Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Strommarktdesign der Zukunft

Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem

bmwk.de

Impressum

Herausgeber
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwk.de

Stand
August 2024
Hinweis: Gegenüber der ersten Fassung des Papiers
vom Juli 2024 wurde in dieser Fassung ein
Darstellungsfehler in Abbildung 11 korrigiert.

Diese Publikation wird ausschließlich als Download angeboten.

Gestaltung
PRpetuum GmbH, 81541 München

Zentraler Bestellservice für Publikationen
der Bundesregierung:
E-Mail: publikationen@bundesregierung.de
Telefon: 030 182722721
Bestellfax: 030 18102722721

Diese Publikation wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit herausgegeben. Die Publikation wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Sie darf nicht zur Wahlwerbung politischer Parteien oder Gruppen eingesetzt werden.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung 4

1 Einleitung 11

2 Strommarkt der Zukunft 19

3 Handlungsfelder und Optionen für das Strommarktdesign der Zukunft 24

3.1 Ein Investitionsrahmen für erneuerbare Energien 26
3.1.1 Bedeutung und Perspektive der erneuerbaren Energien im klimaneutralen Stromsystem 26
3.1.2 Der zukünftige Investitionsrahmen für erneuerbare Energien 30
3.1.3 Mögliche Handlungsoptionen für einen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien 36

3.2 Ein Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten 56
3.2.1 Gewährleistung von Versorgungssicherheit im dekarbonisierten Stromsystem 56
3.2.2 Der zukünftige Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten 58
3.2.3 Mögliche Handlungsoptionen für einen Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten 61

3.3 Lokale Signale 78
3.3.1 Umgang mit Netzengpässen auf dem Weg zum dekarbonisierten Stromsystem 78
3.3.2 Rolle und Bedeutung lokaler Signale 82
3.3.3 Mögliche Handlungsoptionen für lokale Signale 85

3.4 Nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale heben 97
3.4.1 Rolle von Flexibilität im dekarbonisierten Stromsystem 97
3.4.2 Aktionsbereiche zum Abbau von Flexibilitätshemmnissen 99

4 Zusammenschau der Handlungsfelder für ein Marktdesign der Zukunft 108

5 Konsultation 111

6 Quellenverzeichnis 112

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht der Handlungsfelder und Optionen ... 10

Abbildung 2: Bedarf an steuerbaren Kapazitäten in den Ländern Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande und Österreich mit und ohne grenzüberschreitenden Stromaustausch ... 16

Abbildung 3: Vergleich der monatlich genehmigten Windenergie-Leistung (kumuliert) für 2016, 2017, 2023 und 2024 ... 27

Abbildung 4: EEG-Fördersätze für Neuanlagen nach Jahr der Inbetriebnahme ... 28

Abbildung 5: Entwicklung Stromverbrauch und Ausbau Wind+PV bis 2045 bei stark strombasierter Sektorkopplung ... 29

Abbildung 6: Bestandteile des Investitionsrahmens für erneuerbare Energien ... 32

Abbildung 7: Entwicklung der jährlich neu genehmigten Windenergieleistung 2013 – 2023 ... 34

Abbildung 8: Handlungsoptionen für einen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien ... 36

Abbildung 9: Schematische Funktionsweise der gleitenden Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag ... 39

Abbildung 10: Schematische Funktionsweise eines produktionsabhängigen zweiseitigen Differenzvertrags ohne Marktwertkorridor ... 42

Abbildung 11: Schematische Funktionsweise eines produktionsunabhängigen zweiseitigen Differenzvertrags ... 46

Abbildung 12: Schematische Funktionsweise einer Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag ... 51

Abbildung 13: Handlungsoptionen zur Finanzierung steuerbarer Kapazitäten ... 61

Abbildung 14: Übersicht Chancen und Herausforderungen der zentralen Optionen für Kapazitätsmechanismen ... 75

Abbildung 15: Redispatch aus Marktkraftwerken, Netzreserve, Einspeisemanagement und Anpassungsmaßnahmen, abzüglich Countertrading (um Vergleichbarkeit herzustellen, sind die Mengen des ehemaligen Einspeisemanagements enthalten) ... 81

Abbildung 16: Handlungsoptionen für lokale Signale ... 85

Abbildung 17: Wirkweise verschiedener lokaler Instrumente auf Investitionsentscheidung und Einsatz/Verbrauch ... 85

Abbildung 18: Aussetzen von Netzentgelten in Abhängigkeit der erwarteten regionalen EE-Abregelung (illustrativ) ... 87

Abbildung 19: Erzeugung, Verbrauch und Day-Ahead-Strompreis in Deutschland am am 13. Mai 2024 ... 100

Abbildung 20: Übersicht der Handlungsfelder und Optionen ... 108

Abkürzungen

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden der Europäischen Union)
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CfD	Contract for Difference
CO_2	Kohlenstoffdioxid
DKM	Dezentraler Kapazitätsmarkt
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy-Only-Markt
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GNDEW	Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
H_2	Wasserstoff
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur)
KKM	Kombinierter Kapazitätsmarkt
KUEBLL	Leitlinien für Klima-, Energie- und Umweltbeihilfen
KMS	Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWS	Kraftwerksstrategie
KWSG	Kraftwerkssicherheitsgesetz
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
PKNS	Plattform Klimaneutrales Stromsystem
PPA	Power Purchase Agreements
PV	Photovoltaik
ROSC	Regional Operational Security Coordination (Regionale Koordination der Betriebssicherheit)
TWh	Terawattstunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See
ZKM	Zentraler Kapazitätsmarkt

Zusammenfassung

Ziel und Hintergrund des vorliegenden Strommarktpapiers

Deutschlands Stromsystem befindet sich mitten in einer umfassenden Modernisierung und steht vor einem Paradigmenwechsel. Wir gehen von einem System mit relativ inflexibler Nachfrage und ihr nachfolgender Stromerzeugung über in ein System, in dem die günstige und variable Stromerzeugung aus Wind und PV zur zentralen Säule und zum Volumenbringer im dekarbonisierten Stromsystem werden. Die damit einhergehenden Veränderungen sind ein Paradigmenwechsel und die Anforderungen an das Stromsystem der Zukunft verändern sich dadurch grundlegend.

Die Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) wurde durch die Koalitionsfraktionen eingesetzt und diskutiert seit 2023 die Anforderungen an das Strommarktdesign der Zukunft in einer Welt mit sehr hohen Erneuerbaren-Anteilen. Ein Gesamtbericht fasst die Diskussion zusammen.

Durch dieses Papier verdichtet das BMWK das Meinungsspektrum auf konkrete Handlungsoptionen und deren Vor- und Nachteile. In einigen Themenfeldern soll damit die Diskussion um die konkreten Optionen eröffnet werden, in anderen werden konkrete Empfehlungen abgegeben.

In der Einigung der Bundesregierung zur Kraftwerksstrategie vom Februar 2024 wurde das BMWK beauftragt, ein Optionenpapier für das Strommarktdesign der Zukunft auf Basis der PKNS-Diskussion zu erarbeiten. Dem kommt das BMWK hiermit nach.

Die in der Wachstumsinitiative beschlossenen Eckpunkte der Bundesregierung sind in das vorliegende Papier eingeflossen. Insoweit das Papier in der Problembeschreibung und Optionendarstellung darüber hinaus geht, ist das Papier ein erster Aufschlag für eine Diskussion innerhalb der Bundesregierung und mit den politischen Akteuren, den verschiedenen Stakeholdern, den Bundesländern, anderen europäischen Staaten und der europäischen Kommission, und schafft die Gelegenheit zur öffentlichen Konsultation.

Gleichzeitig sorgt das Papier für Transparenz und ein gemeinsames Verständnis hinsichtlich der geeigneten Optionen und ihrer jeweiligen Chancen und Herausforderungen.

Handlungsfelder für den Strommarkt von morgen

Die Optionen gliedern sich entlang der **vier zentralen Handlungsfelder**, wie sie bereits mit den Stakeholdern in der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) diskutiert wurden.
Sie umfassen:

- den Investitionsrahmen für erneuerbare Energien,
- den Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten,
- lokale Signale,
- die Flexibilisierung der Nachfrage.

Das Strommarktdesign der Zukunft hat vier zentrale Funktionen:

1. **Koordination:** Der Strommarkt hat erstens unverändert die Aufgabe, den optimalen, also kostengünstigsten Einsatz der benötigten Kapazitäten und der Nachfrageseite zu organisieren.[1]

2. **Investitionsrahmen:** Das Marktdesign hat zweitens die Funktion, für ausreichend Investitionssicherheit zu sorgen, um so die erforderlichen Investitionen in neue Technologien und Kapazitäten zu ermöglichen.

3. **Räumlicher Ausgleich:** Lokale Signale als Teil des Marktdesigns haben drittens die Rolle, Angebot und Nachfrage räumlich mit den Transportkapazitäten des Stromnetzes zu koordinieren.

4. **Zeitlicher Ausgleich:** Der Strommarkt hat viertens die Aufgabe, Angebot und Nachfrage durch mehr Flexibilität zeitlich optimal für ein möglichst kostengünstiges Gesamtsystem aufeinander abzustimmen und Flexibilitäten systemdienlich einzusetzen.

Handlungsfeld 1: Der Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

Zentrale Aussage des Handlungsfeldes 1 ist, dass der weitere Hochlauf der erneuerbaren Energien einen zukunftsfähigen, verlässlichen und kosteneffizienten Investitionsrahmen benötigt, während gleichzeitig die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien schrittweise weiter in den Markt integriert werden muss. Dies deckt sich auch mit der uneingeschränkten Ansicht der Stakeholder der PKNS. Die Markterlöse sind in einem Marktumfeld der Transformation mit zu großen Unsicherheiten verbunden, als dass die notwendigen massiven Investitionen mit hinreichender Sicherheit und hinreichendem Tempo realisiert werden können. Zudem sind Wind- und PV-Strom oft gleichzeitig in hohen Volumina im Markt, sodass die Strompreise günstig sind, gleichzeitig aber die Erneuerbaren kaum Markterlöse haben.

Gegenwärtig sichert die gleitende Marktprämie den Erneuerbaren-Ausbau ab und hat wesentlich dazu beigetragen, dass der Ausbau bei zeitgleich sinkenden Kosten stark vorangeschritten ist. Sie ist jedoch nur bis Ende 2026 europarechtlich genehmigt. Danach muss ein Fördersystem eingeführt werden, das mit einem Rückzahlungsinstrument („Claw-Back“) ausgestaltet ist, für Einnahmen, die über den Förderbedarf hinausgehen. Dies sieht sowohl die neue EU-Strommarkt-Verordnung 2024/1747 vor, als auch die Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien. Dieser Systemwechsel sollte gut vorbereitet sein. Dazu dient die Diskussion auf Basis dieses Papiers. Als alternative Optionen stehen zur Verfügung:

- Option 1: Ergänzung des aktuellen Systems um einen Refinanzierungsbeitrag als Rückzahlungsinstrument

- Option 2: Einführung zweiseitiger produktionsabhängiger Differenzkontrakte

- Option 3: Einführung zweiseitiger produktionsunabhängiger Differenzkontrakte

- Option 4: Einführung von Kapazitätszahlungen in Verbindung mit einem produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrag.

Insbesondere produktionsunabhängig ausgestaltete Investitionsrahmen bieten Vorteile bei Anreizen für effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung. Auch das zunehmende Mengenrisiko wird durch produktionsunabhängige Investitionsrahmen inhärent adressiert.

1 siehe Box 9 in Kapitel 3.2

In ihrer Wachstumsinitiative hat sich die Bundesregierung auf folgendes geeinigt:

> *„...Während die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien schrittweise weiter in den Markt integriert werden muss, braucht der weitere Hochlauf der erneuerbaren Energien einen zukunftsfähigen, verlässlichen und kosteneffizienten Investitionsrahmen. Mit dem Ende der Kohleverstromung wird die Förderung der erneuerbaren Energien auslaufen. Der Ausbau neuer EE soll auf Investitionskostenförderung umgestellt werden (eigener Kapazitätsmechanismus), insbesondere um Preissignale verzerrungsfrei wirken zu lassen. Dazu werden dieses und andere Instrumente rasch im Reallabore-Gesetz im Markt getestet. Dabei muss eine hohe Ausbaudynamik beibehalten werden, um die im EEG verankerten Ziele sicher zu erreichen und möglichst schnell mehr günstigen Strom zu erhalten. Auf diesem Weg wird noch stärker auf Kosteneffizienz und Marktintegration geachtet. In diesem Zusammenhang werden die im Rahmen der Plattform Klima-neutrales Stromsystem aufgezeigten Optionen geprüft und in die Entscheidung einfließen. Perspektivisch werden EE keine Förderung mehr erhalten, sobald der Strommarkt ausreichend flexibel ist und ausreichend Speicher zur Verfügung stehen.“*

Den Beschlüssen der Bundesregierung in der Wachstumsinitiative, die Erneuerbarenförderung auf eine Investitionskostenförderung umzustellen (eigener Kapazitätsmechanismus) kommt Option 4 am nähesten.

Handlungsfeld 2: Der Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

Im Handlungsfeld 2 wird aufgezeigt, dass ein neuer flexibler Technologiemix notwendig ist, um die variable Stromerzeugung aus Wind und PV-Strom auszugleichen und abzusichern. Gleichzeitig halten die Stakeholder das gegenwärtige Marktumfeld für nicht ausreichend, um Investitionen in diesen neuen Technologiemix in ausreichendem Maß anzureizen. Insbesondere sind auch hier die Markterlöse in der Transformation zu unsicher, außerdem stehen zunehmend die kapitalintensiven Fixkosten im Vordergrund und nicht mehr die Brennstoffkosten, da z. B. Kraftwerke nur noch wenige Stunden als Back-up laufen. Das Strommarktdesign der Zukunft sollte deshalb, neben einem verlässlichen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien, gleichermaßen einen verlässlichen Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten beinhalten.

Die Bundesregierung hat daher in ihrer Wachstumsinitiative Anfang Juli bekräftigt, einen technologieneutralen Kapazitätsmechanismus einführen zu wollen, der bis 2028 operativ ist. Die in diesem Papier vorgestellten Optionen und der nachfolgende Konsultationsprozess bilden eine Grundlage für die geplante Entscheidung der Bundesregierung zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus.

Die bei der Diskussion um das „ob“ eines Kapazitätsmarktes relevanten Aspekte verlagern sich jetzt in das „wie“ der Ausgestaltung. Ein energiewendekompatibler Kapazitätsmechanismus sollte einen effizienten und versorgungssicheren Technologiemix aus Kraftwerken, Speichern und flexiblen Lasten unterstützen. Er sollte auf einen wettbewerblichen Ansatz setzen, innovationsoffen und anschlussfähig sein. Er sollte sich an die künftigen Entwicklungen und Unsicherheiten der Energiewende und den technologischen Fortschritt gut anpassen können und so kosteneffizient Versorgungssicherheit gewährleisten.

Als alternative Optionen kommen in Betracht:

- Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging (KMS), möglicherweise ergänzt um einen Mindestpreis für Absicherungsprodukte

- Dezentraler Kapazitätsmarkt (DKM)
- Zentraler Kapazitätsmarkt (ZKM)
- Kombinierter Kapazitätsmarkt (KKM), mit Elementen des DKM und des ZKM

Im Fall des *Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging* (KMS) sind die Versorger verpflichtet, ihren Stromabsatz gegen Preisspitzen abzusichern. Die Nachfrage nach solchen Absicherungsprodukten am Markt kann beispielsweise von Betreibern steuerbarer Kapazitäten wie Kraftwerken oder Speicher bedient werden. Er setzt auf der neuen EU-Hedgingpflicht auf, die Versorgern vorschreibt, dass diese ihre Stromlieferungen mengenseitig absichern sollen.

Im *dezentralen Kapazitätsmarkt* (DKM) wird den Versorgern die Verantwortung übertragen, ihre Stromlieferungen durch Kapazitäten abzusichern. Sie haben die Wahl, ob sie durch Anreizmodelle den Verbrauch ihrer Kunden in Spitzenlastzeiten mit wenig Wind- und PV-Strom reduzieren, eigene Kapazitäten vorhalten (Selbsterbringung) oder den verbleibenden Strombedarf alternativ mit erworbenen Kapazitätszertifikaten in dem Umfang absichern, wie ihre Stromkunden zur residualen Spitzenlast beitragen.

DKM und KMS setzen damit beide auf dem bereits heute bestehenden Prinzip der Bilanzkreistreue auf. Sie sind tendenziell besonders technologie- und innovationsoffen und erschließen eine große Bandbreite an Flexibilitätsoptionen. Sie setzen durch den hohen Anreiz zur Lastvermeidung in Zeiten hoher Strompreise (Selbsterbringung) zusätzliche Flexibilitätsanreize. Beide Ansätze sind „atmende“ Mechanismen, die sich flexibel an die Unsicherheiten bei der Entwicklung der Nachfrage in der Transformation anpassen können. Sie nutzten dafür das wichtige „dezentrale Wissen“ der Akteure vor Ort über die Entwicklung des Systems und zur Entwicklung innovativer Antworten.

Sowohl im DKM als auch KMS werden die Kosten (insb. die, die über die Selbsterbringung hinaus gehen) im wettbewerblichen Umfang über einen Anstieg der Strombeschaffungskosten finanziert.

Nachteil des DKM und KMS ist, dass sie für besonders kapitalintensive Investitionen eine geringere Investitionssicherheit mitbringen als ein zentraler Kapazitätsmarkt, weil sie das Problem der Fristeninkongruenz nicht adressieren (bis zu 15 Jahre Refinanzierungszeitraum der Investoren gegenüber maximal für die nächsten drei Jahre liquide Produkte im Markt). Beide dürften mit einem entsprechenden Überwachungsaufwand einher gehen.

Im *zentralen Kapazitätsmarkt* (ZKM) legt eine zentrale Stelle den Bedarf an steuerbaren Kapazitäten fest und schreibt diesen selbst durch Auktion aus. Der ZKM hat insbesondere den Vorteil, dass er längerfristige Verträge zur Finanzierung steuerbarer Kapazitäten ermöglicht und damit für eine sehr hohe Investitionssicherheit sorgt und das Problem der Fristeninkongruenz adressiert.

Allerdings hat der ZKM in der Regel Schwierigkeiten, Flexibilitäten wie E-Mobilität oder Wärmepumpen oder innovative Lösungen einzubeziehen, da alle Teilnehmer durch die zentrale Stelle vorab präqualifiziert sein müssen und es herausfordernd ist, die Vielzahl an Flexibilitätsoptionen zu klassifizieren und mit Blick auf ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit zu präqualifizieren. Durch die Nichtberücksichtigung der Flexibilitäten und Innovationen im ZKM verschlechtert sich deren Geschäftsumfeld, da andere steuerbare Kapazitäten durch den ZKM in den Markt kommen. Der ZKM ist weniger anpassungsfähig an künftige Entwicklungen und kann weniger gut auf das Problem der Lastunsicherheit reagieren als DKM und KSM. Die durch die Ausschreibung entstehenden Kosten müssen nach den Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien im Wege einer Umlage auf die Verbraucher umgelegt werden. Zudem ist vorgegeben, dass hohe Strompreiseinnahmen durch einen

Rückforderungsmechanismus („Claw-Back“) abzuschöpfen sind.

Derzeit favorisiert das BMWK einen Kombinierten Kapazitätsmarkt (KKM). Ein KKM ist ein dezentraler Kapazitätsmarkt kombiniert mit einer zentralen Komponente für besonders kapitalintensive steuerbare Kapazitäten mit längeren Refinanzierungshorizonten. Er vereint die Vorteile von ZKM und DKM/KMS, da er die vielfach die „neue Welt“ in einem von erneuerbaren Energien und Flexibilität geprägten Stromsystem besonders gut adressieren kann. Der KKM gibt auf der einen Seite besonders kapitalintensiven Investitionen mit langen Refinanzierungshorizonten, für die das Problem der Fristeninkongruenz besteht, fokussiert langfristige Investitionssicherheit durch zentrale Ausschreibungen mit langen Vertragslaufzeiten. Auf der anderen Seite bezieht er optimal flexible Nachfrager, Speicher und Innovationen ein und ist damit eine sehr technologieneutrale Ausgestaltungsoption. Er kann Unsicherheiten bei der Zukunftsprognose und die vielschichtigen Veränderungen „auf der Wegstrecke“ am besten adressieren, indem er auf das dezentrale Wissen der energiewirtschaftlichen Akteure und Verantwortlichen vor Ort setzt. Der KKM ist mischfinanziert, weil nur die Kosten der zentralen Ausschreibung per Umlage zu finanzieren sind. Die Umlage wird durch den kombinierten Ansatz deutlich reduziert gegenüber dem ZKM. Die Kosten im dezentralen Segment (insb. die, die über die Selbsterbringung hinaus gehen), können wiederum im wettbewerblichen Umfang zu einem Anstieg der Strombeschaffungskosten führen.

Handlungsfeld 3: Lokale Signale

Handlungsfeld 3 befasst sich mit dem Zusammenspiel aus Markt und Netz in einem Stromsystem der Zukunft mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien und einer zunehmenden Anzahl flexibler Stromverbraucher wird es immer wichtiger, wann und wo wir Strom erzeugen und verbrauchen und wie dies intelligent mit dem Netz koordiniert wird.

Kernaussage zu Handlungsfeld 3 ist, dass der Netzausbau die strukturelle Antwort bleibt, um Wind- und PV-Strom in Deutschland verteilen, es aber nicht effizient ist, das Netz bis zum letzten „kW“ auszubauen. Der Netzausbau und Redispatch allein können die Herausforderungen der Zukunft nicht meistern. Irgendeine Form von lokalen Signalen wird ergänzend hinzukommen müssen. Das war auch die Kernaussage der Stakeholder in der PKNS, wenngleich es über das „wie“ sehr viele verschiedene Ansichten gibt.

Es bedarf zukünftig eines Dreiklangs:

1. Die deutliche Beschleunigung des Netzausbaus,
2. ein leistungsfähiger und sicherer Redispatch zumindest als Kurzfrist- und Übergangsmaßnahme,
3. lokale Signale, die Anreize für Netzdienlichkeit bei Erzeugern, Verbrauchern und Speichern setzen, ergänzt durch aktive netzorientierte Steuerungsmöglichkeiten.

Folgende Optionen für lokale Signale, die auch miteinander kombiniert werden können, werden daher im vorliegenden Papier diskutiert:

- Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte (Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Zuständigkeit für die Einführung und Ausgestaltung von Netzentgelten bei der unabhängigen Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur, liegt.)
- Regionale Steuerung in Förderprogrammen
- Einbindung von Lasten in den Redispatch

Die Optionen unterscheiden sich sowohl in ihrer Wirkweise als auch im Adressatenkreis. So wirken einige der Optionen in erster Linie auf die Investitionsentscheidung („Regionale Steuerung“), andere eher auf die Verbrauchs-/Dispatchentscheidung („Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte“). Einige der Optionen zielen eher auf die Verbraucherseite („Flexible Lasten im Engpassmanagement“, „Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte“), andere adressieren auch die Erzeugungsseite („Regionale Steuerung“).

Eine objektive Diskussion zum Thema Strommarkt der Zukunft und lokale Signale ist nicht möglich, ohne sich mit den Chancen und Herausforderungen einer Gebotszonenneukonfiguration zu befassen. Das Thema wurde deshalb auch in der PKNS intensiv diskutiert. Das Papier stellt die Vor- und Nachteile in einem Exkurs dar. Aufgrund der Herausforderungen wird eine Gebotszonenkonfiguration vom BMWK jedoch nicht als Option gesehen.

Handlungsfeld 4: Flexibilität

Flexibilität wird zum neuen Markenzeichen in einem treibhausgasneutralen Stromsystem. Das führt zu einem Paradigmenwechsel. Im Kern geht es darum, dass flexible Verbraucher auf der Nachfrageseite und – als Back-up – flexible steuerbare Stromerzeuger auf der Angebotsseite zukünftig die variable Stromerzeugung aus Wind und PV optimiert nutzen und ausgleichen. Insbesondere Elektromobile, Wärmepumpen, Elektrolyseure, Speicher und bestimmte Teile industrieller Prozesse können kurzfristig auf Schwankungen in der Stromerzeugung reagieren. Durch die Verschiebung der Nachfrage werden letztlich auch Preiskurven geglättet und dadurch die Marktwerte der Erneuerbaren verbessert. Die nachfrageseitige Flexibilität hat also einen Vierfachnutzen:

1. Jedermann kann von günstigen Strompreisen in Zeiten von viel Wind- und PV-Strom profitieren,
2. die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft wird erhöht,
3. Versorgungssicherheit wird günstiger gewährleistet und
4. die Integration der EE und von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wird optimiert.

Aktuell bestehen aber eine Reihe von Hemmnissen, insbesondere für die Integration und Nutzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten. Sie verhindern, dass Marktakteure Flexibilitätspotenziale erschließen und entsprechend in Flexibilisierung investieren. Das Papier stellt den Abbau dieser Hemmnisse daher als zentrale Maßnahme für das klimaneutrale Stromsystem dar.

Es hebt drei zentrale Aktionsfelder hervor:

- Preisreaktionen ermöglichen – zeitvariable und innovative Tarifmodelle umsetzen,
- Netzentgeltsystematik flexibilitätsfördernd anpassen,
- industrielle Flexibilität ermöglichen, individuelle Netzentgelte reformieren.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Zuständigkeit für die Einführung und Ausgestaltung von Netzentgelten ausschließlich bei der unabhängigen Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur, liegt. Diese hat am 24. Juli 2024 bereits ein Verfahren zur Setzung systemdienlicher Anreize durch ein Sondernetzentgelt für Industriekunden eingeleitet.

Die genannten Aktionsfelder stellen noch keine konkreten Maßnahmen dar, sondern beschreiben zunächst den Handlungsbedarf. Das BMWK schlägt daher die Entwicklung einer koordinierten **Flexibilitäts-Agenda** vor, um den weiteren Abbau von Flexibilitätshemmnissen strukturiert anzugehen.

Abbildung 1: Übersicht der Handlungsfelder und Optionen

Wechselwirkungen zwischen den vier Handlungsfeldern

Bei der weiteren Diskussion der Handlungsfelder sowie möglicher politischer Entscheidungen ist zu beachten, dass es vielfältige und komplexe Wechselwirkungen zwischen den Handlungsfeldern gibt. Insbesondere Flexibilität und lokale Signale interagieren stark miteinander und mit den übrigen Handlungsfeldern. So führen lokale Signale sowohl bei erneuerbaren Energien wie auch bei steuerbaren Kapazitäten dazu, dass die Standortwahl bei Neuinvestitionen möglichst systemdienlich erfolgt und zur Senkung der Redispatchkosten beitragen kann. Darüber hinaus unterstützen lokale Signale, dass Flexibilitätsoptionen passend zu der aktuellen Netzsituation eingesetzt werden.

Der Abbau von Flexibilitätshemmnissen ist eine Querschnittsaufgabe – ohne Flexibilisierung werden andere Marktdesignoptionen deutlich teurer. Der Abbau von Hemmnissen für Flexibilität bewirkt zum einen, dass erneuerbare Energien sinnvoll genutzt statt abgeregelt werden können und sich die Markterlöse der Erneuerbaren verbessern. Zum anderen vermeidet Flexibilität ein ineffizientes „Übersteuern“ im Kapazitätsmechanismus. Umgekehrt würde eine Nichtberücksichtigung von Flexibilität im Kapazitätsmechanismus deren Marktumfeld verschlechtern, da andere Kapazitäten in den Markt kommen.

Schließlich weisen die Optionen zur zukünftigen Finanzierung erneuerbarer Energien und steuerbarer Kapazitäten zunehmend größere Parallelitäten auf. Dies lässt erkennen, dass sich eine neue, gemeinsame Philosophie für ein Marktdesign entwickeln wird, deren Kern eine kosteneffiziente Refinanzierung von Fixkosten durch eine geeignete Absicherung von Investitionsrisiken darstellt.

Konsultation

Das BMWK eröffnet interessierten Stakeholdern die Möglichkeit, sich bis zum 6. September 2024 an der schriftlichen Konsultation dieses Optionenpapiers zu beteiligen. Nähere Informationen finden sich in Kapitel 5. Es ist geplant, die Ergebnisse der Konsultation im Rahmen einer Sitzung der Plattform Klimaneutrales Stromsystem nach den Sommerferien vorzustellen.

Die Bundesregierung wird im Herbst eine Entscheidung zur Form des Kapazitätsmechanismus für steuerbare Leistung (Handlungsfeld 2) treffen und hat sich in der Wachstumsinitiative vorgenommen, im Oktober erste Eckpunkte in diesem Sinne zu beschließen.

1 Einleitung

Die Energiewende als Innovationsprojekt, das Treibhausgasneutralität und Wettbewerbsfähigkeit sichert

Deutschlands Stromsystem befindet sind derzeit mitten in einer umfassenden Modernisierungsphase. Die Energiewende und die Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien sollen die Stromversorgung in Deutschland zukunftssicher, klimaneutral und wettbewerbsfähig machen. Dies erfordert einen nahezu vollständigen Umbau unserer Energieversorgung und umfangreiche Anpassungen in allen Bereichen der Stromerzeugung, -übertragung und -speicherung sowie des Stromverbrauchs. Weil im Zuge der Energiewende immer mehr Sektoren von fossilen Brennstoffen auf erneuerbaren Strom wechseln werden, betrifft dieser Modernisierungsprozess letztlich nahezu die gesamte Gesellschaft und Volkswirtschaft.

Bis 2045 wird Deutschland treibhausgasneutral, im Stromsektor bereits früher. Die International Energy Agency (IEA) empfiehlt eine Dekarbonisierung des Stromsektors in den Industrienationen bis 2035, um weltweit bis 2045 in allen Sektoren klimaneutral sein zu können und Zeit für die notwendigen Anpassungen bei der Sektorkopplung und der Transformation der Volkswirtschaften zu erhalten.[2] Dementsprechend haben sich die G7-Staaten zum Ziel weitgehend klimaneutraler Stromerzeugung bis 2035 bekannt.[3] Deutschland hat im Einklang mit diesem Ziel gesetzlich beschlossen, den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von aktuell etwas mehr als 50 Prozent auf mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2030 zu erhöhen.[4]

Erneuerbarer Strom wird weltweit zum zentralen Energieträger, weil er die kostengünstigste Option geworden ist. Erneuerbare Energien sind zur kostengünstigsten Option für die Stromerzeugung geworden. Die anfangs hohen Entwicklungskosten sind bezahlt und in den letzten 15 Jahren massiv gesunken. Überall in der Welt werden deshalb erneuerbare Energien ausgebaut, auch dort, wo es keine Klimaziele gibt. Das Impact Assessment der Europäischen Kommission zur Analyse des kostengünstigsten Wegs der weiteren Dekarbonisierung Europas bis 2040 sieht einen Erneuerbaren-Anteil von circa 75 Prozent am Gesamtenergieverbrauch vor, was einem Erneuerbaren-Anteil am Strommix von ca. 90 Prozent entspricht – europaweit! Dafür müssen Investitionen in erneuerbare Energien in Europa bis 2030 von ca. 1.000 GW erreicht werden und diese Summe bis 2040 auf ca. 2.000 GW verdoppelt werden[5]. Allein in Deutschland wollen wir jährlich 22 GW PV, 10 GW Onshore Wind und 4 GW Offshore Wind ausbauen und damit zur europäischen Energiewende beitragen.

Der Zuwachs der erneuerbaren Energien senkt die Großhandelsstrompreise und stärkt damit die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands. Windenergie- und PV-Anlagen haben keine Brennstoffkosten und sehr geringe variable Betriebskosten. Ihr Strom kann daher mit Grenzkosten nahe null auf dem Großhandelsstrommarkt angeboten werden. Dadurch sinkt der Großhandelsstrompreis. Davon können Verbraucher und Industrie profitieren, wenn das Strommarktsystem der Zukunft die Weichen dafür stellt, insbesondere sobald das System flexibel reagieren kann. Dem stehen höhere Kosten durch die notwendigen Investitionen gegenüber.

2 Internationale Energieagentur (2021)
3 G7 Italy (2024), S. 16
4 Siehe § 1 Absatz 2 EEG
5 Europäische Kommission (2024)

Die Nachfrage nach grünen Produkten nimmt weltweit zu. Der Anteil erneuerbarer Energien im Strommix wird damit zunehmend auch zu einem Standortfaktor, zu einem „Gütesiegel grün“ und somit zu einem Vermarktungsvorteil für grüne Produkte auf den Weltmärkten. China hat im vergangenen Jahr den weltweit höchsten Zubau an erneuerbaren Energien erreicht.

Das Stromsystem wird zum Zugpferd der Dekarbonisierung. Die zunehmende Elektrifizierung der Sektoren Verkehr, Industrie und Wärme führt dazu, dass sich der Strombedarf in Deutschland bis 2045 wahrscheinlich verdoppeln wird.

Die deutsche Wirtschaft braucht daher große Mengen an erneuerbarer Energie, um bezahlbare Energie für einen starken, wettbewerbs- und zukunftsfähigen Wirtschaftsstandort Deutschland zu erhalten. Dies ist umso notwendiger, da der EU-Emissionshandel das Angebot an CO_2-Zertifikaten bis Ende der 2030er Jahre in Richtung null verknappen und dadurch die Nutzung fossiler Energien deutlich verteuern wird.

Deutschland ist auf dem Weg der Transformation bereits weit vorangekommen:

- Die Emissionen im Energiesektor wurden gegenüber dem Höchststand von 1990 bis 2023 bereits um über 50 Prozent reduziert. Die jüngste Projektion des UBA zeigt zudem bis 2030 eine deutliche Übererfüllung der Zielvorgaben für den Energiesektor: Über 80 Prozent Emissionsreduktion gegenüber 1990 werden aktuell erwartet.[6]

- 2023 konnte erstmals über die Hälfte des deutschen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Die Bundesregierung hat in den vergangenen 2,5 Jahren sehr viel investiert, um die Ausbaudynamik zu erhöhen und insbesondere um die Planungs- und Genehmigungsverfahren für erneuerbare Energien und die dazugehörigen Netze auf europäischer und nationaler Ebene zu beschleunigen. Der PV-Zubau erreichte 2023 mit 14,6 Gigawatt (GW) einen neuen Rekord. Und auch die Dynamik des Ausbaus der Windenergie nimmt dank umfangreicher Regelungen zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Wind und Netze wieder zu. So wurde 2023 mit 8,8 GW mehr Wind-Offshore-Kapazität erfolgreich bezuschlagt, als bisher in der deutschen Nord- und Ostsee in Betrieb ist. Auch bei Wind-Onshore steigt die Zahl der neu zugebauten sowie der neu genehmigten Anlagen gegenüber den letzten Jahren deutlich an (siehe Abbildung 3 in Kapitel 3.1.1). Insgesamt haben wir bereits 88 GW PV, 62 GW Wind Onshore und 8,7 GW Wind Offshore gebaut.

- Gleichzeitig ist dadurch eine Technologieentwicklung erfolgt, die die Kosten für erneuerbare Energien massiv gesenkt hat. In den Jahren rund um 2010 trieben Fördersätze von bis zu 40 ct/kWh die EEG-Kosten. Heute erfolgt der Großteil des Zubaus in Form von Photovoltaik und Windenergie zu unter 10 ct/kWh.

- Auch der Netzausbau gewinnt aufgrund der Beschleunigungsmaßnahmen an Tempo. 2023 wurden insgesamt viermal so viele Trassenkilometer genehmigt wie 2021; dieses Jahr werden es noch einmal fast doppelt so viele sein. Auch die in Bau gegangenen Trassenkilometer haben sich 2023 gegenüber 2021 bereits verdoppelt, und dieses Jahr sollen es fünfmal so viele Kilometer sein wie 2021.

- Dadurch konnte sowohl der Ausstieg aus der Kernkraft ermöglicht als auch die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken immer weiter reduziert werden.

6 Umweltbundesamt (2024)

- Der starke Anstieg der erneuerbaren Energien führt zu mehr Stunden, in denen die Strompreise am Strommarkt sehr günstig sind, denn erneuerbare Energien haben keine Brennstoffkosten. Einige Verbraucher können davon bereits heute profitieren. Ab Anfang 2025 müssen jetzt alle Verbraucher von ihren Stromanbietern so genannte dynamische Tarife angeboten bekommen, mit denen auch sie von den günstigen Strompreisen in Zeiten von viel Wind und Sonne profitieren können. Der dafür so wichtige Smart Meter Roll-out wurde mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende neu gestartet.

- Die zunehmenden Zeiten sehr hoher Anteile an erneuerbaren Energien nehmen zu und führen zu stärkeren Preisunterschieden zwischen den günstigen Erneuerbaren-Stunden und den übrigen Stunden. Diese Preisunterschiede machen Speicher und deren Geschäftsmodelle attraktiver. Die Speicherkosten sind gleichzeitig stark gesunken und haben jüngst eine starke Wachstumsdynamik ausgelöst. Das ermöglicht es, einerseits die Erneuerbarenspitzen besser zu nutzen und systemverträglicher „zu glätten“ und andererseits die Stunden günstigen Erneuerbaren-Stroms zu verlängern.

- Mit der Umsetzung der Kraftwerksstrategie (KWS) wird die Energiewende im Bereich steuerbare Leistung im Vorgriff auf einen Kapazitätsmechanismus 3-fach voran gebracht. Erstens wird die Dekarbonisierung im Kraftwerkspark beschleunigt, weil wir für einen Teil der Kraftwerke einen konkreten Wasserstoffumstiegspfad vereinbart haben, zweitens wird die Entwicklung neuer Wasserstoff-Kraftwerkstechnologie gefördert, und drittens wird der Kohleausstieg durch den Zubau neuer Kraftwerke abgesichert.

Marktdesign als „Betriebssystem“ für Erneuerbaren-Integration. Nachdem es gelungen ist, die Kosten für die erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren stark zu senken, kommt es jetzt auf den Hochlauf und die Markt- und Systemintegration an. Damit gewinnt einerseits der beschleunigte Netzausbau an Bedeutung und kommt andererseits vor allem dem neuen, smarten Strommarktdesign eine Schlüsselrolle als „Betriebssystem“ für die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren zu. Das Stromsystem geht von inflexibler Nachfrage und ihr nachfolgender Erzeugung über in ein System flexibler Nachfrage, die variabler Erzeugung folgt. In diesem System sind günstige und variable Stromerzeugung aus Wind und PV die Volumenbringer. Speicher und eine flexible Nachfrageverschiebung von beispielsweise Elektroautos, Elektrolyseuren, Wärmepumpen und bestimmten Teilen industrieller Prozesse reagieren darauf, steuerbare und flexible Kraftwerke stellen den Back-up sicher. Das Zusammenspiel dieser Optionen und deren intelligente Integration verändern die Anforderungen an das Strommarktdesign grundlegend.

Flexibilität wird der Schlüssel für Effizienz und günstige Strompreise. Die Flexibilisierung des Stromsystems durch Speicher und flexible Lasten wird zum Schlüssel für ein effizientes und intelligentes Strommarktsystem der Zukunft. Die Stromerzeugung aus Wind und PV wird in vielen Stunden im Überfluss vorhanden sein und zu sehr günstigen Strompreisen führen. Schon jetzt gibt es sehr oft zwischen 11 und 17 Uhr Strompreise am Strommarkt von um die 0 ct/kWh. Das künftige Strommarktdesign sorgt dafür, dass diese Stunden besser ausgenutzt werden können und Unternehmen und Haushalte von den günstigen Strompreisen in Zeiten von viel Wind und PV-Strom besser profitieren, beispielsweise indem sie dann ihre Elektroautos laden. Dadurch wird auch die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren verbessert.

Die Herausforderungen bei der Energiewende dürfen nicht unterschätzt werden. Es geht um die Frage, wie Deutschland es schafft, seinen Wirtschafts- und Industriestandort in eine klimaneutrale Zukunft zu führen und gleichzeitig seine Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten. Die zweiten 50 Prozent EE-Anteil an der Stromerzeugung werden schwieriger als die ersten. Wegen des erwartbaren Anstiegs des Stromverbrauchs brauchen wir einen deutlichen Anstieg des Ausbaus erneuerbarer Energien. Die Anforderungen an die Netz- und Systemintegration werden um ein Vielfaches höher sein, Antworten auf die Veränderungen werden teilweise erst später kommen und es wird daher auch Probleme und Rückschläge geben. Das ist aber normal bei solch großen Transformationsprozessen. Die bisher erreichten Fortschritte, entgegen aller Skepsis und Widerstände, dürfen Zuversicht vermitteln, trotz größer werdender Herausforderungen.

Die Energiewende ist zugleich ein umfassendes Innovationsprojekt, das zur Modernisierung unserer Volkswirtschaft beiträgt. Das Beratungsunternehmen Prognos rechnet bis 2045 mit einem jährlichen Gesamtinvestitionsbedarf zwischen 15 und 87 Milliarden Euro für Energiewirtschaft und Energieinfrastruktur.[7] Wir befinden uns derzeit in einer großen Investitionsoffensive, die noch viele Jahre andauern wird und insbesondere langlebige und kapitalintensive Investitionsgüter adressiert.

Darüber hinaus wird gerade die Integrationsleistung der hohen Anteile erneuerbarer Energien und die Sektorkopplung neue Technologien, innovative Lösungen, Aggregationsmodelle für Flexibilität, einen Schub für die Digitalisierung und insgesamt eine neue „Systemkompetenz" erfordern, um all die vielen neuen Akteure im Stromsystem effizient zusammen zu bringen. Dies schafft neue Rollen und damit auch neue Geschäftsmodelle für die Marktteilnehmer und wird einen Innovationsschub für Deutschland auf allen Ebenen der Wertschöpfung mit sich bringen. Die „Systemkompetenz" erfordert jetzt Investitionen, kann sich später aber als Standortvorteil und Vermarktungsmodell erweisen.

Wichtig ist, die zunächst höheren Investitionskosten abzufedern. Auf der Habenseite der Energiewende stehen vor allem günstige Strompreise, Wegfall der Kosten für fossile Energieträger wie Erdgas oder Erdöl, die perspektivisch durch die zunehmende CO_2-Bepreisung ansteigen würden, geringere Importabhängigkeit, Investitionen und ein Innovations- und Modernisierungsschub. Das geht jedoch mit höheren Investitionskosten einher, insbesondere müssen die umfassenden Investitionen in erneuerbare Energien und Netze finanziert werden.

Ziel muss es sein, den Anstieg der Investitionskosten durch effiziente Lösungen und Wettbewerb so gering wie möglich zu halten und im Übrigen durch die richtigen politischen Entscheidungen gut zu verteilen. Ein Beispiel ist die Übernahme der EEG-Umlage in den Haushalt, die die Verbraucher entlastet und die Förderkosten auf mehr Schultern verteilt. Ein anderes Beispiel ist das Amortisationskonto für den Aufbau des Wasserstoffnetzes. Darüber hinaus können durch mehr Nachfrageflexibilität die Systemkosten sinken (stabilere Markterlöse für EE, geringere Preise für Verbraucher). Insgesamt können die spezifischen Kosten pro erzeugter Kilowattstunde sogar zurückgehen, wenn sich die gestiegenen Investitionskosten des Stromsystems auf einen größeren Stromverbrauch (beispielsweise durch Wärmepumpen oder E-Mobilität) verteilen. Ein breiter wissenschaftlicher Konsens aus Energiesystem-Studien zeigt: Ein auf erneu-

7 Klimaschutzbezogene Gesamtinvestitionen für ein Szenario, in dem die Klimaziele 2030 und 2045 erreicht werden. Energiewirtschaft und Energieinfrastruktur beinhaltet nicht nur den Stromsektor, sondern auch bspw. Wasserstoff und Fernwärme (Prognos (2024)).

erbare Energien und insbesondere auf erneuerbare Stromerzeugung ausgelegtes Energiesystem stellt insgesamt den kostengünstigsten Weg für ein künftiges Stromsystem dar, das treibhausgasneutral sein muss. Wenn man es richtig ausgestaltet.

Die Energiewende gelingt effizient nur mit Europa und ist ein europäisches Projekt. Die Energiewende ist längst ein gesamteuropäisches Projekt. Die 2022/23 beschlossenen Maßnahmen des „Green Deal“ und des „Fit-For-55-Pakets“ bringen Europa auf Dekarbonisierungs- und Modernisierungskurs. Europa hat sich zum Ziel gesetzt, seine Emissionen bis 2030 insgesamt um 55 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Dafür soll unter anderem der Ausbau der erneuerbaren Energien auf 45 Prozent des europäischen Gesamtenergieverbrauchs gesteigert werden. Das entspricht einem Anteil erneuerbarer Energien am europäischen Stromverbrauch von ca. 60-70 Prozent. Im Jahr 2040 sollen es ca. 90 Prozent sein.[8] Gleichzeitig haben die Länder unterschiedliche Voraussetzungen und Potenziale (zum Beispiel Windkraft an der Nord- und Ostsee, Wasserkraft im Alpenraum und Skandinavien, PV in Südeuropa). Das und der zunehmend integrierte und vernetzte Binnenmarkt heben Synergieeffekte und ermöglichen es, unterschiedliche Wetterkorrelationen bei der Stromerzeugung aus Wind und Sonne zu nutzen. Gemeinsam erschließen die Nordseeanrainer-Staaten in der „North Sea Cooperation“ das enorme Potenzial der Nordsee als „green power hub“ für Europa.

Gleichzeitig verfügt Europa über einen liquiden Stromhandel. Das ist eine zentrale Stärke des europäischen Binnenmarktes. Der europäische Stromhandel, koordiniert durch die so genannte Merit-Order, sorgt dafür, dass Europas Haushalte und Unternehmen zu jeder Zeit den Strom aus der günstigsten, europaweit verfügbaren kWh, also der Stromerzeugung zur Deckung der Gesamtnachfrage, erhalten. Ein liquider Stromhandel gewinnt zunehmende Bedeutung, je mehr Erneuerbare ins System kommen und je steiler die sog. „Rampen“ beim Markteintritt und -austritt der erneuerbaren Energien werden.

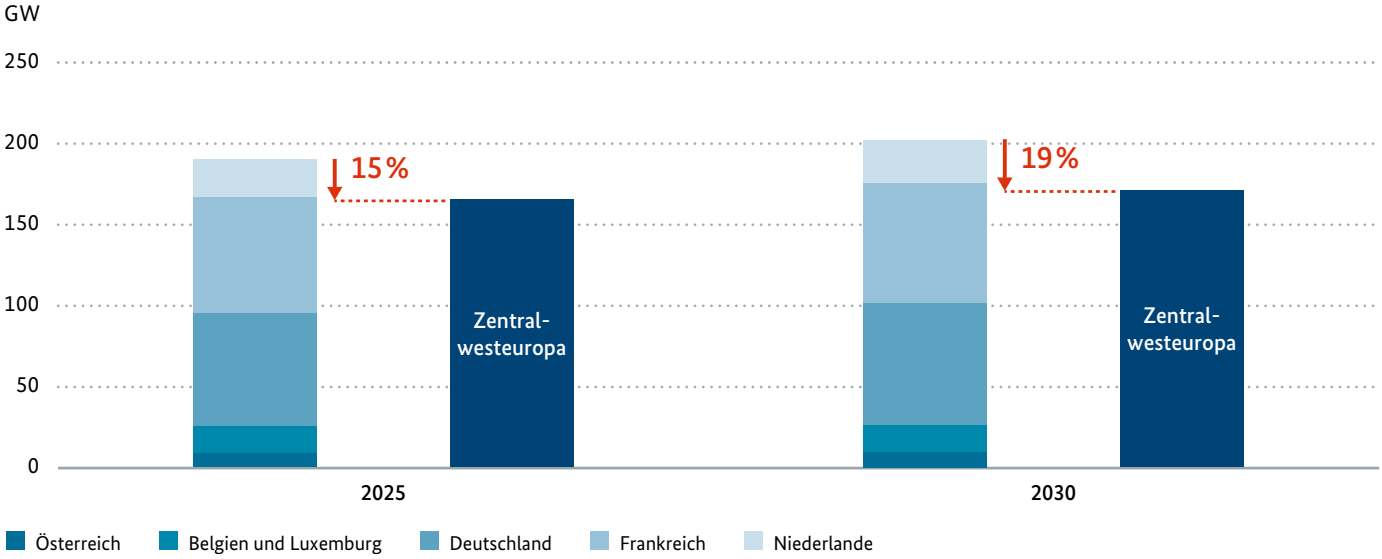
Der europäische, liquide Stromhandel senkt die Kosten, sichert aber gleichzeitig auch die Versorgungssicherheit eines jeden Mitgliedstaats mit ab. So lassen sich europaweit Synergien heben und ein Erzeugungsabfall in einem Mitgliedstaat durch einen Anstieg der Stromerzeugung, durch Speicher oder Flexibilitäten in einem anderen Mitgliedstaat mit abgesichert werden. Wie aus Abbildung 2 ersichtlich, sinkt durch den grenzüberschreitenden Stromaustausch der Bedarf an steuerbaren Kapazitäten alleine in den Ländern Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande und Österreich um 15 Prozent im Jahr 2025 und um 19 Prozent im Jahr 2030. Deshalb arbeitet das BMWK im Rahmen des „Pentalateralen Energieforums“ seit Jahren mit unseren Nachbarn gemeinsam an Themen der regionalen Versorgungssicherheit und des verbesserten Stromhandels.

Deutschland, in der Mitte des europäischen Binnenmarktes, profitiert besonders von diesen Synergieeffekten. Auf der anderen Seite geht mit der zentralen Lage aber auch eine Verantwortung für den Binnenmarkt und den europäischen Stromhandel einher. Wir öffnen und verstärken daher unsere Netze auch für den europäischen Transit-Stromhandel.

Um diese positiven Effekte der europaweiten Koordinierung noch zu vergrößern, ist ein weiterer Ausbau der Stromnetze sowohl national wie auch grenzüberschreitend eine in jedem Fall sinnvolle und notwendige Maßnahme.

8 Europäische Kommission (2024)

Abbildung 2: Bedarf an steuerbaren Kapazitäten in den Ländern Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande und Österreich mit und ohne grenzüberschreitenden Stromaustausch



Quelle: Bruegel (2024)

Ein europaweit koordinierter Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur und -speicher kann die europäischen Synergien noch erheblich erhöhen und den Zugang zu den sehr günstigen Erneuerbaren-Potenzialen beispielsweise in Spanien eröffnen. Wasserstoff lässt sich effizienter über weite Strecken transportieren als Strom (Kapazität einer H_2-Leitung 10-20 GW und einer Gleichstromleitung ca. 2 GW).

Eine grenzüberschreitend koordinierte europäische Sicherheitsreserve an steuerbaren Kapazitäten für den koordinierten und abgestimmten Einsatz in unvorhersehbaren Krisensituationen, wie Europa sie in der Gaskrise 2022 erlebt hat, würde die Synergien sowohl bei der Versorgungssicherheit verstärken als auch den grenzüberschreitenden Stromaustausch zusätzlich absichern und damit das politische Vertrauen in die Vorteile des europaweiten Stromhandels stärken.

Deutschland hat alle Voraussetzungen für eine erfolgreiche Energiewende: Wir haben die Kosten der erneuerbaren Energien gesenkt und sind beim Ausbau schon weit gekommen. Mit umfangreichen Beschleunigungsmaßnahmen hat die Bundesregierung wichtige Grundlagen für den Hochlauf der Netze und der Erneuerbaren gelegt. Deutschland verfügt zudem über die wirtschaftliche Basis und kann beispielsweise mit 10-20 % Lastverschiebung große Nachfragemengen bewegen, um Effizienzen für die Wirtschaft und das Stromsystem zu erschließen. Mit perspektivisch 15 Millionen Elektroautos entsteht ein riesiges Potenzial an flexiblen, steuerbaren Verbrauchs- und Speichereinheiten marktlich ins System bekommen, ebenso wie neue Elektrolyseure, Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen, die wir intelligent integrieren können, wenn der richtige Rahmen gesetzt ist. Deutschland verfügt über ein breites Netz an hochinnovativen mittelständischen Unternehmen, deren Ideenreichtum und „tüftlerisches Geschick“ jetzt für die nächste Phase der Energiewende gewonnen werden kann. Wir haben einen liquiden Stromgroßhandel und können von europäischen Synergien profitieren. Es ist Aufgabe eines intelligenten Strommarktsystems der Zukunft, all diese Komponenten zusammenführen.

Integrativer Stakeholderprozess bereitet Entscheidung vor

Das Strommarktdesign ist komplex – grundlegende Weichenstellungen müssen sorgfältig vorbereitet sein. Das Strommarktdesign ist bereits heute ein sehr komplexer Mechanismus mit einer Vielzahl an Marktakteuren und Technologien auf der Erzeuger-, Netzbetreiber- und der Nachfragerseite: von der kleinen, privat betriebenen PV-Aufdachanlage bis hin zu fossilen Großkraftwerken im Eigentum großer Energiekonzerne, vom lokalen Netzbetreiber bis hin zu den großen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), vom großen Industriebetrieb mit dem Stromverbrauch einer Kleinstadt bis hin zum einzelnen Haushalt. Dazu kommt die europäische Ebene, in die das deutsche Stromsystem eng eingebunden ist, sowohl über den grenzüberschreitenden Stromaustausch mit dem entsprechenden Abstimmungs- und Koordinierungsbedarf wie auch über den gemeinsamen Rechtsrahmen. Die Mechanismen und Zusammenhänge sind komplex. Grundlegende Reformen in Deutschland haben wegen unserer zentralen Lage im Binnenmarkt unmittelbare Auswirkungen auf unsere europäischen Nachbarn. Darüber hinaus muss die Versorgungssicherheit zu jeder Stunde gewährleistet sein. Eine grundlegende Reform muss daher sorgfältig vorbereitet sein, damit das Gesamtsystem auch künftig sicher und effizient funktioniert.

Dabei gilt: Das energiepolitische Zieldreieck bleibt stets der Kompass. Die Stromversorgung muss auch in einem künftigen flexiblen und intelligenten Stromsystem immer sicher, bezahlbar und umweltverträglich erfolgen. Die Bundesregierung wird dafür sorgen, dass das so bleibt. Bürgerinnen und Bürger sowie die Unternehmen sollen jederzeit sicher Strom zu wettbewerbsfähigen Strompreisen beziehen können.

Integrativer Prozess: Die Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) hat zentrale Handlungsfelder des Strommarktdesigns mit Stakeholdern identifiziert. Die Koalitionsparteien hatten in ihrem Koalitionsvertrag vereinbart, die PKNS gemeinsam mit den Fraktionen aus SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP einzurichten. In einem interaktiven Format wird mit zentralen Stakeholdern aus der Wirtschaft, den Gewerkschaften, den Umweltverbänden und den Bundesländern seit 2023 diskutiert, welche Anpassungen am Strommarktdesign notwendig sind, um den Strommarkt zukunftssicher zu machen.

Die breit aufgestellte Stakeholder-Plattform Klimaneutrales Stromsystem hat den Handlungsbedarf in den Themenfeldern Finanzierung erneuerbarer Energien, Finanzierung steuerbarer Kapazitäten, lokale Signale und Flexibilität identifiziert und klar benannt. Auch wenn es im Einzelnen unterschiedliche Sichtweisen zum konkreten „ob“ und „wie“ gibt, wurde die Basis für eine weitere Konkretisierung von Handlungsoptionen gelegt. Diskutiert wurde:

- Wie lassen sich die hohen und kapitalintensiven **Investitionen in erneuerbare Energien** (insbesondere Wind und PV) in einem Marktumfeld absichern, das zunehmend von sehr niedrigen Strompreisen charakterisiert ist?
- Wie lässt sich das **Flexibilitätspotenzial erschließen**, um von der günstigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien optimal zu profitieren und den Back-up-Bedarf zu reduzieren?
- Wie können sich Anreize setzen lassen, so dass Investitionen in und der Einsatz von Anlagen und Lasten auf **lokale Situationen** wie beispielsweise EE-Überschüsse oder Netzengpässe reagieren?
- Wie lassen sich **Investitionen in steuerbare Kapazitäten** sichern(Kraftwerke, Speicher, flexible Lasten)?

Mit diesem Papier legt das BMWK Optionen für das Strommarktdesign der Zukunft vor und stellt diese zur Diskussion. Das vorliegende Papier basiert auf den bisherigen Diskussionen in der PKNS, die das BMWK verdichtet und weiterentwickelt hat.

Die in der Wachstumsinitiative beschlossenen Eckpunkte der Bundesregierung sind eingeflossen. insoweit das Papier in der Problembeschreibung und Optionendarstellung darüber hinaus geht, ist das Papier ein erster Aufschlag für eine Diskussion innerhalb der Bundesregierung und mit den politischen Akteuren, den verschiedenen Stakeholdern, den Bundesländern, anderen europäischen Staaten und der europäischen Kommission und schafft die Gelegenheit zur öffentlichen Konsultation. Gleichzeitig sorgt das Papier für Transparenz und ein gemeinsames Verständnis hinsichtlich der geeigneten Optionen und ihrer jeweiligen Chancen und Herausforderungen.

Box 1

Plattform Klimaneutrales Stromsystem

Die Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) stellt einen notwendigen öffentlichen Diskussionsraum zu Zukunftsfragen des Strommarktdesigns dar. Die dortige Diskussion hat dieses Strommarktpapier vorbereitet. Verschiedene Interessenverbände aus den Bereichen Energiewirtschaft, Verbraucherschutz, Industrie sowie Zivilgesellschaft wirken dabei mit. Auch die relevanten Bundesressorts und Bundesbehörden sowie die Länder sind vertreten. Ergänzt und begleitet wird die Plattform durch Vertreterinnen und Vertreter wissenschaftlicher Institutionen. Eine Steuerungsgruppe, bestehend aus Vertreterinnen und Vertreter der drei Koalitionsfraktionen, begleitet den Prozess auf politischer Ebene.

Die PKNS betrachtet vier zentrale Themenfelder für das zukünftige Strommarktdesign, die in Arbeitsgruppen- und Plenumssitzungen diskutiert werden: Sicherung der Finanzierung von erneuerbaren Energien, Ausbau und Einbindung von Flexibilitätsoptionen, Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung und lokale Signale in den Strommärkten.

Die PKNS hat herausgearbeitet, dass auch für zukünftige Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen eine Form der Absicherung der Finanzierung bei niedrigen Marktpreisen notwendig ist, um den ambitionierten Ausbaupfad erneuerbarer Energien für ein klimaneutrales Stromsystem zu sichern. Die PKNS hat Hemmnisse in der Netzentgeltsystematik für die Flexibilisierung der Nachfrage identifiziert und einen Fahrplan für den Hochlauf dynamischer Tarife erstellt, um die Flexibilisierung des Stromsystems voranzubringen. Es wurde gemeinsam die Erkenntnis erarbeitet, dass eine Form lokaler Signale den Netzausbau/Redispatch ergänzen sollte. Es wurden regional- und zeitdifferenzierte Netzentgelte als interessantes Steuerungsinstrument diskutiert und die die Vor- und Nachteile einer Neukonfiguration der einheitlichen Gebotszone aufgezeigt. Darüber hinaus wurden für die Sicherstellung der Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung zentrale Optionen identifiziert: wettbewerblicher Strommarkt, Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging, dezentraler Kapazitätsmarkt und zentraler Kapazitätsmarkt.

Mit „Nutzen statt Abregeln“ (NsA) wurde außerdem ein in der PKNS diskutiertes Instrument bereits gesetzlich umgesetzt. Die Regelung des § 13k EnWG ermöglicht es, erneuerbaren Strom regional zu nutzen, der andernfalls aufgrund von Netzengpässen abgeregelt würde.

Die Diskussion in der PKNS hat gezeigt, dass die Mehrheit der Stakeholder eine zügige Weiterentwicklung des Strommarkts für erforderlich hält. Es gab jedoch sehr unterschiedliche Ansichten, in welche Richtung diese Weiterentwicklung konkret gehen soll. Der aktuelle Stand der Diskussion in der PKNS wurde im April 2024 in einem integrierten Gesamtbericht veröffentlicht. Insgesamt bilden die Erkenntnisse dieser Diskussion unter Beteiligung des sehr breiten Stakeholderkreises eine gute Grundlage für die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns und fließen in das vorliegende Papier ein.

2 Strommarkt der Zukunft

Das Bild des Stromsystems der Zukunft: ein stark veränderter Technologiemix und Paradigmenwechsel

Wind und Photovoltaik werden die Volumenbringer und wichtigsten Säulen einer dekarbonisierten Stromerzeugung. Die Winderzeugung an Land (onshore) und auf See (offshore) sowie die Photovoltaik werden den Hauptteil der Stromerzeugung in einem dekarbonisierten Stromsystem übernehmen, ergänzt um Wasserkraft, Bioenergie und Geothermie. Die Potenziale von Wasserkraft, Geothermie und biogenen Brennstoffen sind in Deutschland begrenzt. Wind und Solarstrahlung hingegen sind grundsätzlich in ausreichendem Umfang vorhanden, um die Stromnachfrage zu decken. Dies wird auch in vielen anderen Staaten Europas und der Welt der Fall sein.

Paradigmenwechsel: Flexibilität ist zukünftig der Schlüssel für den zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Die wetterabhängige, variable Stromerzeugung aus Wind und PV führt zu einem Paradigmenwechsel: Während früher die Erzeugung der Nachfrage folgte, orientiert sich im dekarbonisierten Stromsystem die Nachfrage stärker am Angebot. Große Teile der Nachfrage – zum Beispiel die E-Mobilität, bestimmte Teile industrieller Prozesse oder Elektrolyseure werden ihren Verbrauch in die Zeitfenster mit hohem Erneuerbaren-Angebot und folglich niedrigen Preisen legen. So wird der Elektrolyseur im Norden Deutschlands vor allem dann große Mengen Wasserstoff produzieren, wenn gerade eine Windfront zu hoher EE-Erzeugung aus Windenergie führt. Das Elektroauto wird die Mittagszeit nutzen, wenn das Angebot an PV-Strom hoch ist und das Auto ohnehin steht. Durch dieses flexible Verhalten werden auch Erneuerbarenerzeugungsspitzen „geglättet“ und sicher und effizient in den Markt und das System integriert (Systemnutzen). Auch für das Netz bieten sich hierdurch neue Flexibilitätsmöglichkeiten.

Flexibilität zahlt sich dabei mehrfach aus: sie hilft, Strompreise zu senken und damit die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zu stärken und sie reduziert die Systemkosten, indem sie die Netzintegration verbessert, den Bedarf an Back-up-Kraftwerken reduziert und auch die **Förderkosten für Erneuerbaren-Strom senk**t, weil er besser genutzt wird und damit seine Markterlöse steigen. Darüber hinaus unterstützen Speicher und flexible Lasten an den richtigen Standorten und bei systemdienlichem Einsatz den sicheren Betrieb des Stromnetzes sowohl auf der Übertragungs- als auch auf der Verteilnetzebene und reduzieren den Back-up-Bedarf.

Ein neuer flexibler Technologiemix gewährleistet Versorgungssicherheit in Zeiten mit wenig Wind- und PV-Strom:

- **Flexible Lasten** wie zum Beispiel Wärmepumpen, bestimmte Teile industrieller Prozesse, Elektrolyseure oder Elektroautos können ihren Strombedarf im gewissen Maß verschieben und an die fluktuierende Erzeugung aus Wind und PV anpassen.

- **Speicher** gleichen die eher kurzfristigen (stündlichen bis täglichen) Schwankungen in der Wind- und PV-Erzeugung bzw. der Nachfrage aus. Dies trifft insbesondere auf Pumpspeicher, Großbatterien oder auch kleine Batteriespeicher in Haushalten und E-Mobilen zu. Dazu kommt künftig Wasserstoff, der als größter langfristiger Speicher in unterirdischen Kavernen bereitgehalten werden kann.

- **Steuerbare Back-up-Kraftwerke** wiederum sind die Option, die einspringen kann, wenn Wind und PV sowie Kurzzeit-Speicher und flexible Lasten nicht ausreichen. Sie nutzen andere, steuerbare Formen erneuerbarer Energien (Wasserkraft, Geothermie, biogene Brennstoffe) oder zunächst übergangsweise noch Erdgas, perspek-

tivisch dann aber Wasserstoff, der idealerweise mit Wind- und PV-Strom erzeugt wurde. Die Kraftwerke können ausschließlich der Stromerzeugung oder auch der kombinierten Strom- und Wärme-Erzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)) dienen. Der KWK kommt damit eine Doppelfunktion zu, da sie nicht nur der Versorgungssicherheit im Stromsektor dient, sondern gleichzeitig auch die Spitzenlast in einem dekarbonisierten Wärmesystem abdecken kann, das ansonsten zukünftig auf Wärmepumpen und anderer EE-basierter Wärmeerzeugung sowie Wärmespeichern aufbaut.

Ziel und Funktion des zukünftigen Strommarktdesigns

Ziel des Strommarktdesigns der Zukunft ist es, das Wechselspiel aus Wind- und PV-Strom als Volumenbringer und flexiblen steuerbaren Kapazitäten als Back-up zu ermöglichen und zu orchestrieren. Das Strommarktdesign der Zukunft ist das Betriebssystem, das alles verbindet. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Unternehmen und Verbraucher auch im treibhausgasneutralen Stromsystem weiterhin jederzeit sicher und bezahlbar mit Strom versorgt werden.

Dazu muss das Strommarktdesign der Zukunft vier wesentliche Funktionen erfüllen: (1) Es muss den Einsatz aller Kapazitäten effizient koordinieren, (2) es muss die Investition in CO_2-freie Erzeugung von Strom ausreichend absichern, sowie (3) den zeitlichen und (4) den räumlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage gewährleisten.

Koordinationsfunktion – Der Strommarkt organisiert den optimalen Einsatz der benötigten Kapazitäten. Die Merit-Order bezeichnet die Angebotskurve im Strommarkt, wobei die letzte benötigte Kapazität den markträumenden Preis setzt, der allen Stromproduzenten, unabhängig von ihren individuellen Grenzkosten, ausgezahlt wird (Marktwert). Wenn die Verbraucher diesen Marktwert zahlen, profitieren sie von der zu diesem Zeitpunkt günstigsten Einheit, die zur Deckung der Gesamtnachfrage benötigt wird.[9] Damit sorgt die Merit-Order letztlich dafür, dass Strom wettbewerblich zu den geringstmöglichen Kosten erzeugt und dem Markt zur Verfügung gestellt wird und dieser nicht allein auf Stromerzeugung durch bilaterale Verträge setzen muss. Gleichzeitig wird die Merit-Order so auch zum Taktgeber des Stromsystems, die die Vielzahl an Marktakteuren zusammenbringen und effizient koordinieren kann. Sie hat somit eine zentrale Informations-, Anreiz- und Koordinierungsfunktion im Strommarkt, ohne die der stetige Ausgleich von Angebot und Nachfrage nicht oder nur mit deutlich höherem Aufwand und Kosten gewährleistet werden könnte. Neben der ökonomischen Effizienz sorgt die Merit-Order auch für Versorgungssicherheit. Denn nur durch ein unverzerrtes Preissignal können Marktakteure in Zeiten von Marktknappheiten die richtigen Entscheidungen über den Einsatz ihrer Kraftwerke und Speicher sowie die vorübergehende Absenkung ihres Verbrauchs treffen.

Insgesamt wurden die Merit-Order und ihre Funktionsweise in den Diskussionen der PKNS von den Stakeholdern einhellig als unverzichtbarer Bestandteil des künftigen Marktdesigns angesehen, um die Akteure im Strommarkt effizient zu organisieren (Koordinierungsfunktion). Änderungen oder gar eine Abschaffung des Merit-Order-Prinzips wurden von den Stakeholdern klar abgelehnt.

Markt- und Investitionsrahmen – Erforderliche Investitionen ermöglichen und dazu Risiken und Kosten gesamtwirtschaftlich minimieren. Das Strommarktdesign muss auch einen verlässlichen

9 Auch in Marktsegmenten wie dem untertägigen Handel im Intraday, wo es aufgrund eines kontinuierlichen Handels keinen markträumenden Preis gibt, oder im Terminhandel mit längerfristigen Produkten orientieren sich die Preise am Marktwert. Denn in der Regel ist kein Stromerzeuger bereit, seinen Strom viel günstiger zu verkaufen als seine Wettbewerber.

Investitionsrahmen darstellen, der die erforderlichen Investitionen anreizt und absichert und zugleich Wettbewerb unterstützt. Ganz zentral ist die Aufgabe, die Risikotragung optimal aufzuteilen und so die Kosten zu minimieren. In jedem Markt gilt: Investitionen sind immer mit Chancen und Risiken verbunden. Es gibt Risiken, mit denen Marktakteure gut umgehen können (zum Beispiel Wetter- oder Preisrisiken), andere hingegen wirken im Extremfall prohibitiv, das heißt, Investitionen unterbleiben oder werden sehr teuer aufgrund von Risikoaufschlägen. Das Strommarktdesign beeinflusst hier ganz wesentlich, wie hoch die Risiken ausfallen und wer optimalerweise welche Risiken trägt – die einzelwirtschaftlichen Akteure, die Gemeinschaft der Verbraucher oder eine zentrale Stelle wie der Staat. Dies stellt letztlich sowohl eine volkswirtschaftliche als auch eine politische Austarierungsfrage dar.

In der PKNS gab es verschiedene Sichtweisen darüber, wie das Marktdesign mit Blick auf die notwendige Investitionssicherheit für künftige kapitalintensive Investitionen weiterzuentwickeln ist. Es bestand aber eine sehr große Einigkeit, dass Handlungsbedarf besteht. Folgende Gründe wurden gesehen:

- **Fixkosten prägen das Stromsystem der Zukunft – Brennstoffkosten verlieren an Bedeutung.** Ökonomisch prägen bislang vielfach die Kosten für Brennstoffe und CO_2 (Einsatzkosten) das bisherige, konventionelle Stromsystem, neben den Fixkosten für die Bereithaltung (für Investitionen in neue und Erhalt bestehender Kapazitäten). Das verändert sich zukünftig. Strom aus Wind und Sonne braucht keine Brennstoffe und verursacht darum nahezu keine Einsatzkosten, Ähnliches wird in der Regel für Kurzzeit-Speicher und flexible Lasten gelten. Kraftwerke haben zwar weiterhin Brennstoffkosten (dann für Wasserstoff oder biogene Brennstoffe) – jedoch werden Kraftwerke als Back-up nur noch in einer begrenzten Anzahl an Stunden zum Einsatz kommen. Das heißt, es entstehen vor allem Fixkosten – vorrangig die Investitionsausgaben.

- **Unterschiedliche Zeithorizonte für kapitalintensive Investitionen (Fristeninkongruenz):** Die Zeithorizonte von Investoren für besonders kapitalintensive Investitionen divergieren. Wind- und PV-Anlagen wie auch Kraftwerke refinanzieren sich über längere Zeiträume von rund 15 bis 20 Jahren. Stromlieferanten sichern sich aber in der Regel nur über kürzere Zeithorizonte ab: Sie können sich in dem wettbewerblichen Endkundengeschäft nur so weit auf eine Strombeschaffung in die Zukunft einlassen, wie sie diesen Strom auch an ihre Endkunden verkaufen können. Das ist meist nur für die nächsten ein bis maximal drei Jahre der Fall. Um die nötigen Kredite für die Investition zu erhalten bzw. Risikoaufschläge und damit Kosten zu begrenzen, brauchen Investoren (beziehungsweise deren Banken) eine gewisse Erlössicherheit, also einen Vertragspartner, der den Strom idealerweise über diese Zeiträume abnimmt. Während einige Investitionen geringere Refinanzierungszeiträume haben, stellt diese Fristeninkongruenz für besonders kapitalintensive Investitionen eine Herausforderung dar. Diese unterschiedlichen Zeiträume miteinander in Einklang zu bringen, wird als Fristentransformation bezeichnet.

- **Hohe Marktumfeld- und Erlösunsicherheit in Zeiten des Umbaus:** Die energiepolitischen Ziele geben einen klaren Rahmen für die Modernisierung vor. Dennoch bestehen für Marktakteure erhebliche Unsicherheiten in der Transformationsphase, wie sich der Stromverbrauch im europäischen Strombinnenmarkt entwickelt, wie schnell welche Technologien hochlaufen (z. B. Elektroautos, Wärmepumpen und Elektrolyseure), wie der Technologiemix sich national und europäisch entwickelt und vor allem wie sich dies auf den Strommarkt und damit

die Erlösmöglichkeiten auswirkt. Beispielsweise dürften die Strompreise auf den Kurzfristmärkten in Zukunft stärker schwanken, sodass die Absicherung gegen Preisvolatilität bedeutender wird. Auch die Anzahl der Stunden, in denen aufgrund sehr geringer oder gar negativer Preise gar keine Erlöse anfallen, dürfte steigen. Wie stark sich diese Effekte auf die Markterlöse zum Beispiel der Erneuerbaren sowie auf die Strompreise der Haushalte und Unternehmen auswirkt, hängt auch vom Tempo und Grad der Flexibilisierung der Stromnachfrage ab.

- **CO_2-Preise geben allein keine ausreichende Investitionssicherheit:** Der Europäische Emissionshandel ist ein Handelssystem für Treibhausgase und begrenzt in den teilnehmenden Staaten die CO_2- und Treibhausgasmenge auf die Menge, für die Zertifikate vorhanden sind. Dies hat den indirekten Effekt, dass sich klimafreundliche Technologien, für die kein Zertifikat gekauft werden muss, marktlich besser durchsetzen können. Im Europäischen Emissionshandel ist zukünftig grundsätzlich mit hohen CO_2-Preisen zu rechnen, da die absolute Menge an Emissionszertifikaten gedeckelt ist und gegen Ende der 2030er Jahre gegen Null gehen dürfte. Im Interesse einer gesellschaftlich wünschenswerten Vorausschau müssten sich die Preise durch entsprechendes Handeln der Marktakteure angemessen weit in die heutige Zeit übertragen und bereits heute in ausreichend hohen Investitionen in erneuerbare Stromerzeugung niederschlagen. Dies ist jedoch nicht der Fall. Ein wesentlicher Grund dafür ist die Unsicherheit der zukünftigen Marktentwicklung in Verbindung mit hohen internen Verzinsungsanforderungen der Investoren, weil Investoren nicht hinreichend sicher sein können, dass die für eine Zielerreichung erforderlichen Preise auch tatsächlich eintreten. Dies beeinflusst die Kalkulation solcher Projekte, deren Refinanzierungshorizont über das Ende der 2030er Jahre hinaus geht. Hinzu kommt insbesondere bei den erneuerbaren Energien, dass sie aufgrund des sog. **Gleichzeitigkeitseffekts** (hoher Anteil von erneuerbaren Energien, wenn die Sonne scheint oder der Wind weht), immer häufiger fossile Stromerzeuger aus dem Markt drängen. Das ist einerseits gut, anderseits profitieren Erneuerbare damit auch nicht mehr von dem strompreissteigernden Effekt hoher CO_2-Preisen und erzielen keine höheren Markterlöse.

- **Fehlendes Vertrauen:** Das Vertrauen der Marktakteure in die langfristige Stabilität und die Verlässlichkeit der Rahmenbedingungen ist elementare Voraussetzung für funktionsfähige und wettbewerbliche Märkte. In den Diskussionen in der PKNS zeigte sich, dass dieses Vertrauen im Rahmen der Bewältigung der Dreifachkrise im Jahr 2022 – Erdgasmangel, langanhaltende Dürre mit einhergehender Kühlwasserknappheit in Teilen Europas und temporäre Abschaltung etlicher französischer Kernkraftwerke – erheblich geschwächt wurde. Fehlendes Vertrauen ist eine Herausforderung mit Blick auf die Stabilität des Investitionsrahmens. Dies ist umso wichtiger im Falle von kapitalintensiven Investitionsprojekten mit substanziellem Planungs- und Genehmigungsvorlauf.

- **Regulatorische Unsicherheiten:** Größere Änderungen am Investitionsrahmen können insbesondere in der Phase zwischen Konzeption und Inkrafttreten einer Reform zu Unsicherheiten bei Marktakteuren führen. Auf Seiten der Investoren wird Kenntnis über und Anpassung an die geänderten Rahmenbedingungen erforderlich. Beides kann gewisse Zeit in Anspruch nehmen. Unter Umständen werden während dieser Lern- und Anpassungsphase Projekte angehalten. Dieser Attentismus kann sich in temporärer Investitionszurückhaltung niederschlagen und zu weniger effektiver Zielerreichung bei Versorgungssicherheit und erneuerbarer Stromerzeugung, wie etwa einer Lücke im Ausbaupfad, führen.

Alle diese Umstände zusammen machten aus Sicht der Stakeholder in der PKNS eine Absicherung von kapitalintensiven Investitionen durch das künftige Marktdesign erforderlich.

Räumliche Ausgleichsfunktion – Lokale Signale als zusätzlicher Baustein. Wo und wann zukünftig Strom erzeugt und produziert wird, wird immer wichtiger. Im zukünftigen Stromsystem wird die Stromerzeugung zunehmend nicht mehr in der Nähe der bestehenden Lastzentren erfolgen, sondern dort, wo günstige Erzeugungsbedingungen wie hoher Windertrag und solare Strahlung herrschen. Dies erhöht den Transportbedarf für das Stromnetz und erfordert zusätzlichen Netzausbau. Mit dem Netzausbau werden die Transportkapazitäten deutlich steigen und so den günstigen EE-Strom zu den Verbraucherinnen und Verbrauchern bringen sowie die Engpässe reduzieren. Noch auftretende Engpässe lösen die Netzbetreiber durch entsprechende Maßnahmen (so genannten Redispatch) auf.

In der PKNS bestand jedoch Einigkeit, dass eine Form lokaler Signale als zusätzlicher Baustein für ein netzdienlicheres Verhalten auf Nachfrage- und Angebotsseite notwendig wird. Das System wird zukünftig eine Vielzahl von dezentralen Einspeisern und flexiblen Verbrauchern zeitlich und räumlich ausbalancieren, das heißt auch die lokale Situation – insbesondere Netzsituation – stärker einbeziehen. Durch entsprechende intelligente Anreize können Marktakteure sich auch stärker an der Netzsituation orientieren in Form von mehr Stromverbrauch vor Ort in Zeiten viel lokaler EE-Erzeugung zur Entlastung des Netzes. Dies kann über verschiedene Ausgestaltungsformen lokaler Signale geschehen, beispielsweise durch geographisch und situativ unterschiedliche Preiskomponenten wie Netzentgelte oder als Element in Investitions-/Absicherungsrahmen anderer (Förder-) Maßnahmen.

Zeitliche Ausgleichsfunktion – Flexibilität erschließen und für Markt und System einsetzen. Um den Paradigmenwechsel hin zu einer flexiblen Nachfrage zu ermöglichen, müssen insbesondere möglichst unverzerrte Preissignale bei den verschiedenen Flexibilitätsoptionen ankommen. Preise können den Einsatz der Flexibilitätsoptionen (zum Beispiel wann sich E-Mobile besonders günstig laden lassen) anreizen, koordinieren und auch systemdienliches Verhalten intelligent fördern.

Darüber hinaus ist es auch entscheidend, dass der Investitionsrahmen für Investitionen in Batterien oder eine flexiblere industrielle Nachfrage gegeben ist und neue Geschäftsmodelle rund um Flexibilität entstehen können. Damit Flexibilität wirtschaftlich wird, müssen aktuelle Regelungen, die anderweitige Anreize setzen, auf den Prüfstand gestellt werden. Die zahlreichen noch bestehenden Hemmnisse für Flexibilität und unverzerrte, flexible Preissignale sollten konsequent abgebaut werden. Zuletzt können Preissignale nur dann flächendeckend beim flexiblen Verbraucher ankommen, wenn das Stromsystem durch eine digitale und intelligente Mess-, Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur diese Koordinationsaufgabe auch bewältigen kann.

Im Rahmen der Entscheidung über einen Kapazitätsmechanismus ist es zentral ein Design zu wählen, dass Flexibilität effektiv berücksichtigt und nicht benachteiligt.

3 Handlungsfelder und Optionen für das Strommarktdesign der Zukunft

Box 2

Europäische Vorgaben: Notwendigkeit von Rückzahlungen („Claw-Back“) für alle variablen und steuerbaren Kapazitäten

Europäische Vorgaben machen einen Rückzahlungsmechanismus im zukünftigen Marktdesign erforderlich. Unter anderem als Reaktion auf die Energiepreiskrise 2022 verlangt die Europäische Kommission Regelungen zur Beschränkung der Rentabilität durch unerwartet hohe Preise. Dementsprechend enthalten die überarbeiteten europäischen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBLL) die Anforderung, bei Unsicherheiten über die Preisentwicklung eine mögliche Überförderung durch entsprechende Rückforderungen zu hoher Markterlöse zu vermeiden (sog. „Claw-Back“). Dies gilt für alle Arten von Kapazitäten (variable erneuerbare Energien wie auch steuerbare Kapazitäten) und alle Arten von Investitionsrahmen wie beispielsweise Contracts for Difference (CfDs) oder Kapazitätsmärkte.

Darüber hinaus sind die Mitgliedstaaten nun auch durch die jüngste Änderung der EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung[10] verpflichtet, direkte Preisfördermechanismen zur Förderung bestimmter Technologien (zum Beispiel Wind, PV, Wasserkraft und Geothermie) nach einer Übergangsfrist von drei Jahren nur noch als zweiseitigen Differenzvertrag oder als eine äquivalente Maßnahme mit Rückzahlungsmechanismus auszugestalten.

Es lässt sich dadurch festhalten, dass eine staatliche Förderung ohne Claw-Back künftig europarechtlich nicht mehr möglich ist. Es geht darum, wie man diese ausgestaltet.

Die Einführung solcher Rückzahlungsmechanismen geht mit Chancen und Herausforderungen einher, die teilweise technologiespezifisch differenziert ausfallen:

Chancen

Unerwartete Zusatzgewinne aufgrund von Hochpreisphasen werden begrenzt. Grundsätzlich stellt ein Rückzahlungsmechanismus eine Möglichkeit dar, übermäßigen Gewinnen aufgrund von Hochpreisphasen von Anlagenbetreibern entgegenzuwirken. Dies entlastet potenziell die Endverbraucher und gleicht bis zu einem gewissen Grad aus, dass der Staat durch die Absicherung von Investitionen das Risiko und damit die Kosten der Anlagenbetreiber senkt.

Claw-Back-Klauseln begünstigen marktliche Investitionen, zumindest bei EE. Anlagenbetreiber wägen ökonomisch ab, ob sie eher im Rahmen eines öffentlichen Investitionsrahmens investieren, innerhalb dessen sie dann zu hohe Markterlöse zurückzahlen müssten, oder außerhalb des öffentlichen Investitionsrahmens, womit sie solche Rückforderungen vermeiden können.

→

10 Europäische Union (2024)

Rückzahlungsmechanismen können Marktintegration weiter verbessern und Erlösunsicherheit verringern. Je nach Ausgestaltung des Investitionsrahmens kann ein adäquates Design des Rückzahlungsmechanismus darüber hinaus dabei unterstützen, zusätzliche System- und Marktintegrationsanreize zu setzen. Ein Rückzahlungsmechanismus kann darüber hinaus die Erlösrisiken reduzieren, da die unsichere Möglichkeit entsprechender zusätzlicher Strommarkterlöse weniger oder gar nicht mehr in der Gesamtkalkulation der Investition berücksichtigt werden muss. Damit kann ein Rückzahlungsmechanismus unter bestimmten Bedingungen die Kreditzinsen beziehungsweise Kapitalkosten senken.

Herausforderungen

Eine sachgerechte Ausgestaltung des Rückzahlungsmechanismus ist notwendig. Es ist zentral, Rückzahlungsmechanismen so auszugestalten, dass effiziente Marktpreissignale unverzerrt erhalten bleiben. Bei der Ausgestaltung wird es außerdem wesentlich darauf ankommen, Auswirkungen eines Rückzahlungsmechanismus in den Blick zu nehmen. Dies betrifft unter anderem die Interaktion mit privaten Absicherungsgeschäften, den Einfluss auf Opportunitätskosten der Investoren und Wechselwirkungen im europäischen Binnenmarkt aufgrund von unter Umständen unterschiedlicher Umsetzung der Mitgliedstaaten.

Bei **steuerbaren Kapazitäten** mit relevanten variablen Kosten (vor allem Kraftwerke mit Brennstoffkosten) muss sichergestellt sein, dass die Rückzahlung auch bei schwankenden Brennstoffpreisen nur oberhalb der variablen Kosten der Anlage greift. Würde die Rückzahlung so hoch ausfallen, dass die Anlage mit den verbliebenen Erlösen ihre Brennstoffkosten nicht mehr refinanzieren könnte, hätte die Anlage keinerlei Anreize mehr, Strom zu produzieren. Dies würde potenziell die Versorgungssicherheit gefährden.

Bei **Speichern** wiederum ist zu berücksichtigen, dass diese ihre Erlöse nicht über den Stromverkauf zu Zeiten hoher Strompreise realisieren, sondern durch die Preisschwankungen am Stromgroßhandel. Ein Speicher kann somit auch bei vergleichsweise niedrigen Strompreisen hohe Erlöse einfahren (wenn der Strom zuvor günstiger eingekauft wurde) oder auch bei hohen Strompreisen geringe Erlöse erzielen (wenn der Strom zuvor bereits teuer eingekauft wurde). Eine Abschöpfung auf Basis des Strompreisniveaus erscheint daher in diesen Fällen wenig geeignet.

Auch **flexible Lasten** reagieren nicht allein auf hohe Strompreise, sondern vor allem auf die kurzfristigen Preisveränderungen im Strommarkt. Hinzu kommt, dass flexible Lasten durch ihre Reaktion auf Strompreissignale letztlich keine Erlöse im engeren Sinne erzielen, sondern ihre Strombezugskosten senken. Ein Rückzahlungsmechanismus würde hier letztlich die Kosteneinsparungen aus dem flexiblen Verbrauch wieder einschränken, was der Erschließung flexibler Lasten für das Stromsystem letztlich entgegenläuft.

3.1 Ein Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

3.1.1 Bedeutung und Perspektive der erneuerbaren Energien im klimaneutralen Stromsystem

Erneuerbare Energien sind die zentrale Säule des klimaneutralen Stromsystems und Schlüssel zu wettbewerbsfähigen Strompreisen, insbesondere für die Industrie

Im Mittelpunkt des treibhausgasneutralen Stromsystems steht die emissionsfreie Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Der Ausbau der erneuerbaren Energien mit Wind- und Solarenergie im Zentrum ist die zentrale Säule einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Energieversorgung im zukünftigen treibhaugasneutralen Stromsystem.

Damit der Umbau zu einem klimaneutralen Stromsystem gelingt, ist es zentral, dass die EE-Ausbauziele erreicht werden. Nur mit ausreichend verfügbaren Erneuerbare-Energien-Anlagen wird es gelingen, die Stromnachfrage zu decken und die gesetzlichen Klimaschutzziele zu erreichen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz legt Ausbaupfade bis 2040 fest, mit dem Zwischenziel eines 80-prozentigen Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030. Nach der Vollendung des Kohleausstiegs soll der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien marktgetrieben erfolgen.

Es wurde bereits viel erreicht: Erneuerbare deckten 2023 erstmals über die Hälfte des Stromverbrauchs

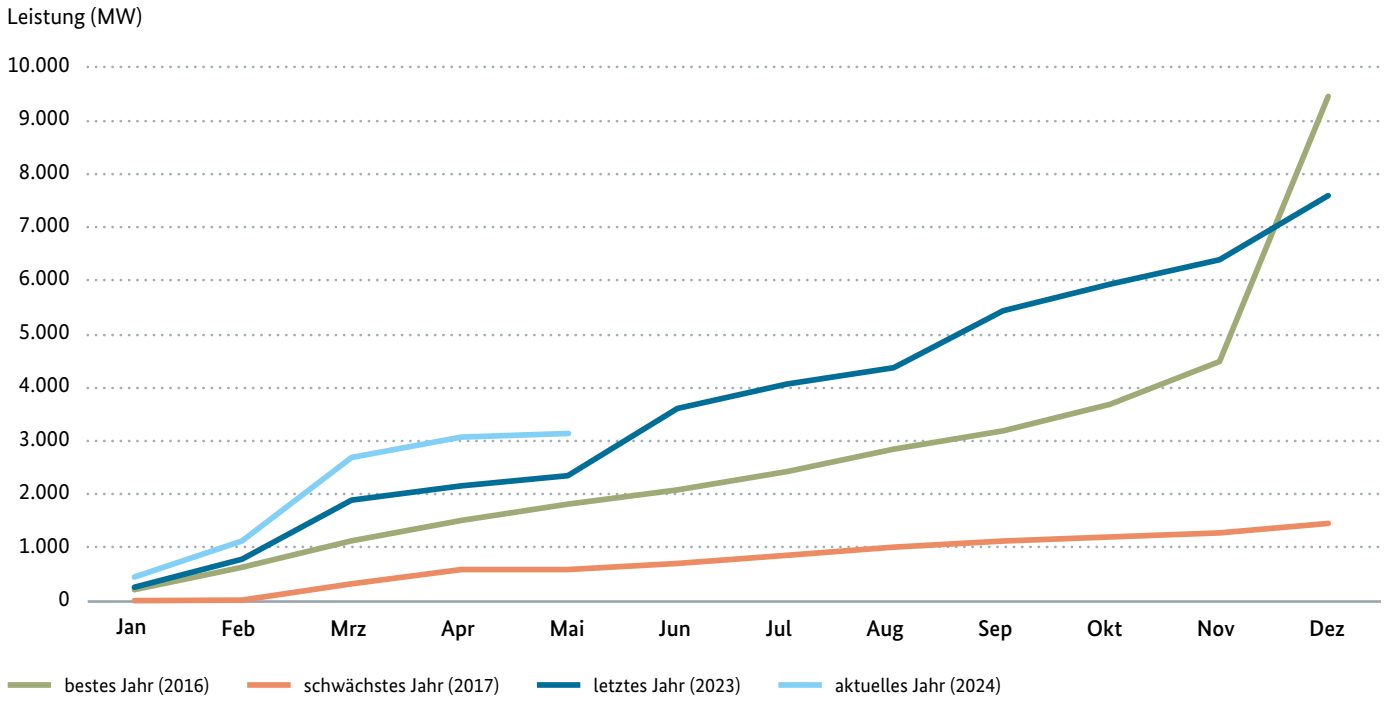
Die Bundesregierung hat die Weichen gestellt, um die Ausbauziele zu erreichen. Die umfangreichen Beschleunigungen der letzten zweieinhalb Jahre zeigen Wirkung, das Tempo beim Ausbau von erneuerbaren Energien hat deutlich angezogen und alles weist in die angestrebte Richtung. Dies ist auch das Ergebnis der novellierten Gesetze im Bereich erneuerbare Energien, wie etwa dem EEG 2023, dem WindSeeG 2023, der Umsetzung der EU-Notfallverordnung zur Beschleunigung des Ausbaus von erneuerbaren Energien und Netzen, der Wind-an-Land-Strategie, der PV-Strategie und dem Solarpaket. Diese Stellschrauben wirken.

Die Genehmigung und der Bau von Solar- und Windanlagen haben deutlich an Dynamik gewonnen:

- Der Zubau von PV-Anlagen ist auf Rekordkurs. Mit einem Zubau von 14,6 Gigawatt (GW) wurden 2023 mehr PV-Anlagen in Deutschland errichtet als jemals zuvor in einem Jahr. Das war eine knappe Verdoppelung der Neuinstallation von PV-Anlagen im Vergleich zu 2022. Gegenüber 2021 (5,7 GW) ist die jährliche neuinstallierte Leistung von PV-Anlagen sogar um mehr als 150 Prozent gestiegen. Der Anteil der PV an der Bruttostromerzeugung lag 2023 damit bei 12 Prozent.

- Die Windenergie an Land war 2023 Deutschlands wichtigste Stromquelle: 22 Prozent des hierzulande erzeugten Stroms stammte aus Windenergieanlagen an Land. Die Neuinstallationen legten 2023 mit 3,6 GW deutlich zu. Zugebaut wurden knapp 50 Prozent mehr Anlagenleistung als im Vorjahr und damit so viel wie seit 2017 nicht mehr. Die Genehmigungszahlen steigen stark an, im ersten Quartal 2024 wurden erstmals über 2,5 GW genehmigt (Abbildung 3).

Abbildung 3: Vergleich der monatlich genehmigten Windenergie-Leistung (kumuliert) für 2016, 2017, 2023 und 2024 (Der Rekordanstieg im Dezember 2016 geht auf Vorzieheffekte zurück)

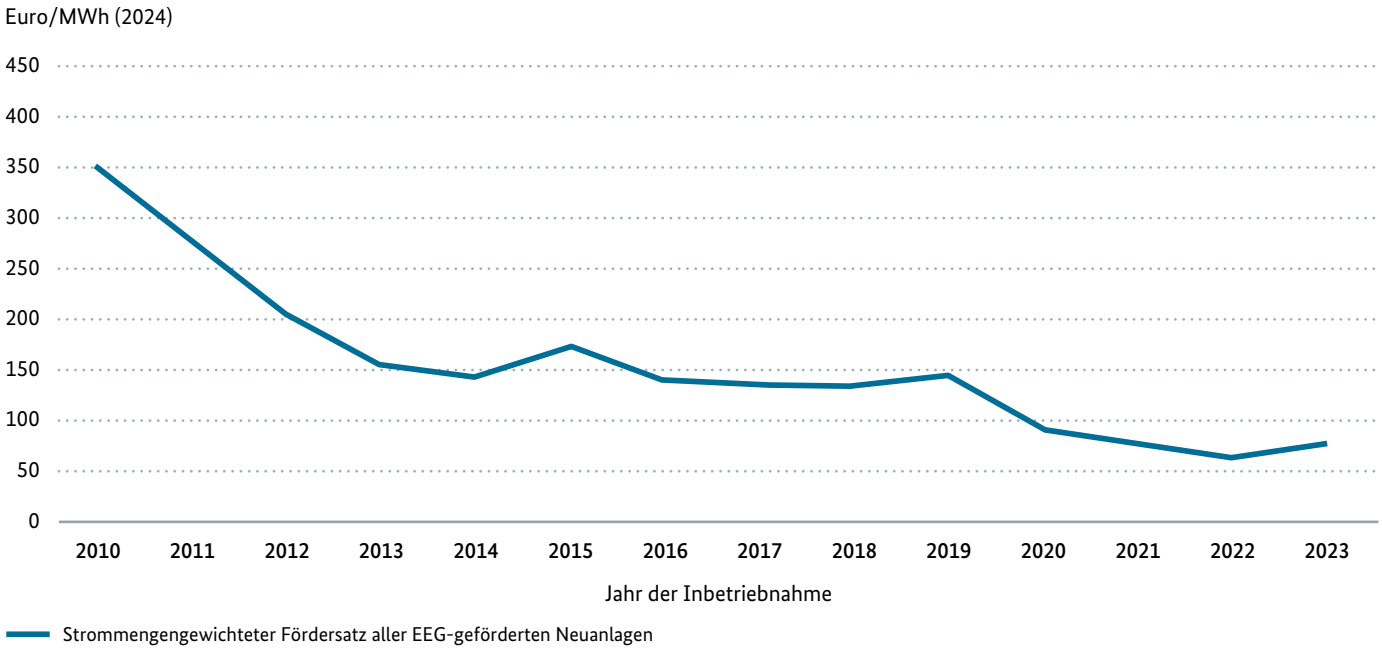


Quelle: Fachagentur Wind an Land (2024)

Die Fördersätze für Neuanlagen nach dem EEG waren 2022 so niedrig wie noch nie und die Bundesregierung bewegt alle Hebel, um die Kosten weiter zu senken. Beim weiteren EE-Ausbau liegt der Fokus auf den kostengünstigen Technologien Windenergie und Photovoltaik. Durch mehr Flächen, beschleunigte Genehmigungsverfahren und weniger Bürokratie gibt es mehr Wettbewerb, der sich kostensenkend auswirkt.

Im Ergebnis sind die Fördersätze für Neuanlagen nach dem EEG viel niedriger als die für Bestandsanlagen: Abbildung 3 zeigt die durchschnittlichen EEG-Fördersätze für Neuanlagen seit dem Jahr 2010. Der EEG-Kostenrucksack stammt insbesondere aus den Jahren 2009 bis 2011. In diesen Jahren stieg unter anderem der PV-Ausbau stark an, während die Fördersätze noch sehr hoch waren (bis zu 40 ct/kWh). In den folgenden Jahren sind die Fördersätze gefallen und waren im Jahr 2022 so niedrig wie nie zuvor.

Abbildung 4: EEG-Fördersätze für Neuanlagen nach Jahr der Inbetriebnahme

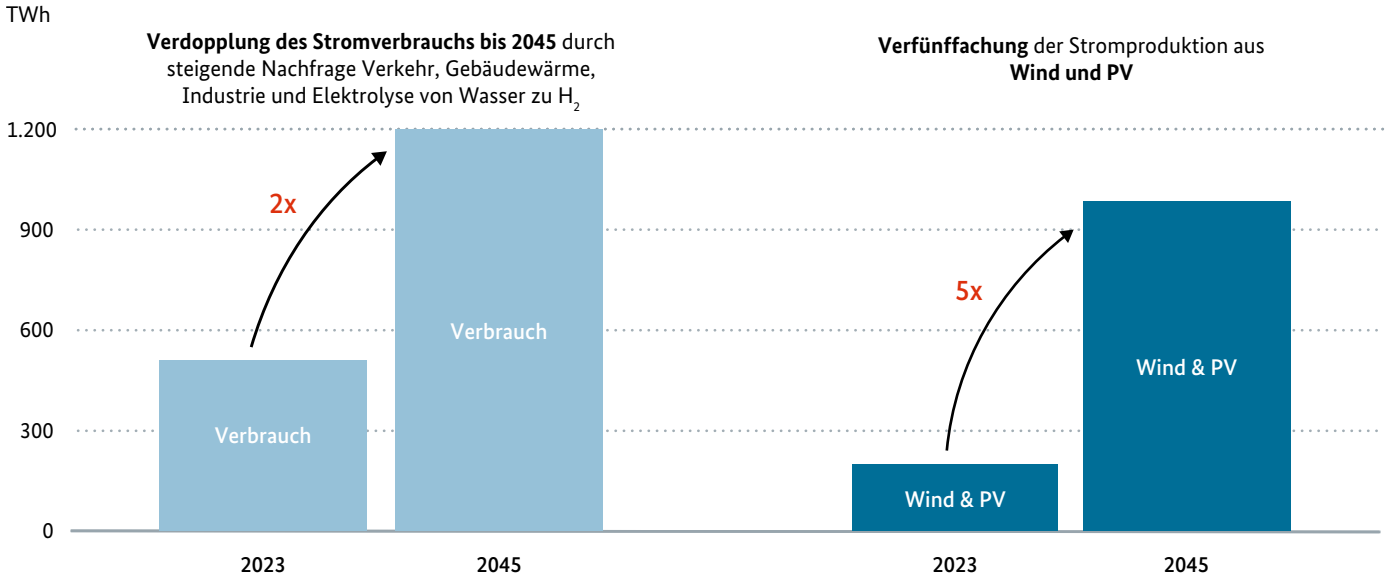


Quelle: Eigene Darstellung des BMWK auf Basis der Daten aus dem Vorhaben „Direktvermarktung und weitere Vermarktungsmodelle für Erneuerbare Energien“

Bis 2045 ist eine Verfünffachung der Stromproduktion aus Wind und PV notwendig, um steigende Nachfrage zu decken

Es ist wesentlich, dass die positive Ausbaudynamik erhalten bleibt, denn der größte Anteil des EE-Ausbaus liegt noch vor uns. Bis 2045 wird sich der Stromverbrauch durch die steigende Nachfrage in den Sektoren Verkehr, Gebäudewärme und Industrie sowie Elektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff etwa verdoppeln. Um diese Nachfrage zu decken, ist fünf Mal so viel Wind- und PV-Strom nötig wie heute (Abbildung 5). Dies entspricht auch den EEG-Ausbauzielen.

Abbildung 5: Entwicklung Stromverbrauch und Ausbau Wind+PV bis 2045 bei stark strombasierter Sektorkopplung[11]



Quelle: BMWK Langfristszenarien TN-Strom. In anderen Szenarien Struktur sehr ähnlich. Vereinfachte Darstellung.
Grafik bezieht sich auf Arbeit (TWh): 2023 gut 200 TWh Wind+PV, 2045 gut 1000 TWh inländische Erzeugung.
Auf Leistung (GW) bezogen erfordert Wind auf See Faktor 8 (von 8,4 auf 70 GW), PV Faktor 5 (von 82 auf 400 GW), Wind an Land knapp Faktor 3 (von 61 auf 160 GW).

Der Aufwärtstrend beim EE-Ausbau trifft auf Herausforderungen für die Zukunft

Unsichere und unzureichende Strommarkterlöse sind ein zentrales Investitionsrisiko für die kapitalintensiven Investitionen in erneuerbare Energien. Bei erneuerbaren Energien ist der Anteil der anfänglich zu leistenden Investitionskosten an den Gesamtkosten bedeutend höher als bei anderen Stromerzeugungstechnologien. Zuletzt sind die Investitionskosten gestiegen, unter anderem aufgrund von steigenden Material-, Transport- oder Pachtkosten. Die hohen Investitionskosten müssen dann im Laufe der Lebenszeit der Anlage durch Erlöse amortisiert werden. Die Hauptquelle dieser laufenden Erlöse sind die Strommarkterlöse, die die Anlagen durch die Vermarktung des produzierten Stroms generieren.

Die Refinanzierung durch Strommarkterlöse ist auch wegen des Gleichzeitigkeitseffekts unsicher. Aus heutiger Sicht dürften nach allgemeiner Einschätzung von Expertinnen und Experten die Strommarkterlöse jedoch allein nicht ausreichen um ausreichend Sicherheit zu geben, um alle für die Modernisierung des Stromsystems erforderlichen Investitionen in EE-Anlagen zu refinanzieren. Zentrale Ursache für die geringen Strommarkterlöse ist der so genannte **„Gleichzeitigkeitseffekt“**. Je höher der Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem, desto häufiger treten Stunden auf, in denen Windenergie- und PV-Anlagen gleichzeitig einspeisen. Aufgrund der Grenzkosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen nahe null können diese sehr günstig Strom anbieten. Dies hat den positiven Effekt, dass der Großhandelsstrompreis in diesen Stunden sinkt, aber ebenso gehen die erzielbaren Erlöse am Strommarkt gerade in denjenigen Stunden zurück, in denen EE-Anlagen einspeisen.

11 Szenario T45-Strom. Es handelt sich um eine vereinfachte Darstellung. Die Grafik bezieht sich auf Arbeit (TWh): 2023 gut 200 TWh Wind+PV, 2045 gut 1000 TWh inländische Erzeugung. Auf Leistung (GW) bezogen erfordert Wind auf See Ausbau um Faktor 8 (von 8,4 auf 70 GW), PV um Faktor 5 (von 82 auf 400 GW), Wind an Land um knapp Faktor 3 (von 61 auf 160 GW).

In der Folge sinken auch die für die Refinanzierung der Anlagen notwendigen erzielbaren Markterlöse, die so genannten Marktwerte. Investitionen werden nur dann getätigt, wenn mindestens die Erwartung der Refinanzierung besteht sowie die Chance, Gewinne zu erzielen. Der strompreissenkende Effekt der erneuerbaren Energien ist so groß, dass sie oft ihre eigenen Investitionskosten nicht mehr durch Markterlöse refinanzieren können. Die vorliegenden Marktwertprognosen zeigen, dass die Marktwerte für einen Großteil der EE-Anlagen aller Voraussicht nach nicht ausreichen werden, um deren Investitionskosten zu refinanzieren.

Dieser Umstand wurde in der Arbeitsgruppe „Sicherung der Finanzierung der erneuerbaren Energien“ der **Plattform Klimaneutrales Stromsystem einhellig als Investitionsrisiko** für erneuerbare Energien festgestellt.

Ein weiteres zentrales Investitionsrisiko für erneuerbare Energien ist, dass die Strommarkterlöse unsicher sind. Das Tempo der Elektrifizierung, Umfang der Flexibilisierung, Stromkosten zukünftiger preissetzender Kapazitäten, die Ertragsgüte zukünftiger Wetterjahre und viele weitere Faktoren bedeuten für Investoren in EE-Anlagen Erlösrisiken, sowohl mit Blick auf die erzielbaren Preise als auch mit Blick auf die produzierbare Menge. Diese Erlösrisiken kann der Investor selbst nicht beeinflussen. Er kann sich auch kaum gegen diese Risiken absichern. In der Folge erhöhen diese Erlösrisiken die Kapitalkosten der EE-Anlagen, weil die Verzinsungsanforderungen der Kapitalgeber steigen. Da EE-Anlagen besonders kapitalintensiv sind, schlagen die Erlösrisiken besonders stark auf die zu refinanzierenden Investitionskosten durch. Die durch steigende Kapitalkosten gehebelten Investitionskosten sind daraufhin noch schlechter durch die knappen Strommarkterlöse refinanzierbar.

Alleine durch die Kräfte des CO_2-Marktes werden die Erneuerbaren nicht ausgebaut. Um Klimaneutralität und Erneuerbaren-Ausbau ausschließlich über den Europäischen Emissionshandel zu erreichen, wären sehr hohe CO2-Preise notwendig. Grundsätzlich steigern hohe CO_2-Preise die Markterlöse der erneuerbaren Stromerzeugung und fördern damit auch deren marktliche Refinanzierung. Investoren können sich aber nicht sicher sein, ob der ETS gegebenenfalls in Zukunft durch andere Maßnahmen flankiert wird. Hinzu kommt, dass wegen des Gleichzeitigkeitseffekts Erneuerbare oft nicht von den höheren Strompreisen infolge höherer CO_2-Preise profitieren. Zusammen mit einem eher risikoscheuen Kapitalmarkt sind in der Folge die CO_2-Preise heute zu niedrig, um alle notwendigen Klimaschutz-Investitionen einschließlich der Investitionen in erneuerbare Energien zu ermöglichen, zumal in dem ambitionierten Tempo, das der Europäische Emissionshandel und auch die deutschen Ausbauziele vorgeben. Gleichzeitig würde das CO_2-Preis-Niveau, das für den rein marktgetriebenen EE-Ausbau notwendig wäre, insbesondere industrielle CO_2-Emittenten und stromintensive Unternehmen mit Blick auf ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit vor große Herausforderungen stellen.

3.1.2 Der zukünftige Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

Ein zukunftsfähiger, verlässlicher und kosteneffizienter Investitionsrahmen sichert den EE-Ausbau und gibt Investoren Verlässlichkeit

Die vorgenannten Herausforderungen zeigen: Damit auch weiterhin die für Klimaschutz und Wettbewerbsfähigkeit notwendigen Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen getätigt werden und diese ihren strompreisdämpfenden Effekt entfalten können, benötigt der Hochlauf der erneuerbaren Energien einen zukunftsfähigen, verlässlichen und kosteneffizienten Investitionsrahmen. Voraussetzung für Investitionen in EE-Anlagen ist ein Rahmen, der Investoren eine hinreichende Chance gibt, ihre Investitionen vollständig zu refinanzieren, und dies in der Breite der

erforderlichen EE-Standorte. Dafür ist es wichtig, dass insbesondere die Erlösrisiken aufgrund der vorgenannten Unsicherheiten begrenzt werden. Ein Investitionsrahmen kann dieses Risikomanagement leisten. In der Folge sinken die Kapitalkosten und damit auch die Stromgestehungskosten. Dies kann auch dazu beitragen, das Problem zu hoher Strompreise (insbesondere für die Industrie) zu reduzieren, gerade auch in Verbindung mit stärkerer Flexibilisierung der Nachfrage. Unerwünschte Szenarien, in denen die für einen zielkonformen EE-Ausbau notwendigen sehr hohen Strom- oder CO_2-Preise den Wirtschaftsstandort Deutschland schwächen oder die Ausbauziele verfehlt würden, werden durch einen Investitionsrahmen vermieden. In der Wachstumsinitiative wurde festgehalten, dass erneuerbare Energien perspektivisch keine Förderung mehr erhalten werden, sobald der Strommarkt ausreichend flexibel ist und ausreichend Speicher zur Verfügung stehen.[12]

Die Bundesregierung hat in ihrer Wachstumsinitiative Anfang Juli bekräftigt, dass der Ausbau neuer EE-Anlagen auf eine Investitionskostenförderung umgestellt werden soll (eigener Kapazitätsmechanismus), insbesondere um Preissignale verzerrungsfrei wirken zu lassen. Dazu sollen dieses und andere Instrumente rasch im Markt getestet werden. Dabei muss eine hohe Ausbaudynamik beibehalten werden, um die im EEG verankerten Ziele sicher zu erreichen und möglichst schnell mehr günstigen Strom zu erhalten. Auf diesem Weg wird noch stärker auf Kosteneffizienz und Marktintegration geachtet. Zugleich sollen in diesem Zusammenhang die im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem aufgezeigten Optionen geprüft werden und in die Entscheidung einfließen.

Die gleitende Marktprämie hat wesentlich zum starken Ausbau beigetragen

Die gleitende Marktprämie als Status quo stellt den EE-Ausbau sicher und gibt Investoren einen verlässlichen Rahmen – ist jedoch europarechtlich befristet. Die gleitende Marktprämie sichert den zielkonformen Ausbau, indem sie Erlösrisiken effektiv absichert. Sie ist aufgrund der wettbewerblichen Ermittlung der Höhe der Absicherung grundsätzlich kosteneffizient. Der staatliche Mindestpreis bietet Investoren und Banken ein hohes Maß an Sicherheit. Gleichzeitig bietet sie weitere Vorteile, wie etwa Anreize für effizienten Anlageneinsatz, indem Direktvermarkter ihre Kosten und Erlöse am Strommarkt optimieren und auf Preissignale reagieren, aber auch Anreize für eine effiziente Anlagenauslegung, durch die eine Anlage den individuellen Marktwert des erzeugten Stroms optimieren kann. Die gleitende Marktprämie hat die erneuerbaren Energien so in die wettbewerbliche Welt geführt. Sie hat sich in der Vergangenheit bewährt.

Aufgrund europäischer Vorgaben wird die gleitende Marktprämie jedoch ab dem 1.1.2027 europarechtlich nicht mehr zulässig sein. Stattdessen muss zusätzlich ein Rückzahlungsinstrument eingeführt werden („Claw-Back“). Auch die kürzlich reformierte EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung[13] lässt ab 2027 direkte Preisfördermechanismen nur noch mit einem solchen Mechanismus zu.

Der neue Investitionsrahmen muss die europäischen Vorgaben beachten und es wird zu prüfen sein, wie das System weiter optimiert werden kann, um die Marktintegration mit Blick auf effiziente Einsatz- und systemdienliche Investitionsanreize weiter zu stärken.

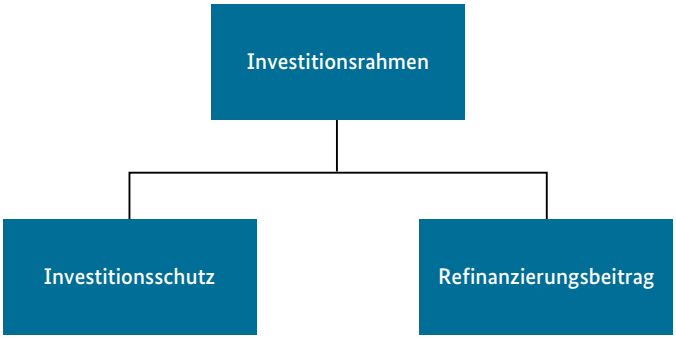
12 Bundesregierung (2024), Randziffer 42 Buchstabe b

13 Europäische Union (2024)

Die Chance für die Zukunft: Ein weiterentwickelter Investitionsrahmen als Kombination aus Investitionsschutz und Refinanzierungsbeiträgen

Der Investitionsrahmen kombiniert einen Investitionsschutz mit einem Refinanzierungsbeitrag. Die beiden notwendigen Elemente eines Investitionsrahmens wurden bereits herausgearbeitet: Die Investitionen sollen geschützt werden, gleichzeitig muss der europarechtlich vorgegebene Rückzahlungsmechanismus enthalten sein (Abbildung 6).

Abbildung 6: Bestandteile des Investitionsrahmens für erneuerbare Energien



Quelle: eigene Darstellung

Ein weiterentwickelter Investitionsrahmen für erneuerbare Energien bietet Chancen für Betreiber und Staat. Der Investitionsschutz sichert die Erlösrisiken für den Betreiber ab. Auch das gegenüber dem Status quo neue Element bietet Chancen. Als Refinanzierungsbeitrag ausgestaltet, kann die Rückzahlung genutzt werden, um einerseits das marktliche Segment des EE-Ausbaus zu stärken und andererseits Betreiber an der Refinanzierung ihrer Absicherung zu beteiligen:

- Ein Refinanzierungsbeitrag senkt Kapitalkosten für Betreiber. Durch einen Refinanzierungsbeitrag bleibt die Erlössituation der Anlage dauerhaft auf einem Niveau erhalten. Dadurch müssen in der Gesamtkalkulation der Investition die unsicheren Strommarkterlöse in deutlich geringerem Umfang berücksichtigt werden. Dies senkt die Kapitalkosten. Sinkende Kapitalkosten werden sich tendenziell in einem niedrigeren Absicherungsbedarf äußern.

- Ein Refinanzierungsbeitrag setzt Anreize für Top-Standorte, in den Markt zu gehen, und stärkt damit das langfristige und planbare Angebot an Grünstrom-Power-Purchase-Agreements (PPAs), also das Segment für Zubau außerhalb eines solchen Investitionsrahmens. Denn Anlagenbetreiber können dann die Rückzahlung zusätzlicher Markterlöse nur vermeiden, wenn sie sich ausschließlich über Strommarkterlöse refinanzieren.

- Letztlich eröffnet ein Refinanzierungsbeitrag dem Staat die Möglichkeit, unerwartete Zusatzgewinne aufgrund von Hochpreisphasen zum Beispiel zur (teilweisen) Refinanzierung des Investitionsschutzes zu nutzen.

Um ein möglichst großes, rein marktliches EE-Segment zu ermöglichen, sollte ein Investitionsrahmen nur die Investitionen schützen, die außerhalb dieses Rahmens keine Chance auf eine Refinanzierung hätten. Es wird einen Teil der Anlagen geben, die ausreichend hohe Erlöse aus dem Strommarkt erwarten können, zum Beispiel weil sie sehr ertragreiche Standorte erschließen. Diese Anlagen können sich langfristig über Grünstrom-Power-Purchase-Agreements („Grünstrom-PPAs“) refinanzieren. Das Potenzial für diese sehr ertragreichen Standorte ist allerdings begrenzt. Um die Ausbauziele und damit auch die Klimaneutralität zu erreichen, werden alle nutzbaren Standorte benötigt. Deshalb wird eine Segmentierung erforderlich werden: Für derart ertragreiche Standorte sollte eine Refinanzierung außerhalb des Investitionsrahmens attraktiver sein. Hierfür werden insbesondere Anforderungen relevant, sich an einer Refinanzierung innerhalb des Investitionsrahmens zu beteiligen (siehe Kapitel 3.1.3).

Der Erfolg des Investitionsrahmens hängt davon ab, dass er die EE-Zielerreichung sicherstellt und gleichzeitig Potenziale bei der Kosteneffizienz sowie bei Anreizen zum effizienten Anlageneinsatz und zur systemdienlichen Anlagenauslegung hebt. Auch der Umstellungsaufwand sollte für Betreiber so gering wie möglich sein. Der Investitionsrahmen für neue EE-Anlagen kann unterschiedlich ausgestaltet werden und sollte sich an den im Folgenden dargestellten Kriterien messen lassen.

Erneuerbare ausbauen und Strompreise dämpfen (EE-Zielerreichung): Der Zubau von Neuanlagen sollte in ausreichendem Umfang und ausreichender Geschwindigkeit angereizt werden, um die Ausbauziele zu erreichen. Dies erfolgt durch Schließen der Wirtschaftlichkeitslücke und Absicherung des Preis- und Mengenrisikos sowie die Nutzung aller für die Zielerreichung notwendigen Standorte.

Kosten senken (Kosteneffizienz): Das gewünschte Ziel wird zu den geringstmöglichen Systemkosten erreicht. Das bedeutet konkret für EE: geringe Förderkosten (unter anderem Kapitalkosten und marktliche Refinanzierung ausreichend ertragreicher Standorte), aber auch systemdienliche Auslegung der EE-Anlagen, Integration in den Strommarkt (siehe Box 7 zu Anreizen für effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung).

Kontinuität, Akzeptanz und geringe Komplexität sicherstellen: Einführung, Vollzug und Umsetzung erfolgen mit geringstmöglichem Aufwand und die Fehleranfälligkeit, zum Beispiel bei der Parametrierung, wird minimiert. Investitionssicherheit ist zentral, damit die Genehmigungs- und Realisierungszahlen auf Kurs bleiben und die Kosten weiter sinken. Genauso wichtig ist die Gesamtkosteneffizienz. Jeder Systemwechsel führt zu Verunsicherungen und kann zu vorübergehendem Attentismus („Fadenriss“) führen. Eine längere Umstellungszeit kann diese Gefahren verringern. Bei jeder Anpassung des Systems muss abgewogen werden, ob die angestrebten Vorteile die Gefahren überwiegen, insbesondere die eines „Fadenrisses“ (Abbildung 7).

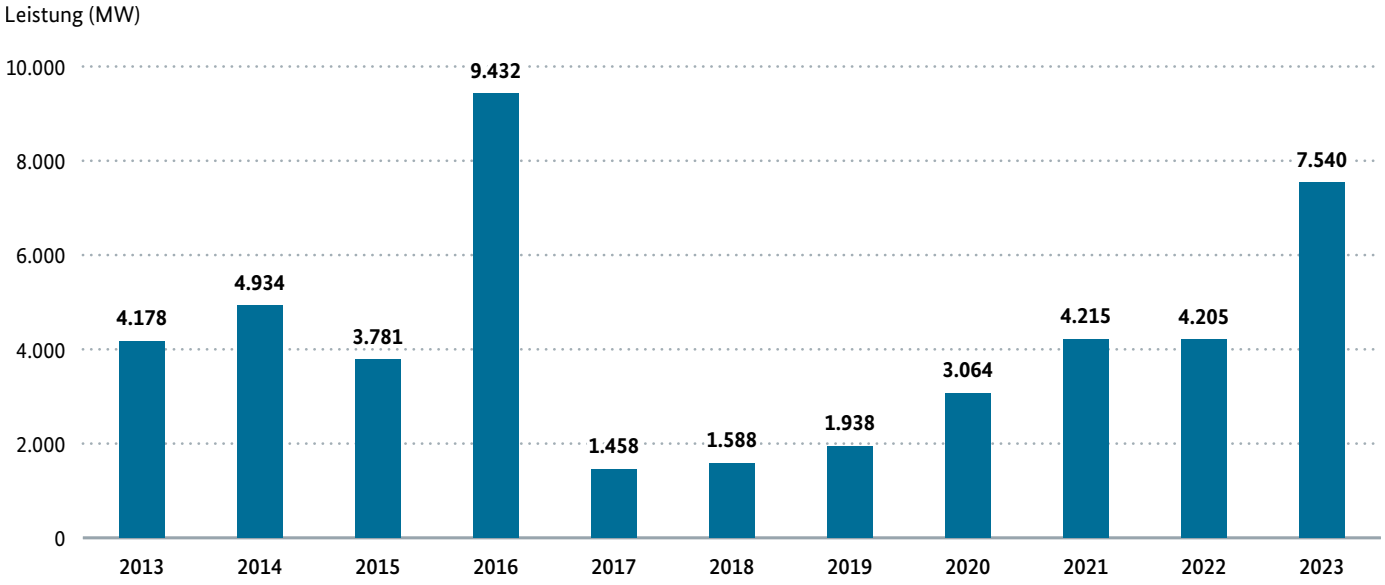
Box 3

Grünstrom-Power-Purchase-Agreements

Zukünftig werden auch Absicherungsinstrumente für PPAs eine stärkere Rolle spielen, um das Segment der Refinanzierung von EE-Anlagen über die Strommärkte zu verbreitern. Eine längerfristige PPA-Vermarktung erfolgt im aktuellen Marktumfeld lediglich für Windenergieanlagen auf See und für größere PV-Freiflächenanlagen. Auch in Zukunft werden vor allem Anlagen an besonders guten Standorten Abnehmer finden, die den erzeugten Strom über ausreichend lange Zeiträume zu Preisen abnehmen, die eine ausreichend verlässliche Refinanzierung der Investitionen ermöglichen.

PPA-Absicherungsinstrumente adressieren ein zentrales Hemmnis des PPA-Marktes: die Kreditwürdigkeit der Abnehmer. Hierdurch erweitert sich der Nutzerkreis von PPA und das potenzielle Volumen des PPA-Marktes steigt. Es ist jedoch noch unklar, wie groß bei marktnahen Konditionen der Absicherungsinstrumente der tatsächliche Effekt auf den Markt sein wird. Die Verfügbarkeit von Standorten, die sich allein aus Strommarkterlösen refinanzieren können, ist begrenzt. Auch ein Absicherungsinstrument für PPAs kann diese Herausforderung nicht beheben. Der Bedarf für einen Investitionsrahmen für alle EE-Anlagen besteht unabhängig von einem gegebenenfalls ergänzenden Absicherungsinstrument für PPAs.

Abbildung 7: Entwicklung der jährlich neu genehmigten Windenergieleistung 2013 – 2023[14]



Quelle: Fachagentur Wind an Land 2024

Effiziente Einsatz- und systemdienliche Investitionsanreize liefern: Anlagen sollten künftig noch stärker angereizt werden, Strom dann zu erzeugen, wenn der Marktpreis positiv ist, und dann keinen Strom zu erzeugen, wenn der Marktpreis negativ ist. Das führt dazu, dass Anlagen bei der Errichtung so ausgelegt werden, dass der erwartete Wert ihres produzierten Stroms möglichst hoch ist (zum Beispiel durch Ost-West-Ausrichtung von PV-Anlagen oder durch Schwachwindanlagen, soweit sinnvoll). Die im Rahmen der gleitenden Marktprämie erreichten Fortschritte sollten dabei erhalten werden, verbleibende Marktverzerrungen aber abgestellt werden.

14 Beispiel für Attentismus-Gefahr: Der Fadenriss bei Wind-an-Land-Genehmigungen ab 2017 (beziehungsweise Zubau ab 2018) war eine Folge der Umstellung auf Ausschreibungen im Jahr 2014: Projektentwickler fokussierten auf Projekte, mit denen sie laut Übergangsfrist noch nicht an Ausschreibungen teilnehmen mussten. Neue, ausschreibungspflichtige Projekte verzögerten sich u.a. aufgrund dieser Vorzieheffekte und Fehlern bei der Systemumstellung.

Box 4

Besondere Herausforderungen einzelner Technologien und kleiner Anlagen

Biomasse ist eine begrenzte Ressource und sollte daher in der energetischen Verwertung so eingesetzt werden, dass sie zur Spitzenlastdeckung eingesetzt wird und ihre Steuerbarkeit voll ausspielt. Biomasse-Anlagen sind wetterunabhängig und wären daher grundsätzlich auch geeignet, um in den Wettbewerb mit anderen steuerbaren Technologien zu treten. Bereits heute existieren die technischen Voraussetzungen, mit Biomasseanlagen Spitzenlasten am Strommarkt abzufangen, was von einigen Anlagenbetreibern auch zur Strompreisoptimierung genutzt wird. Die Mehrzahl der 10.000 Anlagen in Deutschland ist, trotz des technischen Potenzials, nicht systemdienlich flexibilisiert. Es bestehen Argumente sowohl für eine Verortung der Biomasse im hier diskutierten Investitionsrahmen für erneuerbare Erzeugung als auch für eine Verortung im Investitionsregime für steuerbare Erzeugung, die noch sorgsam gegeneinander abgewogen werden müssen. Zudem können Biomasseanlagen unter Umständen weitere wertvolle Ökosystemdienstleistungen außerhalb des Energiesystems erbringen. Generell sollte die Biomasse hauptsächlich in sonst schwer zu dekarbonisierenden Bereichen wie dem Verkehr (Flug- und Schiffsverkehr) oder in der Industrie zum Einsatz kommen.

Wasserkraft und Geothermieanlagen sind Teil des aktuellen Regulierungsrahmens nach dem EEG. Auch für diese Technologien wird daher geprüft, wie und in welchen Investitionsrahmen sie integriert werden können. Es ist wichtig, dabei zu berücksichtigen, dass neben der Stromerzeugung die weiteren Zwecke der Wasserkraftanlagen erfüllt werden können. Dies umfasst etwa die Netzsystemstabilisierung oder die Möglichkeit, dass sich bei der Geothermie ausschließlich auf Wärmeversorgung fokussiert werden könnte.

Kleine Anlagen benötigen auch in Zukunft einen Rahmen, der auf ihre speziellen Stärken und Herausforderungen zugeschnitten ist. Bereits im aktuellen System werden für kleine Anlagen Sonderregelungen zugelassen, insbesondere um die Akzeptanz und Teilhabe an der Energiewende zu stärken und um Standorte ohne zusätzliche Flächenbedarfe zu erschließen. Dies betrifft zum Beispiel die Ausnahme von der Pflicht zur Teilnahme an einer Ausschreibung und für besonders kleine Anlagen auch von der Pflicht zur Direktvermarktung. Auch in einem neuen Investitionsrahmen werden voraussichtlich Sonderregelungen benötigt, denn Anforderungen, die für große Anlagen erforderlich und angemessen sind, können für Kleinanlagen im Hinblick auf den damit verbundenen Aufwand auch schnell zu einem Investitionshemmnis werden, das viele Projekte generell infrage stellt. Ziel ist aber, das Segment der Kleinanlagen für den Zubau zu erhalten und zu stärken. Zugleich stellen sich jedoch Herausforderungen, so zum Beispiel mit Blick auf effiziente Einsatzanreize und systemdienliche Anlagenauslegungen. Es muss noch vertieft geprüft werden, wie die Rahmenbedingungen in einem neuen Investitionsrahmen für kleine Anlagen gestaltet werden sollten.
Ein großer Teil dieser Anlagen wird auch in Zukunft aus Photovoltaik-Anlagen von Privatpersonen bestehen, die auf Gebäuden installiert sind und für den Eigenverbrauch genutzt werden. Nach dem EEG 2023 sollen PV-Dachanlagen die Hälfte des künftigen Zubaus der Photovoltaik ausmachen. Hier gilt es, einen klugen Weg zu finden, die verschiedenen Ziele miteinander zu verbinden: bürokratiearmer Zubau, Teilhabe für jedermann, Verbrauch vor Ort, Anreize für effizienten Einsatz und systemdienliche Anlagenauslegung, Kosteneffizienz und Beiträge zur Dämpfung negativer Preise.

3.1.3 Mögliche Handlungsoptionen für einen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

Im Lichte der Diskussion der PKNS haben sich vier vielversprechende Klassen an Instrumenten herauskristallisiert, die jeweils als alternative Ansätze zu verstehen sind (Abbildung 8):

Abbildung 8: Handlungsoptionen für einen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

OPTION 1	OPTION 2	OPTION 3	OPTION 4
Produktionsabhängige Modelle		Produktionsunabhängige Modelle	
Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag (zweiseitiger Differenzvertrag mit Marktwertkorridor)	Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor	Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag	Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag

Grundsätzlich kann ein neuer Investitionsrahmen für den Zubau von neuen EE-Anlagen an der tatsächlichen Stromproduktion einer Anlage anknüpfen oder unabhängig davon organisiert werden. Systematisch sind folglich zwei Ansätze zu unterscheiden:

- Produktionsabhängige Zahlungen, die an der tatsächlichen Stromproduktion der Anlage bemessen werden (zum Beispiel gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag, produktionsabhängiger Differenzvertrag).

- Produktionsunabhängige Zahlungen, die sich zum Beispiel auf ein Stromproduktionspotenzial, die Stromproduktion einer Referenzanlage oder die Leistung einer Anlage beziehen (zum Beispiel produktionsunabhängige Differenzverträge, Kapazitätszahlungen mit Refinanzierungsbeitrag).

Produktionsabhängige und -unabhängige Handlungsoptionen haben unterschiedliche Charakteristika unter anderem mit Blick auf den Grad der Systemumstellung sowie auf die Anreize für einen effizienten Einsatz und eine systemdienliche Anlagenauslegung (siehe im Detail die nachfolgende Darstellung der Optionen).

Für die Umsetzung bedürfte jede der vorgestellten Optionen weiterer Prüfung bezüglich der spezifischen Ausgestaltung. Bei den Optionen handelt es sich um Instrumentenklassen mit teilweise einheitlicher Grundphilosophie und Vorgehensweise, aber noch nicht um unmittelbar implementierbare Instrumente. Jede Option umfasst allerdings de facto eine Vielzahl möglicher konkreter Ausgestaltungsvarianten, die noch im Detail zu entwickeln, zu prüfen und abzuwägen sind. Im Folgenden werden die Funktionsweise, Chancen und Herausforderungen der Optionen dargestellt.

Die dargestellten Handlungsoptionen bringen jeweils eine unterschiedlich stark ausgeprägte Weiterentwicklung mit sich. Insbesondere produktionsunabhängig ausgestaltete Investitionsrahmen bieten Vorteile bei Anreizen für effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung. Auch das zunehmende Mengenrisiko wird durch produktionsunabhängige Investitionsrahmen inhärent adressiert.

In ihrer **Wachstumsinitiative hat die Bundesregierung sich auf folgendes geeinigt**:

> *„...Während die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien schrittweise weiter in den Markt integriert werden muss, braucht der weitere Hochlauf der erneuerbaren Energien einen zukunftsfähigen, verlässlichen und kosteneffizienten Investitionsrahmen. Mit dem Ende der Kohleverstromung wird die Förderung der erneuerbaren Energien auslaufen. Der Ausbau neuer EE soll auf Investitionskostenförderung umgestellt werden (eigener Kapazitätsmechanismus), insbesondere um Preissignale verzerrungsfrei wirken zu lassen. Dazu werden dieses und andere Instrumente rasch im Reallabore-Gesetz im Markt getestet. Dabei muss eine hohe Ausbaudynamik beibehalten werden, um die im EEG verankerten Ziele sicher zu erreichen und möglichst schnell mehr günstigen Strom zu erhalten. Auf diesem Weg wird noch stärker auf Kosteneffizienz und Marktintegration geachtet. In diesem Zusammenhang werden die im Rahmen der Plattform Klima-neutrales Stromsystem aufgezeigten Optionen geprüft und in die Entscheidung einfließen. Perspektivisch werden EE keine Förderung mehr erhalten, sobald der Strommarkt ausreichend flexibel ist und ausreichend Speicher zur Verfügung stehen.“*

Den Beschlüssen der Bundesregierung in der Wachstumsinitiative, die Erneuerbarenförderung auf eine Investitionskostenförderung umzustellen (eigener Kapazitätsmechanismus) kann mit Option 4 entsprochen werden.

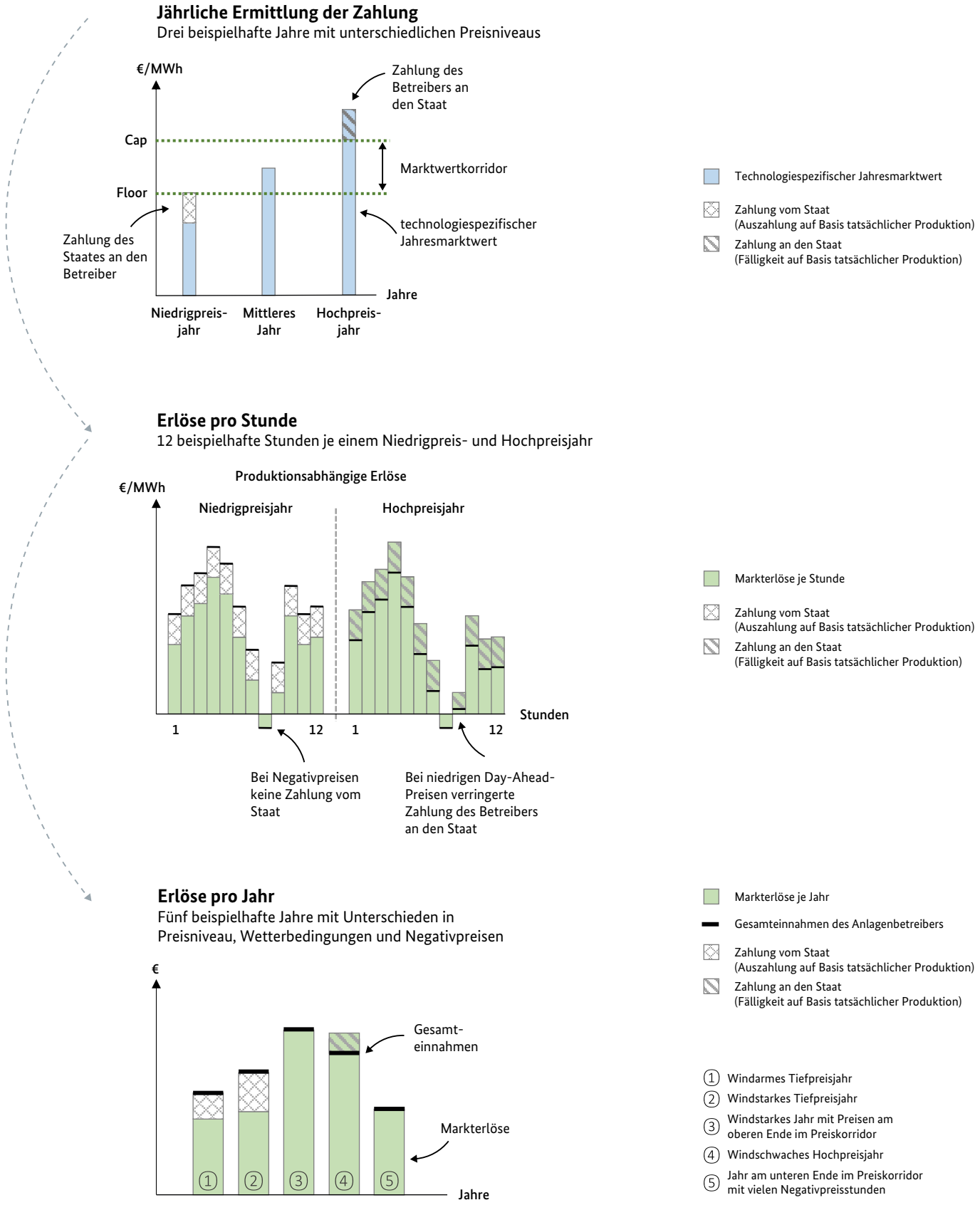
Option 1:
Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag (zweiseitiger Differenzvertrag mit Marktwertkorridor)

Bei einer produktionsabhängigen Zahlung erhält der Anlagenbetreiber als Investitionsschutz – wie im Status quo auch – eine variable Vergütung für tatsächlich eingespeiste Kilowattstunden (Vergütung *pro eingespeister kWh*). Die Vergütung hängt von einem sogenannten anzulegenden Wert und einem Referenzmarktpreis ab. Der Anlagenbetreiber erhält als Investitionsschutz die Differenz aus anzulegendem Wert abzüglich dem durchschnittlichen Marktwert der Referenzperiode, sofern der anzulegende Wert diese übersteigt. Ein solcher Mechanismus wird bereits im EEG als sogenannte gleitende Marktprämie verwendet. Der Referenzmarktpreis kann grundsätzlich abhängig von unterschiedlichen Referenzperioden (zum Beispiel monatlich oder jährlich) gewählt werden, die bestehende gleitende Marktprämie nutzt zur Verbesserung der Anreize für effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung eine jährliche Referenzperiode (technologiespezifischer Jahresmarktwert). Die Vermarktung der Strommengen und der Ausgleich von kurzfristigen Prognosefehlern erfolgen durch den Anlagenbetreiber selbst oder durch einen von ihm beauftragten Dritten (Direktvermarkter). Mit der bestehenden gleitenden Marktprämie wurde gegenüber der festen Einspeisevergütung bereits ein großer Schritt in Richtung Marktintegration getan: Da die Erlöse mit dem Strompreis variieren, reagieren die Vermarkter auf Strompreissignale. Fixe, stündliche Erlöse würden demgegenüber einen Rückschritt darstellen.

Die gleitende Marktprämie müsste durch einen Refinanzierungsbeitrag ergänzt werden. Darüber hinaus sollte geprüft werden, wie sie weiter optimiert werden kann, zum Beispiel mit Blick auf effiziente Einsatz- und systemdienliche Investitionsanreize. Zur Einführung eines Refinanzierungsbeitrags wird bei der gleitenden Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag der Referenzmarktpreis der Investitionsschutzkomponente („Floor“) um einen zweiten, höheren Referenzmarktpreis („Cap“) ergänzt. Wird dieser Cap-Referenzmarktpreis überschritten, muss der Anlagenbetreiber die über die Cap hinausgehenden Erlöse an den Staat zurückzahlen. Der Refinanzierungsbeitrag folgt somit der gleichen Systematik wie die Ermittlung der Vergütung, jedoch mit umgekehrten Vorzeichen. Es entsteht ein „Marktwertkorridor“, innerhalb dessen keinerlei Zahlung zwischen Staat und Betreiber erfolgt. Unterhalb des Floors werden die Markterlöse um eine Prämie ergänzt, oberhalb der Cap muss der Betreiber einen Refinanzierungsbeitrag leisten.

Abbildung 9 veranschaulicht in drei Grafiken die Zahlungsermittlung sowie die Erlöse für einen exemplarischen Fall einer Windkraftanlage im Fall der gleitenden Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag. Die erste Grafik illustriert die Ermittlung der Zahlungshöhe anhand drei beispielhafter Jahre mit unterschiedlichen Preisniveaus. In der zweiten Grafik werden die Erlöse für beispielhafte zwölf Stunden eines Niedrigpreis- und eines Hochpreisjahrs dargestellt. Die dritte Grafik zeigt am Beispiel von fünf Jahren die möglichen Jahreserlöse, die sich bei unterschiedlichen Preisen und Wetterbedingungen ergeben können.

Abbildung 9: Schematische Funktionsweise der gleitenden Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag



Quelle: Grafik erstellt durch Neon Neue Energieökonomik und Consentec im Auftrag des BMWK

Chancen:

- Die gleitende Marktprämie ist bereits ein bewährtes Instrument, das den zielkonformen EE-Ausbau sicherstellen kann. Differenzierte Anreize auch für Standorte mit unterschiedlicher Standortgüte können – und müssen – durch erprobte Mechanismen, wie das Referenzertragsmodell, erzielt werden.

- Da die gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag dem aktuellen System des geltenden EEG am nächsten ist, ist die Systemumstellung vergleichsweise gering. Auch der Refinanzierungsbeitrag folgt (mit umgekehrten Vorzeichen) dem bereits bekannten Ermittlungsprinzip.

Herausforderungen:

- Das Mengenrisiko, das sich aufgrund von schwankenden Wetterbedingungen und -unsicherheiten sowie der unsicheren Häufigkeit von Stunden mit negativen Preisen ergibt, bleibt bestehen. Dies ist der Fall, da die Zahlung einer Vergütung in Stunden mit negativen Preisen ausgesetzt würde, um den effizienten Anlageneinsatz anzureizen. Das erhöht potenziell die Erlösunsicherheit und damit die Kapitalkosten. Die höheren Kapitalkosten können die Kosten des Investitionsrahmens erhöhen. Im Extremfall können die zusätzlichen Risiken die Finanzierung der Anlagen beeinträchtigen und damit die EE-Zielerreichung gefährden. Mit Blick auf die unsichere Häufigkeit von Stunden mit negativen Preisen werden daher auch Modelle zu prüfen und zu diskutieren sein, die durch eine Umgestaltung der aktuellen Fördersystematik dieses Risiko adressieren, beispielsweise indem der Investitionsschutz statt auf Jahre auf Strommengen oder Volllaststunden abstellt.

- Eine zentrale Determinante für die Kalkulation der Gebote sind die Kapitalkosten der Investition. Die Kapitalkosten dürften mit breiterem Marktwertkorridor tendenziell steigen (siehe Box 5). Zudem ist das Preisrisiko innerhalb des Marktwertkorridors voraussichtlich nur schwer durch Termingeschäfte oder PPAs absicherbar.

- Durch die jährliche Referenzperiode wird die kurz- und mittelfristige Strompreis-Exposition zwar grundsätzlich gewährleistet. In Kombination mit der Einführung eines Refinanzierungsbeitrags entstehen durch die lange Referenzperiode jedoch mögliche Fehlanreize auf dem Day-Ahead-Strommarkt, die durch eine dynamische Ausgestaltung des Refinanzierungsbeitrags allerdings adressiert werden können. Außerdem entstehen durch die Einführung eines Refinanzierungsbeitrags in bestimmten Situationen Anreize für die Anlagenbetreiber, trotz positiver Strompreise die Anlage abzuregeln und Stromersatzmengen im Kurzfristhandel zu beschaffen, um einer Rückzahlung zu entgehen. Dies macht eine Verzerrung im Kurzfristhandel wahrscheinlich. Diese Verzerrung dürfte größer werden, je höher die stündliche Rückzahlungshöhe ist, und dürfte daher tendenziell steigen, je niedriger der obere Referenzmarktpreis, also die Cap, ist. Gleichzeitig dürfte sie daher auch mit steigenden EE-Anteilen relevanter werden.

- Notwendige Korrekturmechanismen, um den effizienten Anlageneinsatz zu verbessern, dürften den Umsetzungs- und Umstellungsaufwand erhöhen.

Diese Option wird vom BMWK derzeit weiter geprüft, aber voraussichtlich nicht weiter verfolgt.

Option 2:
Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor

Auch beim produktionsabhängigen zweiseitigen Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor erhält der Anlagenbetreiber als Investitionsschutz eine variable Vergütung für tatsächlich eingespeiste Kilowattstunden (Vergütung *pro eingespeister kWh*). Die Mechanik von Investitionsschutz und Refinanzierungsbeitrag entspricht dabei der der gleitenden Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag (Option 1) – mit einem entscheidenden Unterschied: Beim zweiseitigen Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor fallen die unter Option 1 noch unterschiedlichen Referenzpreise für Investitionsschutzkomponente und Refinanzierungsbeitrag (Floor und Cap) zusammen. Im Ergebnis muss in dieser Variante nur noch ein Referenzmarktpreis bestimmt werden. Der Anlagenbetreiber erhält als Investitionsschutz die Differenz aus anzulegendem Wert abzüglich Referenzmarktpreis, sofern der anzulegende Wert den Referenzmarktpreis übersteigt. Wird der Referenzmarktpreis überschritten, muss der Anlagenbetreiber die über den Referenzmarktpreis hinausgehenden Erlöse an den Staat zurückzahlen.

Abbildung 10 veranschaulicht die Funktionsweise eines produktionsabhängigen zweiseitigen Differenzvertrags ohne Marktwertkorridor für die gleiche exemplarische Windkraftanlage wie in Abbildung 9, für den Fall einer jährlichen Referenzperiode.

Ausgestaltungsvarianten mit unterschiedlichen Referenzperioden: Ein wichtiger Parameter für das Maß an Risikoabsicherung ist die Definition der Referenzperiode. Die Länge der Referenzperiode des anzulegenden Referenzmarktpreises kann zum Beispiel stündlich, monatlich oder jährlich gewählt werden. Hierbei ist zu beachten, dass eine stündliche Referenzperiode einen Rückschritt bei den Anreizen für einen effizienten Anlageneinsatz und eine systemdienliche Anlagenauslegung bedeuten würde. Bei einer jährlichen Referenzperiode – wie bei der aktuellen gleitenden Marktprämie – führen Erhöhungen des Marktwerts, beispielsweise durch eine angepasste Anlagenauslegung und Standortwahl, grundsätzlich zu höheren Erlösen.

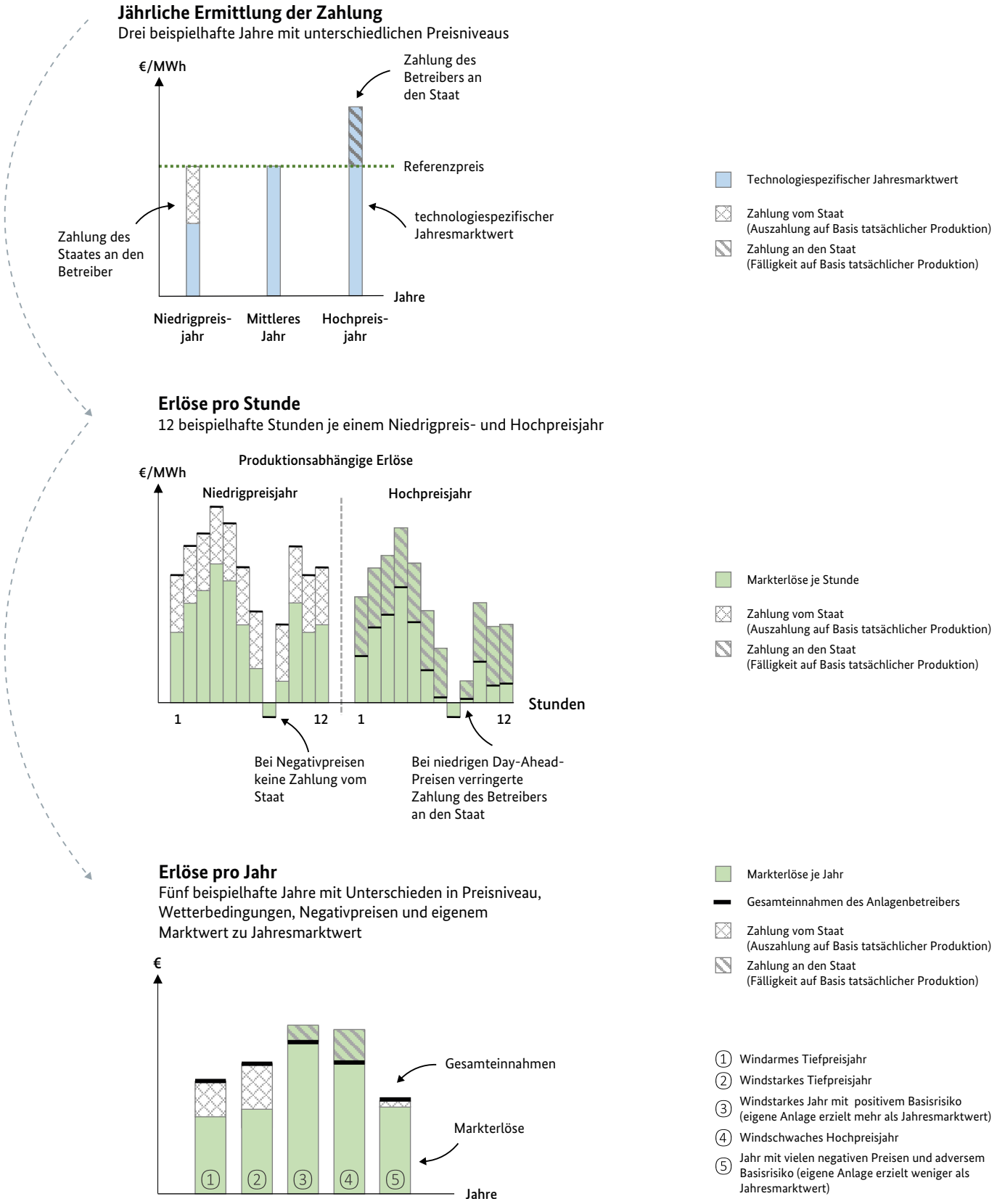
Chancen:

- Grundsätzlich können produktionsabhängige zweiseitige Differenzverträge den zielkonformen EE-Ausbau sicherstellen. Sofern die Festlegung der Höchstwerte insbesondere in den Ausschreibungen auf die anzulegenden Referenzpreise ausreichend hohe anzulegende Werte erlaubt, werden das Preisrisiko langfristig abgesichert und die Wirtschaftlichkeitslücke geschlossen. Das Instrument ist unter diesen Voraussetzungen geeignet, den Zubau von EE-Anlagen in ausreichendem Maße anzureizen. Differenzierte Anreize auch für schlechte Standorte können – und müssen – durch erprobte Mechanismen, wie das Referenzertragsmodell, erzielt werden.

- Eine zentrale Determinante für die Kalkulation der Gebote sind die Kapitalkosten der Investition. Im Vergleich zur Ausgestaltungsvariante mit einem Marktwertkorridor dürften die Kapitalkosten beim produktionsabhängigen zweiseitigen Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor sinken (siehe Box 5).

- Das Maß der Strommarktintegration variiert stark, abhängig von der gewählten Referenzperiode. Bei monatlicher bis jährlicher Referenzperiode wird die kurz- und mittelfristige Strompreis-Exposition zumindest partiell

Abbildung 10: Schematische Funktionsweise eines produktionsabhängigen zweiseitigen Differenzvertrags ohne Marktwertkorridor



Quelle: Grafik erstellt durch Neon Neue Energieökonomik und Consentec im Auftrag des BMWK

gestärkt. Bei stündlicher Referenzperiode liefert der Investitionsrahmen keine Anreize für einen effizienten Anlageneinsatz und Anlagenauslegung, weshalb diese Varianten zunächst nicht weiterverfolgt werden sollten. Längerfristige Referenzperioden stärken die Anreize für effizienten Anlagenbetrieb, führen jedoch zu zusätzlichen Abweichungsrisiken vom Referenzpreis auf Erzeugerseite. Durch die längeren Referenzperioden entstehen außerdem mögliche Fehlanreize auf dem Day-Ahead-Strommarkt, die aber durch dynamische Rückzahlungsregime adressiert werden können – und müssen.

- Auch der produktionsabhängige zweiseitige Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor ist dem aktuellen System des EEG nahe. Durch den Wegfall des Marktwertkorridors gegenüber der gleitenden Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag vereinfacht sich die Gebotskalkulation für die Bieter. Entsprechend ist die Systemumstellung und das Risiko für einen Fadenriss beim EE-Ausbau vergleichsweise gering. Auch die Rückzahlung folgt (mit umgekehrten Vorzeichen) dem bereits bekannten Ermittlungsprinzip. Der Differenzvertrag ist bekannt, zum Beispiel aus dem Kabinettentwurf für das WindSeeG 2023, aber auch aus anderen EU-Mitgliedstaaten.

Herausforderungen:

- Das Mengenrisiko, das sich aufgrund von schwankenden Wetterbedingungen und -unsicherheiten sowie der unsicheren Häufigkeit von Stunden mit negativen Preisen ergibt, bleibt bestehen. Das erhöht potenziell die Erlösunsicherheit und damit die Kapitalkosten. Die höheren Kapitalkosten können die Kosten des Investitionsrahmens erhöhen. Im Extremfall können die zusätzlichen Risiken die Finanzierung der Anlagen beeinträchtigen und damit die EE-Zielerreichung gefährden.

- Auch bei langfristigen Referenzperioden mit dynamischer Rückzahlung wird der effiziente Anlageneinsatz nur unvollständig angereizt, da Anlagenbetreiber in bestimmten Situationen einen Anreiz haben, trotz positiver Strompreise die Anlage abzuregeln und Stromersatzmengen im Kurzfristhandel zu beschaffen, um einer Rückzahlung zu entgehen. Dies macht eine Verzerrung im Kurzfristhandel wahrscheinlich. Diese Verzerrung dürfte größer werden, je höher die stündliche Rückzahlungshöhe ist, und könnte dadurch mit steigenden EE-Anteilen relevanter werden.

- Notwendige Korrekturmechanismen, um den effizienten Anlageneinsatz zu verbessern, dürften den Umsetzungs- und Umstellungsaufwand erhöhen.

Diese Option wird vom BMWK derzeit noch geprüft, aber voraussichtlich nicht weiter verfolgt.

Box 5

Marktwertkorridore können die Kapitalkosten erhöhen

Eine zentrale Determinante für die Kalkulation der Gebote sind die Kapitalkosten der Investition. Die Kapitalkosten sinken, je sicherer und planbarer der Erlösstrom des Anlagenbetreibers ist. Die Absicherung des Erlösrisikos im Rahmen eines Investitionsrahmens dämpft die Kapitalkosten. Die Dämpfung der Kapitalkosten dürfte dabei umso stärker ausfallen, je sicherer der Zahlungsstrom ist. Ein Investitionsrahmen mit einem Marktwertkorridor verringert diese Sicherheit des Zahlungsstroms:

Bei Investitionsrahmen mit Marktwertkorridor (wie auch im Status quo bei der gleitenden Marktprämie) dürften Anlagenbetreiber die erwarteten Markterlöse gebotsmindernd in wettbewerblichen Ausschreibungen einberechnen. In diesen Fällen deckt die Investitionsschutzkomponente alleine, also beispielsweise der Referenzmarktpreis, gegebenenfalls nicht die Kosten der Anlage. Kostendeckung wird dann erst erreicht, indem die (unsicheren) Markterlöse mit einberechnet werden. Kapitalgeber der Anlage werden angesichts der Unsicherheit dieses Zahlungsstroms gegebenenfalls einen Aufschlag auf die Kapitalkosten fordern. Die Kapitalkosten dürften dabei tendenziell umso höher sein, je breiter der Marktwertkorridor ist.

Im Vergleich dazu ist die Sicherheit des Zahlungsstroms bei Ausgestaltungsvarianten ohne Marktwertkorridor höher: Zwar können die Anlagenbetreiber keine (unsicheren) Markterlöse zur Finanzierung der Anlage einplanen. Sie werden dafür aber in wettbewerblichen Ausschreibungen einen Investitionsschutz fordern, der die Investitionskosten der Anlage vollständig abdeckt, also beispielsweise einen ausreichend hohen Referenzmarktpreis. Insgesamt wird der Zahlungsstrom zur Refinanzierung der Anlage sicherer. Kapitalgeber der Anlage werden dadurch gegebenenfalls geringere Kapitalkosten verlangen. Entsprechend ist beim zweiseitigen Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor zunächst mit höheren Gebotswerten als bei der gleitenden Marktprämie mit Abschöpfung oberhalb eines Marktwertkorridors zu rechnen. Diese höheren Gebotswerte dürften sich jedoch nicht in höheren Kosten des Investitionsrahmens niederschlagen, weil sie durch die zu erwartenden Erlöse aus dem Refinanzierungsbeitrag kompensiert werden dürften.

Option 3:
Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag

Bei einem produktionsunabhängigen zweiseitigen Differenzvertrag erhalten Anlagenbetreiber wie bei der produktionsabhängigen Variante eine variable Zahlung, die vom anzulegenden Wert und dem durchschnittlichen Marktwert der Referenzperiode abhängt – jedoch nicht für tatsächlich eingespeiste Kilowattstunden, sondern für Kilowattstunden, die theoretisch hätten eingespeist werden können („Produktionspotenzial“).

Die Zahlung erfolgt unabhängig von der tatsächlichen Einspeisung der Anlage. Mit dem Produktionspotenzial wird die theoretisch erzielbare Erzeugung einer Anlage berechnet. Dazu werden je nach Ausgestaltung die Anlagenkapazität sowie ggfs. auch die spezifischen meteorologischen, topographischen und technischen Gegebenheiten herangezogen. Abweichungen zwischen dem Produktionspotenzial und der realen Einspeisung entstehen insbesondere dann, wenn die Anlage durch den Betreiber abgeregelt wird (wobei durch den Netzbetreiber veranlasste Abregelungen entschädigt werden). Der Anlagenbetreiber erhält also für jede Kilowattstunde, die er theoretisch hätte produzieren können, als Investitionsschutz die Differenz aus anzulegendem Referenzpreis abzüglich des Marktwerts, sofern der Referenzpreis den Marktwert übersteigt – unabhängig davon, ob die Anlage tatsächlich produziert hat oder nicht.

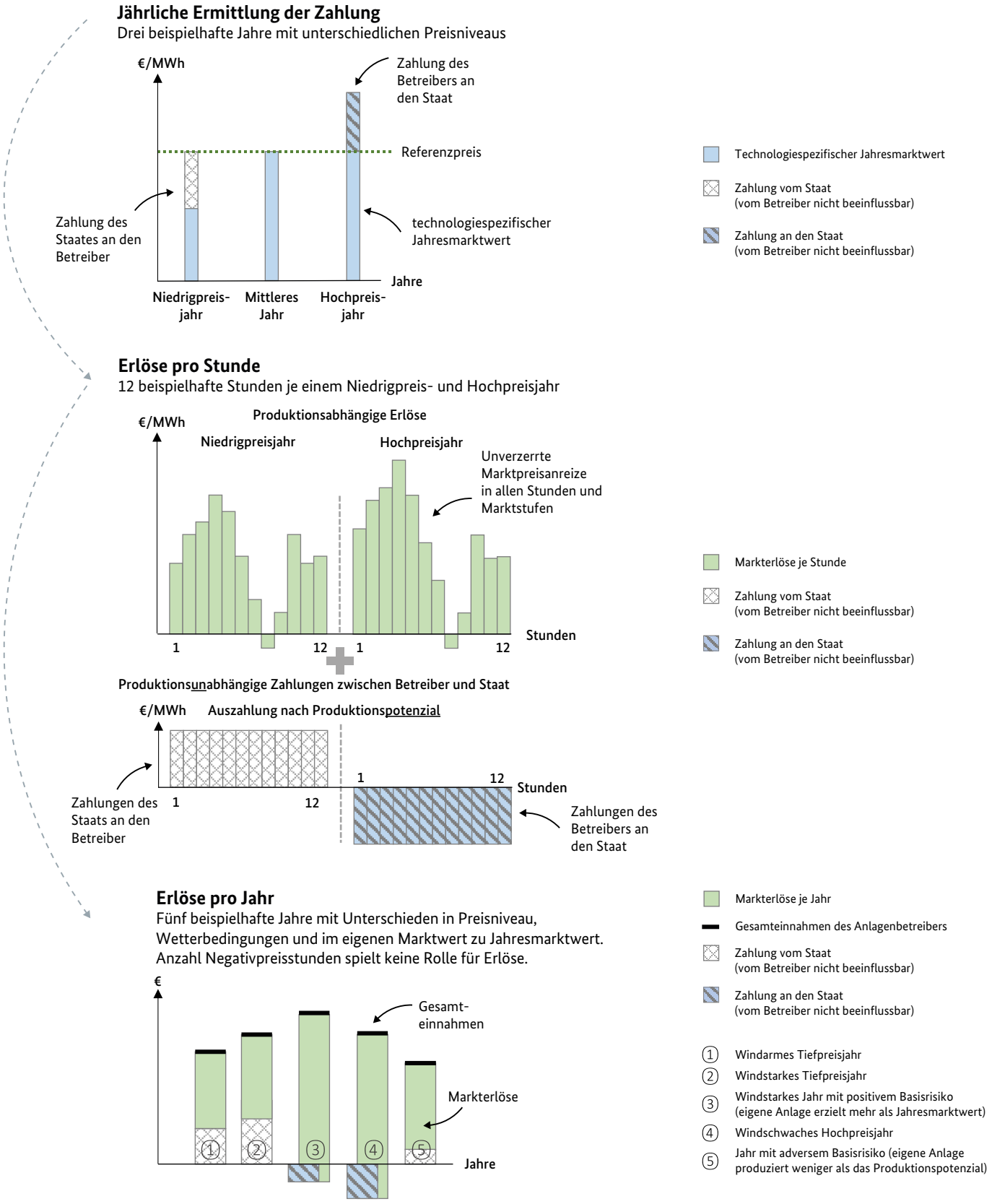
Analog muss der Anlagenbetreiber als Refinanzierungsbeitrag für jede Kilowattstunde, die er theoretisch hätte produzieren können, die Differenz aus dem Marktwert des theoretisch produzierbaren Stroms abzüglich Referenzpreis zahlen, sofern der Marktwert den Referenzpreis übersteigt. Auch diese Rückzahlungspflicht bleibt bestehen, unabhängig davon, ob die Anlage tatsächlich produziert oder nicht.

Abbildung 11 veranschaulicht die Funktionsweise eines produktionsunabhängigen zweiseitigen Differenzvertrags an dem exemplarischen Fall einer Windkraftanlage. In dieser beispielhaften Grafik wird ähnlich wie in der Darstellung zu Option 2 die Höhe der Zahlung des Staates bzw. des Betreibers bei einer jährlichen Referenzperiode auf Basis des technologiespezifischen Jahresmarktwertes für das gesamte Jahr ermittelt. Im Gegensatz zu Option 2 gilt die ermittelte Zahlung jedoch nicht für jede produzierte Megawattstunde der konkreten Anlage, sondern bezieht sich auf das Produktionspotenzial, weshalb die zweite Grafik in dieser Darstellung zweigeteilt ist. In der oberen Grafik sind nun die stündlichen produktionsabhängigen Markterlöse dargestellt, während in der unteren die stündlichen Zahlungen, die unabhängig von der Produktion fließen, abgebildet sind.

Ziel und Zweck der Bemessung der Zahlungen innerhalb des Investitionsrahmens am Produktionspotenzial anstelle der tatsächlichen Produktion ist, diese Zahlungen vollständig vom tatsächlichen Anlageneinsatz zu entkoppeln. Aus diesem Grund ist der Anlagenbetreiber allen Strompreissignalen vollständig und verzerrungsfrei ausgesetzt. Insbesondere hat die Anlage dann keinen Anreiz mehr, bei positiven Preisen abzuregeln oder bei negativen Preisen weiter zu produzieren. Der Anlageneinsatz wird also ökonomisch effizient.

Ausgestaltungsvarianten mit Blick auf die Bestimmung des Produktionspotenzials: Die Wirkung des Instruments ist wesentlich abhängig von der Wahl der Referenz für die Bemessung des Produktionspotenzials. Dafür gibt es unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen, wie etwa die anlagenscharfe Messung oder die Bemessung anhand eines Wettermodells oder einer Referenz-Einspeisemenge (Details siehe Box 6).

Abbildung 11: Schematische Funktionsweise eines produktionsunabhängigen zweiseitigen Differenzvertrags



Quelle: Grafik erstellt durch Neon Neue Energieökonomik und Consentec im Auftrag des BMWK

Box 6

Möglichkeiten für die Bemessung des Produktionspotenzials

Anlagenscharfe Messung der lokalen Wetterdaten mittels einer in die Anlage integrierten technischen Messeinrichtung

Unter normalen Betriebsbedingungen soll das Produktionspotenzial in dieser Ausgestaltungsvariante annähernd der realen Einspeisung entsprechen. Dies hat den Vorteil einer hohen Genauigkeit und senkt das zusätzliche Risiko der möglichen Abweichung von der Referenzproduktion. Standortspezifika würden dadurch ausgeglichen, sodass auch Anlagen mit geringerer durchschnittlicher Standortgüte angereizt würden. Herausfordernd scheint allerdings die flächendeckende Installation der notwendigen Messeinrichtungen zu akzeptablen Kosten, die Standardisierung einschließlich Herstellung eines gewissen industriellen Standards der Messung, die Integrität der Messung unter anderem gegenüber Manipulation sowie die hinreichende Transparenz. Aktuell scheint nicht sicher, dass die technische und administrative Umsetzung dieser Option in erforderlicher Geschwindigkeit und zu vertretbaren Kosten möglich ist.

Bemessung des Produktionspotenzials anhand eines Wettermodells

Als Alternative zur Messung von Wetterdaten durch den Betreiber vor Ort an der Anlage besteht daneben die Möglichkeit, Wetterdaten von externen (aktuell in der Regel kommerziellen und proprietären) Wetterdiensten zu beziehen und diese als Grundlage für die Berechnung des Produktionspotenzials zu verwenden. Diese basieren in der Regel auf Wettermodellen. Aufgrund ihrer Auswirkungen auf Wirkungsgrade und Leistungskurven müssten neben Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeit voraussichtlich allerdings auch Temperatur und Luftdruck erfasst werden, damit vollständig von Betreibermessungen unabhängige Werte möglich sind. Unter Umständen sind die technischen Hürden leichter zu überwinden als bei der anlagenspezifischen Messung, allerdings ist es für den Erfolg dieser Variante unabdingbar, auf ausreichend genaue und qualitativ hochwertige und transparent allgemein zugängliche Wetterdaten zugreifen zu können. Davon hinge auch ein Ausgleich der Standortunterschiede ab. Gelänge dies nicht im Rahmen des Wettermodells, wären möglicherweise weitere Korrekturfaktoren erforderlich.

Zahlung pro kWh in Höhe der durchschnittlichen Einspeisemenge aller/mehrerer Anlagen jeder Technologie

Letztlich könnte unabhängig von Wetterdaten auch an die durchschnittliche Einspeisemenge einer zu bestimmenden Anzahl von Anlagen derselben oder auch unterschiedlicher Technologien angeknüpft werden. Dies böte den Vorteil einer technisch und administrativ einfachen Umsetzung. Das Risiko für die einzelne Anlage, von der Referenzproduktion abzuweichen, dürfte jedoch signifikant sein und würde entsprechend die Kosteneffizienz beeinträchtigen sowie möglicherweise die Zielerreichung gefährden. Insbesondere müssten Standortunterschiede durch ergänzende Korrekturfaktoren ausgeglichen werden, um die EE-Zielerreichung zu gewährleisten (hier könnten partiell wieder Wetterdaten einbezogen werden). Zentrale Vereinfachung gegenüber der Bemessung des Produktionspotenzials ausschließlich auf Basis eines Wettermodells wäre, dass der Korrekturfaktor einmalig bzw. lediglich in langen (zum Beispiel mehrjährigen) Intervallen festgelegt werden müsste und nicht laufend in Echtzeit. Dies würde auch die Anforderung an das Wettermodell relativieren.

Zentrale Herausforderung eines produktionsunabhängigen Investitionsrahmens dürfte in der technischen und administrativen Umsetzbarkeit liegen. Dies betrifft sowohl die anlagenscharfe Messung als auch die Schätzung anhand eines Wettermodells, wenn auch in unterschiedlicher Weise (siehe oben zu Ausgestaltungsvarianten). Aktuell scheint unwahrscheinlich, dass eine Lösung aller offenen Ausgestaltungsfragen kurzfristig möglich ist. Im ungünstigsten Fall könnte sich eine Umstellung auf produktionsunabhängige Bemessung als technisch nicht umsetzbar erweisen.

Chancen:

- Sofern die Festlegung der anzulegenden Werte insbesondere in den Ausschreibungen ausreichend hohe Werte erlaubt, werden das Preisrisiko langfristig abgesichert und die Wirtschaftlichkeitslücke geschlossen. In dieser Dimension dürften sich produktionsabhängige und -unabhängige Varianten praktisch nicht unterscheiden.

- Durch die Entkopplung von Zahlungen des Investitionsrahmens und Anlagenbetrieb sind die Anlagen kurz- und mittelfristig allen Strompreissignalen ausgesetzt, was einen effizienten Anlagenbetrieb und eine systemdienliche Anlagenauslegung anreizt. Die Einsatzanreize und Anreize zur systemdienlichen Anlagenauslegung sind stärker und unmittelbarer als bei produktionsabhängiger Absicherung und sind dem Instrument bereits inhärent. Im Gegensatz zur produktionsabhängigen Zahlung werden hier auch im Intraday-Markt die effizienten Einsatzanreize unverzerrt erhalten. Im Gegensatz zu einem Investitionsrahmen auf Basis produktionsabhängiger Zahlungen entfällt durch die Entkopplung der Zahlungen vom Anlageneinsatz das Mengenrisiko durch negative Preise (das wetterbedingte Mengenrisiko bleibt gleichwohl bestehen). Fehlanreize für Produktion in Zeiten mit negativen Preisen existieren nicht: Anlagenbetreiber haben in diesem Modell den vollen Anreiz, in Stunden negativer Preise die Anlage nicht laufen zu lassen. Wird die Anlage in diesen Stunden dennoch betrieben, gehen die negativen Preise vollständig zu Lasten des Anlagenbetreibers. Sonderregelungen für Stunden negativer Preise und der damit einhergehende bürokratische Aufwand entfallen.

- Grundsätzlich sind sowohl Preis- als auch Mengenrisiken weitreichend abgesichert, was die Kapitalkosten zusätzlich senkt.

- Durch die produktionsunabhängige Zahlung entstehen die meisten Marktverzerrungen erst gar nicht, sodass auf zusätzliche Korrekturmechanismen voraussichtlich verzichtet werden kann, wie beispielsweise auf die dynamische Rückzahlung oder Sonderregelungen für Stunden mit negativen Preisen.

Herausforderungen:

- Durch die Entkopplung von tatsächlicher Einspeisung ist die Systemumstellung erheblich. Dadurch besteht ein signifikantes Risiko, dass Marktteilnehmer für Inbetriebnahmen nach der Systemumstellung zunächst Investitionszurückhaltung üben, sofern die Einführung des neuen Instrumentes nicht ausreichend vorbereitet und kommuniziert wird. Mit Blick auf Anlagen mit geringerer Standortgüte sind je nach Wahl der Ausgestaltungsvariante unterschiedliche standortabhängige Korrekturmechanismen erforderlich, um auch Anlagen mit durchschnittlicher Standortgüte anzureizen. Je nach Ausgestaltung kann dies durch Weiterentwicklungen des aktuellen Referenzertragsmodells erreicht werden, ggf. müssen alternative Korrekturfaktoren implementiert werden (vgl. oben zu Ausgestaltungsvarianten).

- Anlagenbetreiber dürften hier in unterschiedlichem Maße einem neuen und „unproduktiven“ (das heißt nicht mit energiewirtschaftlich wünschenswerten Anreizen einhergehenden) Risiko ausgesetzt sein, dass – selbst nach etwaigen standortspezifischen Korrekturen – die Anlage in einem Maße von der Referenzanlage abweicht, die bei Gebotsabgabe nicht vorhergesehen wurde. Dieses „Basisrisiko“ kann die Kosten steigern, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Gebotswerte, sowie im Extremfall die Finanzierung der Anlagen beeinträchtigen und damit die EE-Zielerreichung gefährden. Dieses Risiko ist umso größer, je weniger anlagen- und standortspezifisch die Potenzialschätzung erfolgt. Bei einer anlagenspezifischen Messung dürfte das zusätzliche Abweichungsrisiko von der Referenz überschaubar sein. Je nach Art und Weise der Bemessung des Produktionspotenzials treibt die zu implementierende Messtechnik jedoch die Kosten.

- Die Umstellung von produktionsabhängiger Zahlung im aktuellen System auf produktionsunabhängige Zahlungen bedeutet eine größere Systemumstellung, die den Akteuren eine erhebliche Umstellung abverlangen könnte.

- Wie oben bereits ausgeführt, dürfte die zentrale Herausforderung in der technischen und administrativen Umsetzbarkeit liegen.

Diese Option wird vom BMWK derzeit weiter geprüft.

Option 4:
Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag

Bei einer Kapazitätszahlung erhält der Anlagenbetreiber als Investitionsschutz eine Zahlung für die installierte Leistung einer Erneuerbare-Energien-Anlage, also eine fixe Vergütung *je kW*. Die Zahlung ist bei einer Kapazitätszahlung zunächst – vor Kombination mit einem Refinanzierungsbeitrag – naturgemäß unabhängig von der Produktion der Anlage. Die Zahlung kann – und sollte – über einen längeren Zeitraum gestreckt werden.

Wird die Kapazitätszahlung um einen Refinanzierungsbeitrag ergänzt, entstehen Anreize für den effizienten Einsatz und die systemdienliche Auslegung der Anlage erst durch die Kombination mit einem von der tatsächlichen Einspeisung einer Anlage unabhängigen Refinanzierungsbeitrag. Die Ausgestaltung kann analog zu Option 3 erfolgen, also anhand eines anlagenscharf bestimmten Produktionspotenzials, basierend auf Wettermodellen oder basierend auf der Produktion einzelner oder mehrerer Referenzanlagen (siehe Box 6). Der Einspeiseanreiz der Anlage hängt stark von der Kombination mit einem Rückzahlungsinstrument ab und wird erheblich vom Rückzahlungsinstrument beeinflusst. Auch die Kapazitätszahlung ist nur in Verbindung mit einem Rückzahlungsmechanismus rechtlich zulässig. Die Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängiger Rückzahlung wirkt analog zu Differenzverträgen ohne Marktwertkorridor, wenn die Anlagenbetreiber die am Produktionspotenzial bemessenen Markterlöse der Stromerzeugung vollständig als Refinanzierungsbeitrag abführen müssen. In diesem Fall wird die Kapazitätszahlung also kombiniert mit einem produktionsunabhängigen Differenzvertrag mit Referenzpreis null.

Eine Kombination mit einem produktionsabhängigen Refinanzierungsbeitrag ist hingegen nicht zielführend: Der Anlagenbetreiber könnte sich in diesem Fall durch eine Abschaltung der Anlage der Rückzahlung der Markterlöse entziehen und hätte de facto zu jedem Zeitpunkt einen Anreiz, mit der Anlage keinen Strom zu produzieren. Umgekehrt gewährleistet die produktionsunabhängige Abschöpfung die vollständige Exposition des Anlagenbetreibers gegenüber allen Strompreissignalen und damit auch den Einspeiseanreiz.

Die Vergütung des Betreibers ergibt sich dann als Differenz aus der Kapazitätszahlung abzüglich der Markterlöse der Referenzanlage bzw. des Produktionspotenzials. Analog zum anzulegenden Wert im aktuellen System kann die Kapazitätszahlung in einem wettbewerblichen Verfahren ermittelt werden. Die eigenen Markterlöse behält der Betreiber im vollen Umfang, sodass sich seine Gesamterlöse aus der Kombination aus Markterlösen und Vergütung zusammensetzen.

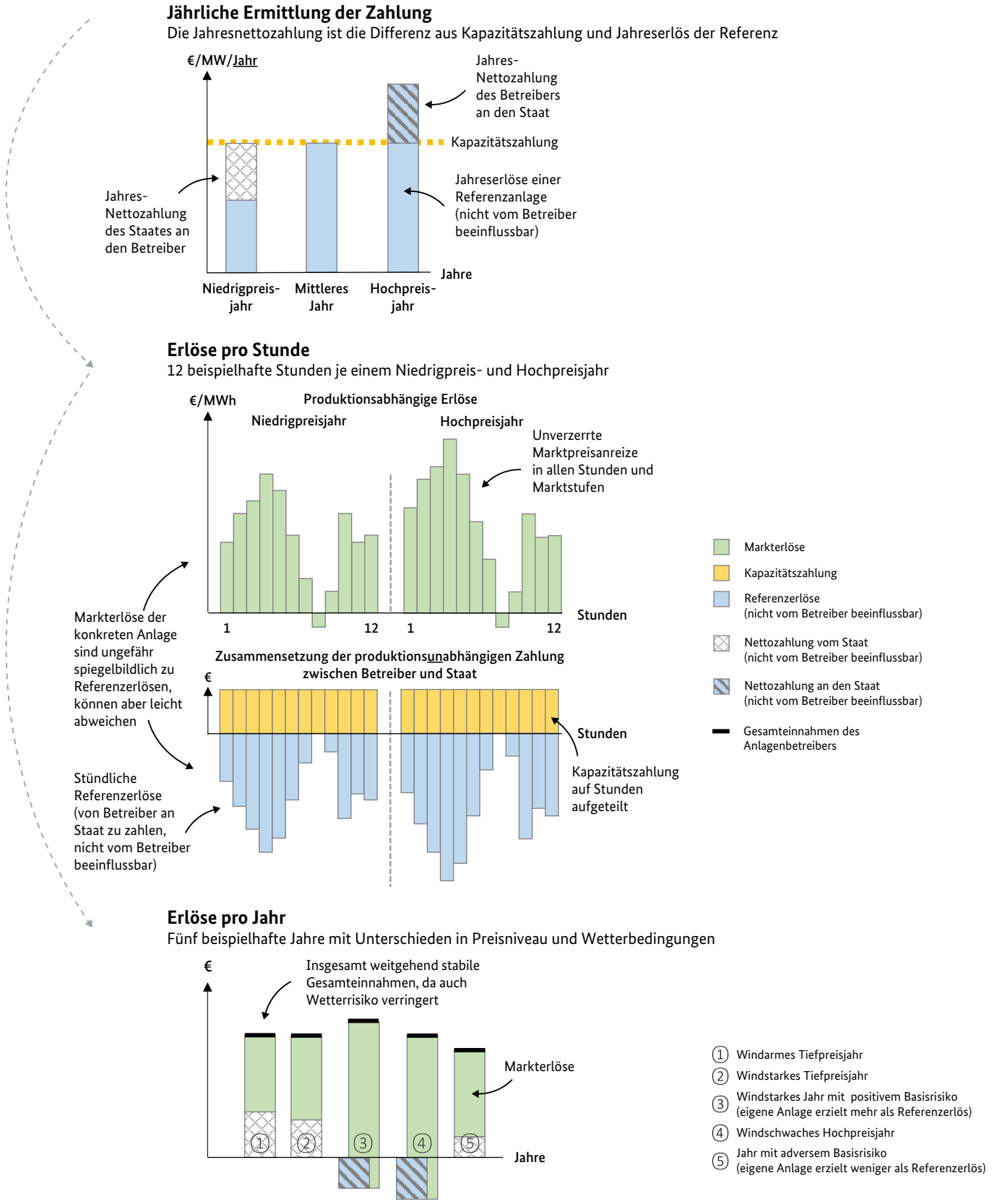
Abbildung 12 veranschaulicht die Funktionsweise der Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag wiederum anhand einer exemplarischen Windkraftanlage. Eine Besonderheit dieses Instruments wird bereits in der ersten Grafik der Abbildung ersichtlich. Die Höhe der Kapazitätszahlung ist unabhängig vom technologiespezifischen Jahresmarktwert und somit in allen Jahren identisch. Ähnlich wie bei Option 3 werden die stündlichen Erlöse in zwei Komponenten dargestellt: Die produktionsabhängigen Erlöse, die auf dem Strommarkt erzielt werden, und die Zahlungen zwischen Betreiber und Staat, die unabhängig von der Einspeisemenge fließen.

Chancen:

- Durch die Unabhängigkeit der Absicherung von den Erlösen der Anlage wird die Wirtschaftlichkeitslücke der Anlagen grundsätzlich geschlossen. Entscheidend ist dabei eine adäquate Ausgestaltung von Kapazitätszahlung und Refinanzierungsbeitrag.

- Durch die Entkopplung von Zahlungen des Investitionsrahmens und Anlagenbetrieb sind

Abbildung 12: Schematische Funktionsweise einer Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag



Quelle: Grafik erstellt durch Neon Neue Energieökonomik und Consentec im Auftrag des BMWK

die Anlagen kurz- und mittelfristig allen Strompreissignalen ausgesetzt, was einen effizienten Anlagenbetrieb und eine systemdienliche Anlagenauslegung anreizt. Die Einsatzanreize und Anreize zur systemdienlichen Anlagenauslegung sind stärker und unmittelbarer als bei produktionsabhängiger Absicherung und sind dem Instrument bereits inhärent. Im Gegensatz zur produktionsabhängigen Zahlung werden hier auch im Intraday-Markt die effizienten Einsatzanreize unverzerrt erhalten. Fehlanreize für Produktion in Zeiten mit negativen Preisen existieren nicht: Anlagenbetreiber haben in diesem Modell den vollen Anreiz, in Stunden negativer Preise die Anlage nicht laufen zu lassen. Wird die Anlage in diesen Stunden dennoch betrieben, gehen die negativen Preise vollständig zu Lasten des Anlagenbetreibers. Sonderregelungen für Stunden negativer Preise und der damit einhergehende bürokratische Aufwand entfallen.

- Der sichere Erlösstrom bietet dem Anlagenbetreiber Planungssicherheit. Aufgrund der höheren Sicherheit können auch die Kapitalkosten sinken, was zu niedrigeren Gesamt- und Förderkosten führen kann. Grundsätzlich sind sowohl Preis- als auch Mengenrisiken – und zwar anders als bei Option 3 nicht nur aufgrund von negativen Preisen, sondern zusätzlich aufgrund von Wetterrisiken – vollständig abgesichert, was die Kapitalkosten zusätzlich senkt.

- Die Absicherung durch eine Kapazitätszahlung selbst wäre einfach zu administrieren. Jedoch treten bei der Ausgestaltung und Parametrierung des Refinanzierungsbeitrags grundsätzlich dieselben Komplexitäten auf wie bei anderen produktionsunabhängigen Zahlungen (siehe auch die Herausforderungen von Option 3).

Herausforderungen:

- Zentrale Herausforderung bei Kapazitätszahlungen ist die Aufrechterhaltung der Anreize zur systemdienlichen Anlagenauslegung sowie der Anreize, Strom auch tatsächlich einzuspeisen und bspw. Investitionen in die Instandhaltung der Anlage zu tätigen, auch bei niedrigen Strompreisen. Die Bemessung der Absicherungskomponente des Investitionsrahmens an der Kapazität der Anlagen birgt die Gefahr, eine Dimensionierung der Anlagen lediglich mit Blick auf die Kapazität anzureizen (zum Beispiel einen großen Generator einer Windenergieanlage), jedoch nicht zwingend eine hohe erwartete Produktion (zum Beispiel ausreichend große Rotordurchmesser). Entsprechende Anreize müssen daher durch Anpassung der Kapazitätszahlung oder anreizkompatibles Design des Refinanzierungsbeitrages gesetzt werden.

- Ebenso wie bei der produktionsunabhängigen Bemessung des Investitionsschutzes am Produktionspotenzial bei produktionsunabhängigen Differenzverträgen (siehe Option 3) entsteht ggf. ein neues Risiko, dass tatsächliche Strommarkterlöse von den denjenigen Strommarkterlösen abweichen, die der Berechnung des Refinanzierungsbeitrags zugrunde gelegt werden. Dieses „Basisrisiko“ kann die Kosten steigern, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Gebotswerte, sowie im Extremfall die Finanzierung der Anlagen beeinträchtigen.

- **Kontinuität:** Die Umstellung auf eine Kapazitätszahlung stellt die größte Systemumstellung gegenüber der gleitenden Marktprämie dar. Die Bestimmung des Produktionspotenzials bzw. der Referenzanlage muss weiter geprüft werden, insbesondere um auch weniger ertragreiche Standorte zu erreichen.

- Im Übrigen übertragen sich die jeweiligen Vor- und Nachteile der gewählten Ausgestaltungsvariante des Refinanzierungsbeitrags.

Diese Option entspricht dem in der Wachstumsinitiative skizzierten Vorgehen und wird deshalb vom BMWK weiter geprüft.

Box 7

Anreize für effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung werden in Zukunft noch wichtiger

Die Handlungsoptionen für die Ausgestaltung des Investitionsrahmens für erneuerbare Energien unterscheiden sich unter anderem darin, welche Anreize sie für den effizienten Anlageneinsatz und die systemdienliche Anlagenauslegung setzen. Ein neuer Investitionsrahmen für erneuerbare Energien kann und sollte dazu beitragen, die Anreize für effizienten Betrieb und systemdienliche Auslegung der Erneuerbare-Energie-Anlagen weiter zu verbessern.

Die systemdienliche Auslegung von EE-Anlagen wird in Zukunft noch wichtiger werden. Mit einer steigenden Anzahl von Stunden, in denen Wind- und PV-Anlagen gleichzeitig einspeisen, wird es wichtiger werden, Anlagen so auszulegen, dass ein größerer Anteil der Stromerzeugung in Stunden mit geringeren Windgeschwindigkeiten oder geringerer Sonneneinstrahlung erfolgt. Hier spielen beispielsweise die Ausrichtung einer PV-Anlage (Ost-West-Ausrichtung) oder die Höhe einer Windenergieanlage und die Länge ihrer Rotorblätter im Verhältnis zum jeweiligen Generator eine Rolle. Anreize zu einer systemdienlichen Anlagenauslegung sind im Grundsatz durch die gleitende Marktprämie, die sich gegenüber dem technologiespezifischen Jahresmarktwert berechnet, im EEG bereits vorhanden. Es ist danach im Grundsatz attraktiv, durch eine entsprechende Anlagenauslegung den individuellen Marktwert des produzierten Stroms gegenüber dem durchschnittlichen technologiespezifischen Jahresmarktwert zu optimieren. Im Einzelfall können – und dürften auch in Zukunft – gleichwohl beispielsweise Höhenbeschränkungen oder Abschaltauflagen eine marktwertorientierte Anlagenoptimierung überlagern.

Die erforderliche Einführung von Rückzahlungskomponenten hat je nach Ausgestaltung unterschiedliche Rückwirkungen auf Anreize zu effizientem Einsatz und systemdienlicher Auslegung von Anlagen. Diese sind bei der Bewertung und genauen Ausgestaltung der Instrumente zu berücksichtigen (siehe im Einzelnen die Darstellung zu den einzelnen Instrumenten). Kleinere Verzerrungen mögen bei 200 TWh Wind/PV-Strom noch verkraftbar sein, bei 1.000 TWh aber ggf. nicht mehr. In einem neuen Investitionsrahmen rückt daher die Kosteneffizienz durch Anreize für effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung in den Fokus. Mit steigendem Anteil von Erneuerbare-Energien-Anlagen wird es immer wichtiger, dass ein zukünftiger Investitionsrahmen diese Anreize setzt. Dafür sollten die Preissignale des Stromgroßhandels möglichst unverzerrt bei den Anlagen ankommen.

Diesbezüglich bestehen gewisse Unterschiede in der Wirkweise von produktionsabhängigen und produktionsunabhängigen Instrumenten. Auch Instrumente, die an der tatsächlich produzierten Strommenge anknüpfen, können so ausgestaltet werden, dass die Strompreissignale ganz überwiegend wirken können. Voraussichtlich werden jedoch bei diesen produktionsabhängigen Instrumenten immer kleinere Marktverzerrungen erhalten bleiben – insbesondere auf den Kurzfristmärkten.

Zudem wird voraussichtlich auch die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen in der Zukunft weiter ansteigen. Schon allein die Unsicherheit hierüber kann die Projektwirtschaftlichkeit einschränken. Für Projektierer wird es immer wichtiger, das Mengenrisiko aufgrund negativer Preise beherrschbar zu halten.

Insbesondere produktionsunabhängig ausgestaltete Investitionsrahmen können diese Herausforderungen gegebenenfalls noch besser adressieren. Sowohl verbleibende Marktverzerrungen als auch das zunehmende Mengenrisiko aufgrund zunehmender Stunden negativer Preise sowie aufgrund unsicherer Wetterverhältnisse werden durch produktionsunabhängige Investitionsrahmen inhärent adressiert. Ob diese Modelle tatsächlich in der Praxis und mit vertretbaren Transaktionskosten umsetzbar sind, kann derzeit nicht abschließend beurteilt werden und muss mit Stakeholdern konsultiert werden. Die Vorteile produktionsunabhängig ausgestalteter Instrumente durch noch klarere Signale für effizienten Einsatz und systemdienliche Auslegung von Anlagen sind zudem abzuwägen gegenüber der erheblichen Systemumstellung und gegebenenfalls einem Fadenriss beim Ausbau, der mit ihrer Einführung einhergehen könnte.

Zusammenfassung Handlungsfeld Investitionsrahmen für erneuerbare Energien:

- Während die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien schrittweise stärker in den Markt integriert werden muss, braucht der weitere Hochlauf der erneuerbaren Energien einen zukunftsfähigen, verlässlichen und kosteneffizienten Investitionsrahmen, um die Ausbaudynamik bei Wind und PV zu erhalten und weiter zu erhöhen.
- Ab dem Jahr 2027 wird ein angepasster Marktrahmen benötigt, um europäische Vorgaben zur Einführung eines Rückzahlungsmechanismus einzuhalten.
- Zur Wahl stehen produktionsabhängige wie auch produktionsunabhängige Investitionsrahmen.
- Insbesondere produktionsunabhängig ausgestaltete Investitionsrahmen bieten Vorteile bei Anreizen für effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung. Zudem wird das zunehmende Mengenrisiko durch produktionsunabhängige Investitionsrahmen inhärent adressiert.
- Die Bundesregierung hat in ihrer Wachstumsinitiative Anfang Juli bekräftigt, dass der Ausbau neuer EE-Anlagen auf eine Investitionskostenförderung umgestellt werden soll (eigener Kapazitätsmechanismus), insbesondere um Preissignale verzerrungsfrei wirken zu lassen. Dazu sollen dieses und andere Instrumente rasch im Markt getestet werden. Dabei muss eine hohe Ausbaudynamik beibehalten werden, um die im EEG verankerten Ziele sicher zu erreichen und möglichst schnell mehr günstigen Strom zu erhalten. Auf diesem Weg wird noch stärker auf Kosteneffizienz und Marktintegration geachtet.
- In diesem Zusammenhang werden die im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem aufgezeigten Optionen geprüft und in die Entscheidung einfließen.

Leitfragen für die Konsultation:

1. Teilen Sie die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der oben genannten Optionen?

2. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und Ausgestaltungsvarianten auf effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:
   - Wie relevant sind aus Ihrer Sicht Erlösunsicherheiten bei Gebotsabgabe durch Prognoseunsicherheit von Stunden mit Null- oder Negativpreisen je Option?
   - Wie schätzen Sie die Relevanz der Intraday-Verzerrungen durch produktionsabhängige Instrumente ein?
   - Welche Auswirkungen hätte eine Umsetzung der oben genannten Optionen auf die Terminvermarktung von Strom durch EE-Anlagen? Unterscheiden sich die Auswirkungen zwischen den Optionen? Erwarten Sie Auswirkungen auf die Terminvermarktung von Strom durch die Beibehaltung und Breite eines etwaigen Marktwertkorridors?

3. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten auf die Kapitalkosten? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:
   - Welche Kapitalkostenunterschiede erwarten Sie im Vergleich von einem Investitionsrahmen mit und ohne einen Marktwertkorridor?
   - Welche Kapitalkosteneffekte erwarten Sie durch Ausgestaltungsoptionen, die einen effizienten Anlageneinsatz und eine systemdienliche Anlagenauslegung verbessern sollen (zum Beispiel durch längere Referenzperioden, Bemessung von Zahlungen an geschätztem Produktionspotenzial oder Referenzanlagen, ...)?

4. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten mit Blick auf ihre technische und administrative Umsetzbarkeit und mögliche Systemumstellung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:
   - Wie groß schätzen Sie die Herausforderungen und Chancen einer Systemumstellung ein?
   - Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit eines Modells mit produktionsunabhängigen Zahlungen auf Basis lokaler Windmessungen und die Umsetzbarkeit eines Modells mit einem produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrag auf Basis von Wettermodellen ein?

3.2 Ein Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

3.2.1 Gewährleistung von Versorgungssicherheit im dekarbonisierten Stromsystem

Die sichere Versorgung mit Strom ist ein hohes Gut für den Standort Deutschland

Deutschland weist seit Jahren ein sehr hohes Niveau der Versorgungssicherheit auf. Deutschland hat mit 2,77 Stunden pro Jahr[15] einen der anspruchsvollsten Versorgungssicherheitsstandards in Europa. Dieser ist erfüllt, wenn der Strommarkt in mehr als 99,96 Prozent der Stunden die Nachfrage in Deutschland vollständig decken kann. Zusätzlich können Reservekraftwerke die Versorgung absichern (siehe Box 10). In der Praxis konnte bisher jedoch die Nachfrage in jeder Stunde des Jahres gedeckt werden. Dies war sogar im Krisenjahr 2022 der Fall, als eine in dieser Form unvorhersehbare „Dreifachkrise" aus dem Wegfall der russischen Gaslieferungen, dem umfangreichen Ausfall der französischen Kernkraftwerksflotte und einer lang anhaltenden Dürre in Teilen Europas, die zu Kraftwerksausfällen durch fehlende Flusskühlung und zu einer geringeren Verfügbarkeit von Wasserkraftwerken führte, signifikante Knappheiten in der europäischen Stromerzeugung verursachte.

Auch das aktuelle Versorgungssicherheitsmonitoring der Bundesnetzagentur erwartet bis 2030 keine Versorgungssicherheitsdefizite. Dies gilt auch unter der Annahme eines vollständigen Kohleausstiegs bis 2030.[16] Dafür identifiziert der Versorgungssicherheitsbericht eine Reihe von Maßnahmen, die ergriffen werden müssen, wie insbesondere der beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netze. Identifiziert wird auch ein Zubau an neuen und modernisierten Kraftwerken von 17 bis 21 GW. Diese werden bereits durch bestehende Instrumente, wie das KWKG sowie zusätzlich durch neue Maßnahmen wie die Kraftwerksstrategie adressiert.

Die Versorgungssicherheit wird auch in einem dekarbonisierten Stromsystem gewährleistet sein, sie wird aber auf anderen Füßen stehen

Die Grundlasterzeugung aus fossilen Großkraftwerken wird durch Wind und PV abgelöst. Im bisherigen, konventionellen Stromsystem haben im Wesentlichen große, mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke die Versorgungssicherheit gewährleistet. Diese Großkraftwerke waren grundlastfähig, konnten also quasi dauerhaft Strom erzeugen. In einem dekarbonisierten Stromsystem besteht jedoch kein Bedarf an dieser Grundlast mehr. Vielmehr erbringen Wind und PV die Hauptlast der Stromerzeugung zu sehr günstigen Erzeugungskosten, da sie keine Brennstoffkosten haben.

Um Versorgungssicherheit auch in Zukunft zu gewährleisten, braucht es einen Technologiemix mit neuen „Back-up"-Fähigkeiten. Um Versorgungssicherheit auch dann gewährleisten zu können, wenn Wind- und PV-Strom nicht ausreichen, um die Nachfrage zu decken, benötigt das Stromsystem ein Back-up. Solche Back-up-Technologien müssen zwei Anforderungen erfüllen: Zum einen müssen sie in der Lage sein, kurzfristig die schwankende Stromerzeugung aus Wind und PV auszugleichen, d.h. sie müssen **kurzfristige Flexibilität** bereitstellen. Zum anderen müssen sie in selteneren Fällen auch mehrere Tage ggf. sogar Wochen mit geringer Wind- und PV-Erzeugung

15 Hinweis: Der Versorgungssicherheitsstandard sowie die Methoden zu dessen Berechnung sind EU-rechtlich beziehungsweise durch die europäische Regulierungsbehörde ACER vorgegeben. Neben dem Versorgungssicherheitsstandard wird häufig auch der sogenannte SAIDI-Index als Indikator für Versorgungssicherheit genannt. Dabei ist zu beachten, dass der SAIDI alle Formen der Versorgungsunterbrechung mit berücksichtigt, also zum Beispiel auch viele lokale, kurzzeitige Unterbrechungen aufgrund von Bauarbeiten, Unwettern oder Ähnlichem. Der Versorgungssicherheitsstandard hingegen betrachtet auf nationaler Ebene, ob grundsätzlich ausreichend Erzeugung zur Deckung der Nachfrage vorhanden ist.

16 Bundesnetzagentur (2023 a)

(sog. „Dunkelflaute“) abdecken sowie einen saisonalen Ausgleich ermöglichen können, das heißt, sie müssen **langfristige Flexibilität** bereitstellen.

Wie in Kapitel 2 dargestellt, ist hierfür ein Technologiemix aus steuerbaren Kapazitäten am besten geeignet, der aus flexiblen Kraftwerken (einschließlich Bioenergie- und KWK-Anlagen), Speichern und flexiblen Lasten besteht. Speicher und flexible Lasten können vor allem kurzfristig die schwankende Erneuerbaren-Erzeugung ausgleichen, haben dafür aber beim Einsatz keine Brennstoff- und CO_2-Kosten. Kraftwerke hingegen können auch über mehrere Wochen Strom liefern, dies jedoch mit vergleichsweise hohen Brennstoffkosten. In einem dekarbonisierten Stromsystem setzen sie dazu im Wesentlichen Wasserstoff oder biogene Brennstoffe ein.

Box 8

Die Kraftwerksstrategie und das Zusammenspiel mit einem Kapazitätsmechanismus

Mit dem KWSG sollen im Vorgriff auf einen künftigen technologieneutralen Kapazitätsmechanismus schnell insgesamt 12,5 GW an neuen, steuerbaren Kraftwerken als no-regret Maßnahme ausgeschrieben werden. Die Bundesregierung macht damit einen wichtigen Schritt zur Dekarbonisierung des Kraftwerksparks, nämlich der Umstellung von Erdgas- auf Wasserstoffkraftwerke.

In einer ersten Säule sollen zeitnah fünf Gigawatt an neuen H2-ready-Gaskraftwerken und zwei GW an umfassenden H2-ready-Modernisierungen ausgeschrieben werden, die als Beitrag zur schnellen Dekarbonisierung des Kraftwerksparks ab dem 8. Jahr ihrer Inbetriebnahme/Modernisierung auf den Betrieb auf grünen oder blauen Wasserstoff gemäß Nationaler Wasserstoffstrategie umstellen müssen. Hinzu kommen 500 MW an reinen Wasserstoffkraftwerken, die sofort mit Wasserstoff laufen (Wasserstoffsprinter) und 500 MW Langzeitspeicher. Bei den Kraftwerken werden Investitionskosten und ab dem Umstieg auf Wasserstoff für 800 Vollbenutzungsstunden im Jahr die Differenzkosten zwischen Wasserstoff und Erdgas gefördert.

In einer zweiten Säule werden noch einmal fünf Gigawatt neue Gaskraftwerke ausgeschrieben, die insbesondere in Dunkelflauten einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Das KWSG bringt einen dreifachen Schwung im Kraftwerksbereich. Erstens wird die Dekarbonisierung im Kraftwerkspark beschleunigt, weil für einen Teil der Kraftwerke nun ein konkreter Wasserstoffumstiegspfad vereinbart ist, zweitens wird die Entwicklung neuer Wasserstoff-Kraftwerkstechnologie gefördert, und drittens wird der Kohleausstieg durch den Zubau neuer Kraftwerke abgesichert.

Im Rahmen der Einigung auf das KWSG wurde auch entschieden, dass bis spätestens 2028 ein umfassender Kapazitätsmechanismus operativ sein soll. Kraftwerke des KWSG werden in den künftigen Kapazitätsmechanismus integriert. Das heißt, sie werden bei der Dimensionierung des umfassenden Kapazitätsmarktes berücksichtigt. Sie senken also den Bedarf an zusätzlicher Leistung, der über einen Kapazitätsmarkt angereizt und finanziert wird. Doppelförderungen werden vermieden und sind zudem rechtlich nicht zulässig.

Die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmechanismus ist eine grundlegende Pfadentscheidung, die mit einer dauerhaften Systemumstellung verbunden ist. Das KWSG nimmt diese Entwicklung nicht vorweg, sondern wird mit dem zukünftigen umfassenden Kapazitätsmechanismus kompatibel sein.

3.2.2 Der zukünftige Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

Verbesserungen des Investitionsrahmens notwendig

Gleichzeitig werden insbesondere Kraftwerke in einem dekarbonisierten Stromsystem deutlich weniger Einsatzstunden haben als heute. Durch den ansteigenden Anteil an erneuerbaren Energien und die stärkere Nutzung kurzfristiger Flexibilitätsoptionen wie Speicher und flexible Lasten sinken die Stunden, in denen Kraftwerke gebraucht werden. Das ist einerseits gut, weil es Emissionen senkt und dazu beiträgt, die Großhandels-Strompreise zu senken. Jedoch sinken dadurch auch die Zeiten sicherer Strommarkterlöse für die Kraftwerke.

Im Rahmen der PKNS wurde daher die Frage erörtert, inwieweit das bisherige Marktdesign ausreicht, um ausreichend Investitionssicherheit zu geben, um die notwendigen Neuinvestitionen anzureizen. Es bestand einerseits weitgehend Einvernehmen darüber, dass Neuinvestitionen im gegenwärtigen Marktdesign grundsätzlich refinanziert werden können, da sie steuerbar sind und dadurch in Zeiten mit hohen Strompreisen gezielt hohe Stromerlöse einfahren können. Zusätzlich besteht die Möglichkeit von Langfristverträgen zur Absicherung gegen Strompreisspitzen. Gleichzeitig wiesen die Stakeholder in der Diskussion in der PKNS aber darauf hin, dass sich wesentliche Rahmenbedingungen seit der letzten Marktdesign-Debatte von 2014/15 verändert hätten:

- Der 2020 gesetzlich beschlossene Kohleausstieg und der zugehörige Ausstiegspfad verändern den Kraftwerkspark. Ähnliche Beschlüsse wurden in den Nachbarstaaten getroffen.
- Überkapazitäten fossiler Kraftwerke gehen somit hierzulande – aber auch europaweit – schneller zurück als vor zehn Jahren angenommen.
- Die Energiewende hat sich deutlich beschleunigt: Der Ausbau erneuerbarer Energien, der zunehmende grenzüberschreitende Stromhandel und neue Flexibilitäten (Sektorkopplungstechnologien wie E-Mobilität, Elektrolyseure) verändern den Strommarkt – technisch und ökonomisch ebenfalls schneller und disruptiver als vor zehn Jahren angenommen.
- Dies lässt weniger Zeit für Anpassungen und erfordert gleichzeitig einen schnelleren Zubau neuer Back-up-Kapazitäten. Die Erlösunsicherheiten seien dadurch insgesamt gestiegen.
- Die Stakeholder betonten auch, dass die Erfahrungen aus den letzten Jahren bei Investoren den Eindruck verstärkt hätten, dass bei hohen Energiepreisen mit politischen Interventionen ins Stromsystem zu rechnen sei.

Zusammenfassend hielten die Stakeholder eine Verbesserung des gegenwärtigen Investitionsrahmens für erforderlich.

Eine Stärkung des Investitionsrahmens erscheint daher insbesondere für Investitionen mit längeren Refinanzierungszeiträumen erforderlich. Auf der Basis der Diskussion in der PKNS und im Rahmen der Kraftwerksstrategie kommt das BMWK daher zu dem Schluss, dass der gegenwärtige Rahmen für Investitionen in steuerbare Kapazitäten keine ausreichende Investitionssicherheit bietet und durch einen Kapazitätsmechanismus ergänzt werden sollte. Dies gilt insbesondere für besonders kapitalintensive Kapazitäten mit längerfristigem Refinan-

zierungshorizont. Hier besteht das Problem der Fristeninkongruenz. Am Strommarkt werden in der Regel Absicherungsprodukte nur bis zu drei Jahre im Voraus liquide gehandelt, kapitalintensive Investitionen haben dagegen einen Refinanzierungshorizont von bis zu 15 Jahren.

Ein Kapazitätsmechanismus ergänzt den bestehenden Strommarkt, ersetzt ihn aber nicht. Ein Kapazitätsmechanismus würde ein zweites, zusätzliches Marktsegment für Kapazitäten darstellen. Der Großhandelsmarkt behält seine Koordinationsfunktion auf Basis der Merit-Order, das heißt, er steuert den effizienten Einsatz aller verfügbaren Kapazitäten und den grenzüberschreitenden Stromhandel in der konkreten Stunde und sorgt dafür, dass alle Verbraucher zu jeder Zeit das jeweils europaweit günstigste Angebot an Stromerzeugung, die jeweils günstigste „kWh", erhalten. Aus dem Großhandelsmarkt resultieren daher auch weiterhin zusätzliche Vermarktungserlöse für alle Kapazitäten. Dies muss ebenfalls bei der Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus berücksichtigt werden.

Für seltene oder unvorhersehbare Krisen stehen zusätzlich Reserven bereit. Sowohl der Strom-Großhandel wie auch ein Kapazitätsmechanismus sind nur darauf ausgelegt, mit bekannten und regelmäßig auftretenden Schwankungen von Angebot und Nachfrage bzw. Engpässen umzugehen. Darüber hinaus bestehen jedoch sehr selten auftretende bzw. unvorhersehbare Ereignisse, die der Markt und die Marktteilnehmer nicht antizipieren können und somit auch nicht mit entsprechenden Investitionen darauf reagieren können. Deshalb können diese Ereignisse aus Sicht des BMWK auch nur unzureichend, schlimmstenfalls gar nicht von einem Kapazitätsmarkt abgedeckt werden. Denn er zielt auf ein effizientes Versorgungssicherheitsniveau ab, bei dem seltene bzw. unvorhersehbare Ereignisse weitgehend ausgeblendet werden. Daher erscheint aus Sicht des BMWK das Konzept einer Reserve neben dem Kapazitätsmechanismus sinnvoll, um „blinde Flecken" zu verhindern. Die Reserve würde den effizienten Kapazitätsmechanismus ergänzen, indem sie lediglich auf unvorhersehbare Ereignisse reagiert.

Box 9

Der Stromgroßhandel erfüllt seine Koordinationsfunktion effizient und sicher über die Merit-Order

Die Preisbildung im Strommarkt erfolgt durch Angebot und Nachfrage. Im Rahmen der Preisbildung werden die Stromerzeugungseinheiten entsprechend ihren variablen Produktionskosten (Merit-Order, das heißt Angebotskurve) eingesetzt. Der Preis an der Strombörse wird dann anhand der Grenzkosten der letzten noch benötigten Einheit bestimmt. Heute ist die letzte benötigte Einheit in der Regel ein Kraftwerk, in Zukunft werden voraussichtlich häufiger auch Lasten oder Speicher die Grenzeinheit sein.

Der Preis der letzten, sogenannten marginalen Einheit, die Angebot und Nachfrage zusammenbringt, bestimmt den Marktpreis, den alle Verkäufer erhalten und alle Einkäufer zahlen. Ist die marginale Einheit beispielsweise ein Kraftwerk, so setzt der Preis dieses Kraftwerks den Marktpreis für alle, unabhängig von den individuellen Grenzkosten der inframarginalen Kraftwerke. Diese preissetzenden Grenzkosten bilden damit den Marktwert von Strom in einer bestimmten Liefer(viertel)stunde.

Diese Methode, bekannt als „Marginalpreisbildung", stellt sicher, dass die kostengünstigsten Erzeugungseinheiten zuerst genutzt werden und die Nachfrage mit dem jeweils in dieser Stunde europaweit verfügbaren kostengünstigsten Angebot gedeckt wird. Dadurch minimiert sie die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten und schafft eine zentrale Voraussetzung für niedrige Strompreise.

Neben der ökonomischen Effizienz sorgt die Preisbildung am Großhandel mithilfe der Merit-Order auch für Versor-

→

gungssicherheit. Denn nur durch ein unverzerrtes Preissignal können Marktakteure in Zeiten von Marktknappheiten die richtigen Entscheidungen über den Einsatz ihrer Kraftwerke und Speicher sowie die vorübergehende Absenkung ihres Verbrauchs treffen und kann sichergestellt werden, dass in einem einheitlichen und liquiden Markt die Stromnachfrage jederzeit kurzfristig gedeckt werden kann.

Die Preisbildung am Stromgroßhandel mithilfe der Merit-Order ist somit der notwendige „Dirigent", um einen Binnenmarkt für Strom zu ermöglichen.

Auch Märkte mit kontinuierlichem Handel wie die Terminmärkte oder der Intraday-Markt orientieren sich am Marktwert von Strom für eine bestimmte Liefer(viertel)stunde. Denn obwohl die Marktteilnehmer an diesen Märkten theoretisch auch versuchen könnten, zu anderen Preisen zu kaufen oder zu verkaufen, gibt es für Stromkäufer keinen Anreiz, Strom über dem Marktwert von Strom einzukaufen, und für Stromverkäufer keinen Anreiz, ihren Strom unterhalb des Marktwertes von Strom zu verkaufen. Auch in diesen Märkten bildet sich der Strompreis daher in Höhe des Marktwertes, der sich am Day-Ahead-Markt herausbildet.

Box 10

Die Rolle von Reserven in einem zukünftigen Strommarktdesign

Der aktuelle Energy-Only-Markt 2.0 (EOM 2.0) ist als wettbewerblicher Ansatz inhärent darauf ausgelegt, ein effizientes Versorgungssicherheitsniveau zu erreichen. Das heißt, Marktteilnehmer sichern sich durch Investitionen in Kapazitäten gegen Entwicklungen ab, die vorhersehbar sind und mit einer ausreichend hohen Wahrscheinlichkeit eintreten. Auch Kapazitätsmechanismen dürfen nach EU-Recht – unabhängig von der weiteren Ausgestaltung – nur ein effizientes Versorgungssicherheitsniveau absichern. Bei der Ermittlung dieses effizienten Niveaus bleiben jedoch sehr seltene bzw. unvorhersehbare Extremsituationen unberücksichtigt (zum Beispiel außergewöhnliche Kältewellen, überdurchschnittlich viele nicht verfügbare Kraftwerke aufgrund von Brennstoffmangel oder Dürren sowie Kombinationen daraus (Mehrfachfehler)). Die Dreifachkrise im Jahr 2022 mit dem Wegfall der russischen Gaslieferungen, dem umfangreichen Ausfall der französischen Kernkraftwerksflotte und einer lang anhaltenden Dürre in Teilen Europas, die zu Kraftwerksausfällen durch fehlende Flusskühlung und zu einer geringeren Verfügbarkeit von Pumpspeicherkraftwerken führte, ist ein sehr gutes Beispiel.

Um solchen Extremsituationen zu begegnen, können als eine mögliche Maßnahme zusätzliche Kapazitäten sinnvoll und notwendig sein. Diese werden jedoch weder über einen wettbewerblichen Strommarkt wie den EOM 2.0 noch über einen Kapazitätsmarkt vorgehalten.

Gleichwohl ist es – auch eine europarechtlich vorgegebene – Pflicht des Staates, Maßnahmen zur Vermeidung und zum Umgang mit solchen unvorhergesehenen Krisensituationen vorzubereiten. Dies ist in der EU-Risikovorsorge-Verordnung (Europäische Union (2019)) angelegt, die den Mitgliedstaaten vorgibt, potenzielle Extremereignisse zu identifizieren und in einem Risikovorsorgeplan geeignete Maßnahmen zur Vermeidung bzw. zum Umgang mit solchen Ereignissen zu entwickeln.

Eine solche Maßnahme ist eine Reserve aus steuerbaren Kapazitäten. Diese wird durch die ÜNB außerhalb des Marktes für Extremsituationen bereitgehalten und kommt nur in solchen seltenen bzw. unvorhersehbaren Krisensituationen zum Einsatz. Die Reserve würde den effizienten Kapazitätsmechanismus ergänzen, um „blinde Flecken" zu vermeiden. Sie sollte deshalb auf Bestandsanlagen fokussieren.

Die Diskussion ums „Ob“ wird jetzt eine Diskussion ums „Wie“

Die Herausforderungen der Einführung eines Kapazitätsmechanismus verlagern sich jetzt in die Designfrage. Die Herausforderungen eines Kapazitätsmechanismus (neue Subvention, Gefahr der Überdimensionierung und Zusatzkosten sowie Benachteiligung von Flexibilitäten, Innovation und kleineren Anwendungen im Markt) bleiben bestehen, sie verlagern sich jetzt in die Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus und sollten dort umso mehr berücksichtigt werden.

Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus stellt eine herausfordernde Aufgabe dar, die mit einer Vielzahl an Parametrierungsfragen einhergeht. Letztlich übernimmt ein Kapazitätsmechanismus einen Teil der Risiken, denen Marktteilnehmer heute unterliegen (wie Prognose des zukünftigen Kapazitätsbedarfs und der Marktentwicklung, Umgang mit Flexibilitäten). Dies führt zu Herausforderungen, die generell mit der Einführung eines Kapazitätsmechanismus verbunden sind (wie neue Zahlungsströme, die refinanziert werden müssen, Gefahr der Überdimensionierung, Diskriminierung von Flexibilitäten), und die bei der Ausgestaltung mit berücksichtigt werden müssen. Eine entscheidende Frage wird daher sein, welche Antworten die verschiedenen Optionen zur Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus auf diese Herausforderungen haben, und wie „parametrierungsanfällig“ sie jeweils sind.

Das Marktentwicklungsrisiko ist die Herausforderung für das Design. Die Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung des Marktes (wie Hochlauf-Flexibilität) wird bei einem Kapazitätsmechanismus mindestens teilweise den Investoren abgenommen, da ihre Investitionen finanzielle Unterstützung erhalten.

Aber diese Risiken verlagern sich dann in die Ausgestaltung und das Design des Kapazitätsmechanismus. Beispiel: Wie viele Wärmepumpen oder Elektroautos kommen allein marktgetrieben ins System? Wie stark und wie schnell läuft die Nachfrageflexibilität durch Smart Meter und dynamische Tarife hoch? Welche neuen Geschäftsmodelle wie Flex-Pooling durch Aggregatoren werden entstehen?

Eine entscheidende Frage wird sein, welche Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus die effizienteste Antwort auf diese Unsicherheiten hat und am anpassungs- und anschlussfähigsten für künftige Entwicklungen ist.

3.2.3 Mögliche Handlungsoptionen für einen Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

Die Diskussion um die Optionen für einen Kapazitätsmechanismus lässt sich auf folgende Optionen verdichten (Abbildung 13):

Abbildung 13: Handlungsoptionen zur Finanzierung steuerbarer Kapazitäten

OPTION 1	OPTION 2	OPTION 3	OPTION 4
Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging	Dezentraler Kapazitätsmarkt	Zentraler Kapazitätsmarkt	Kombinierter Kapazitätsmarkt

Zur Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der einzelnen Optionen kann dabei u. a. betrachtet werden:

- inwieweit die jeweilige Option **effektiv Versorgungssicherheit** gewährleisten kann, indem sie das richtige Maß an Planungssicherheit für die jeweilige Investition schafft,
- inwieweit die jeweilige Option einen **effizienten Technologiemix** anreizt, der die Integration der erneuerbaren Energien unterstützt,
- inwieweit die jeweilige Option die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit benötigten steuerbaren Kapazitäten **kostengünstig** bereitstellt,
- mit welchem **Umsetzungs- und Vollzugsaufwand** für Marktteilnehmer die jeweiligen Optionen einhergehen und wie anfällig sie für Fehlparametrierungen sind,
- wie **anpassungs- und anschlussfähig** die jeweilige Option für die Unsicherheiten der künftigen Entwicklungen ist,
- wie sich die **Refinanzierung von Kosten** darstellt.

Box 11

Die Einführung und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen unterliegt vielfältigen Vorgaben aus dem EU-Recht

Sowohl die EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung wie auch die Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBLL) enthalten verschiedene Vorgaben, die von Kapazitätsmechanismen eingehalten werden müssen. Dazu gehört u. a., dass vor Einführung eines Kapazitätsmechanismus nachgewiesen werden muss, dass ohne diesen Mechanismus der nationale Versorgungssicherheitsstandard verfehlt wird. Die Einführung muss darüber hinaus von einem umfangreichen Marktreformplan begleitet werden.

Bei der Ausgestaltung sind wiederum verschiedene Anforderungen einzuhalten, so unter anderem (1) eine technologieneutrale und wettbewerbliche Beschaffung inklusive einer Einbindung von Speichern und flexiblen Lasten, (2) eine grenzüberschreitende Öffnung für ausländische Kapazitäten, (3) eine Emissionsobergrenze von maximal 550 Gramm CO_2/kWh, (4) Regelung zur Umstellung von Erdgaskraftwerken auf Wasserstoff, (5) Rückzahlung bei Überförderung (sog. „Claw-Back“) (siehe Box 2). Weiterhin geben die KUEBLL unter anderem vor, dass die mit dem Mechanismus verbundenen Kosten von denjenigen Marktteilnehmern getragen werden sollten, die den Mechanismus erforderlich machen.

Daneben ist für einen deutschen Kapazitätsmechanismus auch eine lokale Komponente relevant, die für eine angemessene räumliche Verteilung neuer steuerbarer Kapazitäten in Deutschland sorgt, um keine neuen Netzengpässe bzw. zusätzlichen kostenintensiven Netzausbau auszulösen. Ansätze für lokale Signale werden in Kapitel 3.3 behandelt.

Option 1:
Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging (KMS)

Erläuterung der Handlungsoption:

- Der Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging (KMS) baut auf bekannten Absicherungsmechanismen der heutigen Strommärkte auf und entwickelt diese gezielt weiter.

- Bereits heute sichern Versorger und Kapazitätsbetreiber frühzeitig Preise über den Terminhandel ab (als „Hedging“ bezeichnet, siehe Box 12). Heutige Terminhandelsprodukte decken aber lediglich einen weitgehend konstanten Strombezug ab, nicht kurzzeitig auftretende Verbrauchsspitzen. Letztere müssten Versorger kurzfristig zu möglicherweise sehr hohen Preisen auf den Kurzfristmärkten beschaffen.

- Die neue EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung verpflichtet Lieferanten deshalb, zukünftig geeignete Hedging-Strategien zu etablieren, die zum Beispiel auf solchen finanziellen Absicherungsgeschäften basieren können (Hedgingpflicht).

- Der KMS würde auf dieser neuen EU-Verpflichtung aufsetzen und sie weiterentwickeln zu einer erweiterten Absicherungspflicht. Diese soll die Versorger anhalten, ihre Beschaffungsmengen gezielt auch gegen Preisspitzen und damit für Situationen hoher Knappheit abzusichern.

- Hieraus entsteht eine Nachfrage nach entsprechenden Absicherungsprodukten im Terminmarkt, die wiederum verschiedene Anbieter solcher Produkte nach sich ziehen wird.

- Konkret verpflichtet wären sinnvollerweise die Bilanzkreisverantwortlichen (BKVs). Sie führen bereits ein virtuelles Energiemengenkonto und sie müssen letztlich auch die neue EU-Hedgingverpflichtung umsetzen, da sie für die Strombeschaffung und Preisabsicherung verantwortlich sind und bei ihnen bereits die für die Umsetzung des Mechanismus notwendigen Daten vorliegen.

- Anbieter solcher Produkte wären typischerweise Betreiber steuerbarer Kapazitäten, speziell auch von Spitzenlasttechnologien wie Gasturbinen oder Batterien. Wie die Produkte konkret ausgestaltet sind, ist dem Markt überlassen. Über den Verkauf dieser Produkte können die Anbieter ihre Erlöse und damit ihre Investitionen besser als heute absichern. Weiterhin wären auch finanzielle Akteure wie Banken als Anbieter denkbar, die ein solches Produkt als eine Art Preisversicherung anbieten.

- In einem KMS ergibt sich der Umfang der vorgehaltenen Leistung aus dem tatsächlich abzusichernden Strombedarf und der Technologiemix an steuerbaren Kapazitäten wird durch individuelle Entscheidungen der jeweiligen verpflichteten Akteure festgelegt. Somit sollte ein hohes Maß an Anpassungsfähigkeit und marktlicher Effizienz gegeben sein.

Box 12

Wie funktioniert der Strom-Terminhandel?

Beim Strom-Terminhandel beschafft ein Versorger mit einem zeitlichen Vorlauf von einem bis zu drei Jahren über einen vordefinierten Lieferzeitraum (meist Jahr, Quartal oder Monat) Strom von einem Erzeuger. Die beschaffte Strommenge bleibt dabei über den vollständigen Lieferzeitraum konstant. So sichert der Versorger ab, dass er seine Endkunden mit der vertraglich zugesicherten Menge und Preis beliefern kann.

Die Erfüllung der Terminverträge im Großhandel erfolgt häufig finanziell, dies bedeutet, es wird in dem Fall letztlich kein Strom physisch bereitgestellt. Stattdessen zahlt der Anbieter des Produkts, zum Beispiel ein Spitzenlastkraftwerk, dem Versorger die Differenz zwischen dem aktuellen Stromgroßhandelspreis und einem vorab definierten Preisniveau aus, wenn der Stromgroßhandelspreis über das vorab definierte Preisniveau steigt. Im Gegenzug zahlt der Nachfrager dem Anbieter den Kaufpreis für das Produkt, der damit eine Art Versicherungsprämie darstellt.

- Damit der Mechanismus funktioniert und tatsächlich zusätzliche Erlöse für die Anbieter von steuerbaren Kapazitäten entstehen, muss sichergestellt sein, dass die BKVs jederzeit gegen Preisspitzen abgesichert sind. Bei Verstößen gegen die Absicherungspflicht würden Strafzahlungen fällig. Diese Strafzahlungen sind nicht neu und bestehen schon heute im Fall unausgeglichener Bilanzkreise, wenn Lieferanten nicht ausreichend Strom am Markt beschafft haben, um ihre Endkunden zu beliefern. Die notwendigen Informationen könnten zum Beispiel über die Auswertung von Handelsgeschäften generiert werden, die auf Basis der EU-REMIT-Verordnung[17] standardmäßig erfasst werden.

- Um durch das Instrument selbst lokale Signale zu ermöglichen, wäre es vermutlich notwendig, für die Absicherungsprodukte regional differenzierte Marktsegmente zu definieren, die von den Versorgern entsprechend ihrem in den jeweiligen Regionen verorteten Stromabsatz zu nutzen wären.

- Die Kosten für die Absicherungsgeschäfte würden voraussichtlich von den BKVs an die Versorger weitergereicht werden, bei denen sie wiederum in den Gesamtkosten der Strombeschaffung aufgehen dürften. Eine Abschätzung der Kosten ist im Fall des KMS schwierig, da den Kosten für die Absicherungsprodukte nicht notwendigerweise konkrete Kosten für steuerbare Kapazitäten zugrunde liegen.

Variante: Kombination mit einem Mindestpreis für Absicherungsprodukte (KMS-Plus)

- Sollte eine noch stärkere Absicherung von Erlösen für Betreiber steuerbarer Kapazitäten politisch gewollt sein, könnte darüber hinaus als zusätzliche Komponente ein Mindestpreis für spezifische Hedgingprodukte eingeführt werden. Der Mindestpreis beinhaltet eine staatliche Preisgarantie für den erstmaligen Verkauf eines entsprechenden Absicherungsprodukts. Dies kann im Weg einer Auktion erfolgen; liegt der erzielbare Preis unter dem Mindestpreis, greift die staatliche Preisgarantie. Die Preisgarantie greift nur zu diesem Zeitpunkt, bei einem späteren Weiterverkauf des Hedgingprodukts im Markt erfolgt keine Preisgarantie.

- Diese Garantie steht solchen Anbietern von Absicherungsprodukten offen, die über eigene steuerbare Kapazitäten verfügen (zum Beispiel Kraftwerksbetreibern, nicht aber finanziellen

17 Europäische Union (2011)

Akteuren). Indem diese wiederkehrend (zum Beispiel jährlich) das Produkt in den Markt bringen, kann auch eine längerfristige Erlösabsicherung zum Beispiel für Investitionen ermöglicht werden.

- Die Abwicklung sowie die Finanzierung des Mindestpreises wäre Aufgabe einer zentralen Stelle (zum Beispiel Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB, Bundesnetzagentur).

- Soweit durch den Mindestpreis Kosten bei der zentralen Stelle anfallen, würde diese die Kosten entweder an die BKVs weiterreichen oder per Umlage wälzen.

Chancen des KMS:

- Der KMS weist einen hohen Gestaltungsspielraum für Marktteilnehmer auf, da es grundsätzlich dem Markt überlassen bleibt zu entscheiden, mit welchen Produkten die Absicherungsvorgabe erfüllt wird, und welche Technologieoptionen am besten geeignet sind, die Nachfrage nach solchen Produkten zu bedienen. Er dürfte daher zu einem effizienten Technologiemix führen und nutzt dafür das dezentrale Wissen.

- Der KMS ist aufgrund seines marktlichen Ansatzes besonders gut geeignet, um im Lauf der Zeit auf technologische Entwicklungen (Art oder Kosten der Technologien) reagieren zu können. Er nutzt dabei optimal das dezentrale Wissen vor Ort über technologische Entwicklungen und Lösungsmöglichkeiten, und weist damit insgesamt eine sehr hohe Anpassungs- und Anschlussfähigkeit an die Entwicklungen der Energiewende auf.

- Zudem dürfte der KMS Innovationen (zum Beispiel bei Terminmarktprodukten, Absicherungsstrategien, Technologien) aus dem Markt heraus entwickeln und nutzen.

- Um entsprechende Absicherungsprodukte anzubieten, benötigen die Marktteilnehmer keine Präqualifikation durch eine zentrale Stelle und keine Abschätzung, wie verlässlich ihr Beitrag zur Deckung der residualen Spitzenlast sein könnte. Der KMS ist somit besonders technologieoffen und weist eine besonders geringe Parametrierungsanfälligkeit auf.

- Der KMS dürfte die mit der Absicherung verbundenen Kosten im marktlichen Umfang unmittelbar an die Endkunden weiterreichen und so für gesicherte Refinanzierungswege sorgen. Es werden keine neuen staatlichen Umlagen o.Ä. benötigt, die wiederum neue Hemmnisse für die Sektorkopplung oder flexibles Verhalten der Verbrauchsseite darstellen könnten.

- Im KMS wäre keine Abschöpfungsregelung notwendig. Eine gewissen Abschöpfung ist bereits Wesensmerkmal der Absicherungsprodukte gegen Preisspitzen: Besonders hohe Erlöse (über dem vereinbarten Absicherungspreis) werden an den Käufer der Absicherungsprodukte, also die BKVs, weitergegeben und können damit mittelbar den Endkunden zugutekommen.

- Der KMS dürfte als Weiterentwicklung der europarechtlichen Hedgingpflicht beihilfefrei sein.

Herausforderungen des KMS:

Eine Herausforderung beim KMS könnte darstellen, dass die Absicherung gegen Preisspitzen auch finanziell erfolgen kann. Es ist daher nicht sicher vorgegeben, in welchem Umfang diese Absicherung tatsächlich über einen langfristigen Vertrag mit physischen Kapazitäten hinterlegt ist. Ohne physische Hinterlegung würde der Anbieter des Absicherungsprodukts jedoch ein sehr hohes finanzielles Risiko eingehen. Er müsste dem Käufer des Absicherungsprodukts die Preisdifferenz

zwischen dem tatsächlichen Börsenstrompreis und dem vorab definierten Preisniveau auszahlen. Somit besteht ein hoher Anreiz, sich physisch abzusichern. In jedem Falle besteht für den BKV aber die zusätzliche Sicherheit, den Strom in Zeiten von Preisspitzen zum vorab definierten Preisniveau zu erhalten. Die Anbieter steuerbarer Kapazitäten profitieren mittelbar durch höhere Strommarkteinnahmen, wenn sich der BKV zu den hohen Strompreisen (finanziell abgesichert) Strom beschafft.

- Darüber hinaus weist das Instrument wegen der kurzen (ein- bis zweijährigen) Laufzeit der Terminabsicherung ein geringeres Maß an Planungssicherheit auf, insbesondere für Investoren mit längerem Planungshorizont.

- Die kontinuierliche Überprüfung, ob die Marktteilnehmer ihren Absicherungspflichten verlässlich jederzeit nachkommen, dürfte mit einem entsprechenden Verwaltungs- und Kontrollaufwand einhergehen, wobei dieser zumindest teilweise durch die europarechtliche Hedgingpflicht ausgelöst wird.

- Um eine rechtssichere Einhaltung der Hedging-Verpflichtung durch die Marktteilnehmer sicherzustellen, müsste zentral definiert werden, gegen welche Art von Preisspitzen (Anzahl der Stunden, gegebenenfalls Dauer und Preishöhe) sich die Marktteilnehmer absichern sollen. Diese Parametrierung dürfte einen entsprechenden Einfluss darauf haben, wie die Absicherungsprodukte am Ende aussehen und welche Marktteilnehmer solche Produkte anbieten können.

- Unter Beibehaltung des einheitlichen deutschen Marktgebiets für den Stromgroßhandel dürfte eine regionale Steuerung nur für physisch hinterlegte Absicherungsgeschäfte machbar sein, nicht für finanzielle Geschäfte. Der Markt für Absicherungsprodukte müsste in verschiedene Handelsregionen unterteilt werden und es wäre der physische Standort einer Anlage, der für die Zugehörigkeit zu einer Handelsregion ausschlaggebend ist. Da das Konzept ausdrücklich auch finanzielle Absicherungsgeschäfte einschließt, erscheint eine regionale Steuerung im KMS als sehr herausfordernd.

Chancen des KMS-Plus:

- Der Ansatz könnte die Planungssicherheit für steuerbare Kapazitäten dahingehend erhöhen, dass diese einen Mindestpreis für Terminprodukte über einen längeren Zeitraum zugesichert bekommen, auch wenn dieser nur einen Teil des Risikos bzw. der Investitionskosten abdeckt. Der Mindestpreis ist nur dann anwendbar, wenn auch tatsächliche physische Kapazitäten hinter dem Vertrag stehen.

Herausforderung des KMS-Plus:

- Die Einführung eines Mindestpreises würde den Aufwand für die Parametrierung erhöhen, da die zentrale Stelle unter anderem festlegen muss, wie viele Marktteilnehmer in den Genuss des Mindestpreises kommen sollen, wie lange der Mindestpreis gewährt werden soll und in welcher Höhe sowie zu welchem Risiko-/Investitionsanteil.

- Die Garantie des Mindestpreises beziehungsweise im Auszahlungsfall der Mindestpreis selbst muss finanziert werden.

- Mit der Einführung eines Mindestpreises kämen zusätzliche Ausgestaltungsfragen hinzu, zum Beispiel wer im Fall von Preisspitzen von der Preisabsicherung profitiert.

- Darüber hinaus ist offen, inwieweit die Einführung eines Mindestpreises die beihilferechtliche Bewertung des KMS verändert.

Option 2:
Dezentraler Kapazitätsmarkt (DKM)

Erläuterung der Handlungsoption:

- In einem dezentralen Kapazitätsmarkt (DKM) sind Versorger dafür verantwortlich, ihre Stromlieferungen an ihre Stromkunden durch Kapazitäten abzusichern.

- Dies ist analog zum heutigen Bilanzkreisprinzip, wonach Versorger bereits heute verantwortlich sind, ihre Stromlieferungen mengenseitig („MWh“) abzusichern. Im DKM wird diese Absicherung zusätzlich um eine Absicherung der hinter der Stromlieferung liegenden Leistung („MW“) erweitert. Dieser Ansatz wird als „dezentral“ bezeichnet, weil die Verantwortung für die Vorhaltung ausreichender Kapazitäten dezentral bei den Marktteilnehmern liegt.

- Der Absicherungspflicht können die Versorger nachkommen, indem sie (1) ihren Bedarf in Spitzenlastzeiten reduzieren (zum Beispiel durch ein Anreizmodell für Lastflexibilität ihrer Kunden) und (2) ihren dann noch verbleibenden Bedarf (Beitrag zur residualen Spitzenlast in Zeiten von wenig Wind- und PV-Strom) mit steuerbarer Kapazität decken. Dafür stehen ihnen alle Optionen des Marktes zur Verfügung. Um dies erleichtert zu ermöglichen, können sie dafür Zertifikate von Betreibern steuerbarer Kapazitäten, also Kraftwerke, Speicher oder flexible Lasten, erwerben.

- Wie auch beim KMS erscheinen hier die BKVs als geeignete Akteure, die verpflichtet werden, ihre Stromlieferung auch durch entsprechende Leistungsabsicherung mit nachzuweisen. Die BKVs sind bereits heute zur Absicherung der Stromlieferung verpflichtet und sie verfügen über die besten Informationen, wie hoch ihr individueller Beitrag zur residualen Spitzenlast, d.h. wie hoch ihr abzusichernder Strombedarf, ist. Sie können das Verhalten ihrer Kunden und neue Entwicklungen am besten einschätzen und daher ihr Verhalten (Zertifikatekauf oder Selbsterbringung) entsprechend sinnvoll optimieren. Zudem haben sie auch die besten Möglichkeiten, durch entsprechende Anreize und individuelle Stromtarife den Verbrauch ihrer Kunden aus den Spitzenlastzeiten in Zeiten mit günstigen Strompreisen zu verschieben. Diese Flexibilisierung hilft der Energiewende, Kosten zu sparen.

- Um die Versorgungssicherheit abzusichern, überprüft eine zentrale Stelle (zum Beispiel ÜNB) vorab, ob die Kapazitäten, die Zertifikate ausstellen dürfen, gewisse technische Anforderungen einhalten (Präqualifizierung) und wie verlässlich ihr Beitrag zur Deckung der residualen Spitzenlast ist (das sog. de-rating).

- In einem DKM ergeben sich somit der Umfang an vorgehaltener Leistung durch den abzusichernden Strombedarf und der Technologiemix an steuerbaren Kapazitäten durch individuelle Entscheidungen der jeweiligen Versorger und Marktteilnehmer.

- Einen großen Einfluss spielt dabei, welche Strafzahlungen (Pönalen) anfallen, wenn ein Versorger zu wenige Zertifikate einreicht. Dies ist auch bisher der Fall, wenn Bilanzkreise unausgeglichen sind. Hier müssen nicht ausreichend eingedeckte Lieferanten einen sogenannten Ausgleichspreis zahlen.

- Die Bestimmung des individuellen Beitrags eines BKV zur residualen Spitzenlast erfolgt ex post, also nach Ablauf des relevanten Jahres, anhand gemessener Leistungsdaten.

Dieser Ansatz vermeidet im Vergleich zur Ex-ante-Bestimmung, dass sich die BKVs im Vorfeld beim Zertifikatebedarf verschätzen und zu viele/zu wenige Zertifikate erstehen. Außerdem erhöht er den Anreiz, durch Selbsterbringung (Lastvermei-

dung) die Residuallast zu senken, und vermeidet eine umfangreiche und ungewisse Abschätzung des erwarteten Bedarfs. Gleichzeitig zeigt sich in der Praxis am Beispiel Frankreichs, dass eine reine Ex-post-Bestimmung des individuellen Beitrags eines BKV zu schwankenden Preisen im Handelsverlauf führen kann, was wiederum die Planungsgrundlage für die Anbieter von Zertifikaten erschwert. Daher sind auch Mischansätze weiter zu vertiefen.[18]

- Auch im DKM wird ein zentraler Akteur (zum Beispiel ÜNB, Bundesnetzagentur) benötigt, der u.a. die Zeitpunkte der residualen Spitzenlast vorab identifiziert und festlegt, die Präqualifikation von Zertifikateanbietern durchführt, die Einhaltung der Zertifikatevorhaltung bei den BKVs überwacht und eine Strafzahlung (Pönale) festlegt, die im Fall einer Unterdeckung mit Zertifikaten von dem entsprechenden BKV zu entrichten ist.

- Ähnlich zum EU-Emissionshandel wäre ein Handelsregister nötig, um die von Anbietern erstellten Zertifikate, den Handel mit diesen sowie die Vorhaltung durch die BKVs kontinuierlich abzubilden.

- Ähnlich wie im KMS wäre es auch im DKM möglich, regional differenzierte Zertifikate (und damit regional differenzierte Märkte) einzurichten, um Neuinvestitionen in Kapazitäten regional zu steuern. So würden sich möglicherweise regional unterschiedliche Bedürfnisse an (neuen) steuerbaren Kapazitäten in den jeweiligen Zertifikatepreisen widerspiegeln.

- Die Kosten für die Zertifikate werden von den BKVs getragen und dürften von diesen als Teil der Gesamtkosten der Strombeschaffung an die jeweiligen Endkunden weitergegeben werden.

Chancen:

- Der DKM ist sehr gut geeignet, verschiedene Flexibilitätsoptionen zu erschließen. Dies ist wichtig, da Lastflexibilität der zentrale Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende und ein effizientes Gesamtsystem ist (siehe Kapitel 2), da sie die Zeiten günstiger Strompreise besser ausnutzt, und damit die Kosten des Kapazitätsmarkts senkt.

- Der DKM setzt dazu auf die ökonomischen Eigenanreize der BKVs und erhöht diese gegenüber dem heutigen Strommarkt. Die BKVs dürften ein Interesse haben, auch kleine, dezentrale Flexibilitätsoptionen (E-Mobilität, Wärmepumpen, Heimspeicher) zu erschließen, da sie so ihren Beitrag zur residualen Spitzenlast senken können und weniger Zertifikate erwerben müssen.

- Der DKM ist daher auch sehr innovationsoffen, sowohl hinsichtlich neuer Technologien als auch neuer Geschäftsfelder wie der Aggregation von Lastflexibilität. Denn insoweit Flexibilität direkt von den BKVs erschlossen wird, um den eigenen Zertifikatebedarf zu reduzieren, wird keine Präqualifikation der Anlagen durch eine zentrale Stelle benötigt und können diese Optionen dementsprechend auch nicht durch zu hohe regulatorische Anforderungen aus dem Lösungsraum verdrängt werden. Der DKM kann somit zu einem optimalen Back-up-Technologiemix beitragen.

- Der DKM ist ein „atmender“ Mechanismus, der den Bedarf an Kapazitäten immer dann flexibel nachjustiert, wenn sich ein höherer oder auch niedrigerer Bedarf an Kapazitäten abzeichnet (zum Beispiel aufgrund höherer Residuallast

18 Um diesem Risiko zu begegnen, könnte eine Vorgabe die BKVs dazu verpflichten, einen Teil ihres erwarteten Zertifikatebedarfs bereits vor Ablauf des Lieferjahres (gegebenenfalls in mehreren Stufen) zu beschaffen.

wegen Konjunktureffekten). Dieses Nachjustieren erfolgt über die Entscheidung der BKVs (Selbsterbringung/Zertifikaterwerb). Ihn zeichnet dadurch insgesamt eine sehr hohe Anpassungs- und Anschlussfähigkeit an die Entwicklungen der Energiewende aus.

- Der DKM nutzt optimal das dezentrale Wissen vor Ort für die Bedarfsabschätzung (Lastunsicherheit) und die technologischen Möglichkeiten. Gerade mit Blick auf die Lastunsicherheit hinsichtlich der künftigen Entwicklung ist das dezentrale Wissen wichtig.

- Die Parametrierungsanfälligkeit ist höher als beim KMS (ohne Mindestpreis), da über die Präqualifizierung und die Pönale Fehlsteuerungen auftreten können, aber geringer als beim zentralen Kapazitätsmarkt (stärkere Gefahr der Überdimensionierung und Bevorzugung bekannter Technologien durch zentrale Stelle).

- Es ist keine neue staatliche Finanzierung notwendig und auch keine neue Umlage. Somit entstehen keine neuen Hemmnisse für die Sektorkopplung oder flexibles Verhalten der Verbraucher.

- Das Problem der Abschöpfung (siehe Box 2) stellt sich nicht.

Herausforderungen:

- Im DKM werden liquide nur Zertifikate mit relativ kurzen Laufzeiten (im Wesentlichen ein bis drei Jahre) gehandelt. BKVs können sich (wie im heutigen Terminmarkt auch) nur so weit in die Zukunft auf die Beschaffung von Zertifikaten einlassen, wie dies zeitlich mit ihrem eigenen Stromvertrieb an Endkunden korrespondiert (Fristenkongruenz). Die kurze Laufzeit könnte dementsprechend eine Herausforderung für Investoren in steuerbare Kapazitäten mit längerfristigen Refinanzierungshorizonten (zum Beispiel neue Kraftwerke) darstellen, da die erwünschte langfristige Planungssicherheit nicht ausreichen könnte (siehe oben, Fristeninkongruenz).

- Folglich dürften im DKM die Refinanzierungskosten für Neubauten höher liegen als zum Beispiel im zentralen Kapazitätsmarkt, da sich höhere Unsicherheiten bei der Refinanzierung in Form höherer Risikoaufschläge für die Fremdkapitalfinanzierung niederschlagen.

- Die Vorgaben und Kontrollen dürften mit einem entsprechenden Verwaltungs- und Kontrollaufwand einhergehen (zum Beispiel jährliche Kontrolle der Pflichterfüllung/Zertifikatsabgabe bei allen Versorgern/BKVs, Registerführung).

- Zudem muss die zentrale Stelle die Pönale gut austarieren, um weder ineffizient viele Kapazitäten anzureizen (Überdimensionierung, die zu unnötigen Mehrkosten führt), noch eine Unterdimensionierung (unzureichende Versorgungssicherheit) zu bewirken. Viele dieser Aufgaben sind aber prinzipiell schon im heutigen Bilanzkreissystem bekannt, worauf aufgesetzt werden könnte.

Option 3:
Zentraler Kapazitätsmarkt (ZKM)

Erläuterung der Handlungsoption:

- In einem zentralen Kapazitätsmarkt (ZKM) legt eine zentrale Stelle den Bedarf an steuerbaren Kapazitäten fest und schreibt diesen vollständig (also Bestands- und Neuanlagen) durch Auktion aus.

- Anbieter von steuerbaren Kapazitäten sind grundsätzlich – wie auch im DKM – Betreiber steuerbarer Kapazitäten, also von Kraftwerken, Speichern oder flexiblen Lasten.

- Als ausschreibende Stelle und damit quasi als Nachfrager nach steuerbaren Kapazitäten fungiert ein staatlich beauftragter Akteur, zum Beispiel die ÜNB oder die Bundesnetzagentur.

- Diese zentrale Stelle überprüft auch im ZKM vorab, ob die Kapazitäten gewisse technische Anforderungen einhalten und wie verlässlich ihr Beitrag zur Deckung der residualen Spitzenlast ist (Präqualifizierung).

- Erfolgreiche Bieter erhalten eine Kapazitätszahlung (Euro/MW pro Jahr). Im Gegenzug verpflichten sie sich, ihre Kapazität technisch verfügbar zu halten.

- In einem ZKM ergeben sich der Umfang an vorgehaltener Leistung und der Technologiemix an steuerbaren Kapazitäten somit in erster Linie durch regulatorische, zentrale Entscheidungen aufgrund einer vorab durchgeführten zentralen Prognose.

- Die zentrale Stelle nimmt eine wichtige Funktion ein, da sie den Kapazitätsbedarf festlegt, typischerweise auf Grundlage von Versorgungssicherheitsanalysen und deren Informationen zu sogenannten bedarfsdimensionierenden Situationen im Stromsystem. Sie kann unterschiedliche Vertragslaufzeiten festlegen, um damit die unterschiedlichen Finanzierungshorizonte abzubilden (zum Beispiel kurzfristige Laufzeiten für Bestandsanlagen, langfristige Laufzeiten für neue Kraftwerke), sowie möglicherweise auch Produkte mit unterschiedlichen technischen Anforderungen definieren. Des Weiteren legt die zentrale Stelle u.a. auch die Ausschreibungsregeln sowie Kontroll- und Sanktionsmechanismen fest.

- Lokale Signale könnten im ZKM in den zentralen Auktionen in Form regionaler Quoten oder Bonus-/Malus-Regelungen implementiert werden und so eine regionale Steuerung von Investitionen ermöglichen (siehe auch Handlungsfeld „Lokale Signale“, Kapitel 3.3).

- Die Kosten des ZKM hängen maßgeblich von der Ausgestaltung ab. In einem ZKM tendieren Gebote grundsätzlich zu einem einheitlichen Markträumungspreis. Dies führt zu vergleichsweise hohen Gesamtkosten. Durch eine Marktsegmentierung mittels separater Auktionen, unterschiedlicher Produkte oder spezifischer Price Caps könnten die Gesamtkosten grundsätzlich gesenkt werden. Aufgrund von Ausweichbestrebungen könnte die kostensenkende Wirkung der Marktsegmentierung jedoch weniger effektiv sein und mit der Zeit nachlassen. Die Kosten müssten in Form einer staatlichen Umlage gewälzt werden, da die Vorgaben der aktuellen Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission eine Finanzierung durch diejenigen erfordert, deretwegen ein Kapazitätsmechanismus eingeführt wurde.[19]

19 Europäische Union (2022), Rn. 367

Chancen:

- Der ZKM bietet insbesondere den Vorteil einer sehr hohen Investitionssicherheit.
- Die Kapazitäten, die zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit notwendig sind, werden zentral bestimmt und beschafft. Dies dürfte eine hohe Sicherheit und Vertrauen mit Blick auf Versorgungssicherheit schaffen.
- In einer Auktion stehen in der Regel verschiedene Technologien und Anbieter im Wettbewerb, was zur Kosteneffizienz beitragen kann.
- Im ZKM können Kapazitätszahlungen je nach Produkt unterschiedlich lang ausfallen. Längere Laufzeiten führen zu einem stabilen und planbaren Erlösstrom. Das adressiert insbesondere das Problem der Fristeninkongruenz für besonders kapitalintensive Investitionen. Darüber hinaus dürfte es Kapitalkosten senken.
- Da im ZKM nur die bezuschlagten Anbieter von steuerbaren Kapazitäten überprüft werden müssen, bedarf es anders als im DKM keiner Kontrolle der Versorger. Allerdings sind die Präqualifizierungsanforderungen höher, da sämtliche Technologien klassifiziert und auf ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit abgeschätzt werden müssen.

Herausforderungen:

- Der ZKM hat in der Regel Herausforderungen bei der Einbindung von Lastflexibilität und gegebenenfalls auch Speichern. Anbieter von Kapazitäten können nur nach erfolgreicher Präqualifikation an den Ausschreibungen teilnehmen. Das stellt insbesondere für neue Technologien oder kleinere Flexibilitäten wie E-Mobilität oder Wärmepumpen eine regulatorische und bürokratische Hürde dar, da es herausfordernd ist, die Vielzahl an flexiblen Lasten und neuer, innovativer Lösungen zu klassifizieren und mit Blick auf ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit zu präqualifizieren. Zudem neigt der ZKM dazu, den Beitrag von Lastflexibilität und Speichern zur Deckung der Spitzenlast besonders risikoavers zu bemessen und deshalb stärker zu „de-raten“. Damit haben diese Optionen in den Ausschreibungen tendenziell geringere Chancen. Dies führt dazu, dass Flexibilität nicht nur nicht berücksichtigt wird, sondern sich ihr Geschäftsumfeld verschlechtert, da durch den ZKM andere steuerbare Kapazitäten in den Markt kommen.
- Aus dem gleichen Grund ist der ZKM in der Regel weniger innovationsoffen für neue Geschäftsmodelle oder Technologien. Aufgrund ihres neuartigen Charakters dürften sich diese vielfach nicht ohne Weiteres in den zentralen, standardisierten Vorgaben und Abläufen abbilden lassen (zum Beispiel bei der technischen Präqualifizierung oder bei der Bemessung des Versorgungssicherheitsbeitrags).
- Eine Dimensionierung durch einen zentralen, tendenziell risikoaversen Akteur im ZKM birgt das Risiko, dass insgesamt mehr Kapazitäten beschafft werden als notwendig, was mit entsprechenden Mehrkosten einhergehen würde (Überdimensionierung).
- Der ZKM kann schwieriger mit Unsicherheiten in der Entwicklung im Stromsystem reagieren. Der Bedarf an steuerbarer Leistung wird mit einigen Jahren Vorlauf zentral prognostiziert und festgeschrieben. Er ist damit tendenziell weniger anpassungs- und anschlussfähig an künftige Entwicklungen als der KMS oder DKM, was sich wiederum in einer höheren Dimensionierung niederschlagen dürfte.

- Der ZKM erfordert bei der Parametrierung verschiedene Annahmen und Modellierungen (zum Beispiel bei der Dimensionierung, einer möglichen Produktdifferenzierung), die mit einer signifikanten Fehleranfälligkeit einhergehen dürften – sowie einer Tendenz zur Überdimensionierung im Falle einer zu Risikoaversität neigenden zentralen Stelle.

- Im ZKM wird die Kapazitätszahlung per Auktion festgelegt, diese Kosten müssen refinanziert werden. Die Finanzierung müsste über eine neue Umlage erfolgen, die neue Hürden für die Sektorkopplung und Flexibilität mit sich bringen könnte.

Option 4:
Kombinierter Kapazitätsmarkt (KKM)

Erläuterung der Handlungsoption:

- Ein Kombinierter Kapazitätsmarkt (KKM) stellt eine Kombination aus einem DKM und einem ZKM dar. Ein KKM kann im Detail unterschiedlich ausgestaltet sein. Ein Modell ist von der Monopolkommission vorgeschlagen und in der PKNS vorgestellt worden.[20] Die hier dargestellte Variante greift Elemente des Vorschlags der Monopolkommission auf, bedient sich jedoch auch aus den Konzepten des DKM und des ZKM. Ziel ist es, die Vorteile der beiden Ansätze zu verbinden: Investitionssicherheit für langfristige Investitionen auf der einen Seite (durch eine zentrale Komponente) und Innovationsoffenheit, Anpassungsfähigkeit und optimaler Technologiemix durch Einbindung dezentralen Wissens vor Ort auf der anderen Seite (durch eine dezentrale Komponente).

  - *Zentrale Komponente*: Eine zentrale Stelle schreibt in einer fokussierten Ausschreibung den Bedarf an neu zu errichtenden steuerbaren Kapazitäten mit längerfristigen Refinanzierungszeiträumen aus, für die das Problem der Fristeninkongruenz besteht (am Markt besteht in der Regel ein maximal dreijähriger Absicherungshorizont, kapitalintensive Investitionen benötigen aber 15-jährige Refinanzierungshorizonte). Diese Investitionen gehen in der Regel mit besonders hohem Investitionsaufwand und langen Refinanzierungszeiträumen einher und benötigen daher ein höheres Maß an Investitionssicherheit. Erfolgreiche Bieter erhalten eine jährliche Kapazitätszahlung für die Vorhaltung der Anlagen über die gesamte Produktlaufzeit.
  - *Dezentrale Komponente*: Diese deckt Neuinvestitionen und bestehende Betreiber zur sonstigen Lastabdeckung ab. Wie im DKM ist es Aufgabe der BKVs, ihren Beitrag zur residualen Spitzenlast mit Kapazitäten abzusichern. Dies kann im Wege der Selbsterbringung erfolgen oder über einen Erwerb entsprechender Zertifikate.

- Anbieter in der zentralen Auktion wären die Betreiber von neuen steuerbaren Kapazitäten mit langfristigem Refinanzierungshorizont. Am Zertifikatemarkt dagegen sind Betreiber von neuen und bestehenden Anlagen mit weniger langen Refinanzierungshorizonten. Die BKVs treten als Nachfrager nach Zertifikaten auf.

- Die Interaktion des dezentralen und zentralen Moduls muss sorgfältig gestaltet sein. Es sind verschiedene Ansätze denkbar. Die in der zentralen Ausschreibung bezuschlagten Neuanlagen könnten anschließend als Zertifikate in das dezentrale Zertifikatesystem eingespeist und von den BKVs als Kapazitätsnachweise erworben werden (Handelsmodell). Alternativ könnten auch die Verpflichtungen der BKVs um genau diese Kapazitätsmenge reduziert werden, sodass die BKVs entsprechend weniger Zertifikate nachweisen müssen (Abschlagsmodell).

- Der zentrale Akteur übernimmt im KKM die Teildimensionierung des Bedarfs an neuen steuerbaren Kapazitäten und schreibt diesen per Auktion aus. Dazu muss der zentrale Akteur den Bedarf an neuen steuerbaren Kapazitäten im Vorfeld abschätzen. Des Weiteren überwacht er die Pflichterfüllung der BKVs sowie den dezentralen Zertifikatehandel (Registerführung) für die dezentrale Komponente. Die Präqualifikation (für Neuanlagen in den Ausschreibungen und

20 Monopolkommission (2023)

für Anbieter von Zertifikaten) sowie Kontroll- und Sanktionierungsaufgaben sind für beide Komponenten jeweils festzulegen und durchzuführen.

- Die Kosten für die dezentrale Absicherung dürfte über die Beschaffungskosten der BKV weitergegeben werden, insoweit entsteht keine neue Umlage. Die Kosten der zentralen Komponente müssten wiederum durch eine Umlage weiter gewälzt werden, die aber geringer ist als beim rein zentralen Kapazitätsmarkt, da nur eine Teilmenge des Kapazitätsbedarfs (nämlich der Bedarf an Neubaukapazitäten, insbesondere mit langfristigem Refinanzierungshorizont) zentral ausgeschrieben wird. Darüber hinaus würden die Zertifikate für die bezuschlagten Kapazitäten in den Markt des dezentralen Segments gegeben. Die dort erzielten Erlöse würden bei der Umlagenberechnung gegengerechnet, was diese zusätzlich senkt. Die Umlage ist damit deutlich geringer als im zentralen Kapazitätsmarkt und kann je nach Ausgestaltung sehr geringe Größenordnungen annehmen.

Chancen:

- Der KKM kombiniert die Vorteile des ZKM und des DKM.
- Die zentral ausgeschriebenen Kapazitätsverträge mit ihren längerfristigen Laufzeiten erlauben einen stabilen und planbaren, langfristigen Erlösstrom für neue steuerbare Kapazitäten mit längeren Refinanzierungshorizonten.
- Er nutzt die Technologie- und Innovationsoffenheit des DKM, seinen hohen Anreiz zur Lastflexibilität und Einbindung von Speichern und innovativen Lösungen sowie seine Stärke, durch die dezentrale Intelligenz vor Ort zu einem optimalen Technologiemix zu gelangen.
- Er ist damit besonders technologieneutral.
- Er nutzt insbesondere die Anpassungsfähigkeit des DKM auf künftige Entwicklungen der Energiewende und erschließt das wichtige dezentrale Wissen, um auf diese Lastunsicherheit reagieren zu können.
- Die Risiken einer Überdimensionierung sind im KKM geringer als im ZKM, da die zentral ausgeschriebenen Mengen nur ein kleines Segment im Vergleich zur gesamten Kapazität ausmachen, die im KKM adressiert werden.
- Im KKM können sich die Anbieter mit langem Refinanzierungshorizont aussuchen, ob sie in der zentralen Ausschreibung bieten und dafür aber die Abschöpfung von hohen Gewinnen in Kauf nehmen – oder ob sie die Erlöse über den DKM absichern wollen mit dem Vorteil, hohe Gewinne voraussichtlich nicht abschöpfen zu müssen.
- Im KKM würden lediglich die Kosten aus der zentralen Komponente durch eine Umlage refinanziert. Die Umlage läge damit signifikant unter dem Wert eines zentralen Kapazitätsmarktes. Kostensenkend wirkt zudem, dass die Zertifikate der ausgeschriebenen Kapazitäten im dezentralen Markt Erlöse einbringen, die der Berechnung der Umlage gegengerechnet werden. Hinzu kommt, dass sich im dezentralen Teil möglicherweise Zertifikatepreise einstellen können, die deutlich unter denen einer offenen Gasturbine liegen. Durch die verringerte Umlage dürften neue Hürden für die Sektorkopplung und die Lastflexibilität gegenüber einem reinen ZKM deutlich begrenzt werden.

Herausforderungen:

- Der KKM weist, ähnlich wie der DKM, die Herausforderung auf, dass es neben den Vorgaben und Kontrollen für die Anbieter von Kapazitäten Gleiches auch für die Nachfrageseite benötigt.
- Darüber hinaus ist zusätzlich die Abgrenzung bzw. Wechselwirkung zwischen der zentralen und der dezentralen Komponente zu parametrieren.
- Die Einführung eines KKM dürfte aufgrund der beiden Segmente anfänglich mit einem erhöhten Parametrierungs- und Umsetzungsaufwand verbunden sein, der sich jedoch wieder reduziert, wenn der KKM eingerichtet ist.

Abbildung 14 zeigt in der Gesamtschau eine Übersicht der Chancen und Herausforderungen, die sich aus den vorangegangenen Einschätzungen der einzelnen Optionen zur Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus ergeben.

Abbildung 14: Übersicht Chancen und Herausforderungen der zentralen Optionen für Kapazitätsmechanismen

Kriterien	KMS		DKM	ZKM	KKM
Versorgungssicherheit	+		+	++	++
Investitionssicherheit (ggü. EOM 2.0)	+		+	++	++
Technologieoffenheit	++		++	-	++
Anpassungsfähigkeit/Energiewendekompatibilität an neue Entwicklungen	++		++	-	++
Komplexität/Administrativer Aufwand	-		~	+	~
Regionalisierung	-		~	~	~
Direkte Kosten	+		+	~	+
Anreize Kosteneffizienz	++		++	-	+
Refinanzierung	+	~*	+	-	+

Bewertung: ++ = Sehr gut; + = Gut; ~ = Neutral; - = Schlecht; * = KMS-Variante mit Mindestpreis

Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassung Handlungsfeld Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

- Der bisherige Strommarkt sollte durch einen zusätzlichen Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten ergänzt werden. Langfristige Investitionssicherheit ist insbesondere für kapitalintensive Investitionen wichtig, die einen längeren Refinanzierungshorizont haben, als der Markt absichert (Problem der Fristeninkongruenz).
- Die Bundesregierung hat in ihrer Wachstumsinitiative Anfang Juli bekräftigt, einen technologieneutralen Kapazitätsmechanismus einführen zu wollen, der bis 2028 operativ ist und der unter anderem Laufwasserkraftwerke, Pumpspeicher, Batteriespeicher, Bioenergieanlagen, sonstige Back-up-Kraftwerke sowie Speicher und flexible Lasten in einen Wettbewerb treten lässt. Die in diesem Papier vorgestellten Optionen und der nachfolgende Konsultationsprozess bilden die Grundlage für die geplante Entscheidung der Bundesregierung zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus.
- Ein Kapazitätsmechanismus ergänzt den Großhandelsmarkt. Dieser behält weiter seine Koordinationsfunktion auf Basis der Merit-Order, um den Einsatz effizient zu steuern. Die Erlöse aus dem Strommarkt bleiben ein wichtiger Faktor der Refinanzierung.
- Über den Kapazitätsmechanismus sollen Anbieter einen zusätzlichen Erlösstrom für die Vorhaltung von steuerbaren Kapazitäten erhalten, um in der unsicheren Entwicklung des Umbaus der Energiesysteme Investitionen abzusichern.
- Die bei der Diskussion um das „Ob“ eines Kapazitätsmarktes relevanten Aspekte verlagern sich jetzt in das „Wie“ der Ausgestaltung.
- Ein energiewendekompatibler Kapazitätsmechanismus sollte einen effizienten und versorgungssicheren Technologiemix aus Kraftwerken, Speichern und flexiblen Lasten unterstützen. Er sollte auf einen wettbewerblichen Ansatz setzen, innovationsoffen und anschlussfähig sein. Er sollte sich an die künftigen Entwicklungen der Energiewende und den technologischen Fortschritt gut anpassen können und so kosteneffizient Versorgungssicherheit gewährleisten.
- Ein zentraler Kapazitätsmarkt bringt hohe Investitionssicherheit. Er erschließt aber flexible Lasten und neue, innovative Lösungen weniger gut, da alle Teilnehmer präqualifiziert sein müssen und es herausfordernd ist, die Vielzahl an flexiblen Lasten und neuer, innovativer Lösungen zu klassifizieren und mit Blick auf ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit zu präqualifizieren. Dies führt dazu, dass Flexibilität nicht nur nicht berücksichtigt wird, sondern sich ihr Geschäftsumfeld verschlechtert, da durch den ZKM andere steuerbare Kapazitäten in den Markt kommen. Zudem ist der ZKM weniger anpassungsfähig an neue Entwicklungen und bisherige ZKM haben noch keine Antwort auf das Problem der Lastunsicherheit gefunden, also der Tatsache, dass sich die künftige Entwicklung des Strommarktes schwer abschätzen lässt. Der ZKM geht mit einer Abschöpfung von hohen Strommarkteinnahmen und einer neuen staatlichen Umlage einher, die neue Herausforderungen für die Sektorkopplung und Lastflexibilität begründen könnte.

→

- Ein dezentraler Kapazitätsmechanismus oder Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging bieten aufgrund kürzerer Absicherungsverträge geringere Investitionssicherheit für langfristige Investitionen. Sie sind aber innovationsoffener und erschließen Flexibilitäten und kleinere Marktakteure besser. Dazu setzt der DKM durch den hohen Anreiz zur Lastvermeidung in Zeiten hoher Strompreise (Selbsterbringung) zusätzliche Flexibilitätsanreize. Sie sind „atmend" und anpassungsfähig, können sich auf die Lastunsicherheit und künftige Entwicklungen sowie auf neue Innovationen optimal einstellen und erschließen hierzu das wichtige dezentrale Wissen.

- Aus derzeitiger Sicht des BMWK erscheint daher ein Kombinierter Kapazitätsmarkt am besten geeignet, um die Versorgungssicherheit sicher aber auch kosteneffizient zu gewährleisten. Er vereint die Vorteile von ZKM und DKM/KMS, da er die vielfach „neue Welt" in einem von erneuerbaren Energien und Flexibilität geprägten Stromsystem besonders gut adressieren kann. Der KKM gibt auf der einen Seite besonders kapitalintensiven Investitionen mit langem Refinanzierungshorizont, für die das Problem der Fristeninkongruenz besteht, fokussiert langfristige Investitionssicherheit durch zentrale Ausschreibungen mit langen Vertragslaufzeiten. Auf der anderen Seite bezieht er optimal flexible Nachfrager, Speicher und Innovationen ein und ist damit eine sehr technologieneutrale Ausgestaltungsoption. Er kann Unsicherheiten bei der Zukunftsprognose und die vielschichtigen Veränderungen „auf der Wegstrecke" am besten adressieren, indem er auf das dezentrale Wissen der energiewirtschaftlichen Akteure und Verantwortlichen vor Ort setzt. Durch diese Kombination werden die durch eine Umlage umzulegenden Kosten der zentralen Komponente deutlich reduziert und keine neuen Hürden für die Sektorkopplung und Lastflexibilität geschaffen.

Leitfragen für die Konsultation:

1. Wie schätzen Sie die Notwendigkeit der Anpassungs- und Anschlussfähigkeit des Kapazitätsmechanismus für künftige Entwicklungen ein?

2. Wie bewerten Sie im ZKM die Herausforderung, den Beitrag neuer Technologien und insbesondere flexibler Lasten angemessen zu berücksichtigen, sowie das Risiko einer Überdimensionierung?

3. Mit welchen Gesamtkosten rechnen Sie für die unterschiedlichen Optionen, insbesondere für den ZKM und dem KKM?

4. Wie signifikant sind aus Ihrer Sicht die Effekte für Speicher und flexible Lasten durch die europarechtlich geforderten Rückzahlungen, die insbesondere im ZKM zum Tragen kommen?

5. Wie bewerten Sie die Synthese aus ZKM und DKM im kombinierten KKM hinsichtlich der Chancen und Herausforderungen?

6. Wäre aus ihrer Sicht auch eine Kombination aus ZKM und KMS denkbar?

3.3 Lokale Signale

3.3.1 Umgang mit Netzengpässen auf dem Weg zum dekarbonisierten Stromsystem

Das Thema lokale Signale wurde in der PKNS besonders intensiv und kontrovers diskutiert. Die Stakeholder der PKNS waren sich einig, dass irgendeine Form der lokalen Signale oder lokalen Steuerung im künftigen Strommarktdesign notwendig wird.

Vorab sei klargestellt, dass das BMWK sich zum Erhalt der einheitlichen deutsch-luxemburgischen Gebotszone bekennt. Die Herausforderungen des Engpassmanagements und des Netzbetriebs erhöhen sich zukünftig jedoch. Um das Ausmaß an Engpasssituationen so zu begrenzen, dass sie sich in einer einheitlichen Gebotszone weiterhin durch Redispatch und Netzausbau lösen lassen, muss das Strommarktdesign auch um die Dimension Lokalität ergänzt werden.

Energiewende erfordert neues Zusammenspiel von Markt und Netz

Markt *und* Netz gewährleisten die sichere und effiziente Versorgung mit Strom. In der Vergangenheit wurden Kraftwerke meist in der Nähe der Lastzentren gebaut, das heißt in Süd- und Westdeutschland. Durch die Energiewende hat sich jedoch grundlegend geändert, wo wir Strom erzeugen. Der Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt vor allem dort, wo der beste Ertrag aus Wind und Sonne zu erzielen ist. Windstrom als wichtigste Stromquelle wird daher zunehmend in Nord- und Ostdeutschland erzeugt.

Damit dies gelingen kann, kommt dem Netz eine entscheidende Bedeutung zu: Das Übertragungsnetz transportiert quasi als Hauptschlagader den Strom über weite Strecken, die feinen Adern des Verteilnetzes bringen ihn dann zu den Stromverbrauchern vor Ort und nehmen lokal erzeugten EE-Strom auf. Das Übertragungsnetz in Deutschland ist rund 37.000 Kilometer lang und das Verteilnetz, das die privaten Haushalte und Gewerbe versorgt, umfasst mehr als 1,2 Millionen Kilometer (Niederspannung).

Europäische Energiewende und Netzausbau gehen Hand in Hand

Die Energiewende ist ein gesamteuropäisches Projekt. Europa hat beschlossen, den Anteil erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch bis 2030 auf 45 Prozent zu steigern. Das entspricht rund 70 bis 80 Prozent erneuerbare Energien im Strombereich, europaweit. Bis 2040 soll dieser Anteil auf über 90 Prozent ansteigen. Damit das gelingen kann, muss der Strom aus dem windgünstigen Skandinavien, dem Nord- und Ostseeraum, dem sonnenreichen Mittelmeerraum sowie aus den Speichern wie beispielsweise aus Wasserkraft in Norwegen und der Alpenregion in den Rest Europas transportiert werden. Erzeugungs-, Last- und Speicherzentren müssen viel intensiver vernetzt werden.

Deutschland wird aufgrund seiner zentralen Lage in Europa eine immer wichtigere Drehscheibe für den Stromtransport, aber auch für den Stromhandel im europäischen Binnenmarkt. Deutschland profitiert dabei schon heute von den Windstromimporten aus Skandinavien oder dem Ausgleich im europäischen Binnenmarkt, wenn hierzulande nicht ausreichend Wind und Sonne zur Verfügung

stehen. Mit dieser Rolle und Lage geht aber auch eine besondere Verantwortung für die europäische Integration einher. So dürfen zum Beispiel Netzengpasssituationen in Deutschland nicht zu Lasten des ausländischen Stroms aufgelöst werden. So gilt: 70 Prozent der Leitungskapazität, die für den grenzüberschreitenden Handel relevant sind, müssen für grenzüberschreitende Handelsflüsse reserviert werden. Das bringt zusätzliche Herausforderungen beim Netzausbaus und Redispatch mit sich.

Das europäische Strommarktmodell beruht auf einem zonalen Ansatz – Deutschland verfügt zusammen mit Luxemburg über eine einheitliche Stromgebotszone, in der ein einheitlicher Strompreis gilt. Strom kann innerhalb einer Gebotszone beliebig gehandelt werden – ohne auf die Transportmöglichkeiten des Netzes achten zu müssen. Im Ergebnis ist der Börsen- bzw. Großhandelspreis für Strom innerhalb der Gebotszone in jeder Stunde bzw. Viertelstunde gleich. Es gibt keine Handelsbeschränkungen. Es wird quasi eine „Kupferplatte“ unterstellt, um einen möglichst liquiden Handel zu ermöglichen. Netzengpässe sind durch Netzengpassmanagement-Maßnahmen, insbesondere dem so genannten Redispatch, durch die Netzbetreiber zu beheben.

Eine große, einheitliche Gebotszone mit vielen Marktteilnehmern sorgt für hohe Liquidität im Stromhandel. Ein einheitliches Marktgebiet führt dazu, dass sich innerhalb Deutschlands, unabhängig vom Standort, aber auch von der Netzsituation, die jeweils kostengünstigsten Erzeugungstechnologien durchsetzen. Das senkt die Strombeschaffungskosten. Ein großes Marktgebiet ermöglicht es außerdem, geographische Ausgleichseffekte bei Erzeugung und Verbrauch stärker zu nutzen, zum Beispiel weil die Nachfrage nicht überall gleich hoch ist oder auch der Wind nicht gleichmäßig stark weht. Liquide Märkte werden auch immer wichtiger, um starke Rampen bei der Einspeisung beispielsweise von PV-Strom abzufangen. Demgegenüber stehen aber die Redispatch-Kosten, um das Marktergebnis auch über das Netz zu den Verbrauchern zu transportieren.

Dem Gedanken eines europäischen Binnenmarktes mit möglichst wenig Handelsbeschränkung würde die europaweite Kupferplatte entsprechen, das ist jedoch physisch nicht darstellbar. Deshalb werden, und weil auch historisch so gewachsen, die Netzengpässe zwischen den Gebotszonen bewirtschaftet, das heißt, es müssen grenzüberschreitende Handelskapazitäten vergeben werden.

Netzausbau und Redispatch

Redispatch ist zumindest vorübergehend die Antwort, um Engpässe sicher beherrschbar zu halten – die Herausforderungen steigen jedoch. Um die Stromhandelsgeschäfte auch physikalisch über das Netz transportieren zu können, setzen die Netzbetreiber bei Bedarf Redispatch ein. Unter Redispatch versteht man Eingriffe der Netzbetreiber, die Erzeugungsanlagen anweisen, den Anlageneinsatz („Dispatch“) passgenau zu erhöhen oder zu reduzieren („Re-Dispatch“). Hierdurch werden Netzüberlastungen verhindert und das Netz sicher und stabil betrieben (siehe Box 13). Die Kosten für diese Maßnahmen zahlen die Stromkunden über die Netzentgelte. Der zuletzt deutliche Anstieg der Redispatchmaßnahmen (Abbildung 15) stellt zunehmend auch eine betriebliche Herausforderung für die ÜNB dar.

Box 13

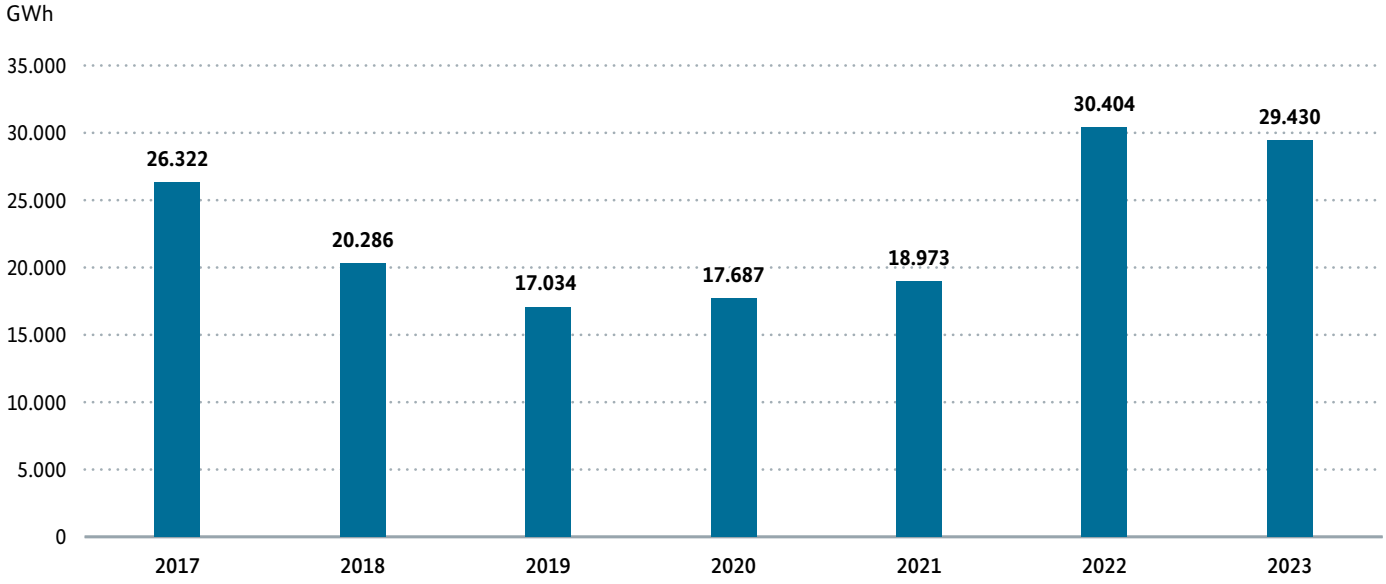
Wie werden Netzengpässe gelöst?

- Die Netzbetreiber (vor allem die ÜNB) setzen Netzengpassmanagement ein, um im Bedarfsfall Netzüberlastung zu verhindern und somit das Netz sicher und stabil betreiben zu können.
- Dies geschieht in der Regel durch den sogenannten Redispatch: Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, weisen die Netzbetreiber Erzeuger vor dem Engpass an, ihre Einspeisung zu drosseln – während Erzeuger hinter dem Engpass ihre Einspeisung hochfahren müssen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt; in Summe bleibt die Strommenge im System gleich, sie wird nur anders örtlich verteilt. Dies geschieht typischerweise in Zeiten mit hoher EE-Erzeugung.
- Anlagenbetreiber werden für diese erzwungenen Planänderungen entschädigt, Erlöse müssen sie wiederum an die ÜNB abtreten. Dann noch verbleibende Kosten werden über die Netzentgelte auf die Stromverbraucher umgelegt. Dieses anreizneutrale Prinzip ist wichtig, damit der Stromhandel nicht verzerrt wird und Netzengpässe nicht zu einem Geschäftsmodell für wenige Akteure nahe der Engpässe werden.
- Seit einigen Jahren reichen die marktlichen Erzeugungskapazitäten „hinter“ dem Engpass, also im südlichen Teil Deutschlands, in manchen Situationen nicht mehr aus. Die Netzreserve hält Kraftwerke außerhalb des Marktes vor, die die ÜNB im Bedarfsfall zusätzlich zum Hochfahren nutzen können. Die Intensität und Häufigkeit der Maßnahmen hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen.
- Im Rahmen der Regionalen Koordination der Betriebssicherheit (ROSC) wird es zukünftig auch auf europäischer Ebene einen grenzübergreifenden Redispatch geben. Dieser wird die Effizienz der Redispatchbeschaffung steigern und weiter zur Systemsicherheit beitragen, ist aber aufgrund einer komplexen, sich verzögernden Implementierung frühstens ab 2026 aktiv.
- 2023 betrug die Summe der Redispatchmaßnahmen 29,4 TWh, also Maßnahmen zur Erhöhung und Reduzierung der Erzeugung von Markt- und Netzreservekraftwerken zur Behebung von Netzengpässen. Am häufigsten wurde die Erzeugung aus Wind abgeregelt (rund 9,7 TWh). Insgesamt konnten aber 97 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien zum Verbraucher transportiert werden. 2023 betrugen die Kosten für Redispatch rund 3,1 Milliarden Euro.

Netzausbau, Digitalisierung und Netzoptimierung sind die strukturellen Antworten, um Engpässe zu reduzieren. Durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, den steigenden Stromverbrauch und den zunehmenden europäischen Handel steigen die Anforderungen an die Netze und damit der Netzausbaubedarf im Übertragungs- und Verteilnetz erheblich an.

Die strukturelle Antwort ist der Netzausbau. Nur dadurch kann der günstige Erneuerbaren-Strom europaweit verteilt und genutzt werden. Dafür werden in Deutschland mehrere tausend Kilometer Stromtrassen um- und ausgebaut. Die bereits gesetzlich verankerten Netzausbauvorhaben auf der Übertragungsnetzebene summieren sich auf über 13.000 Kilometer. Davon sind rund

Abbildung 15: Redispatch aus Marktkraftwerken, Netzreserve, Einspeisemanagement und Anpassungsmaßnahmen, abzüglich Countertrading (um Vergleichbarkeit herzustellen, sind die Mengen des ehemaligen Einspeisemanagements enthalten)



Quelle: Bundesnetzagentur auf Basis von SMARD (2024 a)

2.300 Kilometer in Betrieb und weitere 2.900 Kilometer genehmigt oder schon im Bau. Die übrigen Projekte sind in unterschiedlichen Planungs- und Genehmigungsstadien. Der aktuelle Netzentwicklungsplan 2023 – 2037/2045 zeigt darüberhinausgehend einen zusätzlichen Ausbaubedarf von rund 7.300 Kilometern im Übertragungsnetz.[21]

Dies ist ein gewaltiger Kraftakt aller Beteiligten. In dieser Legislatur hat die Bundesregierung umfangreiche Maßnahmen zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren auf nationaler und europäischer Ebene erreicht. Diese zeigen bereits Erfolge. In 2023 wurden viermal so viele Trassenkilometer genehmigt wie 2021. Dieses Jahr werden es fast noch einmal doppelt so viele sein. Auch die Anzahl der in Bau gegangenen Trassenkilometer hat sich 2023 gegenüber 2021 verdoppelt; dieses Jahr erwartet das BMWK den Baustart für die Rekordsumme von ca. 1.500 Kilometern (fünfmal so viele wie 2021).

Zusätzlich lassen sich die bestehenden Netze effizienter auslasten und damit die Netzkapazität weiter erhöhen. Ein Beispiel hierfür ist der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb, bei dem die maximal mögliche Belastung der Leitungen in Abhängigkeit von der aktuellen Umgebungstemperatur und der Witterung bestimmt wird. Seit 2023 haben die ÜNB mit den §§ 49 a,b EnWG die Möglichkeit, dieses Instrument umfassend zu nutzen. Darüber hinaus kann der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen im Bestandsnetz weitere Potenziale heben. Technologien im Netz, wie Phasenschiebertransformatoren, können die Stromflüsse steuern, gleichmäßig verteilen und damit insgesamt mehr

21 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2023) und Bundesnetzagentur (2024 b)

Stromtransport ermöglichen. Perspektivisch bieten technologische Entwicklungen und innovative Betriebsführungskonzepte über den aktuellen Stand der Technik hinausgehend weiteres Optimierungspotenzial. So werden beispielsweise ab 2025 sogenannte Netzbooster-Pilotanlagen in Betrieb gehen, mit denen die reaktive Betriebsführung, also die transportbedarfsabhängige Höherauslastung einzelner Netzelemente, getestet und eingeführt wird.

Nur mit zusätzlichem Netzausbau, unterstützt durch die Netzoptimierung, ist ein klimaneutrales Energiesystem in Deutschland und in Europa möglich. Deutschland leistet hier auch einen wichtigen Integrationsbeitrag für Europa.

Allerdings ist es ökonomisch und aus Akzeptanzsicht nicht sinnvoll, das Übertragungs- oder Verteilnetz „bis zum letzten Kilowatt“ (wie der höchsten Erzeugungsspitze) auszubauen. Der Netzausbau wird deshalb im Netzentwicklungsplan nicht auf ein komplett engpassfreies Netz ausgelegt. Gerade im Verteilnetz, wo der Großteil von neuen Energiewendeanlagen angeschlossen wird, sind die Digitalisierung und die optimierte Nutzung der Netzinfrastruktur entscheidend.

3.3.2 Rolle und Bedeutung lokaler Signale

Herausforderungen steigen mit der zunehmenden Elektrifizierung

Im zukünftigen Strommarkt wird es immer wichtiger, wann und wo wir Strom erzeugen und verbrauchen und wie dies mit dem Netz koordiniert wird. Mit einer zunehmenden Anzahl flexibler, dezentraler Stromverbraucher wird ein netzdienliches Verhalten beziehungsweise deren netzdienliche Verortung zunehmend relevanter. Da der Netzausbau Zeit benötigt und nicht bis zur letzten Kilowattstunde sinnvoll möglich ist, wird es zunehmend wichtiger, dass Marktakteure die Netzsituation in ihren Entscheidungen beachten und ihr Verhalten danach optimieren. Im Zuge der Sektorkopplung treten viele neue flexible Verbraucher ins System. Wenn diese alle dem günstigen Strompreissignal folgen und die Netzengpasssituation keinen Einfluss auf ihre Einsatzentscheidung hat, wird dies das Gesamtsystem vor sehr hohe Herausforderungen stellen.

Diese Entwicklung erfordert somit neue Anforderungen an das funktionierende Zusammenspiel von Markt und Netz. Bei vielen neuen flexiblen Verbrauchern, wie Elektroautos oder Wärmepumpen, die verbrauchsnah eingesetzt werden, geht es vor allem um eine netzkompatible Einsatzentscheidung. Bei anderen neuen Verbrauchern, die nicht zwingend verbrauchsnah eingesetzt werden müssen, wie insbesondere Elektrolyseure, geht es insbesondere um eine Standortentscheidung.

Regionale Steuerung ist für neue Stromgroßverbraucher wie Elektrolyseure zentral. Neue zusätzliche Stromgroßverbraucher wie insbesondere Elektrolyseure sollten sich aus Systemsicht dort ansiedeln, wo sie bestehende Netzengpässe entlasten, jedoch wenigstens nicht verschlimmern. Aus systemischer Sicht sollten die Elektrolyseure daher vorrangig in der Nähe der EE-Ausbauregionen, also insbesondere im windreichen Norden Deutschlands, ausgebaut werden. Im Idealfall würden sie dann an diesem Standort auch netzentlastend und systemdienlich betrieben werden.

Damit würden Elektrolyseure einen sehr wichtigen Beitrag zu einer kosteneffizienten Energiewende und für einen wettbewerbsfähigen Industriestandort leisten. Sie könnten Strom in Starkwindzeiten nutzen, der andernfalls im Norden abgeregelt werden müsste. Der Wasserstoff könnte in den Kavernen Norddeutschlands gespeichert und über das Wasserstoffnetz in den Süden transportiert werden. Das wäre wesentlich effizienter, als den Strom in den Süden zu transportieren und dort mit Umwandlungsverlusten Wasserstoff herzustellen. Eine Wasserstoffleitung kann ungefähr 10-mal

mehr Energie transportieren als eine Stromleitung. Für die Planung der Stromnetze im Netzentwicklungsplan werden neue Elektrolyseure bereits überwiegend in Norddeutschland angenommen. Sollten signifikant mehr Elektrolyseure als bislang geplant im netztechnischen Süden Deutschlands errichtet werden, könnte das das Gesamtsystem, den Netzausbau und die einheitliche Gebotszone ohne weitere Maßnahmen vor kaum lösbare Aufgaben stellen.

Um systemisch sinnvolle Standorte und Betriebsweisen zu ermöglichen, ist es aber entscheidend, dass Infrastrukturen wie Wasserstoffpipelines sowie Wasserstoffspeicher entstehen und so Systemdienlichkeit ermöglichen. Die Bundesregierung setzt das Wasserstoffkernnetz von 2025 bis 2032 sukzessive um, gefolgt vom weiteren Ausbau der Wasserstoffnetze.

Eine Form der lokalen Signale zur Steuerung wird notwendig

Im zukünftigen Strommarktdesign werden lokale Signale daher ebenfalls Teil der Antwort sein. Da der Netzausbau „bis zum letzten Kilowatt“ nicht sinnvoll ist, gleichzeitig aber immer mehr neue flexible Verbraucher und Speicher in das System kommen, wird das Gesamtsystem auch eine Form von lokalen Signalen zur Steuerung erfordern. Darin herrschte Einigkeit unter den Stakeholdern in der PKNS.

Ein lokales Signal ist ein Anreiz, der das Übertragungs- oder Verteilnetz entlastet, also die beschränkte Kapazität der Netze für Akteure im Stromsystem für ihre Entscheidungen sichtbar macht (zum Beispiel durch Preissignale, aber auch durch andere Mechanismen). Dies kann bereits beim Netzanschluss erfolgen, beispielsweise durch eine Gebühr oder einen Förderabschlag für Erzeugungsanlagen, die sich in Netzregionen mit bereits knapper Anschlusskapazität ansiedeln, so wie heute bereits mit dem sogenannten Baukostenzuschuss angelegt. Vereinfacht gesagt: Lokale Signale schaffen räumlich und zeitlich differenzierte smarte Anreize, freiwillig dort Strom zu verbrauchen, wo viel Grünstrom im System ist, und dies *dann* zu tun, wenn in der Region viel Wind und PV vorhanden sind. Ökonomen sprechen hierbei davon, dass lokale Signale die Funktion haben anzuzeigen, wie knapp oder überschüssig Strom an einem Ort ist, also auch die Netzsituation widerspiegeln.

Lokale Signale setzen dazu – im Gegensatz zu ordnungsrechtlichen Maßnahmen – auf Anreize, sodass die Marktakteure ihr Verhalten freiwillig und gemäß ihren individuellen Präferenzen optimieren. Gleichzeitig kann auf diese Weise ein positiver Nutzen für das Gesamtsystem entstehen, insbesondere durch geringere Belastungen der Stromnetze.

Je nach Ansatz können lokale Signale notwendige Anreize für Investitionen oder/und Anlageneinsatz setzen. Lokale Signale können sowohl aus dem Strommarkt entstehen, also in Form regional feiner aufgelöster Strompreise, als auch über lokale Elemente bei Netzentgelten, Fördermaßnahmen oder anderen Mechanismen wirken. Es gibt zwei Dimensionen, wie diese wirken können:

1. **Investitionsanreize** so zu setzen, dass, wo möglich, zukünftig Erzeugung und Lasten vermehrt an netzdienlichen Standorten angesiedelt werden: zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten in Regionen mit starker Stromnachfrage, zusätzliche Lasten in Regionen mit viel erneuerbarem Strom. Dabei unterscheiden sich Technologien in der Verlagerbarkeit ihres Standorts – Elektrolyseure lassen sich im Norden ansiedeln (im Zusammenspiel mit Wasserstoffnetz und -speicher), bestehende Industrieprozesse oder auch Wärmepumpen/Elektromobilität hingegen praktisch nicht, sie sind ortsgebunden.

2. **Dispatch- und Verbrauchsanreize** so zu setzen, dass die Einsatz- bzw. Verbrauchsentscheidung lokale Bedingungen, insbesondere die Netzsituation, berücksichtigt: mehr Stromverbrauch in Zeiten von hoher lokaler EE-Erzeugung, weniger Verbrauch und mehr Einsatz von Anlagen in Zeiten mit geringerer lokaler erneuerbarer Stromerzeugung.

Dreifachnutzen lokaler Signale – aber auch Herausforderungen, die adressiert werden müssen. Lokale Signale können einen Dreifachnutzen haben (1) Das Netz kann entlastet werden, was einen sicheren Netzbetrieb unterstützt. (2) Stärkere lokale Nutzung von Strom erhöht die Systemeffizienz, kann so Redispatchkosten und damit die Netzentgelte senken. (3) Stromverbraucher vor Ort können intelligenter auf lokale Netzsituation reagieren und so auch von günstigem Strom profitieren.

Je nach Ausgestaltung und Art der lokalen Signale und je nach regionaler Betroffenheit können sie aber auch zu erheblichen politischen Herausforderungen in den Bereichen Verteilungsgerechtigkeit und Wettbewerbsfähigkeit sowie Investitionssicherheit führen. Mindestens für einen Übergangszeitraum könnte sich deshalb die Frage nach geeigneten Kompensationsinstrumenten stellen.

Lokale Signale ersetzen nicht den geplanten Netzausbau. Es bedarf zukünftig eines Dreiklangs: ein leistungsfähiger und sicherer Redispatch, auch grenzübergreifend, zumindest als Kurzfrist- und Übergangsmaßnahme, die deutliche Beschleunigung des Netzausbaus sowie lokale Signale, die Anreize für Netzdienlichkeit bei Erzeugern, Verbrauchern und Speichern setzen.

Box 14

No-regret-Maßnahme: Aktionspaket Redispatch für mehr Sicherheit, Effizienz und Leistungsfähigkeit

Der Redispatch in Deutschland ist ein komplexer Berechnungs-, Koordinations- und Kommunikationsprozess zwischen Netzbetreibern und Erzeugungsanlagen. Er beginnt bereits eine Woche vor „Echtzeit“ auf Basis von Prognosen. Kontinuierlich und bis zuletzt werden Einsatz- und Abrufplanung für die Erzeugungsanlagen nachjustiert. Unabhängig davon, welche lokalen Signale in Zukunft wie und wo gesetzt werden, wird Redispatch weiter eine notwendige Säule sein. Dieser Prozess muss daher reibungslos funktionieren, um das Stromsystem auch in Zukunft sicher, aber auch kosteneffizient zu betreiben. Mit der steigenden Anzahl von EE-Anlagen und der rückläufigen Anzahl von großen Kraftwerken im Süden kommen auch auf den operativen Redispatch zahlreiche neue Herausforderungen hinzu. Diesen muss mit einem Aktionspaket Redispatch begegnet werden, das ein Maßnahmenbündel beinhalten muss, um die vielschichtigen und neuen Herausforderungen in Angriff zu nehmen.

Die Einführung des sogenannten „Redispatch 2.0“ sollte bereits die Effizienz der Einsätze und gleichzeitig das Redispatchpotenzial durch die Einbeziehung kleinerer Anlagen erhöhen. In der Praxis bestehen hier jedoch, insbesondere in den Verteilnetzen, hohe Umsetzungshürden. Aufgabe muss daher sein, die konsequente Digitalisierung und Standardisierung von Netzen und Anlagen zügig voranzubringen.

Auf Übertragungsnetzebene zeigt sich teilweise bereits heute das Problem fehlender Hochfahrkapazitäten südlich der Engpässe. Hierfür müssen vorhandene Reserven zukunftsfähig aufgestellt werden, die europäische Koordination des grenzübergreifenden Redispatches muss zeitnah implementiert werden und zuletzt sollten auch verfügbare Lasten auf geeignete Art und Weise in den Redispatch einbezogen werden (siehe Option 3).

3.3.3 Mögliche Handlungsoptionen für lokale Signale

Im Einzelnen werden die folgenden drei Handlungsoptionen für lokale Signale gesehen, die auch kumulativ umgesetzt werden könnten (Abbildung 16).

Abbildung 16: Handlungsoptionen für lokale Signale

OPTION 1	OPTION 2	OPTION 3
Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte	Regionale Steuerung in Förderprogrammen	Flexible Lasten im Engpass-management

Abbildung 17 kategorisiert die hier vorgestellten Maßnahmen hinsichtlich dieser Anreizwirkungen: Welche Maßnahme setzt für welche Technologien lokale Anreize zur systemdienlichen Investition und zum systemdienlichen Verbrauch/Dispatch.

Abbildung 17: Wirkweise verschiedener lokaler Instrumente auf Investitionsentscheidung und Einsatz/Verbrauch

<table>
<tr><th></th><th colspan="2">Erzeugung</th><th colspan="3">Flexible Lasten</th><th>Speicher</th></tr>
<tr><th></th><th>Wind/PV</th><th>Steuerbare Erzeugung</th><th>Elektrolyseure</th><th>Industrielle Erzeugung</th><th>Haushalte</th><th>Speicher</th></tr>
<tr><td rowspan="2">Dispatch</td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2"></td><td colspan="3">Flexible Lasten im Engpassmanagement</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td></td><td colspan="2">Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Investition</td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2"></td><td colspan="2">Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td colspan="5">Regionale Steuerung in Förderprogrammen</td></tr>
</table>

Option 1:
Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte

Erläuterung der Handlungsoption:

- Netzentgelte werden ein immer wichtigerer Bestandteil des Strompreises. Gerade bei niedrigen Strompreisen in Zeiten von viel Wind und PV werden sie damit vielfach ein wichtiger Teil der Einsatzentscheidung.

- Für sogenannte steuerbare Verbrauchseinrichtungen, also E-Mobile und Wärmepumpen, auf Niederspannungsebene sind Netzbetreiber nach § 14a EnWG ab 2025 gemäß den entsprechenden BNetzA-Festlegungen verpflichtet, den Stromkunden zeitvariable Netzentgelte anzubieten (vgl. auch Box 17 in Kapitel 3.4.2). Für Stromkunden, die in anderen Spannungsebenen angeschlossen sind, geben Netzentgelte bislang weitestgehend keine zeitlichen oder räumlichen netzdienlichen Signale. Sie spiegeln lokale Engpasssituationen nicht wider beziehungsweise sie geben keine zeitlich differenzierte Indikation, wann zusätzlicher Verbrauch vor Ort zur Entlastung des Netzes beitragen kann.[22]

- Grundsätzlich ist denkbar, dass Netzentgelte ausreichend lokale Signale setzen, sowohl als Anreize für regional systemdienliches Verhalten als auch für regional differenzierte Investitionsanreize.

- Dies würde Investitions- und Dispatch-Anreize entfalten und wird beispielsweise in Großbritannien und Schweden verwendet.

- Es ist jedoch zu beachten, dass Netzentgelte in Deutschland bisher nur ausspeise- und nicht einspeiseseitig erhoben werden, also regelmäßig nur Verbraucher beeinflussen und nicht Erzeuger.[23]

- Darüber hinaus sind gegenwärtig neue Speicher und Elektrolyseure für eine gewisse Zeitspanne (20 Jahre) von den Netzentgelten ausgenommen. Eine regionale Differenzierung der Netzentgelte wäre bei diesen Technologien beziehungsweise Netznutzern aktuell noch wirkungslos.

- Ein Vorschlag von Agora Energiewende (2023) ist, die jeweils aktuelle regionale Netzsituation in Netzentgelte zu übersetzen; dies ist das Instrument **zeitlich und regional differenzierter Netzentgelte.** Dieser Ansatz wurde bereits im Rahmen der PKNS vorgestellt. Er bedeutet, dass die Netzentgelte in Zeiten von EE-Abregelung aufgrund von Netzengpässen temporär in der Überschussregion abgesenkt werden (Abbildung 18). Dies führt in der jeweiligen Region zu niedrigeren Strombezugskosten für den Verbraucher und schafft Anreize zur kurzfristigen lokalen Erhöhung der Stromnachfrage.

- Dazu werden Überschussregionen und/oder -zeiten ausgewiesen, in denen die Netzentgelte reduziert werden. Dies bietet sich insbesondere bei absehbaren Starkwindzeiten in Regionen

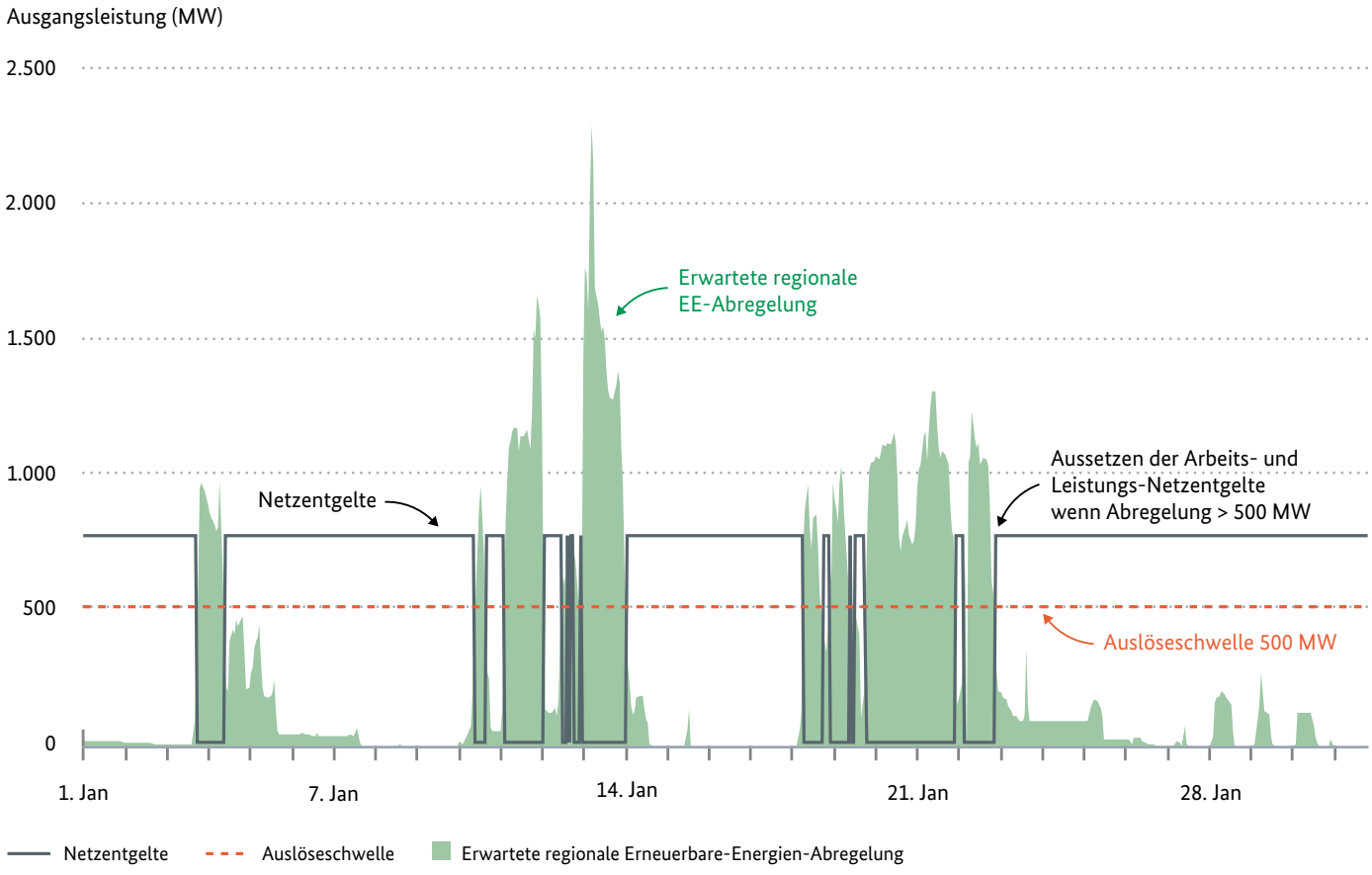
22 Nach der geltenden Netzentgeltsystematik werden die Netzkosten von den Verbrauchern getragen, die in dem Netzgebiet an das Netz angeschlossen sind, in dem die Netzkosten entstehen. Regionale Unterschiede bei den Verteilernetzentgelten waren in den letzten Jahren verstärkt verursacht durch einen regional unterschiedlich hohen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und den entsprechend unterschiedlichen damit einhergehenden Netzausbaukosten zur Integration dieser Erzeugungsanlagen in das Netz. Ein Festlegungsverfahren, das für einen Ausgleich sorgen soll, wird aktuell bei der Bundesnetzagentur durchgeführt. Weitere Aspekte, die bereits systematisch zu regionalen Unterschieden bei den Verteilernetzentgelten führen können, sind Unterschiede bei der Besiedlungsdichte sowie beim Alter der Netze.

23 Einspeiseentgelte sind theoretisch denkbar, um bei akuten Netzengpässen Anlagenbetreibern zeitweilige Anreize für eine verringerte Einspeisung zu setzen. Dabei sind aber nachteilige Effekte wie beispielsweise auf die Wettbewerbsfähigkeit im europäischen Stromgroßhandel zu bedenken. Denkbar wäre außerdem, bei Netzzugang oder Netzanschluss eine Eintrittsgebühr zu erheben, um bei strukturellen Netzengpässen Standortentscheidungen bei Neuanlagen zu beeinflussen

mit hoher installierter Wind-Stromerzeugungskapazität an, da ein Großteil der EE-Abregelung bei der Windkraft erfolgt. Das Instrument ist aber grundsätzlich in allen Regionen mit möglicherweise nur zeitweise oder saisonalen Engpasssituationen denkbar, beispielsweise perspektivisch auch bei hoher lokaler PV-Erzeugung.

- Das Instrument funktioniert wie folgt: Sobald die erwartete Abregelungsmenge einen Grenzwert überschreitet, werden die Netzentgelte für den Zeitraum der Engpasssituation abgesenkt. Die Netzbetreiber kündigen diese Zeitfenster mit reduzierten Netzentgelten kurzfristig, beispielsweise am Vortag vor Eintritt einer Engpasssituation, an. Konkret könnte dies heißen: In den betreffenden Stunden ist für den Stromverbrauch weder die Arbeitspreiskomponente der Netzentgelte zu entrichten, noch geht eine etwaige Lastspitze in diesem Zeitraum in die Berechnung der Leistungspreiskomponenten ein. Ebenso wäre es sinnvoll, den Mehrverbrauch auch bei der Berechtigung für individuelle Netzentgelte nach § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV unberücksichtigt zu lassen.
- Voraussetzung ist eine viertelstundenscharfe Verbrauchsmessung und -abrechnung auf der Nachfragerseite.
- Eine maximale Effektivität des Instruments könnte durch eine Anwendung für alle relevanten Stromverbraucher erreicht werden.

Abbildung 18: Aussetzen von Netzentgelten in Abhängigkeit der erwarteten regionalen EE-Abregelung (illustrativ)



Quelle: Neon Neue Energieökonomik 2023

- Die Option ermöglicht es, Flexibilität zum Beispiel zur Vermeidung von Übertragungsnetzengpässen zu erschließen und mehr EE-Erzeugung in das System aufzunehmen, indem bereits vor Ort befindliche Lasten wie E-Mobile, Wärmepumpen und Industrieunternehmen Anreize haben, in Engpasszeiten mehr zu verbrauchen (Dispatchanreiz). Zusätzlich kann das Instrument auch Investitionsanreize für die Wirtschaft in Regionen mit viel Abregelung setzen, da die durchschnittlichen erwartbaren Stromkosten dort niedriger ausfallen als in anderen Regionen (Investitionsanreiz). Letzteres greift insbesondere dann, wenn das Instrument glaubwürdig auf Dauer angelegt ist.

- Die zeitweise Absenkung der Netzentgelte in Regionen mit hoher Abregelung verbessert die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, um grünen Strom lokal zu nutzen anstatt Anlagen abzuregeln, und könnte das bereits auf dem Weg befindliche Instrument „Nutzen statt Abregeln“ ergänzen.

- Dadurch werden auch die Netzengpässe auf Übertragungsnetzebene reduziert, wodurch die Netzbetreiber weniger Redispatch durchführen müssen. Dies unterstützt die sichere Betriebsführung und reduziert auch Redispatchkosten.

- Die Pflicht der Netzbetreiber zum bedarfsgerechten Ausbau der Stromnetze darf hierdurch jedoch keinesfalls ausgehebelt werden.

Das Instrument führt einerseits zu geringeren Einnahmen der Netzbetreiber, anderseits spart es Redispatchkosten. Die Differenz müsste entsprechend gegenfinanziert werden, um eine finanzielle Schlechterstellung der VNB zu vermeiden. Hier kann sich gemäß Agora Energiewende (2023) eine bundesweite Umlage der nicht gezahlten Netzentgelte anbieten, wie sie bereits bei der Umlage für individuelle Netzentgelte nach StromNEV § 19 Abs. 2 angewandt wird. Alternativ könnten die entgangenen Netzentgelte aus Zeiten mit Netzengpässen auf die in der Region regulär zu zahlenden Netzentgelte umgelegt werden.

Die Zuständigkeit für die Einführung und Ausgestaltung eines solchen Instruments liegt bei der unabhängigen Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur.

Chancen:

- In Summe kann die Maßnahme zu mehr lokaler Nutzung von Überschussstrom (bessere EE-Integration, somit auch Reduktion von CO_2-Emissionen), weniger Abregelung und weniger Netzengpässen führen (zumindest soweit relevante Engpasssituationen auftreten und nicht bereits durch Netzausbau abgebaut sind).

- Die Maßnahme setzt ökonomische Anreize für flexible Lasten, Strom sowohl räumlich als auch zeitlich netzdienlich zu verbrauchen. Es unterstützt damit auch die Flexibilisierung der Nachfrageseite. Grundsätzlich können alle Verbrauchergruppen (Haushalte, Industrie, Gewerbe etc.) mit viertelstundenscharfer Abrechnung adressiert werden.

- Die Maßnahme kann Anreize für Neuinvestitionen in flexible Lasten in Regionen mit Überschussstrom setzen.

- Das Instrument vermeidet bei richtiger Ausgestaltung Fehlanreize zu strategischem Verhalten/Gaming am Strommarkt[24], da alle betroffenen Verbraucher von dem Instrument profitieren, unabhängig von der ursprünglich geplanten Verbrauchsmenge.

24 Siehe Box 15 zur Erläuterung von strategischem Verhalten am Strommarkt in Zusammenhang mit Engpassmanagement

Herausforderungen:

- Das Instrument setzt nur lokale Signale für Lasten, da Erzeuger in Deutschland aktuell keine Netzentgelte zahlen.

- Das Instrument erfordert eine viertelstundenscharfe Verbrauchsabrechnung, da es nachvollziehbar sein muss, welcher Anteil des Verbrauchs in Zeitfenstern mit reduzierten Netzentgelten erfolgt. Dies bedeutet, dass nur Verbrauchseinrichtungen mit Smart Metern oder einer registrierenden Leistungsmessung von der Regelung adressiert werden könnten.

- Das Instrument wirkt nicht auf Lasten, die aktuell keine Netzentgelte entrichten (Speicher, Elektrolyseure). Für solche Großverbraucher in der Industrie, die von reduzierten Netzentgelten profitieren, ist die Anreizwirkung nur begrenzt. Somit würde das Instrument derzeit nur einen kleinen Teil der Lasten adressieren, darunter aber wichtige Verbraucher wie Großwärmepumpen, die größere Potenziale zur Verschiebung des Verbrauchs in netzdienliche Stunden haben. Für eine größere Hebelwirkung wäre das Zusammenspiel mit den bisherigen Netzentgeltbefreiungen zu betrachten.
  Zu diskutieren wäre beispielsweise, ob Netzentgelte grundsätzlich nur für solche Lasten ausgesetzt beziehungsweise reduziert werden sollten, die an systemdienlichen Standorten angesiedelt sind. Diese Aufgabe obliegt der insoweit unabhängigen Bundesnetzagentur.

- Das Instrument verbessert die Kosteneffizienz im Stromsystem, indem es netzdienliches Verhalten unterstützt und damit Engpässe und Redispatch reduziert. Durch das situative Absenken der Netzentgelte entstehen jedoch insgesamt Mindereinnahmen bei den Netzbetreibern. Dies müsste gegenfinanziert werden. Vorschlag von Agora Energiewende (2023) ist, dies im Rahmen des Netzentgeltsystems durch bundesweite Wälzung zu lösen.

- Verschiedene, auch komplexe, Umsetzungsfragen wären zu klären, unter anderem Auswahl der Umsetzungsregion, Höhe der Auslöseschwelle, Festlegung des Ankündigungszeitpunkts und das Zusammenspiel zwischen Verteil- und Übertragungsnetzentgelten. Dabei ist zu bedenken, dass ein kurzer Vorlauf notwendig ist, um Engpasssituationen möglichst treffsicher zu prognostizieren, und damit auch entsprechende Kompetenzen und Prozessen bei Netzbetreibern in der Breite etabliert sein müssen. Aus Sicht der Anlagenbetreiber und insbesondere Investoren ist andererseits ein längerer Vorlauf für die Planungssicherheit wichtig. Damit ein solches Instrument technisch, organisatorisch und wirtschaftlich umgesetzt werden kann, ist eine möglichst einfache Ausgestaltung entscheidend.

Option 2:
Regionale Steuerung in Förderprogrammen

Erläuterung der Handlungsoption:

- Unter **regionaler Steuerung** verstehen wir die Möglichkeit, direkte regional differenzierte Anreize oder Vorgaben im Rahmen von angebots- oder nachfrageseitigen Fördermaßnahmen zu setzen. Eine solche regionale Komponente in Förderprogrammen bewirkt, dass vermehrt Projekte gefördert werden, die an netz- oder systemdienlichen Standorten verortetet sind. Dies ist insbesondere umsetzbar durch Bedingungen an Standorte von neuen geförderten Lasten sowie von Erzeugungsanlagen wie Kraftwerken.

- Ziel ist, durch diese Instrumente die Ansiedlung neuer Erzeugungsanlagen oder zusätzlicher Lasten wie insbesondere Elektrolyseure so zu steuern, dass sich dadurch die Herausforderungen aus Netzsicht nicht verschärfen, sondern bestenfalls sogar reduzieren.

- Eine derartige regionale Steuerung ist im Rahmen des Kraftwerksicherheitsgesetzes geplant, könnte aber beispielsweise grundsätzlich auch im Rahmen der Einführung eines Kapazitätsmechanismus (siehe Kapitel 3.2) oder im Rahmen der Förderung von Elektrolyseuren erfolgen.

- Auch bei der Förderung von Stromerzeugung (Wind, Solar und steuerbare Kapazitäten) ist regionale Steuerung möglich. Konkrete Beispiele für regionale Steuerung sind die Südquote für Biogasanlagen und indirekt auch das Referenzertragsmodell des EEG. Letzteres führt dazu, dass die Fördersumme bei Windanlagen an Land pro erzeugter kWh an windschwachen Standorten relativ höher ausfällt als für eine vergleichbare Anlage, die an einem Standort mit höherem Windertrag errichtet wird. Auch wenn das Instrument damit keine zielgenaue netzdienliche Steuerung vornimmt, führt es dennoch zu einem geographisch gleichmäßiger verteilten Wind-Zubau, der in der Tendenz häufig auch netzentlastende Effekte hat. Die Südquote bei Biomethan wurde mit dem Solarpaket bis Ende 2027 ausgesetzt. Bei Biogas erfolgt in den Ausschreibungen eine vorrangige Bezuschlagung von Projekten im Süden, was sich positiv auf die Systemdienlichkeit auswirkt.

- Mögliche Ausgestaltungen einer regionalen Steuerung in Ausschreibungen oder anderen Fördermaßnahmen wären:
  - **Vorrangregionen:** Ausschreibungen von Fördergeldern nur für spezifische, netzdienliche Standorte. Ausbau in anderen Regionen bleibt möglich, jedoch rein marktlich ohne Förderung.
  - **Quote** für spezifische Regionen. Entsprechend ist dann ein bestimmter Anteil der Ausschreibungsmenge in einer festgelegten Region zu bezuschlagen.
  - Differenzierte Fördersumme: Die Förderhöhe würde je nach Standort unterschiedlich ausgestaltet (**Bonus-/Malus-System**).

Chancen:

- Die regionale Steuerung würde es erlauben, ohnehin geplante Fördermaßnahmen systemdienlicher und insgesamt effizienter auszugestalten. Denn so können zusätzliche Systemkosten wie insbesondere erhöhter Redispatchbedarf und höherer Netzausbaubedarf, die bei einer nicht-systemdienlichen Ansiedlung entstehen würden, vermieden oder zumindest reduziert werden.

- Die regionale Steuerung kann gezielt Anreize für systemdienliche Neuinvestitionen in Erzeugung in Regionen mit starker Stromnachfrage sowie für Investitionen in zusätzliche Lasten in Regionen mit viel EE-Strom setzen.

- Die regionale Steuerung würde, je nach Fördermaßnahme, eine technologiespezifische Steuerung ermöglichen. So könnten unterschiedliche regionale Auswirkungen verschiedener Technologien adressiert werden. Bei Technologien, bei denen eine systemdienliche Ansiedlung von großer Bedeutung ist, wie zum Beispiel bei Elektrolyseuren, könnte entsprechend stärker gesteuert werden als bei Technologien, bei denen sich die Frage der systemdienlichen Ansiedlung weniger stellt.

- Die regionale Steuerung in der Förderung kann teilweise auch solche Technologien adressieren, die bei anderen Instrumentenoptionen nicht berücksichtigt werden. Beispielsweise sind Netzentgeltanreize wie in Option 1 bei solchen Verbrauchern wirkungslos, die keine Netzentgelte entrichten, und bei Erzeugungsanlagen, weil in Deutschland einspeiseseitig keine Netzentgelte erhoben werden.

Herausforderungen:

- Die regionale Steuerung über Fördermaßnahmen adressiert nur die Investitionsentscheidung und nicht die Einsatzentscheidung.

- Fördermaßnahmen sind typischerweise als Beihilfe durch die Europäische Kommission zu genehmigen. Regionale Komponenten in Fördermaßnahmen können die Notifizierung erschweren. Wenngleich die Beihilfe-Leitinien in Randnummer 96 Absatz e) und f) eine regionale Steuerung aus Systemgründen explizit ermöglichen (siehe Europäische Union (2022)), stellt die Europäische Kommission hohe Anforderungen für den Nachweis und bevorzugt für eine regionale Steuerung auf lokale Preissignale hinzuwirken.

- Die regionale Steuerung in Fördermaßnahmen kann zu Lasten der Fördereffizienz gehen. Grund ist, dass nicht automatisch der wirtschaftlichste Ausschreibungsteilnehmer den Zuschlag erhält. Auch kann – je nach Ausgestaltung – weniger Wettbewerb in Ausschreibungen die Folge sein und im Extremfall sogar Marktmacht begünstigen.

- Ausschreibungsverfahren werden bürokratischer und komplizierter, da das Förderdesign um regionale Parameter wie Quoten oder Bonus/Malus ergänzt werden muss sowie von zentraler Stelle die vorzugswürdigen regionalen Standorte festgelegt werden müssen.

- Die regionalen Steuerungsansätze unterscheiden sich darin, wie treffsicher sie die Investitionsentscheidung beeinflussen können. So sind Bonus-/Malus-Regelungen schwer so zu parametrieren, dass die erwünschte Lenkung der geförderten Projekte auch sicher erreicht werden kann.

Option 3:
Flexible Lasten im Engpassmanagement

Lasten können aktuell nicht für den Redispatch erschlossen werden. Derzeit ist es in Deutschland nur schwer möglich, Lasten in das Engpassmanagement (Redispatch) einzubinden. Mit einer zunehmenden Anzahl an flexiblen Lasten im Stromsystem bleibt somit ein großes Potenzial ungenutzt. Es stellt sich somit die Frage, wie dieses Potenzial für den Redispatch erschlossen werden kann. Dies ist nicht nur mit Blick auf das Übertragungsnetz relevant, sondern insbesondere auch für EE-bedingte Engpässe in Verteilnetzen, wo flexible Lasten auch über die bestehenden Regelungen nach § 14a EnWG hinaus ein wichtiges Potenzial darstellen können.

Das Engpassmanagement in Deutschland ist als *regulatorischer Redispatch* organisiert. Dadurch sind Netzbetreiber berechtigt, Erzeugungsanlagen und Speicher in ihrer Erzeugung anzupassen (Hoch- und Runterregeln), sofern der Netzzustand dies erfordert. Die Betreiber der Anlagen werden finanziell so kompensiert, als sei die Anpassung nicht erfolgt, indem sie die Kosten für Brennstoffe etc. erstattet bekommen (siehe Box 13). Der regulatorische Redispatch ist also für Anlagenbetreiber kostenneutral, zugleich entwickelt auch kein Akteur geschäftliche Interessen an dem Fortbestehen eines Engpasses. Der regulatorische Redispatch umfasst in Deutschland bislang nur Erzeuger und Speicher, nicht die verbrauchsseitigen Lasten.

Systematisches Problem: objektive Kostenschätzung für Lasten im Redispatch kaum möglich. Es ist nur schwer möglich, Lasten in den regulatorischen Redispatch einzubinden. Während sich bei Erzeugern die Erlöse durch Stromverkauf und Kosten für Brennstoffe noch objektiv abschätzen lassen, entstehen bei Abregelung von Lasten keine objektiv messbaren Kosten. Vielmehr entgehen den Verbrauchern Nutzen oder Produktionserlöse, die sie mit dem Strombezug generiert hätten. Dieser entgangene Nutzen ist schwieriger quantifizierbar und kann sich stark zwischen Unternehmen, Individuen und im Zeitverlauf unterscheiden. Die Abregelung eines ladenden Elektroautos kann unter Umständen keinerlei Kosten haben (wenn es in den folgenden Stunden den Ladeprozess nachholen kann) oder aber sehr hohe subjektive Kosten (wenn eigentlich eine Urlaubsreise geplant war). Eine objektive Ermittlung dieser Kosten und eine anschließende Kompensation durch den Netzbetreiber ist daher nur schwer umsetzbar.

Box 15

Strategisches Verhalten („Gaming“, „Increase-Decrease“) in Redispatch-Märkten

Redispatch-Märkte sind dem Spotmarkt/Großhandelsmarkt nachgelagert. Marktakteure werden daher bei Geboten auf dem Stromgroßhandelsmarkt ihre Erlösmöglichkeiten auf dem Redispatchmarkt antizipieren und ihre Angebote strategisch beim Gebotsverhalten im Spotmarkt einbeziehen.

Erzeugerseite: Erzeuger in Regionen hinter dem Engpass, in denen wenig Redispatchpotenzial zur Verfügung steht, antizipieren den Engpass (Windfront) und, dass sich durch die Vermarktung ihrer Erzeugung auf dem Redispatch-Markt (höhere) Profite erwirtschaften lassen als auf dem Strommarkt. Sie bieten deshalb auf dem Strommarkt nur zu sehr viel höheren Preisen an. So preisen sie sich so aus dem Strommarkt heraus, um für den nachgelagerten Redispatch-Markt zur Verfügung zu stehen. Problem: Damit verschärfen sich die Engpässe, da Anlagen, die ohne Redispatchmarkt im Strommarkt gelaufen wären und netzengpassentlastend gewirkt hätten, jetzt nicht mehr im Strommarkt laufen.

Umgekehrt antizipieren Erzeuger in Regionen mit viel Stromproduktion („Überschussregionen“, zum Beispiel im Norden Deutschlands) Profite durch Herunterregeln auf dem Redispatch-Markt. Um dies zu ermöglichen, müssen sie zunächst sicher im Strommarkt bezuschlagt werden. Sie geben daher auf dem Strommarkt niedrige Gebote unterhalb ihrer Grenzkosten ab. Im Spotmarkt bildet sich der markträumende Preis, der höher als die Gebote der strategisch niedrig bietenden Erzeuger liegt, weil andere, teurere Einheiten den Preis setzen (Merit-Order-Prinzip). Auf dem später stattfindenden Redispatch-Markt können die strategisch agierenden Erzeuger dann so bieten, dass sie von den ÜNB zum Herunterregeln angewiesen und kompensiert werden. Dadurch kaufen sie dann ihren nicht produzierten Strom quasi günstig zurück.

Verbraucher: Dieselben Anreize, die im obigen Beispiel für Erzeuger dargestellt sind, bestehen für Verbraucher jeweils gespiegelt, aber mit derselben engpassverschärfenden Wirkung. Verbraucher in Regionen hinter dem Netzengpass kaufen günstig im Strommarkt und verkaufen im Redispatch-Markt. Verbraucher in Überschussregionen ziehen sich vom Strommarkt zurück, um anschließend günstig im Redispatch-Markt kaufen zu können.

Redispatchmärkte werden diskutiert, werfen aber neue Probleme auf. In einem Redispatchmarkt beschaffen die Netzbetreiber das Hoch- oder Herunterfahren zur Behebung eines Netzengpasses über einen Markt. Die Erbringung der jeweiligen Redispatch-Leistung ist freiwillig. Per Ausschreibung werden die günstigsten Angebote für das Hoch- oder Herunterfahren ausgewählt und entsprechend vergütet.

Allerdings sind solche Redispatchmärkte problematisch, da sie in der Regel zu strategischem Gebotsverhalten der Marktakteure (Erzeuger und Verbraucher) führen, die engpassverschärfend wirken.[25] Solch strategisches Verhalten wurde bei bereits existierenden Redispatchmärkten wie in Großbritannien nachweislich beobachtet.[26]

In Deutschland lassen sich Engpässe relativ leicht vorhersehen, sodass das oben beschriebene strategische Verhalten sehr wahrscheinlich und plausibel ist. Auch wenn dies individuell rational ist – so hat dies signifikante Folgen für das System. Dieses strategische Verhalten von Marktteilnehmern auf

25 Neon Neue Energieökonomik und Consentec (2019)

26 Perekhodtsev, D. und Cervigni, G. (2010)

beiden Seiten des Engpasses führt zu einer Verschärfung der Engpässe und damit zu erhöhten Redispatch-Mengen und Kosten. Außerdem birgt es Risiken für den Netzbetrieb, da die ÜNB ihre Netzplanung auf den Fahrplananmeldungen der Marktakteure basieren, deren Informationsgehalt aber durch das strategische Gaming systematisch verzerrt ist (beispielsweise durch Anmeldung von zu geringer Erzeugung). Ökonomisch gesehen können Akteure Mitnahmeeffekte erzielen und es entstehen Anreize für Geschäftsmodelle sowie Investitionen, die allein auf Engpässe abstellen.

Sinnvolle Lösungen zur Einbindung von Lasten in den Redispatch sind wichtig, aber nicht einfach. Aus diesen Gründen sind Redispatch-Märkte immer dann problematisch, wenn Engpässe vorhersehbar sind. Für die Erzeugungsseite ist es daher sinnvoll, am bisherigen Prinzip des regulatorischen Redispatch festzuhalten. Da eine Einbindung von Lasten in den regulatorischen Redispatch nicht möglich erscheint, stellt sich die Frage, wie Lasten in den Redispatch eingebunden werden können, ohne dass die oben beschriebenen Probleme auftreten. Denn grundsätzlich ist es dringend notwendig, das zunehmende Potenzial flexibler Lasten in einer sinnvollen Art und Weise ins Engpassmanagement einzubeziehen.

Eine solche Möglichkeit zur Einbeziehung von Lasten zur Behebung lokaler Engpässe wurde mit der „Nutzen statt Abregeln"-Regelung (§ 13k EnWG) eingeführt. Diese wurde in der PKNS diskutiert und im Herbst 2022 vom Gesetzgeber umgesetzt mit dem Ziel, die Erprobung des Instruments im Oktober 2024 zu starten. In Situationen mit ansonsten hoher Abregelung von EE-Strom sollen zuschaltbare Lasten eingesetzt werden, um durch zusätzlichen Verbrauch die Abregelung von erneuerbaren Energien zu verringern. Entscheidend ist hierbei, dass der Stromverbrauch *tatsächlich zusätzlich* ist, nur so kann eine engpassentlastende Wirkung erzielt werden. Die ÜNB teilen hierbei berechtigten Teilnehmern vergünstigten Strom zu. Teilnehmer müssen in Regionen angesiedelt sein, in denen sie tatsächlich zur Engpassentlastung beitragen. Der Strom wird hierbei am Vortag per Ausschreibung versteigert.

Handlungsfeld Einbindung von Lasten systematisch prüfen – Ausblick Flexibilitäts-Agenda. Weitere Möglichkeiten zur Einbindung von Lasten in den Redispatch sollten geprüft werden. Dies wird neben weiteren Themen Bestandteil der geplanten koordinierten Flexibilitäts-Agenda sein, die das BMWK erarbeiten und mit der Energiewirtschaft, Stakeholdern und Experten und Expertinnen diskutieren wird (Details siehe Kapitel 3.4.2, Aktionsfeld 3).

Zugleich müssen aber auch die technischen Voraussetzungen vorliegen, um die Lasten ins Engpassmanagement einzubeziehen. Dezentrale und kleine Lasten wie E-Mobile oder Elektrolyseure sind in den Verteilnetzen angeschlossen. Um diese Potenziale auch effektiv nutzen zu können, müssen die Messungs-, Steuerungs-, Kommunikations- sowie auch insbesondere Prognosefähigkeit sowie Netzzustandsüberwachung der Verteilnetzbetreiber (VNB) in der Breite vorliegen. Auch wenn VNB hier teilweise voranschreiten, dürften vielfach die Voraussetzungen in der Breite erst Ende der 2020er vorliegen.

Zusammenfassung Handlungsfeld lokale Signale

- Mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien und einer zunehmenden Anzahl flexibler Stromverbraucher wird es immer wichtiger, wann und wo wir Strom erzeugen und verbrauchen und wie dies intelligent mit dem Netz koordiniert wird. Netzausbau und Redispatch allein reichen nicht aus und es ist auch nicht effizient, das Netz bis zum „letzten kW“ auszubauen.
- Lokale Signale unterstützen einen Dreiklang: deutliche Beschleunigung des Netzausbaus, ein leistungsfähiger und sicherer Redispatch zumindest als Kurzfrist- und Übergangsmaßnahme, sowie lokale Signale.
- Geeignete lokale Signale sorgen einerseits dafür, dass Investitionen in neue Kapazitäten soweit möglich räumlich systemdienlich erfolgen. Andererseits setzen sie Anreize, sodass steuerbare Kapazitäten inklusive flexibler Verbraucher lokale Gegebenheiten und die Situation in den Stromnetzen stärker bei ihren Betriebs-/Verbrauchsentscheidungen berücksichtigen.
- Lokale Signale sind dabei nicht ausschließlich als Preissignale zu verstehen. Aus Sicht des BMWK sind im Grundsatz mehrere Optionen denkbar, um lokale Signale im Strommarkt zu etablieren, die sich auch miteinander kombinieren lassen: zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte, regionale Steuerung sowie auch Einbindung von Lasten in den Redispatch.
- Das BMWK wird diese Themen im Rahmen seiner Zuständigkeit[27] weiter vorantreiben und zum Beispiel in der geplanten Flexibilitäts-Agenda vertiefen.
- Die Wachstumsinitiative der Bundesregierung hat ebenfalls beschlossen, auf zeitvariable regionale Netzentgelte für die systemdienlichen Netznutzung zu setzen und um Stromspeicher für Strommarkt und -netz optimal zu nutzen.

Leitfragen für die Konsultation:

Jenseits der Netzentgeltthemen, deren Einführung und Ausgestaltung in die Zuständigkeit der unabhängigen Regulierungsbehörde fallen:

1. Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft?
2. Welche Vor- und Nachteile bestehen bei den vorgestellten Optionen für lokale Signale?
3. Welche Ansätze sehen Sie, um lokale Signale im Strommarkt zu etablieren, um sowohl effizienten Einsatz/Verbrauch als auch räumlich systemdienliche Investitionen anzureizen?
4. Welche Gefahren sehen Sie, wenn es nicht gelingt, passende lokale Signale im Strommarkt zu etablieren?
5. Wie können lokale Preissignale möglichst einfach ausgestaltet werden, um neue Komplexität und etwaige Umsetzungsschwierigkeiten zu reduzieren?

27 Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Zuständigkeit für die Einführung und Ausgestaltung von Netzentgelten bei der unabhängigen Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur, liegt.

Exkurs: Gebotszone

Das BMWK bekennt sich zur Beibehaltung der einheitlichen deutsch-luxemburgischen Gebotszone. Eine objektive Diskussion zum Thema Strommarkt der Zukunft und lokale Signale muss sich aber auch mit einer Gebotszonenneukonfiguration befassen. Das Thema wurde deshalb auch in der PKNS intensiv diskutiert.

Eine Aufteilung der Gebotszone führt zu unterschiedlichen Preisen zwischen den Gebotszonen, immer dann, wenn die Übertragungsfähigkeit des Stromnetzes begrenzt ist. Dadurch erhalten Marktteilnehmer ein Signal zur Netzsituation und können ihr Verhalten entsprechend optimieren.

Als Vorteile einer Gebotszonenneukonfiguration werden insbesondere angeführt:

- Holistischer Ansatz zu lokalen Preissignalen für alle Marktteilnehmer sowohl mit Blick auf Investitionsanreize für neue Marktakteure als auch mit Blick auf Dispatchanreize für flexible Verbraucher;
- Dynamische Abbildung der aktuellen Systemsituation in jeder Viertelstunde für sämtliche Marktakteure;
- Geringerer Redispatchbedarf und Netzstabilität bei hohen EE-Anteilen;
- Engpasseinnahmen (aus der Bewirtschaftung der inländischen Kuppelstellen)[28] die in Netzausbau reinvestiert werden können;
- Europäische Debatte entspannen, die mit Blick auf Loop-Flows (Flüsse von Nord- nach Süddeutschland durch anderen MS) auf Gebotszonenneukonfiguration in DE drängt.

Dem stehen allerdings gravierende Herausforderungen entgegen:

- Liquidität des jeweiligen Strommarktgebietes würde sinken; gerade am wettbewerblichen Terminmarkt ist Liquidität eine wichtige Voraussetzung, um sich langfristig gegen Strompreisschwankungen abzusichern, wovon die Stromkunden wiederum durch niedrigere Preise profitieren;
- In kleineren Gebotszonen können Strombeschaffungskosten steigen, da in den einzelnen Zonen weniger – und damit auch weniger günstige – Optionen zur Verfügung stehen;
- die Marktwerte der erneuerbaren Energien in den Zonen mit hohen EE-Anteilen würden sinken, was den Förderbedarf im EEG erhöht. Spiegelbildlich würden die Marktwerte in der Zone mit bisher niedrigerem EE-Anteil steigen. Deutlich verändert wäre auch die Wirtschaftlichkeit von zuvor förderfreien, rein marktlich errichteten EE-Projekten;
- Hohe Komplexität und Verteilungseffekte;
- Stabilität des Zuschnitts mitten im Systemumbau unklar; fortwährende Neukonfigurationen, hätten erhebliche Auswirkungen auf die Investitionssicherheit;
- Auswirkungen auf Netzausbau unklar: einerseits steigt Anreiz (für Südverbraucher); andererseits gäbe es ökonomische Gewinner und Verlierer des Netzausbaus und somit u. U. neue Widerstände.

Insbesondere aufgrund der hohen Komplexität mitten im Systemumbau und der Verteilungseffekte und mit Blick auf die Wettbewerbsfähigkeit der Industriezentren wird die Neukonfiguration gegenwärtig nicht als Option betrachtet.

28 Schon heute versteigern die ÜNB die Übertragungsrechte an den Grenzen. Im Jahr 2022 nahmen die deutschen ÜNB hierdurch insgesamt 1,82 Milliarden Euro ein (Bundesnetzagentur (2023 b)). Die ÜNB sind verpflichtet die hierbei erzielten Einnahmen (so genannte Engpassrenten) vollständig in das Netz investieren, um Engpässe insbesondere durch Netzausbau abzubauen. Zum Vorteil der Stromkunden kann dies dann zur Senkung der Netzkosten dienen.

3.4 Nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale heben

3.4.1 Rolle von Flexibilität im dekarbonisierten Stromsystem

Paradigmenwechsel Flexibilität

Flexibilität wird zum zentralen Merkmal für wettbewerbsfähige Strompreise und ein effizientes, klimaneutrales Stromsystem. Historisch gesehen bedurfte es in Deutschland keiner flexiblen Nachfrage am Strommarkt. Für die Fahrweise damaliger Kraftwerke und auch für die Stromnetze war eine stabile, kontinuierliche Nachfrage optimal. Dies hat sich grundlegend geändert, weil Wind und PV-Strom die Volumenbringer im neuen Stromsystem sind und in vielen Stunden sehr günstigen Strom erzeugen.

Verbraucher haben jetzt die Möglichkeit, durch flexible Lastverschiebung von diesen sehr niedrigen Strompreisen zu profitieren, beispielsweise indem sie zur Mittagszeit ihr Elektroauto laden oder den Speicher beladen. Wirtschaft und Industrie können ihre Prozesse optimieren; durch den Hochlauf der Speichertechnologie eröffnen sich zusätzliche Optionen. Damit wird Flexibilität neben dem EE-Hochlauf und dem Netzausbau zur dritten, zentralen Säule für wettbewerbsfähige Strompreise und damit für die Zukunftsfähigkeit des Standorts Deutschland. Aber auch diejenigen Verbraucher, die selbst nicht flexibel sind, profitieren mittelbar, denn die durchschnittlichen Strompreise und Systemkosten sinken ebenfalls, wenn der Bedarf in den teuren Stromstunden abnimmt und zu günstigeren Stunden nachgeholt wird.

Eine Flexibilisierung kommt somit einem Paradigmenwechsel für die Frage gleich, wie und wann wir in Deutschland Strom verbrauchen.

Flexibilität hilft auch, die Gesamtsystemkosten zu senken. Denn Flexibilität glättet Preiskurven, reduziert Stunden mit negativen bzw. sehr niedrigen Preisen und erhöht dadurch den Marktwert der erneuerbaren Energien, sodass die Erneuerbaren-Förderkosten (Kapitel 3.1) reduziert werden. Flexibilität senkt auch die Kosten eines Kapazitätsmechanismus (Kapitel 3.2). Ohne entsprechende Flexibilisierung wird ein Kapazitätsmechanismus letztlich ineffizienter und teurer, da eine Absicherung der letzten kWh allein durch Kraftwerke zu teuer wird.

Zudem können die Netzbetreiber flexible Lasten über entsprechende Preissignale auch netzdienlich, beispielsweise für die Erbringung von Systemdienstleistungen oder zur Entlastung von Engpässen, einsetzen (Kapitel 3.3).

Die nachfrageseitige Flexibilität hat also einen Mehrfachnutzen:

- jedermann kann von günstigen Strompreisen profitieren und die Wettbewerbsfähigkeit wird gestärkt,
- die Integration der EE wird optimiert und deren Förderkosten reduziert und
- die Versorgungssicherheit wird erhöht und die Kosten eines Kapazitätsmarktes werden gesenkt.

Für Flexibilität steht ein breiter Technologiemix zur Verfügung – in Deutschland selbst und im europäischen Binnenmarkt. Sehr viele und verschiedene Technologien kommen als Flexibilitätsoptionen in Betracht: flexible Kraftwerke, flexible Nachfrage, Speicher und leistungsfähige Stromnetze – in Deutschland selbst und im gemeinsamen europäischen Binnenmarkt. Verbraucher können ihren Strombezug entweder selbst flexibilisieren oder, wenn dies nicht möglich oder opportun ist, die Flexibilität im System nutzen. Ein leistungsfähiges Stromnetz kann wie ein großer Speicher fungieren. Es verbindet Deutschland mit anderen Wind- und Sonnenregionen und verstetigt damit die Zeit,

in der Haushalte und Unternehmen von günstigem erneuerbaren Strom profitieren können. Es verbindet uns mit den großen Speichern der Alpen oder Skandinaviens.

Durch die Sektorkopplung treten neue flexible Anwendungen, wie Elektromobile, Wärmepumpen, Speicher und Elektrolyseure, auf das Parkett, die ihren Stromverbrauch an die wind- und sonnenreichen Stunden anpassen können. Aber auch industrielle Verbraucher, die im Rahmen der Dekarbonisierung Prozesse elektrifizieren, können – je nach Produktionsweise – ihren Strombezug flexibilisieren und als neue flexible Verbraucher auftreten.

Elektroautos, Heimspeicher und Wärmepumpen werden im Jahr 2030 bereits das Doppelte der installierten Leistung großskaliger Flexibilitätsoptionen wie Elektrolyseure, Großwärmepumpen und Elektro-Heizkessel aufbringen. Perspektivisch könnten in optimistischen Szenarien mit diesen Flexibilitätsoptionen in Haushalten bis zu 100 TWh Stromnachfrage zeitlich verschoben werden.[29]

Taktgeber in diesem dynamischen Zusammenspiel ist das Preissignal. Hohe Preise setzen einen Anreiz, den Verbrauch zu reduzieren und später bei günstigeren Preisen nachzuholen. Bei niedrigen Preisen ist der Wirkmechanismus genau umgekehrt. Der Preis ist also das zentrale Signal für die Situation am Strommarkt und zeigt an, dass eine Verlagerung des Stromverbrauchs die Situation entlastet und zur Versorgungssicherheit beiträgt. Voraussetzung dafür ist, dass die Nachfrage flexibel auf niedrigere Preise reagieren kann.

Für den optimalen Einsatz nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen besteht aktuell jedoch noch eine Reihe von Hemmnissen. Das Strompreissignal der Strombörse kann momentan seine Wirkung oft noch nicht entfalten. Die Hemmnisse können in drei Kategorien unterteilt werden: 1)

Box 16

Technische Grundlage: Digitalisierung der Energiewende

Die Kommunikationsinfrastruktur im Stromsystem war ursprünglich auf eine begrenzte Anzahl größerer, mehrheitlich erzeugungsseitiger Flexibilitätsoptionen wie dem Datenaustausch mit Großkraftwerken ausgelegt. Bestehende Prozesse und Systeme sind deshalb heute nur eingeschränkt geeignet, um dezentrale Verbraucher in das Stromsystem zu integrieren. Der beschleunigte Roll-out der Smart-Meter-Infrastruktur auf Basis des GNDEW bindet haushaltsnahe Flexibilitätsoptionen unter Gewährleistung von Datenschutz und Cybersicherheit digital an. Mit der am 01.01.2024 in Kraft getretenen BSI TR-03109-5 („Kommunikationsadapter“) steht der erforderliche technische Standard für das Steuern und Schalten von Erzeugungsanlagen und steuerbaren Verbrauchern (E-Autos, Wärmepumpen, Speicher) bereit. Der Gesetzgeber setzt auf die Digitalisierung, um ein flexibles und dezentrales Stromsystem resilienter auszugestalten. In Umsetzung dieses Auftrags hat das BMWK zum Berichtstag 30. Juni 2024 einen umfassenden Digitalisierungsbericht vorgelegt. Hierin werden regulatorische Handlungsspielräume für eine Stärkung des Systemnutzens und der Resilienz durch die Digitalisierung dargestellt.

Zusätzlich muss die digitale Infrastruktur auch fähig sein, die Vielzahl neuer Akteure und Anlagen zu koordinieren. Ohne Digitalisierung des Stromsystems kann der Einsatz dezentraler Flexibilität nicht gelingen: Sie schafft Transparenz über den aktuellen Zustand des Stromsystems und ermöglicht es Endverbraucherinnen und -verbrauchern, am gesamtgesellschaftlichen Projekt der Energiewende teilzuhaben.

29 Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2023)

technische, 2) regulatorische und 3) ökonomische Hemmnisse. Diese verhindern, dass bestehende Flexibilitätspotenziale erschlossen und Investitionen in Flexibilitätsoptionen getätigt werden. Der Abbau dieser Hemmnisse ist elementar für das klimaneutrale Stromsystem, regulatorische und ökonomische Hemmnisse müssen deshalb auch in der Diskussion über das zukünftige Strommarktdesign adressiert werden. Der Hemmnisabbau dient dazu, dass die Marktakteure selbst entscheiden können, welche Art von Flexibilität sie nutzen wollen. Diese Wahlfreiheit muss aber gewährleistet sein.

Drängender Handlungsbedarf zur Hebung der Flexibilitätspotenziale wurde national und europaweit erkannt. In der PKNS wurden Flexibilität als drängendes Thema benannt, Handlungsbedarfe identifiziert und Lösungswege skizziert. Europa setzt mit der Strommarktreform ebenfalls einen neuen Fokus auf Flexibilitätspotenziale. Die Mitgliedstaaten müssen sich ein Flexibilitätsziel setzen und in einer Roadmap bestehende Hemmnisse analysieren und Lösungen zu finden.

3.4.2 Aktionsbereiche zum Abbau von Flexibilitätshemmnissen

Neben der beschleunigten Digitalisierung sind aus Strommarktsicht drei Aktionsbereiche zentral, um Hemmnisse für nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale abzubauen. Diese sind: (1) Den Weg frei machen für dynamische und innovative Tarifmodelle, (2) eine Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur, beispielsweise in Richtung zeitvariabler Netzentgelte, und (3) Ermöglichung von Flexibilität auch bei Begünstigungen (unter Beibehalt der Wettbewerbsfähigkeit industrieller Verbraucher).

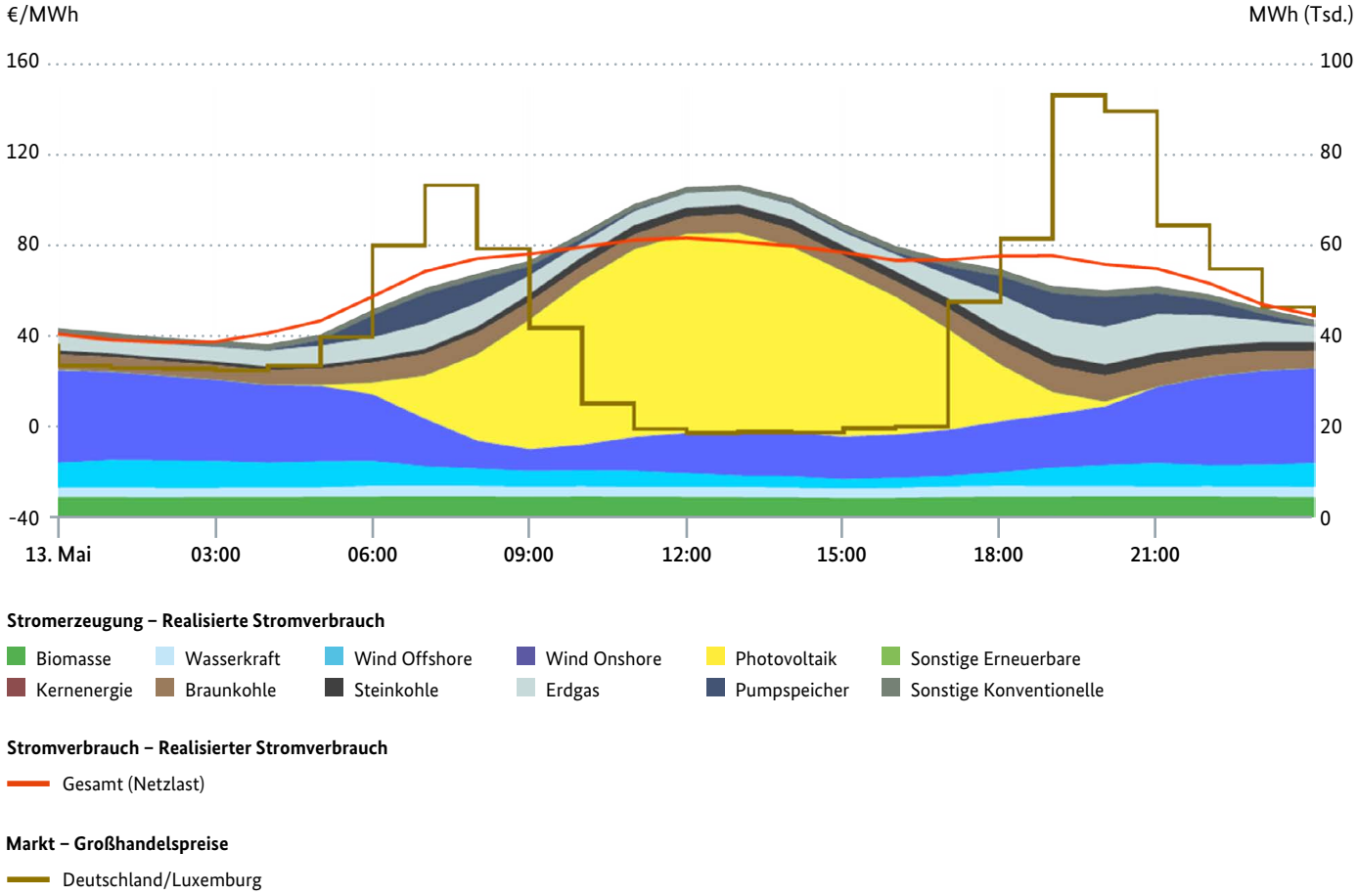
Dabei stehen die Aktionsbereiche komplementär nebeneinander, ergänzen sich also und stellen keine sich gegenseitig ausschließenden Ansätze dar.

Aktionsbereich 1:
Preisreaktion ermöglichen – Weg frei machen für dynamische und innovative Tarifmodelle

Dynamische und innovative Tarifmodelle haben großes Potenzial für günstigere Strompreise. Während industrielle Verbraucher im Regelfall bereits heute sogenannte dynamische Tarife nutzen, ist dies bei Haushalten noch nicht der Regelfall. Dynamische Tarife zeichnen sich durch dynamische Preiskomponenten beim Beschaffungsanteil aus, welche den Spotmarktpreis widerspiegeln. Heute sind im Haushaltskundensegment Verträge mit festen Stromtarifen der Standard. Kunden in Festpreistarifen können also noch nicht die vielfach schon sehr niedrigen Strompreise an der Strombörse nutzen. Daher haben die Haushalte mit entsprechenden Verbrauchsanlagen keinen finanziellen Anreiz, ihre Flexibilität (zum Beispiel das E-Auto oder die Wärmepumpe) als Nutzen für das Stromsystem einzubringen.

Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) wurden alle Lieferanten verpflichtet, ab dem 1. Januar 2025 einen Stromvertrag mit dynamischen Tarifen anzubieten. Indem bei Kunden mit intelligentem Messsystem flächendeckend viertelstundengenaue Messwerte unter Beachtung von gestärkten Datenschutzvorgaben übermittelt werden, werden zukünftig flexible Kunden nicht mehr mit dem Standardlastprofil abgebildet. Dies bedeutet, dass diese Kunden mit ihrem individuellen Verbrauchsprofil erfasst werden und so die Reaktion auf Strompreissignale auch in der Beschaffungsstrategie der Lieferanten und damit am Strommarkt berücksichtigt wird.

Abbildung 19: Erzeugung, Verbrauch und Day-Ahead-Strompreis in Deutschland am am 13. Mai 2024



Quelle: Bundesnetzagentur auf Basis von SMARD (2024 b)

Abbildung 19 zeigt am Beispiel des 13. Mai 2024, wie das Stromeinspeiseprofil der Zukunft aussehen könnte: mit hoher Wind- und PV-Erzeugung. Es zeigt aber auch, dass die Nachfrage heute noch weitgehend starr reagiert. Obwohl der Strompreis an der Strombörse von 9:00 Uhr an kontinuierlich sank, bis er zwischen 11:00 und 17:00 Uhr nahezu null Euro/kWh erreichte, reagierte die Nachfrage darauf kaum. Die Abbildung zeigt auch, welche Einsparungen für flexible Kunden in diesen Zeiten möglich wären.

Breites Angebot von dynamischen und innovativen Tarifmodellen mit Risikoabstufung. Der Abschluss von Stromverträgen mit dynamischen Tarifen ist für Kundinnen und Kunden freiwillig. Um die Präferenz der Kunden abzubilden, kommt der Angebotsvielfalt und Attraktivität der angebotenen Tarife somit eine entscheidende Rolle zu. Flexibilität aus Wärmepumpen oder E-Mobilen kann insbesondere dann umfassend gehoben werden, wenn die angebotenen Tarife die vielfältigen Präferenzen der Kundinnen und Kunden abbilden. Relevant ist insbesondere die Einstellung der Kundinnen und Kunden zu schwankenden Preisen sowie deren Bedürfnis nach Komfort bei der Steuerung der flexiblen Anlagen. Denn bei dynamischen Tarifen besteht immer auch die Herausforderung hoher oder anhaltend hoher Marktpreise, die sich dann unmittelbar auf die Preise der Endkundinnen und -kunden auswirken.

Daher umfasst der mögliche Lösungsraum nicht nur die im EnWG vorgegebenen dynamischen Tarife, sondern beispielsweise auch zeitvariable Tarife mit festen Preisstufen (Time-of-Use-Tarif) oder dynamische Tarife mit einer Preisabsicherungskomponente. Denkbar sind auch Festpreistarife, bei denen Dienstleister (sog. Aggregatoren) die Steuerung der Flexibilitätsoptionen übernehmen und den entstehenden finanziellen Mehrwert teilweise an die Haushalte weitergeben. Durch vielfältige Tarifangebote können unterschiedliche Risikobereitschaften seitens der Endkundinnen und Endkunden in den Tarifen preislich abgebildet werden. In jedem Fall gilt es Transparenz für Kundinnen und Kunden zu schaffen, beispielsweise indem Vergleichsmöglichkeiten geschaffen und Risiken sowie auch Chancen verständlich kommuniziert werden.

Solche Angebote zu entwickeln und bereitzuhalten ist die Aufgabe eines wettbewerblich funktionierenden Endkundenmarktes. Staatliche Aufgabe ist es, die dafür notwendigen Rahmenbedingungen zu schaffen.

Smart Meter Roll-out und Digitalisierung als wichtige Faktoren. Der Roll-out von Smart Metern ist eine wesentliche Voraussetzung für den Hochlauf dynamischer Tarife. Um diesen zu beschleunigen und zu entbürokratisieren, wurde das GNDEW auf den Weg gebracht. Nachdem der Roll-out wieder angelaufen ist, gilt es nun die positive Entwicklung zu verstetigen. Vordringliche Aufgabe ist es dabei, den hohen Nutzen der Digitalisierung für die Systemstabilität und die Volkswirtschaft vollständig zu realisieren. Hierzu besteht mit dem Digitalisierungsbericht nach § 48 MsbG ein gesonderter Prozess, in dem Vorschläge zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens unterbreitet werden.

Die Digitalisierung bietet enorme Potenziale, die Verbrauchsoptimierung attraktiv zu machen, aber auch mit Anforderungen des sicheren Netzbetriebs zu verknüpfen und intelligent zu steuern.

Der Hochlauf dynamischer Tarife und anderer Modelle, die Preisreaktionen ermöglichen, braucht ein Monitoring. Aktuell gibt es noch Zurückhaltung bei dynamischen Tarifen, insbesondere weil die technischen Voraussetzungen fehlen, aber auch weil allgemein wenig Erfahrungswerte in der Praxis vorliegen. Ein Grund für die Zurückhaltung ist auf Netzbetreiberseite zum Teil die Befürchtung, dass mit dem Hochlauf dynamischer Tarife mittelfristig auch „zu“ starke und gleichzeitige Reaktionen auf Preissignale auftreten. Die flexible Stromnachfrage würde sich dann allein auf die Stunden mit den günstigsten Preisen konzentrieren und dann wiederum zu Herausforderungen im Systembetrieb führen.

Durch ähnliche Tagesabläufe im Haushaltsbereich zeigt sich bereits heute, also ohne externe Preis- oder Steuerungssignale, eine hohe Verbrauchskonzentration. Auch ohne Preissignal kann sich mit der zunehmenden Anzahl von E-Autos und Wärmepumpen demnach diese Herausforderung stellen. Ob durch die Einführung dynamischer Tarife sogar eine entschärfende Wirkung eintritt, weil die heutigen Lastspitzen durch die Lastverschiebung reduziert werden, und ab wann, bspw. durch einen sehr hohen Automatisierungsgrad bei Ladevorgängen von E-Mobilen, neue Konzentrationsspitzen auftreten, ist aktuell noch nicht absehbar. Umso wichtiger sind daher netzseitige Beobachtungs- und Steuerungsmöglichkeiten, wie sie den Netzbetreibern über die Maßnahmen des § 14a EnWG zur Verfügung stehen. Unabhängig davon muss das Sammeln von Erfahrungswerten schon heute beginnen. Dafür sollte die Bundesnetzagentur den Hochlauf dynamischer Tarife und ihre Auswirkungen auf das Netz und Markt eng monitoren und evaluieren (beispielsweise über eine entsprechend explizite Regelung im § 35 EnWG) und bei Bedarf frühzeitig auf Anpassungsbedarf aufmerksam machen.

Aktionsbereich 2:
Chancen einer neuen Netzentgeltstruktur für Strommarkt und Energiewende nutzen

Netzentgelte stehen flexibler Reaktion der Strommarktnachfrage entgegen. Letztverbraucher zahlen Netzentgelte für die Bereitstellung und Nutzung der Netzinfrastruktur. Netzentgelte sind die zweithöchste Komponente im Endkundenpreis, an erster Stelle stehen weiterhin die Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt.[30] Den Netzentgelten kommt somit eine große Bedeutung als handlungssteuernde Preiskomponente zu. Wie auch alle weiteren Steuern, Abgaben und Umlagen können Netzentgelte allein dadurch, dass sie als Fixbetrag neben dem Börsenstrompreis stehen, den Anreiz für Verbraucher schmälern, auf Preissignale des Marktes zu reagieren.

Die Diskussionen in der PKNS haben gezeigt, dass in Deutschland auch die Netzentgeltsystematik an sich, also die Art und Weise, wie die Höhe und Verteilung der Entgelte bestimmt wird, ein Flexibilitätshemmnis darstellen kann. Mit Blick auf das Strommarktdesign der Zukunft und die Frage, wie Angebot und Nachfrage zusammengebracht werden, müssen Netzentgeltfragen deshalb immer mit adressiert werden.

Zuständig für etwaige Anpassungen an der Netzentgeltsystematik ist in Deutschland die Bundesnetzagentur, die dabei die europarechtlichen Vorgaben beachtet.

Box 17

Netzentgelte im Stromsystem

Für die meisten Verbraucher machen die Netzentgelte einen signifikanten Anteil der Stromkosten aus. So zahlten industrielle Verbraucher Netzentgelte von durchschnittlich 33 Euro/MWh (ohne Erleichterungen), beim Gewerbe waren es sogar 74 Euro/MWh (Bundesnetzagentur 2023 e). Dies entsprach etwa einem Drittel beziehungsweise fast drei Vierteln des durchschnittlichen Großhandelsstrompreises (90 Euro/MWh). Die Systematik der Netzentgelte unterscheidet sich dabei grundlegend zwischen Klein- und Großverbrauchern.

In Deutschland besteht das Netzentgelt für Haushalte und Kleingewerbe in der Regel aus einer Grundpreis- (Euro pro Monat) und einer Arbeitspreiskomponente (ct/kWh). Im Tarifbereich gibt es bereits lange den sogenannten zeitvariablen HT/NT (Hochtarif/Niedertarif)-Tarif für Endkundinnen und Endkunden mit Nachtspeicherheizungen. Eine Ausweitung dieses Tarifmodells auf Netzentgelte (zeitvariable Netzentgelte) und auf mehrere Zeitfenster und unterschiedliche Nutzergruppen ist hingegen in Deutschland noch nicht verbreitet. Dieses würde bei adäquater Ausgestaltung die tageszeitbezogene Netzauslastung besser widerspiegeln und so einen besseren Anreiz für netzdienliches Verhalten setzen. Ab 2025 müssen Netzbetreiber ein solches Entgelt für bestimmte flexible Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektromobilität in der Niederspannung anbieten (Vorgabe gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur auf Grundlage von § 14a EnWG).

Eine weitere Form wäre ein differenziertes Netzentgelt, welches situativ an die jeweilige Netzsituation angepasst wird und somit sehr kurzfristig über ein Preissignal das Netznutzungsverhalten beeinflussen könnte. Eine Umsetzung in der Praxis birgt viele zusätzliche Herausforderungen für die Energiewirtschaft; umso wichtiger ist an dieser Stelle eine praxisnahe Forschung und Erprobungsmöglichkeiten für innovative Akteurinnen und Akteure.

→

30 BDEW (2024)

Für lastganggemessene industrielle und gewerbliche Verbraucher (RLM-Kunden) besteht das Netzentgelt aus einer Leistungspreis- und einer Arbeitspreiskomponente. Der Leistungspreis bemisst sich in der Regel an der höchsten viertelstündlichen Leistungsabnahme jedes Kunden im Jahr (Euro/(kW*a)) (individuelle Jahreshöchstlast) und der sogenannten Benutzungsdauer (Quotient aus Jahresarbeit und Jahreshöchstleistung; größer oder kleiner 2.500 Stunden). Der Arbeitspreis fällt für die verbrauchte Energiemenge an (ct/kWh).

Gemäß § 19 Absatz 2 StromNEV erhalten RLM-Kunden dann individuell niedrigere Netzentgelte, wenn ihr Höchstlastbeitrag von der zeitgleichen Jahreshöchstlast im Netzgebiet abweicht (atypische Netznutzung) oder wenn die Stromabnahme aus dem Netz die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Benutzungsstunden im Jahr erreicht und der Stromverbrauch über zehn GWh im Jahr liegt (stetiger Strombezug).

Diese Grundsätze der Netzentgeltsystematik wurden 2005, vor fast 20 Jahren, in der Stromnetzentgeltverordnung festgelegt.

Die insoweit unabhängige Bundesnetzagentur hat mit Inkrafttreten der letzten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes im Januar 2024 die europarechtlich vorgegebene, alleinige Zuständigkeit über die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik erhalten. Bis zum Jahr 2028 muss sie nun die vorhandenen Regelungen überarbeiten und hat somit die Chance, die Netzentgeltregelungen an die Gegebenheiten des klimaneutralen Stromsystems anzupassen.

Noch ist der Flexibilitätsanreiz bei den Netzentgelten für Kleinverbraucher nicht umgesetzt. Da der Arbeitspreis üblicherweise über das Jahr konstant ist, fehlt für Kleinverbraucher ein netzbezogener Anreiz, den Stromverbrauch zu verschieben. Zudem kann ein im Vergleich zum Börsenstrompreis hohes Netzentgelt auch den Anreiz für Kleinverbraucher senken, einen dynamischen Tarif zu wählen und das Verbrauchsverhalten dem Erneuerbaren-Angebot anzupassen.

Die Festlegung der Bundesnetzagentur zum § 14a EnWG, die vorsieht, dass Netzbetreiber ab 2025 auch ein zeitvariables Netzentgelt für Endkundinnen und Endkunden mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen oder E-Mobilen anbieten müssen, soll hier Abhilfe schaffen. Diese schrittweise Einführung der zeitvariablen Netzentgelte wird von der Bundesnetzagentur evaluiert und hinsichtlich der Wirkung geprüft. In diesem Kontext ist auch wichtig zu eruieren, wie zwei Preissignale, also das über dynamische Tarife weitergegebene Börsenstrompreissignal und das Netzsignal über das zeitvariable Netzentgelt, als gemeinsames und gegebenenfalls zeitweise auch entgegenlaufendes Signal das Verhalten der Nachfrageseite anreizen können. Das Zusammenspiel sollte dafür in der Praxis zeitnah in Pilotprojekten unter Beteiligung von Netzbetreibern, Lieferanten, Aggregatoren, der Regulierungsbehörde und der Forschung erprobt werden.

Netzentgelte für Großverbraucher hemmen Flexibilität am Strommarkt. Die Netzentgeltstruktur für Großverbraucher begünstigt aktuell den **gleichmäßigen Verbrauch** von Strom. Sie kann somit einem flexiblen Verhalten und dem Erschließen der Chancen günstiger Strompreise entgegenwirken. Der Leistungspreis für industrielle und gewerbliche Verbraucher führt dazu, dass die Erhöhung der Jahreshöchstlast, etwa durch eine erhöhte Leistungsabnahme bei Starkwind, hohe zusätzliche

Kosten verursachen kann. Die verstärkte Nutzung von Wind- und Solarstrom ist selbst bei stark negativen Börsenpreisen für diese Verbraucher daher häufig finanziell unattraktiv. Durch die Energiewende wird ein flexibler Verbrauch von Strom jedoch elementar. Dazu gehört sowohl das Hochfahren bei niedrigen Preisen als auch die Lastreduktion bei hohen Preisen. Es gilt also Lösungen für Netzanschluss- und Netzentgeltmodelle zu finden, die diese beidseitige Flexibilität ermöglichen und gleichzeitig die Netzkosten refinanzieren.

Es sind nicht individuelle Lastspitzen, sondern eine hohe gleichzeitige Last im Netzgebiet, die das Stromnetz an seine Grenze bringt. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob die individuelle Lastspitze, losgelöst vom situativen Netzzustand im Netzgebiet, in Zukunft noch maßgeblich für die Höhe der Netzentgelte sein sollte. Es kann beispielsweise geprüft werden, ob der individuelle Leistungspreis durch ein Instrument ersetzt werden kann, das auch die Netzlast berücksichtigt. Geeignet erscheinen auch hier im ersten Schritt zeitvariable Arbeitspreise der Netzentgelte. Diese machen eine Lastverschiebung von Stunden mit hoher Netzbelastung in Stunden mit geringer Netzbelastung finanziell attraktiv. In der PKNS wurden zudem Varianten eines Kapazitätspreises diskutiert, der zur Refinanzierung der hohen Netzfixkosten beitragen könnte.

EU-Rahmen für Netzentgelte reformieren und fit für Anforderungen des zukünftigen Stromsystems machen. Die Rahmenregelungen zur Ausgestaltung der Netzentgelte werden in Europa festgelegt. Zwar bieten sie den Mitgliedstaaten viel Spielraum, trotzdem werden die Leitplanken für die nationalen Regelungen in Europa gesetzt. Zu diesen zählt zum Beispiel, dass Netzentgelte kostenorientiert sein müssen und diskriminierungsfrei zu erheben sind. Die Tarifierung muss zudem transparent sein und Anreize für eine effiziente Netznutzung schaffen. Mit Blick auf das klimaneutrale Stromsystem wird es in Europa darum gehen müssen, diese Prinzipien zu spezifizieren und den Rahmen gegebenenfalls auch auf flexibilitätsfördernde Regelungen umzustellen, die gleichzeitig auch eine Refinanzierung der Netzinfrastruktur ermöglichen.

Für das Gelingen der Energiewende ist eine Flexibilitäts-ermöglichende Netzentgeltstruktur wichtig. Eine geeignete Netzentgeltstruktur kann Flexibilitätspotenziale für den Strommarkt heben sowie auch die Netzbelastung neuer Verbraucher reduzieren. Auf europäischer und nationaler Ebene sollte sich die zukünftige Netzentgeltsystematik an den Erfordernissen des klimaneutralen Stromsystems ausrichten. Die Optimierung des Gesamtsystems steht dabei im Vordergrund (inklusive eines möglichst effizienten und sicheren Netzbetriebs), Komplexität in der Regulierung sollte reduziert und wenige Ausnahmeregelungen sollten benötigt werden.

Aktionsbereich 3:
Industrielle Flexibilität ermöglichen, individuelle Netzentgelte weiterentwickeln – industrielle Wettbewerbsfähigkeit bewahren

Die Bundesnetzagentur hat am 24. Juli 2024 ein Verfahren für eine von § 19 Abs. 2 StromNEV abweichende Festlegung zur Setzung systemdienlicher Anreize durch ein Sondernetzentgelt für Industriekunden eingeleitet und dazu ein Eckpunktepapier veröffentlicht. Mit Blick auf den Strommarkt der Zukunft ist dies ein zentraler Schritt, um eine flexible Stromnachfrage der Industrie zu ermöglichen.

Individuelle Netzentgelte belohnen „Bandlastbezug" – Flexibilität wird gehemmt. Großverbraucher können durch die Regelung des § 19 Absatz 2 StromNEV eine Reduktion der Netzentgelte in Form von *individuellen Netzentgelten* erhalten.

Die Reduktion ist an eine von zwei Bedingungen geknüpft: entweder die „gleichmäßige Netznutzung" oder die „atypische Netznutzung". Viele industrielle Großverbraucher erhalten durch diese Regelung bis zu 90 Prozent Rabatt auf ihre Netzentgelte.

Eine „atypische Netznutzung" liegt vor, wenn der maximale Stromverbrauch planbar außerhalb festgelegter Höchstlast-Zeitfenstern erfolgt. Diese Regelung betrifft im Schnitt deutlich kleinere Verbraucher. Netzdienliches Verhalten mit dem Ziel, Netzausbau durch vermiedene Lastspitzen zu vermeiden oder zu verzögern, ist bei sachgerechter Kalibrierung sinnvoll. Die bestehende Methodik sowie die mit großem zeitlichen Vorlauf starr festgelegten Zeitfenster widersprechen heute grundsätzlich dem Erfordernis einer kurzfristigen Flexibilität des Verbrauchs. Insoweit sollte diskutiert werden, inwiefern netzdienliches Verhalten durch Vermeidung individueller Lastspitzen in netztechnischen Hochlastzeiten grundsätzlich neu definiert werden muss. Die Regelung der damit korrespondierenden Begünstigung bei Netzentgelten obliegt allein der Bundesnetzagentur.

Bei der „gleichmäßigen Netznutzung" müssen Verbraucher mindestens zehn GWh Strom sowie 7 000 Benutzungsstunden (Quotient aus Jahresarbeit und Jahreshöchstlast) pro Jahr erreichen („7 000 h-Regel"), was einem nahezu konstanten Bandlast-Verbrauch entspricht. Erhöht ein Unternehmen kurzfristig den Strombezug, um von günstigem, grünem Strom bei Sonnenschein oder Wind zu profitieren, führt dies dazu, dass die Benutzungsstunden sinken und so der Rabatt gefährdet wird. Gleiches gilt im Umkehrfall, wenn ein Unternehmen bei Preisspitzen den Verbrauch drosselt. So wirkt die Rabattierung einer Flexibilisierung der Nachfrage entgegen.

Unternehmen nutzen heute vorhandene Flexibilitätspotenziale, um Netzentgelte zu optimieren, nicht den Verbrauch. Bestehende Stromspeicher hinter dem Zähler, Eigenverbrauchsanlagen und flexible Verbrauchsprozesse werden von den begünstigten Unternehmen häufig nicht genutzt, um von Schwankungen des Strompreises und der Erzeugung erneuerbarer Energien zu profitieren. Vielmehr setzen die Netzentgelte Fehlanreize, die Flexibilität einzusetzen, um die Netzentgelte zu optimieren – statt die Flexibilität optimal mit Blick auf die Erfordernisse des Gesamtsystems einzusetzen. Dies erschwert die Integration erneuerbarer Energien, weil Strom nicht bevorzugt verbraucht wird, wenn viel Sonne scheint oder der Wind weht.

Anpassungsbedarf ist allgemein anerkannt. Der Handlungsbedarf ist aus Strommarktsicht allgemein anerkannt und wurde in der PKNS als eines der Haupthindernisse für eine stärkere Flexibilisierung des industriellen Verbrauchs herausgestellt. Die Bundesnetzagentur als zuständige Regu-

lierungsbehörde hat die Problematik ebenfalls erkannt. Sie hat daher eine bis 2025 befristete Festlegung erlassen, nach der der Verbrauch flexibilisiert werden darf, ohne dass die Rabatte wegfallen. Diese wurde im Juni 2024 erneut aktualisiert, um Hemmnisse für die Lasterhöhung abzubauen.[31]

Zukünftig sollte der „Bandlastverbrauch" nicht mehr der Auslöser für die Netzentgeltbefreiung sein. Die Idee der atypischen Netznutzung des § 19 Absatz 2 Satz 1 geht aus Systemsicht bei geeigneter Kalibrierung in die richtige Richtung, denn die Verbraucher werden ermutigt, ihren Verbrauch außerhalb der festgelegten Hochlast-Zeitfenster zu erhöhen. Allerdings ist die Regelung ebenfalls weiterzuentwickeln und beispielsweise zu überprüfen, ob es sinnvoll ist, Zeitfenster anders zu definieren und bei Bedarf mehrere Zeitfenster festzulegen.

Jede Weiterentwicklung sollte mit Augenmaß und Übergangsregelungen verbunden sein und den Kreis und das Volumen der Begünstigten möglichst gleich halten, aber die Begünstigung auf „flexiblitätskompatible" Füße stellen, um den stromintensiven Unternehmen im Markt zu ermöglichen, von den Chancen der Flexibilität zu profitieren.

Die Wachstumsinitiative der Bundesregierung hat hierzu beschlossen: *„Darüber hinaus ist es wichtig, für die Unternehmen, die von individuell reduzierten Netzentgelten gemäß § 19 Absatz 2 Satz 1 bzw. Satz 2 der Stromnetzentgelt¬Verordnung (StromNEV) profitieren, Sicherheit zu schaffen und diese zukunftsfest weiterzuentwickeln. Dazu sollen Hemmnisse für einen flexiblen Stromverbrauch abgebaut werden. Die Unternehmen sollen von den niedrigen Strompreisen bei viel Wind und Sonne profitieren können. Für diejenigen Unternehmen, denen das nicht möglich ist, werden wir eine beihilfekonforme Verlängerung der Regelungen gemäß § 19 Absatz 2-Satz 1 bzw. Satz 2 der StromNEV vornehmen bzw. Maßnahmen ergreifen, die die entsprechende Entlastungswirkung verlängern (z. B. durch Förderung/ Netzentgeltbefreiung für Speicher).*

Viele der Maßnahmen fallen in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Die Bundesregierung begrüßt daher das Vorhaben der Bundesnetzagentur als unabhängige Regulierungsbehörde, die gegenwärtigen Rabatte und Ausnahmen bei den Netzentgelten für die Industrie, Elektrolyseure und andere neue Stromverbraucher mit dem Ziel einer kosteneffizienten Systemdienlichkeit im Stromnetz und -markt weiterzuentwickeln und langfristige Planungssicherheit zu schaffen."

Kapazitätsmarktdesign wählen, das Flexibilität erschließt. Darüber hinaus ist es zentral ein Kapazitätsmarktdesign zu wählen, das Flexibilität möglichst gut erschließt. Wenn Flexibilität keinen guten Zugang zum Kapazitätsmechanismus erhält, droht sich das Geschäftsumfeld sogar zu verschlechtern, da andere steuerbare Kapazitäten durch den Kapazitätsmechanismus in den Markt kommen.

Eine koordinierte Flexibilitäts-Agenda

Das BMWK wird die identifizierten Handlungsfelder im Lichte der Konsultation zu diesem Papier weiter vertiefen und dazu eine koordinierte Flexibilitäts-Agenda erarbeiten, die Ziele, Bedarfe, Potenziale und Hemmnisse klar benennt. In diesem Rahmen sollen mit den zuständigen Behörden, der Energiewirtschaft, Wirtschaft, Stakeholdern sowie Experten und Expertinnen Lösungen erarbeitet und Hemmnisse abgebaut werden. Die europäischen Anforderungen aus der jüngsten Reform der Strombinnenmarktregelungen setzen dafür den Rahmen.

31 Siehe Bundesnetzagentur (2024 c). Zum Beispiel geht eine Verbrauchserhöhung in den sechs Stunden um den niedrigsten Großhandelspreis am Vortag nicht mehr in die Berechnung der 7.000 Benutzungsstunden ein.

Zusammenfassung Handlungsfeld Flexibilität

- Die Flexibilität von Stromerzeugern und -verbrauchern ist in einem klimaneutralen Stromsystem von zentraler Bedeutung, um die variable Stromerzeugung aus Wind und PV auszugleichen und Erzeugung und Angebot zu jedem Zeitpunkt zusammenzubringen.
- Der umfangreichen Nutzung von Flexibilität stehen heute insbesondere noch technische, regulatorische und ökonomische Hemmnisse entgegen.
- Das BMWK plant daher eine koordinierte Flexibilitäts-Agenda, um den Abbau dieser Hemmnisse systematisch und strukturiert anzugehen.
- Darüber hinaus ist es zentral, ein Kapazitätsmarktdesign zu wählen, das Flexibilität gut erschließt.
- Die Wachstumsinitiative der Bundesregierung setzt ebenfalls darauf, die Flexibilitätshemmnisse, die durch individuelle Netzentgelte verursacht werden, abzubauen und Lösungen und Planungssicherheit für alle Unternehmen zu finden.

Leitfragen für die Konsultation:

1. Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?
2. Ist die Liste der Aktionsbereiche vollständig und wie bewerten Sie die einzelnen Aktionsbereiche?

Jenseits der Netzentgeltthemen, deren Einführung und Ausgestaltung in die Zuständigkeit der unabhängigen Regulierungsbehörde fallen:

3. Welche konkreten Flexibilitätshemmnisse auf der Nachfrageseite sehen Sie und welche Lösungen?
4. Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie?

4 Zusammenschau der Handlungsfelder für ein Marktdesign der Zukunft

Optionen-Raum für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Marktdesign

Die vorgestellten Handlungsfelder und Optionen sind Bausteine für die Architektur des zukünftigen Strommarktdesigns – innerhalb der Handlungsfelder gibt es alternative Optionen, andere Optionen ergänzen sich im Verbund (Abbildung 20). Sie alle eint, dass sie die Anforderungen an ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Strommarktdesign der Zukunft, wie sie in Kapitel 2 identifiziert wurden, erfüllen. Einige Bausteine setzen aufeinander auf und lassen sich gut kombinieren, andere Bausteine sind dagegen sich ausschließende Alternativen. So stellen die Optionen innerhalb der Handlungsfelder zur Finanzierung erneuerbarer Energien und steuerbarer Kapazitäten jeweils immer Alternativen dar. Dagegen können die Aktionsbereiche im Handlungsfeld Flexibilität ebenso miteinander kombiniert werden wie die Optionen im Handlungsfeld lokale Signale.

Wechselwirkungen zwischen den Handlungsfeldern in den Blick nehmen

Auch zwischen den Handlungsfeldern und den jeweiligen Optionen gibt es Wechselwirkungen. Diese sind einerseits eine Chance, wenn sie sich gegenseitig verstärken – können aber anderseits auch eine Herausforderung werden, wenn Instrumente gegeneinander wirken. Kostspielige Fehlentwicklungen und Herausforderungen für ein sicheres System gilt es daher möglichst zu vermeiden.

Flexibilität ist zentral für (1) Finanzierungskosten im Kapazitätsmechanismus und (2) die Finanzierungskosten der Erneuerbaren.

- Wenn Verbraucher ökonomische Anreize für eine inflexible Fahrweise aufgrund der Netzentgeltstruktur (siehe Kapitel 3.4) haben, würde dies den Kapazitätsmechanismus insgesamt teurer machen, weil dieser einen anderen Regulierungsbereich „übersteuern“ müsste oder sonst teurere Technologien im Kapazitätsmechanismus zum Zug kämen.

Abbildung 20: Übersicht der Handlungsfelder und Optionen

- Für die **Finanzierung erneuerbarer Energien** ist es wichtig, dass insbesondere die Stromnachfrage möglichst flexibel auf Wind und PV reagieren kann, sodass die Marktwerte der erneuerbaren Energien stabilisiert werden, dadurch die Förderkosten sinken und Abregelungen vermieden werden.

Die Einbindung lokaler Signale in die Investitionsrahmen für erneuerbare Energien und steuerbare Kapazitäten sowie bei Flexibilisierung kann – je nach konkreter Ausgestaltung – mit großen Chancen einher gehen:

- Die Ansiedlung neuer, **flexibler Verbraucher wie Elektrolyseure sowie auch neuer Kraftwerke und Speicher** erfolgt dort, wo sie Engpässe zumindest nicht weiter verschärfen oder sogar entlasten, durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen oder Engpassmanagement.

- Lokale Signale sind wichtig, damit die verschiedenen **Flexibilitätsoptionen** im Stromsystem auch passend zu der aktuellen Netzsituation eingesetzt werden. Flexibilitäten können also besonders gut systemdienlich wirken, wenn sie von lokalen Signalen begleitet werden. So würden zum Beispiel für flexible Lasten in windreichen Regionen stärkere Anreize gesetzt, den Verbrauch in windreiche Stunden zu verlagern, wenn Netzentgelte zu entsprechenden Zeiten abgesenkt wären.

Die Optionen zur Absicherung erneuerbarer Energien wie auch steuerbarer Kapazitäten weisen teilweise Parallelitäten auf, aber die Ziele unterscheiden sich vielfach. In beiden Handlungsfeldern gibt es tendenziell ähnliche Herausforderungen bei der Absicherung der notwendigen Investitionen sowie auch parallele Anforderungen des europäischen Rechtsrahmens.

- Insgesamt lassen die Diskussionen zu den beiden Handlungsfeldern Finanzierung erneuerbarer Energien und steuerbarer Kapazitäten erkennen, dass sich eine neue, gemeinsame Philosophie für ein Marktdesign entwickeln wird, deren Kern eine kosteneffiziente Refinanzierung von Fixkosten durch geeignete Absicherung von Investitionsrisiken darstellt.

- Die fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und PV einerseits und steuerbare Kapazitäten andererseits haben unterschiedliche Ziele und Funktionen im Strommarkt (grüner Strom im Vergleich zu Versorgungssicherheit). Diese unterschiedlichen Ziele und Systemfunktionen der Technologien machen es notwendig, dass das zukünftige Marktdesign – wie bereits schon das heutige Marktdesign – verschiedene Produkte kennt und ermöglicht. Daher erscheinen gemeinsame Ausschreibungen steuerbarer und variabler Kapazität per se als nicht zielführend. Gemeinsam ist aber, dass Investoren einen langfristig verlässlichen Rahmen benötigen, um die Risiken ihrer Investitionen abzusichern.

- Darüber hinaus zeichnet sich durch die europäischen Vorgaben ein Rückzahlungsmechanismus als grundlegendes Marktdesignmerkmal ab – wobei der Rückzahlungsmechanismus aufgrund der unterschiedlichen Funktionen und damit Einsatzweisen für die einzelnen Technologien unterschiedlich ausgestaltet sein dürfte.

Auch Wechselwirkungen mit anderen Sektoren und Segmenten des Energiemarkts in den Blick nehmen

Bei der Ausgestaltung des zukünftigen Strommarktdesigns sind darüber hinaus auch Wechselwirkungen mit anderen Segmenten des Energiemarkts wie Systemdienstleistungen und Wärmeerzeugung zu berücksichtigen.

- Insbesondere steuerbare Kapazitäten erbringen häufig auch zusätzliche Dienstleistungen innerhalb des Stromsystems oder darüber hinaus. Beispiele dafür sind die Erbringung notwendiger Systemdienstleistungen zur Stabilisierung der Stromnetze, die Wärmeerzeugung oder auch Ökosystemdienstleistungen (wie beispielsweise der Umgang mit Gülle). Diese Dienstleistungen haben einen eigenen, über die Stromerzeugung hinausgehenden Wert und werden daher teilweise über spezielle Marktsegmente, teilweise aber auch über Fördermechanismen, vergütet.
- Gerade im Bereich der Wärmeversorgung bestehen enge Wechselwirkungen mit dem Strombereich. Dies trifft insbesondere auf Anlagen in der Wärmeerzeugung wie KWK-Anlagen, Großwärmepumpen oder Heizkessel zu, die als teilweise flexible Erzeuger oder Nachfrager potenziell auch an einem Kapazitätsmechanismus teilnehmen können. Daher sind Wechselwirkungen zwischen einem möglichen Kapazitätsmechanismus und der Entwicklung der netzgebundenen Wärmeversorgung sorgfältig zu diskutieren.
- Zudem wird bei Fördermechanismen zukünftig darauf zu achten sein, dass die Erlöse aus dem Strommarkt – konkret dem neuen Marktsegment für Kapazitätszahlungen – bei der Förderhöhe mit berücksichtigt werden. Die Vermeidung von Doppelförderung ist letztlich auch ein europarechtlich vorgegebenes Ziel. Die Wechselwirkungen zwischen einem möglichen Kapazitätsmechanismus und der Wärmeversorgung sind vertieft zu analysieren und beim zukünftigen regulatorischen Rahmen der Strom- und Wärmeversorgung zu berücksichtigen.

5 Konsultation

Mit diesem Papier hat das BMWK Optionen für das zukünftige Strommarktdesign, für einen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien, einen Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten, lokale Signale und Flexibilität vorgelegt, die im Wesentlichen auf den Diskussionen in der Plattform Klimaneutrales Stromsystem aufbauen.

Um die politischen Entscheidungen zum zukünftigen Strommarktdesign möglichst gut vorzubereiten, ist das BMWK an Rückmeldungen zu diesem Strommarktpapier interessiert. Das BMWK lädt daher die Öffentlichkeit ein, sich an einer schriftlichen Konsultation zu diesem Strommarktpapier zu beteiligen. Hierzu hat das BMWK zu den einzelnen Handlungsfeldern Leitfragen formuliert, zu denen das BMWK Rückmeldungen begrüßt.

Es besteht ab sofort die Möglichkeit, sich bis zum 6. September 2024 an der Konsultation zu beteiligen. Beiträge können über folgendes Online-Formular eingereicht werden: https://survey.lamapoll.de/Umfrage-zum-Strommarktpapier.

Die eingereichten Stellungnahmen werden wir auf den Seiten des BMWK veröffentlichen. Bitte beschränken Sie daher Ihre Angaben zum Schutz der personenbezogenen Daten. Der Veröffentlichung Ihrer Stellungnahme können Sie mit einem Hinweis an pkns@dena.de widersprechen.

Das BMWK wird die Rückmeldungen auswerten und die Auswertung anschließend veröffentlichen.

6 Quellenverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2023): „Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023), zweiter Entwurf“. Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf (abgerufen am 04.07.2024)

Agora Energiewende (2023): „Windstrom nutzen statt abregeln. Ein Vorschlag zur zeitlichen und regionalen Differenzierung der Netzentgelte“. Verfügbar unter: https://neon.energy/Neon-Regionale-Netzentgelte.pdf (abgerufen am 14.06.2024)

Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2023): „Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können“. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf (abgerufen am 08.07.2024)

BDEW (2024): „BDEW-Strompreisanalyse Juli 2024“. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/ (abgerufen am 09.07.2024)

Bruegel (2024): „Policy Brief Issue n°03/24 ‘Unity in power, power in unity: why the EU needs more integrated electricity markets’“. Verfügbar unter: https://www.bruegel.org/system/files/2024-04/PB%2003%202024.pdf (abgerufen am 04.07.2024)

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (2021): „BSI TR-03109 Technische Vorgaben für intelligente Messsysteme und deren sicherer Betrieb (BSI-TR-03109-5 „Kommunikationsadapter“)“. Verfügbar unter https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Technische-Richtlinien/TR-nach-Thema-sortiert/tr03109/TR-03109_node.html (abgerufen am 04.07.2024)

Bundesnetzagentur (2023 a): „Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität“. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2022.html (abgerufen am 14.06.2024)

Bundesnetzagentur (2023 b): „Erlöse aus grenzüberschreitendem Engpassmanagement im Zeitraum vom 01. Januar 2022 bis 31. Dezember 2022 – Bericht nach Art. 19 Abs. 5 S. 2 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt“. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/ErloeseEngpassmanagement/Engpasserloesbericht2022.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (abgerufen am 14.06.2024)

Bundesnetzagentur (2023 c): „Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz“ (BK6-22-300 vom 27.11.2023). Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/BK6-22-300_Beschluss.html?nn=993170 (abgerufen am 14.06.2024)

Bundesnetzagentur (2023 d): „Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG“. (BK8-22/010-A vom 23.11.2023). Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/ 68_Para14a_EnWG/BK8_14a_EnWG.html (abgerufen am 14.06.2024)

Bundesnetzagentur (2023 e): „Monitoringbericht 2023 – Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB“. Verfügbar unter https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf (abgerufen am 14.06.2024)

Bundesnetzagentur (2024 a): „Mitteilung Nr. 1 zur Festlegung für einen beschleunigten werktäglichen Lieferantenwechsel in 24 Stunden (LFW24). Durchgängiger Versand von Zählerstandsgängen (ZSG) bei mit intelligenten Messsystemen (iMS) ausgestatteten Marktlokationen/Anforderungen hinsichtlich der Pseudonymisierung“ (BK6-22-024 vom 10.06.2024). Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-024/Mitteilung_Nr_01/Mitteilung_Nr_01.html?nn=660086 (abgerufen am 02.07.2024)

Bundesnetzagentur (2024 b): „Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045“. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf (abgerufen am 20.06.2024)

Bundesnetzagentur (2024 c): „Festlegung zur Anpassung und Ergänzung von Voraussetzungen für die Vereinbarung individueller Netzentgelte für den Netzzugang“ (BK4-22-089A01). Verfügbar unter: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2022/BK4-22-0089/bk4220089_festlegung_beschluss_bf_download.pdf (abgerufen am 04.07.2024)

Bundesregierung (2024): „Wachstumsinitiative – neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland“. Verfügbar unter: https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/haushalt-2025-2297572 (abgerufen am 08.07.2024)

Europäische Kommission (2024): „Impact Assessment Report, accompanying the document ‘Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – Securing our future – Europe‘s 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society’” (SWD (2024) 63 final). Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6c154426-c5a6-11ee-95d9-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF (abgerufen am 17.07.2024)

Europäische Union (2011): „Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts“. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A02011R1227-20240507 (abgerufen am 04.07.2024)

Europäische Union (2019): „Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG“. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32019R0941 (abgerufen am 04.07.2024)

Europäische Union (2022): „Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (KUEBLL)“. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/DE/legal-content/summary/2022-guidelines-on-state-aid-for-climate-environmental-protection-and-energy.html (abgerufen am 04.07.2024)

Europäische Union (2024): „Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union“. Verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401747&qid=1720477412880 (abgerufen am 08.07.2024)

EY GmbH & Co. KG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (Hrsg.) und BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2024): „Voruntersuchung zu den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 MsbG“ (im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz). (noch unveröffentlicht)

Fachagentur Wind an Land (2024): „Genehmigungen“. Verfügbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/veroeffentlichungen/ausbauentwicklung/genehmigungen/ (abgerufen am 03.07.2024)

G7 Italy (2024): „Apulia G7 Leaders‘ Communiqué“. Verfügbar unter: https://www.g7italy.it/wp-content/uploads/Apulia-G7-Leaders-Communique.pdf (abgerufen am 04.07.2024)

Internationale Energieagentur (2021): „Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5°C Goal in Reach“. Verfügbar unter: https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach (abgerufen am 04.07.2024)

Monopolkommission (2023): „9. Sektorgutachten Energie: Mit Wettbewerb aus der Energiekrise“. Verfügbar unter: https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/ 9_Sektorgutachten_Energie.pdf (abgerufen am 28.05.2024)

Neon Neue Energieökonomik und Consentec (2019): „Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland. Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben ‚Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch‘“ (im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie). Verfügbar unter: https://neon.energy/Neon_Marktbasierter-Redispatch_BMWi.pdf (abgerufen am 14.06.2024)

Neon Neue Energieökonomik (2023): „Windstrom nutzen statt abregeln. Ein Vorschlag zur zeitlichen und regionalen Differenzierung der Netzentgelte“ (im Auftrag der Agora Energiewende). Verfügbar unter: https://neon.energy/Neon-Regionale-Netzentgelte.pdf (abgerufen am 04.07.2024)

Perekhodtsev, D. und Cervigni, G. (2010): „UK Transmission Congestion Problem: Causes and Solutions. Social Science Research Network“. Verfügbar unter: https://doi.org/10.2139/ssrn.1550207 (abgerufen am 01.06.2024)

Prognos (2024): „Klimaschutzinvestitionen für die Transformation des Energiesystems“. Verfügbar auf https://www.prognos.com/sites/default/files/2024-07/Klimaschtzinvestitionen-Prognos-2024-07-18.pdf (abgerufen am 18.07.2024)

SMARD – Strommarktdaten für Deutschland (2024 a): „Energiedaten kompakt – Netzengpass-management“. Verfügbar auf https://www.smard.de/home/energiedaten-kompakt/energiedaten-kompakt (abgerufen am 09.07.2024)

SMARD – Strommarktdaten für Deutschland (2024 b): „Marktdaten visualisieren – Realisierte Erzeugung“. Verfügbar auf https://www.smard.de/home/marktdaten (abgerufen am 04.07.2024)

Umweltbundesamt (2024): „Treibhausgas-Projektionen 2024 – Ergebnisse kompakt“. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/thg-projektionen_2024_ergebnisse_kompakt.pdf (abgerufen am 04.07.2024)