen vermag. Entsprechende Prognosen sind wissenschaftlich abzusichern. Damit sinken etwaige verfassungsrechtliche Risiken signifikant. Stattdessen ist vor allem auf die unionsrechtliche Zulässigkeit zu achten. Diese ergibt sich insbesondere aus Art. 20-27 der Strombinnenmarkt-VO sowie dem EU-Beihilferecht. Soweit die Vergütung als staatliche Beihilfe nach Art. 107 AEUV zu qualifizieren ist, bedarf die Einführung der vorherigen Prüfung und Genehmigung durch die Europäische Kommission gemäß Art. 108, 107 Abs. 3 AEUV. Ein Fall der Beihilfe liegt so weit vor, wie bestimmte Erzeugergruppen begünstigt werden und die Finanzierung zumindest teilweise aus staatlichen Mitteln erfolgt. Als Bewertungsmaßstab gelten vor allem die Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz und Energiebeihilfen 2022.⁹³

⁹² Es gilt nach Art. 22 Abs. 4 der Strombinnenmarkt-VO die Festlegung einer CO₂-Emissionsobergrenze von 550 Gramm/Kilowattstunde für die Einbeziehung von Anlagen in einen Kapazitätsmechanismus, für Bestandsanlagen ab dem 01.07.2025.

⁹³ Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz und Energiebeihilfen 2022, C(2022) 481 final.

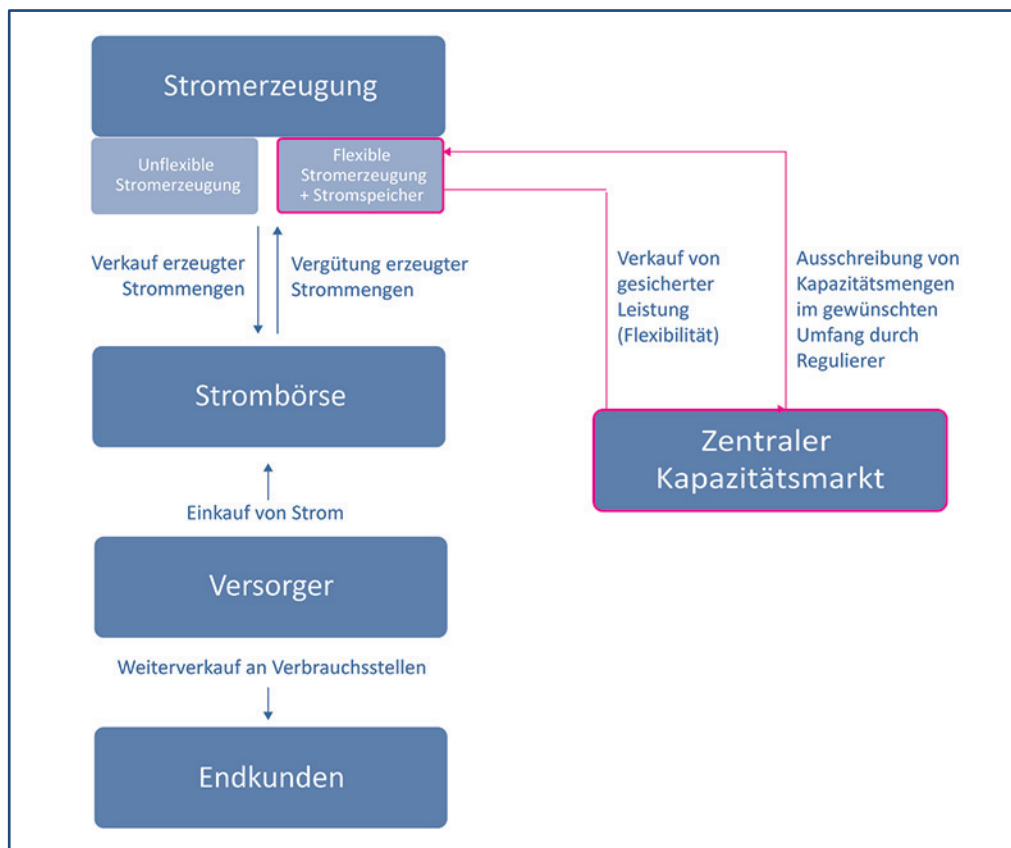


Abbildung 6: Schematische Darstellung eines zentralen Kapazitätsmarktes (Quelle: eigene Darstellung)

7.1.4 Handlungsoption 2D: Individualisierung der Versorgungssicherheit im Rahmen dezentraler Kapazitätsmärkte

Schließlich kann ein Kapazitätsmarkt statt einer zentralen auch eine dezentrale Struktur aufweisen. Wie im zentralen Ansatz entsteht so ein Mechanismus, der die Bereitstellung von Flexibilität separat vergütet – jedoch ohne einen zentralen Markt. Alle qualifizierten Erzeugungskapazitäten erhalten im dezentralen Kapazitätsmarkt Zertifikate in Höhe ihrer ermittelten Flexibilität. Versorger werden auf der anderen Seite Kapazitätsverpflichtungen auferlegt: Sie müssen Zertifikate vorweisen, die der Höhe der erwarteten Last ihrer Endkunden in Spitzenlastzeiten entsprechen. Die Verantwortung, Lieferverpflichtungen zu erfüllen und damit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, würde somit internalisiert und direkt an die Versorger übertragen. Die Versorger tragen somit auch unmittelbar die Kosten für die Sicherstellung der notwendigen Flexibilität und müssen diese über die Lieferverträge mit den eigenen Kunden refinanzieren. Das Zertifikatsystem ermöglicht einen dezentralen Handel von Zertifikaten, durch den Versorger ihre individuellen Kapazitätsverpflichtungen decken.⁹⁴

Ein besonderes Augenmerk sollte in diesem Zusammenhang darauf liegen, dass Versorger durch eine verstärkte Nachfrageflexibilität der eigenen Endkundschaft ihre individuell erwartete Last in Spitzenlastzeiten reduzieren können. Dadurch würde sich die Höhe ihrer Kapazitätsverpflichtungen beziehungsweise entsprechender Zertifikate reduzieren. Für Versorger entsteht so ein Anreiz zur individuellen Ausgestaltung von Lieferverträgen mit ihren Kunden. Neben dem reinen Strompreis kann dann der Grad

94 Vgl. EnBW/A.T. Kearney 2014.

an „Liefersicherheit“ eine zusätzliche Komponente von Stromverträgen darstellen. Im Rahmen der Ausgestaltung von Stromlieferverträgen käme es so vermutlich zu einem Trade-off zwischen den Kosten für Strom und der Liefersicherheit. Endkunden, für die zum Beispiel aufgrund eigener Stromspeicher eine zwischenzeitliche Drosselung unproblematisch wäre, könnten somit günstigere Stromverträge mit einer geringeren Liefersicherheit erhalten als Kunden, die auf ein hohes Maß an Liefersicherheit Wert legen. Damit würden Kapazitätsverpflichtungen des Versorgers reduziert und für den Knappheitsfall auch eine klare Reihenfolge der genutzten Absicherungen beziehungsweise Drosselungen festgelegt. Technische Voraussetzung ist allerdings, dass Versorger ihre Kunden im Fall einer Stromknappheit tatsächlich drosseln können.

Durch die Internalisierung des Versorgungsrisikos entsteht ein Anreiz und eine Notwendigkeit für Versorger, ihre individuellen Lieferverpflichtungen entsprechend abzusichern. Daraus ergeben sich zwei Märkte für entsprechende Absicherungsgeschäfte: Zum einen stehen jene Anlagen und Technologien miteinander im Wettbewerb, die in der Lage sind, die entsprechende Flexibilität bereitzustellen und entsprechende Verpflichtungen in Form von Zertifikaten an Versorger zu verkaufen. Zum anderen können aber auch Endkunden Nachfrageflexibilität anbieten und diese kann (in Form individueller Verträge) entsprechend honoriert werden. Versorger sollten ihre Nachfrage auf beiden Märkten so koordinieren, dass sie die geforderten Kapazitätsverpflichtung durch eine für sie kosteneffiziente Allokation erreichen.

Auch diese Handlungsoption muss den rechtlichen Anforderungen gerecht werden. Aus verfassungsrechtlicher Sicht ist die Bewertung (wie auch beim Energy-Only-Modell) davon abhängig, zu welchen Versorgungslücken eine derartige Individualisierung führt.

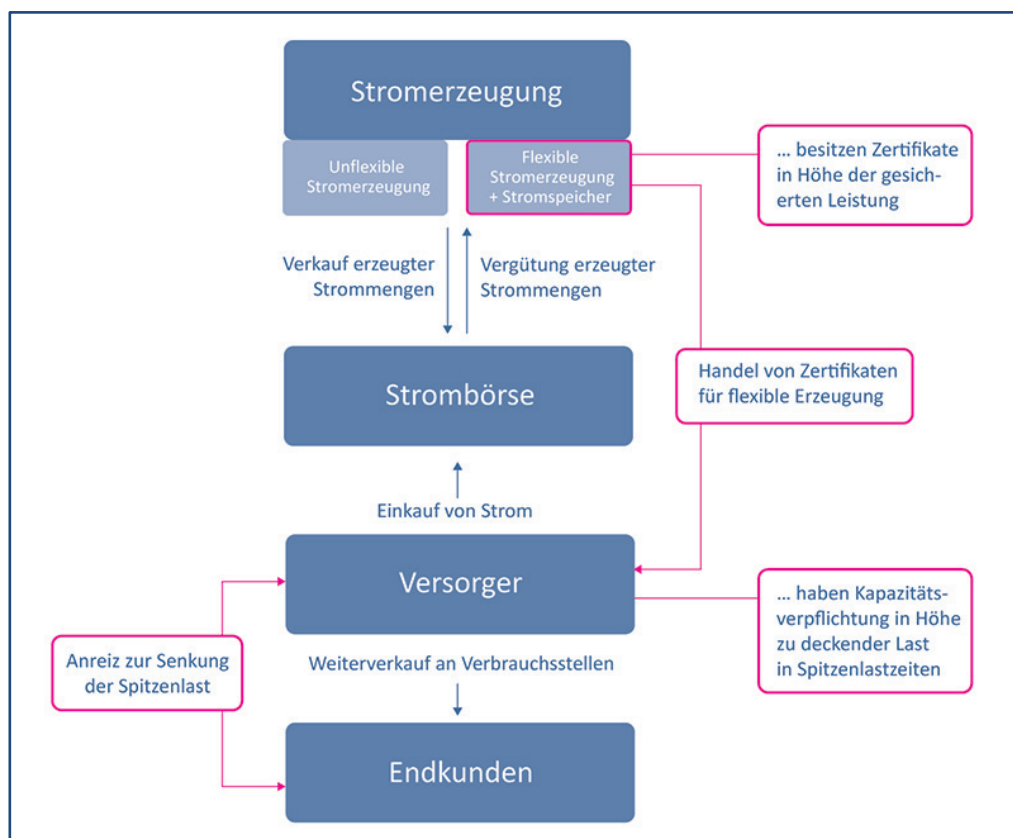


Abbildung 7: Schematische Darstellung der Funktionsweise von dezentralen Kapazitätsmärkten (Quelle: eigene Darstellung)

7.2 Vor- und Nachteile der Handlungsoptionen

Tabelle 2 stellt eine Übersicht der drei beschriebenen Handlungsoptionen in Bezug auf die Sicherstellung der Versorgungssicherheit dar und ordnet ihre Vor- und Nachteile ein.

	Handlungsoption 2A: Energy-Only- Markt	Handlungsoption 2B: Strategische Reserve	Handlungsoption 2C: Zentraler Kapazitätsmarkt	Handlungsoption 2D: Dezentrale Kapazitätsmärkte
Wirksamkeit (erreichbares Niveau an Versorgungssicherheit)	-	++	++	+
Anschlussfähigkeit (an EU-Vorgaben)	++	0	0	0
Kosteneffizienz (Vermeidung von Überkapazitäten)	++	-	0	+
Politische Umsetzbarkeit	0	+	++	0
Rechtliche Komplexität und Umsetzbarkeit	0	0	0	0
Zeitliche Umsetzbarkeit	Kurzfristig	Sofort	Perspektivisch	Perspektivisch

Tabelle 2: Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der Handlungsoptionen (- nicht gegeben; 0 bedingt gegeben; + gegeben; ++ gegeben und besonders förderlich)

7.2.1 Handlungsoption 2A: Fokussierung auf einen Energy-Only-Markt (ohne Zusatzmaßnahmen)

+ Vorteile: Eine Flexibilisierung des Energy-Only-Marktes bietet zunächst den Vorteil eines einfach umzusetzenden, kostengünstigen Lösungsansatzes. Zeitlich schwankende Börsenpreise stellen bei diesem Modell einen starken marktbasieren Anreiz dar, Stromeinspeisung beziehungsweise Stromnachfrage an die aktuelle Marktsituation anzupassen. Dadurch entsteht allein über den Börsenpreis ein kosteneffizientes Level an Flexibilität und somit Versorgungssicherheit.

Des Weiteren ermöglicht es den Verzicht auf starke strukturelle Veränderungen und eventuell damit einhergehende Mehrkosten, beispielsweise für den Aufbau eines zusätzlichen Kapazitätsmarktes (Handlungsoption 2C und 2D). Das kann (sofern ein ausreichendes Maß an Versorgungssicherheit erreicht wird) eine hohe Kosteneffizienz zur Folge haben. Voraussetzung dafür ist, dass ein ausreichendes Maß an Flexibilität allein aufgrund von Marktpreisschwankungen wirtschaftlich lohnend implementiert werden kann, sodass auf Zusatzmechanismen (wie eine strategische Reserve) verzichtet werden kann.

- **Nachteile:** Negativ wirkt sich aus, dass das zugrunde liegende Externalitätenproblem bestehen bleibt und die einzelnen Akteure keine ausreichende Verantwortung für die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems übernehmen. Das nötige Maß an Flexibilität wird lediglich implizit durch zeitlich schwankende Börsenpreise angereizt. Ein expliziter Mechanismus zur Sicherstellung eines bestimmten Niveaus an Flexibilität (wie in den folgenden drei Handlungsoptionen) fehlt. Damit steht ein solches Modell vor zwei gravierenden Herausforderungen: Erstens stellt sich durch die mangelnde Übernahme von Verantwortung ein eher geringer Grad an Versorgungssicherheit ein. Es ist fraglich, ob eine entsprechend unsichere Stromversorgung gesellschaftlich Akzeptanz findet und politisch als langfristiges Zielmodell durchsetzbar wäre. Zweitens besteht im Fall sehr hoher Börsenstrompreise immer die Gefahr von politischen Eingriffen. Dies könnte Renditen für Flexibilität gefährden. Insbesondere vor dem Hintergrund öffentlich diskutierter und tatsächlicher politischer Eingriffe in die Preisbildung und die Abschöpfung von Renditen – auch jenseits der kriegsbedingten Zufallsgewinne – in den vergangenen Monaten ist das Vertrauen, dass entsprechende Renditen in Extremsituationen tatsächlich realisiert werden können, womöglich weiter reduziert.⁹⁵ Das könnte den Ausbau von Flexibilität mit geringen Volllaststunden, die insbesondere für den Einsatz in Extremsituationen gedacht ist, hemmen und so die Wirksamkeit dieser Handlungsoption in Bezug auf eine hohe Versorgungssicherheit noch weiter schwächen. Aufgrund der geringen Wirksamkeit und den daraus möglicherweise resultierenden sozialen Verwerfungen und finanziellen Schäden ist kaum vorstellbar, dass ein Energy-Only-Markt dauerhaft ohne ergänzende Maßnahmen bestehen kann.

Mangels eines explizit angereizten Flexibilitätsniveaus gilt es in einem reinen Energy-Only-Markt sehr stark darauf zu achten, wie Flexibilitäten auf Angebots- und auf Nachfrageseite in einem ausreichenden Maß implementiert werden können. Es ist somit entscheidend, begleitende Maßnahmen konsequent umzusetzen; zum Beispiel explizite Förderprogramme für Stromspeicher oder eine stärkere Nachfrageflexibilisierung. Zum anderen birgt diese Handlungsoption das höchste Risiko von Versorgungsausfällen mit den daraus resultierenden Schäden.⁹⁶

Auf rechtlicher Ebene liegt das Risiko eines reinen Energy-Only-Marktes auf der Erzeugungsseite darin, dass keine Absicherung der Versorgungssicherheit garantiert ist. So besteht die Gefahr, dass etwa wegen Investitionsunsicherheiten (wenn beispielsweise erwartet wird, dass notwendige hohe Preisspitzen rechtlich unterbunden werden) keine hinreichenden Investitionen erfolgen und so auf lange Sicht Versorgungsengpässe entstehen. Damit stellt sich die Frage, ob das verfassungsrechtlich gebotene hinreichende Versorgungsniveau gewährleistet wird. Diese Bewertung ist in doppelter Hinsicht schwierig, da zum einen eine nähere Identifikation des verfassungsrechtlich gebotenen Maßes der Versorgungssicherheit schwerfällt und zum anderen die Prognose der – bei strikter Einhaltung des Modells bedingten – Versorgungsrisiken problematisch ist. In der Konsequenz kann es dazu kommen, dass erst im Fall erheblicher Versorgungsausfälle ein verfassungswidriger Zustand eintritt. Unter Einhaltung dieser Bedingung ist die rechtliche Umsetzung dagegen gegeben. Prozedural dürften die Definition eines angemessenen Versorgungsniveaus und die kontinuierlichen Kontrollpflichten einschließlich fundierter Prognosen, ob das Versorgungsniveau

⁹⁵ Siehe zum grundlegenden Problem auch Hildmann et al (2015), sowie Newbery (2016).

⁹⁶ Vgl. Coester et al. 2018.

gewährleistet wird, umso bedeutender sein, je stärker man auf das Energy-Only-Modell setzt. Materiell sind Sicherungsmechanismen wie die bis zum 1. Oktober 2025 befristete strategische Reserve in der KapResV ein Instrument zur Absicherung der verfassungsrechtlichen Vorgaben. Diese sind aber gerade Ausdruck des Abrückens von einem reinen Energy-Only-Market. Damit ist ein reines Energy-Only-Modell verfassungsrechtlich problematisch und komplementäre Absicherungsmechanismen sind zumindest in prozeduraler Hinsicht erforderlich.

7.2.2 Handlungsoption 2B: Energy-Only-Markt ergänzt mit strategischer Reserve

+ Vorteile: Eine Ergänzung des Energy-Only-Marktes um eine strategische Reserve bietet die Möglichkeit einer Absicherung und somit Erhöhung der Versorgungssicherheit, da im Knappheitsfall auf die Reserve zurückgegriffen werden kann. Mit einem entsprechenden Ausbau der strategischen Reserve kann somit prinzipiell ein beliebig hohes Maß an Versorgungssicherheit implementiert werden. Da dieser Mechanismus im Wesentlichen bereits heute zum Einsatz kommt, wären zudem keine strukturellen Veränderungen notwendig. Das aktuelle System müsste lediglich weiterentwickelt werden. Auf rechtlicher Ebene müsste eine Verstetigung des aktuell vorübergehend genehmigten Mechanismus der strategischen Reserve erreicht werden.

- Nachteile: Wie im reinen Energy-Only-Markt kann der Einsatz einer strategischen Reserve das grundlegende Externalitätenproblem nicht auflösen, da ein Versicherungsmechanismus außerhalb des Marktes geschaffen wird. Außerdem wäre ein Ausbau der strategischen Reserve eine vergleichsweise kostspielige Form der Absicherung. Da die Reserve außerhalb des Marktes entsteht und lediglich im Knappheitsfall einspringt, müssen Kapazitäten vorgehalten und finanziert werden, die vergleichsweise selten zum Einsatz kommen und sich nicht im Markt refinanzieren können (wie beispielsweise im Fall von zentralen Kapazitätsmärkten möglich, siehe Handlungsoption 2C). Die strategische Reserve muss somit vollständig außerhalb des Marktes zusätzlich finanziert werden, was eine vergleichsweise schlechte Kosteneffizienz erwarten lässt.

Darüber hinaus ist der Mechanismus der strategischen Reserve darauf ausgelegt, auf ein Marktversagen (in dem das Angebot nicht die geforderte Nachfrage decken kann) zu reagieren und die Angebotslücke zu schließen und nicht (wie die anderen Mechanismen) die Funktionalität des Marktes zu jeder Zeit zu erhalten. Sobald die strategische Reserve zum Einsatz kommen muss, ist somit auch eine marktliche Preisbildung nicht mehr ohne Weiteres möglich, da Angebot und Nachfrage kein Gleichgewicht erreichen. Damit muss auch für alle im Markt befindlichen Kraftwerke ein Vergütungspreis definiert werden. Hier ist fraglich, ob sehr hohe Marktpreise politisch akzeptiert würden oder die strategische Reserve nicht auch genutzt würde, um hohe Marktpreise zu verhindern. Dies hätte zur Folge, dass sich die strategische Reserve unmittelbar auf die Preisbildung im Strommarkt auswirkt, wodurch hier Investitionsanreize (insbesondere in flexible Spitzenlasttechnologien) gesenkt würden und ein weiterer Ausbau der strategischen Reserve notwendig wäre. Schließlich besteht im Rahmen der europäischen Netzintegration die Gefahr von Trittbrettfahrerverhalten: Dies beschreibt den Umstand, sich auf den aufgebauten Kapazitäten der Nachbarländer auszuruhen und die Flexibilität des eigenen Stromsystems (und damit verbundene Kosten) zu vernachlässigen.⁹⁷

⁹⁷ Bhagwat et al. 2017.

Eine strategische Reserve unterliegt zudem den EU-beihilfenrechtlichen Anforderungen, da ihre Ausgestaltung so erfolgen muss, dass es nicht zu wettbewerbsverzerrenden Überkompensationen kommt. Daher ist auch hier eine entsprechend bedingte rechtliche Umsetzbarkeit gegeben. Dazu ist auch eine grenzüberschreitende Öffnung im EU-Binnenmarkt geboten, sofern dies – auch netzseitig – eine vergleichbare Versorgungssicherheit gewährleistet wie der Rückgriff auf inländische Absicherungsressourcen.

7.2.3 Handlungsoption 2C: Aufbau eines zentralen Kapazitätsmarktes

+ Vorteile: Der Aufbau eines zentralen Kapazitätsmarktes bietet grundsätzlich die Möglichkeit, ein sehr hohes Niveau an Versorgungssicherheit zu gewährleisten. So könnte die öffentliche Hand im Rahmen eines zentral organisierten Kapazitätsmarktes prinzipiell jedes gewünschte (hohe) Maß an Versorgungssicherheit implementieren, indem sie entsprechende Kapazitätsmengen ausschreibt.⁹⁸ Von den drei Handlungsoptionen weisen zentrale Kapazitätsmärkte somit die höchste Wirksamkeit zur Sicherstellung der Versorgung auf. Kapazitätzahlungen bieten außerdem einen ausreichenden Anreiz, Flexibilitäten (auf Angebots- wie auf Nachfrageseite) im gewünschten Umfang bereitzuhalten.⁹⁹ Dabei muss sichergestellt werden, dass die vereinbarte Leistung im Knappheitsfall tatsächlich bereitgestellt wird.¹⁰⁰ In Zeiten akuter Stromknappheit bietet diese Handlungsoption somit tendenziell die geringsten negativen Auswirkungen. Damit sind die politische Durchsetzbarkeit und die gesellschaftliche Akzeptanz hoch.

Gegenüber einer strategischen Reserve sollten zentrale Kapazitätsmärkte langfristig außerdem kostengünstiger und somit effizienter sein, insbesondere wenn der Anteil volatiler erneuerbarer Energien stark ansteigt.¹⁰¹ Dies liegt daran, dass involvierte Anlagenbetreiber weiterhin regulär im Strommarkt aktiv bleiben und nicht nur ‚im Notfall‘ zugeschaltet werden. Bereitstehende Kapazitäten und die dafür notwendigen Investitionen können somit permanent genutzt werden. Weiterhin werden der Umfang notwendiger Flexibilität sowie der dafür notwendige Preis direkt im Markt ermittelt und so die Marktgegebenheiten direkter berücksichtigt. Dadurch würde zum Beispiel in einem Extremszenario, in dem das Stromsystem ohnehin ein ausreichendes Maß an Flexibilität bereitstellt, die zusätzliche Prämie auf (nahezu) null sinken. In einer strategischen Reserve müssten bereitgehaltene Anlagen dagegen in jedem Fall für ihre Kapazität vergütet werden, auch wenn diese gar nicht nötig sind. Die Gefahr von Zusatzkosten für reine Mitnahmeeffekte ist somit im Kapazitätsmarkt geringer.

Die zusätzliche Förderung eines flexiblen Stromangebots und einer flexiblen Stromnachfrage im Primärmarkt kann auch in diesem Szenario sinnvoll sein, steht aber in einem gewissen Trade-off-Verhältnis zum Umfang des Kapazitätsmarktes: Kann das Stromsystem (durch entsprechende finanzielle Förderung) bereits unabhängig von Kapazitätzahlungen flexibler gestaltet werden, reduziert dies im Rahmen des Kapazitätsmarktes gezahlte Prämien. Umgekehrt kann der Kapazitätsmarkt durch entsprechende Prämien ein Mechanismus zur Förderung von Angebots- und Nachfrageflexibilität sein. Entsprechende Zusatzmaßnahmen sollten daher insbesondere darauf abzielen,

98 Auch in dezentralen Kapazitätsmärkten kann durch entsprechend hohe Anforderungen an die Versorger bezüglich vorzuhaltender Flexibilität ein sehr hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

99 Der Einsatz von Nachfrageflexibilität setzt jedoch die Implementierung von Smart-Meter-Systemen voraus sowie die Bereitschaft von Verbrauchern, an Kapazitätsausschreibungen (direkt oder indirekt über einen Aggregator) teilzunehmen.

100 Eine Möglichkeit dazu bieten Versorgungssicherheitsverträge.

101 Siehe dazu Cramton et al. 2013, Elberg 2014 sowie Bhagwat 2016.

Möglichkeiten zur Flexibilisierung grundsätzlich zu ermöglichen und im Rahmen des Kapazitätsmarktes einsetzbar zu machen. Je mehr Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität im Rahmen des Kapazitätsmarktes zertifiziert werden können, desto stärker können die Kosten für den Kapazitätsmarkt reduziert werden.

- **Nachteile:** Der Aufbau eines zentralen Kapazitätsmarktes ist tendenziell kostenintensiver als Handlungsoption 2A und 2D, da er Flexibilität als zusätzliche Komponente vergütet (auch wenn die Kosten überschaubar wären, wenn der Markt die geforderten Kapazitäten ohnehin bereitstellen würde). Insbesondere besteht die Gefahr, dass notwendige Kapazitäten in zu hohem Maße angesetzt werden, da Regulierungsbehörden in erster Linie auf die Minimierung von Versorgungsengpässen achten könnten.¹⁰² Zusätzlich wäre denkbar, dass sich die geografische Verteilung geförderter Kapazitäten zu stark an kostengünstigen Standortbedingungen und zu wenig an regionalen Notwendigkeiten für entsprechende Kapazitäten in lokaler Umgebung orientiert. Eine suboptimale Platzierung flexibler Kapazitäten kann somit den Netzausbaubedarf unnötig erhöhen, eine geografische Ausdifferenzierung des Mechanismus wäre gegebenenfalls notwendig.¹⁰³ Auch eine Ausdifferenzierung je nach Verwendungszweck (Kurzfrist-Flexibilität versus Vermeidung längerfristiger Knappheiten, wie „Dunkelflauten“) wäre gegebenenfalls notwendig.

Außerdem besteht die Gefahr von gegenseitigen Marktbeeinflussungen von Strommarkt und Kapazitätsmarkt, wenn einzelne Akteure sich strategisch verhalten. Daher ist eine schlechtere Kosteneffizienz zu befürchten. Zuletzt wird ein zentraler Kapazitätsmarkt im Vergleich zum dezentralen System vermutlich nicht alle Potenziale von Nachfrageflexibilität heben können. Zwar könnte und sollte der Kapazitätsmarkt so gestaltet sein, dass auch Verbraucher Flexibilität anbieten können. Jedoch ist kaum zu erwarten, dass Kleinstverbraucher auf einem Kapazitätsmarkt aktiv werden.¹⁰⁴

Internationale Erfahrungen zeigen zudem, dass Kapazitätsmechanismen anfällig für den Einfluss von Interessengruppen (Lobbyismus) sind, sofern das gewünschte Maß an Versorgungssicherheit politisch definiert wird. Häufige Regeländerungen bei Kapazitätsmechanismen können zudem eine strategische Investitionszurückhaltung begünstigen, wenn Investoren durch das Erzeugen von Knappheitssituationen versuchen, Einfluss auf die Regeln des Kapazitätsmechanismus und die damit verbundenen Förderungen zu nehmen. Im Zusammenhang mit einer verstärkten europäischen Netzintegration muss im Sinne der Anschlussfähigkeit auf ein koordiniertes Vorgehen beim Aufbau von Kapazitätsmärkten geachtet werden. Andernfalls besteht (wie in Handlungsoption 2B) die Gefahr von Trittbrettfahrerverhalten, da einzelne Länder durch eine hohe Netzintegration auch von Kapazitätsmärkten und der daraus gewonnenen Flexibilität in Nachbarländern profitieren.

Bei der Ausgestaltung ist zu beachten, dass der Einsatz zu keiner Verzerrung des grenzüberschreitenden Handels und Wettbewerbs führt. Dieses Risiko steigt, wenn der Kapazitätsmechanismus nicht hinreichend offen für EU-ausländische Kapazitäten und/oder nicht technologieneutral ausgestaltet ist. Die Kapazitätsmechanismen müssen daher mit geeigneten Marktreflexen gebündelt werden, angemessen und befristet

¹⁰² Vgl. Newbery 2016.

¹⁰³ Vgl. Amprion GmbH 2022.

¹⁰⁴ Dies könnte höchstens über Aggregatoren passieren, die dann aber weitreichende Befugnisse und technische Möglichkeiten zur tatsächlichen Nachfragedrosselung von Kleinstverbrauchern bräuchten.

sein sowie allen Kapazitätsanbietern und Mitgliedsstaaten grundsätzlich offenstehen. Die Vergütung muss in einem wettbewerblichen Verfahren ermittelt werden. Bei der genauen Ausgestaltung müssen die Gestaltungsgrundsätze nach Art. 22 und 26 Strombinnenmarkt-VO beachtet werden. Das notwendige Maß der Versorgungssicherheit muss gemäß Art. 25 Abs. 1 Strombinnenmarkt-VO transparent anhand eines Zuverlässigkeitsstandards belegt werden.

7.2.4 Handlungsoption 2D: Individualisierung der Versorgungssicherheit im Rahmen dezentraler Kapazitätsmärkte

+ **Vorteile:** Nur diese Handlungsoption kann das zugrunde liegende Externalitätenproblem grundsätzlich auflösen, indem sie das Versorgungsrisiko vollständig auf die Versorger überträgt. Außerdem hängt der Bedarf an Flexibilität in diesem Modell stark von den tatsächlichen Marktgegebenheiten der einzelnen Versorger ab und wird somit marktnäher ermittelt als in einem zentralen System, in dem eine Behörde den Bedarf festlegt. Ein dezentrales System ist somit weniger anfällig für Überkapazitäten und sorgt dafür, dass Flexibilität auch regional dort verfügbar ist, wo Versorger entsprechende Lieferverpflichtungen eingegangen sind.¹⁰⁵ Da Versorger außerdem die Verträge zur flexiblen Erzeugung und Nachfrageflexibilität beziehungsweise zeitweise Drosselung ihrer Endkunden koordinieren, sollte das Marktergebnis in diesem Szenario dem tatsächlich optimalen Grad an Versorgungssicherheit am nächsten kommen.

Die individuellen Koordinationsmöglichkeiten von Versorgern zur Bereitstellung notwendiger Kapazitäten würden zudem Vorteile hinsichtlich der Kosteneffizienz bieten: Im Gegensatz zu zentralen Kapazitätsmärkten haben die Versorger im dezentralen System einen Anreiz, die Nachfrageflexibilität ihrer Abnehmer zu fördern, da sie dadurch ihre individuelle Menge vorzuhaltender Flexibilität reduzieren können. Insbesondere eine Steigerung der Nachfrageflexibilität für den Fall von Extremsituationen kann interessant sein, um keine anderweitigen Kapazitäten vorhalten zu müssen, die fast nie eingesetzt werden. Zusätzliche Fördermaßnahmen zur Sicherstellung ausreichender (und regional differenzierter) Angebots- und Nachfrageflexibilität sind nicht unbedingt notwendig, da die Versorger einen ausreichend hohen intrinsischen Anreiz hätten, entsprechende Flexibilität im Rahmen von Absicherungsgeschäften bereitzustellen.

Jedoch ist darauf zu achten, dass die verschiedenen Technologien zur Angebots- und Nachfrageflexibilität grundsätzlich zur Verfügung stehen. Dementsprechend sollte ein Fokus auf dem Abbau technischer und juristischer Barrieren bestehen. So wäre zum Beispiel eine konsequente Implementierung von Smart-Metering-Systemen sinnvoll, da die dadurch gewonnene Flexibilität den Bedarf an Kapazitätsverpflichtungen reduzieren würde (und Versorger in einem dezentralen Kapazitätsmarkt beispielsweise weniger Zertifikate kaufen müssten). Versorger hätten somit einen unmittelbaren Anreiz, den Einsatz von Smart-Metering-Systemen zu unterstützen. Da in einer reinen Form keine staatliche Finanzierung erfolgt, sondern gerade individuell Erzeugungskapazitäten vertraglich vereinbart beziehungsweise die Höhe der Versorgungssicherheit in Lieferverträgen gewählt und finanziert werden, findet das EU-Beihilfenrecht bei der Handlungsoption keine Anwendung.

¹⁰⁵ Vgl. Matthes et al. 2015. Es muss in diesem Fall sichergestellt sein, dass Versorger tatsächlich ihre eigenen Kunden drosseln müssen, sofern sie nicht die nachgefragten Strommengen liefern können.

- **Nachteile:** Diese Handlungsoption erfordert einige Vorbereitungsmaßnahmen und Eingriffe in den bestehenden Strommarkt. So müssten Kapazitätsverpflichtungen für alle Versorger ermittelt, ein Zertifizierungssystem für alle denkbaren Flexibilitäten entwickelt und gegebenenfalls ein niedrighschwelliges Handelssystem für entsprechende Zertifikate etabliert werden. Zusätzlich ist nicht nur der Umfang an kontrahierter Flexibilität entscheidend, sondern auch wo diese geografisch im Stromnetz angesiedelt sind. So müsste zum Beispiel gewährleistet werden, dass im Rahmen der Kontrahierung auch eine ausreichende Netzdienlichkeit gewährleistet ist, sodass individuell kontrahierte Leistungen im Knappheitsfall für die Versorger auch tatsächlich abrufbar sind und nicht aufgrund von Netzengpässen nur reduziert zur Verfügung stehen.

In Bezug auf eine etwaige Nachfrageflexibilität zur Verringerung der Kapazitätsverpflichtungen muss sichergestellt werden, dass geschlossene Verträge im Hinblick auf den Grad an Flexibilität beziehungsweise Versorgungssicherheit technisch umsetzbar sind und im Knappheitsfall auch tatsächlich durchgesetzt werden. Nur dann sind Versorger tatsächlich in der Verantwortung, das garantierte Stromangebot auch zu liefern und entsprechend für den Knappheitsfall vorzusorgen. Dazu gehört auch, dass eine ausreichend hohe Vertragsstrafe in diesem Zusammenhang sicherstellt, dass Versorger ihren Kapazitätsverpflichtungen tatsächlich nachkommen. Eine zu geringe Vertragsstrafe könnte zu mangelnder Vorsorge führen. Allerdings kann auch eine eventuelle Pleite von Versorgern die Wirkung der Vertragsstrafe aushebeln. Schließen Absicherungen die zeitweise Drosselung eigener Endverbraucher ein, müssen diese tatsächlich schnell und individuell gedrosselt werden können, was den Einsatz von Smart-Metering- und Fernsteuerungssystemen voraussetzt.

Zusätzlich würde insbesondere durch eine Ausdifferenzierung von Versorgungssicherheitsniveaus die Netzneutralität des Stromsystems abgeschafft, wodurch sich zwingend die Frage stellt, ob ein Markt für Absicherungsgeschäfte reguliert werden müsste. So wäre zum Beispiel denkbar, dass nur qualifizierte Endkunden Absicherungsgeschäfte eingehen können, während alle anderen keine Nachfrageflexibilität anbieten dürfen. Insbesondere in Bezug auf private Haushalte ist fraglich, ob diese in der Lage sind, die Folgen möglicher Drosselungen (auch über einen längeren Zeitraum) realistisch abzuschätzen. Falls dies nicht der Fall ist, könnten private Haushalte in der Auswahl ihrer Vertragsfreiheit beschränkt werden, beispielsweise indem nur Haushalte mit privaten Stromspeichern entsprechende Drosselungsvereinbarungen eingehen dürfen. Eine andere Möglichkeit wäre es, wie teilweise bei Wärmepumpen zeitlich begrenzte und gegebenenfalls fixe Sperrzeiten zu definieren. Ohne solche Eingriffe bestünde die Gefahr, dass insbesondere einkommensschwächere Haushalte auf günstigere Verträge mit einem geringeren Grad an Versorgungssicherheit angewiesen wären und im Fall tatsächlicher Drosselungen in besonderem Maße betroffen wären. Ohne entsprechende regulatorische Eingriffe scheint die gesellschaftliche Akzeptanz und damit die politische Durchsetzbarkeit eines solchen Mechanismus kaum gewährleistet zu sein. Diese weiterführenden Eingriffe gingen jedoch zulasten der Effizienz dieser Handlungsoption, da die Wahlfreiheit eingeschränkt würde.

Aus verfassungsrechtlicher Sicht ist entsprechend der Bewertung des Energy-Only-Modells die Beurteilung davon abhängig, zu welchen Versorgungslücken eine derartige Verpflichtung zur Nachfrageflexibilität führt. Ein Modell ohne umfassende Schutzmechanismen insbesondere für private Haushalte dürfte an verfassungsrechtliche Grenzen führen, vor allem wenn sich insbesondere einkommensschwache

Haushalte für versorgungsarme Sparmodelle entscheiden würden, die sie relevant von der Versorgung abschneiden. Im geltenden deutschen Recht zeigt sich dies schon daran, dass eine Unterbrechung der Versorgung nur unter strengen Voraussetzungen zulässig ist – etwa beim Vorhandensein eines relevanten Zahlungsrückstands, bei Androhung der Sperre und der Vollziehung, bei Verhältnismäßigkeit der Maßnahme oder im Fall der Informationsbereitstellung einer Vermeidung der Unterbrechung. Näheres dazu regelt die StromGKV, vgl. insbesondere § 19 StromGKV zur Unterbrechung der Versorgung. Daher dürfte insoweit zwischen Industrie- und Haushaltskunden zu unterscheiden sein. So dürfte auch hier schon aufgrund verfassungsrechtlicher Risiken, aber auch aus sozialpolitischen Gründen weniger eine Verwirklichung eines reinen Modells über alle Kunden hinweg zur Diskussion stehen, sondern eher eine Öffnung in diese Richtung für flexible Kundengruppen. Eine derartige Entwicklung sieht sich auch keinen unionsrechtlichen Risiken ausgesetzt.

7.3 Eignung für ein Strommarktdesign 2030

Ob eine Weiterentwicklung eines reinen Energy-Only-Marktes wie in Handlungsoption 2A beschrieben eine langfristig sichere Lösungsoption darstellt, steht und fällt mit der technischen und rechtlichen Verfügbarkeit ausreichender Angebots- und Nachfrageelastizität. Diese müsste in einem ausreichenden Umfang vorhanden sein, um auch Extremsituationen ohne Ausfälle überstehen zu können. Darüber hinaus müssen sie wirtschaftlich attraktiv genug sein, damit ihr Einsatz sich allein auf Grundlage zeitlich schwankender Strompreise lohnt. Insbesondere die Diskussionen um politische Markteingriffe in Zeiten hoher Strompreise dürften die Erwartung, dass sich Kapazitätsreserven für Extremsituationen allein über Marktpreise refinanzieren können, noch einmal reduziert haben.

Zudem scheint die Fokussierung auf einen Energy-Only-Markt nur sinnvoll, wenn damit nicht der permanente Aufbau einer strategischen Reserve (Handlungsoption 2B) verbunden ist, die nur als vorübergehendes Instrument angelegt war. Kann ein Energy-Only-Markt das gewünschte Maß an Versorgungssicherheit dauerhaft nur dann bereitstellen, wenn dieser durch eine umfangreiche strategische Reserve abgesichert wird, scheint der wichtigste Vorteil dieser Handlungsoption, die Kosteneffizienz, nicht mehr gegeben. In diesem Fall scheint es kostengünstiger, statt einer strategischen Reserve einen Kapazitätsmarkt zu implementieren. Allerdings wird schon heute die zusätzliche strategische Reserve benötigt, um entsprechende Kapazitäten außerhalb des Marktes vorzuhalten. Gleichzeitig wird die Problematik einer immer unflexibleren Stromerzeugung durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien (wie Wind- und Solarenergie) eher zu- als abnehmen. Es ist daher nicht absehbar, wie ein Energy-Only-Markt ohne eine solche strategische Reserve mittelfristig ein hinreichend hohes Maß an Versorgungssicherheit garantieren kann. Eine massive zusätzliche Förderung von flexiblem Angebot und Nachfrage wäre wohl unumgänglich. Muss auch eine strategische Reserve dauerhaft bereitgehalten werden, verliert der Energy-Only-Markt seine Kostenvorteile gegenüber anderen Modellen, während das grundlegende Externalitätenproblem der Versorgungssicherheit weiterhin nicht gelöst wird. Langfristig scheint damit ein Wechsel in ein anderes System erforderlich zu sein.

Der Aufbau eines zentralen Kapazitätsmarktes (Handlungsoption 2C) wäre weniger abhängig von komplementär zu ergreifenden Zusatzmaßnahmen und stellt eine äußerst robuste Möglichkeit zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit dar. Zentrale Kapazitätsmärkte sind aufgrund der Vergütung von Flexibilität dazu imstande, Angebots- sowie Nachfrageflexibilität eigenständig anzureizen. Es ist jedoch konsequent darauf zu achten, dass entsprechende Möglichkeiten technisch verfügbar und im Rahmen des Kapazitätsmarktes anrechenbar sind. So sollten sich komplementäre Maßnahmen insbesondere darauf konzentrieren, den Einsatz entsprechender Technologien technisch sowie juristisch zu ermöglichen und Kapazitätsmärkten zur Verfügung zu stellen. Darüber hinaus muss der Aufbau von Kapazitätsmärkten auf europäischer Ebene gut koordiniert werden. Eine stärkere europäische Netzintegration kann Kapazitäten über Ländergrenzen hinweg nutzbar machen, wodurch insgesamt die zusätzlichen Kosten für Flexibilität sinken sollten, da unter anderem insgesamt weniger entsprechende Kapazitäten vorgehalten werden müssen. Entsprechend muss der Aufbau von Kapazitätsmärkten gut koordiniert werden, damit Effizienzvorteile gehoben und Trittbrettfahrerverhalten vermieden werden können. Es muss sichergestellt werden, dass Kapazitäten im Knappheitsfall tatsächlich liefern und im Hinblick auf verschiedene Szenarien (kurzfristige Knappheiten versus „Dunkelflauten“) in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen.

Schließlich stellen auch dezentrale Kapazitätsmärkte und eine darauf aufbauende Individualisierung der Versorgungssicherheit (Handlungsoption 2D) eine geeignete Möglichkeit dar, die Versorgungssicherheit trotz zunehmenden Einsatzes volatiler erneuerbarer Energien langfristig sicherzustellen. Dezentrale Kapazitätsmärkte scheinen dabei eine geeignetere Variante darzustellen als zentral organisierte Kapazitätsmärkte, da Umfang und Preis für Flexibilität marktnäher bestimmt werden. In diesem Zusammenhang ist insbesondere die Internalisierung des Externalitätenproblems der Versorgungssicherheit sowie die damit verbundene kosteneffiziente Umsetzung der Versorgungssicherheit hervorzuheben. Dezentrale Kapazitätsmärkte ließen sich somit tendenziell kosteneffizienter und robuster gegenüber politischen und behördlichen Einflüssen sowie Lobbyarbeit gestalten (zum Beispiel, wenn es um den notwendigen Bedarf an Flexibilität im System geht). Eine geeignete Vertragsstrafe muss sicherstellen, dass Versorger ausreichend vorsorgen. Wie im zentralen System gilt es jedoch, auf eine möglichst hohe Technologieoffenheit und -verfügbarkeit zu achten, um mögliche Kostensenkungspotenziale zu nutzen. Dies schließt ein, dass auch Möglichkeiten zur verstärkten Nachfrageflexibilität (wie dem Einsatz von Smart Metering) geschaffen werden und verschiedene Formen von Energiespeichern im Sinne eines Kapazitätsmechanismus einsetzbar sind.

Sollen auch Potenziale zur Nachfrageflexibilität gehoben und eventuelle Abstufungen beim Grad der Liefersicherheit implementiert werden, wären weitergehende Regulierungsmaßnahmen eines dann entstehenden Absicherungsmarktes notwendig. Dieser würde insbesondere private Haushalte vor unangenehmen Stromdrosselungen schützen und zur gesellschaftlichen Akzeptanz beitragen. Andernfalls bestände die Gefahr, dass insbesondere einkommensschwächere Privathaushalte günstige Tarife ohne entsprechende eigene Sicherheitsmaßnahmen wählen und von Stromdrosselungen und Abschaltungen betroffen sind.

Ein Kompromiss könnte daher sein, Möglichkeiten zur Nachfrageflexibilität und eine Teilnahme an Absicherungsgeschäften zunächst vor allem im Industrie- und

Gewerbebereich voranzutreiben. Für private Haushalte, die sich für entsprechende Absicherungsgeschäfte qualifizieren (zum Beispiel, weil sie über private Stromspeicher verfügen), könnte eine Opt-in-Option geschaffen werden. Dadurch könnten Effizienzvorteile in diesen Bereichen gehoben werden, und es würde gleichzeitig sichergestellt, dass im Zweifelsfall zunächst Endverbraucher von eventuellen Drosselungen betroffen sind, die diese verkraften können und am ehesten dazu bereit sind. Privathaushalte ohne Speicher könnten von der Teilnahme an solchen Programmen ausgeschlossen werden, was eine hohe Versorgungssicherheit für diese Haushalte gewährleisten würde. Nachteil ist, dass entsprechende Kostenvorteile durch die Internalisierung nicht gehoben werden können.

7.4 Übergang zu einem neuen Modell 2030

Das gegenwärtige Strommarktdesign von einem Energy-Only-Markt mit zusätzlicher strategischer Reserve entspricht den derzeit geltenden unions- und verfassungsrechtlichen Vorgaben. Es ist aber – aus ökonomischen und aus rechtlichen Gründen – nur als vorübergehendes System angelegt und genehmigt. Ein Abbau der strategischen Reserve ist kurzfristig kaum denkbar. Um ohne eine strategische Reserve bestehen zu können, müsste man zunächst Angebots- und Nachfrageflexibilität deutlich stärker implementieren und die dafür technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen schaffen. Diese vorgelagerten Schritte wären auch für einen Übergang in eine der anderen Handlungsoptionen notwendig. Eine kurzfristige Umstellung auf einen Energy-Only-Markt ohne strategische Reserve oder auch ein Umstieg auf einen Kapazitätsmarkt ist kurzfristig kaum denkbar. Vielmehr muss eine langfristige Lösung gesucht, also eine über den Horizont des Jahres 2030 und darüber hinaus, und das System Schritt für Schritt in Richtung des Zielmodells umgestaltet werden. In jedem Fall muss das gewählte Zielmodell für eine ausreichende Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage sowie für den Einsatz von Speichern sorgen, um die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden.

Die dauerhafte Fokussierung auf einen reinen Energy-Only-Markt (Handlungsoption 2A) ist wie bereits beschrieben eher kritisch zu sehen, da dieses Modell tendenziell für das geringste Maß an Flexibilität und Versorgungssicherheit sorgt. Die Handlungsoptionen 2C und 2D bedeuten einen deutlicheren Bruch mit dem aktuellen System, können notwendige Flexibilität nach ihrer Implementierung jedoch selbstständig anreizen und somit die Versorgungssicherheit im System sicherstellen. Mittel- und langfristig scheinen diese beiden Handlungsoptionen somit interessanter. Kurzfristig ist ein Systemwechsel jedoch kaum denkbar, da beide Fälle einen vergleichsweise harten Bruch mit dem aktuellen Modell bedeuten würden und verschiedene vorgelagerte Schritte nötig sind. So muss das neue Zielmodell zunächst gefunden und definiert werden. Insbesondere etwaige Nachteile sollten geprüft werden und es sollte darüber hinaus abgewogen werden, ob diese langfristig vertretbar scheinen.

Der eigentliche Transformationsprozess besteht darin, Flexibilitäten technologisch und rechtlich zu ermöglichen. Dies möglichst umfassend zu tun, ist für den Erfolg jedes Zielmodells entscheidend. Flexible Angebote, flexible Nachfrage und den Zubau von Speichern zu fördern, ist in allen Systemen möglich. Hierauf sollte ein Fokus bei künftigen Modifikationen des Ordnungsrahmens gelegt werden. Dies beinhaltet zum Beispiel einen flächendeckenden Einsatz von Smart-Metering-Systemen (ohne die eine

hinreichende Nachfrageelastizität technisch nicht umsetzbar wäre) und eine stärkere Digitalisierung des Stromsystems (siehe Kapitel 4).

Zweitens muss der Übergang ins Zielmodell nun vorangetrieben werden. Dazu gehört, dass Flexibilitätsziele definiert werden, gegebenenfalls ein Zertifikatshandelsystem implementiert und die strategische Reserve (schrittweise) abgebaut wird, während der Kapazitätsmarkt aufgebaut wird. Dezentrale Kapazitätsmärkte und die Ermöglichung abgestufter Tarife im Hinblick auf den Grad der Liefersicherheit erfordern darüber hinaus einige weitere Maßnahmen: So müsste für die Versorger ein Zertifikatssystem aufgelegt und ein eventuelles Handelssystem geschaffen werden. Um die Durchsetzbarkeit von Nachfrageflexibilität zu garantieren, sind entsprechend neue Verträge zu schließen, außerdem müssen entsprechende technische wie juristische Rahmenbedingungen geschaffen werden.

8 Fazit

Die Funktionsfähigkeit des heutigen Strommarktdesign ist grundsätzlich gegeben. Deshalb ist es auch nicht notwendig, das gesamte System von Grund auf umzustrukturieren und etwa mit Blick auf die gegenwärtige Energiekrise vom bewährten Merit-Order-Ansatz abzuweichen. Das bedeutet jedoch nicht, dass keine Anpassungen am Strommarktdesign notwendig sind: Denn um möglichst schnell Klimaneutralität in Deutschland und Europa zu erreichen, muss die Stromerzeugung mit einer hohen Geschwindigkeit auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Diese Transformation bringt Herausforderungen für das Strommarktdesign mit sich, die in den kommenden Jahren zu bewältigen sind. Ein wichtiger Teil liegt dabei außerhalb des Marktdesigns. So wurde der Ausbau der erneuerbaren Energie über lange Zeit etwa durch ein überkomplexes Genehmigungsrecht und weitere Hemmnisse verlangsamt.¹⁰⁶ Umfangreiche neue Rechtsvorgaben, die Erleichterungen bringen sollen, sind erst seit einigen Monaten verkündet und in weiten Teilen noch nicht in Kraft getreten. Sie konnten deshalb noch keinen neuen Trend auslösen.

In dieser Stellungnahme wurden Handlungsoptionen zu zwei zentralen Aspekten beschrieben, um die gegebenen Herausforderungen im Marktdesign zu adressieren. Es zeigt sich, dass alle Handlungsoptionen Vor- und Nachteile aufweisen. Deshalb geht es bei der Umsetzung der Maßnahmen nicht darum, das perfekte Strommarktmodell zu finden, sondern das bestmögliche, das realistisch umgesetzt werden und auch langfristig bestehen kann.

Vor einer geplanten Änderung am Strommarktdesign ist eine sorgfältige Abwägung der Vor- und Nachteile notwendig. Denn Eingriffe in das Strommarktdesign werden immer auch negative Folgen mit sich bringen und es besteht die Gefahr von „Lock-in-Effekten“. Um die Funktionsfähigkeit des Strommarktes zu erhalten, ist ein kurzfristiger oder wiederholter Wechsel zwischen unterschiedlichen Modellen zu vermeiden. Stattdessen sollte eine Reform ein langfristiges Modell als Ziel haben, das politisch durchgehalten werden muss. Auch deshalb ist es entscheidend, sich Chancen und Probleme vorher bewusst zu machen und sich darüber im Klaren zu sein, ob das gewählte Modell langfristig geeignet ist.

Darüber hinaus gilt es bei kurzzeitigen Eingriffen, wie sie in der aktuellen Energiepreiskrise zur Entlastung der Haushalte und Industrie notwendig sind, darauf zu achten, dass die eingeführten Instrumente auch dann zu einem funktionsfähigen Strommarkt beitragen, wenn die Krise überwunden ist. Denn kurzfristig eingeführte

¹⁰⁶ Vgl. acatech et al. 2022-2.

Instrumente können die Funktionsfähigkeit des Strommarktes gefährden und einen möglichen Beitrag des Strommarktes zur Erreichung der Klimaziele untergraben.

Basierend auf den in dieser Stellungnahme diskutierten Leitfragen sollte die Politik folgende Lösungsmöglichkeiten zur Anpassung des Strommarktdesigns zeitnah prüfen:

Die Klimaziele für die Jahre 2030 bis zur Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, steht an oberster Stelle. In dieser langfristigen Perspektive ist aus Sicht der Arbeitsgruppe ein hinreichend ansteigender CO₂-Preis als marktliches Leitinstrument nach den Kriterien der Klimawirksamkeit und der Kosteneffizienz am besten geeignet. Diesen Pfad fest vorzugeben und an ihm festzuhalten, ist daher von zentraler Bedeutung für langfristige Investitionsanreize und damit das Gelingen der Energiewende. Daher sind eine Weiterführung und Ausweitung des CO₂-Preises auf möglichst alle Sektoren zu prüfen und umzusetzen. Gleichzeitig basiert der Weg zur Klimaneutralität maßgeblich auf der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Um die ambitionierten Ausbauziele bis 2030 zu erreichen, ist für die kommenden Jahre in einer Migrationsphase die Förderung über Marktprämienmodelle weiterhin sinnvoll. Dafür gibt es kein perfektes Modell. Vielmehr müssen unter Beachtung der aufgezeigten Vor- und Nachteile klare politische Vorgaben für ein passendes Marktprämienmodell gemacht werden, das den Übergang zu einem zukünftigen System ohne Förderung, dafür aber mit dem CO₂-Preis als marktlichem Leitinstrument, begleitet.

Bei der Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem wächst die Herausforderung, die Versorgungssicherheit auf dem gewohnt hohen Niveau zu halten. Es ist abzuwägen, ob das bestehende System aus Energy-Only-Markt mit eventuell zusätzlicher strategischer Reserve weiterhin ausreicht, wenn erneuerbare Energien das Energiesystem dominieren. Gegebenenfalls müssen ein zentraler Kapazitätsmarkt oder dezentrale Kapazitätsmärkte in Kombination mit einer stärkeren Individualisierung der Versorgungssicherheit den heutigen Energy-Only-Markt ergänzen. Alle Alternativen bringen eine Reihe von Nachteilen mit sich. Deshalb müssen negative Auswirkungen des gewählten Systems im Voraus mitgedacht werden, um gegensteuern zu können – unabhängig davon, ob das aktuelle System beibehalten oder neue Mechanismen eingeführt werden. Wichtig sind auch hier klare langfristige politische Vorgaben für einen Entwicklungspfad.

Sowohl Klimaneutralität als auch Versorgungssicherheit ist nur durch eine ausreichende Flexibilität des Stromsystems möglich. Um diese Flexibilität bereitzustellen, ist es von entscheidender Bedeutung, die Digitalisierung so schnell wie möglich voranzubringen. Denn ohne digitale Infrastrukturen wie Smart Meter und flächendeckende Breitbandinfrastrukturen fehlen an vielen Stellen grundlegende Voraussetzungen, um ökonomische Anreize für mehr Flexibilität etablieren zu können. Aufbauend auf dieser technischen Infrastruktur gilt es, weitere Flexibilitätsanreize auf der Nachfrage- und Angebotsseite sowie für Energiespeicher zu entwickeln. Hier werden auch innovative, datengetriebene Anwendungen für die Verbraucher erforderlich sein, die einer ganzen Bandbreite von Hemmnissen begegnen. So sind etwa frühzeitig die Datenschutzaufsichtsbehörden einzubeziehen, um digitale Applikationen zu ermöglichen. Um die Flexibilität des Stromsystems zu erhöhen, ist im Übrigen der Ausbau des Stromnetzes konsequent voranzutreiben, sowohl innerhalb Deutschlands als auch über eine zusätzliche europäische Netzintegration.

Literatur

Abrell/Rausch 2021

Abrell, J./Rausch, S.: „A Smart Design of New EU Emissions Trading Could Save 61 Per Cent of Mitigation Costs“. In: *ZEW policy brief*, Nr.21-05, 2021.

Agrawal/Yücel 2022

Agrawal, V./Yücel, Ş.: „Design of Electricity Demand-Response Programs“. In: *Management Science*, 2022.

acatech et al. 2020-1

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. (Hrsg.): *CO₂ bepreisen, Energieträgerpreise reformieren. Wege zu einem sektorenübergreifenden Marktdesign* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2020. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Stellungnahme_CO2_bepreisen.pdf [Stand 12.01.2023].

acatech et al. 2020-2

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. (Hrsg.): *Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2020. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/Stellungnahme_Netzengpassmanagement.pdf [Stand 12.01.2023].

acatech et al. 2021

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. (Hrsg.): *Resilienz digitalisierter Energiesysteme. Wie können Blackout-Risiken begrenzt werden?* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2021. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Resilienz_digitalisierter_Energiesysteme.pdf [Stand: 02.01.2023].

acatech et al. 2022-1

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. (Hrsg.): *Welche Auswirkungen hat der Ukrainekrieg auf die Energiepreise und Versorgungssicherheit in Europa? (Impuls)*“, Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2022. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Impuls_Versorgungssicherheit.pdf [Stand 12.01.2023].

acatech et al. 2022-2

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. (Hrsg.): *Wie kann der Ausbau von Photovoltaik und Windenergie beschleunigt werden?* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2022. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Stellungnahme_PV-Windenergie.pdf [Stand: 02.01.2023].

Amprion GmbH 2022

Amprion GmbH: *Systemmarkt Konzeptpapier*, 2022. URL: <https://www.amprion.net/Dokumente/Strommarkt/Systemmarkt/Konzeptpapier-Systemmarkt-Langfassung.pdf> [Stand: 02.01.2022].

Bhagwat et al. 2016

Bhagwat, P. C./Richstein, J. C./Chappin, E. J./de Vries, L. J.: „The effectiveness of a strategic reserve in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources“. In: *Utilities Policy*, 39, 2016, S. 13–28.

Bhagwat et al. 2017

Bhagwat, P. C./Richstein, J. C./Chappin, E. J./Iychettira, K. K./de Vries, L. J.: „Cross-border effects of capacity mechanisms in interconnected power systems“. In: *Utilities Policy*, 46, 2017, S. 33–47.

Bichler et al. 2022

Bichler, M./Knörr, J./Maldonado, F.: Pricing in Nonconvex Markets: „How to Price Electricity in the Presence of Demand Response“. In: *Information Systems Research*, 2022.

Boyce, J.K. 2018

Boyce, J. K.: „Carbon pricing: effectiveness and equity“. In: *Ecological Economics*, 150, 2018, S. 52–61.

Brown/Reichenberg 2021

Brown, T./Reichenberg, L.: „Decreasing market value of variable renewables can be avoided by policy action“. In: *Energy Economics*, 100, 2021.

Bundesrat 2023

Bundesrat: *Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende*, 2023. URL: https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2023/0101-0200/zu161-23.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [Stand: 03.05.2023].

Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE) (Hrsg.)/Fraunhofer IEE/Fraunhofer ISE/BBH 2021

Bundesverband Erneuerbarer Energien e.V./Fraunhofer IEE/Fraunhofer ISE/BBH: *Neues Strommarktdesign. Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien*, 2021. URL: http://klima-neutrales-stromsystem.de/pdf/Strommarktdesignstudie_BEE_final_Stand_14_12_2021.pdf [Stand: 19.04.2022].

Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE) 2022

Bundesverband Energien e. V. (BEE): *Auswirkungen einer möglichen Einführung von Contracts for Difference (CfD) auf Erneuerbare Energien im Strommarkt*, 2022. URL: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Positionspapiere/2022/20220224_BEE-Hintergrundpapier_CfD.pdf [Stand: 13.10.2022].

Clò/D'Adamo 2015

Clò, S./D'Adamo, G.: „The dark side of the sun: How solar power production affects the market value of solar and gas sources“. In: *Energy Economics*, 49, 2015, S. 523–530.

Cludius et al. 2014

Cludius, J./Hermann, H./Matthes, F. C./Graichen, V.: „The Merit-Order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications“. In: *Energy Economics*, 44, 2014, S. 302–313.

Coester et al. 2017

Coester, A./Hofkes, M. W./Papyrakis, E.: „Economics of renewable energy expansion and security of supply: A dynamic simulation of the German electricity market“. In: *Applied Energy*, 231, 2018, S. 1268–1284.

Cramton et al. 2013

Cramton, P./Ockenfels, A./Stoft, S.: „Capacity market fundamentals“. In: *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2, 2013, S. 27–46.

Cramton 2017

Cramton, P.: „Electricity market design.“ In: *Oxford Review of Economic Policy*, 33(4), 2017, S. 589–612.

Dillig et al. 2016

Dillig, M./Jung, M./Karl, J.: „The impact of renewables on electricity prices in Germany – An estimation based on historic spot prices in the years 2011–2013“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 2016, S. 7–15.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2012

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): *Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*, 2012. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf [Stand: 13.10.2022].

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) 2022

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW): *Marktpremie beschert Betreibern erneuerbarer Energien Zusatzgewinne – Differenzverträge würden VerbraucherInnen entlasten*, 2022. URL: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.834282.de/diw_aktuell_77.pdf [Stand: 13.10.2022].

Elberg 2014

Elberg, C.: *Cross-border effects of capacity mechanisms in electricity markets*. EWI Working Paper, 11, 2014. URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2014/07/EWI_WP_14_11_Cross-Border_Effects_Of_Capacity_Mechanisms.pdf [Stand: 14.03.2023]

EnBW/A.T. Kearney 2014

EnBW/A.T. Kearney: *Ausgestaltung und Koordination von Kapazitätsmechanismen im europäischen Strommarkt*, 2014. URL https://www.enbw.com/media/konzern/docs/studie/studie_kapazitaetsmechanismen.pdf [Stand: 13.10.2022].

Europäisches Parlament 2022.

Europäisches Parlament: *Klimaschutz: Einigung über ehrgeizigeren EU-Emissionshandel (ETS)*, 2022. URL: <https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20221212IPR64527/klimaschutz-einigung-uber-ehrgeizigeren-eu-emissionshandel-ets> [Stand: 18.01.2023].

Flues et al. 2013

Flues, F./Löschel, A./Massier, P./Pothen, F.: „Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss“. In: *Wirtschaftsdienst*, 11, 2013, S. 778–784.

Freebairn 2014

Freebairn, J.: „Carbon price versus subsidies to reduce greenhouse gas emissions.“ In: *Economic Papers: A journal of applied economics and policy*, 33:3, 2014, S. 233–242.

Frontier Economics/IAEW 2020

Frontier Economics, IAEW: *Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze bei der Transformation der Energiewelt*, 2020. URL: https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/Documents/de/netz-studie/Frontier_IAEW_EON_Wert_der_Stromverteilnetze_Policy_Paper_Langfassung.pdf [Stand: 23.02.2023].

Grimm et al. 2022

Grimm, V./Sölch, C./Zöttl, G.: „Emissions reduction in a second-best world”: On the long-term effects of overlapping regulations. In: *Energy Economics*, 109, 2022.

Gugler et al. 2021

Gugler, K./Haxhimusa, A./Liebensteiner, M.: „Effectiveness of climate policies: Carbon pricing vs. subsidizing renewables“. In: *Journal of Environmental Economics and Management*, 106, 2021.

Harsch/Schäfer 2022

Harsch/Schäfer: „Wie das Osterpaket das Energierrecht im Jahr 2022 reformiert“. In: *KlimR*, 11, 2022.

Haucap et al. 2022

Haucap, J./Liebensteiner, M./Meinhof, J.: „Ausgleichsmechanismen für die Energiekrise: Eine kritische Auseinandersetzung mit den wichtigsten Vorschlägen zur Entschärfung ihrer Preiswirkungen“. In: *ifo Schnelldienst*, 75(12), 2022, S. 8–12.

Hildmann et al. 2015

Hildmann, M./Ulbig, A./Andersson, G.: „Empirical analysis of the merit-order effect and the missing money problem in power markets with high RES shares“. In: *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(3), 2015, S. 1560–1570.

Hirth 2015

Hirth L.: „The optimal share of variable renewables: How the variability of wind and solar power affects their welfare-optimal deployment“. In: *The Energy Journal*, 36(1), 2015.

IRENA 2017

IRENA: *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, 2017. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017_Summary.pdf [Stand: 13.03.2023].

Kahn et al. 2001

Kahn, A./Cramton, P.C./Porter, R.H./Tabors, R.D.: „Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond“, In: *The Electricity Journal*, 14(6), 2001, S. 70–79.

Ketter et al. 2018

Ketter, W./Collins, J./Marom, O./Saar-Tschansky, M.: „Information Systems for a Sustainable Smart Electricity Grid: Emerging Challenges and Opportunities“. In: *ACM Transactions on Management Information Systems*, 9(3), 2018, S. 1–22.

Ketter et al. 2016

Ketter W./Peters M./Collins J./Gupta A.: „A multiagent competitive gaming platform to address societal challenges“. In: *MIS Quarterly*, 40(2), 2016, S.447–460.

Kozlova/Overland 2022

Kozlova, M./Overland, I.: „Combining capacity mechanisms and renewable energy support: A review of the international experience“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 155, 2022.

Lehmann et al. 2019

Lehmann, N./Kraft, E./Duepmeier, C./Mauser, I./Förderer, K./Sauer, D.: „Definition von Flexibilität in einem zellulär geprägten Energiesystem“. In: *Zukünftige Stromnetze*, 30, 2019, S. 459–469.

Liebensteiner/Naumann 2022

Liebensteiner, M./Naumann, F.: „Can carbon pricing counteract renewable energies’ cannibalization problem?“. In: *Energy Economics*, 115, 2022.

López Prol et al. 2020

López Prol, J./Steininger, K. W./Zilberman, D.: „The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market“. In: *Energy Economics*, 85, 2020.

López Prol/Schill 2021

López Prol, J./Schill, W. P.: „The economics of variable renewable energy and electricity storage“. In: *Annual Review of Resource Economics*, 13, 2021, S. 443–467.

EWK 2023

Expertenkommission zum Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“ (EWK): *Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten*, 2023. URL: <https://www2.wiwi.rub.de/wp-content/uploads/2023/02/Stellungnahme-zum-Strommarktdesign-und-dessen-Weiterentwicklungsmoeglichkeiten.pdf> [Stand: 14.03.2023].

Matthes et al. 2015

Matthes, F. C./Hermann, H./Cook, V./Diermann, C./Schlemmermeier, B./LBD Beratungsgesellschaft: *Die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes und die aktuellen Kapazitätsmarkt-Vorschläge in der Diskussion*, 2015. URL: <https://www.oeko.de/oekodoc/2218/2015-003-de.pdf> [Stand: 13.10.2022].

Monopolkommission 2022

Monopolkommission: *Strommärkte weiterentwickeln, Preisbremse wettbewerbskonform ausgestalten*, 2022, URL: https://www.monopolkommission.de/images/Policy_Brief/MK_Policy_Brief_10.pdf [Stand: 18.01.2023].

Newbery 2016

Newbery, D.: „Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors“. In: *Energy policy*, 94, 2016, S. 401–410.

Newbery 2021

Newbery, D.: „Designing Efficient Renewable Electricity Support Schemes“. Energy Policy Research Group, University of Cambridge, 2021.

Neuhoff et al. 2022

Neuhoff, K./May, N./Richstein, J. C.: „Financing renewables in the age of falling technology costs“. In: *Resource and Energy Economics*, 70, 2022.

Oren 2014

Oren, S. S.: *Briefing on market power mitigation in the capacity procurement mechanism: Pay As Bid vs. Uniform Price Auctions*, 2014. URL: http://www.caiso.com/Documents/BriefingMarketPowerMitigationCapacityProcurementMechanismMSC_Presentation-2.pdf [Stand: 02.01.2023].

Parzefall 2022

Parzefall, Helmut: „Die neue Abwägungsdirektive des § 2 EEG im Gefüge des Bauplanungsrechts“. In: *NVwZ*, 2022.

Ringler et al. 2017

Ringler, P./Keles, D./Fichtner, W.: „How to benefit from a common European electricity market design“. In: *Energy Policy*, 101, 2017, S. 629–643.

Schaber et al. 2012

Schaber, K./Steinke, F./Mühlich, P./Hamacher, T.: „Parametric study of variable renewable energy integration in Europe: Advantages and costs of transmission grid extensions“. In: *Energy Policy*, 42, 2012, S. 498–508.

Schlacke et al. 2022

Schlacke, S./Wentzien, H./Römling, D.: „Beschleunigung der Energiewende: Ein gesetzgeberischer Paradigmenwechsel durch das Osterpaket?“. In: *NVwZ*, 2022, S. 1577–1586.

SynErgie (2020)

SynErgie: *Positionspapier zu regulatorischen Änderungen*, 2020. URL: <https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/09/SynErgie-Positionspapier-Regulatorische-Rahmenbedingungen.pdf> [Stand: 29.11.2022].

Tierney et al. 2008

Tierney, S.F./Schatzki, T.: „Uniform-Pricing versus Pay-as-Bid in Wholesale Electricity Markets: Does it Make a Difference?“, In: *ISO New York Independent System Operator*, 2008. URL: <https://kylewoodward.com/blog-data/pdfs/references/tierney+schatzki+mukerji-new-york-iso-2008A.pdf> [Stand: 02.01.2023].

Wagner 2018

Wagner, Christian: „Integration und Bewertung der Spitzenkappung als Planungsgrundsatz zur wirtschaftlichen Netzentwicklung in Mittelspannungsnetzen“. In: *Dortmunder Beiträge zu Energiesystemen, Energieeffizienz und Energiewirtschaft*, 2018.

Zenke 2022

Zenke, Ines: „Die energiepolitische Novelle im ‚Osterpaket‘ – Wer kennt sie nicht ...“. In: *EnWZ*, 5, 2022, S. 147–152.

Zipp 2017

Zipp, A.: „The marketability of variable renewable energy in liberalized electricity markets – An empirical analysis“. In: *Renewable Energy*, 113, 2017, S. 1111–1121.

Das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten rund 160 Expertinnen und Experten Handlungsoptionen für den Weg zu einer umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren Energieversorgung.

Die Arbeitsgruppe „Strommarkt der Zukunft“

Der Ausbau von erneuerbaren Energien im Zuge der Energiewende in Deutschland und der EU führt zu einer neuen Dynamik auf den Strommärkten. Statt mit langfristigen Prognosen und Großkraftwerken planen zu können, müssen Strommärkte künftig kurzfristige Veränderungen durch fluktuierende erneuerbare Energiequellen, viele kleinere Marktteilnehmer und flexible Nutzung mitabbilden. Der geplante Wegfall von Kern- und Kohlekraftwerken verstärkt diese Dynamik. Die ESYS-Arbeitsgruppe „Strommarkt der Zukunft“ untersuchte, wie das Marktdesign gestaltet werden könnte, um auch langfristig eine kostengünstige und sichere Versorgung zu garantieren. Hierbei ging es unter anderem um die folgenden Fragen: Wie können Anlagen für Erneuerbare Energien am besten finanziell gefördert werden oder wird eine Förderung durch einen hohen CO₂-Preis sogar obsolet? Können sich Kraftwerke und Speicher, die für die Versorgungssicherheit entscheidend sind, im bestehenden System refinanzieren? Wie kann es gelingen, mehr Flexibilität in den Strommarkt zu bringen, ohne die Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz zu gefährden?

Mitglieder der Arbeitsgruppe

Prof. Dr. Jürgen Kühling (AG-Leitung)	Universität Regensburg
Prof. Dr. Justus Haucap (AG-Leitung)	Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf
Dr. Munib Amin	E.ON Group Innovation GmbH
Prof. Dr. Gert Brunekreeft	Jacobs University Bremen
Dr. Dörte Fouquet	Becker Büttner Held
Prof. Dr. Veronika Grimm	Friedrich-Alexander-Universität (FAU) Erlangen-Nürnberg
Prof. Dr. Jörg Gundel	Universität Bayreuth
Prof. Dr. Wolfgang Ketter	Universität zu Köln
Prof. Dr. Martin Kment	Universität Augsburg
Prof. Dr. Jochen Kreusel	Hitachi Energy
Prof. Dr. Charlotte Kreuter-Kirchhof	Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf
Prof. Dr. Mario Liebensteiner	Friedrich-Alexander-Universität (FAU) Erlangen-Nürnberg
Prof. Dr. Albert Moser	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule (RWTH) Aachen
Dr. Marion Ott	Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH Mannheim (ZEW)
Prof. Dr. Christian Rehtanz	TU Dortmund
Prof. Dr. Heike Wetzel	Universität Kassel

Wissenschaftliche Referentinnen und Referenten

Miriam Borgmann	Koordinierungsstelle ESYS acatech
Jonathan Meinhof	Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf
Dr. Cyril Stephanos	Koordinierungsstelle ESYS acatech
Marlene Wagner	Universität Regensburg

Gutachter

Prof. Dr. Markus Ludwigs	Universität Würzburg
Prof. Dr. Marc-Oliver Bettzüge	Universität zu Köln
Dr. Wolf Peter Schill	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)
Prof. Dr. Kai Hufendiek	Universität Stuttgart

Institutionen und Gremien

Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Direktorium

Das Direktorium leitet die Projektarbeit und vertritt das Projekt nach außen.

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Vorsitzender)	RWTH Aachen
Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
Prof. Dr. Hans-Martin Henning	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)
Prof. Dr. Ellen Matthies	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Prof. Dr. Karen Pittel	ifo Institut
Prof. Dr. Jürgen Renn	Max-Planck-Institut für Wissenschaftsgeschichte
Prof. Dr. Indra Spiecker genannt Döhmann	Goethe-Universität Frankfurt am Main

Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr.-Ing. Jan Wörner	acatech Präsident
Prof. (ETHZ) Dr. Gerald Haug	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Dr. h.c. mult. Christoph Marksches	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften
Prof. Dr.-Ing. Reiner Anderl	Präsident Akademie der Wissenschaften und der Literatur Mainz
Prof. Dr. Bärbel Friedrich	Altpräsidentmitglied Leopoldina
Prof. Dr. Andreas Löschel	Ruhr-Universität Bochum, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“
Prof. Dr. Robert Schlögl	Direktor Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt	Präsident RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
Oda Kepler (Gast)	Ministerialdirigentin BMBF
Dr. Rodoula Tryfonidou (Gast)	Referatsleiterin Energieforschung BMWK

Projektkoordination

Dr. Cyril Stephanos	Leiter der Koordinierungsstelle „Energiesysteme der Zukunft“, acatech
---------------------	---

Rahmendaten

Projektlaufzeit

03/2016 bis 12/2023

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen 03EDZ2016) gefördert.

Die Stellungnahme wurde am 18.04.2023 vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet.

*Die Akademien danken allen Autor*innen sowie den Gutachtern für ihre Beiträge. Die Inhalte der Stellungnahme liegen in alleiniger Verantwortung der Akademien.*

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Deutsche Akademie der Naturforscher
Leopoldina e.V.
Nationale Akademie der Wissenschaften

acatech–Deutsche Akademie
der Technikwissenschaften e.V.

Union der deutschen Akademien
der Wissenschaften e.V.

Jägerberg 1
06108 Halle (Saale)
Tel.: 0345 47239-867
Fax: 0345 47239-839
E-Mail: leopoldina@leopoldina.org

Karolinenplatz 4
80333 München
Tel.: 089 520309-0
Fax: 089 520309-9
E-Mail: info@acatech.de

Geschwister-Scholl-Straße 2
55131 Mainz
Tel.: 06131 218528-10
Fax: 06131 218528-11
E-Mail: info@akademienunion.de

Berliner Büro:
Reinhardtstraße 14
10117 Berlin

Hauptstadtbüro:
Pariser Platz 4a
10117 Berlin

Berliner Büro:
Jägerstraße 22/23
10117 Berlin

Die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften unterstützen Politik und Gesellschaft unabhängig und wissenschaftsbasiert bei der Beantwortung von Zukunftsfragen zu aktuellen Themen. Die Akademiemitglieder und weitere Experten sind hervorragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus dem In- und Ausland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten sie Stellungnahmen, die nach externer Begutachtung vom Ständigen Ausschuss der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina verabschiedet und anschließend in der *Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung* veröffentlicht werden.

Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung

ISBN: 978-3-8047-4425-7