



Ariadne-Kurzdossier

Kernelemente des Strom- marktdesigns – Anforderungen, Ziele, Bewertungskriterien und Handlungsoptionen

KOPERNIKUS
Ariadne **PROJEKTE**
Die Zukunft unserer Energie

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Autorinnen und Autoren



» Alexander Burkhardt
Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationsforschung



» Dr. Anna Billerbeck
Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationsforschung



» Dr. Diana Böttger
Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationsforschung



» Heike Brand
Universität Stuttgart – Institut für
Energiewirtschaft und Rationelle
Energieanwendung



» Dr. Jonas Egerer
Technische Universität Nürnberg



» Dr. Norman Gerhardt
Fraunhofer-Institut für Energie-
wirtschaft und Energiesystem-
technik



» Dr. Annika Gillich
Universität Stuttgart – Institut für
Energiewirtschaft und Rationelle
Energieanwendung



» Dr. Anne Held
Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationsforschung



» Dr. Markus Kahles
Stiftung Umweltenergie recht



» Johanna Kamm
Stiftung Umweltenergie recht



» Felix Hoff
Stiftung Umweltenergie recht



» Johannes Kochems
Deutsches Institut für Luft- und
Raumfahrt – Institut für vernetzte
Energiesysteme



» Kristina Nienhaus
Deutsches Institut für Luft- und
Raumfahrt – Institut für vernetzte
Energiesysteme



» Ulrike Pfefferer
Technische Universität Nürnberg



» Silvian Radke
Brandenburgische Technische
Universität Cottbus-Senftenberg



» Dr. Wolf-Peter Schill
Deutsches Institut für
Wirtschaftsforschung



» Dr. Michael Stecher
Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationsforschung



» Clemens Stiewe
Hertie School



» Erdal Tekin
Universität Stuttgart – Institut für
Energiewirtschaft und Rationelle
Energieanwendung



» Silvana Tiedemann
Hertie School

Dieses Papier zitieren:

Alexander Burkhardt, Anna Billerbeck, Diana Böttger, Heike Brand, Jonas Egerer, Norman Gerhardt, Annika Gillich, Anne Held, Markus Kahles, Johanna Kamm, Felix Hoff, Johannes Kochems, Kristina Nienhaus, Ulrike Pfefferer, Silvan Radke, Wolf-Peter Schill, Michael Stecher, Clemens Stiewe, Erdal Tekin, Silvana Tiedemann (2024): Kernelemente des Strommarktdesigns – Anforderungen, Ziele, Bewertungskriterien und Handlungsoptionen. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.
<https://doi.org/10.48485/pik.2024.016>

Kontakt zu den Autorinnen und Autoren:

Alexander Burkhardt, alexander.burkhardt@isi.frauenhofer.de

Herausgeben von

Kopernikus-Projekt Ariadne
Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK)
Telegrafenberg A 31
14473 Potsdam

November 2024

Bildnachweis

Adobe Stock / Johannes

INHALT

Kernaussagen	1
1. Aktuelle Situation im Strommarkt	2
2. Herausforderungen und Ziele im Strommarkt	4
2.1 Sicherstellung eines hohen Ausbautempos Erneuerbarer Energien	4
2.2 Einstellung der fossilen Reststromerzeugung	5
2.3 Sicherstellen der Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien	5
2.4 Örtliche Verteilung von Stromerzeugung und Stromverbrauch	5
2.5 Minimierung und gerechte Verteilung der Transformationskosten	5
3. Handlungsoptionen im Strommarktdesign	7
3.1 Zuordnung der Handlungsoptionen zu den Herausforderungen	7
3.2 Kurzsteckbriefe potentieller Handlungsoptionen	8
4. Bewertungskriterien	28
5. Beispielhafte Anwendung und Reflexion	31
5.1. Beispielhafte Anwendung der Bewertungskriterien	31
5.2. Reflexion des Bewertungsverfahrens	34
6. Fazit und weiteres Vorgehen	36
Literaturangaben	37

KERNAUSSAGEN

1. In der vorliegenden Analyse werden fünf zentrale Herausforderungen für den Strommarkt identifiziert, die den Übergang in ein System mit vollständig klimaneutraler Energieerzeugung maßgeblich beeinflussen: (1) Die Sicherstellung eines hohen Ausbautempos Erneuerbarer Energien, (2) die Einstellung der fossilen Reststromerzeugung, (3) die Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien, (4) die effiziente örtliche Verteilung von Stromerzeugung und -verbrauch sowie (5) die Minimierung und gerechte Verteilung der Transformationskosten. Auf diese Herausforderungen muss ein Strommarktdesign der Zukunft Antworten finden.
2. Das Spektrum der möglichen Handlungsoptionen ist sehr breit. Die Handlungsoptionen überlappen sich teilweise, sind kombinierbar oder schließen sich gegenseitig aus. Dies zeigt die Analyse von 18 Handlungsoptionen in Form von Kurzsteckbriefen. Dabei handelt es sich nicht um Empfehlungen für den Gesetzgeber oder die Bundesnetzagentur. Vielmehr werden schlaglichtartig verschiedene Handlungsoptionen im Strommarktdesign beleuchtet und diskutiert, die die Herausforderungen potenziell adressieren können, um deren Wirkungen sowie Vor- und Nachteile besser verstehen und einordnen zu können.
3. Viele Handlungsoptionen adressieren den zunehmenden Bedarf an Flexibilität einerseits (Herausforderung 3) sowie Fragestellungen der effizienten örtlichen Verteilung von Elektrizitätserzeugung (Herausforderung 4) andererseits. Die Beschreibung der Handlungsoptionen in diesen Bereichen zeigt zudem, dass hier ein Potential für Synergieeffekte zwischen Instrumenten besteht, die beiden Handlungsfelder gemeinsam zu adressieren.
4. Aufgrund der Vielzahl der zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen ist es wichtig, deren Wirkungen und jeweiligen Vor- und Nachteile zu erfassen. Zur Bewertung der Handlungsoptionen dient ein umfassendes Set mit 15 Bewertungskriterien, das auf bestehenden Analysen aufbaut.
5. Das Kriterien-set wird für zwei Handlungsoptionen (die Absicherung von privaten Power Purchase Agreements sowie die verstärkte Nutzung dynamischer Stromtarife) beispielhaft angewendet. Die Anwendung des Kriterien-sets zeigt den Mehrwert einer Kombination von quantitativen und qualitativen Bewertungsabgaben.

1. AKTUELLE SITUATION IM STROMMARKT

Die ökonomischen, technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen des Energiemarkts in Deutschland und Europa haben sich seit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine wesentlich verändert (Luderer et al. 2022). Zudem hat sich der gesellschaftliche und politische Blick auf Brennstoffimporte verändert, so dass diese stärker im Kontext der Unabhängigkeit und nationalen Sicherheit diskutiert werden. Im Mittelpunkt der politischen Diskussion stand diesbezüglich die Stärkung der Resilienz der deutschen und europäischen Energieversorgung. Ein Prozess, der schlussendlich unter anderem in die kürzlich abgeschlossene Reform des EU-Strombinnenmarkts mündete und nun im deutschen Strommarkt umgesetzt werden muss. Mit dieser Reform sollten primär durch die Energiepreiskrise offenbar gewordene Defizite im jetzigen Strommarktdesign hinsichtlich der Auswirkungen schwankender Preise von fossilen Brennstoffen behoben und im Strommarktdesign Vorgaben für Investitionsanreize zur Erreichung der Klimaziele der Europäischen Union verankert werden. Auf die jetzige EU-Strombinnenmarktreform wird aller Voraussicht nach noch eine weitere folgen. Die genauen inhaltlichen Schwerpunkte dieser kommenden EU-Strombinnenmarktreform sind noch nicht in einem Kommissionsentwurf festgelegt. Allerdings ist es durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien zur dominierenden Erzeugungform im Energiemarkt grundlegend erforderlich, die derzeitigen Rahmenbedingungen neu zu justieren, um ein gleicher-

maßen zuverlässiges und effizientes Marktdesign für ein klimaneutrales Strom- und Energiesystem zu garantieren.

Das Zusammenspiel der Marktakteure, zu denen auch zunehmend aktive Verbrauchende zählen, wird durch Entscheidungen des europäischen sowie des deutschen Gesetzgebers beeinflusst. Es sind dabei technische, ökonomische sowie rechtliche Lösungsspielräume zu identifizieren und miteinander in Einklang zu bringen. Dabei sind deren gesellschaftliche, soziale und wirtschaftliche Auswirkungen zu beachten, vor allem zur Erreichung der Ausbauziele Erneuerbarer Energien und damit der Klimaschutzziele sowie im Hinblick auf die Bezahlbarkeit der Energieversorgung für Wirtschaft und Verbrauchende.

Hierzu werden und wurden viele Vorschläge gemacht und auf verschiedenen Ebenen diskutiert, zuletzt etwa im Rahmen der durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) organisierten „Plattform klimaneutrales Stromsystem (PKNS)“. Dort wurde unter Einbeziehung verschiedener Interessenverbände aus den Bereichen Energiewirtschaft, Verbraucherschutz, Industrie sowie Zivilgesellschaft ein breiter Stakeholder-Prozess zu Zukunftsfragen des Strommarktdesigns durchgeführt (Geschäftsstelle der Plattform Klimaneutrales Stromsystem 2024). Auf politischer Ebene hat sich die Bundesregierung Anfang Juli auf das Maßnahmenpaket

„Wachstumsinitiative“ verständigt. Einer der Maßnahmenschwerpunkte der Wachstumsinitiative liegt im Energiebereich und sieht unter anderem für den Ausbau Erneuerbarer Energien eine Umstellung auf Investitionskostenförderung vor (Bundesregierung 2024). Das BMWK veröffentlichte daran anschließend Ende Juli 2024 ein Optionenpapier mit dem Titel „Strommarktdesign der Zukunft“, das in wesentlichen Teilen auf der Arbeit der PKNS aufbaut, aber auch die Beschlüsse der Wachstumsinitiative berücksichtigt (BMWK 2024). Darin sind die vier Handlungsfelder a) Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien, b) Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten, c) lokale Signale sowie d) Flexibilisierung der Nachfrage tiefer ausgeführt. Es werden Optionen zur Ausgestaltung genannt sowie Vor- und Nachteile der Optionen diskutiert (ebd. 2024).

Um am Ende zu konkreten Instrumenten zu kommen, müssen durch den Gesetzgeber Abwägungen getroffen werden, welche die neuen Rahmenbedingungen des Energiemarkts für die Akteure und Verbraucher vorgeben. Ziel dieses Kurzdossiers ist es, wesentliche Handlungsoptionen für ein zukünftiges Energiemarktdesign kompakt darzustellen und Kriterien für deren Bewertung aufzuzeigen. Hierbei besteht kein Anspruch auf Vollständigkeit. Die Analyse soll dazu beitragen, die Debatte zu strukturieren, Vor- und Nachteile verschiedener Maßnahmen zu verdeutlichen sowie Wechselwirkungen und Überschneidungen zwischen den Handlungsoptionen aufzuzeigen.

Das Kurzdossier ist wie folgt gegliedert: Kapitel 2 beschreibt die aktuellen Herausforderungen und Ziele im Strommarkt. Kapitel 3 beschreibt, wie die untersuchten Handlungsoptionen ausgewählt wurden, wie sie sich zu den identifizierten Herausforderungen verhalten und gibt dann zu jeder Handlungsoption einen Kurzüberblick in Form eines Steckbriefes. Kapitel 4 beschreibt die Schritte zur Erstellung des Kriterienrasters, das in Kapitel 5 dann beispielhaft auf zwei Handlungsoptionen angewendet wird. Die Analyse endet mit einem Fazit in Kapitel 6.

2. HERAUSFORDERUNGEN UND ZIELE IM STROMMARKT

Die Dekarbonisierung der Stromerzeugung stellt eine Schlüsselkomponente zur Erreichung der Klimaziele dar. Im Koalitionsvertrag der Ampelkoalition wurden daher ambitionierte Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Energien mit einem Anteil von mindestens 80 % an der Stromproduktion im Jahr 2030 festgelegt (SPD und Bündnis 90/Die Grünen und FDP 2021) und in § 1 Abs. 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2023 (EEG 2023)¹ gesetzlich verankert. Eine treibhausgasneutrale Stromerzeugung aus hauptsächlich fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen, wie Windenergie und Sonnenenergie, sowie einer starken Elektrifizierung der Energiesektoren bringt jedoch verschiedene Herausforderungen, insbesondere für das Strommarktdesign, mit sich (Nicolosi & Burstedde 2021). Diese reichen von der Sicherstellung eines stetigen und starken Ausbaus Erneuerbarer Energien, der Bereitstellung ausreichend regelbarer Stromerzeugung, der Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch, der räumlichen und netzdienlichen Verteilung von Erzeugungskapazitäten bis hin zu Fragen der Verteilungsgerechtigkeit bezüglich der anfallenden Kosten (Luderer et al. 2021). Im Folgenden werden die fünf zentralen Herausforderungen zur Erreichung einer treibhausgasneutralen Stromerzeugung genauer beschrieben.

2.1. Sicherstellung eines hohen Ausbautempos Erneuerbarer Energien

Eine von Importen fossiler Brennstoffe unabhängige und klimaneutrale Energieversorgung benötigt einen schnellen, stetigen und starken Ausbau Erneuerbarer Energien. Hierfür sind im EEG 2023 hohe Ausbauziele und Ausschreibungsmengen für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, insbesondere Wind und Photovoltaik (PV), festgelegt. Dabei müssen nicht nur die ausscheidenden fossilen Kraftwerke ersetzt werden, sondern auch zusätzliche Stromverbraucher wie Wärmepumpen, Elektrolyseure und Elektroautos integriert werden (ebd. 2021). Der Großteil der Kosten für die Stromerzeugung aus Wind und PV fällt zum Zeitpunkt der Investition an, während Strom in der Betriebsphase zu relativ niedrigen Kosten erzeugt werden kann. Traten in jüngerer Vergangenheit verstärkt hohe Strompreise am Großhandelsmarkt auf, so ist absehbar, dass mit steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien die Marktpreise fallen und damit eine Herausforderung für die Finanzierung des Investments in Erneuerbare-Energien-Anlagen darstellen können (Eicke et al. 2022). Somit dürften Instrumente, die diese Finanzierungsfragen adressieren und Investitionssicherheit gewährleisten, weiterhin eine große Rolle im künftigen Strommarktdesign spielen (Kitzing et al. 2024)

¹ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist.

2.2. Einstellung der fossilen Reststromerzeugung

Um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen, muss nicht nur ein starker Ausbau der Erneuerbaren Energien stattfinden, sondern gleichzeitig die Nutzung von fossilen Energieträgern stark reduziert und schließlich ganz eingestellt werden. Neben einem Anteil der Erneuerbaren Energien im Stromsektor von 80% (§ 1 Abs. 2 EEG 2023) ist der Kohleausstieg bis spätestens 2038 gesetzlich verankert (§§ 2 Abs. 2 Nr. 3; 4 Abs. 1 S. 1 Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG²) und soll nach dem Koalitionsvertrag der Ampel bereits 2030 erfolgen (SPD und Bündnis 90/Die Grünen und FDP 2021). Für die Übergangszeit sollen nach den Plänen der Bundesregierung, die sich derzeit noch in Abstimmung mit der EU-Kommission befindenden, flexibel steuerbare Gaskraftwerke eingesetzt werden, die zu einem bestimmten Zeitpunkt auf Wasserstoff umgestellt werden sollen (Kraftwerksstrategie sowie geplantes Kraftwerkssicherheitsgesetz) (BMWK 2024).

Das europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS)³ ist das zentrale Element, um die Erzeugung aus fossilen Energieträgern marktgetrieben zu reduzieren (Held et al. 2022). Dafür muss das Preissignal allerdings ausreichend hoch und hinreichend prognostizierbar sein und ein anspruchsvoller Reduktionspfad bei der Zertifikatsmenge (Cap) beibehalten werden. Darüber hinaus können aber auch Politikmaßnahmen auf nationaler Ebene ergriffen werden, um fossile Kraftwerke vom Netz zu nehmen oder um deren Produktion einzuschränken.

2.3. Sicherstellen der Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien

Die beiden vorangegangenen Herausforderungen machen deutlich, dass ein klimaneutrales Stromsystem nur mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien erreichbar ist. Die Stromerzeugung aus

Wind und PV unterliegt jedoch starken Schwankungen und hängt unter anderem vom Wetter, der Tages- oder Jahreszeit ab. Es kommt also sowohl zu Situationen, in denen die Stromerzeugung aus Wind und PV höher ist als der Strombedarf, als auch zu gegenteiligen Situationen. Da im Stromnetz Angebot und Nachfrage stets ausgeglichen sein müssen, benötigt es Flexibilität im Stromsystem, um eine Versorgungssicherheit mit Strom zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen (Jürgens et al. 2024). Diese kann durch regelbare Erzeugungskapazität, über Speicher und einen flexibleren Verbrauch erreicht werden (Gillich et al. 2024). Eine verstärkte Integration des europäischen Strombinnenmarktes und des grenzüberschreitenden Netzausbaus stellt ebenfalls eine Flexibilitätsoption dar (Roth & Schill 2023). Auch hier ist eine zentrale Herausforderung, ausreichend Investitionen in erneuerbare regelbare Kapazitäten und Speicher sicherzustellen, sowie eine Flexibilisierung der Nachfrage in geeigneter Höhe anzureizen. Dafür können Fördermaßnahmen unmittelbarer (z.B. in Erzeugungskapazitäten, Speicher oder Flexibilität) und mittelbarer Natur (z.B. Netzplanung) zum Einsatz kommen. Durch die Kraftwerksstrategie und das geplante Kraftwerkssicherheitsgesetz ist die Einführung eines kombinierten Kapazitätsmarktes vorgesehen, der diese Herausforderung adressieren soll (BMWK 2024).

2.4. Örtliche Verteilung von Stromerzeugung und Stromverbrauch

Die Wahl des Standorts zur Errichtung von Erzeugungsanlagen für Strom aus Erneuerbaren Energien wird, unter anderem, davon beeinflusst, wo die besten Potenziale zur Stromerzeugung vorliegen. Im Falle der Windenergie ist dies oftmals der Norden, im Falle der PV eher der Süden Deutschlands. Neben physikalischen Erzeugungspotenzialen spielten hier in der Vergangenheit auch politische Vorgaben eine Rolle. Die größten Verbrauchszentren sind aktuell eher im Süden und

Westen Deutschlands. Somit bedarf es eines Ausbaus des Übertragungsnetzes, damit Strom aus dem windreichen Norden zu den Verbrauchenden im Süden transportiert werden kann (Tiedemann et al. 2024). Zudem ist die Stromerzeugung zukünftig deutlich dezentraler als bisher, so dass sich auch große Herausforderungen für den Ausbau der Verteilnetzebene ergeben, etwa durch einen raschen PV-Hochlauf. Auch die Flächenverfügbarkeit sowie die Akzeptanz vor Ort spielen eine Rolle für die örtliche Verteilung (Levi et al. 2023). Ob, in welchem Maß und mit welchen Instrumenten über diese Faktoren hinaus auch das Förder- und Strommarktdesign selbst die örtliche Verteilung von Stromerzeugung und -verbrauch steuern sollte, ist Gegenstand der aktuellen Debatte. Der diesbezügliche Lösungsraum ist groß und geht von einer Teilung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone (in 2 oder mehr Teilgebiete) bis hin zu einem nodalen Preissystem⁴. Weitere wichtige Punkte sind eine Netzentgeltreform, stärkere lokale Differenzierungen im Fördersystem bis hin zur Schaffung stärkerer Anreize zur Ansiedlung lokaler netzdienlicher Flexibilität im Falle von Netzengpässen im Sinne einer „Nutzen statt Abregeln“-Regelung, anknüpfend etwa an die neue Regelung in § 13k des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)⁵ (Geschäftsstelle der Plattform Klimaneutrales Stromsystem 2024).

2.5. Minimierung und gerechte Verteilung der Transformationskosten

Die Transformation des Energiesystems ist mit Kosten verbunden. Während die Investitionen aus Gesamtsicht und auf lange Zeit sinnvoll sind, so fallen die Transformationskosten vermutlich überwiegend in den kommenden 20 Jahren an (Sievers et al. 2023). Diese Kosten müssen fair und gerecht zwischen Generationen, Bundesländern, sozio-ökonomischen Schichten und zwischen Staat, Zivilgesellschaft und Unternehmen aufgeteilt werden. Nur eine als fair wahrgenommene

² Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.

³ Beim EU-ETS wird eine Obergrenze (Cap) festgelegt, wie viele Treibhausgasemissionen von den emissionshandlungspflichtigen Anlagen insgesamt ausgestoßen werden dürfen. Die Mitgliedstaaten geben eine entsprechende Menge an Emissionsberechtigungen an die Anlagen aus. Eine Berechtigung erlaubt den Ausstoß einer Tonne Kohlendioxid-Äquivalent. Die Emissionsberechtigungen können auf dem Markt frei gehandelt werden (Trade).

⁴ Das Konzept der nodalen Preise wird in Kapitel 3 im Steckbrief genauer erläutert.

⁵ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 26 des Gesetzes vom 15. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 236) geändert worden ist.

Verteilung der Lasten kann langfristig die Akzeptanz für die Transformation festigen (Knopf et al. 2024). Gleichzeitig gilt es, insbesondere in Zeiten knapper öffentlicher Mittel, die Gesamtkosten für die Transformation möglichst gering zu halten (George et al. 2024). Für das Strommarktdesign bedeutet das, dass Erzeugung und Verbrauch volkswirtschaftlich so effizient wie möglich aufeinander abgestimmt werden müssen, damit die mit der Transformation des Energiesystems verbundenen Kosten so gering wie möglich gehalten werden und, soweit möglich, von den Verursachern der Kosten bzw. den Profiteuren der Investitionen getragen werden. Für das Strommarktdesign stellt sich, neben der allgemeinen Erlössituation im Strommarkt und den daraus sich ergebenden Verteilungswirkungen, auch die Frage, wie Netzentgelte und andere staatlich induzierte Strompreisbestandteile verteilt werden müssen (ebd. 2024). Für eine als gerecht empfundene Verteilung der Transformationskosten erscheint es schlussendlich ebenso wichtig, dass Verbrauchende als aktive Kunden an den Vorteilen der Energiewende partizipieren können (Stute & Kühnbach 2023).

3. HANDLUNGSOPTIONEN IM STROMMARKTDESIGN

Anhand der identifizierten Herausforderungen, auf die ein zukunftsfähiges Strommarktdesign Antworten finden muss, wurde über die Ariadne-Projektpartner hinweg eine erste Sammlung zu möglichen und benötigten Politikinstrumenten bzw. Handlungsoptionen durchgeführt. Dabei standen übergeordnete Instrumente im Vordergrund, die das nationale Strommarktdesign in Zukunft verändern und verbessern können. Ein Fokus lag auf Instrumenten, die innerhalb des Projektes bearbeitet werden oder den Projektpartnern bedeutend erschienen. Die Sammlung hat nicht den Anspruch vollständig zu sein, sondern soll vor allem einen Zwischenstand der aktuell geführten Diskussion innerhalb des Autorenteam darstellen.

Die ausgewählten 18 Handlungsoptionen wurden dann Herausforderungen zugeordnet, die durch die Handlungsoption adressiert werden. Mehrfachnennungen waren dabei möglich, wobei zwischen einer primären und sekundären Adressierung unterschieden wurde (vgl. Kapitel 3.1). Für die Handlungsoptionen wurden Kurzsteckbriefe erstellt, die jeweils die Motivation, den Adressat, den Wirkmechanismus sowie mögliche Herausforderungen bei der Umsetzung kurz und prägnant darstellen (vgl. Kapitel 3.2).

3.1. Zuordnung der Handlungsoptionen zu den Herausforderungen

Tabelle 1 zeigt die Zuordnung der 18 Handlungsoptionen zu den fünf Herausforderungen. Dabei wird ein Zusammenhang unterstellt, wenn die Handlungsoption die Herausforderung direkt adressiert. Darüber hinaus gibt es jedoch auch indirekte Rückkopplungen, beispielsweise zwischen Kohleausstieg (Herausforderung 2) und Fragestellungen rund um den Redispatch⁶ und die örtliche Verteilung von Erzeugung und Verbrauch (Herausforderung 4). Genauso berühren Optionen zur Förderung Erneuerbarer Energien (Herausforderung 1) oftmals mindestens indirekt die Frage nach der Verteilung der so entstehenden Kosten und Gewinne (Herausforderung 5).

Die Mehrzahl der Instrumente konnte der Herausforderung 3 – *Sicherstellen der Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien* sowie der Herausforderung 4 – *Örtliche Verteilung von Stromerzeugung und Stromverbrauch* zugeordnet werden. Dies erscheint vor dem Gesamthintergrund und der Historie der Energiewende sinnvoll. Nachdem in einer ersten Phase vor allem der Hochlauf der Erneuerbaren Energien sowie begleitend eine Verringerung der fossilen (sowie atomaren) Energieerzeugung im Fokus stand, ändern sich die Anforderungen an das Strommarktdesign mit einem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien. Die Frage, wie Erneuerbare Energien gefördert werden und ihr Ausbau im erforderlichen,

6 Unter Redispatch wird das Netzengpassmanagement durch die Netzbetreiber bezeichnet, um die Netzstabilität sicherzustellen. Dabei greifen die Netzbetreiber in den geplanten Kraftwerkeinsatz ein, um Engpassituationen vorzubeugen.

sehr hohen Ausmaß und Tempo sichergestellt wird, bleibt hochaktuell und beeinflusst als Basis der Entwicklung zentral die anderen Herausforderungen (BMWK 2024).

Tabelle 1: Zuordnung der Handlungsempfehlungen zu den Herausforderungen

	Sicherstellung EE-Ausbau	Einstellung foss. Reststromerzeugung	Sicherstellung Versorgungssicherheit	Örtliche Verteilung	Gerechte Verteilung der Transformationskosten
Erzeugungsbasierte Contracts-for-Difference (CfD)	■				■
Financial CfD	■		■		
Kapazitätsprämie für erneuerbare Erzeuger	■	■	■		
Absicherung von privaten PPAs	■				
Ausweitung der PV-Pflicht	■				
Kapazitätsmärkte		■	■		
Vorziehen des Kohleausstiegs	■	■			
Gebotszonenteilung	■			■	■
Nodalpreissystem	■		■	■	■
Dynamische Stromtarife			■		■
Zeitvariable Netzentgelte			■	■	■
Lokalisierungssignale Flexibilitäten			■	■	■
Produkte zur Lastspitzenreduktion			■	■	
Flexibilitätsplattform			■	■	
Förderung für Speicher und flexible Lasten			■	■	
Regional differenzierte EE-Förderung	■			■	■
Absenkung der Stromsteuer		■			■
Ausgestaltung eines Anreizrahmens für Prosumer	■		■	■	■

Legende: ■ = adressiert primär; ■ = adressiert sekundär

3.2. Kurzsteckbriefe potentieller Handlungsoptionen

Im Folgenden werden 18 Handlungsoptionen für das Strommarktdesign der Zukunft in der Form von Kurzsteckbriefen näher beschrieben. Dabei wird jeweils die Motivation für die (potenzielle) Einführung oder Anpassung des Politikinstru-

ments dargelegt, der Adressat benannt, der Wirkmechanismus beschrieben und mögliche Herausforderungen bei der Umsetzung skizziert.

Erzeugungsbasierte Contracts-for-Difference (CfD)

Motivation	Es ist absehbar, dass in einem Stromsystem mit sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien (zu) niedrige Marktwerte eine Herausforderung für die Refinanzierung des Investments in Erneuerbare-Energien-Anlagen darstellen können. Somit dürften Instrumente, die diese Finanzierungsfragen adressieren und Investitionssicherheit gewährleisten, weiterhin eine große Rolle im künftigen Energiemarktdesign spielen. Nach der Reform des EU-Strombinnenmarkts muss bei direkten Preisstützungssystemen für Investitionen die Förderung im Regelfall in Form von zweiseitigen Differenzverträgen (Contracts-for-Difference – CfD) gewährt werden. CfDs sind Finanzprodukte, die üblicherweise zur Absicherung eines variablen Preises eingesetzt werden. Im Energiesektor werden CfDs in anderen Staaten aktuell überwiegend als Mechanismus zur Förderung von Investitionen in Erneuerbare Energien zur Stromerzeugung eingesetzt. Sie dienen sowohl der Schließung einer Wirtschaftlichkeitslücke als auch der Absicherung von Erlösrisiken.
Adressat	(Erneuerbare) Stromerzeuger, Stromverbrauchende (bei zweiseitigem CfD)
Wirkmechanismus	Förderzahlungen für Erneuerbare Energien werden basierend auf der Differenz aus dem in einer Ausschreibung ermittelten, sogenannten anzulegenden Wert (engl. Strike Price) und einem Referenzpreis berechnet. Je nach Ausgestaltungsform können sowohl der Stromverbrauchende als auch der Stromerzeuger abgesichert werden. Während bei einem einseitigen CfD der Stromerzeuger die über dem anzulegenden Wert (Strike price) liegenden Erlöse behalten kann (dies entspricht z.B. der Funktionsweise der gleitenden Marktprämie im EEG 2023), führt der zweiseitige CfD eine Rückzahlungsverpflichtung ein und sichert so gegen zu hohe Förderzahlungen ab. Die Stromerzeuger vermarkten ihre erzeugte Strommenge auf dem regulären Strommarkt, während die Förderzahlung bzw. Rückzahlungsverpflichtung pro erzeugter kWh (die Differenz zwischen Strike Price und Referenzpreis) rein finanzieller Natur ist.
Herausforderungen	Die Herausforderungen der CfD sind von der Ausgestaltungsform abhängig. Je nach Festlegung der Referenzperiode werden Preisrisiken stärker (kurze Referenzperiode) oder geringer (längere Referenzperiode) adressiert. Entgegengesetzt verhalten sich hierbei Anreize zur Marktintegration, bei längeren Referenzperioden von einem Monat oder einem Jahr sind Anreize für marktdienliches Dispatchverhalten höher als bei einer kurzen Referenzperiode von beispielsweise einer Stunde. Außerdem bestehen Herausforderungen in der möglichen Verzerrung von verschiedenen Marktsegmenten. Alternative, erzeugungsunabhängige CfD-Varianten wie beispielsweise der Financial CfD oder der Capability-based CfD versuchen diese Herausforderungen zu adressieren.
Literaturquellen	Kitzing et al. 2024; Zachmann et al. 2023

<p>Motivation</p>	<p>Das Konzept des „Financial Contract for Difference“ (fCfD) ist eine Alternative zum erzeugungs-basierten CfD und versucht potenziell nachteilige Wirkungen, des ersten Modells zu adressieren. Erstens ist bei stündlichen CfDs der Erlös je produzierter Stromeinheit (MWh) für den Erzeuger immer gleich, egal wie hoch der Strompreis ist. Dies ist zwar unter Risikogesichtspunkten erwünscht, erzeugt jedoch keine Anreize für systemdienliches Verhalten, wie bspw. die Abschaltung bei negativen Preisen oder die Installation von Schwachwindanlagen.</p> <p>Zweitens können CfDs das Verhalten auf kurzfristigen Strommärkten durch die Kopplung der Zahlungen an die tatsächliche Erzeugung verzerren: Weiß ein Betreiber, dass er beispielsweise 100 €/MWh abführen muss, so preist er diese Zahlung in Gebote auf allen Märkten ein, ähnlich wie eine Steuer.</p> <p>Drittens reduzieren CfDs zwar Preis-, aber keine Mengenrisiken. In einem schwachen Windjahr erlöst die Anlage weniger als in einem starken Windjahr, was ein Cashflow-Risiko und höhere Finanzierungskosten bedeutet.</p>
<p>Adressat</p>	<p>Stromerzeuger und Stromverbrauchende</p>
<p>Wirkmechanismus</p>	<p>Financial CfDs sind Verträge mit festen Laufzeiten, beispielsweise über 20 Jahre, und bestehen aus zwei Zahlungen: Einer jährlichen konstanten Zahlung des Staates an die Erzeuger und einer Rückzahlung seitens der Erzeuger an den Staat.</p> <p>Der wichtigste Aspekt des financial CfD-Vorschlags besteht darin, dass alle Zahlungen losgelöst vom individuellen Verhalten des Erzeugers erfolgen. Stattdessen wird die Rückzahlung auf Basis der Strommarkterlöse eines prognostizierten Profils der Anlage berechnet. Erzeuger haben dadurch keinen Anreiz, Erlöse durch Abregelung der Anlage zu optimieren.</p> <p>Ein financial CfD tauscht schwankende Spotmarkterlöse gegen eine gesicherte Zahlung. Damit sind Investoren nicht nur gegen Preis-, sondern auch gegen Mengenrisiken abgesichert. Dies soll Erlösrisiken weiter reduzieren, sodass Investoren noch günstiger an Kapital kommen und Stromgestehungskosten weiter sinken.</p>
<p>Herausforderungen</p>	<p>Die Herausforderungen liegen unter anderem in der Ausgestaltung der Referenzprofile: Während für Kernkraft ein konstantes Grundlast-Profil sinnvoll sein kann, könnte für jede Wind- und Solaranlage die prognostizierte Erzeugung („Capability-based CfD“) oder ein gemeinsames, deutschlandweites Wind- oder Solarprofil angelegt werden. Von der konkreten Ausgestaltung des Referenzprofils hängt zudem ab, ob und inwiefern Mengen- und Preisrisiken abgesichert werden.</p>
<p>Literaturquellen</p>	<p>Zachmann et al. 2023; Schlecht et al. 2024</p>

Kapazitätsprämie für erneuerbare Erzeuger

Motivation	Kapazitätsprämien sind Zahlungen, die auf die installierte Erzeugungsleistung (MW) abstellen. Sie sind seit einiger Zeit Bestandteil der politischen Diskussion, da energiemengenbezogene Zahlungen (MWh), insbesondere wenn sie auf die tatsächliche Produktionsmenge abstellen, mit Marktverzerrungen im Dispatch von Kraftwerken einhergehen können.
Adressat	(Erneuerbare) Stromerzeuger
Wirkmechanismus	<p>Die Erzeuger erhalten eine Förderung in Form einer Zahlung in €/MW (installierter Leistung) unabhängig von der Einspeisung, einmalig als Investitionskostenzuschuss oder gestreckt über die wirtschaftliche oder technische Lebensdauer der Erzeugungsanlage.</p> <p>Die Zahlungen dienen zur Deckung desjenigen Teils der Vollkosten der Erzeuger, der nicht über sonstige Markterlöse gedeckt wird. Insofern handelt es sich um ein finanzielles Sicherungsinstrument für Stromerzeuger. Die Stromerzeuger vermarkten ihre erzeugte Strommenge auf dem regulären Strommarkt.</p>
Herausforderungen	<p>Eine Herausforderung betrifft die Dimensionierung der Zahlungshöhe, da das Instrument lediglich Vollkosten adressiert, die nicht über sonstige Markterlöse gedeckt werden. Insofern besteht eine Herausforderung, die erwarteten Markterlöse über die Anlagenlebensdauer zu prognostizieren bzw. die Zahlungshöhe im Zeitverlauf (bei einer gestreckten Auszahlung) nachzujustieren. Die über die Lebensdauer signifikanten Prognoserisiken könnten durch Risikoaufschläge der Anlagenbetreiber bei den Ausschreibungen zur Bestimmung der Zahlungshöhe antizipiert werden und damit die Förderkosten erhöhen.</p> <p>Eine zweite Herausforderung besteht in der Sicherstellung einer hinreichenden Anlagenverfügbarkeit. Mit einer Förderung über Kapazitätsprämien könnten Anreize für eine ertragsmaximierende Auslegung der Kraftwerke sowie z.B. ihre Wartung abgeschwächt werden. Eine dritte Herausforderung besteht in der kommenden EU-rechtlichen Verpflichtung zu Contracts-for-Difference (CfDs), sodass eine Kapazitätsprämie ggf. mit einem Abschöpfungsmechanismus für hohe Markterlöse kombiniert werden müsste, sofern eine solche als Instrument zur direkten Preisstützung einzuordnen wäre.</p>
Literaturquellen	Löschel et al. 2023; Nicolosi 2024; BMWK 2024

Absicherung von privaten Power Purchase Agreements (PPA)

Motivation	<p>Im Kontext Erneuerbarer Energien sind private Power Purchase Agreements (PPA) bilaterale Verträge zwischen Stromabnehmern und (erneuerbaren-) Stromerzeugern und bilden das Marktsegment des ungefördernten Zubaus Erneuerbarer Energien ab. PPAs können den Erzeugern von Erneuerbaren Energien eine langfristige Einnahmequelle und dem Abnehmenden Zugang zu grünem Strom bieten. Dabei kann die Preisgestaltung entweder fix oder auch variabel ausgestaltet sein.</p> <p>Ein zentrales Problem beim Abschluss von PPA ist das Risiko von Zahlungsausfällen der Stromabnehmenden, das dazu führen kann, dass unzureichend Fremdkapital zur Verfügung gestellt wird. Aus diesem Grund wird häufig eine hohe Bonität der Stromabnehmenden gefordert. Damit sinkt jedoch gleichzeitig das Nachfragepotenzial für PPAs stark ab. Staatliche Absicherungsinstrumente könnten dieses Ausfallrisiko von den Produzenten Erneuerbarer Energien auf den Staat verlagern und somit die Finanzierbarkeit von PPA-gestützter Erzeugung Erneuerbarer Energien verbessern.</p>
Adressat	(Erneuerbare) Stromerzeuger, Stromverbrauchende, Kreditgeber
Wirkmechanismus	Es gibt verschiedene Modelle zur Absicherung, die entweder Produzenten, Stromabnehmende oder Kreditgeber adressieren. Wird die kreditgebende Bank für das Projekt abgesichert, können die Anforderungen des Produzenten an die Kreditbewertung des Stromabnehmenden sinken. Alternativ könnte der Produzent direkt ggü. einem Zahlungsausfall des Abnehmenden abgesichert werden. Eine dritte Option setzt bei der Absicherung der Zahlungen des Stromabnehmenden an. Für die Absicherung sind in der Regel Kosten fällig, die entweder Marktkonditionen entsprechen oder vergünstigt sein können.
Herausforderungen	Eine Herausforderung liegt in der detaillierten Ausgestaltung des Instruments mit hoher Komplexität, z.B. mit Blick auf die Adressaten, Bedingungen und Umfang der Absicherung. Geringere Anforderungen an die Kreditwürdigkeit der Stromabnehmenden können z.B. zu mehr Zahlungsproblemen führen, was wiederum die Kosten der Absicherung erhöhen könnte. Eine Absicherung zu günstigeren Konditionen als marktüblich könnte zudem eine Förderkomponente enthalten, die beihilfenrechtlich durch die EU-Kommission überprüft werden müsste.
Literaturquellen	Kitzing et al. 2024; Zachmann et al. 2023

Ausweitung der PV-Pflicht

Motivation	Um den effizienten und flächenschonenden Ausbau Erneuerbarer Energien weiter voranzutreiben, bleibt der PV-Ausbau auf Gebäudedächern weiterhin im Fokus. Hier gibt es sowohl im Bestand als auch im Neubau ungenutzte Potenziale. Durch Art. 10 der novellierten EU-Gebäudeenergieeffizienzrichtlinie werden die Mitgliedstaaten schrittweise verpflichtet, die Errichtung geeigneter Solarenergieanlagen auf Wohn- und Nichtwohngebäuden sicherzustellen. Hierfür sind je nach Gebäudetypen differenziert bestimmte Fristen im Zeitraum 2026-2030 vorgesehen.
Adressat	Gebäudeeigentümer
Wirkmechanismus	In Deutschland existieren bereits PV-Pflichten in verschiedenen Bundesländern. Diese könnten auf Bundesebene vereinheitlicht werden, auch inhaltlich und zeitlich ambitionierter als im EU-Recht vorgesehen. Die Weiterentwicklung der Solarpflicht zielt darauf ab, Anreize so zu setzen, dass die Installation von PV-Anlagen idealerweise mit Baumaßnahmen und Renovierungen einhergeht (anlassbezogen). Dabei liegt ein weiterer Ansatz in der Differenzierung des Adressatenkreises, wie bspw. die Einbeziehung der öffentlichen Hand, des Gewerbes und der Privathaushalte. Die Solarpflicht soll somit als Instrument dienen, um den Ausbau Erneuerbarer Energien zu beschleunigen und eine effiziente Nutzung von Solarpotenzialen auf Gebäuden zu gewährleisten.
Herausforderungen	Eine Ausweitung der PV-Pflicht wirkt positiv auf die Erhöhung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie deren flächenschonender Ausbau, könnte aber im Hinblick auf die Verzögerungen bei der Digitalisierung und dem Netzausbau, verschärfend auf die derzeit bestehenden Probleme bei der Integration der hohen PV-Erzeugung in das Stromnetz (Niederspannung) wirken. Zudem sind grundsätzlich regulatorische Zuständigkeiten zwischen Bund, Ländern und Kommunen abzugrenzen und hinsichtlich des Vollzugs der Pflicht zu beachten. Hinsichtlich der verfassungskonformen Ausgestaltung der Pflicht sind angemessene Ausnahme- und Härtefallregelungen sowie Übergangsfristen einzuführen. Zudem sind finanzielle Fördermaßnahmen zur Erfüllung der gesetzlichen Pflicht zu erwägen. Die Umsetzung erfordert daher eine sorgfältige Abwägung zwischen Akzeptanz in der politischen Umsetzung, den Kosten für die Förderung von Solaranlagen und den potenziellen langfristigen Einsparungen durch die verstärkte Nutzung Erneuerbarer Energien sowie mögliche Einnahmen durch den Verkauf von überschüssigem Strom.
Literaturquellen	Kitzing et al. 2024; Zachmann et al. 2023

Kapazitätsmärkte

Motivation	In liberalisierten (Energy-Only) Strommärkten besteht die Gefahr, dass für die Zukunft keine ausreichend hohen Preise erwartet werden, um ausreichend Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten anzureizen. Zwar sind Preise in einem perfekten Markt immer genau so hoch, dass Investitionen refinanziert werden können, in einem realen Markt kann es aber mehrere Gründe geben, dass dies nicht eintritt. Kapazitätsmärkte (s. „Wirkungsmechanismus“) können in diesem Fall als Mittel zur Absicherung der Refinanzierung von Erzeugungseinheiten eingesetzt werden. Sie sollen dazu beitragen, die Wirtschaftlichkeitslücke zu schließen, ausreichend Investitionen anzureizen und somit eine zuverlässige Energieversorgung zu gewährleisten.
Adressat	(Erneuerbare) Stromerzeuger, Speicher, Anbieter von (Last-)Flexibilität
Wirkmechanismus	Kapazitätsmärkte sind Mechanismen, die sicherstellen sollen, dass ausreichende Stromerzeugungskapazitäten vorhanden sind, um die Nachfrage zu jeder Zeit zu decken, indem sie eine gesicherte Einnahmequelle für Betreiber von Kraftwerken generieren. Im Gegensatz zu reinen Energy-Only-Märkten, die nur Erlöse bei tatsächlicher Stromerzeugung bieten, honorieren Kapazitätsmärkte auch die Vorhaltung von Kapazitäten. Dies trägt dazu bei, die Systemstabilität und Versorgungssicherheit zu verbessern. Das Design eines Kapazitätsmarktes kann sehr unterschiedlich ausfallen, z.B. kann eine fixe Vergütung pro MW vorgehaltener Kapazität gewährt werden oder die Vergütung über eine (mengen- oder preisbasierte) Ausschreibung festgelegt werden. Außerdem kann definiert werden, ob alle oder nur ausgewählte Technologien, Nachfrage- und Angebotsseitig, teilnehmen können. Neben zentralen Mechanismen sind auch dezentrale Kapazitätsmärkte mit der Verpflichtung von Lieferanten bzw. Bilanzkreisverantwortlichen, gesicherte Leistungen ihrer Kunden durch Zertifikate zu hinterlegen, oder Kombinationsmodelle möglich.
Herausforderungen	Die Herausforderungen im Zusammenhang mit Kapazitätsmärkten sind vielfältig und umfassen die Komplexität ihres Designs, das anfällig für Regulierungsfehler ist und somit zu Marktverzerrungen oder -ineffizienzen führen kann. Es besteht das Risiko von Marktmachtmissbrauch durch wenige Anbieter, was zu höheren Kosten für Verbrauchende führen kann. Ebenso ist es eine Herausforderung, diese Mechanismen so zu gestalten, dass sie die Integration Erneuerbarer Energien unterstützen, während gleichzeitig das Risiko von Überkapazitäten minimiert wird. Eine Herausforderung ist auch in der adäquaten Öffnung von Kapazitätsmechanismen für Speicher und Lastflexibilität gegeben. Zudem werden durch Kapazitätsmechanismen die Marktanreize für Speicher und Lastflexibilität geringer.
Literaturquellen	Bublitz et al. 2019; Löschel et al. 2023; Plattform Klimaneutrales Stromsystem 2024.

Vorziehen des Kohleausstiegs

Motivation	<p>Im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommens und dem Einhalten der damit einhergehenden Zielsetzungen hat die Bundesregierung einen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung im Jahr 2038 beschlossen. Mit dem im Jahr 2020 verabschiedeten Kohleverstromungsbeendigungsgesetz wurde ein rechtlicher Rahmen sowie ein schrittweiser, jährlicher Ausstiegspfad definiert.</p> <p>Im Jahr 2022 hat sich die Regierung mit den Kohlekraftwerksbetreibern in Westdeutschland auf einen vorgezogenen Kohleausstieg verständigt. Damit gehen insgesamt 3 GW installierte Leistung bereits vorzeitig im Jahr 2030 vom Netz. Um die Energiewende weiter voranzutreiben und maßgebliche Signale in Richtung Klimaschutzziele zu setzen, wird zusätzlich von weiteren Stilllegungen über den gesetzlich festgelegten Ausstiegspfad hinaus bis hin zu einem vollständig vollzogenen Kohleausstieg im Jahr 2030 diskutiert.</p>
Adressat	Kraftwerksbetreiber
Wirkmechanismus	Bei einem vollständig politisch forcierten Ausstieg aus der Kohleverstromung im Jahr 2030 können (marktgetriebene) Investitionen in neue (fossile) Gaskraftwerke mit Perspektive zur Umstellung auf emissionsfreie Erzeugung (z.B. mit Wasserstoff) die fehlenden Erzeugungskapazitäten kompensieren. Die fehlenden Erzeugungsmengen von Kohlekraftwerken können somit auf diese und bereits bestehende Gaskraftwerke zur Deckung der Residualnachfrage umgelegt werden. Aufgrund des Vorteils von Gas-gefeuerten Kraftwerken (niedrigerer Emissionsfaktor) kann damit eine CO ₂ -Emissionsreduktion in Deutschland einhergehen.
Herausforderungen	<p>Im europäischen Kontext kann der deutsche Kohleausstieg zu einer Verschiebung der Stromerzeugung aus Kohle ins Ausland (u.a. Polen) führen, wodurch sich ein möglicher europäischer Ausstieg aus der Kohleverstromung verzögern könnte. Aufgrund der durch das gesetzte Cap des ETS 1 zu erwartenden höheren Preisung von CO₂-Emissionen im Jahr 2030 ist ein Technologie-Switch von Kohle- und Gaskraftwerken in der Merit-Order möglicherweise bereits vollzogen, wodurch in vielen Stunden Gaskraftwerke preissetzend sein dürften.</p> <p>Durch die vorgezogene Stilllegung der Kohleverstromung werden bis 2030 5,7 GW Braunkohle- und 8 GW Steinkohle-Kraftwerkskapazität zusätzlich, d.h. über den bereits festgelegten Ausstiegspfad hinaus aus dem Markt genommen. Eine erste damit einhergehende Herausforderung ist somit die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und damit (möglichst marktgetriebene) Anreize in Investitionen in erneuerbare und auch flexible Erzeugungskapazitäten sicherzustellen. Da Erwartungen von Marktteilnehmern hinsichtlich zukünftiger Rahmenbedingungen einen erheblichen Einfluss auf deren Entscheidungen haben können, sollte ein politisch forcierter vorgezogener Kohleausstieg klar und zeitgerecht kommuniziert werden. Darüber hinaus bringt ein vorgezogener Kohleausstieg, vor allem in den betroffenen Regionen, erhebliche gesellschaftliche und sozialpolitische Herausforderungen mit sich, die u.a. mit den betroffenen Landesregierungen, Unternehmen und Vertretern der Arbeitnehmenden diskutiert werden müssen. Darüber hinaus stellen Kohlekraftwerke auch signifikante Erzeugungsleistung für Fernwärmenetze vor Ort bereit; diese Funktionalität muss ebenfalls ersetzt werden.</p>
Literaturquellen	Burkhardt & Blesl 2023; Pfluger et al. 2023; Löschel et al. 2024; Egerer et al. 2022

Gebotszonenteilung

Motivation	<p>Aktuell ist der Großhandelsstrommarkt in Deutschland ein gemeinsamer Markt von Deutschland und Luxemburg, in dem alle Marktteilnehmenden beider Länder den gleichen Strompreis am Großhandelsmarkt sehen. Bei einem ausreichenden Ausbau der Stromübertragungsnetze kann der Stromhandel in dem gesamten Marktgebiet gewährleistet werden. In Deutschland liegt jedoch aktuell häufig eine Situation vor, in der das räumliche Auseinanderfallen von Stromerzeugung und Stromverbrauch nicht ohne weitere kostspielige Eingriffe in den Stromnetzbetrieb vom Stromübertragungsnetz (Redispatch) abgebildet werden kann. Durch die europäischen Vorgaben, bis 2026 immer 70 % der Leitungskapazität dem Handel zur Verfügung zu stellen, den beschleunigten Ausbau von Solar- und Windenergie sowie die Verzögerungen im Netzausbau wird das innerdeutsche Transportproblem verschärft. Im Rahmen des von der EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden ACER laufenden <i>bidding zone review</i> wird aktuell eine Aufteilung der DE-LU-Strompreiszone in zwei bis fünf Preiszonen geprüft, wobei eine Aufteilung der Gebotszone gegen den Willen Deutschlands nach dem entsprechenden EU-Verfahren zur Überprüfung des Gebotszonenzuschnitts nicht möglich ist, solange an den Grenzkuppelstellen die EU-rechtlich vorgegebene und im Aktionsplan Gebotszone festgelegte grenzüberschreitende Übertragungskapazität eingehalten wird.</p>
Adressat	<p>Alle Teilnehmenden am Strommarkt (Stromerzeuger, Stromverbrauchende, Speicher)</p>
Wirkmechanismus	<p>Durch eine Aufteilung eines Marktgebietes in mehrere Gebotszonen werden Netzengpässe für den Stromhandel sichtbar gemacht und die physikalischen Limitationen des Stromnetzes in den Handel und damit auch in den Anlageneinsatz (statische Effizienz) mit einbezogen. Im Ergebnis können sich in unterschiedlichen Marktgebieten unterschiedliche Strompreise einstellen. Dabei wird erwartet, dass die Preise in Zonen mit Angebotsüberschuss sinken und in Zonen mit hoher Nachfrage steigen. Der Redispatchbedarf wird reduziert. Investitionen können besser netzentlastend getroffen werden (dynamische Effizienz).</p>
Herausforderungen	<p>Die Herausforderungen der Gebotszonenteilung sind vielfältig. Der Zuschnitt der Gebotszonen entlang struktureller Engpässe muss geeignet gewählt werden. Dabei besteht die Herausforderung darin, sowohl dem aktuellen Zustand des Stromnetzes und der Verteilung von Erzeugung und Verbrauch Rechnung zu tragen, als auch den zukünftigen Ausbau zu berücksichtigen. Unter Umständen müssen die Zonenzuschnitte in der Folge nochmals angepasst werden. In jedem Fall hat der Zonenzuschnitt Auswirkung sowohl auf die Investitionsentscheidungen von Stromerzeugern, -verbrauchenden und -speichern als auch auf deren Betrieb.</p> <p>Gerade bei Investitionsentscheidungen spielt die Verlässlichkeit der Rahmenbedingungen eine große Rolle. Allein die Möglichkeit, dass sich durch eine Gebotszonenteilung Veränderungen der Marktpreise ergeben, kann Investoren abhalten oder zumindest die Kosten erhöhen. In jedem Fall führt eine Umstellung oder spätere Anpassung der Zuschnitte immer zu Umverteilungseffekten (zwischen Marktteilnehmenden und für getätigte Investitionen) und initial zu negativen Folgen für langfristige Neu-Investition und für die Terminmärkte der mittelfristigen Preisabsicherung. Eine weitere Herausforderung können Liquiditätsprobleme in eher kleinen Gebotszonen mit wenigen Akteuren sein (Terminmarkt) und es kann zu Marktmacht einzelner großer Akteure kommen (Markups im Spotmarkt). Es wird diskutiert, inwiefern eine kleinteiligere Gebotszonenteilung es auch ermöglichen würde, lastseitige Flexibilitäten in einem marktbasieren Redispatch integrieren zu können und dabei strategisches Bieterverhalten (sog. Inc-Dec Gaming mit Verschärfung der Netzengpässe) verhindert wird.</p> <p>Es ist zudem zu beachten, dass Deutschland die Gebotszone nicht einseitig aufteilen kann, sondern hierfür die im entsprechenden EU-Verfahren zur Überprüfung des Gebotszonenzuschnitts vorgesehenen Verfahren, Fristen und Beteiligungsrechte betroffener Mitgliedstaaten einzuhalten sind.</p>
Literaturquellen	<p>Tiedemann et al. 2024; Breuing 2023; Kahles & Pause 2019</p>

Nodalpreissystem

Motivation	<p>In der Literatur ist das Nodalpreissystem als theoretisches Optimum bekannt, da es eine Stromversorgung zu geringstmöglichen Erzeugungskosten sicherstellen kann. Bereits in der Festlegung des optimalen Kraftwerkseinsatzes werden mögliche Übertragungsrestriktionen im Leitungsnetz berücksichtigt, wodurch Kosteneinsparungen im Vergleich zu einer höheren geographischen Ausdehnung der Marktgebiete (Gebotszonen) entstehen können. Bisher ist der europäische Strommarkt meist in nationale Gebotszonen organisiert. Innerhalb einer Gebotszone werden keine regional differenzierten Knappheitspreise bereitgestellt und es stellt sich demnach ein einheitlicher, zentraler Großhandelspreis für Strom ein. Damit werden keine innerzonalen und regionalen Preissignale bereitgestellt, die Investitionen in Regionen lenken können, in denen ein Mangel an Erzeugungskapazitäten vorliegt. Durch die Erhöhung der Granularität auf knotenscharfe Preise können regionale Knappheitssituationen auf Erzeuger- und Nachfrageseite oder Netzrestriktionen eingepreist werden und somit marktgetriebene regionalisierte Anreize in Investitionen in zusätzliche Erzeugungs- und/oder Flexibilitätsoptionen initiiert werden.</p>
Adressat	<p>Übertragungsnetzbetreiber, Stromerzeuger, Stromverbrauchende</p>
Wirkmechanismus	<p>Die optimale Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes wird weitgehend zentral über einen Independent System Operator (ISO) abgewickelt. Dabei werden im Lösungsalgorithmus zur Bestimmung des optimalen Kraftwerkseinsatzes nicht nur kraftwerksspezifische Kapazitätsbeschränkungen und Informationen zum Standort der Anlage, sondern auch physikalische Restriktionen im Leitungsnetz berücksichtigt. Dadurch werden individuell für jeden Ein- oder Ausspeisepunkt im Übertragungsnetz Preise bestimmt. Preisgleichheit zwischen Knoten besteht also, wenn freie Übertragungskapazitäten bestehen bleiben. Kommt es allerdings zu einer Knappheitssituation und die Übertragungskapazität wird vollständig ausgelastet, stellen sich an den betroffenen Netzknoten unterschiedliche Preise ein.</p>
Herausforderungen	<p>Neben erheblichen Kosten und einer Erhöhung der Komplexität, die mit einer Umstellung von einer Einheitspreiszone auf ein Nodalpreissystem und dem Betrieb von nodalen Märkten verbunden sind, wäre eine erste maßgebliche Herausforderung das Überwinden von politischem und gesellschaftlichem Gegenwind zu regional differenzierten Großhandelspreisen im Strommarkt. Auch könnte Marktmacht durch strategisch im Netz günstig verorteten Marktteilnehmende sowie unvorhergesehene Änderungen in Erzeugung, Last oder Leitungsbetrieb erheblichen Einfluss auf regional differenzierte Strompreise ausüben. Zudem stellt sich die Frage, wie mögliche Liquiditätsengpässe vermieden werden können.</p>
Literaturquellen	<p>BDEW 2023; Hirth et al. 2019; Eicke & Schittekatte 2022; Grimm et al. 2016; BMWK 2024</p>

Dynamische Stromtarife

Motivation	<p>Stromlieferanten müssen für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anbieten, „der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt“, soweit dies technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist (§ 41a EnWG). Im Allgemeinen werden darunter neben last- auch zeitvariable Tarife verstanden.</p> <p>Diese sollen für Verbraucher einen Anreiz schaffen, ihren Verbrauch zeitlich zu variieren und besonders in Zeiten mit hoher Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen zu verbrauchen.</p> <p>Durch diese Flexibilität ließe sich der Bedarf an steuerbarer Leistung aus Kraftwerken und Speichern senken und so die Gesamtkosten der Energieversorgung minimieren.</p> <p>§ 41a Abs. 2 S. 1 EnWG verpflichtet Stromlieferanten mit mehr als 100.000 Kunden mit einem intelligenten Messsystem dynamische Stromtarife anzubieten, d.h. Tarife, die im gleichen Intervall variieren wie die Preise auf Spotmärkten, also stündlich bzw. viertelstündlich (§ 3 Nr. 31d EnWG). § 41a Abs. 2 S. 3 EnWG erstreckt diese Pflicht ab dem 01.01.2025 auf alle Stromlieferanten.</p>
Adressat	Energieversorgungsunternehmen, Stromverbraucher
Wirkmechanismus	<p>Anstelle eines üblicherweise fixen Arbeitspreises tritt ein Tarif, bei dem mindestens ein Bestandteil variabel ist. Im Allgemeinen ist ein Teil des Arbeitspreises an den Day-Ahead Markt gekoppelt oder dieser wird komplett durchgereicht. Weitere Preisbestandteile, wie Steuern und Umlagen, werden unverändert an den Kunden weitergegeben.</p> <p>Dieser dynamische Tarif kann mit zeitvariablen Netzentgelten kombiniert werden, die die lokale Netzsituation abbilden sollen. Damit bekommen Letztverbraucher ein Preissignal, anhand dessen sie ihren Verbrauch an der Situation im System ausrichten können. Im Idealfall sollen so flexible Vorgänge (z.B. Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs) in Stunden verlegt werden, in denen viel Strom aus erneuerbaren Quellen verfügbar und das Netz nicht zu stark ausgelastet ist. Idealerweise reizt dies auch Investitionen in dezentrale Flexibilitäten an und unterstützt bei der Verbreitung von Geschäftsmodellen, um diese dezentralen Flexibilitäten nutzbar zu machen.</p>
Herausforderungen	<p>Im Zusammenhang mit dynamischen Stromtarifen werden verschiedene Risiken diskutiert. Diese lassen sich in mögliche technische Probleme und soziale Herausforderungen untergliedern. Mögliche technische Probleme sind zum einen, dass dynamische Stromtarife zusätzliche problematische Lastgradienten verursachen könnten. Zum anderen könnten durch die Synchronisierung vieler Verbraucher in der Niederspannung die Verteilnetze zusätzlich belastet werden. Dies gilt vor allem, wenn sich die dynamischen Tarife nur auf die Situation am Strommarkt beziehen und keine Informationen über das lokale Netz enthalten.</p> <p>Aus sozialer Sicht stellt die Volatilität der Börsenstrompreise eine weitere Herausforderung dar. Dynamische Tarife, die direkt Börsenstrompreise an Endkunden weitergeben, setzen die Verbraucher einem hohen Preisrisiko aus. Dies kann vor allem Verbraucher mit geringem Einkommen überproportional belasten. Studien zeigen zwar, dass Verbraucher, die Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge nutzen, insgesamt signifikante Einsparpotenziale realisieren können, aber hinsichtlich der gesamtgesellschaftlichen Verteilungswirkungen bedarf es weiterer Untersuchungen.</p> <p>Zentral für die weiterverbreitete Nutzung von dynamischen Stromtarifen ist zudem der Smart-Meter-Rollout sowie idealerweise auch smarte Endgeräte. Nicht zuletzt besteht auch für Versorger eine Herausforderung, ihre Beschaffungsstrategien kurzfristiger auszurichten und flexible Kundenreaktionen möglichst exakt zu prognostizieren.</p>
Literaturquellen	Hirth et al. 2023; Stute & Kühnbach 2023; Stute et al. 2024; Klobasa et al. 2020

Zeitvariable Netzentgelte

<p>Motivation</p>	<p>Netzentgelte dienen der Refinanzierung der Investitions- und Betriebskosten der Netzinfrastruktur, sind also Bestandteil der Systemkosten. Sie werden auf die Stromverbrauchenden umgelegt und machen einen wesentlichen Anteil der Strompreise aus. So zahlten industrielle Verbrauchende laut Monitoring-Bericht der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Jahr 2023 Netzentgelte von durchschnittlich 33 €/MWh, beim Gewerbe waren es sogar 74 €/MWh. Dies entsprach etwa einem Drittel bzw. fast 80 % des durchschnittlichen Großhandelspreises von Strom (95 €/MWh). Prognosen gehen in den nächsten Jahren von einer deutlichen Steigerung der Kosten für Netzausbau und -betrieb aus, die refinanziert werden müssen.</p> <p>Netzentgelte reizen aktuell einen kontinuierlichen Verbrauch von Großkunden an, bzw. überlagern Strompreissignale. Privathaushalte und Kleingewerbe zahlen in der Regel einen Grundpreis (€ pro Monat) und einen Arbeitspreis (ct/kWh). Da der Arbeitspreis über das Jahr konstant ist, ergibt sich hieraus kein Anreiz, Stromverbrauch in Zeiten geringer Netzbelastung zu verschieben, etwa durch das Laden von Elektroautos in der Nacht. Industrielle und gewerbliche Verbrauchende zahlen neben dem Arbeitspreis einen Leistungspreis (€/kW). Dieser bemisst sich am höchsten Verbrauch des Kunden pro Viertelstunde im Jahr und führt im Fall der Erhöhung der Verbrauchsspitze, etwa durch Mehrverbrauch bei Starkwind zu hohen zusätzlichen Kosten. Umgerechnet sind dies oft mehrere Tausend €/MWh. Der Anreiz aus dem Leistungspreis wird noch verstärkt durch zusätzliche Netzentgelt-Rabatte für gleichmäßige Netznutzung.</p> <p>In der Vergangenheit wurde durch solche Regelungen ein gleichmäßiger Stromverbrauch auch extra angestrebt. Dadurch konnten steuerbare (fossile) Großkraftwerke und Leitungen effizient ausgelastet werden. Durch die Energiewende wird ein flexibler Verbrauch von Strom jedoch immer wichtiger. Daher sind die Netzentgelte eine der größten Barrieren der Flexibilisierung industrieller und gewerblicher Verbrauchende: Die Nutzung von Wind- und Solarstrom ist selbst bei stark negativen Börsenpreisen für Verbrauchende häufig finanziell unattraktiv. Außerdem erschwert es „Nutzen statt Abregeln“, also den lokalen Verbrauch von Strom, der wegen überlasteten Netzen nicht abtransportiert werden kann. Die BNetzA hat z.B. für die bestehenden Privilegierungen nach § 19 Abs. 2 ein Eckpunktepapier vorgelegt, nach denen Bandlastbezüge zukünftig nicht mehr privilegiert werden sollen und stattdessen eine Verknüpfung mit den Börsenpreisen erfolgen soll.</p>
<p>Adressat</p>	<p>(Flexible) Stromverbrauchende</p>
<p>Wirkmechanismus</p>	<p>Zeitvariable Arbeitspreise, die auch die lokale Netzsituation miteinbeziehen, ersetzen pauschalisierte Berechnungen. Über Preissignale wird so eine sinnvollere Netzauslastung begünstigt, indem eine Lastverschiebung von Stunden mit hoher Netzbelastung in Stunden mit geringer Netzbelastung finanziell attraktiv wird. Für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung nach § 14a EnWG müssen ab 2025 alle Netzbetreiber ein zumindest zeitlich gestaffeltes Netzentgelt bereits anbieten. Das ist auch für andere Netzebenen und industrielle Kunden sinnvoll, denn es sind nicht die individuellen Lastspitzen, sondern eine hohe gleichzeitige Last im gesamten Netzgebiet, die das Stromnetz an seine Grenze bringt.</p>
<p>Herausforderungen</p>	<p>Die Herausforderungen liegen in der konkreten Ausgestaltung von zeitvariablen Netzentgelten. Nicht klar ist, welche Netzebenen konkret betroffen sein werden. Zudem ist das Ausmaß der dynamischen Effekte, die durch zeitvariable Netzentgelte ausgelöst werden, nicht vollständig klar. Zudem werden Netzentgelte bisher in Deutschland nur ausspeise- und nicht einspeiseseitig erhoben, somit werden Erzeuger bisher nicht von der Ausgestaltung tangiert. Fraglich ist auch, wie mit derzeit von den Netzentgelten ausgeschlossenen Verbrauchenden, wie neuen Speichern und Elektrolyseuren, umgegangen wird. Ein großes Hindernis liegt in der praktischen Umsetzung, insbesondere der Verfügbarkeit der hierzu erforderlichen digitalen Infrastruktur bei Verbrauchenden und Netzbetreibern, da eine viertelstundenscharfe Verbrauchsabrechnung die Basis für zeitvariable Netzentgelte darstellt.</p>
<p>Literaturquellen</p>	<p>Löschel et al. 2023; Fritz et al. 2022; Friedrichsen et al. 2016; Hirth & Eicke 2023; Bundesnetzagentur 2024b; Bundesnetzagentur 2024a</p>

Lokalisierungssignale (ortsvariabler) Flexibilitäten

Motivation	<p>Aktuell spiegeln Strompreise am Großhandelsmarkt nicht zwangsläufig die Knappheit im Übertragungsnetz wider. Durch lokale Preissignale sollen Stromerzeuger, -verbraucher und -speicher zu einem netzdienlichen Betrieb (statische Effizienz) angereizt werden. Dies soll Kosten beim Netzbetrieb (Redispatch inkl. Abregelung) reduzieren. Gleichzeitig sollen dadurch auch Investitionsentscheidungen netzentlastend angereizt werden (dynamische Effizienz).</p> <p>Lokalisierungssignale können sich beispielsweise durch ein zonales oder nodales Preissystem ergeben, aber auch durch geeignete Netzentgelte (Netznutzungsentgelte, Netzanschlussentgelte) gesetzt werden.</p>
Adressat	<p>Vorrangig Teilnehmer am Strommarkt, die ortsunabhängig sind (Kondensationskraftwerke, Elektrolyseanlagen, Großspeicher).</p> <p>Nicht direkt adressiert werden viele sektorkoppelnde Flexibilitätsoptionen, die an das Vorhandensein von Wärmesenken (Fernwärme, Industrie) oder Gebäuden (E-Mobilität, Wärmepumpen, PV-Speicher) gebunden sind.</p>
Wirkmechanismus	<p>Durch lokale Anreize erhalten Investoren zusätzliche Informationen über Engpässe im Stromnetz und regionale Erlöspotenziale und können ihren Standort entsprechend netzentlastend wählen. Die Stromnetze werden dadurch besser ausgelastet und Kosten reduziert.</p>
Herausforderungen	<p>Bei Anreizen, die sich auf Preiszonen beziehen, sind die Signale regional nicht so spezifisch wie bei einem nodalen Preissystem. Entsprechend stellt sich die Frage, wie zielgenau ein freier Markt hinsichtlich Ort und Höhe der zugebauten Leistung wirkt. Alternativ kann regulatorisch durch Baukostenzuschüsse (tiefe Netzentgelte) ein exakterer regionaler Anreiz gesetzt werden. Hinsichtlich der Technologien muss dabei die Wirksamkeit eines zonalen oder nodalen Systems differenziert diskutiert werden.</p> <p>Bei Elektrolyseanlagen, die zur Nutzung von Windenergie vorrangig im Norden Deutschlands angesiedelt werden sollten, böten Preiszonen bereits einen entsprechenden Anreiz. Bei Anlagen, die Offshore-Windenergie nutzen sollen, müsste jedoch eher ein knotenspezifischer (nodaler) Anreiz bestehen, um direkt an Offshore-Netzanschlusspunkten gebaut zu werden.</p> <p>Kondensationskraftwerke fehlen aktuell eher im Süden und Westen Deutschlands. Durch den für die Integration Erneuerbarer Energien sowieso notwendigen Netzausbau ist in der groben Entwicklung ab ca. 2035 der Standortanreiz dagegen weniger wichtig und der Bedarf verschiebt sich eher in die Mitte Deutschlands. Hier ist also auch die zeitliche Dimension der Anreize relevant.</p> <p>Großspeicher sind aufgrund der Korrelation zur PV grundsätzlich im Süden von Vorteil (angereizt durch Preiszonen). Doch insbesondere bei sehr großen PV-Freiflächenanlagen können nodale Standortanreize eine bessere Steuerungswirkung erreichen.</p> <p>Neben der Grundsatzfrage zur Effizienz einer ökonomischen (zonal vs. nodal) oder regulatorischen Steuerung (Netzanschluss) kann auch eine Aufteilung in Preiszonen (grob) mit Baukostenzuschüssen (fein) kombiniert werden. Entsprechend bestehen hier grundsätzlich freiere Handlungsoptionen.</p>
Literaturquellen	<p>Eicke et al. 2022; Matthes et al. 2022</p>

Produkte zur Lastspitzenreduktion („Peak Shaving“) als regulärer Bestandteil des Strommarktes

Motivation	<p>Produkte zur Lastspitzenreduktion sind ein Instrument zur Laststeuerung, die darauf abzielen, in Zeiten mit besonders hoher Stromnachfrage eine Verringerung der Stromnachfrage durch Absenken von Lastspitzen herbeizuführen. Hierdurch können Versorgungsengpässe vermieden, das Netz entlastet und der Kraftwerkspark effizienter genutzt werden, indem der Bedarf an Spitzenlastkraftwerkskapazität reduziert wird. Idealerweise können sie damit dabei unterstützen, die Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der örtlichen Verteilung von Stromerzeugung und Verbrauch zu gewährleisten. Die Reduzierung auf der Nachfrageseite hat zudem eine preisdämpfende Wirkung bei hohen Spotmarktpreisen. Die aktuelle EU-Strommarkt-reform sieht daher für den Fall einer Strompreiskrise eine marktbasierende Beschaffung von Produkten zur Lastspitzenreduktion durch die Netzbetreiber vor. Darüber hinaus soll durch die europäische Netzregulierungsbehörde ACER bis Ende Juni 2025 bewertet werden, welche Auswirkungen auf den Strommarkt die Entwicklung von Produkten zur Lastspitzenreduktion unter normalen Marktbedingungen hat.</p>
Adressat	<p>Netzbetreiber, gewerbliche und industrielle Stromverbraucher, BNetzA als Regulierungsbehörde</p>
Wirkmechanismus	<p>Lastspitzenreduktionsprodukte zielen darauf ab, den Stromverbrauch zu verringern und zu verlagern, indem für Verbraucher finanzielle Anreize dafür gesetzt werden, ihr Verbrauchsverhalten systemdienlich auszurichten. Hierbei handelt es sich in Abgrenzung zum bereits bisher in Deutschland im Anwendungsbereich des § 14a EnWG verwendeten Mechanismus zur Vermeidung von Netzengpässen, um ein breiteres Ziel- und Anwendungsspektrum. Entsprechend können Aktivierungskriterien auch andere Aspekte beinhalten. Der Netzbetreiber legt für das Produkt zur Lastspitzenreduktion die Dimensionierung, die Bedingungen für die Beschaffung und die Aktivierungsvoraussetzungen fest. Diese werden dann als Vorschlag von der BNetzA als Regulierungsbehörde genehmigt. Die konkrete Beschaffung von Produkten zur Lastspitzenreduktion erfolgt dann im Rahmen einer wettbewerblichen Ausschreibung, an der die Stromverbraucher teilnehmen können. Sofern die zuvor festgelegten Aktivierungsvoraussetzungen (etwa auf der Grundlage eines vordefinierten Strompreises) erfüllt sind, müssen die Stromverbraucher ihre Last entsprechend ihren Geboten verringern. Diese Aktivierung erfolgt vor dem bzw. innerhalb des Day-Ahead-Marktzeitbereichs.</p>
Herausforderungen	<p>Die Einführung von Produkten zur Lastspitzenreduktion ist vor allem aufgrund ihrer Dimensionierung und hinsichtlich der Aktivierungskriterien herausfordernd, denn sie muss sowohl die Erzeugungs- als auch die Nachfrageseite einschließlich sämtlicher Flexibilitätsquellen prognostizieren und darf zudem nicht dazu führen, dass die Lenkungswirkung von Preissignalen verloren geht. Mitnahmeeffekte auf Verbraucherseite müssen möglichst minimiert werden. Zudem ist darauf zu achten, dass Lastspitzenreduktionsprodukte bei etwaiger Markteinführung mit bestehenden Instrumenten abgestimmt werden (z.B. § 14a EnWG, FSV SEAL). Außerdem muss sichergestellt werden, dass ein strategisches Verhalten („Gaming“) von Marktteilnehmern durch entsprechende Gegenmaßnahmen unterbunden wird. Denkbar wäre etwa, dass in Spitzenlaststunden die Stromnachfrage, beispielsweise durch gewisse industrielle Verbraucher, künstlich erhöht wird, um so die Aktivierung des Produkts zur Spitzenlastreduktion auf missbräuchliche Weise herbeizuführen. Ein solches „Gaming“ könnte die Kosten für das Instrument in die Höhe treiben.</p>
Literaturquellen	<p>Püls-Schlesinger & Schlemmer 2023; Panda et al. 2023; Hirth 2023</p>

Flexibilitätsplattform

Motivation	Bereits heute ist das Energiesystem durch eine Vielzahl kleiner, dezentraler Strom- und Wärmezeugungseinheiten sowie steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gekennzeichnet, deren Anteil zukünftig weiter stark ansteigen wird. Durch große Schwankungen in der Einspeisung von Erneuerbaren Energien kann es zu einer zeitweisen Überlastung der Übertragungs- und Verteilnetze kommen. Netzbetreiber müssen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität eingreifen und regional unterschiedlich Kraftwerke herunterfahren bzw. dazuschalten. In diesem Systemumfeld könnten Flexibilitätsplattformen ein Instrument darstellen, um die steigenden Flexibilitätspotenziale der vielen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten in das Gesamtenergiesystem zu integrieren und damit effektiv einsetzen zu können.
Adressat	(Erneuerbare) regionale Stromerzeuger, Plattformentwickler, Speicherbetreiber, Besizende von Elektroautos, Betreibende von PV-Anlagen, Heimspeichersystemen, Wärmepumpen und KWK-Anlagen, Netzbetreiber
Wirkmechanismus	Die Idee einer Flexibilitätsplattform ist der marktbasierter Austausch von Flexibilität zwischen Anbietenden und Nachfragenden. Für die auf einer Flexibilitätsplattform registrierten Anlagen müssen in hinreichend genauer zeitlicher Auflösung Zustandsdaten für Verbrauch bzw. Erzeugung vorliegen bzw. erzeugt werden. Auf dieser Grundlage erfolgt eine bedarfspezifische Aggregation, so dass die Flexibilität der Kleinanlagen effizient im Gesamtsystem genutzt werden kann. Nachfragende von Flexibilität könnten beispielsweise die Netzbetreiber sein, die die aggregierte Flexibilität zur Behebung von Netzengpässen einsetzen kann.
Herausforderungen	Die konkrete Ausgestaltung einer Flexibilitätsplattform hat viele Freiheitsgrade. Neben einem Trade-off zwischen Standardisierung bzw. Einfachheit und Individualisierung, muss eine Kosten-Nutzen Abwägung erfolgen (Transaktionskosten). Schließlich ist für den Betrieb einer Flexibilitätsplattform eine sichere digitale Infrastruktur für die Kommunikation und den Datenaustausch zwischen verschiedenen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten unerlässlich. Eine Herausforderung wird auch in der flächendeckenden technischen und digitalen Ausstattung der dezentralen Einheiten liegen, die als Grundvoraussetzung für den effektiven Betrieb Flexibilitätsplattformen zügig angegangen und realisiert werden muss. Letztlich wird es wichtig werden, die Bereitschaft verschiedener Akteure, u.a. vieler Privatpersonen, die als Betreibende kleiner Einheiten (Erzeugung und/oder Speicher) eine wachsende Bedeutung erlangen werden, zu fördern und damit einer eventuellen Akzeptanz-Problematik solcher Flexibilitätsplattformen entgegenzuwirken. Eine Herausforderung besteht im Umgang mit strategischem Verhalten bei lokalen Flexibilitätsmechanismen (Inc-Dec-Problematik).
Literaturquellen	Löschel et al. 2023; Hufendiek 2021; Aengenvoort 2020; Springmann et al. 2020; Hirth et al. 2019

Förderung für Speicher und flexible Lasten

Motivation	<p>Mit Hilfe von Stromspeichern können divergierende Zeitprofile der Stromerzeugung aus Windkraft und Solarenergie sowie der Stromnachfrage in Einklang gebracht werden. Somit können Stromspeicher zu einer effizienten Nutzung und Systemintegration fluktuierender Erneuerbarer Energien beitragen. Ähnliches gilt für flexible, also zu- und abschaltbare Stromverbrauchenden, die oft mit weiteren Arten von Energiespeichern einhergehen (z.B. Wärmespeicher oder chemische Speicher). Die Rolle von Speichern und flexiblen Lasten wird wichtiger, wenn die Anteile von Windkraft und Solarenergie im Strom-Mix steigen, und wenn weniger andere Flexibilitätsoptionen (z.B. ein weiträumiger geographischer Ausgleich) zur Verfügung stehen. Grundsätzlich steht eine Fülle von Speichertechnologien zur Verfügung. Je nach Wirkungsgrad und den Kosten für Energie und Leistung eignen sich manche Technologien eher als Kurzzeitspeicher, andere eher als Langzeitspeicher. Für sehr hohe Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien erscheinen Langfristspeicher unverzichtbar, um auch längere und extreme Perioden mit niedriger Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie auszugleichen.</p> <p>Die Geschäftsmodelle mancher Speichertypen, die etwa den derzeit stark wachsenden PV-Peak zur Mittagsstunde aufnehmen könnten, werden jedoch teils von Belastungen durch Abgaben und Umlagen erschwert. Zudem ist die längerfristige Entwicklung von Preisspreads am Großhandelsmarkt, die für marktgetriebene Investitionen in Stromspeicher relevant sind, schwierig vorherzusagen. Hinzu kommt, dass insbesondere Langfristspeicher erst bei hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien wirtschaftlich werden, heute jedoch noch kaum gebraucht werden. Gleichzeitig erscheint ein früher Markthochlauf solcher Technologien wünschenswert, um Lieferketten zu entwickeln, Lernkurven abzuschreiten und die Energiewende abzuschließen. Hier stellt sich die Frage, ob und ggf. wie der Markthochlauf von Speichern durch zusätzliche Förderinstrumente angereizt werden sollte.</p>
Adressat	Investoren und Betreiber von Energiespeichern und flexiblen Lasten
Wirkmechanismus	Unterschiedliche Wirkungsmechanismen für Speicherförderinstrumente sind denkbar. Beispielsweise könnten Investitionen in Leistung (Ein- und oder Ausspeicherleistung, also kW) oder Speicherkapazität (also kWh) bezuschusst werden; alternativ könnte die aus Stromspeichern zurückgespeiste Energie (kWh Elektrizität) gefördert werden. Entsprechende Förderungen könnten entweder administrativ gesetzt werden (Preissteuerung) oder durch Auktionen bestimmt werden (Mengensteuerung). Dabei könnten Speicher in künftige Kapazitätsmechanismen integriert werden.
Herausforderungen	<p>Eine wesentliche Herausforderung ist die genaue Definition von Strom- bzw. Energiespeichern sowie flexiblen Lasten. Dies betrifft insbesondere die ggf. notwendige Differenzierung nach Energiekapazität und Ein- oder Ausspeicherleistung bzw. der Speicherdauern oder das Verhältnis von speicherbarer Energie und Speicherleistung. Dies erscheint vor allem für die Berücksichtigung von Speichern in Kapazitätsmechanismen von Bedeutung.</p> <p>Bei jeder Art einer möglichen Speicherförderung müsste sichergestellt werden, dass es keine übermäßigen Mitnahmeeffekte von ohnehin profitablen Speichern gibt. Zudem dürfte die Speicherförderung die Anreize zum systemorientierten Einsatz von Speichern nicht verzerren und es müsste sichergestellt werden, dass geförderte Speicher in kritischen Systemsituationen auch wirklich eingesetzt werden.</p> <p>In Bezug auf Energiespeicher, die den Stromverbrauch von neuen Optionen der Sektorenkopplung flexibilisieren können (z.B. Batterien von Elektroautos, thermische Speicher von Power-to-Heat-Prozessen, Wasserstoffspeicher) ist zu berücksichtigen, dass diese im Regelfall nur den ggü. heute zusätzlich anfallendem Stromverbrauch der Sektorenkopplung flexibilisieren können, aber keinen Beitrag zu Deckung bereits existierender (Residual-)Lasten leisten, da sie keine Rückverstromung ermöglichen. Ausnahmen hiervon sind Elektrofahrzeuge mit Rückspeisung (V2G) sowie die Rückverstromung von grünem Wasserstoff.</p> <p>Zudem ist unklar, wie viel von welchen Speichertypen künftig gebraucht wird, da dies stark von der Entwicklung aller anderen Flexibilitätsoptionen sowie vom Ausbau und Kapazitätсмix Erneuerbarer Energien im Gesamtsystem abhängt. Außerdem ist umstritten, ob Speicher so ausgelegt werden müssen, dass sie auch noch die größtmöglich anzunehmenden Dunkelflautenereignisse abdecken könnten.</p>
Literaturquellen	Schill 2020; Prol & Schill 2021

Regional differenzierte Erneuerbaren-Energien-Förderung

Motivation	Investitionen in Erneuerbare Energien werden abhängig von verschiedenen Faktoren wie Wetter, Flächenverfügbarkeit und regional unterschiedlich politischen Rahmenbedingungen getätigt, was zu einer geographisch ungleichmäßigen Verteilung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen führen kann. Dies kann wiederum zu Netzengpässen und einer suboptimalen Systemintegration führen, insbesondere, wenn große Mengen an Strom von Nord nach Süd transportiert werden müssen. Die Einführung von regional differenzierter EE-Förderung kann dabei unterschiedliche Wettbewerbsbedingungen ausgleichen und die Erreichung einer ausgeglicheneren Verteilung von Anlagen fördern. So können gegebenenfalls Netzausbaukosten gespart werden.
Adressat	Erneuerbare Stromerzeuger
Wirkmechanismus	Regional differenzierte Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist auf verschiedene Weisen denkbar und findet sich teilweise bereits im EEG 2023, z.B. im Rahmen des Referenzertragsmodells bei Windenergieanlagen an Land oder den Ausschreibungsbedingungen für Biomasseanlagen und Biomethananlagen in der Südregion. Neben der expliziten regionalen Differenzierung bei den Förderbedingungen gibt es auch noch andere potentielle Stellschrauben, um Standortssignale zur Errichtung von Erneuerbaren Energien-Anlagen zu senden, etwa durch die Netzentgeltsystematik, den Gebotszonenzuschnitt oder die Schaffung zusätzlicher lokaler/regionaler und flexibler Absatzmöglichkeiten für EE-Strom.
Herausforderungen	<p>Die direkte regionale Differenzierung bei den Förderbedingungen steht in einem Spannungsverhältnis zum EU-beihilferechtlichen Grundsatz einer diskriminierungsfreien und wettbewerblich zu bestimmenden Förderhöhe. Zu starke regionale Differenzierungen im Förder- und Ausschreibungssystem wurden durch die EU-Kommission kritisch gesehen (so z.B. bei der geplanten Einführung von Südquoten in Ausschreibungen für Windenergie an Land mit dem EEG 2021).</p> <p>Die Gebotszonenteilung hingegen würde demgegenüber einerseits stärker marktliche Standortssignale senden, andererseits aber einen verhältnismäßig großen Eingriff in das Strommarktdesign darstellen. Für regional differenzierende Änderungen in der Netzentgeltsystematik wäre nach dem diesbezüglichen EuGH-Urteil nicht mehr der Gesetz- oder Verordnungsgeber, sondern die BNetzA unabhängig zuständig. Die Instrumente zur Schaffung zusätzlicher und flexibler lokaler/regionaler Absatzmöglichkeiten müssen (insbesondere, wenn dadurch auf Netzengpässe reagiert werden soll) mit dem geltenden Redispatchsystem abgestimmt werden.</p>
Literaturquellen	BDEW 2023; Nicolosi & Burstedde 2021

Absenkung der Stromsteuer

Motivation	<p>Die Stromsteuer ist eine nationale Verbrauchssteuer auf elektrischen Strom, die innerhalb des deutschen Steuergebiets erhoben wird. Der Steuersatz liegt seit 2003 unverändert bei 20,50 €/MWh bzw. 2,05 ct/kWh. Es liegen bereits diverse Ausnahmetatbestände wie Steuererleichterungen und nachträgliche Steuerentlastung vor, zum Beispiel für zur Stromerzeugung verwendeten Strom, Stromspeicher oder in der Landwirtschaft. Für Unternehmen des produzierenden Gewerbes gilt seit 2024 eine Absenkung der Steuer auf das EU-Mindeststeuerlevel von 0,5 €/MWh bzw. 0,05 ct/kWh.</p> <p>Geringere Stromkosten entlasten Haushalte und Unternehmen, gleichzeitig wird Strom dadurch im Wettbewerb mit anderen Energieträgern (z.B. Gas) deutlich attraktiver. Durch eine einheitliche Absenkung könnte auch der Bürokratieaufwand deutlich gesenkt werden.</p>
Adressat	Stromverbrauchende
Wirkmechanismus	<p>Die Absenkung der Stromsteuer könnte vom deutschen Bundestag per Gesetz beschlossen werden. Eine Absenkung unter das EU-Mindeststeuerlevel von 0,05 ct/kWh ist derzeit nicht möglich. Es wäre jedoch möglich, darüber nachzudenken, ein solches Mindestlevel ganz abzuschaffen. Perspektivisch sollten die Verwaltungskosten für das Einziehen der Steuer im Verhältnis zum Einnahmepotential neu überprüft werden. Für Privathaushalte würde eine Absenkung der Stromsteuer einen weiteren Anreiz für eine direkte Elektrifizierung der Wärmeerzeugung über Wärmepumpen sowie der Mobilität über Elektromobilität darstellen. Durch eine einheitliche Regelung könnten bürokratische Hürden und Belastungen abgebaut werden.</p> <p>Zudem kann die Stromsteuer ein Flexibilitätshemmnis darstellen. So fällt sie starr zu jeder Stunde des Jahres an. Der Anteil an den Stromkosten in Zeiten niedriger Börsenstrompreise ist also vergleichsweise höher. Dies ist vor allem bei der Nutzung von dynamischen Stromtarifen von Bedeutung.</p>
Herausforderungen	<p>Derzeit liegen die Einnahmen durch die Stromsteuer zwischen 6-7 Milliarden € pro Jahr, diese müssten bei einer Abschaffung im Haushalt aufgefangen werden.</p> <p>Änderungen am EU-Mindestlevel der Stromsteuer oder dem EU-System der Stromsteuer allgemein sind aufgrund des Einstimmigkeitsprinzips in steuerrechtlichen Fragen im EU-Gesetzgebungsverfahren schwer zu erreichen. Die entsprechende Stromsteuer-Richtlinie 2003/96/EG wurde seit ihrer Einführung im Jahr 2003 nicht mehr grundlegend geändert. Ein abermaliger und aktueller Reformversuch im Rahmen des EU Green Deals ist seit längerem nicht abgeschlossen.</p>
Literaturquellen	Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt 2023; Böttger et al. 2021

Ausgestaltung eines (systemorientierten) Anreizrahmens für Prosumer

<p>Motivation</p>	<p>Aufgrund steigender Netzstromtarife und sinkender Kosten für PV-Anlagen sind in den letzten Jahren die Anreize für Privathaushalte und Gewerbe stark gestiegen, einen Teil ihres Stromverbrauchs durch eigenproduzierten Solarstrom zu decken. Dieser Eigenverbrauchsvorteil resultiert daraus, dass die Netzstromtarife einen erheblichen Anteil an Abgaben, Entgelten und Umlagen enthalten, die im Fall des Eigenverbrauchs entfallen. Akteure, die Strom verbrauchen, aber auch über eigene, dezentrale Erzeugungsanlagen verfügen, werden auch „Prosumer“ genannt (Kombination der englischen Begriffe producer und consumer). Durch Kombination von PV-Anlagen mit stationären Batteriespeichern, die zuletzt ebenfalls deutlich billiger geworden sind, kann dieser Eigenverbrauchsvorteil noch erhöht werden (in Kombination mit Speichern, storage, auch als „Prosumage“ bezeichnet). Dabei bleiben die entsprechenden Haushalte bzw. Gewerbetreibenden aber mit dem Stromnetz verbunden und beziehen in der Regel vor allem in Zeiten hoher Residuallasten weiterhin Strom aus dem Netz; genauso speisen sie PV-Erzeugungsspitzen auch weiterhin in das Netz ein, in der Regel mit einem Einspeisetarif vergütet. Eine weitere Nutzungsform des durch Prosumer erzeugten Stroms könnte das sog. „Energy Sharing“ darstellen, bei dem selbst erzeugter Strom mit anderen, räumlich nahe gelegenen Endverbrauchenden geteilt werden kann.</p> <p>Rationale Prosumer optimieren ihre Investitions- und Betriebsentscheidungen von PV-Anlagen und Speichern gegen die jeweiligen Netzstromtarife und Einspeisetarife für Photovoltaik. Beide Tarife sind in der Regel zeitinvariant, also unabhängig von der Situation im Strommarkt. Somit haben Prosumer kaum Anreize für marktorientierte bzw. systemdienliche Auslegung und Betrieb ihrer PV- und Speicheranlagen. Dies gilt auch in Hinblick auf mögliche lokale Netzengpässe. Aus Sicht der Energiewende können Prosumer außerdem zu geringe Anreize haben, ihre Dachflächen voll zu nutzen, da auf Eigenverbrauch optimierte PV-Anlagen tendenziell kleiner sind. Darüber hinaus wurde die Gefahr einer Erosion des Netzentgeltaufkommens bzw. eine Netzentgelt-Entsolidarisierung bereits kontrovers diskutiert.</p> <p>Nicht zuletzt stellen sich eine Reihe von Verteilungsfragen. Die besten Möglichkeiten zur Realisierung von Eigenverbrauchsvorteilen bieten sich Prosumern in selbst genutzten Einfamilienhäusern, die ein eigenes Dach und ausreichende Mittel für Investitionen haben. Mietende und Bewohnende von Mehrfamilienhäusern dagegen haben (trotz des kürzlich überarbeiteten Mieterstrommodells) geringere Möglichkeiten hierzu. Somit dürften PV-Eigenverbrauchsvorteile in der Einkommensverteilung aktuell stark regressiv wirken.</p>
<p>Adressat</p>	<p>Privathaushalte und Gewerbe mit PV-Eigenerzeugung</p>
<p>Wirkmechanismus</p>	<p>Würden sich die Netzstromtarife und ggf. auch die Einspeisetarife für PV-Anlagen stärker an den im Zeitverlauf schwankenden Großhandelspreisen orientieren, würde dies Prosumern stärkere Anreize für einen systemorientierten Betrieb ihrer PV-Batterieanlagen geben. Dies könnte beispielsweise durch smarte Zähler in Kombination mit variablen Tarifen erreicht werden. Dazu könnte auch ein größerer fixer oder leistungsorientierter Tarifbestandteil beitragen. Daneben könnten weitere Tarifbestandteile, wie Netzentgelte, ebenfalls dynamisiert werden. Alternativ könnten Prosumer die Steuerung ihrer Anlagen Aggregatoren überlassen.</p> <p>Um lokale Netzengpässe zu vermeiden, erscheinen preisbasierte Ansätze vorerst wenig plausibel; vielmehr könnte hier eine (vergütete) Fernsteuerung von PV-Batterieanlagen durch Verteilnetzbetreiber Abhilfe schaffen, die aber wiederum smarte bzw. steuerbare Verteilnetzinfrastrukturen erfordert.</p>

Fortsetzung der Tabelle auf folgender Seite

Herausforderungen	<p>Eine erste Herausforderung bei der Ausgestaltung eines systemorientierten Anreizrahmens für Prosumer betrifft die Frage, in welchem Ausmaß Eigenverbrauchsvorteile „fair“ sind und erhalten bleiben sollten. PV-Eigenverbrauch kann potentiell auch viele Vorteile für die Energiewende mit sich bringen, z.B. was den dezentralen PV-Ausbau, die Erschließung dezentraler Lastflexibilitäten oder die Akzeptanz für Erneuerbare Energien betrifft.</p> <p>Die Dynamisierung von Haushaltsstromtarifen inklusive der Netzentgelte erfordert eine smarte Zählerinfrastruktur. Für Haushalte könnte sich ein Risiko ergeben, durch Unaufmerksamkeit oder Fehlbedienung übermäßig viel Strom in Zeiten sehr hoher Preise zu beziehen. Darüber hinaus gehen viele Optionen, die eine Fernsteuerung von PV-Batteriespeichern oder auch Stromverbrauchende im Haushalt betreffen, voraussichtlich mit Herausforderungen beim Datenschutz und der Akzeptanz der Nutzenden einher. Eine entsprechende Dynamisierung von Einspeisetarifen könnte die Wirtschaftlichkeit dezentraler PV-Anlagen weniger planbar machen und entsprechende Investitionen verteuern oder verringern.</p> <p>In Bezug auf die zuletzt stark gewachsene kumulierte PV-Batteriekapazität stellt sich die Frage, wie deren Flexibilitätspotential nicht nur zur Aufnahme dezentral erzeugten PV-Stroms, sondern auch für weitere Net-zinteraktionen erschlossen werden könnte. Beispielsweise könnte eine „Vermischung“ von eigenerzeugtem PV-Strom und Netzstrom im Speicher aufwändige Zähler-Konfigurationen erfordern, um kompatibel mit Einspeisetarifen zu bleiben.</p> <p>Nicht zuletzt stellen sich praktische Umsetzungsfragen dazu, inwieweit Erzeugung und Speicher „behind the meter“ überhaupt effektiv reguliert und nachverfolgt werden können und sollten. Mit Blick auf ein künftiges „Teilen“ von Strom mit anderen Letztverbrauchenden stellt sich die Frage, inwieweit Prosumer dabei den geltenden energiewirtschaftsrechtlichen Pflichten (z.B. für Stromlieferanten) unterworfen sein sollten.</p>
Literaturquellen	BDEW 2023; Zachmann et al. 2023; Stute & Kühnbach 2023; Schill et al. 2017; Günther et al. 2021; Ritter et al. 2023

4. BEWERTUNGSKRITERIEN

Bei der Bewertung von Politikmaßnahmen ist die Nutzung von Kriteriensets weitverbreitet (Held et al. 2022; Löschel et al. 2021; Löschel et al. 2023). Ein vorab definiertes Kriterienraster bietet die Möglichkeit, Politikmaßnahmen systematisch, transparent und nachfolgsbar zu evaluieren (Löschel et al. 2023). Ein Set an Bewertungskriterien dient auch dazu, quantitative und qualitative Aspekte zusammenzubringen, und ist somit für viele potentielle Politikmaßnahmen anwendbar.

Einige Veröffentlichungen, die Reformen des Energiemarktdesigns oder Politikmaßnahmen diskutieren, greifen ebenfalls auf Kriterien und/oder Kriteriensets zurück, um darauf ihre Analysen aufzubauen. Zachmann et al. (2023), die ihren Fokus auf aktuelle Entwicklungen auf dem europäischen Strommarkt nach der Energiepreiskrise des Jahres 2022 legen, nutzen drei zentrale Kriterien für die Bewertung der aktuellen Entwicklungen: (1) Fairness, (2) optimales Investment und (3) optimaler Betrieb von Anlagen. Dabei wird Fairness als die Aufteilung der Rendite zwischen den Akteuren am Strommarkt verstanden. Einige weitere Aspekte werden über die Fairness ebenfalls abgedeckt, so zum Beispiel die Vermeidung von Preisschwankungen. Die Autoren merken an, dass Fairness kein einfach zu operationalisierendes Kriterium ist und am Ende immer politisch ausgehandelt werden muss (ebd. 2023). Auch Held et al. (2022) betonen, dass sowohl ökonomische Effizienz als auch Gerechtigkeit als

Grundprinzipien bei der Bewertung von Politikmaßnahmen gelten. Bei Gerechtigkeit wird weiter unterschieden zwischen prozeduraler Gerechtigkeit und Verteilungsgerechtigkeit. Effizienz wird ebenfalls differenziert, zum einen in einen effizienten Betrieb, zum anderen in eine effiziente Investitionsentscheidung. Winkler et al. (2020) definieren ein Bewertungskriterien-Set, das sich insbesondere auf die Politikinstrumente zur Förderung von Erneuerbaren Energien bezieht. Ein Impulspapier der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech sowie der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften zum Strommarktdesign 2030 verwendet ebenfalls ein Kriterienset das aus sieben Kriterien besteht : (1) Wirksamkeit, (2) Anschlussfähigkeit an internationale Systeme und EU-Mechanismen, (3) Kosteneffizienz, (4) Sicherstellung der Ausbauziele der Erneuerbaren Energien und die (5) politische, (6) rechtliche sowie (7) zeitliche Umsetzbarkeit (Haucap et al. 2022). Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ verwendet in ihrer 2023 veröffentlichten „Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten“ ein deutlich erweitertes Kriterienset (Löschel et al. 2023), das gegenüber einem Bericht aus dem Jahr 2021 nochmal erweitert wurde (Löschel et al. 2021). Die Stellungnahme enthält 15 übergeordnete Kriterien wie Effektivität, Effizienz, Beitrag zur Wirtschaftsleistung und viele weitere, die dann noch in einige Teilaspekte aufgeteilt werden, so dass insgesamt 54 Unterkrite-

rien aufgelistet werden (Löschel et al. 2023).

Basierend auf den oben beschriebenen, bereits verwendeten Bewertungskriterien wurden in einem ersten Schritt Kriterien für die Bewertung der Handlungsoptionen aus Kapitel 3 gesammelt. Diese ursprüngliche Sammlung wurde anschließend gemeinsam redigiert; Dopplungen und Überschneidungen wurden aufgelöst. Somit ergab sich ein Kriterienset mit 15 Bewertungskriterien. Neben der Frage der Bewertungskriterien gilt es auch zu definieren, wie genau das Kriterienset anzuwenden ist. So muss nicht für jede Politikmaßnahme jedes einzelne Kriterium einen Wert enthalten, da hier manchmal keine Effekte auszumachen und/oder kein Bezug bestehen kann. Für manche Bewertungen fehlen gegebenenfalls auch konkrete Erfahrungen oder weitere Forschung ist notwendig. Im Folgenden werden die 15 Bewertungskriterien beschrieben und deren Anwendung spezifiziert:

1. Eines der wichtigsten Kriterien ist der **Beitrag der Maßnahme zur Klimaneutralität**. Es ist wichtig, dass die Maßnahme zur Dekarbonisierung der Energieversorgung beiträgt bzw. mit einem zu 100 % auf Erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem kompatibel ist. Zur Dekarbonisierung beitragen bedeutet dabei nicht, dass es ausschließlich um die Förderung von Erneuerbaren Energien sowie der Verdrängung von fossilen Energien geht. Einen Beitrag können auch Maßnahmen leisten, die die Marktintegration von Erneuerbaren Energien vereinfachen sowie die Voraussetzungen für ein klimaneutrales Energiesystem schaffen, wie etwa mehr Flexibilität.
2. **Kosteneffizienz** ist ein weiteres wichtiges Kriterium. Es bedeutet, dass die Maßnahmen zu möglichst geringen Gesamtsystemkosten beitragen. Dieses Kriterium ist nicht gleichzusetzen mit Kostenreflexivität und Verteilungsgerechtigkeit. Kosteneffiziente Maßnahmen können zu gerechten Verteilungswirkungen beitragen oder aber auch explizit nicht.
3. **Kostenreflexivität** bewertet, inwiefern die Kosten denjenigen Marktteilnehmenden zugeordnet werden, die die Kosten verursachen. Auch hier gibt es Parallelen zu Verteilungsgerechtigkeit, denn nach dem Verursacherprinzip kann die Kostenreflexivität die Verteilungsgerechtigkeit stärken. Es kann aber auch zu negativen Effekten, z.B. für einkommensschwache Haushalte führen. Von daher sollte Kostenreflexivität kein Selbstzweck sein. Sie bleibt aber ein wichtiges Kriterium, um Fehlanreize zu meiden.
4. **Versorgungssicherheit** ist ein wichtiges Kriterium des Energiesystems, das auch für ein überwiegend oder vollständig auf Erneuerbaren Energien bestehendes System von herausragender Bedeutung ist (Nicolosi & Burstedde 2021). Es gibt verschiedene Definitionen von Versorgungssicherheit, insbesondere die Unterscheidung zwischen Leistungsbilanzmethode und probabilistischer Methode bei der Bestimmung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit. Im Rahmen dieses Kriteriensets wird davon ausgegangen, dass die Auswirkungen der Maßnahmen auf die Versorgungssicherheit unabhängig von der jeweiligen Definition sind.
5. **Resilienz** ist ein Begriff, der in vielfältiger Weise verwendet wird. In Bezug auf Energiesysteme stellt sich die Frage, wie das System auf unvorhersehbare Ereignisse reagiert. Dabei gibt es Parallelen zur Versorgungssicherheit, denn ihre Sicherstellung ist fundamental wichtig. Resilienz geht jedoch darüber hinaus. Gerade im Kontext der Energiekrise 2022 hat der Begriff Resilienz nochmals an Bedeutung gewonnen und wurde im Fokus auch über die bloße physische Versorgungssicherheit hinaus erweitert (Luderer et al. 2022). Dabei lag der Fokus zunehmend auch auf einem resilienten Strommarktdesign (Zachmann et al. 2023). Eine weitere Dimension von Resilienz ist die Verfügbarkeit von Technologien, die für die Versorgungssicherheit in einem klimaneutralen Stromsystem nötig sind, wie zum Beispiel Erzeugungsanlagen, Batterien und Netzkomponenten.
6. Unter **Verteilungsgerechtigkeit** wird zunächst verstanden, dass Einnahmen, Kosten, Be- und Entlastungen möglichst fair verteilt sind. Fair ist zwar ein subjektives Kriterium, dies trifft in Grenzen aber auf viele Bewertungskriterien zu. Insofern ist das Kriterium der Verteilungsgerechtigkeit vor allem über seine Nicht-Erfüllung definiert, z.B. wenn einkommensschwache Haushalte nicht geschützt und dadurch überproportional belastet werden.
7. **Akzeptanz** ist ebenfalls ein breit anwendbarer, sich wandelnder und subjektiver Begriff. Es gibt Versuche, Akzeptanz sozialwissenschaftlich zu messen, z.B. über Umfragen (Kaestner et al. 2023). Dies ist aber oft für neue Politikmaßnahmen, die noch nicht umgesetzt oder erfahrbar sind, schwer durchzuführen bzw. kann sich durch die Durchführung der Maßnahme wandeln. Ebenso ist neben Akzeptanz auch die aktive Unterstützung von Maßnahmen durch die Gesellschaft eine wichtige Komponente bei der Bewertung von Politikmaßnahmen (Dreyer et al. 2015). Dennoch wurde das Kriterium hier aufgeführt, da es einen erheblichen Einfluss auf die reale politische Umsetzbarkeit von Maßnahmen hat.
8. **Teilhabe und Transparenz** setzt ebenfalls bei den Bürgerinnen und Bürgern sowie Verbrauchenden an. So soll dieses Kriterium erfassen, inwiefern Teilhabe bei Konzeption und Umsetzung der Maßnahme mitgedacht und möglich ist. Dabei kann Teilhabe entweder politischer als auch finanzieller Natur sein. Im Rahmen des Kriterienrasters wird hier nicht weiter differenziert, da beide Varianten oft auch große Überschneidungen aufweisen.
9. Das Bewertungskriterium **EU-Kompatibilität** soll bewerten, inwiefern die Maßnahme eine Integration in den europäischen Strommarkt befördert oder behindert, und ob dadurch Synergien genutzt werden.

10. Unter **EU-Rechtskonformität** soll bewertet werden, inwiefern die Maßnahme mit dem bestehenden Rechtsrahmen vereinbar ist. Der Rechtsrahmen kann, abhängig oder unabhängig von der zu bewertenden Maßnahme natürlich grundsätzlich verändert werden. Dennoch ist es wertvoll zu wissen, mit welchem Aufwand die Umsetzung einer Politikmaßnahme verbunden ist.

11. Transaktionskosten bezeichnen die Kosten, die durch die konkrete Umsetzung einer politischen Maßnahme anfallen. Das Kriterium wurde auf zwei Ebenen aufgeteilt, da **Transaktionskosten** für den **Staat** und

12. **Investoren/Betreiber** oftmals unterschiedlich ausfallen (Winkler et al. 2020). Zwar besteht eine Querverbindung zur Kosteneffizienz, allerdings handelt es sich um unterschiedliche Bewertungsebenen. Maßnahmen können insgesamt betrachtet kosteneffizient sein, aber bei einzelnen Akteuren, z.B. beim Staat, hohe Transaktionskosten verursachen. Hohe Transaktionskosten werden hier negativ bewertet.

13. **Wirtschaftliche Planungssicherheit** bewertet die langfristige Planbarkeit von Einnahmen und Ausgaben. Eine hohe Planungssicherheit trägt in der Regel auch zur Kosteneffizienz bei, da so z.B. Finanzierungskosten gesenkt werden können. Diese ist zudem wichtig für die Investitionsentscheidungen von Privathaushalten und Unternehmen und trägt somit auch zur Beschleunigung der Transformation bei.

14. Der **Beitrag zur Systemintegration** adressiert, inwiefern die Politikmaßnahme zur Integration von fluktuierenden Erneuerbaren Energien beiträgt. Dieser Beitrag kann direkt oder indirekt erfolgen. Der Beitrag zur Systemintegration kann auch negativ sein, wenn z.B. ein unflexibler Stromverbrauch angereizt wird. Darüber hinaus gibt es diese Möglichkeit auch auf der Erzeugungsseite, wenn keine bzw. gegenläufige Anreize für Erzeu-

ger bestehen, ihre Erzeugung systemdienlicher auszurichten.

15. Politikinstrumente existieren nie in einem Vakuum, sondern sind in der Regel in Politikwelten eingebettet. Deswegen ist es wichtig, die **Wechselwirkungen mit anderen Politikinstrumenten** mitzudenken, sofern das Kriterienraster auf einzelne Maßnahmen angewendet wird. So können Maßnahmen für sich genommen vorteilhaft, aber z.B. nur sehr schlecht kompatibel mit weiteren Maßnahmen sein. Andere Politikinstrumente entfalten ihre volle Wirksamkeit nur in Kombination mit weiteren, begleitenden Maßnahmen. In Abwesenheit

klarer Politikwelten sollte die Kompatibilität mit dem derzeit bestehenden Strommarktdesign bewertet werden.

Bewertungskriterien	Kurzbeschreibung
Kostenreflexivität	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten werden den Marktteilnehmenden zugeordnet, die sie verursachen
Versorgungssicherheit	<ul style="list-style-type: none"> • Versorgungssicherheit ist sichergestellt • Gilt sowohl bezüglich der Lastdeckung als auch für den Netzbetrieb
Resilienz	<ul style="list-style-type: none"> • Das System ist in der Lage, auf plötzliche und unvorhersehbare Ereignisse angemessen zu reagieren • Bleibt auch unter grundsätzlich anderen Rahmenbedingungen effektiv und effizient
Verteilungsgerechtigkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Einnahmen, Kosten, Be- und Entlastungen sind möglichst fair verteilt
Akzeptanz	<ul style="list-style-type: none"> • Die Maßnahmen an sich sind politisch und gesellschaftlich akzeptiert • Die Entscheidungsfindung und Kommunikation über die Maßnahme finden ebenfalls breiten Rückhalt, gegebenenfalls sogar Unterstützung, in der Bevölkerung
Teilhabe und Transparenz	<ul style="list-style-type: none"> • Bürgerinnen und Bürgern wird Teilhabe bei Konzeption und Umsetzung von Maßnahmen ermöglicht • Die Maßnahme ist auch für Nicht-Expertinnen und -Experten verständlich
EU-Kompatibilität	<ul style="list-style-type: none"> • Integration in den europäischen Strommarkt wird nicht behindert, bestenfalls gefördert • Synergieeffekte werden genutzt
(EU)-Rechtskonformität	<ul style="list-style-type: none"> • Die Maßnahme ist mit dem bestehenden Rechtsrahmen vereinbar bzw. erfordert nur kleine Anpassungen des Rechtsrahmens
Transaktionskosten (Staat)	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten für den Staat für Umsetzung, Überwachung und Auswertung bewegen sich in einem angemessenen Rahmen
Transaktionskosten (Investor/Betreiber)	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten für Investoren/Betreiber für Planung, Umsetzung und Betrieb halten sich in einem angemessenen Rahmen • Bürokratieabbau wird idealerweise mitgedacht, Prozesse effizient angelegt
Wirtschaftliche Planungssicherheit	<ul style="list-style-type: none"> • Es besteht ausreichende Planungssicherheit für Investoren, Betreiber von Infrastruktur, Kommunen und private Haushalte
Beitrag zu Systemintegration	<ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellung verzerrungsfreier Preissignale sowie Anreize für Investitionen in Flexibilität bestehen • Dispatch und Investitionen werden so angereizt, dass möglichst viel Erneuerbare Energien genutzt werden können
Wechselwirkung mit anderen Instrumenten	<ul style="list-style-type: none"> • Die Maßnahme entfaltet Synergien mit anderen Instrumenten bzw. negative Wechselwirkungen sind minimiert • Komplementarität/Konkurrenz: Die Maßnahme ist mit Maßnahme XY kombinierbar/nicht kombinierbar

5. BEISPIELHAFTE ANWENDUNG UND REFLEXION

Das entwickelte Kriterienraster wird in diesem Kurzdossier beispielhaft auf zwei Handlungsoptionen angewandt, um zu demonstrieren, wie die Anwendung in der Praxis funktionieren kann. Außerdem sollen lessons-learned identifiziert werden, die bei zukünftigen Anwendungen berücksichtigt werden sollen. Die beiden bewerteten Handlungsoptionen sind (1) die Absicherung von privaten Power Purchase Agreements (PPAs) und (2) die Einführung dynamischer Stromtarife. Die Auswahl dieser Handlungsoptionen bedeutet nicht, dass diese Handlungsoptionen zu priorisieren wären, sondern soll ausschließlich die Anwendung der Kriterien auf Instrumente im Strommarktdesign beispielhaft illustrieren.

Bei der Bewertung hatte jeder Projektpartner genau eine Stimme, um Verzerrungen zu vermeiden. Die Bewertung erfolgte auf einer sieben-stufigen Skala, die von --- über 0 bis +++ reicht. Kriterien konnten bei Bedarf ausgelassen werden und es bestand die Möglichkeit, qualitative bzw. ergänzende Kommentare abzugeben. Die Skala wurde hinsichtlich des Mittelwertes sowie der Abweichung der Bewertungen der einzelnen Projektpartner analysiert. Darüber hinaus erfolgte eine Konsolidierung der Kommentare.

5.1. Beispielhafte Anwendung der Bewertungskriterien

Absicherung von privaten Power Purchase Agreements

Die erste Handlungsoption, die mittels des entwickelten Kriterienrasters bewertet wurde, ist die Absicherung von privaten PPAs. Abbildung 1 zeigt die aggregierte Bewertung der Kriterien. Gezeigt sind sowohl der Mittelwert (m) als auch die Spannweite der abgegebenen Bewertungen. Bis auf wenige Ausnahmen ist die Spannweite der Bewertungen relativ groß. Die geringsten Spannbreiten zeigen sich bei Kriterien, bei denen generell von geringen Auswirkungen ausgegangen wird. Die durchschnittlich höchste positive Bewertung erreichte die Handlungsoption im Kriterium wirtschaftliche Planungssicherheit. Die durchschnittlich stärkste negative Bewertung erfolgte im Kriterium Kostenreflexivität. Aufgrund der großen Spannweite lohnt es sich, die Ergebnisse mittels der qualitativen Ergänzungen und Kommentare in den richtigen Kontext zu setzen. Hierbei zeigt sich, dass das Instrument die wirtschaftliche Planungssicherheit erhöht, dass Rechtskonformität besteht, dass mindestens ein geringer Beitrag zur Klimaneutralität geleistet wird und dass das Instrument voraussichtlich auf geringen gesellschaftlichen Widerstand stoßen würde. Im Folgenden werden die Kommentare bzw. qualitativen Ergänzungen zu den einzelnen Kriterien diskutiert, um die durchschnittliche Bewertung zu kontextualisieren.

Der **Beitrag zur Klimaneutralität** ($m = 1,1$) wird von nahezu allen Autorinnen und Autoren als gering eingeschätzt. Es stellt sich die Frage, welche Rolle PPAs zukünftig spielen werden, insbesondere im Kontext anderer Fördermöglichkeiten für Erneuerbare Energien sowie der Höhe des CO₂-Preises im EU-ETS. Sollten andere staatliche Fördermöglichkeiten für Erneuerbare Energien (z.B. über CfDs) zukünftig nicht mehr gegeben sein, wird definitiv eine größere Rolle für PPAs gesehen. Da das Instrument explizit eine staatliche Absicherung der PPAs ist, wurde die Auswirkung unter anderem als nicht zu groß bewertet, da zum einen auch PPAs ohne staatliche Absicherung denkbar sind, zum anderen die Größe des Effekts der staatlichen Absicherung auf einen Anstieg von PPAs zum jetzigen Zeitpunkt noch unklar ist.

Die **Kosteneffizienz** ($m = 0,8$) des Instruments wird grundsätzlich positiv bewertet. Vor allem aus Sicht des Staates fallen für eine Absicherung von privaten Investitionen vermutlich weniger Kosten als für eine Deckung einer generellen Finanzierungslücke an. Die gesamtgesellschaftlichen Kosten können im Vergleich zu einer Situation ohne staatliche Absicherung jedoch nur gesenkt werden, wenn die Kapital- bzw. Finanzierungskosten insgesamt durch PPAs effektiv gesenkt werden können. Ein unerwünschter Nebeneffekt der Handlungsoption könnte eine strukturelle Verschiebung hin zu Marktteilnehmern mit schlechter Bonität, hohen Ausfallraten und damit auch hohen Ausfallkosten sein.

Die **Kostenreflexivität** ($m = -0,4$) des Instruments wird generell negativ bewertet. Als Hauptgrund wird angeführt, dass das Ausfallrisiko privater Akteure auf den Staat übertragen und somit sozialisiert wird. Darüber besteht weitgehend Einigkeit, ebenso darüber, dass das Ausmaß dieses negativen Effekts als vergleichsweise gering eingeschätzt wird.

Weitgehende Einigkeit konnte auch bezüglich der Auswirkungen auf die **Versorgungssicherheit** ($m = 0,2$) beobachtet werden. Es wurde nur ein kleiner, im Durchschnitt neutraler Beitrag zur Versorgungssicherheit gesehen.

Durchschnittlich wird auch nur ein geringer Beitrag zum Kriterium der **Resilienz** ($m = 0,2$) gesehen, allerdings gehen die Einschätzungen hier deutlich auseinander. Zum einen wird angeführt, dass langfristige PPAs Sicherheit gegenüber kurzfristigen Schwankungen bieten, was durch eine staatliche Absicherung noch verstärkt wird. Auf der anderen Seite werden die langen Vertragslaufzeiten kritisch bewertet. Es wird darauf hingewiesen, dass die Bewertung je nach betrachtetem Risiko anders ausfallen könnte.

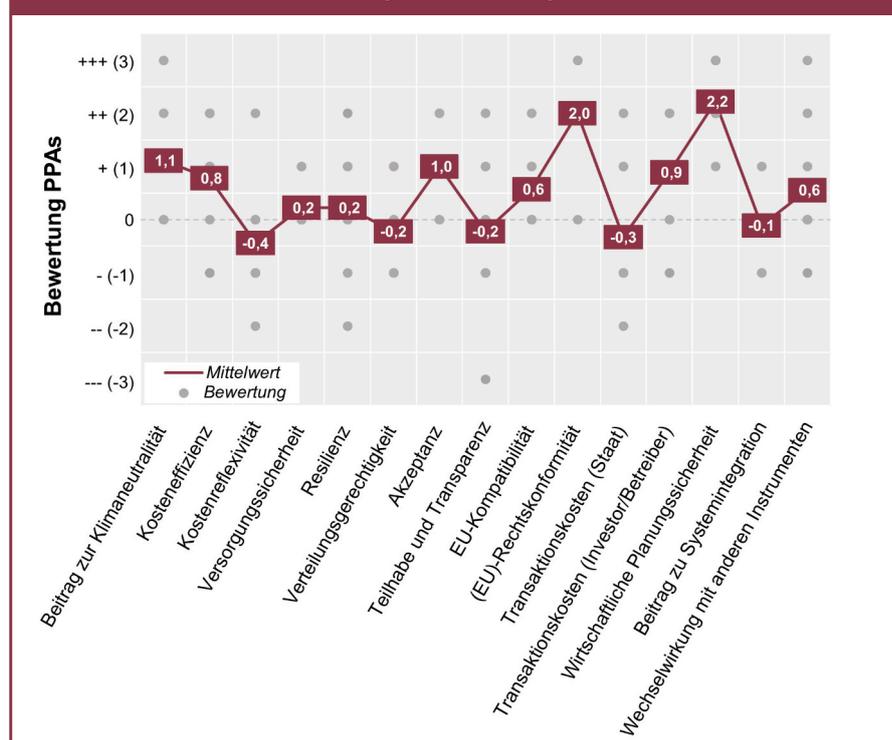
Von den Autorinnen und Autoren werden zudem geringe, leicht negative Auswirkungen des Instruments auf die **Verteilungsgerechtigkeit** ($m = -0,2$) erwartet. Die Sozialisierung des Risikos und der Privatisierung der möglichen Gewinne wird hier kritisch angeführt. Die Finanzierung der Absicherung hat auch einen Einfluss auf das Kriterium: Wird die Absicherung über eine Umlage auf den Strompreis finanziert, so wird eine regressive Kostenwirkung erwartet, die bei einer Haushaltsfinanzierung deutlich schwächer ausfallen würde. Werden viele Investitionen angezogen, die sich auf Grund der niedrigeren Kapitalausgaben dämpfend auf den Strompreis auswirken, könnte aber auch ein schwach positiver Effekt erwartet werden.

Bezüglich der **Akzeptanz** ($m = 1,0$) in der Bevölkerung ist die Erwartung, dass diese entweder neutral oder leicht positiv ausfällt. Generell wird erwartet, dass ein Zubau von Erneuerbaren Energien mit geringerer staatlicher Förderung als bisher grundsätzlich positiv bewertet wird. Es wird auch auf die vielfältigen, positiven Varianten der Kommunikation bezüglich der Maßnahme hingewiesen. Sollten sich Unternehmen entsprechend staatlich unterstützt allerdings vorteilhafte Standorte für Erneuerbare Energien sichern, könnte es auch zu negativen Bewertungen kommen.

Teilhabe und Transparenz ($m = -0,2$) der Handlungsoption werden tendenziell schwach negativ bewertet, allerdings gibt es auch bei diesem Kriterium eine große Spannweite an Bewertungen. Transparenz wird durch die Maßnahme eher weniger erwartet. Positiv hervorgehoben wird, dass durch staatliche Garantien auch kleineren Marktteilnehmenden der Zugang erleichtert wird und man Konditionen der staatlichen Garantien transparent machen kann. Allerdings wird für Endverbrauchenden eher weniger Transparenz und Teilhabe gesehen.

Die **EU-Kompatibilität** ($m = 0,6$) des Instruments wird schwach positiv gesehen,

Abbildung 1: Darstellung der aggregierten Bewertungen anhand des entwickelten Kriterienrasters für PPAs. Quelle: Eigene Darstellung



auch wenn die Größe des Effekts eher gering bewertet wird. Es wird angeführt, dass bei der Ausgestaltung noch offen ist, wie bei einer nationalen Garantie mit internationalen Unternehmen bzw. grenzüberschreitendem Handel umzugehen wäre. Bezüglich der **(EU)-Rechtskonformität** ($m = 2,0$) besteht aber große Übereinstimmung, dass durch die Neufassung der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung explizit die Möglichkeit staatlicher Garantien ermöglicht wird.

Bezüglich der **Transaktionskosten für den Staat** ($m = -0,3$) wird eine leichte Zunahme und somit ein negativer Effekt erwartet. Allerdings kommt es hier stark auf die Ausgestaltung an. Insbesondere die Vielfalt der verschiedenen Möglichkeiten zur Ausgestaltung von PPAs könnte hier für bürokratischen Aufwand sorgen. Die **Transaktionskosten der Investoren/Betreiber** ($m = 0,9$) werden allerdings positiv bewertet, da erwartet wird, dass die staatliche Garantie Vertragsabschlüsse vereinfacht. Je nach Ausgestaltung sind aber auch höhere Administrationskosten möglich.

Deutlich positiv wird die Wirkung auf die **wirtschaftliche Planungssicherheit** ($m = 2,2$) bewertet. Dies gilt sowohl für die Projektierung als auch den Vertragszeitraum und betrifft sowohl die Anlagenbetreiber als auch die Kundenseite. Die Bewertung begründet sich insbesondere darin, dass die Erhöhung der Planungssicherheit die maßgebliche Zielrichtung des Instruments ist.

Der **Beitrag zur Systemintegration** ($m = -0,1$) des Instruments wird als relativ neutral betrachtet, da das Instrument selbst keinen erkennbaren Anreiz für Systemintegration bietet. Allerdings könnte eine Erhöhung des EE-Angebots durch PPAs einen mittelbar positiven Effekt haben. **Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten** ($m = 0,6$) werden nur in geringem Umfang gesehen. Das Instrument könnte voraussichtlich ohne große Komplikationen in ein bestehendes System eingeführt werden. Allerdings wird auf die Gefahr der Doppelförderung und von Mitnahmeeffekten hingewiesen.

Dynamische Stromtarife

Die zweite Handlungsoption, die mittels des entwickelten Kriterienrasters bewertet wurde, ist die verstärkte Nutzung von dynamischen Stromtarifen. Abbildung 2 zeigt die aggregierte Bewertung der Kriterien. Gezeigt ist hier wiederum der Mittelwert (m) und die Spannweite der abgegebenen Bewertungen. Die durchschnittlich höchste positive Bewertung erreicht die Handlungsoption im Kriterium EU-Rechtskonformität. Die durchschnittlich stärkste negative Bewertung erfolgte im Kriterium wirtschaftliche Planungssicherheit.

Aus den qualitativen Ergänzungen ergibt sich, dass der **Beitrag zur Klimaneutralität** ($m = 1,8$) sehr positiv bewertet wurde. Allerdings wird die tatsächliche Höhe des Beitrages von dem Grad der Dynamisierung und auch dem Endnutzerverhalten abhängen. Generell wird angemerkt, dass das Instrument bei der Integration von Erneuerbaren Energien stark helfen kann, für ein klimaneutrales Stromsystem eine Dynamisierung der Endkundenpreise besonders wertvoll ist, und dass Verschiebungseffekte der Nachfrage in Zeiten hoher Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien essenziell sind.

Bezüglich der **Kosteneffizienz** ($m = 2,1$) wird das Instrument ebenfalls sehr positiv bewertet. Es wird davon ausgegangen, dass das Instrument den Staat wenig kostet, aber einen potenziell großen Hebel besitzt. Allerdings wird auch hier angemerkt, dass die Ausgestaltung eine entscheidende Rolle spielt. Eine flächendeckende Verpflichtung zur Nutzung kann die Kosteneffizienz z.B. maßgeblich beeinflussen, da Kosten für den erhöhten Aufwand bei der Abrechnung sowie den Einbau eines intelligenten Zählers nicht für alle Anwendungsfälle kosteneffizient sind.

Die **Kostenreflexivität** ($m = 1,7$) wird ebenfalls sehr positiv bewertet. Dies begründet sich insbesondere im Ziel des Instruments, eine bessere Abbildung von realen Preisen im Endkundenbereich zu erreichen. Allerdings wird dieses Kriterium leicht negativer bewertet als z.B. die Kosteneffizienz. Dies wird unter anderem da-

mit begründet, dass die Kostenreflexivität eingeschränkt ist, wenn Netzengpässe nicht ausreichend berücksichtigt werden.

Bezüglich der **Versorgungssicherheit** ($m = 0,8$) werden leicht positive Effekte durch die Maßnahme erwartet. Dies gilt vor allem, wenn es durch die Einführung dynamischer Stromtarife gelingt, die Spitzenlasten effektiv zu senken. Den positiven Effekten bezüglich der zeitlichen Verschiebung des Verbrauchs stehen jedoch auch potentiell negative Effekte auf der Ebene lokaler Netze gegenüber. Dies gilt insbesondere, wenn die Maßnahme nicht im Zusammenspiel mit anderen Maßnahmen, die die lokale Netzebene berücksichtigen, betrachtet wird. Es war jedoch keine Bewertung negativ, generell wird also ein positiver Effekt erwartet.

Für das Kriterium der **Resilienz** ($m = 0,3$) wird ein schwach positiver Beitrag gesehen. Hier werden wieder die lokalen Netzebenen als mögliche Schwachstelle genannt, aber auch die Privathaushaltsebene angeführt. Dort könnten stark schwankende Preise zu Problemen durch Weitergabe aller, d.h. auch sehr hoher Preise, und eventuell sogar politischem Handlungsbedarf führen. Auf der anderen Seite wird eine adäquate Abbildung der Knappheit am Strommarkt über Preise grundsätzlich als positiv für die Resilienz gesehen.

Die Bewertungen hinsichtlich der **Verteilungsgerechtigkeit** ($m = 0,1$) weisen eine große Spannweite auf, so dass die Maßnahme diesbezüglich im Mittel als neutral angesehen wird. Auf der einen Seite wird positiv hervorgehoben, dass durch dynamische Tarife Haushalte direkt von den günstigen Gestehungskosten von Erneuerbaren Energien profitieren können, auch wenn sie z.B. keine eigene PV-Anlage haben. Auf der anderen Seite wird angeführt, dass die einkommensschwachen Haushalte möglicherweise gar nicht die Flexibilitätspotentiale haben, um wirklich von dynamischen Tarifen zu profitieren. Je nachdem, wie die Ausgestaltung des Instruments ist, besteht die Gefahr, dass nur Haushalte die Tarife wählen, die davon profitieren, sogenanntes „Rosinenpicken“. Werden dann beispielsweise die Netzentgelte stärker auf die übrigen Nut-

zenden umgelegt, ergeben sich potentiell negative Effekte.

Auch die Bewertungen zur **Akzeptanz** ($m = 0,9$) weisen eine große Spannweite auf. In Summe wird die Maßnahme aber relativ positiv bewertet. Es wird angeführt, dass es hier auch in der Bevölkerung stark differierende Betrachtungsweisen geben wird. Early Adopters werden als starkes Positivbeispiel genannt und generell dürfte es eine Bandbreite an Nutzenden geben, die die Maßnahme begrüßen. Allerdings könnte es aber, je nach Höhe der Transaktions- bzw. Komfortkosten der Dynamisierung auch zu negativen Haltungen kommen, insbesondere wenn die Maßnahme als ungerecht empfunden wird. Da der EU-Rechtrahmen aber derzeit eine Freiwilligkeit der Maßnahme garantiert, überwiegen die positiven Bewertungen.

Ein ähnliches Bild zeigt sich hinsichtlich des Kriteriums der **Teilhabe und Transparenz** ($m = 0,9$): auch hier zeigt sich eine große Spannweite in den Bewertungen und eine grundsätzlich positive Bewertung. Insbesondere bezüglich der Teilhabe wird die Möglichkeit positiv hervorgehoben, konkret Teil der Energiewende zu sein. Während die Transparenz ex-ante vermutlich noch nicht groß ist und es viel

Informationsbedarf für die Endverbraucher geben wird, kann das Instrument langfristig auch die Transparenz und das Verständnis über das Funktionieren des Strommarktes befördern.

Die **EU-Kompatibilität** ($m = 1,5$) wird grundsätzlich stark positiv bewertet. Zum einen, weil viele andere EU-Länder bereits dynamische Strompreise haben, zum anderen, weil der zu erwartende dynamischere Verbrauch auch den EU-Binnenstrommarkt stärken würde. Passend dazu wird die **(EU)-Rechtskonformität** ($m = 2,8$) auch sehr positiv bewertet, da das Recht auf dynamische Stromtarife im EU-Strommarktrahmen verankert und in vielen Mitgliedsstaaten bereits umgesetzt ist.

Es wird erwartet, dass die Maßnahme mit nur geringen **Transaktionskosten für den Staat** ($m = 0,7$) umzusetzen sein wird, da diese eher bei den Betreibern bzw. Energieversorgungsunternehmen gesehen werden. Zwar entsteht auf Seiten der Wettbewerbs- und Regulierungsbehörden ein geringer Monitoring Mehraufwand, aber negativer bewertet werden **Transaktionskosten für die Betreiber** ($m = -0,4$). Hier wird vor allem auf die komplizierteren Abrechnungsverfahren verwiesen sowie den Mehraufwand beim Messstellen-

betrieb. Es entstehen Kosten für die notwendige Hardware. Allerdings könnten in anderen Bereichen auch Kosten eingespart werden, zum Beispiel durch mehr Digitalisierung und Automatisierung.

Die **wirtschaftliche Planungssicherheit** ($m = -1,1$) wird tendenziell negativ bewertet. Hier wird vor allem auf die höhere Unsicherheit auf Seiten der Stromverbrauchenden hingewiesen, aber auch auf die komplexeren Prognosen von Einnahmen sowie eine Erhöhung der Anforderungen an Beschaffungsstrategien in Unternehmen. Hier wird auch auf mögliche Preiskorridore und Rückwechsellmöglichkeiten in Festpreistarife verwiesen, die je nach Ausgestaltung großen Einfluss auf die tatsächliche Wirkung haben können.

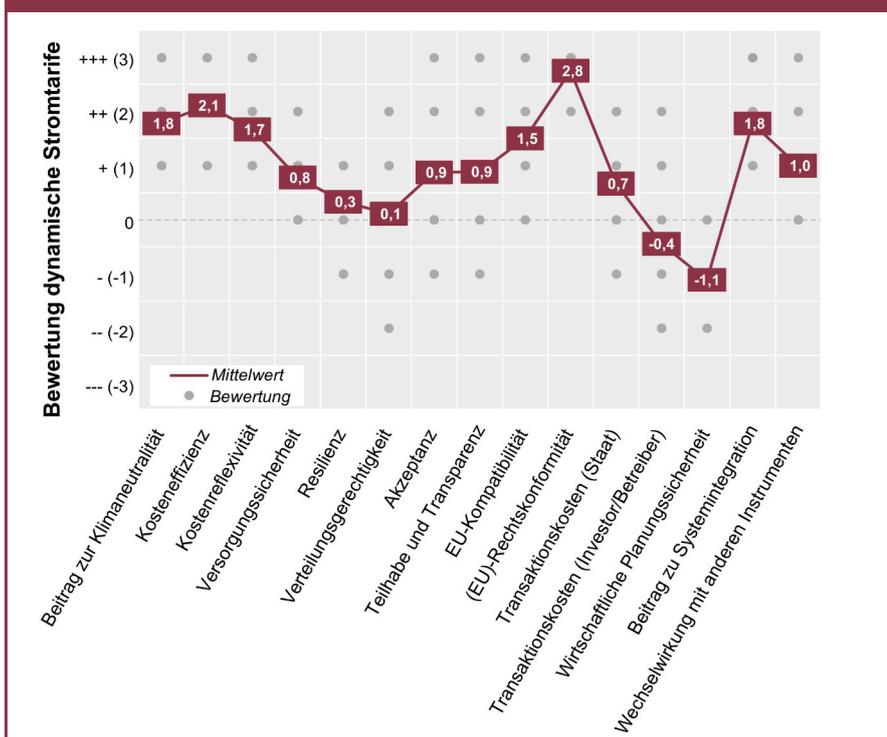
Der **Beitrag zur Systemintegration** ($m = 1,8$) wird durchgehend positiv bewertet. Der Grund ist die verzerrungsfreie Weitergabe von Preissignalen an die Endverbraucher. Auch hier werden die konkrete Ausgestaltung sowie der Umfang der Nutzung wesentlichen Einfluss haben. Positiv wird hervorgehoben, dass so die Marktwerte für Erneuerbare Energien zukünftig gestärkt werden können. Allerdings wird darauf hingewiesen, dass bei Nicht-Adressierung möglicherweise lokale Engpässe den Beitrag schmälern könnten.

Dementsprechend wird auch ein gutes Potenzial für eine positive **Wechselwirkung mit anderen Instrumenten** ($m = 1,0$) gesehen. Gerade wenn die potentiell negativen Auswirkungen auf der lokalen Netzebene durch flankierende Maßnahmen adressiert werden, kann das Instrument seine Vorteile noch besser ausspielen. Gleichzeitig werden keine negativen Wechselwirkungen mit den anderen Leitinstrumenten im Strommarkt erwartet.

5.2. Reflexion des Bewertungsverfahrens

Das gewählte Vorgehen hatte den Zweck, das entwickelte Kriterienset einem Praxistest zu unterziehen. Die abgegebenen Bewertungen wurden isoliert erstellt. Es fand demnach keine Konsolidierung zwischen den Autorinnen und Autoren statt. Dies hat einerseits den Vorteil, dass die Ergebnisse nicht durch Gruppendyna-

Abbildung 2: Darstellung der aggregierten Bewertungen anhand des entwickelten Kriterien-Rasters für dynamische Stromtarife. Quelle: Eigene Darstellung



miken beeinflusst werden können, was den Grad der Objektivität der Bewertungen steigern kann. Andererseits verhindert die gewählte Vorgehensweise, voneinander zu lernen bzw. Argumente auszutauschen. Die gewählte Vorgehensweise dient der in dieser Analyse festgelegten Zielsetzung der beispielhaften Anwendung des Kriteriensets. Je nach Fragestellung und Zielsetzung kann ein Vorgehen mit Konsolidierung jedoch vorteilhafter sein. Darüber hinaus ist auch eine Kombination von isoliertem und konsolidiertem Bewerten möglich.

Es hat sich gezeigt, dass eine Schwierigkeit bei der Bewertung darin lag, die Maßnahmen einzeln zu bewerten. In der Regel zeigt sich der Effekt einer Maßnahme erst im Zusammenspiel mit dem restlichen Strommarktdesign. Von daher scheint die Bewertung von Maßnahmenbündeln angebracht. Allerdings erhöht sich dadurch auch die Komplexität der Wirkungszusammenhänge. In einem solchen Fall wäre eine Reflexion innerhalb der Gruppe von deutlich größerer Bedeutung.

Eine Operationalisierung der Anwendung von Bewertungskriterien bringt stets eigene Risiken mit sich. So werden Informationen verdichtet dargestellt und eine Festlegung auf der vorgegebenen Skala ist notwendig. Bewertungen hängen in der Realität aber auch immer von den äußeren Umständen, wie dem politischen und gesellschaftlichen Umfeld, den Marktbedingungen und der konkreten Ausgestaltung der Umsetzung ab. Es hat sich gezeigt, dass eine Quantifizierung über eine Skala sowohl Chancen als auch Herausforderungen mit sich bringt. Als Stärke des gewählten Ansatzes kann die direkte Verknüpfung mit qualitativen Kommentaren bzw. Anmerkungen genannt werden. So können die quantifizierten Bewertungen viel konkreter eingeordnet werden. Es hat sich gezeigt, dass ein Kriterium teilweise unterschiedlich aufgefasst und gewichtet wurde, dass die grundlegenden Interpretationen jedoch oftmals relativ ähnlich ausfielen.

Die Bewertung von Politikmaßnahmen durch die Wissenschaft bzw. nach wissenschaftlichen Kriterien hat grundlegende Vorteile. So gibt das hier gezeigte Verfahren relativ schnell einen ersten groben

Überblick über Stärken und Schwächen von Handlungsoptionen. Es wird auch aufgezeigt, bezüglich welcher Wirkungen relative Einigkeit besteht und bezüglich welcher Wirkungen noch breiter diskutiert, weiter erforscht oder besser kontextualisiert werden muss. Gleichzeitig lassen sich aus der qualitativen Bewertung erste Leitplanken für Aspekte, die bei der Umsetzung einer Handlungsoption besonders berücksichtigt werden müssen, ableiten. Die abschließende Bewertung von Handlungsoptionen erfolgt schlussendlich auf politischer Ebene, kann dabei jedoch von den wissenschaftlichen Erkenntnissen profitieren.

6. FAZIT UND WEITERES VORGEHEN

Um das Strommarktdesign für die Zukunft, in der die Stromerzeugung zu großen Teilen auf Erneuerbaren Energien basiert, weiterzuentwickeln, müssen schon heute wichtige Weichenstellungen festgelegt werden. In dieser Analyse wurden fünf bedeutende Herausforderungen identifiziert, die durch das Strommarktdesign adressiert werden müssen: (1) Sicherstellung eines hohen Ausbautempos Erneuerbarer Energien, (2) Einstellen der fossilen Reststromerzeugung, (3) Sicherstellen der Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien, (4) effiziente örtliche Verteilung von Stromerzeugung und Stromverbrauch sowie (5) Minimierung sowie gerechte Verteilung der Transformationskosten. Basierend auf diesen fünf Herausforderungen wurde eine Liste mit 18 relevanten Handlungsoptionen erstellt und diese in Kurzsteckbriefen näher beschrieben.

Um eine Bewertung und somit auch eine Einordnung dieser Handlungsoptionen zu ermöglichen, wurde ein eigenes Kriterien-set entwickelt. Das Set umfasst verschiedene Kriterien, die für die Bewertung von Politikmaßnahmen im Strommarkt relevant sind. Dieses Kriterien-set wurde dann auf zwei ausgewählte Maßnahmen angewendet: die Absicherung von privaten Power Purchase Agreements (PPAs) und die Einführung dynamischer Stromtarife. Dabei hat sich gezeigt, dass die einzelnen Quantifizierungen der Bewertungskriterien (der Autorinnen und Autoren) zwar stellenweise durchaus voneinander abweichen, dass aber trotz un-

terschiedlicher Bewertungen hinsichtlich Einzelaspekten der Handlungsoption ein allgemeiner Konsens bezüglich der grundlegenden Sinnhaftigkeit der Handlungsoption zwischen den Autorinnen und Autoren besteht. Die beispielhafte Anwendung verdeutlicht, dass eine Kombination aus quantitativer und qualitativer Bewertung geeignet ist, um die fachlichen Einschätzungen der beteiligten Forschenden gut sichtbar zu machen.

Zukünftig wird insbesondere das Zusammenspiel von verschiedenen Maßnahmen und damit die Beschreibung sowie Bewertung von Maßnahmenbündeln eine entscheidende Rolle spielen. Der in diesem vorliegenden Kurzdossier entwickelte Ansatz mit einem Set an qualitativen und quantitativen Bewertungskriterien kann im weiteren Projektverlauf für eine Bewertung von Maßnahmenbündeln genutzt werden. Allerdings kann die Komplexität der Maßnahmenbündel sowie die vielfältigen Interdependenzen zwischen Maßnahmen eine besondere Herausforderung für die Bewertung darstellen. Insofern gilt es ebenfalls zu prüfen, inwiefern der Ansatz für andere Anwendungen weiterentwickelt werden sollte. Für den komplexeren Fall von Maßnahmenbündeln könnte ein einheitlicheres Verständnis der Vor- und Nachteile sowie der Größe der jeweiligen Effekte der Instrumente erforderlich sein. Dennoch kann auch die Bewertung von Einzelmaßnahmen einen wertvollen Debattebeitrag liefern, da so aufgezeigt werden kann, wo Konsens besteht, wo

Unterschiede auftreten und wo eventuelle Schwachpunkte bestimmter Politikmaßnahmen zukünftig liegen könnten. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die vorliegende Analyse sowohl mit der Maßnahmenübersicht als auch konzeptionell und methodisch mit dem Set an Bewertungskriterien einen Beitrag zur aktuellen Diskussion um das Strommarktdesign der Zukunft leistet.

Literaturangaben

- Aengenvoort (2020): Support your local grid operator – Flexibilität aus dem Virtuellen Kraftwerk auf Verteilnetzebene, <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/enko-flexibilitat-virtuelles-kraftwerk-verteilnetz#>.
- BDEW (2023): BDEW-Grundsatzpapier: Ein neues Marktdesign für Europa und Deutschland. Diskussionspapier. Berlin.
- BMWK (2024): Strommarktdesign der Zukunft. Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem. Berlin.
- Böttger et al. (2021): Neues Strommarktdesign. Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien. Kassel.
- Breuing (2023): Power Market Impact of Splitting the German Bidding Zone. Public Report. Berlin.
- Bublitz et al. (2019): A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms, Energy Economics, DOI: 10.1016/j.eneco.2019.01.030.
- Bundesnetzagentur (2024a): Eckpunkte zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich. Bonn.
- Bundesnetzagentur (2024b): Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach §14a EnWG. Bonn.
- Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt (2023): Monitoringbericht 2023. Bonn.
- Bundesregierung (2024): Wachstumsinitiative – neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland. Berlin.
- Burkhardt & Blesl (2023): Wandel der Fernwärme im Kontext des Kohleausstiegs und der aktuellen Gaskrise. Ariadne-Analyse. Potsdam.
- Dreyer et al. (2015): Are acceptance, support, and the factors that affect them, different? Examining perceptions of U.S. fuel economy standards, Transportation Research Part D: Transport and Environment, DOI: 10.1016/j.trd.2015.06.002.
- Egerer et al. (2022): Kohleausstieg 2030 unter neuen Vorzeichen, Wirtschaftsdienst, DOI: 10.1007/s10273-022-3260-y.
- Eicke et al. (2022): Regionale Steuerungs- instrumente im Stromsektor. Berlin.
- Eicke & Schittekatte (2022): Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate, Energy Policy, DOI: 10.1016/j.enpol.2022.113220.
- Friedrichsen et al. (2016): Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung – Diskussion ausgewählter Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgelt- und Netznutzungssystems. Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger.
- Fritz et al. (2022): Batteriespeicher in Netzen. Berlin.
- George et al. (2024): Balancing the books: unveiling the direct impact of an integrated energy system model on industries, households and government revenues, Energy, Sustainability and Society, DOI: 10.1186/s13705-024-00450-7.
- Geschäftsstelle der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (2024): Bericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS). Berlin.
- Gillich et al. (2024): Die Schlüsselrolle von Flexibilität im Stromsystem 2030. Potsdam.
- Grimm et al. (2016): On the long run effects of market splitting: Why more price zones might decrease welfare, Energy Policy, DOI: 10.1016/j.enpol.2015.11.010.
- Günther et al. (2021): Prosumage of solar electricity: Tariff design, capacity investments, and power sector effects, Energy Policy, DOI: 10.1016/j.enpol.2021.112168.
- Haucap et al. (2022): Strommarktdesign 2030. Die Förderung der erneuerbaren Energien wirksam und effizient gestalten. München.
- Held et al. (2022): Regulatorische Handlungsoptionen für ein klimaneutrales Energiesystem. Kurzpapier. Potsdam.
- Hilpert (2018): Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht.
- Hirth et al. (2019): Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power). Kiel, Hamburg.
- Hirth (2023): Distorting electricity markets with new peak shaving product is dangerous business, <https://www.euractiv.com/section/electricity/opinion/distorting-electricity-markets-with-new-peak-shaving-product-is-dangerous-business/> [Stand: 20.08.2024].
- Hirth et al. (2023): Stromtarife für Preissicherheit und Flexibilität. Ausgestaltung eines dynamischen Tarifs mit Preisabsicherung, Kurzgutachten. Berlin.
- Hirth & Eicke (2023): Zeitvariable Verteilnetzentgelte. Eine ökonomische Perspektive auf die deutsche Netzentgeltsystematik. Berlin.
- Hufendiek (2021): Plattform- & marktbasierter Ansätze: Enabler der Integration dezentraler Flexibilitätsoptionen? . Stuttgart.
- Jürgens et al. (2024): Flexibilität im deutschen Energiesystem bis 2045. Potsdam.
- Kaestner et al. (2023): Cost sharing mechanisms for carbon pricing: What drives support in the housing sector?
- Kahles & Pause (2019): Überprüfung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone nach der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung. Hintergrundpapier, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht.
- Kitzing et al. (2024): Contracts-for-Difference to support renewable energy technologies: Considerations for design and implementation, Research Report RSC/FSR March 2024.
- Klobasa et al. (2020): Analyse und Bewertung von flexibler Nachfrage. Karlsruhe.
- Knopf et al. (2024): Eine sozial gerechte und klimaneutrale Zukunft sichern. 11 Thesen für eine Klimasozialpolitik. Berlin.

- Levi et al. (2023): Geographische und zeitliche Unterschiede in der Zustimmung zu Klimaschutzpolitik in Deutschland Report. Potsdam.
- Löschel et al. (2021): Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2011. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart.
- Löschel et al. (2023): Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg.
- Löschel et al. (2024): Monitoringbericht 2024. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg.
- Luderer et al. (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Potsdam
- Luderer et al. (2022): Deutschland auf dem Weg aus der Gaskrise. Potsdam
- Matthes et al. (2022): UPTAKE - Unkonventionelle Perspektiven auf den Transportnetz-Ausbau für Klimaneutralität & Energiewende. Berlin, Kassel.
- Nicolosi (2024): Die Ordnung der Transformation. Versorgungssicherheit im Strommarkt. Berlin.
- Nicolosi & Burstedde (2021): Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Abschlussbericht. Dessau-Roßlau.
- Palacios et al. (2020): Photovoltaik-Pflicht mit Verpachtungskataster - Gestaltungsoptionen. Dessau-Roßlau.
- Panda et al. (2023): A comprehensive review on demand side management and market design for renewable energy support and integration, *Energy Reports*, DOI: 10.1016/j.egy.2023.09.049.
- Pfluger et al. (2023): Wissenschaftliche Transformationsstudie zur Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung in der Region Hoyerswerda, Weißwasser und Spremberg bis 2050. Berlin.
- Plattform Klimaneutrales Stromsystem (2024): Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarktes. Berlin.
- Prol & Schill (2021): The Economics of Variable Renewable Energy and Electricity Storage, *Annual Review of Resource Economics*.
- Püls-Schlesinger & Schlemmer (2023): Oesterreichs Energie Positionspapier zur Diskussion zum Strommarktdesign. Wien.
- Ritter et al. (2023): Energy Sharing. Bestandsaufnahme und Strukturierung der deutschen Debatte unter Berücksichtigung des EU-Rechts. Dessau-Roßlau.
- Roth & Schill (2023): Geographical balancing of wind power decreases storage needs in a 100% renewable European power sector, *iScience*, DOI: 10.1016/j.isci.2023.107074.
- Schill et al. (2017): Prosumage of solar electricity: pros, cons, and the system perspective, *Economics of Energy & Environmental Policy*, DOI: 10.5547/2160-5890.6.1.wsch.
- Schill (2020): Electricity Storage and the Renewable Energy Transition, *Joule*, DOI: 10.1016/j.joule.2020.07.022.
- Schlecht et al. (2024): Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them, *Energy Policy*, DOI: 10.1016/j.enpol.2024.113981.
- Sievers et al. (2023): Gesamtwirtschaftliche Wirkung der Energiewende. Potsdam
- SPD & Bündnis 90/Die Grünen und FDP (2021): Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Berlin
- Springmann et al. (2020): KOF und ALF - Wie passen Flexibilitätsplattformen mit der Koordinierungsfunktion des FNN zusammen?, FfE Discussion Paper.
- Stryi-Hipp (2021): Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen in Berlin im Rahmen einer Solarpflicht. Freiburg.
- Stute et al. (2024): Assessing the conditions for economic viability of dynamic electricity retail tariffs for households, *Advances in Applied Energy*, DOI: 10.1016/j.adapen.2024.100174.
- Stute & Kühnbach (2023): Dynamic pricing and the flexible consumer – Investigating grid and financial implications: A case study for Germany, *Energy Strategy Reviews*, DOI: 10.1016/j.esr.2022.100987.
- Tiedemann et al. (2024): Gebotszonenteilung: Auswirkungen auf den Marktwert der Erneuerbaren Energien im Jahr 2030. Potsdam.
- Winkler et al. (2020): Zukunftsszenarien für Erneuerbare Energien – wie viel und welche Förderung wird zukünftig benötigt? Diskussionspapier im Rahmen des Dienstleistungsvorhabens „Zukünftige Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- Zachmann et al. (2023): The design of the European electricity market - Current proposals and ways ahead. Luxembourg.



Der rote Faden durch die Energiewende: Das Kopernikus-Projekt Ariadne führt durch einen gemeinsamen Lernprozess mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, um Optionen zur Gestaltung der Energiewende zu erforschen und politischen Entscheidern wichtiges Orientierungswissen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Deutschland bereitzustellen.

Folgen Sie dem Ariadnefaden:



@AriadneProjekt



Kopernikus-Projekt Ariadne



ariadneprojekt.de

Mehr zu den Kopernikus-Projekten des BMBF auf kopernikus-projekte.de

Wer ist Ariadne? In der griechischen Mythologie gelang Theseus durch den Faden der Ariadne die sichere Navigation durch das Labyrinth des Minotaurus. Dies ist die Leitidee für das Energiewende-Projekt Ariadne im Konsortium von 27 wissenschaftlichen Partnern. Wir sind Ariadne:

adelphi | Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg (BTU) | Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) | Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) | Ecologic Institute | Forschungsinstitut für Nachhaltigkeit – Helmholtz-Zentrum Potsdam (RIFS) | Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems (CINES) | Hertie School | ifo Institut – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München | Institut der deutschen Wirtschaft Köln | Julius-Maximilian-Universität Würzburg | Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) | Öko-Institut | Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) | RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung | Stiftung Umweltenergierecht | Stiftung Wissenschaft und Politik | Technische Universität Berlin | Technische Universität Darmstadt | Technische Universität München | Technische Universität Nürnberg | Universität Duisburg-Essen | Universität Greifswald | Universität Hamburg | Universität Potsdam | Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) | ZEW – Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung