

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten

Berlin · Bochum · Freiburg · Nürnberg, Februar 2023

- Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
- Prof.in Dr. Veronika Grimm
- Dr. Felix Matthes
- Prof.in Dr. Anke Weidlich

ENERGIE DER ZUKUNFT

Kommission zum Monitoring-Prozess

Prof. Dr. Andreas Löschel
(Vorsitzender)

Prof.in Dr. Veronika Grimm

Dr. Felix Matthes

Prof.in Dr. Anke Weidlich

Expertenkommission:

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Ruhr-Universität Bochum
Universitätsstraße 150, 44801 Bochum
E-Mail: andreas.loeschel@ruhr-uni-bochum.de
Telefon: +49 234 – 32 28335

Prof.in Dr. Veronika Grimm

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Lange Gasse 20, 90403 Nürnberg
E-Mail: veronika.grimm@fau.de
Telefon: +49 911-5302-224
Fax: +49 911-5302-168

Dr. Felix Matthes

Öko-Institut
Borkumstraße 2, 13189 Berlin, Germany
E-Mail: f.matthes@oeko.de
Telefon: +49 30 - 40 50 85 - 381

Prof.in Dr. Anke Weidlich

Albert-Ludwigs-Universität Freiburg
Institut für Nachhaltige Technische Systeme
Emmy-Noether-Str. 2, 79110 Freiburg
E-Mail: anke.weidlich@inatech.uni-freiburg.de
Telefon: +49 761 203-54011

Dieses Gutachten beruht auch auf der sachkundigen und engagierten Arbeit unserer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter:

Ruhr-Universität Bochum

Johanna Ohlig, David Schulze, Malte Herten

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

Dr. Christian Sölch

Öko-Institut

Hauke Hermann

Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

Célia Burghardt, Hendrik Wulfert

Vorwort

Die Transformation des Energiesystems ist eine der größten Herausforderungen unserer Zeit. Deutschland hat sich dazu verpflichtet, in nur wenig mehr als zwei Jahrzehnten klimaneutral zu werden. Dem Stromsystem und seine Koordination durch Strommärkte kommt dabei – neben der indirekten Elektrifizierung in Gestalt des Hochlaufs einer Wasserstoffwirtschaft – eine wesentliche Rolle zu. Die grundlegende Frage lautet dabei: welches Strommarktdesign kann die Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem unter Wahrung der weiteren energiepolitischen Ziele wie Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit, Verbraucherfreundlichkeit und Effizienz ermöglichen? Bereits im Koalitionsvertrag hat die Bundesregierung daher das Strommarktdesign adressiert und nun die Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ ins Leben gerufen, die ein Zielbild entwickeln und konkrete Vorschläge für ein neues Strommarktdesign machen und dabei Stakeholder aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft einbeziehen soll.

Zur Überprüfung der Fortschritte bei der Energiewende und des Umsetzungsstandes von Maßnahmen hat die Bundesregierung einen Monitoring-Prozess gestartet, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Dazu bestellte die Bundesregierung im Oktober 2011 eine unabhängige Expertenkommission mit vier Mitgliedern, welche die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) zu erstellenden Monitoring-Berichte begutachten und kommentieren sollen. Die Monitoring-Berichte liefern im Schwerpunkt einen faktenbasierten Überblick zur Energiewende. Aufgrund der aktuellen dynamischen energiewirtschaftlichen Gesamtsituation und ihren besonderen energiepolitischen Herausforderungen hat das BMWK die Expertenkommission gebeten, eine Analyse zur aktuellen Situation am Strommarkt und zu Weiterentwicklungsmöglichkeiten des Strommarktdesigns vor dem Hintergrund der Energiewende zu erstellen.

Die vorliegende Stellungnahme der Expertenkommission zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten gibt einen Überblick über die aktuelle Situation im deutschen und europäischen Strommarkt und zeigt Weiterentwicklungsbedarfe sowie mögliche Handlungsoptionen auf.

Die Expertenkommission hätte sie nicht ohne den herausragenden Einsatz ihrer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter erstellen können. Ein ganz herzlicher Dank geht deshalb an Johanna Ohlig, David Schulze und Malte Herten von der Ruhr-Universität Bochum, Dr. Christian Sölch von der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), Hauke Hermann vom Öko-Institut, Berlin sowie Célia Burghardt und Hendrik Wulfert von der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg.

Fehler und Mängel dieser Stellungnahme gehen allein zu Lasten der Unterzeichner.

Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, 20. Februar 2023

Andreas Löschel

Veronika Grimm

Felix Matthes

Anke Weidlich

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	i
Zusammenfassung der Stellungnahme	1
Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten	1
Einführung	1
Kriterienraster	2
Übergreifende Bedingungen für das Gelingen der Transformation	3
Koordination und Kurzfriststrommärkte	6
Anreize für Investitionen	8
Lokalisierungssignale	9
Stromkosten	11
Verzeichnisse: Abbildungen und Tabellen	14
Stellungnahme	1
1. Einführung	1
2. Kriterienraster	5
3. Übergreifende Bedingungen für das Gelingen der Transformation	11
3.1. Liberalisierung der Energiemärkte	13
3.2. Beihilferegelungen der Europäischen Union	15
3.3. EU-Emissionshandel als zentraler klimapolitischer Rahmen	17
3.4. Digitalisierung	19
3.5. Vereinfachung und Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren	21
3.6. Zertifizierung von klimafreundlichen Energieträgern	25
3.7. Koordinierter Ausbau der Netzinfrastrukturen	27
4. Koordination und Kurzfriststrommärkte	33
4.1. Ausgangsposition und aktueller regulativer Rahmen	34
4.2. Vorschläge zum Marktdesign im Verlauf der Energiekrise	41
4.3. Weiterentwicklung von Gebotsformen im Stromgroßhandel	45
4.4. Einbindung von Flexibilitätsoptionen	47
4.5. Netzentgeltsysteme und deren Lenkungswirkung	51
4.6. Sonstige Strompreisbestandteile	55
5. Anreize für Investitionen	56
5.1. Ausgangsposition und aktueller regulativer Rahmen	57
5.2. Anreize für Investitionen in fluktuierende erneuerbare Energien	71
5.3. Refinanzierung von einlastbaren Kraftwerkskapazitäten und nachfrageseitiger Äquivalente	76

6.	Lokalisierungssignale.....	82
6.1.	Ausgangsposition und aktueller regulativer Rahmen im Energy-Only-Markt	83
6.2.	Nodalpreissystem	85
6.3.	Gebotszonen.....	86
6.4.	Marktbasierter Redispatch	90
6.5.	Regional differenzierte G-Komponente.....	92
6.6.	Regional differenzierten Förderung für EE-Anlagen	95
6.7.	Integration von Lokalisierungssignalen in die Refinanzierungsinstrumente für spezifische Technologien	97
7.	Stromkosten	99
7.1.	Ausgangsposition und regulativer Rahmen	100
7.2.	Ausgangsposition Power Purchase Agreements	106
7.3.	Optionen für den Beschaffungspreis aus Endkundensicht	106
7.4.	Eingriffe in den Großhandelsmarkt	107
7.5.	Entwicklungspotential PPAs	107
7.6.	Industriestrompreise	109
7.7.	Tarifikundenpreise.....	111
8.	Literatur.....	116

Zusammenfassung der Stellungnahme

Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten

Einführung

1. Die Transformation des Energiesystems ist eine der größten Herausforderungen unserer Zeit. Deutschland hat sich dazu verpflichtet, in nur wenig mehr als zwei Jahrzehnten klimaneutral zu werden. Hierfür ist ein grundlegender technologischer Umbau des Energiesystems ebenso erforderlich wie weitreichende Änderungen in anderen Sektoren, wie der industriellen Produktion oder der Mobilität. Das Rückgrat der zukünftigen Energieversorgung stellen die erneuerbaren Energien dar, allen voran Solarenergie und Windkraft an Land und auf See. Wo marktreife technologische Lösungen vorhanden sind, stellt die direkte Nutzung der daraus bereitgestellten Elektrizität in aller Regel die effizienteste Nutzung der erneuerbaren Energien dar, sodass es einer umfangreichen Elektrifizierung der Verbrauchssektoren bedarf. Dadurch rückt das Stromsystem und seine Koordination durch Strommärkte noch stärker als bisher in das Zentrum der Energieversorgung. Gleichzeitig stellt jedoch auch die indirekte Elektrifizierung in Gestalt des Hochlaufs einer Wasserstoffwirtschaft eine wesentliche Strategie dar, um die Energieversorgung sowie industrielle Prozesse zu dekarbonisieren.
2. In der aktuellen Energiekrise werden vor allem Maßnahmen zur Vermeidung hoher Stromkosten diskutiert und in diesem Kontext sowohl in der Europäischen Union als auch in Deutschland Vorschläge für Eingriffe in das Strommarktdesign thematisiert. Die grundlegendere Frage, welches Strommarktdesign die Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem unter Wahrung der weiteren energiepolitischen Ziele wie Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit, Verbraucherefreundlichkeit und Effizienz ermöglichen kann, stellt sich jedoch auch unabhängig von der aktuellen Krisenbewältigung. Bereits im Koalitionsvertrag hat die Bundesregierung daher das Strommarktdesign adressiert und nun die Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ ins Leben gerufen, die ein Zielbild entwickeln und konkrete Vorschläge für ein neues Strommarktdesign machen und dabei Stakeholder aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft einbeziehen soll.
3. Zur Überprüfung der Fortschritte bei der Energiewende und des Umsetzungsstandes von Maßnahmen hat die Bundesregierung einen Monitoring-Prozess gestartet, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Dazu bestellte die Bundesregierung im Oktober 2011 eine unabhängige Expertenkommission mit vier Mitgliedern, welche die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) zu erstellenden Monitoring-Berichte begutachten und kommentieren sollen. Die Monitoring-Berichte liefern im Schwerpunkt einen faktenbasierten Überblick zur Energiewende. Aufgrund der aktuellen dynamischen energiewirtschaftlichen Gesamtsituation und ihren besonderen energiepolitischen Herausforderungen hat das BMWK die Expertenkommission gebeten,

eine Analyse zur aktuellen Situation am Strommarkt und zu Weiterentwicklungsmöglichkeiten des Strommarktdesigns vor dem Hintergrund der Energiewende zu erstellen.

4. Die vorliegende Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten gibt einen Überblick über die aktuelle Situation im deutschen und europäischen Strommarkt und zeigt Weiterentwicklungsbedarfe sowie mögliche Handlungsoptionen auf. Zur Bewertung geeigneter Handlungsoptionen werden in Kapitel 2 Kriterien in den verschiedenen Dimensionen vorgeschlagen, die durch eine mögliche Maßnahme berührt werden. Dabei stellt das energiepolitische Zielfünfeck einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung (§ 1 (1) EnWG) den konzeptionellen Maßstab zur Bewertung dar. Die aus Sicht der Expertenkommission wichtigsten Randbedingungen, die bei der Gestaltung des Marktdesigns zu berücksichtigen sind, werden in Kapitel 3 dargestellt. Kapitel 4 bis 7 beschreiben verschiedene Teilbereiche des Marktdesigns und diskutieren unterschiedliche Handlungsoptionen im Detail. Eine Übersicht dieser diskutierten Handlungsoptionen ist in Abbildung Z-1 dargestellt.

Abbildung Z-1: Thematische Gliederung für die Diskussion zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns



* SDL Systemdienstleistungen

** PPAs Power Purchase Agreements

Quelle: Eigene Darstellung

Kriterienraster

5. Im Hinblick auf die Ausgestaltung des Strommarktdesigns ist es wichtig, aktuelle und zukünftige Instrumente und Maßnahmen auch vor ihrer Implementierung hinreichend zu evaluieren.

Zentral müssen dabei die Fragen sein, inwiefern Instrumente und Maßnahmen innerhalb eines gegebenen Zeitraumes einerseits einen tatsächlichen Beitrag leisten können, und andererseits sind wichtige Aspekte einer nachhaltigen Entwicklung zu beachten. Die Eignung politischer Instrumente sollte grundsätzlich einer systematischen Prüfung unterzogen werden. Zur strukturierten Vorbereitung künftiger Entscheidungen kann ein vorab definiertes Kriterienraster zur Systematisierung, Nachvollziehbarkeit, Transparenz und zur Evaluierung beitragen. Es bietet zudem die Möglichkeit, die Wechselwirkungen, das heißt die Synergien und Zielkonflikte zwischen einzelnen Kriterien, aber auch zwischen Maßnahmen selbst aufzuzeigen sowie alternative Maßnahmen anhand ihrer individuellen Stärken und Schwächen zu vergleichen. Ausgangspunkt könnte das Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität der Expertenkommission aus dem Jahr 2021 sein (EWK, 2021). Aufbauend darauf werden 15 Kriterien vorgestellt, die Effektivität, Effizienz, wirtschaftliche Planungssicherheit, Beitrag zur Wirtschaftsleistung, Resilienz, Sicherheit, Umwelt- und Ressourcenschonung, Schutz der menschlichen Gesundheit, Zeithorizont und optimalen Zeitpunkt der Implementierung, Governance, Legalität, Akzeptanz, Legitimität, Förderung des sozialen Zusammenhalts und Synergien und Zielkonflikte betrachten. Diese Kriterien können gleichermaßen auf den Status Quo wie auf die im Verlauf diskutierten Optionen angewandt werden. Zu den einzelnen Kriterien werden wiederum unterschiedliche Aspekte angeführt, die zur Bewertung herangezogen werden können.

Übergreifende Bedingungen für das Gelingen der Transformation

6. Bei der Wahl eines geeigneten Marktdesigns gibt es eine Vielzahl von Randbedingungen, die berücksichtigt werden müssen. In dieser Stellungnahme wurden die aus Sicht der Expertenkommission zentralen Randbedingungen in sieben Kategorien unterteilt (siehe Abbildung Z-2).

Abbildung Z-2: Einbettung der Bedingungen (Koordination/Finanzierung/Lokalisierung/Stromkosten) für das Gelingen der Transformation



Quellen: Eigene Darstellung

7. Liberalisierung der Energiemärkte: Die Liberalisierung der Strommärkte in der EU bildet eine zentrale Rahmenbedingung für die Entwicklung des Strommarktdesign in Deutschland und der Europäischen Union. Die zentralen Elemente des EU-Liberalisierungsmodells sind die Entflechtung des Netzgeschäftes von Erzeugungs- und Vermarktungsaktivitäten, unabhängige Regulierungsbehörden, europäische Institutionen zur Koordination der Strommarktintegration sowie der Netzentwicklung, des Netzbetriebes und der Versorgungssicherheit, Vorgaben zur Ausgestaltung der Netzausbauplanung sowie die vollständige Öffnung der Endkundenmärkte für den Wettbewerb und die freie Preisbildung. Hierzu hat sich im Zeitverlauf eine große Bandbreite von rechtlichen Regelungen entwickelt, in die sich die Strommarktreformen einpassen müssen bzw. bei denen weitergehende Reformen Änderungen bedingen.

8. Beihilferegulungen der Europäischen Union: Alle staatlichen Unterstützungs- und Finanzierungsmaßnahmen unterliegend der europäischen Beihilfekontrolle, mit der Wettbewerbsverzerrungen innerhalb des europäischen Binnenmarktes vermieden werden sollen. Die Leitlinien für die Genehmigung solcher Beihilfen sehen detaillierte Vorgaben für die Finanzierung erneuerbarer Energien, für den Bereich von Steuern oder steuerähnlichen Abgaben, für

Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, für die Infrastruktur und für die Entlastung energieintensiver Unternehmen vor. Veränderungen des Beihilferahmens werden im Zuge der Krisenbekämpfung auch für den längerfristigen Zeithorizont diskutiert.

9. EU-Emissionshandelssystem als zentrale klimapolitische Vorgabe: Nach einer Vielzahl von Reformen bildet der EU ETS ein hoch wirksames Instrument zur Verdrängung emissionsintensiver Kraftwerke und zur deutlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit für regenerative Stromerzeugungsoptionen. Im Rahmen der aktuellen Novellierung wird sich für den Stromsektor noch deutlich vor 2038 die Notwendigkeit der Klimaneutralität ergeben. Mit der Einführung eines zweiten Emissionshandelssystems (ETS-2) für den Straßenverkehr sowie Gebäude und viele der nicht vom EU ETS erfassten Industriesektoren und der damit einhergehenden Ausweitung der CO₂-Bepreisung werden die Anreize zur Substitution von fossilen Brennstoffen u.a. durch Strom oder (strombasierten) Wasserstoff deutlich steigen. Die Verstärkung bzw. Erweiterung der CO₂-Bepreisung wird allerdings zu Herausforderungen in den Bereichen Verteilungsgerechtigkeit und Wettbewerbsfähigkeit führen. Hier müssen zielführende Kompensationsinstrumente eingeführt werden bzw. sind bereits ergriffen worden.

10. Digitalisierung: Die Ausstattung von Netzbetriebsmitteln, Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Speichern mit Informations- und Kommunikationstechnik ist eine wichtige Voraussetzung für die effiziente automatisierte Koordination im Stromsystem. Hierfür müssen auch die entsprechenden energiewirtschaftlichen Prozesse umgestellt und möglichst vollständig digitalisiert werden. Während der Automatisierungsgrad im Übertragungsnetz bereits sehr hoch ist, finden sich in den Verteilnetzen weiterhin vorwiegend analoge Lösungen mit wenig Kommunikationsausstattung und somit beschränkter Information über den jeweiligen Netzzustand. Eine wichtige laufende Entwicklung in den Verteilnetzen ist der Smart Meter Rollout, dessen Start sich immer wieder verzögert hatte und der nun von allen Messstellenbetreibern bis spätestens 2025 begonnen werden muss. Der Fahrplan sieht vor, dass bis 2032 alle Messstellen zumindest mit einem digitalen Zähler ausgestattet sind. Ebenfalls ab 2025 müssen dynamische Tarife für Kunden mit intelligenten Messsystemen angeboten werden.

11. Vereinfachung und Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren: Bis jetzt wird insbesondere der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Energieinfrastruktur durch komplexe und langwierige Planungs- und Genehmigungsverfahren ausgebremst. Dadurch und durch die damit verbundene Unsicherheit droht eine deutliche Verzögerung der Ausbauziele und damit der Erreichung der Klimaschutzziele 2030. Die größten Herausforderungen für die Zielerreichung bestehen aus heutiger Sicht beim Ausbau von Windenergieanlagen an Land. Entscheidend für die Wiederbelebung des Marktes ist die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und die Beseitigung von Hürden. Mit der Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG 2023) liegen Zielgrößen vor, die das Erreichen des 80%-Ziels ermöglichen. Fraglich bleibt jedoch, ob mit dem EEG 2023 allein die erforderlichen Rahmenbedingungen gesetzt wurden, um diese Zielwerte auch in der Realität zu erreichen.

12. Zertifizierung von klimaneutralen Energieträgern: Für die Umsetzung vieler Mechanismen nicht nur im Kontext des Strommarktdesigns, zur Entscheidungsunterstützung von Verbrauchern, Unternehmen und Finanzmarktakteuren, für die effektive Sektorintegration, den Aufbau klimaneutraler Wertschöpfungsketten sowie auch um wirksamen internationalen Klimaschutz zu ermöglichen, werden klare Zertifizierungsstandards für klimafreundliche Energieträger benötigt. Dazu müssen einerseits Methoden für die Zertifizierungsinhalte entwickelt werden, für die CO₂-Emissionen auch aus den vorgelagerten Prozessketten ein wichtiger Parameter sind. Daneben müssen Infrastrukturen für die marktweite Nutzung von Zertifikaten (Herkunftsnachweisen) geschaffen werden. Für die Zertifizierung von Strom aus erneuerbaren Energien sind die Methoden und Infrastrukturen in der Europäischen Union sehr weitgehend etabliert. Vor allem für Wasserstoff und Wasserstoffderivate bestehen seitens verbindlicher methodischer Grundlagen und auch der internationalen Abstimmung noch massive Defizite.

13. Koordinierter Ausbau der Netzinfrastrukturen: Mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 ist ein umfangreicher Umbau der Transport-, Verteil- und Speicherinfrastruktur für Energie notwendig. Neben den bestehenden Strom- und Gasnetzen müssen Infrastrukturen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern frühzeitig angepasst und ausgebaut werden (als „No Regret“-Maßnahme). Dabei ist eine langfristige und vor allem integrierte Netzausbauplanung für die verschiedenen Energieträger zentral.

Koordination und Kurzfriststrommärkte

14. Das Hauptinstrument der Koordination von Anlageneinsätzen bei Erzeugung, Speicherung und Verbrauch sind die Stromgroßhandelsmärkte. Die wichtigsten Handelsplätze sind der Day-Ahead- und der Intraday-Markt, die über die Marktkopplung gemeinsam mit den Märkten der europäischen Nachbarländer ausgeführt werden. Im Fall von Netzengpässen finden im Rahmen des Redispatch 2.0 zudem Anweisungen für die Einsätze von Flexibilität statt, die heute nicht mehr nur allein von den Übertragungsnetzbetreibern koordiniert werden, sondern durch die Verteilnetzbetreiber unterstützt werden, da zunehmend auch kleinere Anlagen, die an das Verteilnetz angeschlossen sind, sowie Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien mit in das Engpassmanagement einbezogen werden.

15. Die Kurzfriststrommärkte erfüllen ihre Koordinationsfunktion zur Ermittlung eines effizienten Anlageneinsatzes für die Herstellung der weiträumigen Systembilanz sehr gut. Weiterentwicklungen der Großhandelsmärkte sind bei der Ermöglichung neuer Gebotsformen denkbar, die die Charakteristika von Erzeugungsanlagen oder Flexibilität auf der Nachfrageseite besser abbildbar machen können. Das Prinzip des Einheitspreisverfahrens mit freier Preisbildung bietet grundsätzlich adäquate Preissignale für alle Marktteilnehmer; allerdings werden Netzrestriktionen innerhalb der Gebotszonen im aktuellen Design nicht angemessen berücksichtigt, sodass regelmäßig Redispatch-Maßnahmen nötig sind. Änderungen am Marktdesign, die die Verortung

von Anlagen im Netz besser berücksichtigen, bieten Chancen für eine verbesserte Koordination. Änderungen an den grundsätzlichen Marktträumungsregeln mit dem Ziel, die Marktpreise in gewünschten Korridoren zu halten, bergen hingegen die Gefahr, die Allokationseffizienz des Großhandels zu reduzieren. Im Rahmen der Energiekrise wurden Markteingriffe vorgeschlagen und teilweise auch durchgeführt, die eine Begrenzung der Strompreise zum Ziel hatten und die einen Einfluss auf die Koordinationsfunktion des Marktes haben. Eingriffe in das bestehende Marktdesign sollten jedoch auch gegen sich ändernde Randbedingungen robust sein. Hierbei muss die zu erwartende mittel- und langfristige Entwicklung der Brennstoff- und Strompreise betrachtet werden, nicht nur die aktuell hohen Erdgaspreise. Krisenmaßnahmen zur Entlastung von Verbraucher:innen sollten also eher außerhalb des Marktdesigns implementiert werden und im Idealfall den sozialen Ausgleich fördern und ausreichende Anreize zum sparsamen Energieeinsatz bieten. Marktdesignänderungen hingegen sollten immer im Blick behalten, wie sie sich auf Investitionsanreize sowohl in erneuerbare Stromerzeugung als auch in bedarfsgerecht einsetzbare Kapazitäten auswirken und die Allokationseffizienz des Marktes nicht reduzieren.

16. Die Weiterentwicklungsbedarfe für das Marktdesign im Hinblick auf die Koordination von (variabler) Erzeugung, Lasten und Speichern sind vor allem in der besseren Integration der Erfordernisse der Stromnetze auszumachen. Sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz sollten in Zukunft verstärkt diversere Flexibilitätsoptionen für die koordinierte Lösung von Netzengpässen eingesetzt werden. Neben Erzeugungsanlagen kommen hierfür industrielle und gewerbliche Lastverschiebungspotentiale ebenso in Betracht wie kleinteilige Flexibilitätspotenziale bis hinunter zu den Haushalten (durch Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher, PV-Anlagen). Hemmnisse für den systemdienlichen Einsatz von Flexibilität, die im aktuellen regulatorischen Rahmen bestehen, müssen hierfür abgebaut und Vermarktungsmöglichkeiten für Flexibilität entwickelt werden. Die Koordination könnte durch Flexibilitätsplattformen unterstützt werden, wie sie derzeit auch schon im Rahmen der Überlegungen zum Redispatch 3.0 diskutiert werden. Auch Energiegemeinschaften könnten sich an einem systemdienlichen Flexibilitätseinsatz beteiligen. Voraussetzung für eine effiziente Einbindung von Flexibilität ist die Bereitstellung einer sicheren digitalen Infrastruktur für die Kommunikation und den Datenaustausch zwischen verschiedenen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten.

17. Die Großhandelspreise haben nur für große Verbraucher überhaupt eine lenkende Wirkung, da kleinere Verbraucher in der Regel einen festen Tarif pro kWh bezahlen. Jedoch hat auch die Ausgestaltung der anderen Preiskomponenten im Endkundenpreis einen Einfluss darauf, welche Verbrauchsmuster angereizt werden. Insbesondere bei den Netzentgelten, die einen hohen Anteil des Strompreises ausmachen, unterstützen die bestehenden Entgeltstrukturen mit den daraus resultierenden Anreizen die Erfordernisse der Energiewende nicht optimal. Als Anpassungsoptionen sind neben stärker leistungs- oder stärker energiebezogenen auch dynamische Netzentgelte denkbar.

18. Die Koordination des Einsatzes verfügbarer Erzeugungseinheiten (Dispatch) ist eine wichtige Aufgabe des Strommarktes. In dem aktuell in Kontinentaleuropa implementierten zonalen Marktmodell findet die marktliche Allokation zunächst ohne Berücksichtigung des Standorts einer Anlage innerhalb einer Gebotszone statt, sodass Netzrestriktionen nicht adäquat berücksichtigt werden. Im Fall drohender Netzüberlastungen wird das Marktergebnis durch den Übertragungsnetzbetreiber angepasst (Redispatch). Darüber hinaus werden für den sicheren Netzbetrieb weitere Systemdienstleistungen benötigt, die teilweise (bei Regelleistung) ebenfalls marktlich beschafft werden.

Anreize für Investitionen

19. Der Übergang zu einer klimaneutralen Volkswirtschaft ist maßgeblich von der schnellen Transformation des Stromsystems zu erneuerbaren Energien abhängig. Dafür werden massive Investitionen notwendig. Allein im Bereich der regenerativen Stromerzeugung ist für die kommenden Jahre ein Netto-Kapazitätszubau von 260 GW Solarenergie, 100 GW Windenergie an Land sowie 40 GW Windenergie auf See vorgesehen (bis 2035). Erhebliche Investitionen sind aber auch in die zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit notwendigen Flexibilitätsoptionen und einlastbaren Kraftwerke unabdingbar. Allein für die notwendigen Gaskraftwerkskapazitäten wird bis 2035 ein Netto-Zubau von 30 bis 100 GW erwartet.

20. Die Gewährleistung der Investitionsrefinanzierung ist eine übergreifende Herausforderung, steht aber für die Bereiche regenerative Stromerzeugung, einlastbare Kraftwerke sowie Nachfrageflexibilität und Speicher vor unterschiedlichen Herausforderungen. Dazu gehört ein sehr volatiles Energiepreismfeld sowie das vor allem im Zuge des Krisenmanagements beschädigte Vertrauen in den Verzicht auf Markteingriffe, der der bisher verfolgten Strategie des Strommarkts 2.0 zugrunde liegt. Aber auch die europäischen Rahmenbedingungen v.a. mit Blick auf das Beihilferecht werden Anpassungen der Refinanzierungsinstrumente notwendig machen.

21. Für die Refinanzierung von Investitionen in Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien hat sich in den letzten Jahren eine zunehmende Ausdifferenzierung der Modelle ergeben. Neben der Schaffung von Anreizen über die gleitende Marktprämie des EEG haben Direktlieferverträge (Power Purchase Agreements) sowie Eigenverbrauchsmodelle deutlich an Bedeutung gewonnen. Die Erhaltung dieser Vielfalt von Refinanzierungsmodellen ist von hoher Bedeutung. Neben der niedriginvasiven Verbesserung des Modells der einseitigen (gleitenden) Marktprämie wird auch der (mittelinvasive) Übergang zu zweiseitigen Marktprämien (Contracts for Difference – CfDs) oder Korridormodellen diskutiert, bei denen für zukünftig errichtete neue Anlagen in Zeiten hoher Erlöse im Strommarkt auch Rückzahlungen von den geförderten Anlagen fällig werden. Sowohl die Beibehaltung des derzeitigen Grundmodells als auch der Übergang zu Modellen mit Rückzahlungsverpflichtungen sind bezüglich sehr unterschiedlicher Aspekte zu bewerten. Dazu gehören sehr grundsätzliche Aspekte der Risikoübernahme, Kosteneffekte für Investoren, Verbraucher:innen

und den Staatshaushalt, Anreize für systemdienliche Auslegung und systemdienlichen Betrieb, regulative Vorgaben, europäische Harmonisierung, Wechselwirkungen mit anderen Bereichen etc. Die Expertenkommission empfiehlt hier das schnellstmögliche Aufsetzen eines transparenten Clearing-Prozesses. In diesen Clearing-Prozess sollten auch weitergehende (hochinvasive) Anpassungen der Refinanzierungsmodelle für erneuerbare Stromerzeugungsoptionen einbezogen werden. Die Expertenkommission sieht hier insbesondere mit Blick auf die Financial CfDs ein interessantes Potenzial.

22. Mit Blick auf einlastbare Kraftwerke, Nachfrageflexibilität und Speicher steht einem massiven Investitionsbedarf ein wenig integriertes Portfolio an sehr unterschiedlichen Kapazitätsinstrumenten zur Verfügung. Die Effektivität dieser unterschiedlichen Mechanismen steht aber auch und gerade wegen der starken Segmentierung und fehlender Interaktionsmöglichkeiten deutlich in Frage. Zur Schaffung ausreichender Investitionsanreize in einlastbare Kapazitäten ist zunächst die Stärkung der Ertragskraft des Energy-only-Marktes und der Systemdienstleistungsmärkte sowie die Wiederherstellung des Vertrauens in die Robustheit des regulativen Rahmens wichtig. Darüber hinaus könnte mittelfristig die Entwicklung eines wirksamen Zielmodells für einen systematischen Investitionsrahmen erforderlich sein, in dem einlastbare Kapazitäten, Nachfrageflexibilität und Speicher für unterschiedliche Einsatzdauern möglichst technologieoffen und einheitlich ausgeschrieben werden. Die Integrität mit Blick auf die Transformation zur Klimaneutralität sollte über Präqualifikationsbedingungen (Wasserstoff-Readiness) und ggf. über Instrumente jenseits des Kapazitätsmechanismus (Wasserstoffeinsatz) abgesichert werden. Das Zielmodell sollte so konzipiert werden, dass die Förderung über den Kapazitätsmarkt automatisch ausläuft, sobald über den Energy-only-Markt und die Systemdienstleistungsmärkte ausreichende Investitionsanreize gegeben sind. Die angesichts der längeren Einführungszeiträume möglicherweise notwendigen Übergangsinstrumente für die nächste Dekade sollten strikt so ausgewählt und ausgestaltet werden, dass sie passfähig zum Zielmodell sind.

Lokalisierungssignale

23. Unter dem aktuellen Strommarktdesign wird Deutschland im europäischen Stromhandel als eine nationale Gebotszone betrachtet. Durch den Stromhandel resultierende Engpässe innerhalb Deutschlands werden somit nicht bei der Markträumung berücksichtigt, sondern stattdessen im Nachgang durch kostenbasierten Redispatch aufgelöst. Auch die aktuellen Förderinstrumente für den Zubau erneuerbarer Erzeuger berücksichtigen die Systemdienlichkeit der Neuanlagen (z. B. Auswirkung auf Netzauslastung, Entfernung zu den Lastzentren, etc.) nur unzureichend (u. a. über das Referenzertragsmodell und die Südzone). Lokalisierungssignale für systemdienliche Investitions- und Betriebsentscheidungen fehlen somit größtenteils im aktuellen deutschen Marktdesign. Dies führt zu deutlich steigenden Kosten für Netzausbau und Engpassmanagement und entfacht die Diskussion über alternative Instrumente mit effizienten Lokalisierungssignalen.

24. Ein Nodalpreissystem, welches alle physischen Netzrestriktionen direkt beim Stromhandel berücksichtigt und dadurch zu unterschiedlichen Preisen an den Netzknoten führt, stellt keine aktuell realisierbare Lösung dar. Obwohl es in der Theorie als First-Best-Lösung angesehen wird, gibt es für die realweltliche Implementierung eine Vielzahl an Problemen (u. a. Risiko der Markt-macht-ausübung, Verteilungswirkung der unterschiedlichen Knotenpreise, Komplexität der Umsetzung im vermaschten europäischen Stromnetz), die einen Umstieg auf dieses System unwahrscheinlich machen.

25. Für ein System mit mehreren deutschen Gebotszonen überwiegen die Vorteile gegenüber dem aktuellen System mit einer nationalen Preiszone, auch wenn die daraus resultierenden Lokalisierungssignale nicht ausreichen dürften. So hängen effektive Lokalisierungssignale für systemdienliche Investitions- und Betriebsentscheidungen sehr stark von der richtigen Wahl der Gebotszonen (Anzahl und Zuschnitt) sowie der Berücksichtigung der interzonalen Leitungskapazitäten ab. Wenn sich der aktuell von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführte „Bidding Zone Review“ der im August 2022 von ACER vorgeschlagene Gebotszonenunterteilung der deutschen Preiszone als positiv erweist oder eine Gebotszonenunterteilung aufgrund europäischer Vorgaben notwendig wird, sollte die Bundesregierung keine Opposition gegen die Initiativen auf EU-Ebene aufbauen und die Gebotszonenunterteilung entsprechend umsetzen. Da die Einführung von Preis-zonen das Problem der fehlenden Lokalisierungssignale nur teilweise löst, lohnt es sich aus Sicht der Expertenkommission allerdings nicht, auf eigene Initiative Konflikte zwischen den Bundesländern in Kauf zu nehmen, da politisches Kapital für wirksamere Initiativen genutzt werden sollte.

26. Wichtig bei der Wahl des richtigen Instruments ist insbesondere die Frage, ob der Fokus auf Investitions- oder Betriebsanreizen liegen soll. Braucht es insbesondere systemdienliche Betriebsanreize für einlastbare Erzeuger, sind Instrumente wie die kapazitätsbasierte G-Komponente oder marktbasierter Redispatch weniger gut geeignet.

27. Für einen systemdienlichen Ausbau variabler erneuerbarer Erzeuger braucht es neben den bestehenden Regelungen im Rahmen des EEG dringend stärkere Lokalisierungssignale. Da Wind- und PV-Anlagen Grenzkosten nahe null haben, reichen hier auch Anreize bzgl. der Investitionsentscheidung, der Dispatch erfolgt dann selbst bei einer nationalen Gebotszone größtenteils systemdienlich. Optionen sind eine Anpassung des bestehenden Ausschreibungsmechanismus (z. B. über regionale oder kombinatorische Ausschreibungen) oder eine Regionalkomponente zur Differenzierung der Betreiberkosten an unterschiedlichen Standorten (z. B. in Form eines regional differenzierten, erzeugerseitigen Netzentgelts für konventionelle und erneuerbare Anlagen).

28. Lokalisierungssignale sind auch als Teil der Refinanzierungsinstrumente für Technologien wie wasserstofffähige Kraftwerke von zentraler Bedeutung. Der Schaffung von Klarheit über die Strukturen und die Schnelligkeit des Ausbaus eines Wasserstoffnetzes kommt auch vor diesem Hintergrund eine herausragende Bedeutung zu.

Stromkosten

29. Auch wenn die Strompreise seit dem Spitzenniveau im Sommer 2022 wieder gesunken sind, liegen sie derzeit (Anfang 2023) immer noch über dem langjährigen Mittel. Die Faktoren mit dem größten Einfluss auf den Strompreis in Deutschland sind die Preise für Erdgas, Steinkohle und CO₂-Zertifikate des EU ETS. Die Terminkontrakte deuten auf einen weiteren Anstieg der Preise für CO₂-Zertifikate hin, während die Preise für fossile Brennstoffe in den kommenden Jahren wahrscheinlich wieder sinken werden, wenn auch bei Erdgas nicht auf die niedrigen Niveaus der letzten Jahre. In der Wechselwirkung zwischen Erdgas und CO₂-Preisen kann auch für Strom ein Rückgang der Großhandelspreise erwartet werden, jedoch mit deutlich abgeschwächter Dynamik.
30. Die Senkung der Strompreise im Großhandelsmarkt durch regulatorische Eingriffe in die Marktpreisbildung auf Basis kurzfristiger Grenzkosten oder die Einführung von Preisceps sollte wegen der damit verbundenen Effizienzverluste im Gesamtsystem von Angebot und Nachfrage, der damit einhergehenden Gefahren von Verwerfungen bzw. der dann folgenden Eingriffsnotwendigkeiten, dringend vermieden werden.
31. Die Strompreise von Endverbraucher:innen bestehen besonders bei den Haushalten und den Kleinverbrauchern zu einem Großteil aus Netzentgelten sowie Umlagen und Steuern. Eine denkbare Entlastungsoption für alle Letztverbraucher:innen könnte eine (teilweise) Umfinanzierung dieser Kostenbestandteile sein. Die Umfinanzierung der EEG-Umlage und die entsprechende Andersfinanzierung war ein erster wichtiger Schritt zur nachhaltigen Minderung des Strompreises. Parallele Anstrengungen für alle weiteren Umlagen sind empfehlenswert, haben aber ein nur vergleichsweise geringes Strompreissenkungspotenzial. Ebenfalls empfehlenswert und mit einem größeren Entlastungspotenzial verbunden ist das Absenken der Stromsteuer auf das europarechtlich zulässige (und zukünftig wahrscheinlich nochmals sinkende) Mindestniveau. Die klimapolitische Lenkungswirkung sollte durch eine konsistente CO₂-Bepreisung erfolgen.
32. Für Endverbraucher:innen in der Industrie steht neben der angestrebten Kostenentlastung auch die mittel- bis langfristige Klimaneutralität im Zentrum der Überlegungen. Beides zählt zu den Treibern für die Entwicklung von PPAs. Um der zunehmenden Nachfrage von Industriekunden nach Strom aus Erneuerbaren Energien sowie der marktlichen Absicherung am Strommarkt begegnen zu können, sind Verbesserungen bei den Rahmenbedingungen für PPAs anzustreben. Für intermediate PPAs, die von Privatpersonen oder KMUs geschlossen werden könnten, um Zugang zu günstigem Strom aus Erneuerbaren Energien zu erhalten, gelten die gleichen Abwägungen. Nicht zuletzt sind auch die massiven Stromkostenentlastungen im Rahmen der Strompreiskompensation für stromintensive Unternehmen zu berücksichtigen.
33. Ein einheitlicher, staatlich bzw. auf europäischer Ebene festgelegter Industriestrompreis bzw. ein regulierter Zugriff auf besonders preiswerte (regenerative) Stromerzeugungsoptionen für privilegierte Industriebereiche wird kontrovers eingeordnet. Eine solche Preisfestsetzung eröffnet Spielräume für erhebliche Mitnahmeeffekte, eine deutliche Abschwächung von Anreizen etwa für

alternative Kostenentlastungsmodelle z.B. im Bereich der PPAs und möglicherweise deutliche Verzögerungen der Transformation zur Klimaneutralität.

34. Für Haushalts- und Gewerbekunden könnten neue Formen langfristiger Abnahmeverträge Sicherheit bieten sowie Investitionen in Erzeugungskapazitäten rentabel und Stromkosten langfristiger planbar machen, auch wenn sie teilweise die Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung in diesem Verbrauchsbereich reduzieren können. Einzelhandelsverträge sind für sich oder in aggregierter Form, wie bei intermediate PPAs, eine mögliche Option zur Reduzierung von Unsicherheiten und für die Realisierung niedrigerer Strompreise. Dabei ist der Verbraucher:innen-schutz und die Information der Verbraucher:innen von zentraler Bedeutung. Fehlende Markttransparenz und „schlechte“ Entscheidungen der Verbraucher:innen vermindern die Wahrscheinlichkeit gesicherter, niedrigerer Preise. Das Fortschreiten der Digitalisierung der Energiewende, zum Beispiel durch einen Smart-Meter-Rollout, kann künftig eine erleichterte Möglichkeit zur Optimierung des Stromverbrauchs bieten. Auch Mieterstrommodelle sind eine Option der langfristigen Vertragsbindung, die für Immobilienbesitzer:innen und Mieter:innen gleichermaßen attraktiv sein kann und die dadurch gleichzeitig den PV-Ausbau fördert.

35. Während die garantierte Einspeisevergütung marktwirtschaftliche Anreize reduziert und das Mengenrisiko verschiebt, bietet die Direktvermarktung des Stroms an der Börse ein erhöhtes Gewinnpotential und mehr Marktanreize. Steigt der Anteil der dezentralen Stromproduktion weiter an, wird eine Beteiligung der Produzenten an den Netzkosten sinnvoller. Da diese bislang vollständig von den Verbraucher:innen getragen werden, würde auch diese Option eine Kostenreduktion bedeuten.

Verzeichnisse: Abbildungen und Tabellen

Abbildungen

Abbildung 1: Thematische Gliederung für die Diskussion zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns	4
Abbildung 2: Einbettung der Bedingungen (Koordination/Finanzierung/Lokalisierung/Stromkosten) für das Gelingen der Transformation	13
Abbildung 3: Der EU ETS im Gesamtbild der EU-Klimaschutzarchitektur, 2005-2050	18
Abbildung 4: Historischer Ausbau von Windenergieanlagen an Land und auf See und von solarer Strahlungsenergie (PV) sowie Ausbauziele nach EEG/WindSeeG	22
Abbildung 5: Übersicht über den deutschen Strommarkt	35
Abbildung 6: Übersicht über die Regelenergiemärkte	37
Abbildung 7: Entwicklung der Kosten für das Netzengpassmanagement	38
Abbildung 8: Nachfrageseitige Gebotsformen	47
Abbildung 9: Dynamische Netzentgelte	53
Abbildung 10: Historische Entwicklung und Futures für Erdgas, Steinkohle, Strom und CO ₂ -Zertifikatspreise in Zentral-Westeuropa	101
Abbildung 11: Entwicklung der Haushaltsstrompreise (ohne Strompreisbremse)	102
Abbildung 12: Entwicklung Industriestrompreise (Abnahmefall 24 GWh/Jahr)	102

Tabellen

Tabelle 1: Kriterienraster	8
Tabelle 2: Aktuelle Projektionen für die Entwicklung der regenerativen Erzeugungskapazitäten	58
Tabelle 3: Aktuelle Projektionen für die Entwicklung der Erdgas- und Wasserstoff-Kraftwerkskapazitäten	59
Tabelle 4: Intervalle für die Preiskomponenten von Industriestrom im Jahr 2022	103

Stellungnahme

Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten

1. Einführung

36. Die Transformation des Energiesystems ist eine der größten Herausforderungen unserer Zeit. Deutschland hat sich dazu verpflichtet, in nur wenig mehr als zwei Jahrzehnten klimaneutral zu werden. Hierfür ist ein grundlegender technologischer Umbau des Energiesystems ebenso erforderlich wie weitreichende Änderungen in anderen Sektoren, wie der industriellen Produktion oder der Mobilität. Das Rückgrat der zukünftigen Energieversorgung stellen die erneuerbaren Energien dar, allen voran Solarenergie und Windkraft an Land und auf See. Wo marktreife technologische Lösungen vorhanden sind, stellt die direkte Nutzung der daraus bereitgestellten Elektrizität in aller Regel die effizienteste Nutzung der erneuerbaren Energien dar, sodass es einer umfangreichen Elektrifizierung der Verbrauchssektoren bedarf. Dadurch rückt das Stromsystem und seine Koordination durch Strommärkte noch stärker als bisher in das Zentrum der Energieversorgung. Gleichzeitig stellt jedoch auch die indirekte Elektrifizierung in Gestalt des Hochlaufs einer Wasserstoffwirtschaft eine wesentliche Strategie dar, um die Energieversorgung sowie industrielle Prozesse zu dekarbonisieren.

37. In der aktuellen Energiekrise werden vor allem Maßnahmen zur Vermeidung hoher Stromkosten diskutiert und in diesem Kontext sowohl in der Europäischen Union als auch in Deutschland Vorschläge für Eingriffe in das Strommarktdesign thematisiert. Die grundlegenden Fragen, welches Strommarktdesign die Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem unter Wahrung der weiteren energiepolitischen Ziele wie Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit, Verbraucherfreundlichkeit und Effizienz ermöglichen kann, stellen sich jedoch auch unabhängig von der aktuellen Krisenbewältigung. Bereits im Koalitionsvertrag hat die Bundesregierung daher das Strommarktdesign adressiert und nun die Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ ins Leben gerufen, die ein Zielbild entwickeln sowie konkrete Vorschläge für ein neues Strommarktdesign machen und dabei Stakeholder aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft einbeziehen soll.

38. Diese Diskussion erfolgt vor dem Hintergrund einer ambitionierten Klimapolitik auf europäischer und nationaler Ebene. Die Europäische Union (EU) hat sich 2002 im Rahmen der Klimarahmenkonvention verpflichtet, die Emissionen klimaschädlicher Treibhausgase zu mindern. Seitdem wurden vielfältige Maßnahmen implementiert, die dieses Ziel unterstützen. So folgte im Jahr 2009 im Rahmen des Klima- und Energiepakets die Formulierung von Zielwerten für die Emissionsminderung, den Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) und der Energieeffizienzsteigerung. 2021 wurden diese Ziele durch das EU-Klimagesetz angehoben. Bereits bis 2030 sollen demgemäß

die Emission um 55% gegenüber 1990 gemindert werden, und ab 2050 soll die EU klimaneutral sein. Zur Erreichung dieses Ziel wurden umfangreiche Maßnahmenpakete mit einer Vielzahl der Reformvorhaben für Richtlinien, Verordnungen und andere Rechtsakte (z.B. das Paket *Fit for 55*) vorgeschlagen, befinden sich im Gesetzgebungsprozessen oder sind zwischenzeitlich bereits beschlossen worden. Um den nötigen Transformationsprozess effektiv planen und überprüfen zu können, wurde bereits 2018 die Governance-Verordnung eingeführt, die EU-Mitgliedsstaaten dazu verpflichtet, in einem regelmäßig zu aktualisierenden nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) ihre Strategien zur Zielerreichung zu beschreiben regelmäßig Monitoring-Berichte hierzu zu erstellen.

39. Deutschland hatte bereits vor der Erstellung des NECP eine Vielzahl an Maßnahmen und Verordnungen eingeführt, die die Langfriststrategie der Energiepolitik der Bundesregierung abbilden. Die Leitziele für die angestrebte Systemtransformation wurden im Energiekonzept vom September 2010 festgelegt. Mit Blick auf das Übereinkommen von Paris zur Begrenzung der menschengemachten globalen Erwärmung auf deutlich unter 2 °C wurde dann im November der Klimaschutzplan 2050 verabschiedet, und die darin gesetzten Ziele 2019 mit dem Erlass des Bundes-Klimaschutzgesetzes erstmals gesetzlich verankert. Aufgrund des Beschlusses des Bundesverfassungsgerichtes vom März 2021 zur Unvereinbarkeit der zielbezogenen Regelungen des Bundes-Klimaschutzgesetzes mit dem Grundgesetz wurden die Ziele nochmals präzisiert und verschärft. Bis 2030 sollen demnach die deutschen Treibhausgasemissionen um bis zu 65% gegenüber 1990 gesenkt und Klimaneutralität bereits 2045 erreicht werden.

40. Durch die Beschlüsse zum Kernenergieausstieg (2002/2011) und zum Kohleausstieg (2020) wurden weitere Maßnahmen umgesetzt, die die deutsche Stromversorgung grundlegend transformieren. Das Ziel, unabhängiger von fossilen Brennstoffen zu werden, wird außerdem durch die Verabschiedung der nationalen Wasserstoffstrategie im Jahr 2020 ergänzt, die den Rahmen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland setzt. Im Rahmen des sogenannten Osterpakets 2022 und weiterer Gesetzgebungsvorhaben wurden darüber hinaus einige Beschlüsse gefasst, die den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie die zugehörigen Infrastrukturvorhaben deutlich beschleunigen sollen. Einen Eckpfeiler dieses Pakets bildet die Novelle des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG 2023) und die darin festgesetzte Zielsetzung, bis 2030 mindestens 80% des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien bereitzustellen.

41. Infolge des Angriffskriegs Russlands im Februar 2022 kam es in Europa zu einer Energiekrise, die neben zeitweise massiv gestiegenen Erdgas- und Strompreisen auch eine neue Diskussion um die Sicherstellung von Versorgungssicherheit und die Resilienz im Bereich der Energieimporte entfachte. In der Folge wurden Lieferverträge für verflüssigtes Erdgas aus anderen Staaten abgeschlossen, entsprechende Infrastrukturvorhaben umgesetzt sowie eine zeitlich befristete Begrenzung der Gaspreise für Letztverbraucher:innen eingeführt. Zudem wurden in einigen EU-Staaten Eingriffe in den Strommarkt vorgenommen, um den hohen Strompreisen zu begegnen und die Verbraucher:innen zu entlasten. In Deutschland wurden Kohlekraftwerke wieder in den

Strommarkt zurückgeholt, damit Erdgas für die Stromerzeugung eingespart und die Strompreise gesenkt werden können. Hierbei wurden Braunkohlekraftwerke der Sicherheitsbereitschaft in eine neue Versorgungsreserve überführt, aus der Kraftwerke während der aktivierten Alarm- oder Notfallstufe des Notfallplans Gas wieder regulär am Strommarkt teilnehmen dürfen. Stromerzeugungsanlagen aus der Netzreserve (überwiegend Steinkohlekraftwerke) dürfen in diesen Stufen ebenfalls wieder regulär am Strommarkt teilnehmen. Darüber hinaus wurde eine Gewinnabschöpfung bei Stromerzeugern beschlossen, mit deren Einnahmen die Begrenzung der Strompreise für Verbraucher:innen finanziert werden soll. Die eingeführten Maßnahmen stehen größtenteils in starkem Konflikt zu den Zielen einer Emissionsreduktion sowie dem bisher verfolgten Strommarkt-Konzept, und sind daher zeitlich beschränkt und mit der klaren Begrenzung auf die Krisenbewältigung umgesetzt worden. Umso wichtiger ist es, zügig grundlegende Reformen des Energiemarktdesigns auf den Weg zu bringen, die die Erreichung des nationalen Klimaziels effizient unterstützen.

42. Zur Überprüfung der Fortschritte des Energiekonzepts und des Umsetzungsstandes entsprechender Maßnahmen hat die Bundesregierung einen Monitoring-Prozess gestartet, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Dazu bestellte die Bundesregierung im Oktober 2011 eine unabhängige Expertenkommission mit vier Mitgliedern, welche die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) zu erstellenden Monitoring-Berichte begutachten und kommentieren sollen. Die Monitoring-Berichte liefern im Schwerpunkt einen faktenbasierten Überblick zur Energiewende. Aufgrund der aktuellen dynamischen energiewirtschaftlichen Gesamtsituation und ihren besonderen energiepolitischen Herausforderungen hat das BMWK die Expertenkommission gebeten, eine Analyse zur aktuellen Situation am Strommarkt und zu Weiterentwicklungsmöglichkeiten des Strommarktdesigns vor dem Hintergrund der Energiewende zu erstellen.

43. Die vorliegende Stellungnahme gibt einen Überblick über die aktuelle Situation im deutschen und europäischen Strommarkt und zeigt Weiterentwicklungsbedarfe sowie mögliche Handlungsoptionen zum Strommarktdesign auf. Zur Bewertung geeigneter Handlungsoptionen werden in Kapitel 2 Kriterien in den verschiedenen Dimensionen vorgeschlagen, die durch eine mögliche Maßnahme berührt werden. Dabei stellt das energiepolitische Zielfünfeck einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung (§ 1 (1) EnWG) den konzeptionellen Maßstab zur Bewertung dar. Die aus Sicht der Expertenkommission wichtigsten Randbedingungen, die bei der Gestaltung des Marktdesigns zu berücksichtigen sind, werden in Kapitel 3 dargestellt. Kapitel 4 bis 7 beschreiben verschiedene Teilbereiche des Marktdesigns und diskutieren unterschiedliche Handlungsoptionen im Detail. Eine Übersicht dieser diskutierten Handlungsoptionen ist in Abbildung 1 dargestellt.

Abbildung 1: Thematische Gliederung für die Diskussion zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns



* SDL Systemdienstleistungen

** PPAs Power Purchase Agreements

Quelle: Eigene Darstellung

44. Kapitel 4 umfasst die Koordinierungsaspekte des Marktdesigns und stellt den Großhandelsmarkt, krisenbedingte Eingriffe, Flexibilitätsoptionen und den Einfluss von Netzentgelten auf die Koordinierung vor. Im Kapitel 5 werden Optionen für die Schaffung von Investitionsanreizen, die vor allem für die ausreichende Bereitstellung von Kapazitäten im Bereich der erneuerbaren Energien, der einlastbaren Kraftwerke sowie von Nachfrageflexibilität und Speichern nötig sind, diskutiert. Um Netzengpässe zu vermeiden, ist die Lokalisierung von Erzeugung und Verbrauch relevant, die über entsprechende lokale Anreizsignale beeinflusst werden kann. Diese Thematik wird in Kapitel 6 behandelt (u.a. Nodal Pricing, mehrere Gebotszonen, marktbasierter Redispatch und regional differenzierte erzeugungsseitige Netzentgelten und Förderungen). Kapitel 7 adressiert die Bezahlbarkeit sowie Wettbewerbsfähigkeit und stellt Maßnahmen zur Entlastung der Verbraucher:innen bei Stromkosten vor.

2. Kriterienraster

45. Im Hinblick auf die Ausgestaltung des Strommarktdesigns ist es wichtig, aktuelle und zukünftige Instrumente und Maßnahmen auch vor ihrer Implementierung hinreichend zu evaluieren. Zentral müssen dabei die Fragen sein, inwiefern Instrumente und Maßnahmen innerhalb eines gegebenen Zeitraumes einerseits einen tatsächlichen Beitrag leisten können, und andererseits sind wichtige Aspekte einer nachhaltigen Entwicklung zu beachten. Die Eignung politischer Instrumente sollte grundsätzlich einer systematischen Prüfung unterzogen werden. Zur strukturierten Vorbereitung künftiger Entscheidungen kann ein vorab definiertes Kriterienraster zur Systematisierung, Nachvollziehbarkeit, Transparenz und zur Evaluierung beitragen. Es bietet zudem die Möglichkeit, die Wechselwirkungen, das heißt die Synergien und Zielkonflikte zwischen einzelnen Kriterien, aber auch zwischen Maßnahmen selbst aufzuzeigen sowie alternative Maßnahmen anhand ihrer individuellen Stärken und Schwächen zu vergleichen. Ausgangspunkt könnte das Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität der Expertenkommission aus dem Jahr 2021 sein (EWK, 2021). Im Folgenden werden 15 Kriterien vorgestellt (Tabelle 1). Diese können gleichermaßen auf den Status Quo wie auf die im Verlauf diskutierten Optionen angewandt werden. Zu den einzelnen Kriterien werden wiederum unterschiedliche Aspekte angeführt, die zur Bewertung herangezogen werden können.

46. Das Kriterienraster beginnt mit der Betrachtung der Effektivität, das heißt inwiefern eine Maßnahme einen Beitrag zur Transformation des Energiesystems leistet. Dabei sollte sowohl die kurze als auch die lange Frist in Betracht gezogen werden. Der Rahmen des Strommarktes der Zukunft muss dieser Transformationsherausforderung gerecht werden.

47. Damit die Transformation wirtschaftlich leistbar bleibt, ist das Kriterium Effizienz entscheidend. Einerseits geht es dabei darum, die Systemkosten insgesamt möglichst gering zu halten. Andererseits müssen auch die Umsetzungskosten der Maßnahme an sich betrachtet werden. Die Kosteneffizienz setzt den Effekt einer Maßnahme in Relation zu deren Kosten. Bei dieser Betrachtung ist die wirtschaftliche Planungssicherheit für die Akteure, deren Investitionen einen entscheidenden Beitrag zur Systemtransformation darstellen, ein relevantes Kriterium. Diese kann beispielsweise über die erwartete Rendite gemessen werden, die eine Investition nach sich zieht. Sowohl wirtschaftliche als auch politische und unternehmensinterne Rahmenbedingungen können darauf Einfluss haben. Offensichtlich hat die Planungssicherheit Rückwirkungen auf die Geschwindigkeit und Tiefe der Transformation und damit auf die Effektivität. Für eine Maßnahme ist auch entscheidend, inwiefern sie einen Beitrag zur Wirtschaftsleistung darstellt. Direkte Effekte könnten etwa durch Verbesserungen in der Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs auftreten oder durch eine Steigerung der Innovationskraft. Auch wenn augenscheinlich kein direkter Effekt auf die Wirtschaftsleistung gegeben ist, muss hinterfragt werden, ob nicht dennoch indirekte Effekte auftreten können. Besonders im internationalen Kontext können Verzerrungen des Wettbewerbs oder der Preise beispielsweise zu einer Abwanderung von Unternehmen führen.

48. Das Kriterium der Resilienz betrachtet die Fähigkeit eines Systems, mit Störungen umzugehen. Sie ist abhängig von Diversität, Feedbackmechanismen, flexibler Kopplung und Modularität. Ist ein System divers, kann die Gesamtwirkung von Störungen verringert werden, da Störungen sich unterschiedlich auf dessen einzelne Bestandteile auswirken. Feedbackmechanismen liefern Informationen, die die Lernfähigkeit eines Systems stärken. Flexible Kopplung ermöglicht die schnelle Trennung verschiedener Bestandteile voneinander. Modularität erlaubt das Ersetzen fehlerhafter Bestandteile. Das Kriterium der Sicherheit unterteilt sich hinsichtlich der Transformation des Energiesystems in die Teilaspekte Energiesicherheit und Versorgungssicherheit. Die Energiesicherheit bezieht sich auf die Sicherheit in der Versorgung mit Energieressourcen. Geeignete Indikatoren zur Messung und Evaluierung sind sowohl solche, die auf Preisentwicklungen basieren, als auch solche, die potentielle Probleme veranschaulichen. Daneben sind internationale Abhängigkeiten abzubilden. Die Versorgungssicherheit hingegen bezieht sich auf die Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Als Indikator dafür eignet sich zum Beispiel der Umfang der gesicherten Leistung im Verhältnis zur Jahreshöchstlast oder die jährlichen Investitionen in die Elektrizitätsnetze.

49. Umwelt- und Ressourcenschonung sind Aspekte, die für nachhaltige Entwicklung generell und die Transformation des Energiesystems im Besonderen von Bedeutung sind. Dabei wird sowohl die Inanspruchnahme erneuerbarer Ressourcen wie auch nicht erneuerbarer Ressourcen angesprochen. Quantitative Indikatoren wie Treibhausgas-Emissionen oder der Ausstoß von Luftschadstoffen können ebenso herangezogen wie deskriptive Indikatoren. Im engen Zusammenhang mit dem zuletzt genannten Kriterium steht der Schutz der menschlichen Gesundheit. Negative Auswirkungen auf diese können durch Energieproduktion, -transport und -nutzung entstehen.

50. Für jede Maßnahme müssen der Zeithorizont und der optimale Zeitpunkt der Implementierung evaluiert werden. Es stellt sich jeweils die Frage, ob sie langfristig und/oder kurzfristig sinnvoll ist und ob sie zur Erreichung lang- und/oder kurzfristiger Ziele beiträgt. Maßnahmen, die in der kurzen Frist sinnvoll sind, sind dies nicht notwendigerweise auch in der langen Frist. Gerade die jüngste Diskussion um das Strommarktdesign der Zukunft war geprägt von der augenblicklichen Energiekrise. Veränderungen des Strommarktdesigns müssen jedoch auch die langfristigen Auswirkungen der Rahmensetzung im Blick behalten, insbesondere hinsichtlich der Investitionsanreize. Dabei ist es neben dem Zeithorizont auch wichtig, den richtigen Zeitpunkt für die Implementierung einer Maßnahme zu bestimmen. Ein entscheidender Aspekt in diesem Kontext ist auch die Umsetzungs-Geschwindigkeit, die maßgeblich für die Wirksamkeit einer Maßnahme sein kann. Vor diesem Hintergrund ist ein Phasenmodell für die Änderungen im Strommarktdesign sinnvoll, welches Maßnahmen zeitlich priorisiert und das Monitoring, die Evaluation und gegebenenfalls die Revision der Eingriffe mitdenkt. Damit die Systemtransformation nicht durch Rahmenbedingungen gebremst wird, ist das Kriterium Governance bedeutsam. Maßnahmen bedürfen einer einfachen Koordinierung auf regionaler, nationaler und internationaler, das

heißt primär europäischer, Ebene. Die erfolgreiche Implementierung von Maßnahmen bedingt Kohärenz auf den verschiedenen Ebenen und zwischen den beteiligten Akteuren. Bei der Planung von Anpassungen muss die administrative Kapazität des Staates sowohl mit Blick auf die Umsetzung als auch hinsichtlich des laufenden Aufwands mitgedacht werden.

51. Das Strommarktdesign muss die Legalität beachten. Das Kriterium der Legalität beinhaltet drei Aspekte: Die rechtsetzenden Akteure und ihre Kompetenzbereiche, die rechtliche Handlungsform, in der die Maßnahme umgesetzt wird, sowie eine Vereinbarkeitsprüfung mit dem geltenden Recht. Stehen die Akteure und die Handlungsform einer Maßnahme bereits fest, so erfolgt lediglich die Prüfung hinsichtlich der Rechtsvereinbarkeit. Sollte die Prüfung eine Unvereinbarkeit ergeben, können Änderungsvorschläge unterbreitet werden. Sollte die Ausgestaltung der Maßnahme noch unvollständig sein, kann empfohlen werden, welche Akteure eine Maßnahme mit dem geltenden Recht vereinbar machen, und bei welcher rechtlichen Handlungsform dies der Fall ist. Die Rechtsvereinbarkeitsprüfung muss sowohl auf nationaler und europäischer Ebene als auch auf internationaler Ebene erfolgen. Ob mögliche Risiken zumutbar sind und die Selbstbestimmungsrechte der betroffenen Individuen als gewahrt angesehen werden, ist eine Frage der Akzeptanz. Auch dieses Kriterium umfasst eine internationale Perspektive und knüpft unmittelbar an die Legalität an. International legale Maßnahmen müssen eine Grundlage für faire internationale Partnerschaft bilden. Eine lückenlose Legitimationskette der verantwortlichen Institution ist ein erster Schritt zur Legitimität. Hinzu kommt die Frage, ob das grundsätzliche Vorgehen präferenzunabhängig als fair und rechtmäßig empfunden wird. Die Legitimität wird gestärkt, wenn sie mit dem grundsätzlichen Narrativ aller Akteur übereinstimmt.

52. Darüber hinaus sind Aspekte der sozialen Auswirkungen von Änderungen im Marktdesign mit in die Betrachtung einzubeziehen. So wird in der politischen und öffentlichen Debatte intensiv über die Verteilungswirkungen der Energiewende diskutiert. Die Förderung des sozialen Zusammenhalts bildet einen Grundstein für das gesellschaftliche Zusammenleben. An dieser Stelle richtet sich der Blick, im Gegensatz zu den bisher betrachteten Kriterien ethische Akzeptanz und Legitimität, auf die Daseinsvorsorge. Der Schutz verwundbarer Gruppen und die gerechte Lastenverteilung ist eine bestehende Pflicht gegenüber gegenwärtigen Mitgliedern der Gesellschaft. Im Sinne der Generationengerechtigkeit muss auch den künftigen Mitgliedern der Gesellschaft ein ausreichendes Maß technischer Infrastruktur hinterlassen. Dafür muss der Staat sowohl als Investor auftreten, als auch Einnahmen generieren, um künftige Investitionen zu ermöglichen. Nicht zuletzt spielt für die Akzeptanz und Durchsetzbarkeit von Anpassungen der Rahmenbedingungen deren soziale Ausgewogenheit eine entscheidende Rolle.

53. Bei der Maßnahmenevaluation ist immer auf Synergien und Zielkonflikte zwischen den Maßnahmen zu achten. Werden einzelne Maßnahmen für sich genommen evaluiert, droht das systemische Zusammenspiel der Maßnahmen aus dem Blick zu geraten. Daher muss stets eine ganzheitliche Perspektive eingenommen werden. Synergien und Trade-Offs müssen erfasst werden, indem Maßnahmen im Bezug zueinander gesehen und evaluiert werden.

Tabelle 1: Kriterienraster

Kriterium	Aspekte und Indikatoren	
Effektivität	Kurzfristige Perspektive	
	Langfristige Perspektive	
Effizienz (statisch und dynamisch)	Systemkosten	
	Umsetzungskosten	
Wirtschaftliche Planungssicherheit	Planungssicherheit für Investitionen	Erwartete Rendite
		Unsicherheiten
Beitrag zur Wirtschaftsleistung	Direkte Effekte	Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs
		Innovationskraft
	Indirekte Effekte	Verzerrung von Wettbewerbsbedingungen und Preisen
		Abwanderung von Unternehmen, Kapital und Arbeitsplätzen
Resilienz	Feedbackmechanismen	
	Diversität	
	Flexible Kopplungen	
	Modularität	
Sicherheit	Energiesicherheit	Ex-Post Indikatoren (Preisentwicklungen)
		Ex-Ante Indikatoren (Veranschaulichung potentieller Probleme)
	Versorgungssicherheit	Umfang der gesicherten Leistung im Verhältnis zur Jahreshöchstlast
		Value of lost load, System Average Interruption Duration Index
		Diversifikationsindex für die wichtigsten Exportländer und Energieträger
		Jährliche Investitionen in die Elektrizitätsnetze
	Nicht-erneuerbare Ressourcen	Ressourcenverbrauch

Umwelt- und Ressourcenschonung	Ressourcenproduktivität	
	Verbrauch an kritischen Rohstoffen (z.B. seltene Erden)	
	Erneuerbare Ressourcen	Flächenverbrauch
	Kulturelle Funktionen der Natur	Landschaftsbild (deskriptive Indikatoren)
Schutz der menschlichen Gesundheit		
Zeithorizont und optimaler Zeitpunkt der Implementierung	Übereinstimmung mit langfristiger Vision	
	Optimaler Zeitpunkt der Implementierung	
	Langfristige Wirkung	
	Kurzfristige Wirkung	
	Reife des Produkts und Skalierbarkeit	
	Umsetzungs-Geschwindigkeit	
Governance	Koordinierungsbedarf zwischen regionaler, nationaler und europäischer Ebene	
	Kohärente Gestaltung von Maßnahmen	
Legalität	Rechtliche Handlungsform	
	Vereinbarkeit mit geltendem Recht	National/europäisch
		International
Akzeptanz	Zumutbarkeit der entstehenden Risiken für die Betroffenen	
	Vereinbarkeit mit dem Selbstbestimmungsrecht	
	Generationengerechtigkeit	
	Aufbau fairer internationaler Partnerschaften	
	Internationale Verantwortung	
Legitimität	Legitimität des Verfahrens	Akzeptanz des Verfahrens
		Verfahrensstandards
		Transparenz des Verfahrens

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

		Teilhabe am Verfahren
	Legitimität der Maßnahme selbst	Übereinstimmung mit grundsätzlichem Narrativ aller Akteursgruppen
		Übereinstimmung mit individuellen Meinungsbildern der Akteure
Förderung des sozialen Zusammenhalts	Daseinsvorsorge für gegenwärtige Mitglieder der Gesellschaft	Schutz vulnerabler Gruppen
		Gerechte Lastenverteilung (gegenwärtige Generation)
	Daseinsvorsorge für zukünftige Mitglieder der Gesellschaft	Auswirkungen auf Einnahmen und Ausgaben des öffentlichen Haushalts
	Generationengerechtigkeit (generationsübergreifend)	
Synergien und Zielkonflikte	Zielkonflikte	
	Überschneidung mit Maßnahmen gleicher Zielsetzung	

Quelle: Eigene Darstellung.

3. Übergreifende Bedingungen für das Gelingen der Transformation

Das Wichtigste in Kürze

Bei der Wahl eines geeigneten Marktdesigns gibt es eine Vielzahl von Randbedingungen, die berücksichtigt werden müssen. In dieser Stellungnahme wurden die aus Sicht der Expertenkommission zentralen Randbedingungen in sieben Kategorien unterteilt.

Liberalisierung der Energiemärkte: Die Liberalisierung der Strommärkte in der EU bildet eine zentrale Rahmenbedingung für die Entwicklung des Strommarktdesign in Deutschland und der Europäischen Union. Die zentralen Elemente des EU-Liberalisierungsmodells sind die Entflechtung des Netzgeschäftes von Erzeugungs- und Vermarktungsaktivitäten, unabhängige Regulierungsbehörden, europäische Institutionen zur Koordination der Strommarktintegration sowie der Netzentwicklung, des Netzbetriebes und der Versorgungssicherheit, Vorgaben zur Ausgestaltung der Netzausbauplanung sowie die vollständige Öffnung der Endkundenmärkte für den Wettbewerb und die freie Preisbildung. Hierzu hat sich im Zeitverlauf eine große Bandbreite von rechtlichen Regelungen entwickelt, in die sich die Strommarktreformen einpassen müssen bzw. bei denen weitergehende Reformen Änderungen bedingen.

Beihilferegulungen der Europäischen Union: Alle staatlichen Unterstützungs- und Finanzierungsmaßnahmen unterliegend der europäischen Beihilfekontrolle, mit der Wettbewerbsverzerrungen innerhalb des europäischen Binnenmarktes vermieden werden sollen. Die Leitlinien für die Genehmigung solcher Beihilfen sehen detaillierte Vorgaben für die Finanzierung erneuerbarer Energien, für den Bereich von Steuern oder steuerähnlichen Abgaben, für Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, für die Infrastruktur und für die Entlastung energieintensiver Unternehmen vor. Veränderungen des Beihilferahmens werden im Zuge der Krisenbekämpfung auch für den längerfristigen Zeithorizont diskutiert.

EU-Emissionshandelssystem als zentrale klimapolitische Vorgabe: Nach einer Vielzahl von Reformen bildet der EU ETS ein hoch wirksames Instrument zur Verdrängung emissionsintensiver Kraftwerke und zur deutlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit für regenerative Stromerzeugungsoptionen. Im Rahmen der aktuellen Novellierung wird sich für den Stromsektor noch deutlich vor 2038 die Notwendigkeit der Klimaneutralität ergeben. Mit der Einführung eines zweiten Emissionshandelssystems (ETS-2) für den Straßenverkehr sowie Gebäude und viele der nicht vom EU ETS erfassten Industriesektoren und der damit einhergehenden Ausweitung der CO₂-Bepreisung werden die Anreize zur Substitution von fossilen Brennstoffen u.a. durch Strom oder (strombasierten) Wasserstoff deutlich steigen. Die Verstärkung bzw. Erweiterung der CO₂-Bepreisung wird allerdings zu Herausforderungen in den Bereichen Verteilungsgerechtigkeit und Wettbewerbsfähigkeit führen. Hier müssen zielführende Kompensationsinstrumente eingeführt werden bzw. sind bereits ergriffen worden.

Digitalisierung: Die Ausstattung von Netzbetriebsmitteln, Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Speichern mit Informations- und Kommunikationstechnik ist eine wichtige Voraussetzung für die effiziente automatisierte Koordination im Stromsystem. Hierfür müssen auch die entsprechenden energiewirtschaftlichen Prozesse umgestellt und möglichst vollständig digitalisiert werden. Während der Automatisierungsgrad im Übertragungsnetz bereits sehr hoch ist, finden sich in den Verteilnetzen weiterhin vorwiegend analoge Lösungen mit wenig Kommunikationsausstattung und somit beschränkter Information über den jeweiligen Netzzustand. Eine wichtige laufende Entwicklung in den Verteilnetzen ist der Smart Meter Rollout, dessen Start sich immer wieder verzögert hatte und der nun von allen Messstellenbetreibern bis spätestens 2025 begonnen werden muss. Der Fahrplan sieht vor, dass bis 2032 alle Messstellen zumindest mit einem digitalen Zähler ausgestattet sind. Ebenfalls ab 2025 müssen dynamische Tarife für Kunden mit intelligenten Messsystemen angeboten werden.

Vereinfachung und Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren: Bis jetzt wird insbesondere der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Energieinfrastruktur durch komplexe und langwierige Planungs- und Genehmigungsverfahren ausgebremst. Dadurch und durch die damit verbundene Unsicherheit droht eine deutliche Verzögerung der Ausbauziele und damit der Erreichung der Klimaschutzziele 2030. Die größten Herausforderungen für die Zielerreichung bestehen aus heutiger Sicht beim Ausbau von Windenergieanlagen an Land. Entscheidend für die Wiederbelebung des Marktes ist die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und die Beseitigung von Hürden. Mit der Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG 2023) liegen Zielgrößen vor, die das Erreichen des 80%-Ziels ermöglichen. Fraglich bleibt jedoch, ob mit dem EEG 2023 allein die erforderlichen Rahmenbedingungen gesetzt wurden, um diese Zielwerte auch in der Realität zu erreichen.

Zertifizierung von klimaneutralen Energieträgern: Für die Umsetzung vieler Mechanismen nicht nur im Kontext des Strommarktdesigns, zur Entscheidungsunterstützung von Verbrauchern, Unternehmen und Finanzmarktakteuren, für die effektive Sektorintegration, den Aufbau klimaneutraler Wertschöpfungsketten sowie auch um wirksamen internationalen Klimaschutz zu ermöglichen, werden klare Zertifizierungsstandards für klimafreundliche Energieträger benötigt. Dazu müssen einerseits Methoden für die Zertifizierungsinhalte entwickelt werden, für die CO₂-Emissionen auch aus den vorgelagerten Prozessketten ein wichtiger Parameter sind. Daneben müssen Infrastrukturen für die marktweite Nutzung von Zertifikaten (Herkunftsnachweisen) geschaffen werden. Für die Zertifizierung von Strom aus erneuerbaren Energien sind die Methoden und Infrastrukturen in der Europäischen Union sehr weitgehend etabliert. Vor allem für Wasserstoff und Wasserstoffderivate bestehen seitens verbindlicher methodischer Grundlagen und auch der internationalen Abstimmung noch massive Defizite.

Koordinierter Ausbau der Netzinfrastrukturen: Mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 ist ein umfangreicher Umbau der Transport-, Verteil- und Speicherinfrastruktur für Energie notwendig. Neben den bestehenden Strom- und Gasnetzen müssen Infrastrukturen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern frühzeitig angepasst und ausgebaut werden (als „No Regret“-Maßnahme). Dabei ist eine langfristige und vor allem integrierte Netzausbauplanung für die verschiedenen Energieträger zentral.

54. Bei der Wahl eines geeigneten Marktdesigns gibt es eine Vielzahl von Randbedingungen, die berücksichtigt werden müssen. In dieser Stellungnahme wurden die aus Sicht der Expertenkommission zentralen Randbedingungen in sieben Kategorien unterteilt, siehe Abbildung 2, die in den folgenden Unterkapiteln vorgestellt und diskutiert werden.

Abbildung 2: Einbettung der Bedingungen (Koordination/Finanzierung/Lokalisierung/Stromkosten) für das Gelingen der Transformation



Quellen: Eigene Darstellung

3.1. Liberalisierung der Energiemärkte

55. Die mit den ersten Energiemarktrichtlinien der Europäischen Union im Jahr 1996 (Elektrizität) bzw. 1998 (Gas) begonnene Liberalisierung (EU, 1997 und EU, 1998) bildet eine entscheidende Rahmenbedingung auch für das Strommarktdesign in Deutschland und in der Europäischen Union. Nach insgesamt drei Zwischenschritten der Marktöffnung wurden mit dem dritten Energie-Binnenmarktpaket im Jahr 2009 die grundsätzlichen Strukturen des EU-Binnenmarkts für Strom (wie auch für den im Folgenden nicht weiter behandelten Bereich Erdgas) geschaffen. Über eine Reihe von weiteren Reformmaßnahmen wurden bis 2019 die derzeit geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen für den Strombinnenmarkt geschaffen (EU, 2019c; EU, 2019b; EU, 2011 und EU 2019a).

56. Die zentralen Elemente der Liberalisierung sind erstens die Entflechtung des Netzgeschäftes von Erzeugungs- und Vermarktungsaktivitäten, zweitens die Schaffung unabhängiger Regulierungsbehörden, drittens die Schaffung europäischer Institutionen zur Koordination der Strommarktintegration sowie der Netzentwicklung, des Netzbetriebes und der Versorgungssicherheit (ACER, Entso-E etc.), viertens Regelungen zur Ausgestaltung der Netzausbauplanung sowie fünftens die vollständige Öffnung der Endkundenmärkte für den Wettbewerb und die freie Preisbildung.

57. Die Entflechtung der Netzaktivitäten sowohl auf der Übertragungs- wie auch auf der Verteilnetzebene bildet eine zentrale Voraussetzung für das europäische Liberalisierungsmodell. Die Entflechtungsvorgaben reichen bis hin zur eigentumsrechtlichen Entflechtung, haben jedoch für Übertragungs- und Verteilnetze eine unterschiedliche Eingriffsintensität (Art. 35 bis 39 sowie 43 bis 45 Strom-Binnenmarkt-RL); bei Verteilnetzbetreibern auch abhängig von der Größe (für Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden können einzelne Erleichterungen bei den Entflechtungsregelungen erfolgen).

58. Mit der Strommarktliberalisierung in der Europäischen Union haben sich die meisten EU-Staaten für ein dezentrales Liberalisierungsmodell entschieden, in dem der Ausgleich zwischen Stromeinspeisung und -abgabe dezentralen Bilanzkreisverantwortlichen übertragen wird (Art. 5 Strom-Binnenmarkt-VO).

59. Eine zentrale Rolle in der europäischen Koordination des Strom-Binnenmarktes kommt der Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (ACER) zu. Diese Agentur bereitet die für technische Umsetzung des Strommarkts und des Netzbetriebs und damit in vielen Einzelfragen des Strommarktdesigns hoch relevanten Netzkodizes¹ vor und spielt auch eine zentrale Rolle mit Blick auf die Überprüfung der Gebotszonen (Art. 14 Strombinnenmarkt-VO bzw. Art 5 (7) ACER-VO).

60. Neu geschaffen wurden in Ergänzung zum Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Entso-E) mit dem Binnenmarktpaket von 2019 auch die regionalen Koordinationszentren, in deren Aufgabenbereich vor allem die Vielzahl der methodischen, Analyse- und Bewertungsfragen mit Blick auf Netze und Versorgungssicherheit fällt (Art. 37 bis 46 Strom-Binnenmarkt-VO).

61. Die Strom-Binnenmarkt-VO enthält zudem eine Reihe sehr detaillierter Vorgaben für die Kapazitätsvergabe bei Netzengpässen (Art. 16 Strom-Binnenmarkt-VO), wobei insbesondere auf die Vorgabe von Mindestwerten für die verfügbaren Übertragungskapazitäten des gebotszonenübergreifenden Handels auf 70% hinzuweisen ist (Art 16 (8) Strom-Binnenmarkt-VO), die bis Ende 2025 zu erreichen ist (Art. 15 (2) Strom-Binnenmarkt-VO).

62. Neben Vorschriften für die Grundprinzipien der Netzzugangs, Netznutzungs- und Netzausbauentgelte (Art 18 Strom-Binnenmarkt-VO) sowie die Engpasserlöse (Art 18 Strom-Binnenmarkt-VO) enthält die Binnenmarktverordnung auch detaillierte Vorschriften zur Zulässigkeit sowie zur Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen (Art. 21 bis 26 Strom-Binnenmarkt-VO). Dazu gehören neben methodischen Vorgaben für die Bewertung der System- und Versorgungssicherheit vor allem die Berücksichtigung grenzüberschreitender Effekte sowie die grenzüberschreitende

¹ Für das Marktdesign sind hier vor allem die Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (EC, 2015), die Leitlinie über dem Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EC, 2017) sowie die Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (EC, 2016) von besonderer Bedeutung

Beteiligung von Kapazitäten, die zeitliche Befristung, die wettbewerbliche Vergabe, die Beteiligung von Laststeuerung und Energiespeichern sowie ökologische Mindeststandards.

63. Nach den Vorschriften der Strom-Binnenmarktrichtlinie (Art. 51 Strom-Binnenmarkt-RL) müssen die Übertragungsnetzbetreiber in einem zweijährigen Turnus zehnjährige Netzentwicklungspläne vorlegen, die sich auf die jeweils plausiblen Projektionen zu Angebot und Nachfrage stützen, umfangreich konsultiert werden müssen und konsistent zu den EU-weiten Netzentwicklungsplänen sein müssen. Diese müssen entsprechend der Strom-Binnenmarktverordnung (Art. 48 Strom-Binnenmarkt-VO) ebenfalls alle zwei Jahre mit einer Vorschau von 10 Jahren durch die Entso-E erstellt werden (TYNDP – Ten-Years Network Development Plan). Neben dieser Koordination des Netzausbaus hat die Europäischen Union mit der Verordnung zu den transeuropäischen Energienetzen Festlegungen zu vorrangigen transeuropäischen Energieinfrastrukturkorridoren und -gebiete getroffen (EU, 2020).

64. Die Strom-Binnenmarktrichtlinie trifft schließlich weitgehende Vorgaben zur Stärkung der Verbraucher hinsichtlich des Lieferantenwechsels, aber auch zur Teilnahme am Strommarkt, sei es über Bürgerenergiegemeinschaften (Art. 16), Aggregation (Art. 17), Information (Art. 18) oder intelligente Messsysteme (Art. 19 bis 21). Bezüglich der Preisbildung ist insbesondere darauf hinzuweisen, dass die EU-Binnenmarktrichtlinie die Vorgabe trifft, dass in den Strompreisen das tatsächliche Angebot und die tatsächliche Nachfrage zum Ausdruck kommt (Art. 3 (2) Strom-Binnenmarkt-RL).

65. Zusammenfassend resultieren aus dem rechtlichen Rahmen für den Strombinnenmarkt strikte Vorgaben für die Ausgestaltung vieler Elemente des Strommarktdesigns. Auf einer übergeordneten Ebene betrifft dies vor allem eine sehr klare Rollenzuweisung (und -begrenzung) der unterschiedlichen Strommarktakteure, ein sehr hohes Maß an Transparenz in allen Bereichen, den Abbau grenzüberschreitender Handelshemmnisse, den Netzausbau und die effiziente Netzbewirtschaftung, den Vorrang wettbewerblicher Mechanismen und freier Preisbildung, die Wahl- und Wechselfreiheit der Stromverbraucher sowie die größtmögliche Einbeziehung der Verbraucher in alle Strommarktfunktionen.

3.2. Beihilferegeln der Europäischen Union

66. Der europäische Binnenmarkt ist ein zentraler Pfeiler der europäischen Union. Um den freien Wettbewerb von Technologien und Unternehmen zu gewährleisten bzw. Wettbewerbsverfälschungen zu verhindern, enthalten die europäischen Verträge zunächst ein grundsätzliches Verbot staatlicher Subventionen (Beihilfen). Einzelne, in der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) definierte Bereiche sind von diesem Beihilfeverbot ausgenommen. Für den Strommarkt relevante Bereiche sind hier jedoch nicht beinhaltet, so dass solche Beihilfen grundsätzlich bei der Kommission notifiziert und genehmigt werden müssen. Für diese Genehmigungen

hat die Europäische Kommission eine Verwaltungsvorschrift (Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen – KUEBLL und EC, 2022a) erlassen, an der sich ihre Entscheidungen grundsätzlich orientieren, die jedoch auch gewisse Freiheitsgrade lässt. Neben den KUEBLL sind für ausgewählte Bereiche auch weitere Beihilfeleitlinien erlassen worden, zum Beispiel für die Kompensation der über die Strommärkte vermittelten (indirekten) CO₂-Kosten des EU ETS für stromintensive Industrien (EC, 2020).

67. Im Rahmen der aktuellen Energiekrise wurden die beihilferechtlichen Vorschriften im Rahmen des Temporary Crisis Frameworks (TCF) bis Ende 2023 gelockert (EC, 2022d). Danach soll die Genehmigung neuer Beihilfen jedoch wieder allein auf die KUEBLL abstellen. Gleichwohl wird derzeit auch eine Veränderung der Beihilferegelungen diskutiert, die Europäische Kommission hat dazu einen Meinungsbildungsprozess mit den Mitgliedstaaten eingeleitet.

68. Die Beihilfemaßnahmen der Mitgliedstaaten werden notifiziert und von der Kommission oft mit Auflagen genehmigt, die dann wiederum zu Anpassungsbedarfen bei den entsprechenden Instrumenten führen.

69. Mit Blick auf die für das Strommarktdesign relevanten Themenfelder enthalten die KUEBLL Vorgaben in ganz verschiedenen Bereichen:

- Beihilfen für die Förderung erneuerbarer Energien und von Energieeffizienz (Kap. 4.1 KUEBLL);
- Beihilfen in Form von Steuern oder steuerähnlichen Abgaben;
- Beihilfen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit;
- Beihilfen für Infrastruktur;
- Beihilfen für die Ermäßigung von Stromabgaben für energieintensive Unternehmen

70. Auf grundsätzlicher Ebene erfordern die KUEBLL einen Nachweis der Fördernotwendigkeit entweder auf Programmebene (für Fördergesetze oder -Richtlinien) oder Projektebene (für Einzelförderungen von Unternehmen). Bei umfassenden Fördergesetzen (EEG, KWKG, Kapazitätsinstrumente) sollen Beihilfen durch Ausschreibungen vergeben werden (RNr. 49 und 50 KUEBLL). Diese Ausschreibungen können unter bestimmten Voraussetzungen jedoch für bestimmte Technologien oder Unternehmen getrennt durchgeführt werden (vgl. z.B. RNr. 104 bis 106 KUEBLL). Die Vergabe über andere, z.B. Direktvergabeverfahren ist zwar grundsätzlich möglich, bedarf aber einer fundierten Begründung (vgl. z.B. RNr 107 KUEBLL). Eine Ausnahme bei Ausschreibungen ist auch für Ermäßigung von Steuern oder steuerähnlichen Abgaben möglich (vgl. z.B. RNr. 109 und 302 KUEBLL).

71. Im sehr spezifischen Bereich der Maßnahmen zur Absicherung der Stromversorgungssicherheit wird eine Reihe von Nachweisen und Begründungen gefordert, die von der Berücksichtigung der Beiträge erneuerbarer Energien und der Teilnahme von Nachfragesteuerung und Energiespeichern über die Verfügbarkeit und die Planungen von Netzinfrastrukturen bis hin zum Nachweis

führen, dass die Ziele nicht mit anderen Strommarkt-Maßnahmen erreicht werden können (RNr. 339 und 341 KUEBLL). Gleichzeitig müssen insbesondere für gasbasierte Stromerzeugungsanlagen belastbare Regelungen getroffen werden, dass sie der Erreichung der Klimaziele für 2030 und dem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 nicht entgegenstehen. Die Bandbreite dieser Regelungen reicht von verbindlichen Dekarbonisierungsplänen (mit mehreren Etappenzielen) bis zu verbindlichen Stilllegungszusagen (RNr. 129 KUEBLL).

72. Schließlich sehen die KUEBLL vor, dass die zur Absicherung gegen negative Marktentwicklungen eingeführten Instrumente durch Beschränkungen der Förderung oder Rückzahlungen für den Fall positiverer Marktentwicklungen ergänzt werden müssen (RNr. 90 KUEBLL). Die Kommission hat von dieser Regelung beispielsweise bei der Genehmigung des EEG 2023 Gebrauch gemacht und verpflichtende (Über-)Gewinnabführungen für Anlagen vorgeschrieben, die ab Juli 2024 in Ausschreibungen erforderlich sind (RNr. 31 und EC, 2022b).

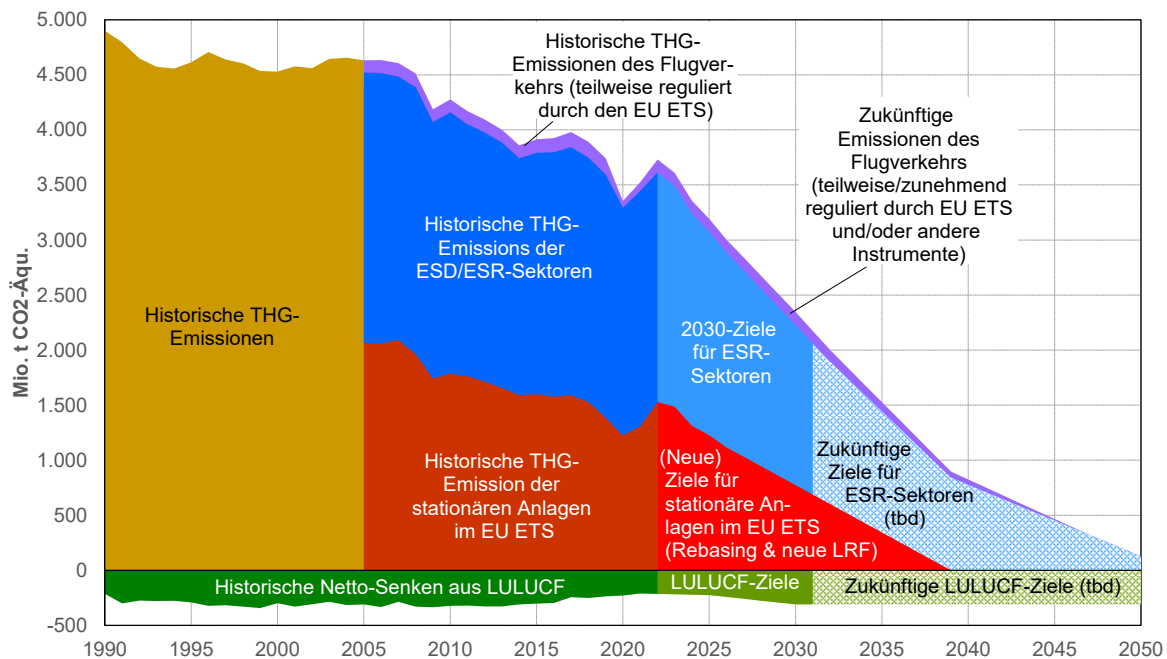
3.3. EU-Emissionshandel als zentraler klimapolitischer Rahmen

73. Die CO₂-Bepreisung bildet ein zentrales Instrument für den Übergang zur Klimaneutralität. Für die Transformation des Stromsystems ist dabei zunächst das 2005 eingeführte Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) von herausragender Bedeutung. Der EU ETS reguliert nahezu vollständig die Stromerzeugung und große Teile der emissionsintensiven Industrien.

74. Nach einer Vielzahl von Reformen bildet der EU ETS ein hoch wirksames Instrument zur Verdrängung emissionsintensiver Kraftwerke und zur deutlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit für regenerative Stromerzeugungsoptionen.

75. Die Anpassung der Gesamtzahl (Cap) der verfügbaren Emissionsberechtigungen des Systems (CO₂-Zertifikate) an die aktuellen Treibhausgas-Emissionsminderungsziele sowie der Übergang zur Komplettversteigerung der CO₂-Zertifikate für den Stromsektor bilden entscheidende Determinanten für den Stromsektor.

Abbildung 3: Der EU ETS im Gesamtbild der EU-Klimaschutzarchitektur, 2005-2050



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

76. Mit den im Dezember 2022 abgeschlossenen Trilogverhandlungen zwischen dem Europäischen Parlament, dem Europäischen Rat und der Europäischen Kommission zur Novellierung des EU ETS (ER, 2022) wurde die Cap des EU ETS deutlich abgesenkt (Anpassungen der sog. Linearen Reduktionsfaktoren sowie Einmalabsenkungen der Cap, sog. Rebasing). Die Abbildung 3 verdeutlicht, dass im Jahr 2038 letztmalig und in geringen Mengen CO₂-Zertifikate in den Markt gebracht werden, für das Jahr ergibt sich aus der Perspektive der Cap die Vorgabe einer vollständigen Dekarbonisierung. Auch wenn über die sog. Marktstabilitätsreserve (MSR) nach 2030 noch CO₂-Zertifikate (im überschaubaren Umfang von wenigen Hundert Millionen CO₂-Zertifikaten) in den Markt zurückgebracht werden könnten, wird sich für den Stromsektor noch deutlich vor 2038 die Notwendigkeit der Klimaneutralität ergeben, da für den Bereich der CO₂-intensiven Industrien ein etwas langsamerer Umstellungsprozess erwartet werden muss – für den angesichts der großen Rolle von Elektrifizierungslösungen die Umstellung des Stromsystems auch eine zentrale Voraussetzung bildet. Mit der Reform des EU ETS ist auch die Einführung eines Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM) vorgesehen, der zu einem beschleunigten Abschmelzen der kostenlosen Zuteilung von CO₂-Zertifikaten für Industrieanlagen führt und die Anreize zur Emissionsminderung dort und damit absehbar auch den industriellen Stromverbrauch nochmals deutlich erhöhen wird.

77. Neben der Reform des EU ETS ist mit der aktuellen Novelle auch ein zweites Emissionshandelssystem (ETS-2) für den Straßenverkehr sowie Gebäude und viele der nicht vom EU ETS erfassten Industriesektoren vorgesehen. Auch wenn die endgültige Einführung des ETS-2 unter

dem Vorbehalt einer weiteren Überprüfung steht, wird mit dem ETS-2 ein weiteres Instrument der CO₂-Bepreisung geschaffen, das dem Regelungsrahmen des in Deutschland eingeführten Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) sehr weitgehend entspricht bzw. in das BEHG relativ reibungsarm überführt werden könnte. Die Bedeutung des ETS-2 für das Strommarktdesign ergibt sich vor allem aus der Tatsache, dass mit der Ausweitung der CO₂-Bepreisung die Anreize zur Substitution von fossilen Brennstoffen u.a. durch Strom oder (strombasierten) Wasserstoff deutlich steigen werden. Dies gilt allerdings nur unter Maßgabe der Annahme, dass im Zuge der Einführung des ETS-2 nicht die bisher existierenden Energiesteuern abgesenkt werden.

78. Die Verstärkung bzw. Erweiterung der CO₂-Bepreisung wird allerdings zu Herausforderungen in den Bereichen Verteilungsgerechtigkeit und Wettbewerbsfähigkeit führen. Deswegen bildet die Einführung des Klimasozialfonds auf europäischer Ebene (ER, 2022) sowie die Etablierung weiterer Kompensationsmaßnahmen (zur ggf. teilweisen Rückverteilung des Aufkommens aus der CO₂-Bepreisung) auf deutscher und europäischer Ebene ein Handlungsfeld von herausragender Bedeutung. Mit Blick auf den Strommarkt und die Wettbewerbseffekte für die stromintensive Industrie bildet die Kompensation der indirekten CO₂-Kosten (Strompreiskompensation – SPK) ein sehr wirkmächtiges Instrument (vgl. Kapitel 7).

79. Schließlich weist die Expertenkommission darauf hin, dass die Erhaltung des EU ETS sowie die erfolgreiche Einführung des ETS-2 auch unter den Rahmenbedingungen der aktuellen und möglicherweise kommender Energiemarktturbulenzen eine herausragende Rahmenbedingung für das Strommarktdesign ist und bleiben wird.

3.4. Digitalisierung

80. Die Digitalisierung verändert fortwährend alle wirtschaftlichen und technischen Prozesse, so auch in der Energiewirtschaft. Es lassen sich hierbei jedoch Bereiche ausmachen, in denen eine Digitalisierung die zentrale Voraussetzung für die Umsetzung der anstehenden Transformation darstellt. Diese Bereiche betreffen vor allem die Energieinfrastrukturen und die Koordination des Einsatzes einer großen Zahl von Anlagen und Komponenten in den Bereichen Erzeugung, Nachfrageflexibilität und Energiespeicherung, auch über Sektorengrenzen hinweg. Die informations- und kommunikationstechnische Aufrüstung der Energieinfrastrukturen und der Aufbau entsprechender Prozesse hin zu einem cyber-physikalischen System wird oft unter dem Begriff Smart Grids diskutiert und ist eine wichtige Grundlage, um den notwendigen massiven Ausbau variabler erneuerbarer Energieerzeugung effizient zu ermöglichen. So werden digitale Infrastrukturen und spezialisierte Plattformen beispielsweise benötigt, um Weiterentwicklungen energiewirtschaftlicher Prozesse, wie der Redispatch 3.0, welches potentiell Millionen von Anlagen integrieren könnte, überhaupt erst möglich zu machen. Auch dynamische Tarife oder andere Formen von dynamischen Anreizsignalen für Flexibilitätseinheiten sowie die automatisierte Reaktion auf solche Signale sind nur mit digitalisierten Prozessen und Geräten umsetzbar.

81. Ein intelligentes Netz, also ein Energienetz, in dem alle relevanten Elemente über die Möglichkeit verfügen, Daten über den eigenen Zustand zu senden oder solche über den Systemzustand zu empfangen und zu verarbeiten, stellt das wesentliche Bindeglied zwischen Erzeugungsanlagen, Speichern und Verbrauchseinrichtungen von Energie dar und erlaubt eine Orchestrierung der Energieflüsse. Digitalisierung meint hier, dass bislang passive Netzbetriebsmittel und weitere Systemkomponenten mit Sensorik, Datenverarbeitung und Aktorik ausgestattet und miteinander vernetzt werden. Damit werden die physischen Netze digital abbildbar, was eine differenziertere Netzführung ermöglicht. Mit der verfügbaren besseren Datenlage ist auch eine Neugestaltung von Betriebsprozessen möglich. Hierfür müssen die Rahmenbedingungen der Datennutzung rechtlich so gestaltet werden, dass eine angemessene Datenverarbeitung unter Wahrung der berechtigten Datenschutzbedürfnisse möglich ist.

82. Für die Umsetzung einer flächendeckenden Digitalisierung stellt die Anreizregulierung, die die zulässigen Netzkosten definiert, eine wichtige Rahmenbedingung dar. IT-Lösungen basieren naturgemäß auf Softwareanwendungen, die z.B. in Form von Cloudanwendungen den Betriebskostenanteil an den Gesamtkosten des Netzbetriebs steigern können. Auch der im Rahmen von Smart Grid-Konzepten denkbare Zugriff auf Flexibilitätseinheiten durch den Netzbetreiber bringt potentiell höhere Betriebskosten mit sich, ermöglicht aber gleichzeitig Einsparungen bei den Investitionskosten (durch die Verminderung von Netzausbaubedarfen). In der aktuellen Ausgestaltung der Anreizregulierung besteht jedoch ein Unterschied bei der Anrechnungsfähigkeit von Betriebsausgaben (OPEX) und Investitionsausgaben (CAPEX). Letztere können direkt im Basisjahr mit einer festgelegten Eigenkapitalverzinsung als Kosten anerkannt werden. OPEX-Kosten, die nach dem Basisjahr anfallen, können hingegen nicht in der laufenden, sondern erst in der darauffolgenden Regulierungsperiode geltend gemacht werden und sind dadurch nicht ohne Zeitverzug anerkennungsfähig. Smart Grid-Konzepte, die auf den effizienteren Systembetrieb zur Reduktion von Netzausbaubedarfen abzielen und mit relevanten Betriebskosten verbunden sind, könnten durch diese Mechanismen der Anreizregulierung ggf. weniger attraktiv sein als Investitionsausgaben, obwohl sie die insgesamt kosteneffizienteste Lösung darstellen könnten.

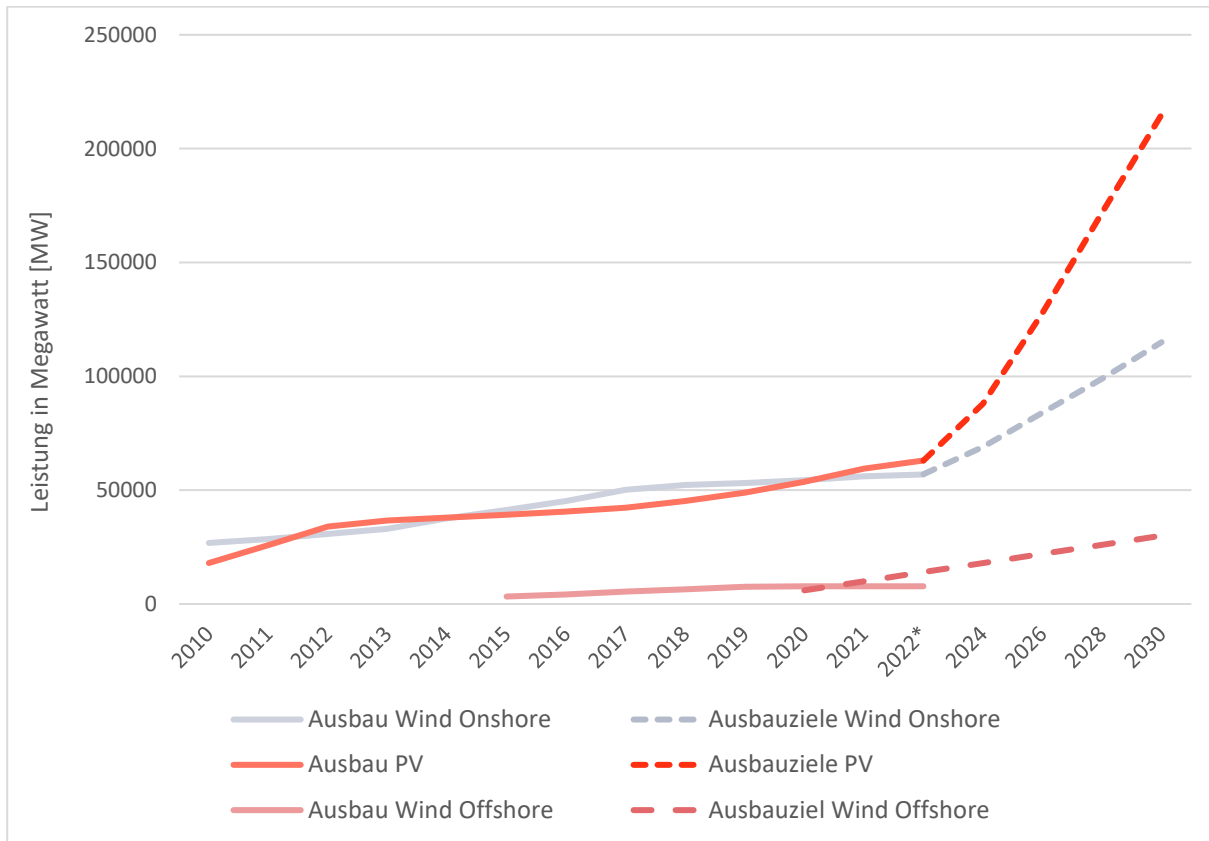
83. Die Digitalisierung der Energieinfrastrukturen in Deutschland findet auf unterschiedlichen Ebenen statt. Während der Betrieb der Transportinfrastrukturen wie des Stromübertragungsnetzes bereits umfassend automatisiert ist, werden weite Teile der Verteilnetze erst nach und nach mit Informations- und Kommunikationstechnik ausgestattet. Bei den Netzanschlusspunkten schließlich ist bisher nur ein kleiner Teil der Messstellen mit <100 MWh Jahresstromverbrauch mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet. Das Ausrollen von intelligenten Messsystemen ist in Deutschland seit vielen Jahren in Diskussion. Zunächst mussten Anbieter von Smart Meter Gateways (SMGW), also der zentralen Kommunikationseinheit, welche Messdaten von Zählern empfängt, speichert und diese für Marktakteure aufbereitet, die Einhaltung der vorgeschriebenen Sicherheitsanforderungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) im Rahmen einer Zertifizierung nachweisen. Nachdem diese Zertifizierung für mindestens drei voneinander unabhängige Unternehmen vorlag, wurden Messstellenbetreiber per Allgemeinverfügung

zum Einbau der intelligenten Messsysteme verpflichtet (BSI, 2020). Diese Allgemeinverfügung wurde in Folge von Klagen mehrerer Unternehmen gegen den Rollout wieder aufgehoben und eine Übergangsregelung geschaffen, die den Einbau der intelligenten Messsysteme weiterhin ermöglicht. Zur rechtlichen Absicherung und Klärung der aktuell bestehenden Unsicherheit hat das Bundeskabinett am 11. Januar 2023 das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende beschlossen (BuReg, 2023c), welches nun durch den Bundestag verabschiedet werden soll. Dieses ermöglicht einen agilen Rollout, also den freiwilligen sofortigen Einbau von Smart Metern in den meisten Einbaufällen. Darüber hinaus schreibt es Messstellenbetreibern vor, dass sie bis spätestens 2025 mit dem Rollout beginnen müssen und je nach Einbaufall bis 2030 bzw. 2032 95% aller Messstellen mit intelligenten Messsystemen ausgestattet sein müssen. Außerdem müssen alle Stromversorger ab 2025 ihren Kund:innen dynamische Stromtarife anbieten.

3.5. Vereinfachung und Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren

84. Als wesentlichen Baustein zum Erreichen der Klimaschutzziele 2030 sieht die Bundesregierung einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 von 80% vor (vgl. §1 EEG, 2023). Das bedeutet fast eine Verdoppelung des Anteils am Gesamtstromverbrauch. Denn bis zum Ende dieses Jahrzehnts wird die Stromproduktion von 600 Terawatt auf 800 Terawatt steigen – für mehr elektrifizierte Industrieprozesse, Wärme und Elektromobilität. Bis zu 600 Terawattstunden (TWh) Strom sollen bis 2030 jährlich aus erneuerbaren Energien erzeugt werden, in 2021 waren es etwa 220 TWh, wobei der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 40% betrug (BNetzA/BKartA, 2022). Mit der Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG, 2023) liegen Zielgrößen vor, die das Erreichen des 80%-Ziels ermöglichen (vgl. Abbildung 4). Fraglich bleibt jedoch, ob mit dem EEG 2023 allein die erforderlichen Rahmenbedingungen gesetzt wurden, um diese Zielwerte auch in der Realität zu erreichen.

Abbildung 4: Historischer Ausbau von Windenergieanlagen an Land und auf See und von solarer Strahlungsenergie (PV) sowie Ausbauziele nach EEG/WindSeeG



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA/BKartA (2023).

85. Bis jetzt wird insbesondere der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Energieinfrastruktur durch komplexe und langwierige Planungs- und Genehmigungsverfahren ausgebremst. Dadurch und durch die damit verbundene Unsicherheit droht eine deutliche Verzögerung der Ausbauziele und damit der Erreichung der Klimaschutzziele 2030. Die größten Herausforderungen für die Zielerreichung bestehen aus heutiger Sicht beim Ausbau von Windenergieanlagen an Land. Entscheidend für die Wiederbelebung des Marktes ist die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und die Beseitigung von Hürden. Konflikte bestehen vor allem mit dem Natur- und Artenschutz sowie mit der Flugsicherheit. Zudem haben sich Klagen und Widersprüche gegen Genehmigungen zu einem ernststen Problem für die Branche entwickelt (FA Wind, 2022). Aktuelle Maßnahmen zur Vereinfachung und Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren insbesondere für den Ausbau der erneuerbaren Energien sind unter anderem:

86. **Überragendes öffentliches Interesse:** So wurde die besondere Bedeutung der erneuerbaren Energien im EEG 2023 § 2 wie folgt festgeschrieben: „Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen sowie den dazugehörigen Nebenanlagen liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit. Bis die Stromerzeugung im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist, sollen die erneuerbaren Energien als vorrangiger Belang in die jeweils

durchzuführenden Schutzgüterabwägungen eingebracht werden. [...]“ Damit haben sie bei Abwägungsentscheidungen künftig Vorrang vor anderen Interessen. Somit kann das Tempo von Planungs- und Genehmigungsverfahren deutlich erhöht werden (BuReg, 2022).

87. Einfachere Realisierung von Bürgerenergiegesellschaften: Um die lokale Akzeptanz und Verankerung der Energiewende zu stärken, werden Wind- und Solarprojekte von Bürgerenergiegesellschaften ab 2023 von den Ausschreibungen ausgenommen und können dadurch unbürokratischer realisiert werden. Bürgerenergieprojekte erhalten auch ohne Ausschreibung eine Vergütung.

88. Weitere Regelungen im Rahmen des EEG 2023: Auch eine höhere Vergütung für Solaranlagen und eine bessere finanzielle Beteiligung der Kommunen bei Windenergie sollen den EE-Ausbau beschleunigen. Die finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau der Erneuerbaren soll die Akzeptanz vor Ort weiter stärken und in Zukunft zum Regelfall werden.

89. Verbindliche Flächenziele für Bundesländer: Zudem sorgt die Bundesregierung mit dem am 1. Februar 2023 in Kraft getretenen Wind-an-Land-Gesetz dafür, dass die für Windkraftanlagen zur Verfügung stehenden Flächen ausgeweitet und die Genehmigungsverfahren beschleunigt werden. Bis Ende 2032 müssen die Länder zwei Prozent der Bundesfläche für die Windenergie ausweisen. Bis 2027 sollen 1,4 Prozent der Flächen für Windenergie bereitstehen. Repowering-Maßnahmen am selben Standort sind vorzuziehen. Das Gesetz enthält daher auch eine Neukonzeption der Länderöffnungsklausel für landesrechtliche Mindestabstandsregelungen. Die Bundesländer dürfen somit zwar weiterhin über Mindestabstände entscheiden, müssen aber sicherstellen, dass sie ihre Flächenziele aus dem Windenergieflächenbedarfsgesetz erreichen und so ihren Beitrag zum Ausbau der Windenergie leisten. Erreichen sie ihr Flächenziel nicht, treten die landesspezifischen Abstandsregeln außer Kraft (BuReg, 2023a).

90. Mehr Flächen für PV: Die Flächenkulisse für Freiflächenanlagen wird maßvoll erweitert. Zu Konversionsflächen und verbreiterten Seitenrandstreifen neben Straßen und Bahngleisen kommen neue Kategorien wie Agri-PV, Floating-PV und Moor-PV hinzu. Dabei werden landwirtschaftliche und naturschutzverträgliche Aspekte berücksichtigt (BMWK, 2022a).

91. Schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren in Vorranggebieten: Das Bundeskabinett hat am 30. Januar 2023 eine weitere Änderung des Raumordnungsgesetzes und anderer Vorschriften beschlossen, welche die am 22.12.2022 in Kraft getretenen EU-Verordnung für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und Netze (EU 2022/2577) umsetzt. Die Verordnung erlaubt es den Mitgliedstaaten, bei Genehmigungsverfahren für Erneuerbare-Energien-Anlagen und für die erforderlichen Stromnetze auf eine Umweltverträglichkeitsprüfung und eine artenschutzrechtliche Prüfung zu verzichten, wenn der Bau in für diesen Zweck ausgewiesenen Vorranggebieten stattfindet. Eine strategische Umweltprüfung bleibt weiterhin erforderlich (BuReg, 2023b).

92. Gesetz zur Beschleunigung von verwaltungsgerichtlichen Verfahren im Infrastrukturbereich: Mit dem Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung von verwaltungsgerichtlichen Verfahren im Infrastrukturbereich (BMJ, 2022) sollen die Verwaltungsgerichtsverfahren sowohl im einstweiligen Rechtsschutz als auch im Hauptsacheverfahren beschleunigt werden. In der Energiewirtschaft sind hiervon unter anderem alle planfeststellungspflichtigen Netzausbauvorhaben im Strom und Wärmenetz, Windenergieanlagen ab einer Höhe von 50 Metern, Kraftwerke mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 300 MW und Anlagen nach dem LNG-Beschleunigungsgesetz erfasst. An dem aktuellen Entwurf gibt es allerdings noch deutliche Kritik. Demnach blendet er die wahren Gründe für die erheblich zu lange Planungsdauer großer Infrastrukturprojekte aus, u.a. die unzureichende Personalausstattung der Planungsbehörden und die zu hohe Fluktuation sowie die unzureichende Personalausstattung der Gerichte. Außerdem wird erwartet, dass einige der neuen Regelungen anstatt zu einer Beschleunigung sogar zu einer weiteren Verzögerung der Verfahren führen würden (vgl. Bundestag, 2022).

93. Ob die aktuell geplanten oder kürzlich beschlossenen Regelungen zur Vereinfachung und Beschleunigung des Erneuerbaren-Ausbaus ausreichen, ist noch unklar. Daher ist ein Monitoring der weiteren Entwicklung, auch auf Basis belastbarer Frühindikatoren (zur Entwicklung der Genehmigungen etc.) beim Erneuerbaren-Ausbau von zentraler Bedeutung, um bei sich abzeichnender Zielverfehlung frühzeitig reagieren zu können.

94. Um robuste Wege zur Zielerreichung zu eröffnen, bedarf es neben den laufenden Aktivitäten auf den nationalen Ebenen verstärkt der Nutzung weiterer Optionen. Hierzu gilt es gemeinsam mit den europäischen Partnern Optionen zu schaffen, die es Regionen mit besonders günstigen Bedingungen und/oder vergleichsweise wenig Vorbehalten gegenüber Windenergie- und Photovoltaikfreiflächenanlagen ermöglichen, von einem wesentlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung zu profitieren. Hierfür bedarf es einer Weiterentwicklung des bestehenden Regelwerks: Finanzierungsmechanismen, Fördermechanismen und insbesondere die Anrechenbarkeit in den jeweiligen Mitgliedsstaaten sind zu klären. So sind beispielsweise grenzüberschreitende Ausschreibungen für die Förderung von erneuerbarem Strom bislang nur mit Ländern möglich, mit deren Stromnetz eine unmittelbare Verknüpfung besteht. Dies wirkt kontraproduktiv, auch weil keine Anrechnung auf den erneuerbaren Stromanteil desjenigen Landes erfolgt, das die Kosten der Förderung trägt (EWK, 2021).

95. Schließlich sei darauf hingewiesen, dass sich die bisher ergriffenen Erleichterungen im Bereich von Planungen und Genehmigungen vor allem auf die Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien sowie teilweise auf den Übertragungsnetzausbau beziehen. Gerade die umfassende Beschleunigung des Netzausbaus durch Beschleunigung und Vereinfachung von Planungs- und Genehmigungsverfahren, auch im Bereich der Verteilnetze, gehört zu den zentralen Ermöglichungsfaktoren einer schnelleren Transformation des Stromsystems in Richtung erneuerbarer Energien (vgl. Kapitel 3.7).

3.6. Zertifizierung von klimafreundlichen Energieträgern

96. Die Transformation der Volkswirtschaft und des Energiesystems zur Klimaneutralität basiert im Kern neben einer deutlichen Verstärkung der Energie- und Ressourceneffizienz auf dem Ersatz fossiler durch klimaneutrale Energieträger. Dabei entsteht die Herausforderung, dass bei vielen Sekundärenergieträgern die Eigenschaft der Klimaneutralität, d.h. die Bereitstellung auf Basis von nicht-fossilen Energieträgern bzw. die Umwandlung mit Prozessen, bei denen die Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre vermieden wird, nicht ohne weiteres identifiziert werden kann. Gerade für Übergangsprozesse von einem (teil-) fossilen zu einem klimaneutralen Energiesystem muss die Eigenschaft der Klimaneutralität sichtbar gemacht werden. Daher kommt der Zertifizierung von klimafreundlichen Energieträgern eine herausragende Rolle zu. Solche Zertifizierungen spielen einerseits eine entscheidende Rolle für die zielgerichtete und anreizkompatible Ausgestaltung politischer Instrumente, andererseits können sie für Beschaffungsentscheidungen von Abnehmern im privaten Bereich wie auch in der Wirtschaft oder für Finanzmarktakteure eine wichtige Rolle spielen. Auch für internationale Kooperations- und Kompensationsmechanismen eröffnen sich durch ein transparentes und international einheitliches System zur Erfassung des CO₂-Gehalts von Produkten und Dienstleistungen neue Chancen (vgl. EWK, 2020, sowie Mehling et al., 2018).

97. Auch wenn sich die Analysen im Folgenden ausschließlich auf erneuerbare oder (weitgehend) klimaneutrale Energien beschränken, sei darauf hingewiesen, dass Zertifizierungen auch in anderen Bereichen eine zentrale Rolle spielen. Beispiele hierfür sind die Zertifizierung von nachhaltiger Biomasse oder von grünen Grundstoffen (grüner Stahl, grüner Zement).

98. Zertifizierungen können für die Transformation die ihnen zugedachte Rolle nur ausfüllen, wenn einerseits belastbare methodische Grundlagen verfügbar sind und andererseits technische Infrastrukturen zur Ausgabe und Weiterverfolgung von Zertifikaten existieren. Bezüglich der methodischen Grundlagen existieren verschiedene Ansätze. Einerseits können Zertifizierungen vor allem auf die zugrunde liegenden Energieträger abzielen (dieser Ansatz wird vor allem bezüglich regenerativer Energieträger verfolgt), andererseits können sie vor allem auf den CO₂-Gehalt der Energieträger abstellen. Für den letztgenannten Fall ist eine Vielzahl von teilweise sehr komplexen methodischen Festlegungen (Systemgrenzen, Aufkommensmixe, Vorkettenemissionen etc.) zu treffen. Dennoch sieht es die Expertenkommission als zentral an, dass bei Zertifizierungsstandards der CO₂-Fußabdruck ein maßgeblicher Bewertungsmaßstab ist (vgl. auch EWK, 2021).

99. Im Kontext des Strommarktdesigns sind Zertifizierungsfragen vor allem mit Blick auf Strom und Wasserstoff von besonderer Bedeutung. Auf Ebene der regulatorischen Grundlagen am weitesten fortgeschritten ist die Zertifizierung von regenerativen oder aus erneuerbaren Energien hergestellten Energieträgern. Mit der aktuell gültigen Fassung der Erneuerbaren Energien-Richtlinie (EU 2018) sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, für alle Energieträger aus erneuerbaren Energien Herkunftsnachweise auszustellen (Art. 19 RED II)

100. Mit dem alleinigen Fokus auf die Herkunft aus erneuerbaren Energien sind die methodischen Fragen für Strom relativ unkompliziert. Die technischen Infrastrukturen wurden aufgebaut, Herkunftsnachweise für grünen Strom sind in Europa umfassend verfügbar und können auf Basis der in den jeweiligen Mitgliedstaaten bestehenden Regelungen genutzt werden (vgl. hierzu beispielsweise (UBA, 2019 und AIB, 2019)). Die europäischen Herkunftsnachweise (Guarantees of Origin – GO) dienen dabei vor allem der Verhinderung der Doppelvermarktung der Grünstromgemeinschaft, der Stromkennzeichnung, der Herstellung von Transparenz auf dem Ökostrommarkt, aber auch dem von physischen Stromlieferungen unabhängigen Handel mit der Grünstromeigenschaft. Hier entwickeln sich europaweite Handelsplätze (Epex Spot, 2021) und sind zunehmend liquide Märkte absehbar.

101. Die Zertifizierung über Herkunftsnachweise für Strom bezieht sich jedoch allein auf die Herkunft des Stroms aus regenerativer Erzeugung, andere Eigenschaften wie Zusätzlichkeit der erneuerbaren Stromerzeugung können nur aufgrund von Zusatzinformationen wie Inbetriebnahmejahr der erzeugenden Anlage oder der Inanspruchnahme von Förderungen abgeleitet werden, die auf den Herkunftsnachweisen ausgewiesen werden. Auch vor diesem Hintergrund ist vor allem mit Blick auf die Endkundenmärkte eine unübersichtliche Vielfalt unterschiedlicher Grünstromprodukte entstanden.

102. Eine deutlich komplexere bzw. unbefriedigendere Situation ergibt sich mit Blick auf die Zertifizierung von Wasserstoff. Im Unterschied zur Erzeugung von Strom, der eindeutig bestimmten Anlagen zugeordnet werden kann, sind für den Fall der Wasserstoffherzeugung mit Strombezug über öffentliche Netze komplexere Sachverhalte zu berücksichtigen. Hier liegen umfassend anwendbare und rechtlich hinreichend verbindliche methodische Grundlagen bisher nicht vor bzw. befinden sich (mit erheblichen Verzögerungen) erst in der Schlussphase der Rechtssetzungsverfahren (vgl. EC, 2023c; EC, 2023b; EC, 2023a). Vor allem beziehen sie sich zunächst nur auf im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe, auch wenn eine Ausweitung auf andere Sektoren im Zuge der Novelle der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED III) erwartet werden kann. Die bisherigen Aktivitäten zur Zertifizierung von Wasserstoff (und Wasserstoffderivaten) bezieht sich jedoch allein auf den auf regenerativer Basis hergestellten Wasserstoff und beinhaltet noch keine Angaben zur CO₂-Last aus der Vorkette. Entsprechende Vorgaben und Nachweise sind bisher nur für kohlenstoffhaltige Wasserstoff-Derivate vorgesehen. Für nicht auf regenerativer Basis, aber weitgehend klimaneutral hergestellten Wasserstoff existierenden bisher (ungeachtet einzelner privatwirtschaftlicher Ansätze) noch keine umfassenden bzw. hinreichend breit belastbaren Vorgaben bzw. ist deren Erarbeitung erst in den nächsten Jahren vorgesehen. Neben einer Beschleunigung dieser Prozesse ist auch die durchgängige Erweiterung der Zertifizierung auf die jeweils anzusetzende Treibhausgas-Last wichtig (EWK, 2020 und NWR, 2022).

103. Im Gegensatz zu Strom werden Wasserstoff und Wasserstoffderivate voraussichtlich bereits zu einem frühen Zeitpunkt auch in größeren Mengen aus Regionen jenseits der EU bezogen werden. Vor diesem Hintergrund kommt auch für den Hochlauf des Wasserstoffsegments in der

Stromwirtschaft der international harmonisierten Zertifizierung von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten eine herausragende Bedeutung zu. Diese befindet sich derzeit jedoch noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Zwar zielen die bisher vorliegenden EU-Regelungen schon auf die Anwendung auch außerhalb der EU ab, gleichwohl besteht bezüglich einer stärkeren Harmonisierung im internationalen Raum ein dringender Handlungsbedarf (NWR, 2022). Die technischen Infrastrukturen für die Ausgabe und Weiterverfolgung von Zertifikaten für Wasserstoff und Wasserstoff-Zertifikate sind weitgehend verfügbar und erprobt, so dass es hier vor allem darauf ankommen wird, die Ausweitung der bestehenden Systeme auf Wasserstoff frühzeitig und parallel zur Schaffung der methodischen Zertifizierungsgrundlagen zu initiieren.

104. Schließlich soll darauf hingewiesen werden, dass nicht nur die Zertifizierung, sondern auch eine intuitive, für Endkonsumenten leicht verständliche Kennzeichnung der Herkunft und des CO₂-Fußabdrucks von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten angestrebt werden sollte (EWK, 2020).

3.7. Koordinierter Ausbau der Netzinfrastrukturen

105. Für ein funktionierendes Energiesystem spielen die Netzinfrastrukturen eine zentrale Rolle. Diese liegt in der Verantwortlichkeit der Netzbetreiber, die als natürliche Monopole der Regulierung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) unterliegen. Zu den zentralen Aufgaben gehören neben dem sicheren Netzbetrieb auch die Wartung und Optimierung des Bestandsnetzes sowie der zusätzliche Netzausbau, um die Netzinfrastrukturen auf ein klimaneutrales Deutschland im Jahr 2045 auszurichten. Die absehbaren Entwicklungen der kommenden Jahre stellen den Ausbau und sicheren Betrieb der Netze vor große Herausforderungen. Die nachfolgenden Darstellungen beziehen sich vor allem auf die Transportinfrastrukturen, dies bedeutet jedoch nicht, dass im Bereich der Verteilnetzinfrastrukturen keine vergleichbaren Herausforderungen bewältigt werden müssen.²

Ausbau des Stromübertragungsnetzes

106. Im April 2019 wurde das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsaubaus (NABEG) novelliert, welches durch die deutliche Verkürzung der behördlichen Verfahren zu einem schnelleren Netzausbau führen soll. Die Auswertung des Netzausbaumonitorings im Rahmen der letzten Stellungnahme der Expertenkommission zeigte allerdings, dass sich die geplante Gesamtinbetriebnahme der gesetzlich vorgeschriebenen Leitungsvorhaben nach dem Energieleitungsaubaugesetz (EnLAG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) auch 2019 weiter verzögert hat (EWK, 2021).

² An dieser Stelle sei ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Trennung zwischen Transport- (Übertragungs-) Netzen und Verteilnetzen im Stromnetz deutlich klarer als im Bereich der Gasnetze. In den heutigen Erdgasnetzen, die für die Umnutzung zu Wasserstoffnetzen eine wichtige Rolle spielen, ein Teil der Transportaufgaben aus historischen Gründen im Bereich der Verteilnetze realisiert.

107. Im Rahmen einer Gesetzesänderung des BBPIG im Februar 2021, welche noch im Kontext des damaligen Ziels erfolgte, bis 2030 einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 65 Prozent zu erreichen, wurden insgesamt 35 neue Ausbauprojekte in den Bundesbedarfsplan aufgenommen und neun bisherige geändert. Eine weitere Anpassung des BBPIG mit weiteren 19 Ausbauprojekten erfolgte im Rahmen der Gesetzesänderungen durch das Osterpaket am 29.07.2022 (dabei wurde ein Vorhaben gestrichen und 17 bisherige geändert) (vgl. BMWK, 2022b).

108. Der geplante Netzausbau ist zwingend notwendig als Voraussetzung für das Gelingen des schnelleren Kohleausstiegs (Vorziehen von 2038 auf 2035 nach KVBG bzw. gemäß Koalitionsvertrag idealerweise sogar auf 2030) und des angestrebten Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung mit dem Ziel eines Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch von mindestens 80 Prozent bis 2030 (vgl. § 1 EEG 2023). Auch zum Erreichen der europäisch vorgeschriebenen Mindestkapazität von 70% der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten, die für den Stromhandel bis Ende 2025 zur Verfügung stehen muss, ist der Netzausbau eine zentrale Maßnahme im Aktionsplan Gebotszone (BMWK, 2020). Daher ist ein in die Zukunft gerichtetes Monitoring des Netzausbaufortschritts zentral, um Verzögerungen schnellstmöglich zu identifizieren und rechtzeitig weitere Maßnahmen ergreifen zu können. Stellt sich erst im Nachhinein heraus, dass Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus (z.B. im Rahmen des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes, NABEG) nicht ausreichend waren, hätte das weitreichende Folgen für das Erreichen der Klimaneutralität. Vor diesem Hintergrund ist zu begrüßen, dass das BMWK ein vorausschauendes Controlling beim Netzausbau für alle Leitungsvorhaben eingeführt hat, welches Beschleunigungspotentiale heben und rechtzeitig Maßnahmen ergreifen soll, um weitere Verzögerungen beim Netzausbau zu vermeiden. Inwieweit die bisherigen Regularien ausreichen, um die in der Vergangenheit aufgetretenen, massiven Verzögerungen beim Netzausbau (vgl. BNetzA, 2023) zu verhindern, muss zeitnah evaluiert werden.

Aufbau eines Wasserstoffnetzes

109. Neben Strom- und Gasnetzen müssen auch die Infrastrukturen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern (als „No-regret“ Maßnahme) frühzeitig angepasst und ausgebaut werden. Um der Industrie in den wichtigsten Industriestandorten Deutschlands die Umstellung auf grünen Wasserstoff als Energieträger und Grundstoff zu ermöglichen, ist zunächst der Ausbau der ersten Stufe eines Wasserstoff-Backbones dringend erforderlich.

110. Beim Aufbau der neuen Infrastrukturen sollte wo immer möglich angestrebt werden, bestehende Infrastruktur zu nutzen. Dies kann z. B. durch die Umwidmung nicht benötigter Leitungen des Gasnetzes zum Transport von Wasserstoff geschehen. So wird z. B. im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 ein Wasserstoffstartnetz mit 1294 km Länge für Deutschland vorgeschlagen, wovon alleine 88% durch Umstellung von bestehenden Gasleitungen erreicht werden sollen (vgl. FNB

Gas, 2021). Die Nutzung bestehender Kapazitäten ist aus Kostengründen geboten, erhöht aber auch die Akzeptanz des Aus- und Umbaus der Infrastruktur.

111. Der rasche Aufbau eines Wasserstoffnetzes wird derzeit zunächst durch unklare bzw. umstrittene Regulierungs- und Planungsgrundlagen auf europäischer wie auch auf nationaler Ebene behindert (gemeinsame/getrennte Regulierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen, Träger- und Betreibermodelle, eine Vielzahl von Detailregelungen bis hin zu kartellrechtlichen Herausforderungen).

112. Der Netzausbau und -betrieb könnte durch staatlich regulierte private Betreiber oder einen Betreiber unter staatlichem Einfluss stattfinden. Mangels sinnvoller Vergleichsmaßstäbe für eine Anreizregulierung wäre, unabhängig von der Trägerschaft, beim Netzausbau eine Kosten-plus-Regulierung zu erwarten. Aufgrund der zu Beginn unsicheren Auslastung der Infrastruktur und der Gefahr, den Markthochlauf durch prohibitive Netzgebühren zu bremsen, dürfte zu Beginn eine Risikoübernahme des Staates und/oder eine Förderung aus öffentlichen Mitteln zielführend sein.

113. Die Expertenkommission vertritt die Auffassung, dass bei der Entwicklung jeglicher Arrangements in den Bereichen Regulierung, Planung und Trägerschaft der zukünftigen Wasserstoffnetze die Geschwindigkeit der Schaffung von Wasserstoffnetzen, die Entwicklung einer Balance zwischen ökonomisch effizienten Lösungen und einer hinreichenden Infrastrukturvorsorge sowie Sicherheitsaspekten die höchsten Bewertungskriterien bilden sollten. Dies würde sowohl für die kurz-, mittel- und langfristigen Entwicklungsetappen und etwaige Phasenmodelle in den o.g. drei Bereichen gelten.

114. Um einen koordinierten und systemdienlichen Aufbau eines Wasserstoffnetzes sowie dessen Finanzierbarkeit darzustellen, wird aktuell die Gründung einer Wasserstoffnetzgesellschaft mit staatlicher Beteiligung nachgedacht. *Ein Teil der Expertenkommission gibt diesbezüglich zu bedenken, dass allerdings bei staatlichem Ausbau aufgrund der notwendigen Entscheidungen das erforderliche Tempo beim Netzausbau in Frage stehen dürfte. Auch würden die bisherigen maßgeblichen Hemmnisse beim Netzausbau weiter vorliegen und staatliche Akteure müssten sich auf einen zielführenden Netzausbau einigen. Die politischen Positionen bzgl. des Infrastrukturausbaus sind aber sehr heterogen, wie bereits anhand der Diskussion rund um Autobahn- und Stromnetzausbau zu erkennen sei.*

115. Geeignete und verlässliche Rahmenbedingungen werden zudem nicht nur auf nationaler, sondern gerade auch auf europäischer Ebene benötigt. Der Aufbau eines EU-Wasserstoffnetzes (EU Hydrogen Backbone) liegt im gesamteuropäischen Interesse, um die EU-Klimaschutzziele zu erreichen und eine EU-weite Verteilung notwendiger Wasserstoffimportmengen zu gewährleisten. Die Gasnetzbetreiber haben schon seit längerem Konzepte und Planungen für den Aufbau und Betrieb des Wasserstoffnetzes vorgelegt, das in erheblichen Teilen auf Umwidmung von Gasleitungen beruht (vgl. EHB, 2022a).

116. Im Rahmen des EU-Förderprogramms IPCEI Wasserstoff wird ein Startnetz von bis zu 1.700 km in Deutschland gefördert (BMWK, 2023). Bis 2030 soll die verfügbare Transportinfrastruktur aufgebaut werden, um alle großen Erzeugungs-, Import- und Speicherzentren mit den relevanten Abnehmern zu verbinden. Den Startpunkt dieses Netzes werden dabei vor allem fünf dieser Projekte bilden.³ Im Folgenden soll das deutsche Wasserstoffnetz bis 2032 weiter ausgebaut und an den EU Hydrogen Backbone angebunden sein (EHB, 2022b), für die Folgejahre soll dann schrittweise eine weitere Ausweitung in Richtung Süddeutschland und die volle Integration in ein europäisches Wasserstoff-Netzwerk erfolgen (FNB Gas 2022, EHB 2022a). Erfolgt der Netzausbau in Richtung Süd- und Ost-Deutschland erst deutlich nach 2030, bliebe einem subsubstantziellen Teil der energieintensiven Industrie im Süden und Osten Deutschlands der Zugang zu grünem Wasserstoff verwehrt, sofern der Ausbau der Elektrolysekapazität aus Systemdienlichkeitsgründen vorwiegend im Norden Deutschlands angestrebt wird.

Integration der langfristig angelegten Planung von Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzen

117. Mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 ist ein umfangreicher Auf- und Umbau der Transport-, Verteil- und Speicherinfrastruktur für verschiedene Energieträger (insbesondere Strom, Gas und Wasserstoff, aber letztlich auch für den CO₂-Abtransport) notwendig. Wo möglich sind bestehende Infrastrukturen zu nutzen und zu erweitern. Dabei ist eine bessere Koordination bei der Netzausbauplanung der verschiedenen Energieträger, z. B. durch einen gemeinsamen Szenariorahmen als Grundlage für die jeweiligen Netzentwicklungspläne, wichtig. Zusätzlich sollte für die koordinierte Planung zwischen Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzen eine Berücksichtigung von Langfristszenarien bei der Netzentwicklungsplanung erfolgen, um ein Zielbild aufgezeigt zu bekommen, wo es zukünftig hingehen soll. Aufgrund der mit der Entfernung des Betrachtungszeitraums zunehmenden Unsicherheiten müssen diese Szenarien dynamisch angepasst werden. Trotzdem helfen sie Aufschluss darüber zu erhalten, was schon heute unmittelbar angestoßen werden muss.

118. Der aktuelle Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (ÜNB, 2022) geht hier mit Blick auf eine langfristig angelegte Ausbauplanung in die richtige Richtung. Die Hauptszenarien (A 2037, B 2037 und C 2037) sollen die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklungen der zukünftigen Stromversorgung in Deutschland und Europa im Jahr 2037 abbilden. Darüber hinaus werden die Szenarienfunde so fortgeschrieben, dass zwei mögliche Ausgestaltungen eines klimaneutralen Energiesystems im Jahr 2045 abgebildet werden (A 2045 und B/C 2045). Damit greifen die ÜNB den Wunsch der aktuellen Bundesregierung auf, erstmalig ein klimaneutrales Energiesystem abzubilden. Somit bildet der vorliegende Szenariorahmenentwurf die Grundlage dafür, ein mögliches Klimaneutralitätsnetz im Netzentwicklungsplan Strom zu analysieren (vgl. ÜNB, 2022). Für eine

³ Es handelt sich dabei um die Projekte HyperLink (Gasunie) v.a. für Küstenstandorte, GreenOctopus (Ontras) in Verbindung mit doing hydrogen (Gascade und Ontras) sowie HyperLink für den Standorte in Niedersachsen und in Ostdeutschland, GetH2 (Nowega, OGE, Thyssengas) für die Ruhrgeietsstandorte, mosaHyc (Creos) für die Anbindung saarländischer Standorte an die Wasserstoffversorgung über die Benelux-Staaten.

integrierte Netzausbauplanung mehrerer Energieträger sollte der zugrundeliegende Szenariorahmen allerdings auch zusammen mit den Szenariorahmen für die Netzausbauplanung für Gas und Wasserstoff entwickelt werden.

119. Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung stellen die Übertragungsnetzbetreiber Überlegungen an, wo zukünftig Kapazitäten stehen werden bzw. stehen müssen (vgl. ÜNB, 2022). Die zugebauten Kapazitäten ergeben sich dabei hauptsächlich aufgrund technischer Vorgaben, z. B. zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit, und nicht allein aufgrund von marktlichen Überlegungen. Ein Großteil der Kapazitäten würde allerdings auf Basis der aktuellen Rahmenbedingungen im notwendigen Umfang und an diesen Standorten nicht gebaut werden. In der realweltlichen Umsetzung hängen zukünftige Entscheidung privater Anlagenbetreiber von den antizipierten Rahmenbedingungen und zum Teil auch vom erwarteten Netzausbau ab. So werden z. B. wasserstofffähige Gaskraftwerke letztlich nur dort gebaut werden, wo ein Anschluss an die Wasserstoffinfrastruktur möglich und absehbar ist. Auch die Koordination auf EU-Ebene wird bisher bei der Netzentwicklungsplanung nur zum Teil berücksichtigt.⁴

120. Aktuell wird daran gearbeitet, die Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau der Netzinfrastrukturen sektorübergreifend in einer Systementwicklungsstrategie festzulegen, um eine ganzheitliche Netzplanung zu ermöglichen. Die Systementwicklungsstrategie soll sektorübergreifend ein Leitbild und eine robuste Strategie für die Transformation des Energiesystems etablieren, an dem sich verschiedene Folgeprozesse orientieren können. Diese Prozesse sind Infrastrukturplanungen, z.B. der Netzentwicklungsplan für Strom, Gas und Wasserstoff, sowie sektor- und energieträgerspezifische Strategien und Programme (BMWK, 2022c). Die Expertenkommission begrüßt die Entwicklung einer Systementwicklungsstrategie, welche die Kohärenz der verschiedenen Strategien und Programme im Sinne eines effizienten Gesamtsystems maßgeblich verbessern kann.

Europäische Koordination des Netzausbaus

121. Unter Berücksichtigung des Ziels der Klimaneutralität bis 2050 im Rahmen des europäischen „Green Deals“ ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Netze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können.

122. Im Bereich der Stromnetze leistet der Ten Year Network Development Plan (TYNDP) auf europäischer Ebene schon heute effektiv die Koordination beim Netzausbau (vgl. <https://tyndp.entsoe.eu/>) zumindest für den mittelfristigen Zeithorizont. Auf europäischer Ebene ist die Koordination beim Ausbau der Stromnetze somit schon weit fortgeschritten und gut verankert. Zur Koordination des Ausbaus des europäischen Wasserstoffnetzes wurde im Jahr 2020 die

⁴ So könnte z. B. ein stärker auf EU-Ebene koordinierter Ausbau von Erneuerbaren Energien in Vorzugsregionen und der damit einhergehende höhere Bedarf an EU-weiten Übertragungskapazitäten ein interessantes zusätzliches Szenario sein (vgl. hierzu Öko-Institut et al. 2022).

European Hydrogen Backbone (EHB)-Initiative gegründet, welche mit der Vision einer gesamteuropäischen Wasserstofftransportinfrastruktur zur Entwicklung eines europäischen Wasserstoffmarktes beiträgt. Vor dem Hintergrund des REPowerEU-Vorschlags der Europäischen Kommission (EC, 2022c) wurde eine beschleunigte EHB-Vision erarbeitet, an der nun 31 Energieinfrastrukturunternehmen aus 28 Ländern beteiligt sind. Gemäß dieser Vision könnten bis 2030 fünf paneuropäische Wasserstoffversorgungs- und -importkorridore entstehen mit einer Gesamtlänge von ca. 28.000 km, die Industriecluster, Häfen und Wasserstofftäler mit Regionen mit reichhaltigem Wasserstoffangebot verbinden. Bis 2040 soll das EHB eine Länge von fast 53.000 km umfassen mit einem Anteil der wiederverwendeten Erdgaspipelines von über 60 Prozent (vgl. EHB, 2022a).

123. Für die einzelnen Energieträger gibt es also bereits umfangreiche Vorhaben zur Koordination des europäischen Netzausbaus. Eine Verschränkung der Planungen zum Ausbau der Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastruktur sowie zumindest für den Stromnetzausbau eine langfristige Perspektive jenseits des TYNDP-Zeithorizonts fehlt jedoch bisher weitgehend.

4. Koordination und Kurzfriststrommärkte

Das Wichtigste in Kürze

Das Hauptinstrument der Koordination von Anlageneinsätzen bei Erzeugung, Speicherung und Verbrauch sind die Stromgroßhandelsmärkte. Die wichtigsten Handelsplätze sind der Day-Ahead- und der Intraday-Markt, die über die Marktkopplung gemeinsam mit den Märkten der europäischen Nachbarländer ausgeführt werden. Im Fall von Netzengpässen finden im Rahmen des Redispatch 2.0 zudem Anweisungen für die Einsätze von Flexibilität statt, die heute nicht mehr nur allein von den Übertragungsnetzbetreibern koordiniert werden, sondern durch die Verteilnetzbetreiber unterstützt werden, da zunehmend auch kleinere Anlagen, die an das Verteilnetz angeschlossen sind, sowie Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien mit in das Engpassmanagement einbezogen werden.

Die Kurzfriststrommärkte erfüllen ihre Koordinationsfunktion zur Ermittlung eines effizienten Anlageneinsatzes für die Herstellung der weiträumigen Systembilanz sehr gut. Weiterentwicklungen der Großhandelsmärkte sind bei der Ermöglichung neuer Gebotsformen denkbar, die die Charakteristika von Erzeugungsanlagen oder Flexibilität auf der Nachfrageseite besser abbildbar machen können. Das Prinzip des Einheitspreisverfahrens mit freier Preisbildung bietet grundsätzlich adäquate Preissignale für alle Marktteilnehmer; allerdings werden Netzrestriktionen innerhalb der Gebotszonen im aktuellen Design nicht angemessen berücksichtigt, sodass regelmäßig Redispatch-Maßnahmen nötig sind. Änderungen am Marktdesign, die die Verortung von Anlagen im Netz besser berücksichtigen, bieten Chancen für eine verbesserte Koordination. Änderungen an den grundsätzlichen Markträumungsregeln mit dem Ziel, die Marktpreise in gewünschten Korridoren zu halten, bergen hingegen die Gefahr, die Allokationseffizienz des Großhandels zu reduzieren. Im Rahmen der Energiekrise wurden Markteingriffe vorgeschlagen und teilweise auch durchgeführt, die eine Begrenzung der Strompreise zum Ziel hatten und die einen Einfluss auf die Koordinationsfunktion des Marktes haben. Eingriffe in das bestehende Marktdesign sollten jedoch auch gegen sich ändernde Randbedingungen robust sein. Hierbei muss die zu erwartende mittel- und langfristige Entwicklung der Brennstoff- und Strompreise betrachtet werden, nicht nur die aktuell hohen Erdgaspreise. Krisenmaßnahmen zur Entlastung von Verbraucher:innen sollten also eher außerhalb des Marktdesigns implementiert werden und im Idealfall den sozialen Ausgleich fördern und ausreichende Anreize zum sparsamen Energieeinsatz bieten. Marktdesignänderungen hingegen sollten immer im Blick behalten, wie sie sich auf Investitionsanreize sowohl in erneuerbare Stromerzeugung als auch in bedarfsgerecht einsetzbare Kapazitäten auswirken und die Allokationseffizienz des Marktes nicht reduzieren.

Die Weiterentwicklungsbedarfe für das Marktdesign im Hinblick auf die Koordination von (variabler) Erzeugung, Lasten und Speichern sind vor allem in der besseren Integration der Erfordernisse der Stromnetze auszumachen. Sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz sollten in Zukunft verstärkt diversere Flexibilitätsoptionen für die koordinierte Lösung von Netzengpässen eingesetzt werden. Neben Erzeugungsanlagen kommen hierfür industrielle und gewerbliche Lastverschiebungspotentiale ebenso in Betracht wie kleinteilige Flexibilitätspotenziale bis hinunter zu den Haushalten (durch Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher, PV-Anlagen). Hemmnisse für den systemdienlichen Einsatz von Flexibilität, die im aktuellen regulatorischen Rahmen bestehen, müssen hierfür abgebaut und Vermarktungsmöglichkeiten für Flexibilität entwickelt werden. Die Koordination könnte durch Flexibilitätsplattformen unterstützt werden, wie sie derzeit auch schon im Rahmen der Überlegungen zum Redispatch 3.0 diskutiert werden. Auch Energiegemeinschaften könnten sich an einem systemdienlichen Flexibilitätseinsatz beteiligen. Voraussetzung für eine effiziente Einbindung von Flexibilität ist die Bereitstellung einer sicheren digitalen Infrastruktur für die Kommunikation und den Datenaustausch zwischen verschiedenen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten.

Die Großhandelspreise haben nur für große Verbraucher überhaupt eine lenkende Wirkung, da kleinere Verbraucher in der Regel einen festen Tarif pro kWh bezahlen. Jedoch hat auch die Ausgestaltung der anderen Preiskomponenten im Endkundenpreis einen Einfluss darauf, welche Verbrauchsmuster angereizt werden. Insbesondere bei den Netzentgelten, die einen hohen Anteil des Strompreises ausmachen, unterstützen die bestehenden Entgeltstrukturen mit den daraus resultierenden Anreizen die Erfordernisse der Energiewende nicht optimal. Als Anpassungsoptionen sind neben stärker leistungs- oder stärker energiebezogenen auch dynamische Netzentgelte denkbar.

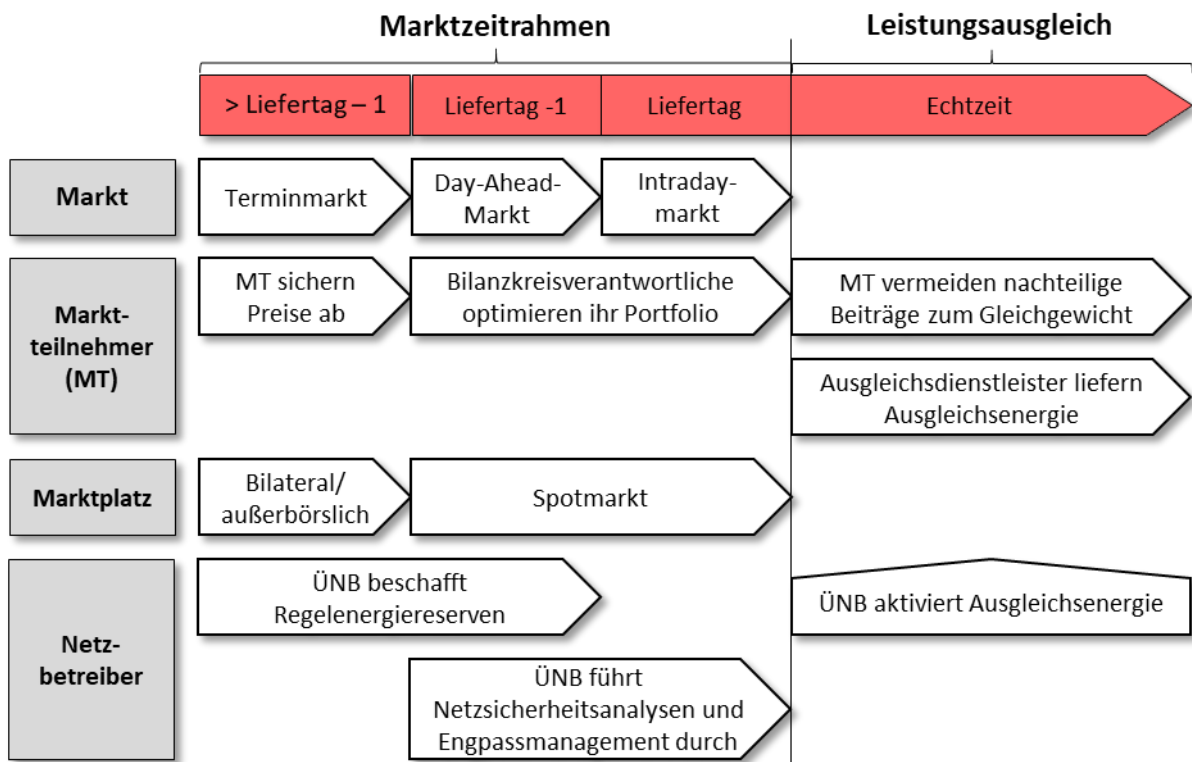
Die Koordination des Einsatzes verfügbarer Erzeugungseinheiten (Dispatch) ist eine wichtige Aufgabe des Strommarktes. In dem aktuell in Kontinentaleuropa implementierten zonalen Marktmodell findet die marktliche Allokation zunächst ohne Berücksichtigung des Standorts einer Anlage innerhalb einer Gebotszone statt, sodass Netzrestriktionen nicht adäquat berücksichtigt werden. Im Fall drohender Netzüberlastungen wird das Marktergebnis durch den Übertragungsnetzbetreiber angepasst (Redispatch). Darüber hinaus werden für den sicheren Netzbetrieb weitere Systemdienstleistungen benötigt, die teilweise (bei Regelleistung) ebenfalls marktlich beschafft werden. In diesem Kapitel werden die aktuellen Mechanismen zur Koordination vorgestellt und mögliche Anpassungen für ein zukünftiges Marktdesign diskutiert.

4.1. Ausgangsposition und aktueller regulativer Rahmen

4.1.1. Stromgroßhandel

124. Das zentrale Instrument zur Koordination der Stromerzeugung (und in geringerem Maß des Stromverbrauchs) ist der Großhandelsmarkt, vor allem der kurzfristige Day-Ahead und Intraday-Markt. Es haben sich verschiedene Handelsplattformen etabliert (siehe Abbildung 3).

Abbildung 5: Übersicht über den deutschen Strommarkt



Quelle: Eigene Darstellung nach (Tennet, o.A)

125. Der Stromgroßhandel lässt sich in den börslichen und den außerbörslichen (Over-the-counter OTC) Handel unterteilen. Bei beiden Handelsformen gibt es Spot- und Terminmärkte. Im Kontext der Koordination von Dispatch-Entscheidungen sind vor allem die kurzfristigen Handelsplätze relevant und stehen daher hier im Fokus. Auf den Märkten der EPEX SPOT werden Stromtransaktionen für den nachfolgenden Tag (Day-Ahead, Stundenprodukte) und für den laufenden Tag (Intraday, Viertelstundenprodukte) abgewickelt (Wawer, 2022). Die EPEX SPOT ist eine der wichtigsten Börsen für den in Deutschland gehandelten Strom und gleichzeitig der von der EU benannte nominierte Marktbetreiber (Nominated Electricity Market Operator NEMO), der an der europäischen Marktkopplung im Day-ahead- und Intraday-Markt teilnimmt. Da am Großhandelsmarkt ausschließlich Energie gehandelt wird und nicht vorgehaltene Leistung, spricht man vom Energy-only-Markt (EOM).

126. Der deutsche Strommarkt ist mit den Strommärkten in anderen europäischen Ländern gekoppelt. Bei ausreichend Kuppelkapazitäten gleichen sich die Strompreise der beteiligten Länder einander an. Im Jahr 2021 wurde bereits in rund der Hälfte aller Stunden eine vollständige Preiskonvergenz erzielt, während in der anderen Hälfte der Stunden die Strompreise aufgrund von Kapazitätsrestriktionen auf den Kuppelleitungen in den beteiligten Ländern unterschiedlich waren (Amprion, 2022). Die Marktkopplung umfasst die Strommärkte nahezu aller europäischen Länder.

In den 13 Ländern der sogenannten Core Capacity Calculation Region (Österreich, Belgien, Kroatien, die Tschechische Republik, Frankreich, Deutschland, Ungarn, Luxemburg, die Niederlande, Polen, Rumänien, die Slowakei und Slowenien) werden die verfügbaren Übertragungskapazitäten nach der dynamischen lastflussbasierten Methode (Flow-based Market Coupling, FBMC) berücksichtigt, in allen anderen Ländern wird die einfachere statische ATC-Methode (Available Transfer Capacity) angewendet. Der deutsche Strommarkt kann aufgrund dieser starken Verknüpfung im Rahmen der Marktkopplung nicht mehr national isoliert betrachtet werden. Marktdesign-Entscheidungen in Deutschland müssen stattdessen stets im europäischen Kontext gedacht werden.

127. Die Ergebnisse, die am Day-Ahead-Markt erzielt werden, gelten als Basis für Transaktionen auf vielen anderen Märkten. Die Strompreisbildung am Day-Ahead-Markt erfolgt in einer doppel-seitigen Auktion nach dem Einheitspreisverfahren (uniform pricing, bzw. pay-as-clear). Das Gebot, bei dem der Schnittpunkt der Angebots- mit der Nachfragekurve erreicht wird, bestimmt den Preis für alle bezuschlagten Kapazitäten. Der Intraday-Markt startet ebenfalls mit einer doppel-seitigen Auktion am Vortag. Im Anschluss können im kontinuierlichen Handel jederzeit bis zur Gate Closure-Time (30 Minuten vor der physischen Lieferung, in der gleichen Regelzone auch bis fünf Minuten vorher) Gebote in einem offenen Orderbuch zusammengeführt werden. Der Intraday-Markt bietet insbesondere die Möglichkeit, durch Viertelstundenkontrakte die Handelsposition in jedem 15 min-Intervall glattzustellen sowie kurzfristig auf Prognoseabweichungen und ungeplante Ereignisse reagieren zu können.

4.1.2. Systemdienstleistungen

128. Neben den Stromgroßhandelsmärkten gibt es weitere Koordinationsmechanismen, die den Einsatz von Stromerzeugungskapazitäten bestimmen. Durch die Systemdienstleistungen wird eine sichere Stromversorgung zu jedem Zeitpunkt gewährleistet und die Überlastung von Betriebsmitteln verhindert. Die Systemdienstleistungen lassen sich in die Bereiche Frequenzhaltung, Betriebsführung, Spannungshaltung und den Versorgungswiederaufbau (DENA, 2017) unterteilen. Von diesen wird derzeit nur die Beschaffung von Reserveleistung und Ausgleichsenergie im Rahmen der Frequenzhaltung marktlich koordiniert.

129. Die benötigte Leistung für die Frequenzhaltung wird über eine koordinierte Beschaffungs-plattform durch die Übertragungsnetzbetreiber ausgeschrieben. Die hierfür in Deutschland eingesetzten Produkte sind die Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve FCR) und die jeweils positive und negative Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve (automatically bzw. manually activated Frequency Restoration Reserve aFRR bzw. mFRR). Die Merkmale der drei Produkte sind in der nachfolgenden Abbildung 6 zusammengefasst; die technische Eignung von Anlagen, die Regelleistung anbieten wollen, wird jeweils im Rahmen eines Präqualifizierungsver-fahrens durch die Netzbetreiber überprüft.

Abbildung 6: Übersicht über die Regenergiemärkte

	Kombinierter Markt	RLM		RAM	
	FCR	aFRR	mFRR	aFRR	mFRR
Ausschreibungszeitraum (täglich)	D-1 (8 Uhr)	D-1 (9 Uhr)	D-1 (10 Uhr)	D-1 (10 Uhr)	
Produktzeitscheiben	6 x 4 Stundenblöcke				
Produktdifferenzierung	symmetrisches Produkt	Jeweils positiv & negativ			
Mindestgebotsgröße	1 MW				
Angebotsinkrement	1 MW				
Vergabe	Leistungspreis-Merit-Order			Arbeitspreis-Merit-Order	
Vergütung	Pay-as-cleared	Pay-as-bid			

Quelle: Eigene Darstellung nach (Consentec, 2022)

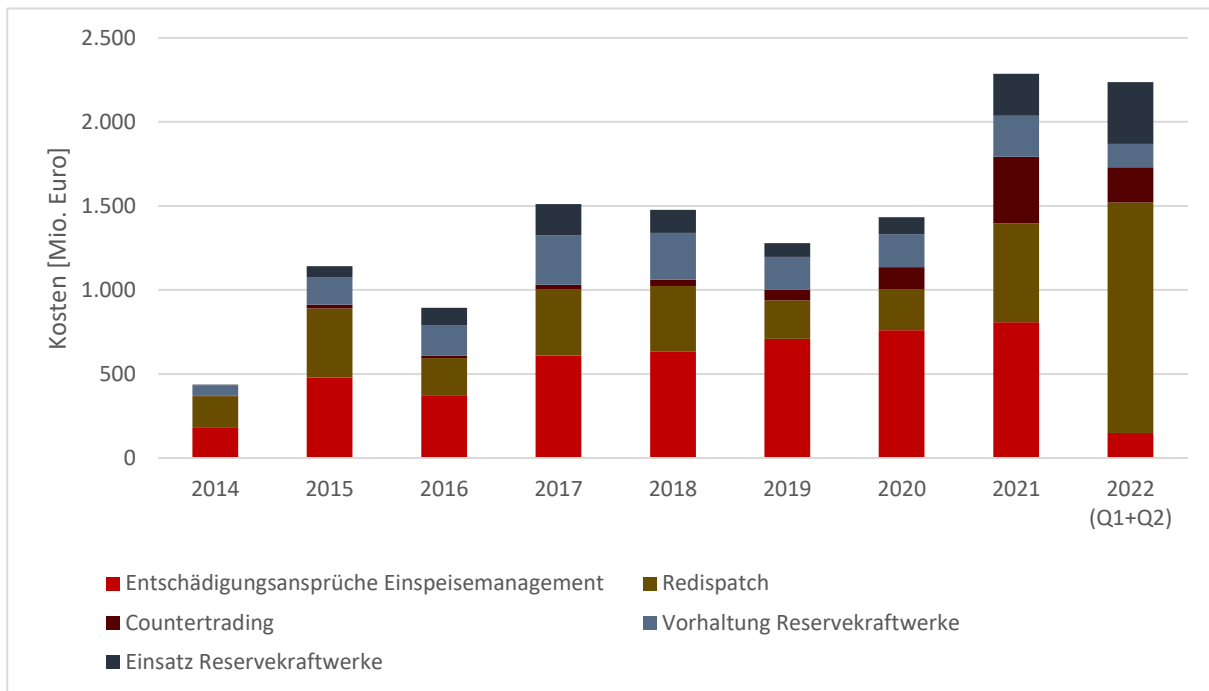
130. Die ebenfalls der Frequenzhaltung zuzuordnende Momentanreserve, die aus der Massenträgheit der rotierenden Synchrongeneratoren resultiert, ist derzeit kein marktliches Produkt und wird nicht gesondert vergütet (DENA, 2017).

131. Die wichtigen Systemdienstleistungen der Betriebsführung sind der Redispatch, das Einspeisemanagement und der Einsatz von Reservekapazitäten (DENA, 2017). Redispatch beschreibt die nachträgliche Anpassung des geplanten Kraftwerkseinsatzes (Dispatch) aufgrund von Netzengpässen (genauere Beschreibung Kapitel 4.1.3).

132. Durch den Umbau der deutschen Erzeugungslandschaft (insbesondere Atomausstieg, Kohleausstieg und EE-Ausbau mit Schwerpunkt auf Windenergie in Norddeutschland) steigt der Einsatz von Engpassbewirtschaftungsinstrumenten und damit auch die Netzkosten (vgl. Abbildung 7), die über das Netzentgelt auf die Verbraucher umgelegt werden. Ein weiterer Faktor, der zu einer erheblichen Erhöhung der Netzkosten im Jahr 2021 geführt hat, sind die auch 2021 schon deutlich gestiegenen Energiepreise. Dies wirkt sich insbesondere auf die Kostenbestandteile Redispatch, Countertrading und Einsatz Reservekraftwerke aus, die im Vergleich zum Vorjahr deutlich gestiegen sind. Aufgrund der in 2022 in Folge des Ukrainekriegs weiter gestiegenen Preise dürfte der Trend sich auch in 2022 und den folgenden Jahren fortsetzen (1. HJ 2021: 824 Mio. Euro; 1. HJ 2022: 2236 Mio. Euro). Eine bessere marktgetriebene Bepreisung von Flexibilität

könnte dazu beitragen günstigere Optionen zu finden und damit die Netzkosten zu senken (vgl. Kapitel 4.4). Um den Bedarf für Netzengpassmanagement und die damit verbundenen Kosten zu reduzieren wird ein umfangreicher Netzausbau angestrebt.

Abbildung 7: Entwicklung der Kosten für das Netzengpassmanagement



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2020) und BNetzA (2022)

133. Die Weiterentwicklung des Redispatches hat das Einspeisemanagement ersetzt (siehe Kapitel 4.1.3). Eine weitere wichtige Systemdienstleistung für eine sichere Betriebsführung ist das Bereithalten von Reservekapazitäten, zu denen die Netz- und die Kapazitätsreserve zählen. Die Netzreserve wird vor allem durch flexible Kraftwerksleistung in Süddeutschland gebildet, um in den Wintermonaten, in denen es häufig zu hoher Stromproduktion im Norden Deutschlands bei nicht ausreichender Übertragungskapazität von Nord nach Süd kommt, den nötigen Redispatch zu ermöglichen (BNetzA, 2022). Die Kapazitätsreserve hingegen beschreibt Kapazitäten, die hochgefahren werden können, wenn Angebot und Nachfrage am Energy-only-Markt nicht ausgeglichen werden können, d.h. wenn der Stromverbrauch die am Markt verfügbare Kapazität übersteigt (EnWG § 13e). Die Kapazitätsreserve wurde bisher noch nicht in der Praxis eingesetzt. Neben der Netz- und Kapazitätsreserve werden in Deutschland weitere Kapazitäten in der sogenannten Sicherheitsbereitschaft zurückgehalten. Die Sicherheitsbereitschaft umfasst Braunkohle-Kraftwerke, die nach ihrer Stilllegung zunächst für vier Jahre in die Sicherheitsreserve überführt werden, um bei Bedarf nochmals hochgefahren werden können (EnWG § 13 g). Im Zuge der aktuellen Gasmangellage wurde im Rahmen des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes die Rolle der

Reserven neu definiert. Bis zum 15.04.2024 können Kraftwerke aus der Netzreserve ohne Einschränkungen im Markt eingesetzt werden, um Erdgas zu sparen. Die fünf in der Sicherheitsbereitschaft verbliebenen Braunkohlekraftwerke wurden in eine Versorgungsreserve überführt. Kraftwerke in der Versorgungsreserve können ebenfalls bis zum 15.04.2024 normal im Markt eingesetzt werden, ohne dass eine Lastunterdeckung im Markt vorliegen muss.

134. Zu Systemdienstleistungen für die Spannungshaltung gehört beispielsweise die Blindleistungsbereitstellung. Bei Einspeisung von Strom ins Stromnetz erhöhen die Erzeugungsanlagen die Spannung, was unter anderem durch die Einspeisung von Blindleistung erfolgt. Blindleistung wird hierbei meist durch Betriebsmittel der Netzbetreiber und durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt, kann aber auch durch dezentrale Erzeugungsanlagen geliefert werden (DENA, 2017).

135. Die letzte Gruppe der Systemdienstleistungen umfassen Maßnahmen zum Versorgungswiederaufbau. Übertragungsnetzbetreiber müssen gemeinsam mit Verteilnetzbetreiber in der Lage sein, im Falle eines großflächigen Stromausfalls, die Versorgung wiederherzustellen. Hierfür sind Kraftwerkstypen, die anders als thermische Kraftwerke ohne externe Stromquelle hochgefahren werden können und somit schwarzstartfähig sind, bereitzustellen (DENA, 2017).

136. Durch den Ausbau der variablen Stromerzeugung aus Windkraftwerken und Photovoltaikanlagen wird der Netzbetrieb zunehmend anspruchsvoller. Die ebenfalls voranschreitende Sektorenkopplung, vor allem durch elektrifizierte Wärmeerzeugung und Elektrofahrzeuge, ebenso wie der Ausbau von Speichern, schaffen hingegen auch neue Flexibilitätsoptionen, die es effizient und im Einklang mit der jeweiligen Erzeugungs- und Netzsituation zu koordinieren gilt. Hierbei gibt es unterschiedliche Regelungsziele, die zeitweise im Gegensatz zueinanderstehen können. So kann es zum Beispiel ökonomisch wünschenswert sein, flexiblen Stromverbrauch in die Zeiten einer hoher Windstromerzeugung zu verlagern, was jedoch bei räumlicher Ungleichheit von Erzeugung und Verbrauch zu zusätzlichen Redispatch-Bedarfen im Übertragungsnetz führen oder Engpässe im Verteilnetz verstärken kann. Zukünftige Marktmechanismen, die die systemdienliche Koordination der Flexibilitätsoptionen fördern, müssen diese Zielkonflikte adäquat berücksichtigen und Flexibilitätseinsätze sinnvoll priorisieren. Auch weitere mögliche Systemdienstleistungsprodukte sollten kontinuierlich dahingegen geprüft werden, ob eine marktliche Koordination vorteilhaft ist. Dies ist dann der Fall, wenn die Effizienzgewinne der marktlichen gegenüber anderen Beschaffungsformen die zusätzlichen Transaktionskosten übersteigen. Bei fortgeschrittener Stilllegung konventioneller Kraftwerke könnte zum Beispiel über die marktbaasierte Koordination von Blindleistung nachgedacht werden, vor allem vor dem Hintergrund des steigenden Bedarfs an dieser Systemdienstleistung (DENA, 2017). Auch die Bereitstellung der Momentanreserve, die aktuell von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt wird, könnte (in eher fernerer Zukunft) marktlich beschafft werden.

4.1.3. Weiterentwicklung Redispatch

137. Im Jahr 2022 wurde durch die Einführung des Redispatch 2.0 das bisherige Redispatch-Verfahren auf kleinere Stromerzeugungsanlagen ausgeweitet und das Einspeisemanagement, das vorher die Reduzierung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK-) Anlagen eigenständig regelte, in dieses neue Instrument integriert. Am Redispatch 2.0 nehmen nun nicht mehr nur konventionelle Erzeugungsanlagen mit einer Leistung über 10 MW teil, sondern auch Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien mit einer Leistung von über 100 kW sowie alle fernsteuerbaren EE-Anlagen (BDEW, 2020). Durch die Aufnahme weiterer Erzeugungseinheiten soll der Redispatch kostengünstiger und diskriminierungsfrei umgesetzt werden. Die aufgrund von Netzengpässen abgeregelten Anlagen erhalten eine Entschädigungszahlung.

138. Zur Sicherstellung des Einspeisevorrangs von EE- und KWK-Anlagen wurden im Rahmen des Redispatch 2.0 sogenannte Mindestfaktoren nach §13 EnWG spezifiziert, die vorgeben, um wie viel wirksamer die Abregelung von EE- und KWK-Strom gegenüber der Abregelung von konventioneller Erzeugung sein muss, um diese vorrangberechtigte Erzeugung reduzieren zu dürfen (BNetzA, 2020). Die Mindestfaktoren für erneuerbare Energien wurden auf zehn und für KWK-Strom auf fünf festgelegt. Mit dieser Umsetzung wird der im Artikel 11 EEG festgelegte Einspeisevorrang für erneuerbare Energien im Verhältnis zu fossilem KWK-Strom noch nicht ausreichend umgesetzt. Mit Verabschiedung des Kohlausstiegs ist perspektivisch keine Privilegierung fossiler KWK-Anlagen mehr notwendig, weil mögliche Emissionseinsparungen durch fossile KWK-Anlagen gegenüber der ungekoppelten Erzeugung zurückgehen. Perspektivisch sollte daher der Mindestfaktor für fossilen KWK-Strom deutlich abgesenkt werden. Hierfür ist eine Änderung des EnWG notwendig (§ 13j Absatz 6).

139. Durch die Erweiterung des Redispatch auf kleinere Anlagen sind nicht mehr nur die Übertragungsnetzbetreiber, sondern vermehrt auch die Verteilnetzbetreiber zur Meldung von möglichen Redispatch-Maßnahmen verpflichtet. Für die Verteilnetzbetreiber, ebenso wie für die kleineren Erzeuger und Direktvermarkter erweitert sich das Aufgabenspektrum dadurch signifikant. Netzbetreiber müssen bei der Behebung von Netzengpässen auch untereinander intensiver kooperieren, der Datenaustausch unter den Akteuren nimmt zu und es sind neue Aufgaben im Bereich des bilanziellen und finanziellen Ausgleichs entstanden.

140. Die Erfüllung dieser neuen Aufgaben stellt vor allem kleinere Akteure vor Herausforderungen. Hier wird von Beteiligten Kritik unter anderem an einer nicht ausbalancierten IT-Infrastruktur geübt, z.B. (BEE, 2022). Sie unterstreicht, wie wichtig die Rolle einer effizienten digitalen Infrastruktur für die zukünftige Koordinierung des Stromsystems ist. Gleichzeitig etablieren sich neue Lösungen, um die erweiterten Prozesse zu unterstützen. Ein Beispiel für neue Datenaustauschplattformen, die sich im Rahmen des Redispatch 2.0 etabliert haben, ist Connect+⁵. Dies ist ein

⁵ <https://netz-connectplus.de/home/projekt/>

Zusammen-schluss von allen vier Übertragungs-netz-betreibern sowie 17 Verteilnetzbetreibern im gesamten Bundesgebiet. Connect+ soll einen flächen-deckenden und einheitlichen Daten-austausch zwischen Netzen und Betreibern von Stromerzeugungs-anlagen zur Minimierung von Netz-engpässen sicherzustellen. Eine weitere Plattform, die in Südwestdeutschland die Koordination des Redispatch-Einsatzes durch einen Datenaustausch unterstützt, ist die DA/RE-Plattform⁶ der TransnetBW und der Netze BW die vor allem kleine Netzbetreiber bei der Umsetzung der neuen Informationspflichten und bei der Maßnahmenkoordinierung unterstützen soll.

141. Zukünftig wird der Redispatch 2.0 zum Redispatch 3.0 weiterentwickelt, um auch Kleinstanlagen (< 100 kW) sowie auch Verbrauchsanlagen und Speicher in den Netzoptimierungsprozess zu integrieren. Dadurch würden Einsätze von Flexibilität zur Unterstützung des Netzbetriebs koordiniert. Während Redispatch aktuell kostenbasiert durchgeführt und auf individuellen Verträgen zwischen Kraftwerks- und Übertragungsnetzbetreibern basiert, könnte die Beschaffung der Leistungen für die Reduzierung und Erhöhung der Leistung in einer Netzregion prinzipiell auch marktbasierend koordiniert werden. Die Diskussion eines möglichen marktbasierenden Redispatches erfolgt in Kapitel 6.4. Des Weiteren ist denkbar, die Lokalisierung der Erzeugungs- oder Verbrauchseinheiten im Übertragungsnetz schon bei der Ermittlung des Marktergebnisses stärker zu berücksichtigen, um Redispatch zu vermeiden. Dies wäre etwa durch die Definition von mehr als einer Preiszone für Deutschland oder durch das Nodalpreisverfahren möglich (in Kapitel 6.2 diskutiert). Jedoch ist nicht bei allen Maßnahmen sichergestellt, dass der Redispatch-Bedarf gänzlich entfällt. Es könnten je nach Ausgestaltung strom- und/oder spannungsbedingte Redispatch-Bedarfe⁷ bestehen bleiben.

4.2. Vorschläge zum Marktdesign im Verlauf der Energiekrise

142. Die Strompreisentwicklungen im Verlauf des Jahres 2022 brachten eine starke Kritik am bestehenden Strommarktdesign hervor und führten zu einer Diskussion über mögliche Änderungen der Marktregeln. Dabei wurde unter anderem das Einheitspreisverfahren, bei dem alle inframarginalen Bieter den Markträumungspreis erhalten, kritisiert. Da oft Erdgaskraftwerke die marginalen Gebote stellen, stiegen die Strompreise aufgrund der sehr hohen Erdgaspreise stark an. In dem Zeitraum der sehr hohen Gaspreise herrschte gleichzeitig eine außergewöhnliche Knappheit in der Stromerzeugung, die auf nichtverfügbare Kernkraftwerke in Frankreich (Entso-E,

⁶ <https://www.dare-plattform.de/>

⁷ Ein spannungsbedingter Redispatch meint den Bedarf an Blindleistung zur Spannungshaltung. Er hängt von der Auslastung der Übertragungsleitungen ab und kann sowohl bei starker als auch schwacher Auslastung auftreten. Da (kapazitive und induktive) Blindleistungseinspeisungen kein marktliches Produkt sind, wird ein erhöhter Bedarf an Blindleistung im Rahmen des Redispatch beschafft. Das Gegengeschäft für spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen wird über die Strombörse abgewickelt, da hierfür kein gezielter lokaler Ausgleich erforderlich ist. Spannungsbedingter Redispatch macht einen kleineren Teil der gesamten Redispatch-Maßnahmen aus (2020: 17%, 2021: 5% gemäß Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und der Monopolkommission 2022 (BNetzA, 2023)). Der Großteil der Maßnahmen sind strombedingt und darauf zurückzuführen, dass die Leistung, die gemäß Marktergebnis auf einer Leitung transportiert werden soll, die Übertragungskapazität dieser Leitung übersteigt.

2023a) sowie auf die verminderte Leistung von Wasserkraftwerken und thermischen Kraftwerken durch niedrige Flusspegelstände infolge der Dürre (Entso-E, 2023b) zurückzuführen waren. Diese Faktoren hatten eine zusätzliche preistreibende Wirkung, die die Kritik am Strommarktdesign verstärkte. Anlagen mit geringen variablen Kosten profitieren von den hohen Strompreisen und erzielen ungeplante Gewinne, die als Zufallsgewinne oder Windfall-Profits bezeichnet wurden. In der öffentlichen Debatte waren als Reaktion auf die hohen Preise eine Abkehr vom Einheitspreisverfahren, eine Subventionierung von Erdgas zur Begrenzung der Gebotspreise von Erdgaskraftwerken (iberisches Modell) sowie eine Segmentierung des Strommarktes in Anlagen mit niedrigen und solche mit hohen variablen Erzeugungskosten (griechischer Vorschlag) die am meisten diskutierten Optionen. Diese werden im Folgenden näher erläutert.

4.2.1. Einheitspreis- versus Gebotspreisverfahren

143. Die Markträumung nach Einheitspreisverfahren (pay-as-clear) beschreibt nicht nur die Funktionsweise von Strommärkten, sondern ist typisch für viele Märkte, an denen homogene Güter gehandelt werden (Wawer, 2022). Hierin bestimmt sich ein einheitlicher Marktpreis aus dem Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve. Prinzipiell wäre zur Markträumung jedoch auch ein Gebotspreisverfahren (pay-as-bid) möglich, bei dem jedes bezuschlagte Gebot den angebotenen Preis erhält. Dieses Verfahren kommt aktuell bei der Beschaffung von Regelleistung zum Einsatz, konkret für die Vergütung der vorgehaltenen Leistung sowie der bereitgestellten Energie durch Sekundärregelleistung und Minutenreserve (aFRR und mFRR).

144. Im Einheitspreisverfahren wird vereinfacht davon ausgegangen, dass Kraftwerke zu ihren Grenzkosten (marginal costs) ihre Kapazitäten anbieten, sodass die Grenzkosten des teuersten noch für die Deckung der (kurzfristig weitestgehend preisunelastischen) Last benötigten Kraftwerks den Strompreis bestimmen. Da bereits ein Gebot zu den eigenen Grenzkosten einem Bieter Chancen auf einen positiven Deckungsbeitrag (Marge) bietet, ist diese Gebotsstrategie für viele Akteure naheliegend, was zu einer hohen Kosteneffizienz des Marktergebnisses führt.

145. Im Gebotspreisverfahren ist die Ermittlung der optimalen Gebotsstrategie für die Anlagenbetreiber hingegen deutlich schwieriger. Sie müssen in diesem Verfahren versuchen, auf der Basis antizipierter Marktpreise, ein Gebot zu formulieren, das ihnen einerseits einen gewünschten Deckungsbeitrag ermöglicht und andererseits die Chancen bietet, mit dem Gebot erfolgreich zu sein. So würden Anlagenbetreiber versuchen, möglichst nah an dem Preis des teuersten noch erfolgreichen Gebots zu bieten, sodass die durchschnittlichen Preise im Markt bei guter Prognostizierbarkeit vergleichbar sind zu den pay-as-clear-Preisen. Gleichzeitig benachteiligt pay-as-bid kleinere Anbieter, da die Ermittlung der optimalen Gebotsstrategie komplexer ist als im Einheitspreisverfahren.

4.2.2. Marktsegmentierung (Griechischer Vorschlag)

146. Gaskraftwerke sind im Markt häufig preissetzend, obwohl sie nur einen geringen Anteil des nachgefragten Stroms erzeugen. In der aktuellen Diskussion wird daher eine Entkopplung des Strompreises vom Gaspreis gefordert. Ein Vorschlag zur Entkopplung durch Marktsegmentierung wurde von Griechenland am 22.07.2022 im Rat der Europäischen Union eingebracht und seitdem viel diskutiert (Council of the European Union, 2022). Der Vorschlag bezieht sich auf den Day-Ahead-Markt. Intraday-Märkte und Regelleistungsmärkte sollen unverändert bleiben. Die Idee ist, zukünftig zwei separate Day-Ahead-Auktionen für den Stromhandel zu verwenden. In einem as available-Markt bieten unflexible Stromerzeuger, deren Kosten von hohen Kapitalkosten bestimmt werden (Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen, Wasserkraftwerke und Atomkraftwerke), während im anderen Markt (on demand) flexible Anlagen mit hohen variablen Kosten partizipieren (vor allem fossile Kraftwerke). Die Preisbildung und Refinanzierung der Anlagen im on demand-Markt soll wie bisher im Einheitspreisverfahren stattfinden. Für die Refinanzierung der Anlagen im as available-Markt wird die durchgängige Verwendung von CfDs (siehe Kapitel 5) vorgeschlagen. Auf beiden Märkten werden so separate Strompreise gebildet, die über einen gewichteten Mittelwert an die Nachfrageseite weitergegeben werden. Dies soll zu einem niedrigeren Strompreis führen und hohe Zufallsgewinne vermeiden.

147. Mit dem Ziel, die aktuell hohen Strompreise und die daraus resultierenden Zufallsgewinne zu vermeiden, werden mit dem Vorschlag vor allem kurzfristige Probleme des Marktdesigns unter hohen Gaspreisen adressiert. Das Marktgestaltungsproblem sollte jedoch unabhängig von temporären Preiseffekten betrachtet werden. Eine Marktsegmentierung ist ein komplexer Eingriff in den Markt, der europaweit abgestimmt werden müsste. Die Umsetzung würde eine lange Zeit in Anspruch nehmen, um beispielsweise verbindliche Regeln bezüglich des Handels zwischen Börsenbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern festzulegen (Benedettini et al., 2022). In einem verpflichtenden CfD-Pool am as available-Markt würden außerdem die Signale zur Bestimmung des Dispatches, die im aktuellen Marktdesign durch den kostenbasierten Dispatch klar geregelt sind, fehlen (Maurer et al., 2022). Somit müsste für den Fall, dass die Erzeugung aus dem as available-Pool die Nachfrage übersteigt, eine Einspeisereihenfolge festgelegt werden, da keine Anreize für eine Reduktion der Einspeisung bestehen. Zudem werden Anlagen auf Basis von CfDs kostenbasiert und nicht marktgerecht entlohnt, was der bisherigen Zielsetzung entgegenläuft, die erneuerbaren Energien möglichst förderfrei in den Markt zu integrieren. Auch die Einführung eines marktanteilgewichteten Strompreises wirft Umsetzungsfragen auf. Staaten, deren Stromerzeugung nur zu einem geringen Anteil auf Gas basiert, profitieren stärker als Staaten mit großen Anteilen gasbasierter Stromerzeugung (Benedettini et al., 2022). Zudem verwässert ein gewichteter Strompreis die Strompreissignale, die mittelfristig für die Erschließung marktgetriebener Flexibilität zur Erreichung der Klimaziele zwingend notwendig sind. Ein gänzlicher Wegfall von Zufallsgewinnen ist kein grundsätzliches Ziel des Marktdesigns. Preisspitzen sind ein

normaler Bestandteil des bestehenden Marktdesigns und bieten Anreize für Investitionen in bestimmte Erzeugungstechnologien, vor allem solche mit hoher Flexibilität und niedrigen Kapitalkosten.

148. Gegenüber einer Marktsegmentierung hat die einheitliche Merit-Order einige Vorteile. So werden aktuell am Day-Ahead-Markt Preissignale gebildet, die die Knappheiten bei der Angebots- und Nachfragesituation adäquat darstellen. Diese Preissignale kommen zurzeit zwar bei der Mehrzahl der Letztverbraucher nicht an und haben somit nur eine sehr begrenzte Lenkungswirkung auf den Stromverbrauch, was aber nicht in der einheitlichen Merit Order, sondern durch andere Aspekte des aktuellen Marktdesigns begründet ist (siehe Kapitel 4.6).

4.2.3. Iberisches Modell

149. Zur Senkung der Strompreise haben Portugal und Spanien im Juni 2022 eine Subvention für konventionelle Brennstoffe eingeführt, die durch eine Stromsteuer refinanziert wird und den Einfluss des Gaspreises auf den Strompreis dämpfen soll. Der Ansatz sieht vor, dass alle fossilen Erzeuger eine festgeschriebene Preisreduktion in ihren Geboten berücksichtigen und dadurch der Strompreis sinkt und die Zufallsgewinne gemindert werden. Die verlorenen Erlöse der konventionellen Kraftwerke werden den Erzeugern aus den Einnahmen der Stromsteuer erstattet. Dadurch, dass die Subvention allen konventionellen Erzeugern zugutekommt und nicht nur den erdgasbetriebenen Kraftwerken, kommt es zu keiner Verschiebung in der Merit Order und somit auch zu keiner weitreichenden Auswirkung auf die Koordinationswirkung des Marktes.

150. Erste Analysen dieses Markteingriffs zeigen eine Kosteneinsparungen für die Verbraucher:innen auf moderatem Niveau. Der durchschnittliche Strompreis in den ersten zwei Monaten nach der Einführung ist von sonst erwartbaren 299 €/MWh auf tatsächlich 144 €/MWh gefallen, allerdings ist im gleichen Zeitraum eine Stromsteuer von 109 €/MWh angefallen. Die resultierenden Einsparungen belaufen sich somit auf 46 €/MWh (Schlecht et al., 2022). Durch die Kopplung der europäischen Strommärkte führte die Senkung des spanischen Strompreises (und andere Effekte) zu einem erhöhten Stromexport nach Frankreich und Marokko (Schlecht et al., 2022). Die zusätzlichen Exporte waren im Umfang begrenzt, weil die iberische Halbinsel nur schwach mit dem restlichen Verbundnetz gekoppelt ist, mit nur 2.800 MW Kuppelkapazität zu Frankreich und 900 MW zu Marokko. In Ländern, deren mögliche Leistungsaustausche mit Nachbarländern deutlich höher sind, wie z.B. im Fall von Deutschland, hätte die Einführung einer Subvention auf einzelne Erzeugungstechnologien eine noch schwächere Auswirkung auf nationale Strompreise, da ein großer Teil der Wirkung durch verstärkte Exporte gedämpft würde. Ein weiterer Aspekt, der die Wirksamkeit des iberischen Modells im deutschen Markt beschränken würde, wäre die hierzu größere Bedeutung langfristiger Strombezugsverträge, durch die sich starke kurzfristige Schwankungen bei den fossilen Brennstoffen weniger direkt auf die Endkundenpreise wirken.

151. Das iberische Modell ist also nicht auf andere Staaten übertragbar und hätte für Deutschland nur dann eine Wirkung, wenn es europaweit eingeführt würde. Die Subventionierung fossiler

Energie widerspricht jedoch den europäischen Klimaschutzbemühungen und hätte allenfalls als kurzfristige Krisenmaßnahme eine Berechtigung. Jedoch gibt es auch für dieses Ziel bessere Maßnahmen, um vor allem vulnerable Verbraucher:innen von der Krisenauswirkung zu entlasten. Hierbei könnte die Finanzierung von Entlastungen über den Staatshaushalt das Ziel einer gerechten Lastenteilung besser erfüllen als eine Umlage auf den Strompreis, wie sie im iberischen Modell implementiert wurde, da Gruppen mit niedrigeren Einkommen einen höheren Anteil ihrer Einkünfte auf die Stromkosten verwenden und dadurch überproportional belastet würden.

4.2.4. Zwischenfazit zu den vorgeschlagenen Krisenmaßnahmen

152. Tiefgreifende Eingriffe in das bestehende Marktdesign müssen sorgfältig abgewogen werden und auch gegen sich ändernde Randbedingungen robust sein. Hierbei muss die zu erwartende mittel- und langfristige Entwicklung der Brennstoff- und Strompreise betrachtet werden. Die aktuelle Höhe der Erdgaspreise ist außergewöhnlich, und sollte nicht handlungsleitend für grundsätzliche Marktdesignentscheidungen sein.

153. Insgesamt zeigt sich, dass die Kurzfriststrommärkte ihre Koordinationsfunktion sehr gut erfüllen, sodass Änderungen am Design das Risiko von Effizienzverlusten bergen. Der Fokus von Marktdesignänderungen sollte stattdessen auf der Frage liegen, ob in Zukunft ausreichende Investitionsanreize sowohl in erneuerbare Stromerzeugung als auch in bedarfsgerecht einsetzbare Kapazitäten bestehen, bei weiterhin hoher Allokationseffizienz des Marktes. Die Investitionsanreize sollten so weit wie möglich aus dem Markt kommen, ggf. ergänzt durch Kapazitätsmechanismen. Dies wird im Kapitel 5 eingehender diskutiert. Krisenmaßnahmen zur Entlastung der Verbraucher:innen sollten eher außerhalb des Marktdesigns implementiert werden und im Idealfall ausreichende Anreize zum sparsamen Energieeinsatz bieten.

4.3. Weiterentwicklung von Gebotsformen im Stromgroßhandel

154. Der Betrieb von Kraftwerken unterliegt einigen technischen Restriktionen, die sich nur vereinfacht in einem einfachen Stundengebot abbilden lassen. Die Erweiterung der Gebotssprache, die eine genauere Abbildung der technischen Charakteristika ermöglicht, könnte die Koordination des Anlageneinsatzes verbessern. Zukünftig wäre auch die verbesserte Darstellbarkeit von verfügbarer Flexibilität wünschenswert, die ebenfalls die Allokationseffizienz erhöhen könnte. Hierbei sind verschiedene Erweiterungen möglicher Gebotsformen denkbar.

155. Derzeit gibt es bei der Day-Ahead die Möglichkeit, mehrere Preis-/Mengenpaare (single bids) für eine Zeiteinheit, d.h. für eine Stunde abzugeben. Auch Blockgebote (block bids) über mehrere Stunden sind möglich. Hierdurch können Kraftwerksbetreiber langfristiger planen und bewerten, ob ein An- oder Abfahren der Anlage wirtschaftlich sinnvoll ist (EPEX SPOT SE, 2022). Die möglichen Gebotsformen wurden in der jüngeren Vergangenheit bereits erweitert, um mehr Flexibilität zu ermöglichen. Aktuell gibt es fünf verschiedene Blockstrukturen, die geboten werden können:

- Curtailable blocks: Gruppe von Blöcken, die entweder im gesamten, gar nicht oder über einem bestimmten Minimum ausgeführt werden
- Linked blocks: Zwei miteinander verlinkte Blöcke, bei denen der eine Block nur ausgeführt werden darf, wenn der andere Block (“father block”) auch ausgeführt wurde. Der father block hingegen kann auch ohne den verlinkten Block ausgeführt werden.
- Exclusive blocks: Gruppe von Blöcken, von denen höchstens einer ausgeführt wird
- Big blocks: Block dessen Volumen bis zu 1.500 MW groß sein kann (normal max. 400 MW)
- Loop blocks: Zwei Blöcke, die entweder gemeinsam oder gar nicht ausgeführt werden

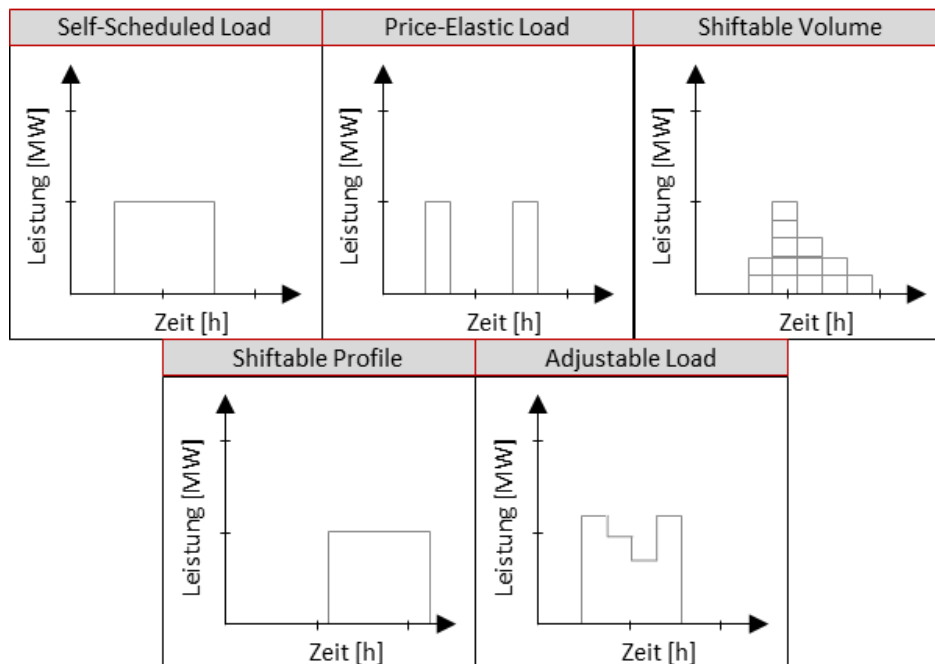
156. In der Realität werden die verschiedenen Blockgebote häufig komplex miteinander kombiniert, um so viele Restriktionen wie möglich abzubilden. (Richtstein et al., 2020) zeigt, dass Erzeugungseinheiten durch Blockgebote auf Unsicherheit dennoch nicht optimal reagieren können und nicht immer die optimale Bezuschlagung bzw. Verwendung aller verfügbaren Kapazitäten gewährleistet ist. Deswegen könnte es sinnvoll sein, zukünftig die Gebotsformate weiter zu überarbeiten.

157. Eine Alternative zu single und block bids stellen multi-part bids dar. Diese werden beispielsweise in den Vereinigten Staaten von Amerika verwendet. Multi-part bids ermöglichen die Abbildung der Charakteristika von Erzeugungseinheiten. Hierzu gehören beispielsweise Mindest- und Maximalleistung, Regelgeschwindigkeit und minimale Betriebs- und Stillstandzeiten. In (Richtstein et al., 2020) wird gezeigt, dass eine solche Gebotsform effizienter mit Unsicherheiten umgeht und die verfügbaren Kapazitäten besser genutzt werden. Multi-part bids sollten deswegen Teil der Diskussion des zukünftigen Marktdesigns sein und weiter untersucht werden.

158. Darüber hinaus könnte auch eine Anpassung der nachfrageseitigen Gebote zielführend sein. Nachfrageseitige Gebote können Flexibilitätspotenziale auf der Verbrauchsseite abbilden und somit die Unsicherheiten im Strommarkt verringern. Die diskutierten Gebotsstrukturen sind in Abbildung 8 dargestellt und werden nachfolgend kurz beschrieben (Ashour Novirdoust et al., 2020).

- Self-Scheduled Load – Preisunelastisches Last (bisher vor allem verwendet)
- Price-Elastic Load – Preiselastische Last, die nicht zwangsläufig erfüllt werden muss und deren akzeptierte Menge vom Strompreis zum jeweiligen Zeitpunkt abhängt
- Shiftable Volume – Fixe Nachfragemenge, die beliebig über einen bestimmten Zeitraum bereitgestellt werden kann
- Shiftable Profile – Vordefiniertes Lastprofil das über einen bestimmten Zeitraum abgerufen werden kann
- Adjustable Load – Last die unter Berücksichtigung von Opportunitätskosten abgeregelt oder erhöht werden kann

Abbildung 8: Nachfrageseitige Gebotsformen



Quelle: Eigene Darstellung nach (Ashour Novirdoust et al., 2020)

159. Ebenso wie andere Aspekte des Marktdesigns müssen auch Gebotsformate europäisch abgestimmt werden, denn aus den nationalen Gebotskurven wird im Rahmen der Marktkopplung ein europaweites Marktclearing errechnet. Hierfür wird von der Price Coupling of Regions (PCR) der PCR EUPHEMIA-Algorithmus ausgeführt, der die vorgeschlagenen Gebotsformen ebenfalls unterstützen muss (BNetzA, 2023). Hier könnte die Einführung von multi-part bids oder flexiblen Nachfragegeboten vorgeschlagen werden.

4.4. Einbindung von Flexibilitätsoptionen

4.4.1. Potentiale und aktuelle Hemmnisse

160. Steigende Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhöhen sich die Variabilität der Erzeugung und somit auch der Bedarf an Flexibilität, um einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Die BNetzA definiert Flexibilität nach (Eurelectric, 2014) als „die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen.“ (BNetzA, 2017). Sie kann von diversen Akteuren aus unterschiedlichen Bereichen angeboten werden. So gibt es Flexibilität in der Industrie, bei gewerblichen Verbrauchern sowie kleinteilige Flexibilität bei Haushalten, welche jeweils unterschiedlich eingesetzt und über unterschiedliche Mechanismen aktiviert werden können. Die Vielfältigkeit der Optionen und der beteiligten Akteure macht es notwendig,

Flexibilitätseinsätze effizient zu koordinieren. Dies kann prinzipiell unter Nutzung von Marktmechanismen erfolgen, aber es sind auch andere Koordinationsformen denkbar.

161. Zu den Flexibilitätspotenzialen im Bereich Industrie und Gewerbe zählt vor allem die Lastverschiebung. Hemmnisse bei der Erschließung dieser Potenziale sind der regulatorische Rahmen, der die Vermarktungsmöglichkeiten von Flexibilität aktuell zu wenig fördert, zusätzliche Kosten zur Erschließung der Flexibilität (da Prozesse ggf. umgebaut werden müssen und teilweise unterhalb der Kapazität der Anlagen betrieben werden, anstatt am optimalen Betriebspunkt) sowie Vorbehalte gegenüber der Datensicherheit, der Energieversorgung im laufenden Betrieb und der Prozesskontrolle (Munzel et al., 2022; Ausfelder et al. 2018; Brée et al. 2018).

162. Durch die Zunahme von privaten Erzeugern, Heimspeichern sowie der Elektrifizierung des Verkehrs (E-Mobilität) und des Wärmesektors (Wärmepumpen) nehmen auch die Flexibilitätspotenziale in Haushalten stetig zu. Um diese nutzbar zu machen, sind Messeinrichtungen und eine digitale Infrastruktur zur Erhebung von Netzzustandssituationen und zum sicheren Datenaustausch Voraussetzung. Für eine effiziente Nutzung kleinteiliger Flexibilität ist eine Aggregation sinnvoll. Die Erschließung kleinteiliger Flexibilität wird aktuell jedoch durch die nicht ausreichende digitale Infrastruktur, die geringen monetären Anreize und den bestehenden regulativen Rahmen gehemmt (Munzel et al., 2022).

163. Weitere Flexibilitätspotentiale ergeben sich durch die Elektrifizierung der Wärmeversorgung in Nah- und Fernwärmenetzen, die Elektrifizierung von Prozesswärmeerzeugung in der Industrie sowie durch Elektrolyseure zur Wasserstoffherstellung. Hierfür ist neben einem Ausbau der Infrastruktur auch eine Weiterentwicklung der bestehenden Technologien nötig, um Anlagen in verschiedenen Größenklassen zur Verfügung stellen zu können. Auch dabei ist einer der größten Hemmnisse der regulatorische Rahmen. Bisher haben die verschiedenen Sektoren unterschiedliche Regelwerke, Fördermechanismen und Marktplätze. Dies drückt sich beispielsweise in der heterogenen Gestaltung von Steuern, Abgaben und Umlagen aus. Die Sektoren müssen zukünftig nicht nur technisch, sondern auch regulatorisch und wirtschaftlich stärker miteinander gekoppelt werden (Munzel et al., 2022).

4.4.2. Einsatzbereiche für Flexibilität

164. Mit Fortschreiten der Energiewende steigen vor allem die Herausforderungen beim Betrieb der Verteilnetze. Der Einsatz von Flexibilität könnte daher unter anderem das Engpassmanagement im Verteilnetzbetrieb effizient unterstützen. Der weitaus größte Teil der erneuerbaren Erzeugung wird in Verteilnetze eingespeist, und auch die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität findet primär im Verteilnetz statt, vorwiegend durch flächendeckende Neuinstallationen von Wärmepumpen und Ladepunkten für Elektrofahrzeuge. Eine Flexibilisierung sowohl der Erzeugung bzw. Stromeinspeisung als auch des Energieverbrauchs ebenso sowie der netzdienliche Einsatz von Stromspeichern können dazu beitragen, Engpässe im Verteilnetz zu vermeiden,

wodurch das Stromnetz auch dann sicher betrieben werden kann, wenn der Netzausbau reduziert oder zeitlich verzögert stattfindet.

165. In den Zeiten, in denen Flexibilitätsoptionen nicht benötigt werden, um den Netzbetrieb zu unterstützen, könnten sie auch im Markt agieren und dadurch zusätzliche Deckungsbeiträge erzielen. Im Großhandelsmarkt spiegelt das Marktsignal die Versorgungssituation der weiträumigen Systembilanz wider, welches von der lokalen Versorgungssituation abweichen kann. Die Priorisierung zwischen dem netzdienlichen und dem marktdienlichen Einsatz wurde vielfältig diskutiert und führte u.a. zu dem sogenannten Ampelkonzept (BDEW, 2013), nach welchem solange Marktmechanismen frei wirken sollen, wie keine Grenzwertüberschreitungen im Netz antizipiert werden ("grüne Ampel"), und der Netzbetreiber im Fall einer Störung die Steuerung übernimmt ("rote Ampel"). In dem dazwischen liegenden Bereich der "gelben Ampelphase" wird eine Interaktion zwischen Netzbetreibern und Marktteilnehmern vorgeschlagen. Zur konkreten Ausprägung dieser Interaktion gibt es vielfältige Vorschläge. Einige Konzepte wurden zum Beispiel in den Projekten der Schaufenster Intelligente Netze erforscht und erprobt (BMWK, 2022).

4.4.3. Umsetzungsoptionen

166. Zunächst gibt es die Möglichkeit, kleinteilige Flexibilitätseinheiten durch Aggregatoren zu bündeln und dadurch in größeren Einheiten handelbar zu machen. Bereits heute treten Aggregatoren in Form virtueller Kraftwerke auf und bündeln in der Regel kleine EE-Anlagen, aber auch Lastflexibilität industrieller und gewerbliche Stromkunden. Durch die Aggregation können verschiedene Produkte an den Spot- und Regelleistungsmärkten sowie weitere Systemdienstleistungen angeboten werden. Virtuelle Kraftwerke optimieren den Betrieb von flexiblen Kraftwerken wie KWK-Anlagen, Biogasanlagen und Speichern, um am Markt teilzunehmen und Flexibilität bereitzustellen (DENA, 2022).

167. Eine weitergehende Möglichkeit, Flexibilität zu koordinieren, sind (lokale oder überregionale) Flexibilitätsplattformen zur marktlichen Beschaffung von Flexibilität. Für bestimmte Produkte könnten dort die möglichen Anbieter auf solche eingegrenzt werden, die den lokalen Netzzustand auch tatsächlich beeinflussen können. Auf der Nachfrageseite steht der Netzbetreiber, der unabhängig vom Preissignal an der Börse die Flexibilität vergütet (Burgess et al., 2022). Für eine effiziente Verwendung von lokalen Flexibilitätsplattformen ist die Ausgestaltung der angebotenen Produkte, die Aggregation der Flexibilität, die Entwicklung von Maßnahmen, die Gaming verhindern (siehe auch Diskussion in Kapitel 6.4), die Schaffung von Daten- und Serviceplattform für den Informationsaustausch und die Entwicklung von Methoden zur netzübergreifenden Koordination erforderlich. Im Rahmen der SINTEG-Projekte konnten erste lokale Flexibilitätsplattformen erfolgreich erprobt werden (siehe Burgess et al., 2022).

168. In eine ähnliche Richtung gehen die Diskussionen um den Redispatch 3.0. Während die bisherige Weiterentwicklung des Redispatches in Deutschland sich auf die Erzeugungsseite beschränkt, wird eine Weiterentwicklung des Mechanismus im Rahmen von Redispatch 3.0 auch

auf Laststeuerung und Speicher diskutiert; dies würde somit Flexibilität netzdienlich koordinieren. Lasten und Speicher lassen sich nur sehr eingeschränkt in einem administrativen Redispatch, wie er derzeit umgesetzt ist, einbinden. Hier wäre stattdessen ein marktbasierter Redispatch besser zur Koordination geeignet. Mit dem §14c EnWG wurde deswegen bereits die prinzipielle Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber geschaffen, eine marktbasiertere Beschaffung von Flexibilität umzusetzen. Die konkrete Ausgestaltung eines solchen marktbasierten Mechanismus ist aber noch weitestgehend unklar. Da im Redispatch 3.0 auch die Erweiterung auf Anlagen <100 kW Leistung erfolgen soll, müssen zukünftig mehrere Millionen Anlagen in Deutschland hierin berücksichtigt werden können. Hierfür bedarf es einer Kommunikations- und IT-Infrastruktur, die es ermöglicht, mit den Anlagen zu kommunizieren und Daten auszutauschen. Der Aufbau dieser Infrastruktur ist eine zentrale Herausforderung für die Koordination von Flexibilitätseinsätzen und die Weiterentwicklung des Redispatch 3.0. Klassische SCADA-basierte (Supervisory Control and Data Acquisition) Netzleitsysteme könnten mit den zukünftigen Anforderungen überfordert sein. Stattdessen könnte perspektivisch die Gaia-X-Infrastruktur (siehe Kapitel 3.4) genutzt werden. In den ersten Designentwürfen für den Redispatch 3.0 wird eine freiwillige marktbasiertere Teilnahme der Kleinanlagen skizziert (TransnetBW, 2022).

169. Weitere Vermarktungsmöglichkeiten für Flexibilität können durch Energy Communities entstehen. Energy Communities sind Gruppen individueller Akteure, die gemeinsam freiwillig im Energiesektor agieren, ein gemeinsames Ziel verfolgen und vorgegebene Regeln akzeptieren (DENA, 2022). Neben potentiell positiven Effekten auf die Verteilnetze können Energy Communities durch die direkte technische und wirtschaftliche Partizipation der individuellen Akteure die Akzeptanz der Energiewende stärken und dadurch den Ausbau der erneuerbaren Energien fördern. Mögliche Ausgestaltungsformen von Energy Communities zur Flexibilitätsserschließung sind der Peer-to-Peer-Handel (P2P-Handel) und die Aggregation von kleinen Kapazitäten. Im P2P-Handel könnte unter Verbraucher:innen („Customer“ – C2C) oder unter Unternehmen („Business“ – B2B) stattfinden. In der Strombinnenmarkttrichtlinie 2019 der EU wurde die Rolle des „aktiven Kunden“ bereits definiert und somit die Grundlagen für eine aktive Teilhabe der Endkunden im C2C-Handel geschaffen. Es ist zwischen zwei verschiedenen P2P-Ansätzen zu unterscheiden. Beim Peer-to-Community-Ansatz erfolgt ein bilanzieller Handel zwischen allen Teilnehmenden einer bestimmten Community. In einer virtuellen Gemeinschaft erfolgt der Ausgleich des Angebots und der Nachfrage innerhalb einer Gebotszone und nicht innerhalb einer lokalen Nachbarschaft. Anders ist dies beim lokalen Peer-to-Peer-Handel, bei dem über einem dezentralen Marktplatz innerhalb definierter geografischer Grenzen gehandelt wird. Der Netzbetreiber nimmt anders als bei Flexibilitätsplattformen nicht am Handel teil (Borges et al., 2022).

4.5. Netzentgeltsysteme und deren Lenkungswirkung

4.5.1. Netzentgeltsystematik und Flexibilitätsanreize

170. Die von Letztverbrauchenden zu entrichtenden Netzentgelte refinanzieren die Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten für die Stromnetze und machen heute einen nennenswerten Anteil der Endkundenstrompreise aus. Durch eine Zunahme des Elektrizitätsbedarfs im Rahmen der Dekarbonisierung steigt der Bedarf an Netzkapazitäten, sodass davon auszugehen ist, dass die Entgelte auch in Zukunft wichtig bleiben werden. Die Netzentgeltsystematik könnte vor diesem Hintergrund dahingehend entwickelt werden, dass sie so weit wie möglich die Ausschöpfung von Flexibilitätspotentialen und die Schaffung von Lokalisierungssignalen (vgl. auch Kapitel 6) unterstützen.

171. Sowohl die Kostenstruktur der Netzentgelte als auch der Effekt, dass (statische) Netzentgelte die Wirkung von Strompreissignalen dämpfen, fördern aktuell den systemdienlichen Einsatz vorhandener Flexibilität kaum. Die Entgeltermittlung ist für verschiedene Größenordnungen des Jahresstromverbrauchs unterschiedlich ausgestaltet. Bei einem Jahresverbrauch unter 100 MWh/a ist ein fixer Grundpreis und ein fixer Energiepreis (Arbeitspreis) pro kWh Verbrauch zu zahlen. Bei einem Jahresverbrauch oberhalb dieser Grenze wird ein Energie- und ein ex-post-Leistungspreis erhoben (Ernest and Young et al., 2018). Bei Industriekunden hängt die Höhe des Netzentgeltes nicht vom Einsatzzeitpunkt ab, was unter Flexibilitäts Gesichtspunkten wünschenswert wäre, sondern von der Jahresbenutzungsdauer.⁸ Bei einer hohen Benutzungsdauer (>2.500 h/a) wird ein höherer Leistungspreis pro kW berechnet, da unterstellt wird, dass der Verbraucher mit größerer Wahrscheinlichkeit einen hohen Beitrag zur Jahreshöchstlast des Netzes hat und sich somit stärker an den Kosten der dafür benötigten Infrastruktur beteiligen soll. Das Leistungsentgelt ist dann das Produkt aus dem Leistungspreis und der Jahreshöchstleistung, was dazu führt, dass Anlagenbetreiber einen möglichst gleichmäßigen Betrieb anstreben, um Lastspitzen zu vermeiden. Es besteht also ein großer Anreiz, vorhandene Flexibilität primär zur Spitzenlastreduktion einzusetzen, auch wenn andere Einsatzmöglichkeiten ggf. einen größeren Systemnutzen stiften könnten. Auch bei Anlagen mit einer niedrigen Benutzungsdauer, die einen niedrigeren Leistungspreis, aber einen höheren Energiepreis haben, wird systemdienliche Flexibilität gehemmt. Die höheren Energiepreise benachteiligen sie im Wettbewerb um die Vermarktung von Flexibilität gegenüber Anlagen, die einen geringeren Energiepreis (bei höherem Leistungspreis) zahlen.

172. Neben den regulären Netzentgelten gibt es auch individuelle Netzentgelte, die z.B. bei einer sehr hohen Benutzungsdauer von mindestens 7.000 h/a als gleichmäßiger Strombezug geltend gemacht werden können. Auch dies hemmt den systemdienlichen Einsatz von Flexibilität. Da die Reduktion der Entgelte bei Erreichen der Schwelle von 7.000 h/a sehr groß ist (20% des regulären

⁸ Die Benutzungsdauer (h) ist der Quotient aus der in einem Jahr bezogenen Energie (kWh) und der Jahreshöchstleistung (kW).

Entgelts, bei höheren Vollbenutzungsstunden sogar noch weniger), besteht ein großer Anreiz, vorhandene Flexibilität vor allem dazu zu verwenden, diese Schwelle zu erreichen. Eine alternative Bereitstellung von Flexibilität würde somit aus Betreibersicht mit hohen Opportunitätskosten einhergehen.

173. Bei Verbrauchern unter 100 MWh/a ergibt sich aus der aktuellen Netzentgeltsystematik ein weiterer Nachteil für den Netzbetrieb. Dadurch, dass diese kleinen Verbraucher nur einen Energiepreis als Netzentgelt zahlen, ergeben sich große Einsparpotentiale durch die Investition in eigene Erzeugung, vor allem durch Photovoltaikanlagen. Diese aus Sicht des Klimaschutzes wünschenswerte Entwicklung führt dazu, dass Stromverbraucher:innen mit Eigenerzeugung sich weniger an der Finanzierung der Netze beteiligen, ohne dass dem notwendigerweise ein Nutzen für den Netzbetrieb gegenübersteht. Die Jahreshöchstleistung wird durch Photovoltaikanlagen in aller Regel nicht reduziert, und der Nutzen des Netzanschlusses, dass jederzeit Strom in gewünschter Höhe bezogen werden kann, wird weiterhin bereitgestellt. Hinzu kommt, dass Netzbetreiber oft keine Kenntnis darüber haben, ob zur Photovoltaikanlage auch ein Speicher installiert ist. Das Vorhandensein eines Speichers ändert den Strombezug aus dem Netz jedoch stark. Die Unkenntnis über vorhandene Speicher kann durch schlechtere Prognostizierbarkeit der Last zu höheren Aufwendungen für Ausgleichsenergie bei den Verteilnetzbetreibern führen (BDEW, 2016). Kritiker erachten daher die Einsparmöglichkeit von Netzentgelten bei Eigenerzeugung als zu hoch (Consentec, 2018). Sie entspricht nicht dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit, das bei der Ermittlung der Netzentgelte anzulegen ist. Somit werden Verbraucher:innen ohne Eigenerzeugung stärker belastet. Dies ist aus Sicht der sozialen Gerechtigkeit insofern ein Problem, als Menschen mit niedrigeren Einkommen seltener die Möglichkeit haben, in Eigenerzeugung zu investieren und sich stattdessen höheren Netzentgelten ausgesetzt sehen. Eine Möglichkeit der Weiterentwicklung von Netzentgelten ist die Einführung von Leistungspreisen auch für Verbraucher:innen mit Eigenerzeugung, in ähnlicher Weise wie für größere Verbraucher. Diese sollte mit der Höhe der Einspeisetarife abgestimmt werden, damit weiterhin ausreichende Anreize für Investitionen in Photovoltaikanlagen bestehen.

174. Die Höhe der Netzentgelte unterscheiden sich regional je nach Verteilnetzbetreiber (Agora, 2021). Die Entgelt-niveaus in Nord- und Ostdeutschland liegen im Schnitt höher als im Süden und Westen. Darüber hinaus fallen die Netzentgelte in ländlichen Regionen höher aus als in Städten (Consentec, 2018). Die unterschiedlichen Netzentgelte sind aber nicht durch eine gezielte Standortsteuerung zur Optimierung des Versorgungssystems entstanden, sondern historisch begründet. Die einzelnen Netzgebiete sind teils zufällig, durch historische Entwicklung und kommunalpolitische Interessen entstanden (Consentec, 2018). Dies führt dazu, dass die Lokalisierungssignale (genauer betrachtet in Kapitel 6) für den Zubau von Sektorkopplungstechnologien falsch gesetzt werden. So wäre beispielsweise aus Sicht der Energiewende eine stärkere Elektrifizierung im windstarken Norden sinnvoll, jedoch können die dort hohen Netzentgelte ein

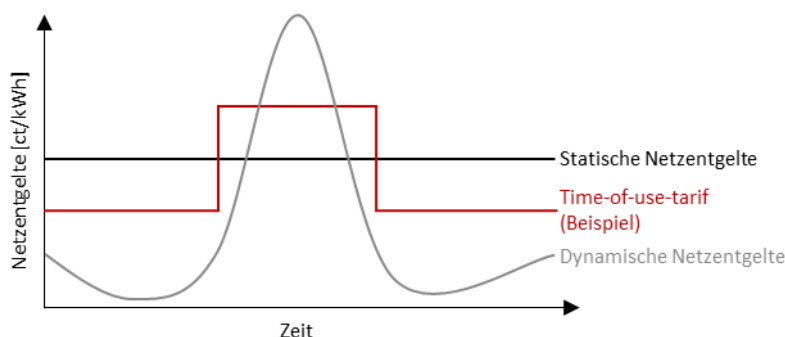
Investitionshemmnis darstellen. Eine Vereinheitlichung der Netzentgelte auch auf Verteilnetzebene, so wie sie bereits bei den Übertragungsnetzentgelten besteht, könnte diese Nachteile beheben.

4.5.2. Weiterentwicklungsoptionen

175. Die Netzentgeltsystematik ließe sich in verschiedener Weise weiterentwickeln. Die am häufigsten diskutierten Optionen sind: (zeitlich oder räumlich) dynamische Netzentgelte (Agora, 2021; IKEM, 2020; IKEM, 2020; BNetzA, 2015), erzeugungsseitige Netzentgelte (IKEM, 2020; IKEM, 2020; BNetzA, 2015) ("G-Komponente"), Privilegierung einzelner Verbrauchergruppen (Agora, 2021) und bedingte Netznutzung (Ernest and Young et al., 2018). Diese werden im Folgenden beschrieben. Erzeugungsseitige Netzentgelte werden in Kapitel 6 diskutiert.

176. Die am meisten diskutierte Anpassungsoption für die Netzentgelte ist die Einführung dynamischer Netzentgelte. Dieser Begriff ist nicht definitionsscharf und bezieht sich zum Teil auf zeitvariable und/oder ortsabhängige Netzentgelte (IKEM, 2020). Zeitvariable Netzentgelte sehen eine zeitliche Anpassung der Netzentgelthöhe vor. Die zeitlichen Intervalle der Entgeltanpassung können je nach Ausgestaltung stark variieren. Die Bandbreite reicht von einem Time-of-Use-Tariff (stufenweise, vorab festgelegt) bis hin zu einem hochdynamischen variablen Real-time Pricing (siehe Abbildung 9) (IKEM, 2020).

Abbildung 9: Dynamische Netzentgelte



Quelle: Eigene Darstellung nach (IKEM, 2020)

177. Auch in dieser Thematik nimmt die Digitalisierung eine entscheidende Rolle ein. Je höher der Digitalisierungsgrad der Infrastruktur, desto kurzfristiger können Akteure auf die Netzentgeltänderung reagieren. Die Intention zeitvariabler Netzentgelte ist es, die freiwillige Flexibilitätsbereitstellung von flexiblen Verbrauchern anzureizen und somit ein netzdienliches Verhalten zu fördern (Agora, 2021). Im Rahmen der zeitvariablen Netzentgelte wird eine Umschichtung der Arbeits- und Leistungspreisanteile diskutiert (Agora, 2021). Um niedrige Leistungspreise und gleichzeitig Arbeitspreise, die Flexibilität anreizen, zu gewährleisten, schlägt (Agora, 2021) die Einführung variabler Arbeitspreise vor. Die Arbeitspreise variieren anhand des

systembezogenen EE-Angebots. Bei einem hohen erneuerbaren Energien-Angebot fällt der Arbeitspreis, bei einem niedrigen EE-Angebot steigt der Arbeitspreis hingegen. Für Sektorenkopplungstechnologien bedeutet dies zum einen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb bei passender Fahrweise möglich ist und zum anderen erhalten sie über die Netzentgelte ein Signal, das die Einsparung von Treibhausgasemissionen in ihrem Strombezug signalisiert (Agora, 2021).

178. Insgesamt bieten zeitlich dynamische Netzentgelte verschiedene Vorteile. Sie reizen ein netzdienliches Verhalten an, vermeiden so Hochlastzeiten und können einen marktorientierten Flexibilitätsanreiz schaffen. Auf der anderen Seite gilt zu berücksichtigen, dass der Abruf (hoch-)dynamischer Netzentgelte nur für Netzkunden mit Smart-Metern bzw. Registrierender Leistungsmessung (RLM) möglich ist. Darüber hinaus ist die Netzentgeltstruktur für Netzbetreiber aufgrund unklarer Erlöse nur schwer zu kalkulieren. Bei zeitlich dynamischen Netzentgelten auf Basis des systembezogenen EE-Dargebots kommt hinzu, dass regionale Netzengpasssituationen nicht berücksichtigt werden und ggf. kontraproduktive Fahrweisen angereizt werden (Agora, 2021; IKEM, 2020).

179. Eine andere Art der dynamischen Netzentgelte sind die ortsabhängigen Netzentgelte. Auch heute variieren die Netzentgelte je nach Netzgebiet. Die Idee ist, zukünftig die Netzentgelte gezielt nach Engpasssituationen auch innerhalb eines Netzgebietes zu variieren, um ein netzdienliches Verhalten anzureizen. Ortsabhängige Netzentgelte können somit gezielt die Standortentscheidung beeinflussen und netzdienliches Verhalten fördern. Die BNetzA sieht eine Umsetzung dieses Vorschlags jedoch als nicht praktikabel an (BNetzA, 2015).

180. Ein weiterer Aspekt ist die Nutzung von Privilegien bestimmter VerbraucherInnen oder Verbrauchseinrichtung. Einige Prozesse sind nur wenig flexibel und können von dynamischen Netzentgelten nicht profitieren, die in diesen Fällen sogar eine Belastung für Verbrauchende darstellen können und somit negativ Einfluss auf Investitionsentscheidungen haben. Im Rahmen der Energiewende sind dies beispielsweise schwach ausgelastete Schnellladepunkte für E-Fahrzeuge (Agora, 2021). Bereits heute werden Privilegien beispielsweise für stromintensive Verbraucher in Form von individuellen Netzentgelten oder für flexible Verbraucher angewandt. Nach § 14a EnWG haben Verteilnetzbetreiber in der Niederspannungsebene die Möglichkeit, Flexibilität von Verbrauchern zu nutzen, denen im Gegenzug ein verringertes Netzentgelt berechnet wird. Aktuell wird dies vor allem bei Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Elektromobile angewendet (BNetzA, 2023). Auch zukünftig müssen Privilegierungsregelungen geschaffen werden, um den Anforderungen bestimmter Verbrauchseinrichtungen gerecht zu werden und um Flexibilitätspotenziale zu erschließen. Es ist nicht zielführend, Privilegien anhand von Kriterien wie der Benutzungsdauer zu vergeben, da dies wie oben beschrieben zur Flexibilitätshemmung führen kann. Sinnvoller erscheint die Privilegierung von bestimmten klar definierten Verbrauchergruppen und -einrichtungen (Agora, 2021). Die Art der Privilegierung kann variieren; so ist beispielsweise die Absenkung der Netzentgelte oder auch ein Wahlrecht der zugrunde gelegten Netzentgeltstruktur denkbar.

181. Aktuell ist das System so ausgelegt, dass den Verbraucher:innen immer die volle Kapazität zur Verfügung steht. Denkbar ist auch eine bedingte Netznutzung, bei der der Netzbetreiber bestimmte Leistung in Abhängigkeit der Netzauslastung abregeln kann (Ernest and Young et al., 2018). Verbraucher:innen könnten für die abgeregeltere Leistung eine Entschädigungszahlung erhalten oder stellen ihre abregelbare Leistung dem Netzbetreiber zur Verfügung und erhalten im Gegenzug vergünstigte Netzentgelte. Netzbetreiber erschließen so Flexibilität, die sie für das Engpassmanagement verwenden können (Ernest and Young et al., 2018).

4.6. Sonstige Strompreisbestandteile

182. Neben den Netzentgelten gibt es weitere Kostenbestandteile, die den Strompreis bestimmen (siehe Kapitel 7). Bei der aktuellen statischen Ausgestaltung würden sie bei der Einführung dynamischer Tarife, die auf Großhandelspreisen oder auf dynamischen Netzentgelten basieren, die Preissignale dämpfen und somit den Anreiz für netzdienliches Verbrauchsverhalten schwächen. Gleichzeitig erhöht es die Planbarkeit und Kostenkontrolle der Verbraucher:innen, wenn Strompreise nicht zu stark fluktuieren. Das Ziel der Preisstabilität zum Verbraucherschutz ist daher sinnvoll in Einklang zu bringen mit den Möglichkeiten, über Preissignale Flexibilitätspotentiale zu heben. Hierzu ist es denkbar, dynamische Tarife nur für solche Kundengruppen oder Verbrauchsanteile vorzusehen, die sich auch tatsächlich gut (automatisiert) flexibilisieren lassen, wie bspw. für den Wärmepumpenbetrieb oder Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen. Verbraucher:innen sollten dann die Möglichkeit haben, zwischen verschiedenen Tarifarten zu wählen und weiterhin die Option eines planbaren statischen Tarifs behalten.

183. Grundsätzlich ist außerdem zu überlegen, welche Strompreisbestandteile zwingend weiterhin Bestand haben müssen und welche Komponenten auch über andere Wege finanziert werden können (Beispiel Stromsteuer, die auf die erlaubte Mindesthöhe abgesenkt werden könnte). Zur Förderung der Elektrifizierung, die zur Erreichung der Klimaneutralität eine sehr wichtige Strategie darstellt, ist es wünschenswert, dass Strompreise (längerfristig planbar) günstig genug sind, um Investitionsentscheidungen in Richtung der Elektrifizierungsoption zu lenken. Darüber hinaus sind die Konzepte, wie sie in 4.5 für die Netzentgeltsystematik diskutiert wurden, ähnlich auch auf andere Strombestandteile übertragbar.

5. Anreize für Investitionen

Das Wichtigste in Kürze

Der Übergang zu einer klimaneutralen Volkswirtschaft ist maßgeblich von der schnellen Transformation des Stromsystems zu erneuerbaren Energien abhängig. Dafür werden massive Investitionen notwendig. Allein im Bereich der regenerativen Stromerzeugung ist für die kommenden Jahre ein Netto-Kapazitätszubau von 260 GW Solarenergie, 100 GW Windenergie an Land sowie 40 GW Windenergie auf See vorgesehen (bis 2035). Erhebliche Investitionen sind aber auch in die zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit notwendigen Flexibilitätsoptionen und einlastbaren Kraftwerke unabdingbar. Allein für die notwendigen Gaskraftwerkskapazitäten wird bis 2035 ein Netto-Zubau von 30 bis 100 GW erwartet.

Die Gewährleistung der Investitionsrefinanzierung ist eine übergreifende Herausforderung, steht aber für die Bereiche regenerative Stromerzeugung, einlastbare Kraftwerke sowie Nachfrageflexibilität und Speicher vor unterschiedlichen Herausforderungen. Dazu gehört ein sehr volatiles Energiepresumfeld sowie das vor allem im Zuge des Krisenmanagements beschädigte Vertrauen in den Verzicht auf Markteingriffe, der der bisher verfolgten Strategie des Strommarkts 2.0 zugrunde liegt. Aber auch die europäischen Rahmenbedingungen v.a. mit Blick auf das Beihilferecht werden Anpassungen der Refinanzierungsinstrumente notwendig machen.

Für die Refinanzierung von Investitionen in Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien hat sich in den letzten Jahren eine zunehmende Ausdifferenzierung der Modelle ergeben. Neben der Schaffung von Anreizen über die gleitende Marktprämie des EEG haben Direktlieferverträge (Power Purchase Agreements) sowie Eigenverbrauchsmodelle deutlich an Bedeutung gewonnen. Die Erhaltung dieser Vielfalt von Refinanzierungsmodellen ist von hoher Bedeutung. Neben der niedriginvasiven Verbesserung des Modells der einseitigen (gleitenden) Marktprämie wird auch der (mittelinvasive) Übergang zu zweiseitigen Marktprämien (Contracts for Difference – CfDs) oder Korridormodellen diskutiert, bei denen für zukünftig errichtete neue Anlagen in Zeiten hoher Erlöse im Strommarkt auch Rückzahlungen von den geförderten Anlagen fällig werden. Sowohl die Beibehaltung des derzeitigen Grundmodells als auch der Übergang zu Modellen mit Rückzahlungsverpflichtungen sind bezüglich sehr unterschiedlicher Aspekte zu bewerten. Dazu gehören sehr grundsätzliche Aspekte der Risikoübernahme, Kosteneffekte für Investoren, Verbraucher:innen und den Staatshaushalt, Anreize für systemdienliche Auslegung und systemdienlichen Betrieb, regulative Vorgaben, europäische Harmonisierung, Wechselwirkungen mit anderen Bereichen etc. Die Expertenkommission empfiehlt hier das schnellstmögliche Aufsetzen eines transparenten Clearing-Prozesses. In diesen Clearing-Prozess sollten auch weitergehende (hochinvasive) Anpassungen der Refinanzierungsmodelle für erneuerbare Stromerzeugungsoptionen einbezogen werden, die Expertenkommission sieht hier insbesondere mit Blick auf die Financial CfDs ein interessantes Potenzial.

Mit Blick auf einlastbare Kraftwerke, Nachfrageflexibilität und Speicher steht einem massiven Investitionsbedarf ein wenig integriertes Portfolio an sehr unterschiedlichen Kapazitätsinstrumenten zur Verfügung. Die Effektivität dieser unterschiedlichen Mechanismen steht aber auch und gerade wegen der starken Segmentierung und fehlender Interaktionsmöglichkeiten deutlich in Frage. Zur Schaffung ausreichender Investitionsanreize in einlastbare Kapazitäten ist zunächst die Stärkung der Ertragskraft des Energy-only-Marktes und der Systemdienstleistungsmärkte sowie die Wiederherstellung des Vertrauens in die Robustheit des regulativen Rahmens wichtig. Darüber hinaus könnte mittelfristig die Entwicklung eines wirksamen Zielmodells für einen systematischen Investitionsrahmen erforderlich sein, in dem einlastbare Kapazitäten, Nachfrageflexibilität und Speicher für unterschiedliche Einsatzdauern möglichst technologieoffen und einheitlich ausgeschrieben werden. Die Integrität mit Blick auf die Transformation zur Klimaneutralität sollte über Präqualifikationsbedingungen (Wasserstoff-Readiness) und ggf. über Instrumente jenseits des Kapazitätsmechanismus (Wasserstoffeinsatz)

abgesichert werden. Das Zielmodell sollte so konzipiert werden, dass die Förderung über den Kapazitätsmarkt automatisch ausläuft, sobald über den Energy-only-Markt und die Systemdienstleistungsmärkte ausreichende Investitionsanreize gegeben sind. Die angesichts der längeren Einführungszeiträume möglicherweise notwendigen Übergangsinstrumente für die nächste Dekade sollten strikt so ausgewählt und ausgestaltet werden, dass sie passfähig zum Zielmodell sind.

5.1. Ausgangsposition und aktueller regulativer Rahmen

184. Die im Klimaschutzgesetz Deutschlands rechtlich verbindlich festgelegten Treibhausgas-Emissionsminderungsziele, die mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union fixierten Emissionsbudgets (vgl. Kapitel 3) sowie die in diesem Kontext angestrebte Umstellung des deutschen Stromsystems auf erneuerbare Energien wird u.a. für Stromerzeugungsanlagen und der Flexibilitätsoptionen in den Bereichen Nachfragemanagement, Speicher etc. erhebliche Investitionen erfordern. Für diese ganz überwiegend durch privatwirtschaftlich agierende Akteure zu erbringenden Investitionen bedarf es eines robusten Marktrahmens, der die Investitionen und ihre Finanzierung erstens im für die Transformation und die Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit notwendigen Umfang ermöglicht, zweitens die Systemkosten begrenzt, drittens mit Blick auf die anderen Aspekte des Marktdesigns (effiziente Koordinierung, Lokalisierung etc.) keine kontraproduktiven Effekte erzeugt und viertens passfähig zum zeitlichen Rahmen für die Transformation ist.

185. Mit Blick auf die (Re-)Finanzierung der notwendigen Investitionen sind dabei letztlich drei Bereiche voneinander zu unterscheiden:

1. Die Anreize für Investitionen in regenerative Stromerzeugungstechnologien. Auch wenn das längerfristige Portfolio der regenerativen Stromerzeugung im Detail noch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden ist, werden variable Erzeugungsoptionen (Fotovoltaik-Stromerzeugung, Windkraft an Land und auf See) den größten Anteil der erzeugten Energiemenge wie auch der installierten regenerativen Erzeugungskapazität abdecken. Aktuelle Projektionen sehen hier einen massiven Ausbau der Kapazitäten von heute 138 GW auf ca. 305-375 GW im Jahr 2030, ca. 400-540 GW im Jahr 2035 sowie ca. 560-680 GW im Jahr 2045 vor.

Die Wind- und Solarenergie nutzenden Stromerzeugungsoptionen sind dabei durch ihr dargebotsabhängiges Stromerzeugungspotenzial charakterisiert. Im Kontext dieser Dargebotsabhängigkeit besteht die zentrale Herausforderung der Refinanzierung in den tendenziell sinkenden Erlöspotenzialen in Zeiten des Sonnenenergie- und Winddargebots. Die zukünftige Entwicklung dieser Marktwerte (ausgedrückt als Verhältnis zwischen den erlösbaren Preisen in den jeweiligen Produktionsstunden und dem mittleren Strompreis über das gesamte Jahr) sind jedoch nur extrem schwer abschätzbar, da sie abhängig von einer Vielzahl von Einflussfaktoren sind. Dazu gehören die Struktur der regenerativen

Stromerzeugung, die Entwicklung der Kraftwerksparks im Ausland, die Rolle der Nachfrageflexibilität, der Speicheroptionen sowie die anderen Bestimmungsgrößen der Marktpreise (Brennstoff- und ggf. CO₂-Preise).

Tabelle 2: Aktuelle Projektionen für die Entwicklung der regenerativen Erzeugungskapazitäten

	2021	2030	2035	2040	2045	2010-2021
	GW					
BMWK-Langfristszenarien 3*						
Wind an Land	56	115	157	160-169	160-167	29
Wind auf See	8	31	51	70	70	8
Fotovoltaik	59	215	322	400-426	400-435	41
Biomasse	9	9	7	5	3	4
Wasserkraft	5	5	5	5	5	0
Agora-Klimaneutrales Stromsystem 2035						
Wind an Land	56	115	157	-	-	29
Wind auf See	8	30	58	-	-	8
Fotovoltaik	59	215	309	-	-	41
Biomasse	9	8	6	-	-	4
Wasserkraft	5	6	6	-	-	0
ESYS-Hauptzenario**						
Wind an Land	56	101	125	150	172	29
Wind auf See	8	36	60	80	80	8
Fotovoltaik	59	154	205	255	302	41

Anmerkungen: * die unteren Bandbreitenwerte beziehen sich auf Szenariovarianten mit hohen Wasserstoff- bzw. PtG-Anteilen, die oberen Werte auf das stromorientierte Szenario. - ** die Werte für 2035 und 2040 wurden gerundet.

Quellen: Eigene Zusammenstellung auf Basis von AGEE-Stat (2022), Fraunhofer ISI et al. (2021), Prognos et al. (2021), acatech (2023)

- Die Anreize für Investitionen in einlastbare Kraftwerke (sog. „gesicherte Leistung“). Zur vollständigen Lastbedarfsdeckung werden auch weiterhin Kraftwerke benötigt, für die die Einsatzentscheidung frei getroffen werden kann und die damit zur Deckung der residualen (Spitzen-) Last (als Differenz zwischen der Stromnachfrage und dem Angebot der variablen regenerativen Stromerzeugung im jeweiligen Zeitabschnitt) beitragen. Dabei handelt es sich sowohl um Kraftwerke auf regenerativer Basis (v.a. Biomasse- und Wasserkraftwerke) als auch Kraftwerke, die zunächst mit Erdgas betrieben und im Zulauf auf das Klimaneutralitätsziel für die Stromversorgung auf klimaneutral bereitgestellten Wasserstoff umgestellt werden müssen. In diesem Kontext werden auch die Kraftwerke eine Rolle spielen, die der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung dienen (KWK-Anlagen). Eine kleine Rolle im Bereich der einlastbaren Kraftwerke werden längerfristig auch Verbrennungsanlagen für nicht mehr vermeidbare nichtorganische Abfälle spielen, die letztlich mit CCS-Technologie betrieben werden müssen.

Die Projektionen für den inländischen Bedarf einlastbarer Erdgas und Wasserstoffkraftwerkskapazitäten weisen eine erhebliche Bandbreite auf und bewegen sich für das Jahr 2030 in der Größenordnung von 30 bis über 100 GW und längerfristig von 40 bis über 150 GW. Diese Bandbreiten ergeben sich vor allem aus den Annahmen zur Leistungsbereitstellung aus dem Ausland (also der dortigen Bereitstellung einlastbarer Kraftwerkskapazitäten), dem zukünftigen Lastbedarf sowie der Rolle von sicher verfügbarer Nachfrageflexibilität im Spitzenbereich der Residuallast. Nur ein Teil dieser Determinanten ist regulativ beeinflussbar, damit entsteht die Frage nach dem Umgang mit den entsprechenden Unsicherheiten.

Tabelle 3: Aktuelle Projektionen für die Entwicklung der Erdgas- und Wasserstoff-Kraftwerkskapazitäten

	2021*	2025	2030	2035	2040	2045
	GW					
BMWK-Langfrist-szenarien 3**	33	22-49	27-60	32-72	32-77	38-101
Agora-Klimaneutrales Stromsystem 2035	33	37	46	61	-	-
ESYS-Hauptszenario	33	54	106	136	144	156
BNetzA-Versorgungssicherheitsmonitoring***	33	28-30	37-55	-	-	-

Anmerkungen: * Bestandsdaten nach BNetzA. - ** die unteren Bandbreitenwerte beziehen sich auf Szenariovarianten mit hohen Wasserstoff- bzw. PtG-Anteilen, die oberen Werte auf das stromorientierte Szenario. - *** die Bandbreitenwerte ergeben sich aus dem Ansatz unterschiedlicher Wetterjahre bzw. unterschiedlichen Modellierungsansätze, die oberen Bandbreitenwerte beziehen sich auf das Jahr 2031.

Quellen: Eigene Zusammenstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2023). BNetzA (2023), Fraunhofer ISI et al. (2021), Prognos et al. (2021), acatech (2023)

Eine Sonderfrage bildet im Bereich der einlastbaren Kraftwerke die Umstellung auf den Betrieb mit klimaneutral erzeugtem Wasserstoff. Hier müssen nicht nur die Investitionen in die Kraftwerkskapazitäten so erfolgen, dass der komplette Betrieb mit Wasserstoff möglich ist bzw. mit überschaubaren Kosten ermöglicht werden kann und zweitens im Hochlauf der wasserstoffbasierten Stromerzeugung geeignete Finanzierungsmechanismen etabliert werden, die den Wasserstoffbetrieb ermöglichen.

- Die Anreize für Investitionen in Nachfrageflexibilität und Speicher zur Flexibilitätsbereitstellung. Sicher verfügbarer Optionen der Nachfragesenkung in Spitzenlastzeiten können den Bedarf an einlastbaren Kraftwerkskapazitäten ebenso reduzieren wie Speicher, die in diesen Zeiten entladen werden. Die bisher dominierenden Unsicherheiten mit Blick auf den Spitzenlastbedarf kombinieren sich dabei mit den Unsicherheiten der dargebotsabhängigen Stromerzeugung.

Ein Teil der Nachfrageflexibilität in Zeiten der Spitzenresiduallast führt nicht zur Notwendigkeit nennenswerter Investitionen, bei großvolumiger Erschließung der

Nachfrageflexibilitäten (v.a. im Bereich der Umkonfiguration industrieller Anlagen) werden jedoch nennenswerte Investitionen und entsprechenden Finanzierungsgrundlagen notwendig. Die Unsicherheiten im Bereich der Nachfrageflexibilität sowie deren Kosten und Kostenstrukturen sind weiterhin groß bzw. die entsprechende Datenlage weiterhin schlecht.

Bei Speichern lassen sich einerseits Kurzzeitspeicher (Batterien, ein Teil der Pumpspeicherkraftwerke etc.) und andererseits saisonale und Versorgungssicherheitsspeicher (ein Teil der Pumpspeicherkraftwerke, chemische Speicher) unterscheiden. Die Investitions- und Finanzierungsbedarfe für die erstgenannten Speicheroptionen sind strukturell vergleichbar mit denen der Nachfrageflexibilität, für die im Bereich der saisonalen und Versorgungssicherheitsspeicherung besonders relevanten chemischen Speicher überlagern sich die Herausforderungen sowie die Investitions- und Finanzierungsbedarfe aus den Bereichen der Nachfrageflexibilität (Erzeugung der chemischen Speichermaterialien – allerdings nicht zu Zeiten der Spitzenresiduallast) und der einlastbaren Erzeugungsoptionen. Eine Besonderheit v.a. der Kurzzeitspeicherung besteht darin, dass hier Ko-Benefits aus anderen Bereichen (batterieelektrische Mobilität etc.) erschlossen werden können. Im Bereich der Flexibilitätsoptionen kann es sinnvoll sein, zumindest in der Anfangsphase getrennte Anreizsysteme für Nachfrageflexibilität sowie für verschiedene Arten von Speichern einzuführen.

186. Prinzipiell sollten Anreize in diesen drei Bereichen vor allem auf die Systemfunktionalität abzielen, so weit wie möglich technologieoffen ausgestaltet sein und dabei idealerweise europäisch integriert betrachtet und vereinheitlicht werden. Gleichzeitig werden die Rahmenbedingungen zur Schaffung von Anreizen für die regenerative Stromerzeugung, die einlastbaren Kraftwerke sowie die verschiedenen Flexibilitätsoptionen derzeit vor allem auf nationaler Ebene gesetzt (auch wenn sie teilweise der europäischen Beihilfekontrolle unterliegen). Die Einführung effizienter und europäisch harmonisierter Instrumente nimmt jedoch oft viele Jahre in Anspruch; gleichzeitig gibt es bereits einen (steigenden) Bedarf für den Ausbau der in Frage kommenden Technologien.

187. Auch wenn die Systemfunktionalität im Vordergrund stehen muss und sich die unterschiedlichen Optionen zumindest teilweise gegenseitig bedingen ist es vor dem Hintergrund der sehr unterschiedlichen An- und Herausforderungen sinnvoll, die genannten drei Bereiche zunächst getrennt voneinander zu betrachten. Diese Trennung der Handlungsbereiche zeigt sich auch in der Analyse des derzeitigen Standes der unterschiedlichen Mechanismen im Kontext des Strommarktdesigns.

188. Schließlich sei darauf hingewiesen, dass sich mit dem Perspektivwechsel von der Spitzenlast zur Residuallastdeckung die bisher dominierenden Unsicherheiten mit Blick auf den Spitzenlastbedarf mit den Unsicherheiten der dargebotsabhängigen Stromerzeugung kombinieren. Daraus

entstehen auch zusätzliche Anforderungen an die Robustheit, die Flexibilität und die Interaktionsfähigkeit der verschiedenen Anreizinstrumente.

5.1.1. Anreize für Investitionen in fluktuierende erneuerbare Energien

189. Die Preise am Strommengen- (Energy-only-) Markt werden durch die Brennstoff- und CO₂-Preise bestimmt (vergleiche Kapitel 7). In der vergangenen Dekade lagen die Strompreise am Energy-only-Markt in der Größenordnung von 4 ct/kWh und reichten in der Regel nicht aus, um die Vollkosten von erneuerbaren Energien Anlagen zu decken. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass durch den Merit-Order-Effekt die erzielbaren Erlöse für die Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (mit kurzfristigen Grenzkosten von Null) in der Regel niedriger als der durchschnittliche Base-Preis sind. Das Verhältnis zwischen den für eine Technologiegruppe (Solarenergie, Windenergie an Land und auf See) am Spotmarkt erzielbaren Erlöse und dem Base-Preis wird als Profilmfaktor bezeichnet. Insbesondere durch die voraussichtlich auch langfristig weiterhin hohen CO₂-Preise des EU-Emissionshandelssystems wird sich einerseits die Ertragsituation der erneuerbaren Energien verbessern. Gleichzeitig sinken die Profilmfaktoren der erneuerbaren Energien bei stärkerer Maktdurchdringung weiter ab, wobei die Entwicklung der Profilmfaktoren sehr stark vom Mix der Solar- und Windstromerzeugung abhängig und damit mit erheblichen Unsicherheiten verbunden ist.

190. Die staatlich flankierte Finanzierung von Erzeugungskapazitäten auf Basis variabler erneuerbarer Energien erfolgt derzeit vor allem über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG). Der EEG-Mechanismus basiert in den zentralen Erzeugungsbereichen auf der sog. gleitenden Marktprämie (§§ 20, 23 und 23a EEG), über die ein Ausgleich zwischen standardisiert ermittelten Markterlösen am Spotmarkt (Monatsmarktwerte) sowie dem anzulegenden Wert der Anlagen erfolgt. Der anzulegende Wert wird für die meisten Erzeugungsbereiche über Ausschreibungen ermittelt. Mit dem Bezug auf die jeweilige Anlagenkohorte und die monatlichen Marktwerte verbleibt der volle Anreiz, die Anlagenauslegung und den Anlagenbetrieb zu optimieren.⁹ Übersteigen die Monatsmarktwerte den anzulegenden Wert, so sinkt die Höhe der Marktprämie auf null. Die entsprechenden Überschüsse verbleiben nach den derzeitigen Regelungen in Gänze bei den Anlagenbetreibern.

191. Für die nächsten Jahre enthält das Erneuerbare-Energien-Gesetz die folgende Mengenplanung für den Brutto-Zubau von Wind- und Solaranlagen:

- für Windenergieanlagen an Land wird gemäß EEG im Jahr 2023 eine installierte Leistung von 5,85 GW, im Jahr 2024 von 8,1 GW und in den Jahren 2025 bis 2029 jeweils 9,8 GW

⁹ Wenn z.B. der Monatsmarktwert für die Stromerzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen 6 ct/kWh beträgt und der anzulegende Wert einer spezifischen Anlage 8 ct/kWh beträgt, so wird der Windenergieanlage eine Marktprämie von 2 ct/kWh ausbezahlt. Optimierte Anlagen, die z.B. über eine andere Anlagenauslegung einen höheren Spotmarkterlös als 6 ct/kWh erwirtschaften, erhalten trotzdem eine Marktprämie von 2 ct/kWh. Dadurch ergibt sich der Anreiz den eigenen Marktwert zu optimieren.

ausgeschrieben (§28 EEG), so dass sich für den Zeitraum 2023 bis 2029 ein Gesamtvolumen von 63,45 GW ergibt;

- für Windenergieanlagen auf See sieht das WindSeeG für die Jahre 2023 und 2024 die Ausschreibung von jeweils zwischen 8 und 9 GW, 2025 und 2026 jeweils zwischen 3 und 5 GW sowie ab 2027 grundsätzlich 4 GW (§2a WindSeeG), für den Zeitraum 2023 bis 2029 also eine Gesamtkapazität von 34 bis 40 GW;
- für die Gesamtheit von Solaranlagen (die in zwei Segmente für einerseits Gebäude und Lärmschutzwände und andererseits für Freiflächen und andere Anlagen unterschieden werden) sind im EEG Ausschreibungen von 6,5 GW im Jahr 2023, von 9 GW für 2024 sowie von jeweils 11 GW in den Jahren 2025 bis 2029 vorgesehen (§§ 28a und 28b EEG), so dass sich für den Zeitraum 2023 bis 2030 ein Zubau von 70,5 GW ergibt.

192. Für kleinere PV-Anlagen können gesetzlich festgelegte Referenzpreise bzw. Einspeisevergütungen festgelegt werden (§48 EEG).

193. Die Zahlungen im Rahmen des EEG erfolgen im Regelfall über einen festen Zeitraum von 20 Jahren. Um die damit entstehenden und aus System Sicht problematischen Betriebsanreize abzubauen, werden für Zeiträume von mindestens vier aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Spotmarktpreisen keine Zahlungen gewährt.

194. Im Bereich der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land lagen die Zuschlagsmengen im Zeitraum seit 2017 in vielen Runden deutlich unter den ausgeschriebenen Kapazitätswolumina.¹⁰ Auch der rundenübergreifende Ausgleich der Ausschreibungsmengen konnte hierbei keine Wirkung entfalten. Die wesentlichen Ursachen für diese Unterzeichnung der Ausschreibungen lagen nicht im Bereich der Finanzierung oder des EEG, sondern waren der mangelnden Flächenverfügbarkeit für Windkraftanlagen sowie den komplexen und langwierigen Planungs- und Genehmigungsverfahren bzw. der entsprechenden rechtlichen Auseinandersetzungen geschuldet.

195. Eine Besonderheit ergibt sich für die Windenergieanlagen auf See. In den hier durchgeführten Ausschreibungen werden nicht nur Finanzierungszusagen versteigert, sondern auch und vor allem die Nutzungsrechte und Netzanbindungskapazitäten für die zur Offshore-Windenergie freigegebenen Flächen.

196. In den Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See haben in den Jahren 2017 und 2018 mehrere Akteure Null-Cent-Gebote eingereicht und damit erstmals auf eine direkte EEG-Förderung verzichtet. Die Projektentwickler gehen davon aus, dass sich die Projekte vollständig über Erlöse am Strommarkt bzw. über PPA refinanzieren. Die Teilnahme der Projektentwickler an

¹⁰ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html

den Ausschreibungen zielte damit allein auf den Zugriff auf die Offshore-Flächen und Netzanbindungskapazitäten ab. In der Folge wurden im WindSeeG zwei verschiedene Segmente mit separaten Ausschreibungen eingeführt.

- In den nicht zentral voruntersuchten Gebieten (§§ 16-25 WindSeeG) müssen die Projektentwickler das Risiko für die Flächenentwicklung (Meeresschutz, Munitionsfunde etc.) tragen, aufwändigere Planungsverfahren (Planfeststellung etc.) durchführen und können auf eine Vergütung über die gleitende Marktprämie (wie bei Onshore-Windkraftanlagen) bieten. Wenn hier Gebotswerte von Null abgegeben, kann in einem Mehrrunden-Modell (dynamisches Gebotserfahren, §§ 21-23 WindSeeG) auf eine zweite Gebotskomponente, d.h. Zahlungen seitens der Bieter, geboten werden. Erfolgreich sind hier die höchsten Gebote für Zahlungen von den Bietern (implizit entspricht dies einer Bepreisung der Flächennutzungsrechte).
- In den zentral voruntersuchten Gebieten (§§ 50-59 WindSeeG) wird die Flächenentwicklung durch staatliche Stellen vorgenommen und werden Planungsverfahren erleichtert (z.B. Entfall von Planfeststellungsverfahren und Ersatz durch schnellere Plangenehmigungsverfahren). Hier werden, wiederum in einem Mehrrundenverfahren grundsätzlich Gebote für die Flächennutzung gefordert wobei die Zahlung einer Marktprämie grundsätzlich ausgeschlossen auf die Vermarktung über PPA abgestellt wird.

197. Die Erträge aus der zweiten Gebotskomponente für nicht zentral voruntersuchten Flächen sowie der Gebote für die zentral untersuchten Flächen werden letztlich zur Senkung der Netznutzungsentgelte eingesetzt. Im Jahr 2023 werden Offshore-Windkapazitäten von 7 GW (in der Nord- und Ostsee) für nicht zentral untersuchte Flächen und 1,8 GW (in der Nordsee) für zentral voruntersuchte Flächen ausgeschrieben.

198. Für PV-Ausschreibungen konnten die Ausschreibungsmengen überwiegend komplett vergeben werden.¹¹

199. Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass neben den im Rahmen des EEG und WindSeeG flankierten über die gleitende Marktprämie flankierten Erzeugungsanlagen in zunehmendem Maße auch Vermarktungsmodelle über Direktlieferverträge (Power Purchase Agreements – PPA) genutzt werden. Hier schließen die Anlagenbetreiber Lieferverträge direkt mit Endverbrauchern (v.a. große Unternehmen) oder Zwischenhändlern (Energieversorgern etc.) ab und refinanzieren ihre Investitionen über diesen Weg wobei die Bandbreite dieser Lieferverträge sehr groß ist. Ohne Finanzierung über das EEG erfolgen auch die Investitionsmodelle im Bereich der Eigenerzeugung (v.a. im Bereich der PV), oft in Kombination mit dezentralen Speicheroptionen (v.a. Batterien). Grobe und mit sehr hohen Unsicherheiten verbundene Abschätzungen für das langfristige Eigenerzeugungssegment liegen bei etwa 16% der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren

¹¹ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html>

Energien (Öko-Institut 2018), das PPA-Marktsegment wird für 2030 auf etwa 10% des Stromverbrauchs geschätzt (Pexapark 2023, dena 2021).

Power Purchase Agreements

Ein Power Purchase Agreement (PPA) oder eine Stromkaufvereinbarung ist ein in der Regel langfristig angelegter, technologieneutraler Stromliefervertrag zwischen zwei Parteien, meist zwischen einem Stromproduzenten und einem Stromabnehmer. Bestandteil der vertraglichen Regelung ist die Lieferung einer Strommenge zu einem gleichwertigen finanziellen Ausgleich, wie einem festgelegten Preis. Ausgehend vom Stromabnehmer wird danach unterschieden, ob es sich um einen Stromverbraucher (Corporate PPA) oder einen Stromhändler/-versorger (Utility PPA) handelt. Im PPA werden alle Bedingungen zwischen den beiden Parteien vertraglich geregelt, dazu gehören insbesondere der Umfang der zu liefernden Strommenge, der Preis, die bilanzielle Abwicklung und Strafen bei Nichteinhaltung des Vertrags. Ein besonderes Maß an Flexibilität bezüglich Form und individueller Ausgestaltung weisen PPAs aufgrund ihrer Beschaffenheit als bilaterale Verträge auf. Es resultiert eine große Vielfalt an möglichen Vertragsvarianten (EWK, 2021). PPAs sind nicht neu: Im Energiesektor dienen sie schon lange dazu, die Finanzierbarkeit von Investitionen durch langfristige Vertragsbeziehungen zu gewährleisten (EWK, 2019).

Mit PPAs können Marktpreisrisiken sowohl auf Seiten des Anlagenbetreibers als auch auf Seiten des Stromabnehmers reduziert werden, weshalb sie gerade bei großen Stromverbrauchern und bei geplanten großen Investitionen in den Neubau von Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung (Neuanlagen-PPA) oder für den Weiterbetrieb nach Auslaufen der EEG-Förderung (Weiterbetriebs-PPA) Anwendung finden. Bei Letzteren dient das PPA lediglich zur Absicherung der Weiterbetriebskosten und umfasst typischerweise eher kurze Vertragslaufzeiten (3 - 5 Jahre), während Neuanlagen-PPAs längere Vertragslaufzeiten (10 - 15 Jahre) erfordern und sowohl Investitions- als auch Betriebskosten absichern müssen (EWK, 2021). Damit können sie als wichtiges Instrument dienen, um Kraftwerke im Bereich der erneuerbaren Energien unabhängig vom EEG zu finanzieren. PPAs sind jedoch nicht nur als Weiterbetriebs- oder Neuanlagenfinanzierung denkbar, sondern mit einer darauf eingestellten Vermarktung des Anlagenportfolios auch neben der EEG-Förderung. So wäre ein Verkauf über Terminmärkte möglich, da es sich bei einem PPA um einen längerfristigen Vertrag handelt.

5.1.2. Anreize für Investitionen in einlastbare Kraftwerkskapazitäten

200. Grundlage der Refinanzierung einlastbarer Kraftwerkskapazitäten sind zunächst der Energy-only-Markt (EOM) (vgl. Kapitel 4) sowie die Erlöse aus der Erbringung von Systemdienstleistungen (vgl. Kapitel 4). Zusätzlich wird der Aufbau bzw. die Erhaltung einlastbarer Kraftwerkskapazitäten derzeit in Deutschland über eine Vielzahl unterschiedlicher Instrumente adressiert:

- Im Strommarkt betriebene Kapazitäten erhalten Zahlungen über das Erneuerbare Energien- und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (EEG bzw. KWKG);
- Einlastbare Kraftwerkskapazitäten erhalten bei Anschluss an die Netze unterhalb der Höchstspannungsebene (220/380 kV) von den entsprechenden Verteilnetzbetreibern Zahlungen für vermiedene Netznutzungsengelte (§ 120 EnWG);
- Unterschiedliche Kraftwerksreserven werden über das Energiewirtschaftsgesetz (§§ 13 d-h EnWG) reguliert und außerhalb des Strommarkts vorgehalten.

201. Im EEG wird der Ausbau einlastbarer Kraftwerkskapazitäten, die auf Basis erneuerbarer Energien betrieben werden, über Zahlung von gleitenden Marktprämien über Betriebszeiträume von 20 Jahren gefördert¹²:

- für die nächsten Jahre sollen hier Kapazitäten im Bereich Biomasse ausgeschrieben werden (§§ 28c, 39-39i EnWG), wobei sich neben Neubauanlagen unter bestimmten Bedingungen auch Bestandsanlagen beteiligen können und die jährlichen Ausschreibungsmengen von 600 MW im Jahr 2023 über 500 und 400 MW in den Jahren 2024 und 2025 auf 300 MW in den Jahren 2026 bis 2028 fallen (von 2023 bis 2028 also bis zu 2,2 GW gefördert werden können);
- für neu installierte Biomethan-Kraftwerke sollen in den Jahren 2023 bis 2028 jährlich Kapazitäten von 600 MW ausgeschrieben werden (§§ 28d und 39j-m EEG), daraus ergibt sich eine geförderte Gesamtkapazität von bis zu 3,6 GW, deren Betrieb allerdings nur bis zu einem Lastfaktor von 10% gefördert wird;
- für Gaskraftwerke, die ausschließlich mit grünem Wasserstoff betrieben werden, sind für das Jahr 2023 Ausschreibungen von 800 MW vorgesehen, die sich bis 2026 um jährlich 200 MW erhöhen (§§ 28g und 39p-q EEG¹³), so dass für den Zeitraum bis 2026 eine Gesamtkapazität von 4,4 GW gefördert werden kann, deren Betrieb allerdings nur bis zu einem Lastfaktor von 10% gefördert wird.

202. Für die anderweitig vom EEG geförderten einlastbaren Stromerzeugungsanlagen (Wasserkraftwerke, Deponie-, Klär- und Grubengaskraftwerke sowie Hybridkraftwerke mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung) sind nur geringe zusätzliche Kapazitäten einlastbarer Kraftwerke zu erwarten. Hinzuweisen ist im Kontext der EEG-Förderungen für einlastbare Kapazitäten auch auf die Tatsache, dass bei den genannten Regelungen mit Instrument der Ausschreibung zwar grundsätzlich ein Ansatz der Mengensteuerung verfolgt wird, die Zuschlagsmengen für Biomasseanlagen (und nur hierfür liegen bisher Erfahrungswerte vor) in den letzten

¹² Für an Ausschreibungen teilnehmende Biomasse-Bestandsanlagen wird dieser Zeitraum auf 10 Jahre verkürzt.

¹³ Die zur Umsetzung dieser Regelung notwendige Rechtsverordnung nach EEG § 88f ist jedoch noch nicht verabschiedet.

Jahren überwiegend ganz massiv unter den jeweils ausgeschriebenen Volumina lagen.¹⁴ Darüber hinaus sind mit Blick auf Wasserstoff-Spitzenlastkraftwerke die Fragen der notwendigen Anbindungen an die Wasserstoff-Infrastrukturen und die Marktverfügbarkeit von für einen 100%igen Wasserstoffeinsatz geeigneten Kraftwerke im notwendigen Umfang noch völlig offen.

203. Der über das EEG in seiner aktuellen Fassung flankierte Zubau einlastbarer Kapazitäten könnte auf Grundlage der o.g. Regelungen bis zum Ende der 2020er Jahre ein Niveau von bis zu 10,6 GW betragen, wobei die Unsicherheiten erheblich sind, ob dieses Volumen erreicht werden kann.

204. Auch im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) wird der Ausbau einlastbarer Neubau-Kraftwerkskapazitäten gefördert:

- für einen Teil des Kapazitätsspektrums (bis 500 kW und über 50 MW) werden gesetzlich definierte Zuschlagszahlungen (leistungsabhängig und mit einer Kombinationsmöglichkeit mit einer Vielzahl von Boni) für eine Betriebsstundenzahl von bis zu 30.000 Stunden gewährt (§§ 5 (1) Nr. 1 und 6-8 KWKG);
- für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 500 kW und bis zu 50 MW werden die Zuschlagszahlungen (die wiederum mit einer Vielzahl von Boni kombiniert werden können) für eine Betriebsstundenzahl von bis zu 30.000 Stunden über Ausschreibungen ermittelt, deren Volumen 200 MW pro Kalenderjahr beträgt (§§ 5 (1) Nr. 2, 7a bis c sowie 8a und b KWKG), daraus resultiert ein Ausschreibungsvolumen für den Zeitraum 2023 bis 2029 von insgesamt 1,4 GW.

205. Im Bereich der KWK handelt es sich bezüglich der Kapazitätsfinanzierung teilweise um einen mengensteuernden Ansatz und teilweise um eine reine Preissteuerung. Im Bereich der Ausschreibungen entsprachen die Zuschlagsmengen im Zeitraum seit 2017 im Regelfall etwa den ausgeschriebenen Kapazitätsumfängen. Seitens BMWK werden nach BDEW (2023) für das Gesamtvolumen des über das KWKG angeschobenen Zubaus Kapazitäten von insgesamt 15 GW veranschlagt, die von BDEW (2023) als unrealistisch eingeordnet werden.

206. Neben den im Strommarkt betriebenen einlastbaren Kraftwerken wird im Rahmen des in Deutschland bisher verfolgten Ansatzes des Energy-only-Markts 2.0 zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit eine ganze Reihe von Reserven vorgehalten, die nur bei Gefährdung der Versorgungs- und Systemsicherheit Strom in das Netz einspeisen dürfen und dafür vergütet werden:

- Zur Absicherung ausreichender Redispatch-Kapazität können zur Stilllegung angemeldete Kraftwerke für systemrelevant erklärt werden, in eine Netzreserve überführt und im Rahmen des (positiven) Redispatch (also zur Systemsicherheit) eingesetzt werden

¹⁴ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/start.html?jsessionid=3C212214FFBAC00B4FE71DB7C5881D12>

(§§13b und 13d EnWG). Die Leistung der verfügbaren Netzreservekraftwerke beträgt im Winter 2022/2023 7,0 GW, für den Winter 2023/2024 wird diese Leistung 5,4 GW betragen (BMWK 2022).

- Zur Sicherung der Netzstabilität v.a. in Süddeutschland wurden neue Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 1,2 GW als sog. besondere netztechnische Betriebsmittel über Ausschreibungen beschafft. Diese sollen über einen Zeitraum von 10 Jahren vorgehalten werden.
- Im Zuge des phasen- und schrittweise organisierten Ausstiegs aus der Kohleverstromung ist die Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke eingeführt worden (§13g EnWG), mit der Braunkohlekraftwerke für begrenzte Zeiträume nach den politisch festgelegten Stilllegungszeitpunkten noch für die Erzeugung vorgehalten werden müssen. Aus den Stilllegungsvereinbarungen der ersten Phase des Kohleausstiegs im Jahr 2015 wurden insgesamt 2,7 GW Kraftwerksleistung in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Im Sommer 2022 wurden noch Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von 1,8 GW im Rahmen der Sicherheitsbereitschaft vorgehalten. Im Rahmen der zweiten Phase des Kohleausstiegs wurde im Jahr 2020 im KVBG eine zeitlich gestreckte Stilllegung vorgesehen. Diese ist inhaltlich ähnlich der Sicherheitsbereitschaft ausgestaltet. Die zeitlich gestreckte Stilllegung ist laut KVBG für drei Kraftwerksblöcke vorgesehen, die zwischen 2025 und 2029 stillgelegt werden (in Summe 1,5 GW).
- Vor allem zur Absicherung des Ausgleichs zwischen Angebot und Nachfrage wird die Kapazitätsreserve vorgehalten (§13e EnWG). Hier wurden für den Zeitraum bis 2024 über ein (unterzeichnetes) Ausschreibungsverfahren Bestands-Gaskraftwerke im Norden Deutschlands mit einer Gesamtleistung von 1,1 GW kontrahiert (BMWK 2022).

207. Grundsätzlich gilt für die in den genannten Reserven gehaltenen Kraftwerkskapazitäten ein Rückkehrverbot in den Strommarkt. Im Zuge der Gasversorgungssicherheitslage hat der Gesetzgeber die Möglichkeit geschaffen, dass neben der Verschiebung von Stilllegungen nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (§ 50a (4) EnWG) auch Kraftwerke aus der Netzreserve (§ 50a (1) EnWG) sowie der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke (Versorgungsreserve (§ 50d EnWG)) mit einer Befristung bis zum März 2024 in den Strommarkt zurückkehren können. Anlage mit einer Gesamtleistung von 4,76 GW haben von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht (BMWK 2022).

208. Obwohl die Begründungen für die unterschiedlichen Reserven nicht immer als überzeugend angesehen bzw. kritisiert werden (EWK 2019, 2021), ist zumindest für die Netzreserve sowie die Kapazitätsreserve eine Weiterführung vorgesehen (BMWK 2022). Für die besonderen netztechnischen Betriebsmittel ist keine Ausweitung vorgesehen, die Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke bildet im Zuge des Kohleausstiegs ein klares Auslaufmodell, auch wenn im Zuge eines beschleunigten Kohleausstiegs bis zum Jahr 2030 nicht ausgeschlossen werden kann,

dass Reservelösungen für Stein- und Braunkohlekraftwerke im Zuge der entsprechenden Verhandlungen noch einmal ausgeweitet werden könnte.¹⁵

5.1.3. Nachfrageflexibilität und Speicher

209. Anreize und die Schaffung eines systematischen Marktrahmens für die Anreizung Nachfrageflexibilität jenseits der Preissignale des Großhandelsmarktes und vor allem mit Blick auf die hierfür teilweise notwendigen Investitionen gehören zu den besonders relevanten Defiziten des derzeitigen Strommarktdesigns.

- Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) wurde 2016 eingeführt. Obwohl die Auswertung der Erfahrungen mit diesem Instrument deren grundsätzliche Sinnfälligkeit belegt hatte und auch Vorschläge zur Weiterentwicklung vorgelegt worden waren (BNetzA 2021) ist die AbLaV zum Juli 2022 ersatzlos ausgelaufen.
- Im Zuge des Stresstests zur Versorgungs- und Systemsicherheit (ÜNB 2022) wurde vorgeschlagen, die kurzfristigen Potenziale des vertraglichen Lastmanagements in einem Umfang von 1,5 bis 3 GW zu heben. Konkrete Informationen über den Stand dieser Potenzialhebung bzw. der entsprechenden Instrumente liegen nicht vor.
- Vor allem zur Entlastung der Verteilnetze wurde eine Reihe von Maßnahmen zum Nachfragemanagement im Bereich der Elektromobilität und der Wärmepumpen vorgeschlagen; die entsprechenden Vorschläge befinden sich jedoch noch in der (teilweise kontroversen) Diskussion.

210. Obwohl Nachfragemanagement in einer Vielzahl von Pilot- und Erprobungsprojekten untersucht wurden, gibt es in Deutschland bisher keinen systematischen regulativen Rahmen zur Adressierung dieser Potenziale. Dies gilt auch für Aggregation von Nachfrageflexibilitäten, die z.B. in Ländern mit entsprechenden Ausschreibungsverfahren (z.B. im Kontext von Kapazitätsmärkten) eine relevante Rolle spielen (Lu et al. 2020).

211. Die Anreizung des Speicherausbaus in Deutschland jenseits von Pilotvorhaben fokussiert sich derzeit vor allem auf die Förderung von Batteriespeichern (co₂online 2023). Mit dem EEG 2023 wird erstmals die Stromspeicherung über Wasserstoff in größerem Umfang adressiert (§ 28f EEG). Im Jahr 2023 soll eine Erzeugungsleistung für solche Konzepte mit einer Kapazität von 400 MW ausgeschrieben werden. Die entsprechenden Ausschreibungsvolumina sollen sich im Jahr 2026 auf 600 MW erhöhen und danach jeweils um weitere 100 MW jährlich steigern, so dass im Jahr 2030 ein Ausschreibungsniveau von 1 GW erreicht wird.

¹⁵ In der Eckpunktevereinbarung zum Kohleausstieg 2030 im Rheinischen Revier ist die Option einer Reserve vorgesehen. Bis zum Jahr 2026 entscheidet das BMWK ob im Rheinland eine kostenbasierte Reserve für den Zeitraum von 2030 bis 2034 eingerichtet werden soll (maximal 3,6 GW). Über das Einsatzregime soll ebenfalls im Jahr 2026 entschieden werden (BMWK, MWIKE NRW, RWE 2022).

212. Im aktuellen Energy-only-Markt ohne effiziente Lokalisierungssignale (vgl. Kapitel 6.1) ist allerdings vor dem Hintergrund der zunehmenden Anzahl an Flexibilitätslösungen, wie z.B. Speicher, Elektrolyseure oder flexible Lasten, damit zu rechnen, dass insbesondere die sehr hohen bzw. niedrigen Preise ausgeglichen werden und sich Geschäfts- und Refinanzierungsmodelle solcher Technologien abschwächen. So zeigen z.B. Ambrosius et al. (2018), dass bei einem hohen Anteil von flexiblen Stromverbrauchern Preisschwankungen abgeschwächt werden, was die individuellen Kosteneinsparungen durch Nachfrageflexibilität verringert.

5.1.4. Weitere Rahmenbedingungen und Konsequenzen für das Strommarktdesign

213. Im Zuge der Gaspreiskrise und der entsprechenden Gegenmaßnahmen ist eine Reihe von regulatorischen Maßnahmen ergriffen worden, die die Belastbarkeit von Teilen des derzeitigen Marktdesigns in Frage stellen:

- Im Zuge der Strompreisbremse wurde die Abschöpfung von Überschusserlösen sowohl von regenerativen als auch ausgewählten konventionellen Stromerzeugungsanlagen bis zum Ende Juni 2023 eingeführt, die ggf. bis Ende April 2024 verlängert werden kann (§ 13 und 16 StromPBG). Die Maßnahmen stehen in einem Spannungsfeld mit dem Modell des Strommarktes 2.0 (BMW 2015) und dem dort postulierten Verzicht auf Preisdeckelungen und können daher das Vertrauen der Marktteilnehmer in die Regulierung beschädigen bzw. haben diesen Effekt bereits bewirkt.
- Gleichzeitig hat die Europäische Kommission im Zuge der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG 2023 für Anlagen, die ab Juli 2024 Zuschläge in einer EEG-Ausschreibung erhalten werden, eine verpflichtende Gewinnabführung vorgeschrieben (EC 2022c, RNR 29-31). Diese Gewinnabführung ist nur auf Neuanlagen beschränkt, die im Rahmen des EEGs ab Juli 2024 einen Zuschlag erhalten. Marktakteure haben weiterhin die Möglichkeit außerhalb des EEGs z.B. im Rahmen von PPAs ihre Anlagen ohne Gewinnabschöpfung zu errichten.
- In Reserven gehaltene Kraftwerke und eigentlich mit einem Rückkehrverbot versehenen Kraftwerkskapazitäten kehrten in den Strommarkt zurück, was mit Versorgungs- und Systemsicherheit, aber auch Stromkostensenkungen begründet wurde. Auch hier ist ein erheblicher Vertrauensverlust in die Postulate des Strommarkts 2.0 entstanden.

214. Der Wiederaufbau von Vertrauen in die Ertragskraft des Energy-only-Markts für die Refinanzierung von Investitionen in Kraftwerke oder andere Flexibilitätsoptionen bildet damit eine zentrale Herausforderung sowie eine No-regret-Option für das Strommarktdesign. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Situation, dass die Schaffung von zusätzlichen Investitionsrefinanzierungsinstrumenten in vielen Bereichen einer erheblichen Vorlaufzeit bedürfen wird. Ob die Ertragskraft des Energy-only-Marktes bzw. die entsprechenden Erwartungen für die Refinanzierung der notwendigen Investitionen ausreichen, ist und bleibt umstritten.

215. Ein hoher Investitions- bzw. Refinanzierungsbedarf für regenerative Stromerzeugungsanlagen, einlastbare Kraftwerkskapazitäten sowie Flexibilitätsoptionen erfordert verlässliche Rahmenbedingungen, die ausreichende Investitionsanreize beinhalten und insbesondere das Vertrauen der Marktteilnehmer genießen. Gleichzeitig wird aber auch deutlich, dass die zentralen Defizite vor allem im Bereich der regenerativen Stromerzeugung eher nicht im Marktdesign, sondern im Bereich anderer Rahmenbedingungen (Flächenverfügbarkeit, Genehmigungen, Infrastrukturen etc.) bestehen.

216. Die auf Kapazitätssicherung abzielenden Instrumente sind aktuell in ihrer Vielfalt nicht aufeinander abgestimmt. Diese Situation kann zu Zielverfehlungen im Sinne nicht ausreichender Kapazitätsverfügbarkeiten, einer erhöhten Eintrittswahrscheinlichkeit von Versorgungs- bzw. Systemsicherheitsproblemen oder zu überhöhten Kosten führen.

217. Eine spezifische Herausforderung ergibt sich zusätzlich für den Bereich der Gaskraftwerke, die nach der Beendigung des Kohleausstiegs, aber auch bei sehr hohen Anteilen regenerativer Stromerzeugung eine wichtige Rolle spielen werden. Insbesondere bei einem staatlich flankierten Ausbau von Gaskraftwerkskapazitäten wird darauf zu achten sein, dass sie ohne gravierende Zusatzkosten schrittweise auf den vollständigen Betrieb mit Wasserstoff umgestellt werden können. Für die im Rahmen des EEG vorgesehenen Mechanismen bildet der alleinige Betrieb mit grünem Wasserstoff eine rechtliche Voraussetzung. Für andere, ggf. zunächst mit Erdgas oder Erdgasanteilen betriebene Anlagen sind entsprechende Vorgaben unerlässlich.

5.2. Anreize für Investitionen in fluktuierende erneuerbare Energien

5.2.1. Einleitung

218. Angesichts der mit den (rechtsverbindlichen) Klimaschutzziele einhergehenden Ausbaunotwendigkeiten für die regenerative Stromerzeugung im Umfeld stark wachsender Strombedarfe kommt einem robusten Finanzierungsumfeld für regenerative Erzeugungsanlagen eine besondere Bedeutung zu. Auch wenn neue Geschäftsmodelle wie Eigenversorgungsmodelle oder PPAs an Bedeutung gewinnen werden, verbleibt für einen wahrscheinlich sehr relevanten Anteil des Ausbaubedarfs die Notwendigkeit von Flankierungsmechanismen, mit denen spezifische Finanzierungsrisiken regenerativer Stromerzeugungsanlagen (Dargebotsabhängigkeit, zukünftig stark sinkende Marktwerte etc.) begrenzt werden können.

219. Die Option eines ersatzlosen Wegfalls der Flankierungsmechanismen für die variable Stromerzeugung ist damit gerade in den bevorstehenden Phasen des Ausbaus der Wind- und Solarstromerzeugung allein mit Blick auf das Kriterium der Effektivität keine belastbare Option. Gleichwohl sollten die zukünftig verfolgten Finanzierungsinstrumente so ausgestaltet sein, dass sie dynamisch auf die Ertragskraft des Strommarktes reagieren können und ihre Refinanzierungsbeiträge ggf. automatisch auslaufen.

220. Das bestehende Finanzierungsmodell des EEG ist jenseits dieser grundsätzlichen Anforderung mit einer Reihe von Herausforderungen konfrontiert:

- die Anreize für eine systemdienliche Auslegung und einen systemdienlichen Betrieb sind im bestehenden EEG-Modell begrenzt (z.B. führt die Vergütung über die gleitende Marktprämie zu Einsatzverzerrungen z.B. bei negativen Strompreisen und mit Blick auf die Teilnahme auf Systemdienstleistungsmärkten);
- es verbleiben erhebliche Mengenrisiken bei den dargebotsabhängigen Erzeugungsoptionen (vor allem bezüglich des Wind- und Solardargebots) und sorgen für entsprechende Risikozuschläge bei der Finanzierung.
- zukünftig wird die Abschöpfung sehr hoher Erträge (von neu über das EEG-geförderten Anlagen) auch aus beihilferechtlichen Gründen erforderlich; diese sind aus Investorensicht neben der sinnvollen langfristigen Mindestabsicherung auf der Ertragsseite zu berücksichtigen.

221. Vor diesem Hintergrund ist eine Weiterentwicklung des EEG in Richtung eines konsistenten Elements des zukünftigen Marktdesigns sinnvoll und notwendig.

222. In den nachfolgenden Analysen werden jedoch fundamentale Instrumentenwechsel (z.B. Quotenmodelle, Production Tax Credits) ausgeschlossen, da die Anpassungszeiträume und Systemwechselkosten angesichts des im Rahmen des bisherigen EEG adressierten Anlagenbestandes und der Ausbaunotwendigkeiten als nicht darstellbar eingeschätzt werden

223. Die Anpassungsoptionen sollten dabei die Erhaltung der bisherigen Vorteile des EEG (langfristige Reduktion von Investitionsrisiken) mit einer Behebung der bestehenden Lücken (systemdienliche Auslegung und systemdienlicher Betrieb der Anlagen, ggf. hohe Mitnahmeeffekte der Betreiber im Umfeld hoher Strompreisniveaus) kombinieren.

224. Explizit hingewiesen werden soll auf den Sachverhalt, dass sich die Anpassung der Flankierungsmaßnahmen nicht auf das Segment des Ausbaus der erneuerbaren Energien beziehen, für das Investoren bereitstehen, für die langfristige Investitionssicherheiten eine untergeordnete Rolle spielen oder langfristige Bezugsverträge mit geringen Ausfallrisiken auch auf der Verbraucherseite darstellbar sind. In diesen Bereichen können und werden Modelle in den Bereichen Absicherung über Hedging-Produkte des Strommarktes, Eigenverbrauch und PPA zum Tragen kommen, die jedoch nach den derzeitigen Abschätzungen nur begrenzte Teile des Ausbaubedarfs abdecken werden. PPA wie auch Eigenversorgungsmodelle bilden wichtige Säulen des zukünftigen Strommarkts und sollten langfristig erhalten bzw. ausgebaut werden.

5.2.2. Reformoptionen

225. Die im Folgenden weiter betrachteten Reformoptionen unterscheiden sich zunächst mit Blick auf die Intensität der Eingriffe in das bestehende System:

- minimalinvasive Eingriffe in das bestehende System v.a. mit Blick auf die Strompreis-Responsivität z.B. bei negativen Strompreisen (Orientierung der Anlagen an den Marktpreisen im Strommarkt und an den Systemdienstleistungsmärkten) vgl. Kapitel 5.2.2.2;
- mittelinvasive Eingriffe in das bestehende System v.a. mit Blick auf die durch den beihilferechtlich notwendig werdenden Mechanismus zur Abschöpfung von (sehr) hohen Überschusserträgen (mit modellabhängig sehr unterschiedlichen Konsequenzen) (vgl. Kapitel 5.2.2.1 und 5.2.2.3);
- höherinvasive Eingriffe in das bestehende System v.a. mit Blick auf die Basis der Zahlungsströme (vgl. Kapitel 5.2.2.4).

5.2.2.1. Minimalinvasive Reform der gleitenden Marktprämie

226. Für die stärkere Ausrichtung der Anlagenauslegung und des Anlagenbetriebs an den Preissignalen des Strommarktes sind im Bereich der minimalinvasiven Reformen folgende Optionen möglich:

- Erweiterung der Regelungen für den Fortfall der Zahlungen (derzeit für den Fall von negativen Preisen am Spotmarkt);

- Umstellung der Vergütungsdauern von fixen Jahreszeiträumen (derzeit 20 Jahre) auf fixe Betriebsstundenzahlen (analog zu den Regelungen des KWKG)¹⁶;
- Einführung von Höchstgrenzen für die Zahl der Stunden eines Jahres, in der Vergütungszahlungen erfolgen.
- Einführung von Höchstgrenzen für die Vergütung der Stromproduktion in Abhängigkeit von der Rotorkreisfläche bei Windkraftanlagen.

227. Während die erste Option jenseits sehr einfacher Optionen für die Zeithorizonte ohne sehr hohe Anteile regenerativer Stromerzeugung (also wahrscheinlich maximal eine halbe Dekade) mit einer Vielzahl von Parametrisierungsunsicherheiten verbunden ist, ergibt sich die Bewertung der beiden letztgenannten Optionen abhängig von Annahmen wie z.B. mit Blick auf die impliziten Diskontraten im Kontext der Entscheidungskalküle seitens der Anlagenbetreiber.

5.2.2.2. Einführung einer symmetrischen Marktprämie (CfDs) (mittelinvasiv)

228. Weitgehend unabhängig von den genannten vier minimalinvasiven Optionen besteht die Möglichkeit, das derzeitige Vergütungsmodell des EEG durch symmetrische Contracts for Difference (CfDs) abzulösen. Danach erhalten die Betreiber weiterhin die gleitende Marktprämie für den Fall, dass der Marktwert der Erzeugung unter dem anzulegenden Referenzwert liegt. Sobald aber der Marktwert den Referenzwert übersteigt, werden in diesem Modell entsprechende Rückzahlungen fällig. Die Bewertung der Vor- und Nachteile von CfDs ist komplex und auch in der Expertenkommission umstritten.

229. *Ein Teil der Expertenkommission lehnt die Einführung der symmetrischen Marktprämie ab¹⁷ und folgt den Erwägungen in den vergangenen Stellungnahmen der Kommission (EWK 2021), dass es nicht Aufgabe der Politik sei, Marktrisiken zu eliminieren, sondern die Rahmenbedingungen so zu setzen, dass keine regulatorischen Risiken entstehen und die Marktrisiken für die Marktteilnehmer kalkulierbar bleiben. Durch die einseitige Marktprämie werden durch die Relevanz der Marktpreise für die Erlössituation schon heute umfassende Auslegungs- und Betriebsanreize geschaffen. Diese Anreize werden mit zunehmendem Anteil von Erneuerbaren am Gesamtsystem immer wichtiger und sollten unbedingt erhalten werden. Darüber hinaus bietet das System der einseitigen gleitenden Marktprämie eine gute Anschlussfähigkeit an ein durch PPAs geprägtes Marktmodell und führt nicht zu einer Austrocknung von Terminmärkten, was bei einem Wechsel zu CfDs wahrscheinlich wäre (Reitz 2020). Die zweiseitige Marktprämie könnte im Gegensatz zu der aktuellen Ausgestaltung zu Zusatzkosten auf der Verbrauchsseite führen, wenn der Staat vor dem Hintergrund eines schrumpfenden Terminhandels auch dort Strompreisrisiken übernimmt und*

¹⁶ In Ansätzen ist ein solches Modell im Kontext der wegfallenden Vergütungszahlungen zu Zeiten negativer Spotpreise bereits im heutigen EEG bereits enthalten (§ 51 EEG).

¹⁷ Zu einzelnen Aspekten vgl. hier auch Löschel et al., 2022.

damit sozialisiert (Maurer 2020). Durch die individuelle Berücksichtigung für die Zukunft prognostizierter (höherer) Erträge aus dem Strommarkt würden auch die Gebote in den Ausschreibungen und damit die Förderkosten tendenziell sinken oder sogar auf Null reduziert. Schließlich würde die Beibehaltung der einseitigen Marktprämie eine Reihe möglicherweise komplexer Detailregelungen vermeiden, die bei einem Systemwechsel entstehen würden.

230. Ein Teil der Kommission hält die Einführung der symmetrischen Marktprämie für sinnvoll bzw. erwägenswert¹⁸, da insbesondere in den auch zukünftig und auch politisch bedingten Turbulenzen in den Energiemärkten ein Risiko bestehe, für das eine Risikoübernahme durch die Gesellschaft gerechtfertigt werden kann. Es wird darauf hingewiesen, dass auch die Entwicklung des regenerativen Stromerzeugungsmixes und damit die Entwicklung der Profilmomente sowie der damit einhergehenden Ertragswerte maßgeblich durch politische Rahmensetzungen (Infrastrukturplanung und -ausbau, Flächenverfügbarkeit, Flexibilitätsanreize etc.) geprägt werden. Durch die Notwendigkeit einer Absicherung der Refinanzierungsbeiträge aus dem Strommarkt über Eigenkapital würden die Kapitalkosten im Kontext der einseitigen Marktprämie steigen, eine zweiseitige Marktprämie würde die Förderkosten dämpfen und sich so das Feld der Investoren in erneuerbare Erzeugungsanlagen nicht nur auf kapitalstarke Akteure mit hoher Bonität und großen Anlagenportfolien konzentrieren. Die Befürchtungen bzgl. eines Austrocknens des PPA- oder Hedging-Marktes werden angesichts der Größe, dem Wachstum und der Vielfalt des Marktes und der Marktakteure nicht geteilt. Herausforderungen mit Blick auf die systemdienliche Auslegung und den systemdienlichen Betrieb könnten durch geeignete Umsetzungsregeln begegnet werden. Letztlich sehen sie durch die Diskussionen und Regelungen zur Gewinnabschöpfung das Vertrauen in die Realisierbarkeit unbegrenzter preisbedingter Zusatzerlöse ohnehin nicht mehr als belastbare Entscheidungsgrundlage.

231. Die letztlich zu treffende Entscheidung zwischen einer einseitigen und einer zweiseitigen Marktprämie hängt damit erstens von Schwerpunktsetzungen bei den einzelnen Bewertungskriterien, zweitens den Einschätzungen zum Gebotsverhalten unterschiedlicher Investorengruppen, drittens von einer Objektivierung z.B. der effektiven Kosteneffekte für die unterschiedlichen Akteure (Investoren, Staatshaushalt, Stromkunden) sowie viertens von der Möglichkeiten zur Umsetzung der Beihilfevorgaben bzgl. der Abschöpfung von Zusatzgewinnen ab. Fünftens werden nicht zuletzt die Anforderungen zur Harmonisierung zwischen den EU-Mitgliedstaaten eine wichtige Rolle spielen müssen. Dies gilt nicht nur für die Windenergie auf See, hier entsteht aber ein besonders dringlicher Handlungsbedarf.

232. Die Expertenkommission empfiehlt hier das schnellstmögliche Aufsetzen eines transparenten Clearing-Prozesses, ggf. auch unter Berücksichtigung weiterer Ausgestaltungsvarianten (Kapitel 5.2.2.3). Auf die Einordnung der unterschiedlichen Aspekte und Zielkonflikte mit Blick auf das Kriterienraster in Kapitel 2 wird explizit verwiesen.

¹⁸ Zu einzelnen Aspekten vgl. hier auch May und Neuhoff (2021), Enervis (2020), Neuhoff et al. (2022) sowie CEEPR (2023).

5.2.2.3. Marktprämienmodell mit Korridor (mittelinvasiv)

233. Als Zwischenvariante im Spannungsfeld der einseitigen und der zweiseitigen Marktprämie und der jeweiligen Vor- und Nachteile bzw. Bewertungen werden Bandbreitenmodelle für die Zahlungs- und Rückzahlungs-Schwellwerte diskutiert. In den Ausschreibungen des EEG würde damit weiterhin ein anlegbarer Wert (Floorpreis) ausgeschrieben und die Anbieter könnten sich wie im derzeitigen EEG-Modell in einem wettbewerblichen Verfahren auf eine bestimmte Erlösabsicherung nach unten bewerben. Im Unterschied zum derzeitigen Modell der gleitenden Marktprämie würden jedoch bei Erlösen ab einer bestimmten Obergrenze Rückzahlungen fällig. Wenn der Preiskorridor zwischen Unter- und Obergrenze ähnlich wie der anzulegende Wert nicht anlagenindividuell, sondern über eine Referenzanlage ermittelt würde, bliebe einerseits ein bestimmtes Zusatzerlös-Potenzial erhalten und würden problematische Anreize für den Anlagenbetrieb vermieden.

234. Solche Modelle wären zumindest strukturell den im Zuge der Strompreisbremse umgesetzten Abschöpfungsmodellen sehr ähnlich (vgl. § 16 StromPBG: Sicherheitsmarge von 3 ct/kWh, Begrenzung der Rückzahlung auf 90%, stündliche Referenzperioden). Durch die Beschränkung auf Neuanlagen und die transparente Ankündigung vor der Ausschreibung sowie die vertragliche Fixierung des Preiskorridors könnten Vertrauensverluste vermieden bzw. sogar eine rechtliche Fixierung der Vertrauenstatbestände erfolgen.

235. Tendenziell würden Bandbreitenmodelle für Differenzverträge jedoch die Ergebnisse der Ausschreibungsprozesse zur Vergabe der EEG-Zahlungen erhöhen, der Nettoeffekt unter Berücksichtigung von Eigen-/Fremdkapitaleffekten sowie etwaigen Rückzahlungen ist von einer Vielzahl von Rahmenannahmen abhängig und ohne sehr detaillierte Bandbreitenanalysen nicht richtungssicher zu bestimmen.

236. Sofern die Umsetzung einer solchen Option (wie auch die zweiseitiger CfDs) im Zuge der Überarbeitung des Strommarktdesigns erwogen wird oder erwogen werden muss, empfiehlt die Expertenkommission auch hier das schnellstmögliche Aufsetzen eines transparenten Clearing-Prozesses (vgl. Kapitel 5.2.2.3).

5.2.2.4. Finanzierung von systemdienlicher Leistung sowie finanzielle CfDs (höherinvasiv)

237. Jenseits der niedrig- und mittelinvasiven Fortentwicklungen des derzeitigen EEG-Modells wurden und werden Optionen diskutiert, in denen die Zahlungen des Flankierungsmechanismus teilweise oder komplett von den Produktionsmengen der konkreten Anlagen entkoppelt werden:

- Im Modell der Prämien für systemdienliche Leistung (Öko-Institut 2014) erfolgen die Zahlungen für den systemdienlichen Teil der Leistungsbereitstellung von Wind- oder PV-Anlagen, der sich aus dem Produktionsprofil der Anlage ergibt (deshalb erfolgt die Entkopplung von der konkreten Produktion nur teilweise), bei dem die Spitzenlasteinspeisungen jedoch keine Berücksichtigung finden.

- Im Modell der Financial CfDs (Schlecht 2023, Newbery 2021) wird der Flankierungsmechanismus in zwei Teile getrennt. Die Anlagenbetreiber erhalten eine im Rahmen einer Auktion ermittelte Prämie pro Zeiteinheit, die jedoch unabhängig von der Produktion der jeweiligen Anlage oder den Strommarktpreisen ist (Ziel ist es insbesondere Verzerrungen beim Kraftwerksdispatch zu vermeiden). Im Gegenzug müssen die Anlagenbetreiber eine Zahlung leisten, die dem Ertrag im Strommarkt entspricht, der aber nicht über die konkrete Anlage, sondern eine repräsentative Referenzanlage ermittelt wird.

238. Beide Modelle haben eine Reihe von Vorteilen im Bereich der systemdienlichen Auslegung und des systemdienlichen Betriebs und auch mit Blick auf die Dargebotsrisiken (und damit die Finanzierungskosten). Auf der Parametrisierungsseite sind sie sehr aufwändig und bedürfen wahrscheinlich eines längeren Lernprozesses. Auf der anderen Seite bieten insbesondere Financial CfDs aus Sicht der Expertenkommission perspektivisch eine große Zahl von Vorteilen und sollten hinsichtlich ihrer Strukturen und der Umsetzungsparameter einer detaillierten Prüfung und Einordnung unterzogen werden

5.2.3. Sonderbereich Bürgerenergie

239. Eine weitere Reformoption ergibt sich schließlich mit Blick auf die Entscheidungskalküle unterschiedlicher Akteursgruppen. Das derzeitige Modell der wettbewerblichen Vergabe der EEG-Zahlungen richtet sich strikt auf konkrete Projekte und ein spezifisches Projektentwicklungsmodell. Projektentwickler mit kleinen Portfolien und einer hohen Vorleistungsaversion werden in diesem Modell strukturell benachteiligt, da sie als Voraussetzung zur Teilnahme an der Ausschreibung erhebliche Vorleistungen (z.B. mit Blick auf die Erlangung von Genehmigungen etc.) erbringen müssen. Wenn die Ausschreibung von Finanzierungsvereinbarungen für konkrete Projekte auf übertrag- und handelbare Finanzierungszusagen umgestellt und die Teilnahme von Intermediären zugelassen würden, würden zwar für die entsprechenden Transaktionen zusätzliche Kosten anfallen, könnten aber die sehr unterschiedlichen Projektentwicklungsansätze, Entscheidungskalküle und Akteursgruppen umfassender adressiert werden. Gerade mit Blick auf die in der Vergangenheit verfolgten, überwiegend problematischen und weitgehend gescheiterten Ansätze der spezifischen Förderung von Bürgerenergie-Projekten könnten sich hier neue Handlungsspielräume und zusätzliche Akteure ergeben.

5.3. Refinanzierung von einlastbaren Kraftwerkskapazitäten und nachfrageseitiger Äquivalente

5.3.1. Einleitung und Übersicht der Reformoptionen

240. Im Gegensatz zur Finanzierungsabsicherung für Projekte der regenerativen Stromerzeugung (v.a. auf Basis von Wind- und Solarenergie) ergibt sich im Bereich der einlastbaren Kraftwerke eine

deutlich herausfordernde Situation, die sich erstens aus dem bisher verfolgten Ansatz des Strommarkts 2.0 (BMW 2015), zweitens aus den europäischen Rahmenseetzungen und drittens aus dem engen Zeitrahmen für den notwendigen Anpassungsbedarf ergibt. Letztlich ergeben sich damit nur niedrig- und hochinvasive Handlungsoptionen:

- in der niedriginvasiven Variante wird das bisherige Strommarktdesign (Strommarkt 2.0 flankiert von Reservemechanismen und weiteren Kapazitätsmechanismen) im Grundsatz beibehalten und durch zusätzliche Kapazitätsinstrumente, die ggf. zumindest teilweise auch voll am Markt agieren können, ergänzt;
- in der hochinvasiven Variante wird die Vielzahl der Kapazitätsinstrumente verringert und durch ein systematischeres Rahmeninstrument zumindest teilweise ersetzt.

5.3.2. Schaffung zusätzlicher Kapazitätsmechanismen im Konzept des Strommarkts 2.0

241. Für die erste Pfadausprägung wird am Konzept des Strommarktes 2.0 (Refinanzierung von Kraftwerkskapazitäten ausschließlich über Erträge aus den Hochpreisphasen der Strommärkte und Vorhaltung von Kapazitätsreserven außerhalb des Strommarktes) formal festgehalten und das Portfolio der sonstigen Kapazitätsinstrumente (das mit diesem Konzept nicht wirklich vereinbar ist) erweitert:

- Im Zuge des Ausstiegs aus der Kernkraft- und Kohleverstromung besteht für die kommende Dekade zwar ein erhebliches Potenzial für die Überführung von stillzulegenden Kraftwerken in die Netzreserve. Gerade vor dem Hintergrund der Erfahrungen im Jahr 2022 (Logistik, Brennstoffbevorratung, Anlagenerhaltung, Personalsicherung etc.) ist jedoch zu bezweifeln, ob und wie lange solche Reservevorhaltungen in großem Umfang praktisch möglich sein werden.
- Letztlich werden zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit Erdgas-/Wasserstoffkraftwerke und Flexibilitätsoptionen in erheblichem Umfang notwendig werden. Im Rahmen des derzeitigen Marktdesign-Konzepts wäre dafür nur der Ausbau der Kapazitätsreserve anschlussfähig, deren massiver Ausbau jedoch unter starken EU-rechtlichen Restriktionen steht.
- Die belastbare Schaffung von einlastbaren Kapazitäten im erforderlichen bzw. geplanten Umfang durch die im Abschnitt beschriebenen Instrumente (EEG, KWKG) ist zumindest teilweise hoch fraglich bzw. umstritten.
- Jenseits dieser Instrumente wird noch die Schaffung eines Kraftwerksmodernisierungsprogramms diskutiert, mit dem zusätzliche einlastbare Kraftwerkskapazitäten in der Größenordnung von 4,4 GW möglich würden. Ob, wann und wie ein solches Programm umgesetzt und belastbar zu Schaffung von Zusatzkapazitäten werden kann, ist derzeit völlig offen.

242. Ungeachtet aller Diskussionen um Kosteneffizienz, Verteilungswirkungen etc., die die Diskussion um das Strommarktdesign im Zeitraum 2014/15 geprägt haben (BMW 2015), besteht der stärkste Einwand gegen dieses Konzept wohl in der höchst fraglichen Effektivität mit Blick auf den mittelfristigen Zeithorizont.

5.3.3. Schaffung eines umfassenden Kapazitätsmechanismus und schrittweise Ablösung der spezifischen Mechanismen

243. Für weitergehende und hochinvasive Reformen des Strommarktdesigns ist zunächst darauf hinzuweisen, dass insbesondere mit Blick auf die EU-rechtlichen Vorgaben wichtige Rahmensetzungen erfolgt sind:

- die EU-Strommarktverordnung (EU 2019) enthält eine Vielzahl von inhaltlichen und prozeduralen Vorgaben für die Schaffung von Kapazitätsinstrumenten;
- die Leitlinien der EU-Kommission zu Beihilfen in den Bereichen Umwelt, Energie und Klimaschutz (KUEBLL, EC 2022b) enthalten eine Vielzahl von Umwelanforderungen für die Ausgestaltung von Kapazitätsinstrumenten;
- die Taxonomie-Verordnung der EU (EC 2022a) enthält eine Vielzahl von Bestimmungen, die einen Einfluss auf die Finanzierungskosten von Projekten haben können.

244. Als wichtigste Implikationen für die Ausgestaltung von Kapazitätsinstrumenten ergeben sich die folgenden Punkte:

- Kapazitätsinstrumente dürfen nach Strommarktverordnung nur zeitlich befristet eingeführt werden, nach KUEBLL ergibt sich ein Zeitraum von maximal zehn Jahren.
- Kapazitätzahlungen dürfen nach Strommarktverordnung nur erfolgen, wenn bestimmte Emissionswerte eingehalten werden (550 g CO₂/kWh bzw. 550 g CO₂/kWh oder 350 g CO₂/kW für vor Juli 2019 in Betrieb genommene Anlagen). Damit scheiden Kohlekraftwerke aus und werden umfassende Kapazitätsinstrumente bzw. auch Kapazitätsinstrumente mit dezentral erzeugter Nachfrage nicht mehr möglich.
- Die Instrumente müssen nach Strommarktverordnung für alle Optionen offen sein (d.h. inkl. Speicher und Nachfrageflexibilität), umweltfreundliche Kapazitäten können nach KUEBLL bevorzugt werden.
- Die Preisbildung im Rahmen von Kapazitätsinstrumenten muss wettbewerblich erfolgen.
- Kapazitätsinstrumente müssen grenzüberschreitende Beiträge berücksichtigen bzw. einbeziehen.
- Die Finanzierung von Erdgaskapazitäten muss nach KUEBLL den Umstieg auf emissionsfreie Stromerzeugung vorsehen.

245. Die Konsequenzen aus diesen Vorgaben lassen sich exemplarisch an der Ausgestaltung des belgischen Kapazitätsmarktes illustrieren, dem zuletzt genehmigten Kapazitätsinstrument in der EU.¹⁹

Grundelemente des belgischen Kapazitätsmarktes

Der Kapazitätsmarkt für Belgien ist das jüngste von der Europäischen Kommission genehmigte Kapazitätsmarktmodell (ELIA 2022a, Elia 2022b, Elia 2022c und BE 2022). Er wurde 2018 notifiziert und 2021 genehmigt, die ersten Auktionen fanden 2021 mit einem Vorlauf von 4 Jahren für den Lieferbeginn im Jahr 2025 statt.

- Das Zielniveau für die gesicherte Kapazität in der Lieferperiode ab Oktober 2026 beträgt etwa 6,4 GW.
- In der ersten Auktion wurden Zuschläge für 4,45 GW erteilt, der gewichtete mittlere Preis lag bei 31,6 €/kW, der höchste gebotene Preis bei knapp 50 €/kW. Eine Leistung von 2,8 GW wurde für eine Laufzeit von 1 Jahr geboten, eine Kapazität von 1,65 GW (Neubauanlagen) für eine Laufzeit von 15 Jahren.
- Die Teilnahme an den Kapazitätsausschreibungen ist technologieoffen möglich, es gibt aber Derating-Faktoren, mit denen die effektive Leistungsbereitstellung bewertet wird (z.B. 91% für offene Gasturbinen, 31% für Speicher mit einer Speicherkapazität von einer Stunde, 13% für Offshore-Wind).
- Eine Teilnahme ausländischer Kapazitäten ist im Umfang der Übertragungskapazitäten möglich.
- Es gelten die ökologischen Anforderungen der EU-Strommarktverordnung, weitergehende Anforderungen wurden nicht gesetzt.
- Ausgeschrieben wird die Kapazitätsbereitstellung für jährliche Lieferperioden, die erste Lieferperiode läuft von November 2026 bis Oktober 2027. Für Neuanlagen können auch längere Lieferperioden von bis zu 15 Jahren festgelegt werden.
- Für jede der jährlichen Lieferperioden gibt es zwei Auktionen. Die erste findet vier Jahre vor Lieferbeginn statt, die zweite ein Jahr vor Lieferbeginn.
- Es gibt drei Lieferpunkte im belgischen Stromnetz, die in der Auktion berücksichtigt werden. Je nach Lieferpunkt unterscheidet sich der Höchstpreis in der Auktion (0-75 €/kW). Zur Kostenbegrenzung scheint der Höchstpreis jedoch auf 20€/kW abgesenkt worden zu sein. Die Preisformation erfolgt nach dem Pay-as-bid-Ansatz.

¹⁹ Auch in anderen europäischen Ländern wie Frankreich, Polen und UK existieren Kapazitätsmärkte. Für eine Übersicht der Nutzung von Kapazitätsinstrumenten vgl. FSR (2021).

- Die in den Kapazitätsausschreibungen erfolgreichen Anlagen können regulär am Strommarkt eingesetzt werden. Wenn die Anlagen bei hohen Strompreisen oder in Knappheitssituationen nicht verfügbar sind, werden Strafzahlungen fällig. Außerdem verpflichten sich die erfolgreichen Kraftwerke bei Strompreisen am Day-ahead-Markt von über 300 €/MWh zu einer Rückzahlung (call-option).
- Der Höchstpreis und der Strike-Preis der Rückzahlungsoption werden vor den jeweiligen Auktionen von der Belgischen Regierung festgelegt (BE 2022).

246. Die prozeduralen Anforderungen der EU-Strommarktverordnung zeigen aber auch, dass die Einführung bzw. das Wirksamwerden von Kapazitätsinstrumenten einen erheblichen Vorlauf erfordern. Am Beispiel des belgischen Kapazitätsmarktes ergibt sich eine Indikation für die notwendigen Prozeduren: allein zwischen der Pränotifizierung des Mechanismus (Juli 2019) und der ersten Lieferperiode (November 2026) ergibt sich ein Zeitraum von 7 Jahren, wobei die Prozesse im nationalen Rahmen noch nicht einberechnet sind.

247. Mit Blick auf die Ausgestaltung der Kapazitätsinstrumente ergeben sich die folgenden Optionen (wobei hier aus den o.g. Gründen nur auf Instrumente mit zentraler Nachfrage abgestellt wird):

1. selektive Kapazitätsausschreibungen für Neuanlagen sowie Flexibilitätsprodukte;
2. umfassende Kapazitätsausschreibungen für Neu- und Bestandsanlagen sowie Flexibilitätsprodukte, die den Umweltauforderungen entsprechen
 - a. mit Einheitspreisbildung für alle Optionen (mit gleicher Laufzeit bzw. Lieferperiode);
 - b. mit differenzierter Preisbildung für Neu- und Bestandsanlagen (das für jede Gruppe höchste Gebot bildet den markträumenden Preis).

248. Für die erste Option mit selektiven Kapazitätsausschreibungen gelten die Einschränkungen bzw. kritischen Punkte mit Blick auf die fragwürdige Effektivität der bisher in Deutschland verfolgten Ansätze über das EEG, das KWKG sowie ggf. das Kraftwerksmodernisierungsprogramm, so dass sich im Gegensatz dazu in einem längerfristigen Zielmodell sowohl aus Effektivitäts- als auch aus Effizienzgründen umfassende Kapazitätsausschreibungen empfehlen würden. Zudem eignen sich selektive Kapazitätsausschreibungen für neue Anlagen nicht als längerfristiges Zielmodell, in dem schrittweise die bisher verfolgten Ansätze aufgehen können.

5.3.4. Synthese

249. Die Expertenkommission sieht in der Stärkung des Energy-only-Marktes sowie der Systemdienstleistungsmärkte eine wesentliche Voraussetzung für die Sicherung eines robusten

Rahmens für die in großem Umfang notwendigen Investitionen in einlastbare Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen.

250. Angesichts der vielfältigen Unsicherheiten im Markt, teilweise auch durch regulative Maßnahmen verursacht, kann die Nutzung zusätzlicher Absicherungsinstrumente zur Gewährleistung eines robusten Transformationsprozesses zu einem klimaneutralen Stromsystem erforderlich sein. Prioritär sollte dabei der Schaffung eines umfassenden und systematischen Investitionsrahmens der Vorrang gegeben werden. Der bisherige Weg der Schaffung immer neuer, kleinteiliger Kapazitätsmechanismen ist nicht zielführend.

251. Bei Notwendigkeit von zusätzlichen Absicherungsinstrumenten wäre für die mittelfristige Perspektive das Zielmodell eines umfassenden Kapazitätsmechanismus zu entwickeln, der einerseits möglichst viele Kraftwerks- und Flexibilitätsoptionen im In- und Ausland sowie deren Interaktionsmöglichkeiten erfasst und zweitens nur dann greift, wenn die Investitionsanreize über den Energy-only- und die Systemdienstleistungsmärkte nicht in ausreichendem Maße gegeben sind (Cramton und Ockenfels 2011).

252. Dieses Zielmodell sollte sich an umfassenden Kapazitätsausschreibungen orientieren, die Kapazitätsprodukte für unterschiedliche Zeithorizonte nachfragen und in dem für Neu- und Bestandsoptionen getrennte Preise ermittelt werden. Für Gaskraftwerke sollten über die Präqualifikationsbedingungen die Voraussetzungen für den Wasserstoffeinsatz geschaffen werden. Der Wasserstoffeinsatz selbst sollte nicht über das Kapazitätsinstrument, sondern über separate Instrumente (EU ETS, ggf. Differenzverträge für den Brennstoffwechsel von Erdgas zu Wasserstoff etc.) angereizt werden.

253. Angesichts der notwendigen Vorlaufzeiten für eine mögliche Schaffung übergreifender und systematischer Kapazitätsinstrumente würden im Verlauf der 2020er Jahre und gerade mit Blick auf das Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland wahrscheinlich Übergangsinstrumente notwendig werden. Für diese möglichen Übergangsinstrumente sollte jeweils die Passfähigkeit zu und die Überführung in das o.g. Zielmodell explizit geprüft und angestrebt werden.

6. Lokalisierungssignale

Das Wichtigste in Kürze

Unter dem aktuellen Strommarktdesign wird Deutschland im europäischen Stromhandel als eine nationale Gebotszone betrachtet. Durch den Stromhandel resultierende Engpässe innerhalb Deutschlands werden somit nicht bei der Markträumung berücksichtigt, sondern stattdessen im Nachgang durch kostenbasierten Redispatch aufgelöst. Auch die aktuellen Förderinstrumente für den Zubau erneuerbarer Erzeuger berücksichtigen die Systemdienlichkeit der Neuanlagen (z. B. Auswirkung auf Netzauslastung, Entfernung zu den Lastzentren, etc.) nur unzureichend (u. a. über das Referenzertragsmodell und die Südzone). Lokalisierungssignale für systemdienliche Investitions- und Betriebsentscheidungen fehlen somit größtenteils im aktuellen deutschen Marktdesign. Dies führt zu deutlich steigenden Kosten für Netzausbau und Engpassmanagement und entfacht die Diskussion über alternative Instrumente mit effizienten Lokalisierungssignalen.

Ein Nodalpreissystem, welches alle physischen Netzrestriktionen direkt beim Stromhandel berücksichtigt und dadurch zu unterschiedlichen Preisen an den Netzknoten führt, stellt keine aktuell realisierbare Lösung dar. Obwohl es in der Theorie als First-Best-Lösung angesehen wird, gibt es für die realweltliche Implementierung eine Vielzahl an Problemen (u. a. Risiko der Marktmissbrauch, Verteilungswirkung der unterschiedlichen Knotenpreise, Komplexität der Umsetzung im vermaschten europäischen Stromnetz), die einen Umstieg auf dieses System unwahrscheinlich machen.

Für ein System mit mehreren deutschen Gebotszonen überwiegen die Vorteile gegenüber dem aktuellen System mit einer nationalen Preiszone, auch wenn die daraus resultierenden Lokalisierungssignale nicht ausreichen dürften. So hängen effektive Lokalisierungssignale für systemdienliche Investitions- und Betriebsentscheidungen sehr stark von der richtigen Wahl der Gebotszonen (Anzahl und Zuschnitt) sowie der Berücksichtigung der interzonalen Leitungskapazitäten ab. Wenn sich der aktuell von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführte „Bidding Zone Review“ der im August 2022 von ACER vorgeschlagene Gebotszonenunterteilung der deutschen Preiszone als positiv erweist oder eine Gebotszonenunterteilung aufgrund europäischer Vorgaben notwendig wird, sollte die Bundesregierung keine Opposition gegen die Initiativen auf EU-Ebene aufbauen und die Gebotszonenunterteilung entsprechend umsetzen. Da die Einführung von Preiszonen das Problem der fehlenden Lokalisierungssignale nur teilweise löst, lohnt es sich aus Sicht der Expertenkommission allerdings nicht, auf eigene Initiative Konflikte zwischen den Bundesländern in Kauf zu nehmen, da politisches Kapital für wirksamere Initiativen genutzt werden sollte.

Wichtig bei der Wahl des richtigen Instruments ist insbesondere die Frage, ob der Fokus auf Investitions- oder Betriebsanreizen liegen soll. Braucht es insbesondere systemdienliche Betriebsanreize für einlastbare Erzeuger, sind Instrumente wie die kapazitätsbasierte G-Komponente oder marktbasierter Redispatch weniger gut geeignet.

Für einen systemdienlichen Ausbau variabler erneuerbarer Erzeuger braucht es neben den bestehenden Regelungen im Rahmen des EEG dringend stärkere Lokalisierungssignale. Da Wind- und PV-Anlagen Grenzkosten nahe null haben, reichen hier auch Anreize bzgl. der Investitionsentscheidung, der Dispatch erfolgt dann selbst bei einer nationalen Gebotszone größtenteils systemdienlich. Optionen sind eine Anpassung des bestehenden Ausschreibungsmechanismus (z. B. über regionale oder kombinatorische Ausschreibungen) oder eine Regionalkomponente zur Differenzierung der Betreiberkosten an unterschiedlichen Standorten (z. B. in Form eines regional differenzierten, erzeugerseitigen Netzentgelts für konventionelle und erneuerbare Anlagen).

Lokalisierungssignale sind auch als Teil der Refinanzierungsinstrumente für Technologien wie wasserstofffähige Kraftwerke von zentraler Bedeutung. Der Schaffung von Klarheit über die Strukturen und die Schnelligkeit des Ausbaus eines Wasserstoffnetzes kommt auch vor diesem Hintergrund eine herausragende Bedeutung zu.

6.1. Ausgangsposition und aktueller regulativer Rahmen im Energy-Only-Markt

254. Viele Länder in Mitteleuropa, wie Deutschland, Österreich, Schweiz und Frankreich, die ihren Strom gemeinsam an der Europäischen Energiebörse (EEX) handeln, sind für den Stromhandel jeweils als Einheitspreiszone definiert. Somit werden beim Stromhandel keine intrazonalen Netzbeschränkungen berücksichtigt. Potenziell auftretende Netzengpässe müssen ex-post von den Netzbetreibern identifiziert und mit verschiedenen Engpassbewirtschaftungsinstrumenten (kurzfristig: Redispatch von fossilen und erneuerbaren Anlagen; langfristig: Netzausbau oder Akquirieren von Reservekapazitäten) bis zum Realisierungszeitpunkt aufgelöst werden. Da also die Einnahmen der Erzeuger nicht von ihrem Standort abhängen, gibt es im aktuellen Marktdesign innerhalb der Preiszonen (meist: Länder) am Spotmarkt keine Preissignale, die standortbezogen Investitionen in Erzeugungskapazitäten mobilisieren. Erzeuger in Gebieten mit Importengpässen sehen zum Beispiel keine hohen Spitzenlastpreise im Falle von Netzengpässen, weshalb die Grenz Erlöse zu niedrig sind um ausreichende Anreize für Erzeugungsinvestitionen in diesen Gebieten zu schaffen. Daher dürfte ein System der Einheitspreisbildung suboptimale Investitions- und Betriebsentscheidungen zur Folge haben, was wiederum zu einem höheren Netzausbaubedarf führen könnte. Preisunterschiede zwischen mehreren Ländern mit je einem Einheitspreissystem treten immer dann auf, wenn die Stromflüsse zwischen den Zonen durch die verfügbaren Übertragungskapazitäten (ATCs - available transfer capabilities) eingeschränkt werden. Dadurch ergeben sich in begrenztem Umfang unterschiedliche Investitionsanreize in den einzelnen Preiszonen.

255. Um den regional zu geringen Investitions- und Betriebsanreize entgegenzuwirken, wurden in der wissenschaftlichen und politischen Diskussion seit der Liberalisierung der Strommärkte mehrere Anpassungen des derzeitigen Marktdesigns vorgeschlagen, wie z.B. ein Nodalpreissystem, die Unterteilung der Einheitspreiszone in mehrere kleine Gebotszonen (Market Splitting), marktbasierter Redispatch oder regional differenzierte Netzentgelte für Erzeuger (G-Komponente). Diese alternativen Mechanismen zur besseren Engpassbewirtschaftung werden in den Kapiteln 6.2 bis 6.5 vorgestellt und diskutiert.

256. Durch den Umbau der deutschen Erzeugungslandschaft (insbesondere Atomausstieg, Kohleausstieg und EE-Ausbau mit Schwerpunkt auf Windenergie in Norddeutschland) steigt der Einsatz von Engpassbewirtschaftungsinstrumenten und damit auch die Netzkosten (vgl. Abbildung 7), die über das Netzentgelt auf die Verbraucher umgelegt werden. Um dem entgegen zu wirken, strebt die Bundesregierung seit dem EEG 2017 eine ausgeglichene Verteilung neuer EE-Anlagen, die zukünftig einen Großteil der Stromerzeugung ausmachen werden, an und versucht dabei auch regionale Aspekte zu berücksichtigen.

257. Zur regionalen Steuerung des EE-Ausbaus kamen im EEG 2017 vor allem das „Netzausbaugebiet“ und das Referenzertragsmodell zum Einsatz, beides für Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land. Die Definition des Netzausbaugebietes wurde so gewählt, dass dadurch der Ausbau der Windenergie in den Regionen nördlich der Netzengpässe begrenzt wird bis der Netzausbau es nicht mehr erfordert. Demnach sollten Windenergieanlagen an Land im Netzausbaugebiet, das die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein, Bremen, Hamburg sowie den nördlichen Teil Niedersachsens umfasste, nur bis zu einer jährlichen Obergrenze von 902 MW einen Zuschlag erhalten. Dieser Ansatz des Netzausbaugebiets wurde im EEG 2021 aufgehoben, da mit der „Südquote“ ein neues Instrument seine Aufgabe übernimmt. Laut § 36d EEG 2021 wird die Südquote wie folgt definiert: „Für eine verbesserte regionale Steuerung und damit für eine erleichterte Integration in das Stromversorgungssystem und eine Reduzierung der Systemkosten werden „Südquoten“ in den Ausschreibungen eingeführt (Südquote für Windenergieanlagen an Land in Höhe von 15% in den Jahren 2022 bis 2023 und 20% ab dem Jahr 2024; Südquote für Biomasseanlagen in Höhe von 50%).“

258. Durch das Referenzertragsmodell erhalten Bieter für Anlagen an Standorten mit einem schlechteren Ertragswert einen positiven Korrekturfaktor, da „vergleichbare Wettbewerbsbedingungen“ in Bezug auf einen Referenzstandort herrschen sollen. Anlagen an Standorten mit einem besseren Ertragswert als der Referenzstandort erhalten hingegen einen Korrekturfaktor, der kleiner als 1 ist. Alle Bieter bieten im Auktionsverfahren zunächst auf den anzulegenden Wert für den Referenzstandort. Um den tatsächlichen anzulegenden Wert für die Anlagen, die einen Zuschlag erhalten haben, zu bestimmen, wird der Zuschlagswert für den Referenzstandort mit dem Korrekturfaktor des Gütefaktors der jeweiligen Anlage berechnet. Der Gütefaktor gibt die Standortqualität als Verhältnis der erwarteten Erzeugung einer Anlage am tatsächlich geplanten Standort im Vergleich zum Referenzstandort an und wird in Prozent angegeben (Referenzstandort: 100%). Im EEG 2021 erfolgte eine erste Anpassung des Referenzertragsmodelles in § 36h Absatz 1 durch die Absenkung der Untergrenze für einen Ausgleich der Standortqualität auf 60% (statt bisher 70%). Im EEG 2023 wurde gültig ab 01.01.2023 eine weitere Anpassung am Referenzertragsmodelle für Anlagen an Standorten mit schlechten Windbedingungen vorgenommen. Für Anlagen mit einem Gütefaktor von 60 Prozent wurde der Korrekturfaktor von 1,35 auf 1,42 erhöht, womit sich deren Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Anlagen an Standorten mit einem höheren Ertrag verbessert. Zusätzlich erhalten Anlagen in der Südregion mit einem Gütefaktor von 50 Prozent einen nochmal höheren Korrekturfaktor von 1,55. Somit erfolgt mit dem EEG 2023 erstmals eine Berücksichtigung des regionalen Standorts der Anlage. Da die Südregion einen großen Teil Süddeutschlands umfasst, ist die regionale Steuerung durch diese Anpassung immer noch sehr grob. Somit zielt das Referenzertragsmodell weiterhin vorrangig auf das Erreichen eines bundesweit verteilten Zubaus und die Kappung von übermäßig hohen Renditen an sehr guten Standorten ab, wobei in den meisten Fällen die Windhöffigkeit des Standortes der Anlage ausschlaggebend für die Einstufung der Anlage ist. Die Netzdienlichkeit neuer EE-Anlage wird also auch im EEG 2023 nur unzureichend berücksichtigt.

259. Aus Sicht der Expertenkommission sollten die durch den Zubau von Erzeugungskapazitäten entstehenden Netzausbau- und Bewirtschaftungskosten künftig einen stärkeren Einfluss auf die Zubauentscheidungen haben. Das Referenzertragsmodell bewirkt zwar, dass Anlagen im Süden Deutschlands eine Besserstellung erfahren, diese Besserstellung gilt aber in den meisten Fällen ebenso für windschwache Standorte im Norden Deutschlands. Für eine stärker netzdienlich ausgerichtete regionale Steuerung eignet sich das Referenzertragsmodell insofern nicht. Daher diskutieren wir in Kapitel 6.5 mögliche alternative Instrumente, die geeignet sind, effizientere Anreize hin zu einem systemdienlichen EE-Ausbau schaffen.

6.2. Nodalpreissystem

260. In einem Nodalpreissystem - wie es beispielsweise in einigen US-amerikanischen Märkten verwendet wird – werden die physischen Netzrestriktionen direkt beim Stromhandel berücksichtigt, sodass eine optimale Nutzung der Übertragungskapazitäten des Netzes gewährleistet ist. Wenn eine Leitung überlastet ist, unterscheiden sich die Knotenpreise an beiden Enden dieser Leitung. Somit ergeben sich aus dem Nodalpreissystem (auf Übertragungsnetzebene) regionale Preissignale für alle Akteure (Verbraucher, Erzeuger, Speicher, etc.). Die aus den Preisunterschieden realisierten Einnahmen geben Ausschuss über den Nutzen der Beseitigung des Engpasses und werden zur Finanzierung des Netzausbaus verwendet.

261. In der Theorie führen beide Marktdesigns (Nodalpreissystem und Einheitspreissystem mit kostenbasiertem Redispatch) kurzfristig zu demselben effizienten Ergebnis (vgl. Ding und Fuller, 2005). Langfristig jedoch führt das Einheitspreissystem zu ineffizienten standortbezogenen Investitionsanreizen, siehe Kapitel 6.1. Im Gegensatz dazu kann gezeigt werden, dass bei vollständigem Wettbewerb ein liberalisierter Strommarkt unter einem Nodalpreissystem zu systemoptimalem Ausbau und Betrieb der Kapazitäten führt (vgl. Hogan, 2002, Garces et al., 2009, und van der Weijde und Hobbs, 2012). In der Theorie besitzt das Nodalpreisregime sehr attraktive Eigenschaften, da es die Wohlfahrt maximiert bzw. die Systemkosten minimiert.

262. Allerdings führen ein Nodalpreissystem und Market Splitting in mehrere Gebotszonen (siehe Kapitel 7.3) zu regional differenzierten Preisen sowohl für Erzeuger als auch für Verbraucher, was zu regionalen Nachteilen für energieintensive Stromverbraucher und zu einer Benachteiligung von Endkunden in Hochpreiszonen führen kann (siehe BMWi, 2015, und Monopolkommission, 2015), die politisch nur schwer durchsetzbar sind. Green (2007) argumentiert, dass die Einführung von regionalen Strompreisen durch ein Nodalpreissystem oder Market Splitting häufig zu Rententransfers zwischen den Regionen führt, die deutlich höher sind als der Nettowohlfahrtsgewinn, der durch Umstellung auf das neue Marktregime resultieren würde. Schließlich wird häufig argumentiert, dass ein Nodalpreissystem oder Market Splitting durch die geringere Anzahl der Akteure innerhalb einer Gebotszone zu einem erhöhten Risiko für Marktmachtmissbrauch führen kann (siehe z.B. Borenstein et al., 2000, 2002). All diese Aspekte erschweren aus politökonomischer Sicht den Umstieg zu einem System mit regional differenzierten Strompreisen.

263. Auch aus technischer Sicht ist die Umsetzung eines Nodalpreissystems durch die gleichzeitige Berücksichtigung aller technischer Restriktionen sehr komplex. Besonders herausfordernd ist eine Implementierung in stark vermaschten Netzen, wie sie in Europa und insbesondere Deutschland vorliegen. Daher kommt das Nodalpreissystem bisher eher in Netzen, die eine Baumstruktur aufweisen zum Einsatz, wie das z.B. in den USA der Fall ist.

264. Außerdem ist das Nodalpreissystem eher für die Übertragungsebene konzipiert. Das Stromsystem der Zukunft braucht allerdings neue marktbasierende Instrumente auf Verteilnetzebene zur Mobilisierung von Flexibilität, da ein Großteil der Netzengpässe im Verteilnetz auftritt (vgl. BNetzA/BKartA, 2023).

6.3. Gebotszonen

265. Ein weiterer Vorschlag, um auf strukturelle Netzengpässe innerhalb einer Preiszone zu reagieren, zielt darauf ab, die nationalen Einheitspreiszone in mehrere kleinere Gebotszonen aufzuteilen (durch sogenanntes Market Splitting). Die Zonenkonfiguration erfolgt dabei idealerweise unter Berücksichtigung der kritischen Netzelemente. Dann würden die Netzrestriktionen zwischen diesen neuen Zonen auch beim Spotmarkthandel berücksichtigt (siehe Stoff, 1997, und de Vries et al., 2009). Dies kann entweder vereinfacht durch Berücksichtigung der ATCs (available transfer capabilities) zwischen den einzelnen Gebotszonen oder genauer mittels Flow-Based Market Coupling (FBMC), wie es aktuell in der CWE-Region (Central Western Europe) u.a. für Deutschland der Fall ist, erfolgen. Langfristig gesehen könnten unterschiedliche zonale Preise Anreize für Erzeugungsinvestitionen in Regionen mit Nachfrageüberhang schaffen. Eine solche Unterteilung der nationalen Einheitspreiszone in mehrere Gebotszonen kommt bisher z.B. in Skandinavien zum Einsatz (Dänemark mit zwei, Norwegen mit fünf und Schweden mit vier Gebotszonen). Im Gegensatz dazu wurde das Market Splitting in den meisten anderen europäischen Ländern bisher jedoch häufig als politisch nicht durchsetzbar angesehen (vgl. Holmberg und Lazarczyk, 2015, und für Deutschland StromNZV, 2021, § 3a).

266. Im vergangenen Jahr hat die Diskussion um eine Unterteilung der deutschen Einheitspreiszone in mehrere Gebotszonen wieder an Fahrt aufgenommen. Zwar spricht sich die Bundesregierung bisher gegen eine Aufteilung der deutschen Gebotszone entlang der Nord-Süd-Engpässe aus („Deutschland zeichnet sich durch eine einheitliche Stromgebotszone aus.“, vgl. BMWi, 2019). Allerdings liegt die Entscheidung über eine Aufteilung der Gebotszonen mit der novellierten EU-Strommarktverordnung in letzter Instanz bei der EU-Kommission (vgl. Verordnung (EU) 2019/943). Zur Stärkung des europäischen Binnenmarktes sollen bestehende Leitungskapazitäten zwischen Gebotszonen auf dem Day-Ahead-Markt in höhere Maße verfügbar gemacht werden. Dementsprechend muss Deutschland seine für den europäischen Stromhandel zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten bis 2025 auf 70% der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten erhöhen. Insbesondere die Umsetzung der Maßnahmen aus dem Aktionsplan

Gebotszone zur Erreichung dieses verbindlichen Zielpfades kann in den kommenden Jahren weitreichende Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben und erfordert eine enorme Kraftanstrengung aller beteiligten Akteure. Bei Nichterreichung droht eine Aufteilung der deutschen Gebotszone.

267. Erwartet wird, dass die Aufteilung der deutschen Gebotszone insbesondere helfen könnte, den Kraftwerksdispatch für fossile Kraftwerke und die Import-Export-Steuerung der Interkonnektoren zu den europäischen Nachbarländern zu verbessern. Dies ist insbesondere bei Starkwindsituationen hilfreich. Denn bisher treten bei Starkwind regelmäßig Situationen auf, in denen in Norddeutschland der Marktpreis „zu hoch“ und in Süddeutschland „zu niedrig“ ist. Trotz der hohen Windstromproduktion in Norddeutschland wird dann trotzdem aus Skandinavien Strom importiert, während die Kohlekraftwerke in Norddeutschland weiterhin Strom produzieren. Aus Süddeutschland wird viel Strom in die südlichen Nachbarländer exportiert, obwohl die innerdeutschen Kapazitäten begrenzt sind und in Süddeutschland die vorhandenen Gaskraftwerke nicht produzieren, weil das Preisniveau nicht ausreichend ist. Um die in die südlichen Nachbarländer verkauften Exporte bedienen zu können, müssen die Netzbetreiber im Anschluss an den Stromhandel Redispatch nutzen. Dabei werden konventionelle oder erneuerbare Kraftwerkskapazitäten in Norddeutschland abgeregelt und teurere Marktkraftwerke oder Netzreserve-Kraftwerke in Süddeutschland im Rahmen des Redispatches hochgefahren. Außerdem entstehen dadurch Ringflüsse von Nord- nach Süddeutschland (über Polen und Tschechien im Osten und über die Niederlande, Belgien und Frankreich im Westen), die auch die Netzinfrastruktur in den Nachbarländern deutlich auslasten.

268. Die Einführung einer Preiszone würde in diesen Situationen in Norddeutschland im Durchschnitt zu niedrigen Preisen und in Süddeutschland zu höheren Preisen führen. Dies würde die Anreize für die Produktion von Strom in Süddeutschland erhöhen und die Exporte aus Süddeutschland in die südlichen Nachbarländer reduzieren. Dadurch könnten die Kosten für den Redispatch und die Netzreservekraftwerke deutlich reduziert werden. Außerdem würde zwischen den deutschen Preiszonen eine Interkonnektorenrente anfallen, die zum Ausbau der interzonalen Leitungen oder zur Reduzierung der Netznutzungsentgelte genutzt werden könnte. Für die Verbraucher ist zu erwarten, dass die Preise in Süddeutschland leicht ansteigen. Theoretisch wäre es denkbar aus verteilungspolitischen Gründen diese höheren Preise über die Netznutzungsentgelte auszugleichen. Für Haushaltskunden wäre ein solcher Ausgleich allerdings nicht unbedingt notwendig, weil die Verteilnetzentgelte in Norddeutschland durch den dort höheren Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich höher sind als in Süddeutschland. In Schleswig-Holstein betragen die Verteilnetzentgelte 302 €/Haushalt und Jahr, während sie in Bayern nur 207 €/Haushalt und Jahr betragen (Agora Energiewende, 2023). Anders sieht es für die Industrie aus, die je nach Energieintensität reduzierte bis gar keine Netzentgelte zahlen muss, und in deren Stromkosten der Großhandelspreis einen deutlich größeren Anteil ausmacht. Hier könnte es durch die Strompreisunterschiede zwischen Nord- und Süddeutschland zu Wettbewerbsnachteilen für die in Süddeutschland sitzenden Unternehmen kommen, was die politische Akzeptanz in großen Teilen Deutschlands verringert.

269. Die Aufteilung der deutschen Preiszone könnte also insgesamt ein Schritt in die richtige Richtung sein. Dabei sind aber auch eine Reihe von Herausforderungen zu beachten. Wie in Kapitel 6.2 diskutiert, kann ein Market Splitting durch die geringere Zahl der Akteure innerhalb einer Gebotszone zu einem erhöhten Risiko für Marktmachtmissbrauch führen. Da die durch Market Splitting gebildeten Gebotszonen mehrere Netzknoten umfassen, gibt es allerdings mehr Akteure innerhalb einer Gebotszone als beim Nodalpreissystem, was zu einem geringeren Risiko für Marktmachtausübung führt als unter einem Nodalpreissystem. Auch ist solch ein System deutlich weniger komplex umzusetzen als der Nodalpreismechanismus, da nicht alle physischen Restriktionen in den Market Clearing Algorithmus eingebunden werden müssen. Die Komplexität ist abhängig von der Anzahl und dem Zuschnitt der Zonen sowie von der Art der Berücksichtigung der interzonalen Kapazitäten. Grundsätzlich ist der Mechanismus durch das Market Coupling der aktuellen Gebotszonen auch heute schon umgesetzt.

270. Sowohl die Wahl der Anzahl der Gebotszonen, der regionalen Zusammensetzung als auch der für den Handel verfügbaren interzonalen Kapazitäten entscheidet darüber, ob Market Splitting eine substantielle Verbesserung im Vergleich zum aktuellen Einheitspreissystem mit sich bringt. Wissenschaftliche Studien zeigen grundsätzlich, dass Market Splitting zu einer Verlagerung von Erzeugern in die Nähe von Lastzentren führen kann, was die Kosten für Netzausbau und -bewirtschaftung verringert (vgl. z.B. Grimm et al., 2016b, 2021). Bjørndal und Jørnsten (2001) bezeichnen Market Splitting sogar als Second-Best-Lösung. Grimm et al. (2016a) zeigen jedoch, dass die Effizienz von Market Splitting stark von der Konfiguration der Preiszonen abhängt. Im schlimmsten Fall kann das Market Splitting sogar zu einer Verringerung der Wohlfahrt führen, wenn zonale Preise Investitionen in einer der Zonen anregen, aber intrazonale Netzengpässe die Nutzung der neu installierten Kapazitäten verhindern. Um solche negativen Effekte des Market Splitting auf die Wohlfahrt langfristig zu vermeiden, muss eine optimale Zonenkonfiguration bestimmt werden (vgl. Grimm et al., 2019b, und Ambrosius et al., 2020). Auch spielt die richtige Wahl der für den Handel zur Verfügung stehenden Kapazitäten zwischen den Gebotszonen eine entscheidende Rolle für die Wirksamkeit der Gebotszonenunterteilung. Verschiedene wissenschaftliche Studien zeigen, dass die Auswirkung einer Unterteilung der deutschen Einheitspreiszone auf den Strommarkt und die Redispatchkosten sehr stark von der Wahl der Gebotszonen (Anzahl und Zuschnitt) sowie der ATCs abhängt. So kann es passieren, dass eine suboptimale Wahl nur zu einer moderaten Verbesserung der Wohlfahrt führt (vgl. z.B. Egerer et al., 2016, oder Grimm et al., 2021). Dadurch, dass die Wahl dieser Parameter einen so großen Einfluss auf das Ergebnis des Instruments hat und dass diese Parameter vergleichsweise einfach durch die Politik angepasst werden können, bleibt ein regulatorisches Risiko bestehen, welches Investitionen in neue Kapazitäten hemmen kann.

271. Eine Maßnahme gegen die in der Vergangenheit zum Teil sehr willkürliche und intransparente Wahl der ATCs ist ein klarer regulatorischer Rahmen, wie das beim inzwischen in weiten Teilen Zentraleuropas implementierten „Flow-Based Market Coupling“ der Fall ist. Dabei werden die physikalischen Restriktionen zumindest für kritische Netzelemente zwischen den Gebotszonen

stärker beim Stromhandel berücksichtigt und bilden somit einen realistischeren Netzzustand unter den realisierten Handelsmengen ab. Obwohl die tatsächlich verfügbaren Kapazitäten bei dem komplexen Ansatz des „Flow-Based Market Couplings“ für viele Akteure kaum zu berechnen sein dürften, können bessere Dispatchentscheidungen getroffen werden, was auch die Signale für Investitionsentscheidungen verbessert (vgl. Felten et al., 2019, und Ovaere et al., 2023).

272. Ein weiterer Aspekt ist die Signalwirkung, welche die Diskussion bzw. die Ankündigung einer Gebotszonenunterteilung („regulatory threat“) auf die Marktakteure besitzt. So zeigen Ambrosius et al. (2020) z. B., dass bereits die Möglichkeit eines Regimewechsels Investitionsentscheidung auslösen dürfte. So ergaben sich Wohlfahrtsgewinne, wenn die Akteure die Möglichkeit einer künftigen Gebotszonenkonfiguration mit besseren regionalen Preissignalen in ihre Entscheidung einbezogen haben, selbst wenn die Änderung am Ende nicht tatsächlich realisiert wurde. Diese Wohlfahrtsgewinne resultierten insbesondere als Folge systemdienlicherer Investitionsentscheidungen. Aufgrund dieser Antizipationseffekte ist zu erwarten, dass die messbaren Effekte einer tatsächlichen Änderung der Gebotszonenkonfiguration scheinbar gering ausfallen. Systemdienliche Dispatchentscheidungen können allerdings nur getroffen werden, wenn das diskutierte/angekündigte Marktdesign dann auch wirklich eingeführt wird. Die damit verbundenen Wohlfahrtseffekte realisieren sich also erst bei einer tatsächlichen Implementierung.

273. Derzeit sind die Gebotszonen in Europa meist durch nationale Grenzen definiert. Das bestehende europäische Stromzielmodell erfordert jedoch die Definition von Gebotszonen auf der Grundlage von Netzengpässen. Aus diesem Grund sollen alternative Gebotszonenkonfigurationen, die auf diesem Prinzip basieren, untersucht werden. Daher hat die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) im August 2022 eine Entscheidung über alternative Konfigurationen von Stromgebotszonen getroffen. Darin enthalten sind auch vier alternative Konfigurationen für die deutsche Einheitspreiszone (vgl. ACER, 2022). Bis Sommer 2023 haben die Übertragungsnetzbetreiber der Mitgliedsstaaten nun zwölf Monate Zeit, die Überprüfung der Gebotszonen durchzuführen und eine Empfehlung abzugeben, ob die bestehenden Gebotszonen beibehalten oder geändert werden sollen. Die Mitgliedstaaten werden dann entscheiden, ob sie die Gebotszonen entsprechend ändern wollen oder nicht. In Anbetracht der Zeit, die erforderlich ist, damit alle Beteiligten im Energiesektor ihre Systeme entsprechend vorbereiten und anpassen können, ist im Falle einer Entscheidung für die alternative Gebotszonenkonfiguration mit einer Umsetzung nicht vor 2027 zu rechnen (vgl. Tennet, 2022).

274. Unter Berücksichtigung der zuvor diskutierten Aspekte ist festzuhalten, dass die Vorteile einer Aufteilung der deutschen Einheitspreiszone in mehrere Gebotszonen gegenüber dem aktuellen Zustand überwiegen. Sollten die Auswertungen im Rahmen des Bidding Zone Review durch die Übertragungsnetzbetreiber positiv ausfallen oder sich abzeichnen, dass Deutschland nicht in der Lage ist, seine für den europäischen Stromhandel zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten bis 2025 auf 70% der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten zu erhöhen, sollte

die Bundesregierung keine Opposition gegen die Initiativen auf EU-Ebene aufbauen und die Gebotszonenaufteilung entsprechend umsetzen. Da die Einführung von Preiszonen das Problem der fehlenden Lokalisierungssignale nur teilweise löst, lohnt es sich aus Sicht der Expertenkommission allerdings nicht auf eigene Initiative Konflikte zwischen den Bundesländern in Kauf zu nehmen, da politisches Kapital für verschiedene stärker wirksame Maßnahmen benötigt wird. So dürften insbesondere die Lokalisierungssignale für systemdienliche Investitions- und Betriebsentscheidungen für neue EE-Anlagen, Speicher, Verbraucher und Backup-Kraftwerke zu gering ausfallen. Statt einer starren Aufteilung in Gebotszonen kann alternativ auch verstärkt auf regionale marktorientierte Anreize für Flexibilität gesetzt werden.

6.4. Marktbasierter Redispatch

275. Für die Bestimmung der Redispatchmengen und Ausgleichszahlungen an die Unternehmen, deren Anlagen vom Redispatch betroffen sind, kommen generell zwei Arten von Redispatch-Systemen zum Einsatz. Bei einem kostenbasierten Redispatch-System, wie es in Deutschland zum Einsatz kommt, bilden die variablen Produktionskosten die Grundlage für die Redispatch-Zahlungen (siehe Trepper et al., 2015, oder Grimm et al., 2016a, für weitere Details). Da eine kostenbasiert Redispatchentschädigung ausschließlich auf den kurzfristigen Kosten der Redispatch-Erzeuger basiert, zielt sie eindeutig auf die Minimierung der Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber ab. Im Gegensatz dazu werden die im Rahmen des Engpassmanagements benötigten Redispatchmengen beim marktbasieren Redispatch in einem Marktumfeld beschafft. Im Gegensatz zu einem kostenbasierten Redispatch-Regime, bei dem Unternehmen keine Gewinne durch Redispatch erzielen können, können die Redispatch-Preise unter marktbasierendem Redispatch die variablen Produktionskosten der Unternehmen übersteigen, sodass sich zusätzliche Gewinne auf dem nachgelagerten Redispatchmarkt realisieren lassen. Marktbasierter Redispatch kommt beispielsweise in den skandinavischen Ländern, in den Niederlanden und im Vereinigten Königreich zum Einsatz (vgl. Bjørndal et al., 2003, Dijk und Willems, 2011, und Green, 2007). Auch für Deutschland wurde insbesondere mit Blick auf bessere regionale Investitionssignale immer wieder der Umstieg auf ein marktbasierendes Redispatchsystem diskutiert (vgl. Inderst und Wambach, 2007, Haucap und Pagel, 2013, oder Monopolkommission (2013).

276. Im Jahr 2015 kam das Oberlandesgericht Düsseldorf zu dem Schluss, dass in Deutschland die damals gültigen Regularien zum kostenbasierten Redispatch angepasst werden müssen, um u. a. auch die Opportunitätskosten der von Redispatch betroffenen Unternehmen zu berücksichtigen (vgl. Oberlandesgericht Düsseldorf, 2015). Gemäß einer Anpassung des § 13a EnWG vom 30. Juli 2016 gilt der finanzielle Ausgleich einer durch eine Redispatchmaßnahme betroffenen Anlage als angemessen, wenn er den Betreiber „wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde“ (vgl. EnWG, 2023). Die Redispatch-Vergütung orientiert sich also nach wie vor an den Kosten, aber es wird nun klargestellt, welche Kosten zusätzlich zu den variablen Kosten erstattet werden müssen, z.B. Kosten für das Anfahren inaktiver Erzeuger, Kosten für die Verzögerung einer geplanten Revision oder Kosten im Falle eines ungünstigen Eingriffs in die

Wärmeversorgung von KWK-Anlagen. Die neue Gesetzgebung bietet nach wie vor nicht die Möglichkeit, zusätzliche Gewinne zu erzielen, um Investitions- oder fixe Betriebskosten der Anlagen zu decken. Im Gegensatz dazu wurde die Umstellung auf marktbasierter Redispatch in den Niederlanden damit begründet, dass die entsprechenden langfristigen Investitionsanreize einen zusätzlichen Markteintritt in Regionen mit Nachfrageüberschuss bewirken könnten. Dies könnte wiederum das Wettbewerbsniveau und damit die Effizienz des Marktes erhöhen (vgl. Dijk und Willems, 2011).

277. Im Clean Energy Package der EU ist marktbasierter Redispatch grundsätzlich als verbindliches Prinzip im Engpassmanagement definiert, von dem nur unter bestimmten Bedingungen abgewichen werden darf.²⁰ Aus diesem Grund gab das BMWK für Deutschland die Untersuchung der Auswirkungen eines Wechsels des bestehenden kostenbasierten zu einem marktbasierter Redispatch-Regime in Auftrag (siehe Consentec, 2019). Die Untersuchungen haben gezeigt, dass dem Vorteil, durch den marktbasierter Ansatz zusätzliche Potenziale für Redispatch besser ausschöpfen zu können, zwei entscheidende Nachteile gegenüberstehen: Die Zunahme der Marktkonzentration und damit die Anfälligkeit für die Ausübung von Marktmacht in lokal stärker fragmentierten Märkten und die Gefahr des so genannten Inc-Dec-Gaming. Beim Inc-Dec-Gaming kann die Möglichkeit der Erzeuger, zusätzliche Gewinne auf dem Redispatch-Markt zu erzielen, Anreize für Arbitragegeschäfte zwischen dem Day-Ahead-Spotmarkt und dem Redispatch-Markt ergeben (vgl. auch Holmberg und Lazarczyk, 2015, und Hirth und Schlecht, 2018). Dies ist auch bei Abwesenheit von Marktmacht der Fall. So würden beispielsweise Erzeuger in Regionen, wo positives Redispatchvolumen erwartet wird, schon am Spotmarkt strategisch höher bieten, um diese hohen Preise entweder am Spotmarkt oder eben später am Redispatchmarkt zu realisieren. Umgekehrt würde in Regionen mit negativem Redispatchvolumen zu Preisen unter den eigenen variablen Kosten geboten, um dann für Abschaltungen kompensiert zu werden. Inc-Dec-Gaming würde somit die Engpässe und daher auch die Redispatchzahlungen verstärken.

278. Eine weitere mögliche Ineffizienz von marktbasierter Redispatch kann sich aus der Regulierung der Übertragungsnetzbetreiber ergeben. Wie Grimm et al. (2022b) zeigen, kann eine Regulierung, deren Ziel die Minimierung der Redispatch-Kosten der Netzbetreiber ist,²¹ im Fall von marktbasierter Redispatch zu verzerrten Redispatch-Entscheidungen führen. Netzbetreiber könnten dann einen Anreiz haben, eine ineffiziente Redispatchallokation zu wählen, wenn diese die Redispatchkosten minimiert. Unter kostenbasierter Redispatch minimiert die effiziente Redispatchallokation hingegen immer auch die Redispatchkosten (vgl. Grimm et al., 2016), so dass

20 Vgl. Verordnung (EU) 2018/1999 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz vom 11. Dezember 2018, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R1999>.

21 In Deutschland sind die Netzbetreiber zur Minimierung ihrer Netzkosten, einschließlich der Redispatch-Kosten, angehalten, vgl. EnWG (2023), § 1, und die "freiwilligen Selbstverpflichtung zum Redispatch" der Übertragungsnetzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber, 2018). Zusätzlich findet eine Diskussion statt, inwieweit ein kosteneffizienter Redispatch zusätzlich durch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) incentiviert werden soll; siehe BDEW (2019).

diese Ineffizienz unter kostenbasiertem Redispatch nicht auftreten. Sollte es im Rahmen der weiteren Entwicklungen auf nationaler und europäischer Ebene dennoch zu einem Regimewechsel von kosten- auf marktbasierendem Redispatch kommen, sollte dieser Wechsel mit einer Anpassung des Anreizsystems der Netzbetreiber einhergehen.

279. Aus den zuvor diskutierten Gründen hat sich die Bundesregierung bisher gegen einen Regimewechsel entschieden und hat auch im Rahmen des im Oktober 2021 gestarteten Redispatch 2.0 den kostenbasierten Ansatz beibehalten. Viele technische Lösungen, deren Entschädigungszahlungen (insbesondere für die Opportunitätskosten) nicht ohne weiteres über den kostenbasierten Ansatz ermittelt werden können, wie das z.B. für Speicher oder Flexibilitätsoptionen auf der Nachfragerseite der Fall ist, sind bisher nicht Teil des Redispatch 2.0. Wie in Kapitel 4.1 diskutiert, sollen diese Technologien im Rahmen der Weiterentwicklung zum Redispatch 3.0 in den Redispatchprozess eingebunden werden. Für eine angemessene Berücksichtigung der Opportunitätskosten bei der Bestimmung der Entschädigungszahlungen kann ein marktbasierter Ansatz eine Lösung sein. Auch hier gilt es die Chancen und Risiken durch den neuen Markt sorgfältig abzuwägen. Da die meisten Optionen für eine Teilnahme am Redispatch 3.0 eine vergleichsweise geringe Kapazität besitzen dürften, ist das Marktmachtpotenzial als eher gering einzuschätzen. Das Inc-Dec-Gaming kann aber auch für solche Anlagen eine gewinnbringende Strategie darstellen.

280. Die zuvor beschriebenen Risiken zum strategischen Verhalten bei marktbasierendem Redispatch gelten generell für sequentielle Märkte, wenn für diese unterschiedliche Restriktionen gelten. Die Überlegungen sind also auch z.B. für nachgelagerter Flexibilitäts- oder Dienstleistungsmärkte relevant (vgl. Diskussion in Kapitel 4.4).

6.5. Regional differenzierte G-Komponente

281. Wenn aus den zuvor diskutierten Gründen kein Umstieg auf ein Nodalpreissystem oder ein System mit mehreren Gebotszonen stattfindet, können andere Instrumente implementiert werden, um dennoch unter einem Einheitspreissystem standortbezogene Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazitäten zu schaffen. Eine Option ist die Einführung eines regional differenzierten Netzentgelts für Erzeuger, eine so genannte G-Komponente, wie sie z.B. im Vereinigten Königreich angewandt wird. Laut Frontier Economics (2008) wurden aufgrund der britischen Netzentgeltregelung neue Standorte für gas- und kohlebefeuerte Erzeugungsanlagen im Süden gewählt, die näher an den Lastzentren liegen und die Überlastung des Netzes mindern. Folgt die Differenzierung der Netzentgelte den tatsächlichen Netzkosten, so tragen die Erzeuger mit ihrer Standortentscheidung einen Teil der damit verbundenen Kosten. Dies dürfte die Standortentscheidungen neuer Erzeuger verbessern. Im Gegensatz zum Vereinigten Königreich werden in Deutschland die Netzentgelte nur von den Verbrauchern (über eine so genannte Last- oder L-Komponente) gezahlt, so dass der derzeitige Regulierungsrahmen keine Anreize für standortbezogene Investitionen bietet. Eine Netzentgeltregelung, die nur die Verbraucher betrifft, impliziert, dass es

keine Möglichkeit gibt, ein Signal an die Erzeuger hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Netzkosten zu senden (Hirschhausen et al., 2012). Daher empfiehlt es sich, einen durchschnittlichen Anteil der G/L-Komponente in der EU festzulegen, um eine Wettbewerbsverzerrung zu vermeiden. Die Einführung einer regional differenzierten G-Komponente für den deutschen Strommarkt wurde u.a. von Frontier Economics (2008), Haucap und Pagel (2013), Monopolkommission (2013), und Monopolkommission (2015) vorgeschlagen.

282. Im Gegensatz zu Systemen mit nodalen oder zonalen Preisen sind in einem System mit einheitlichen Marktpreisen mit einer regional differenzierten G-Komponente alle Verbraucher einer Preiszone mit dem gleichen Marktpreis konfrontiert, was in der aktuellen politischen Debatte in den meisten europäischen Ländern als wünschenswert angesehen wird. Wird die regional differenzierte G-Komponente außerdem für einen langen Zeitraum festgelegt, wie es in Schweden der Fall ist, können Investoren die Auswirkungen ihrer Standortwahl für neue Erzeugungskapazitäten auf ihre Netzentgelte mit hoher finanzieller Sicherheit planen; siehe BNetzA (2007) und Haucap und Pagel (2013). Dennoch bleibt ein gewisses regulatorisches Risiko, dass eine politisch motivierte Anpassung jederzeit erfolgen kann, da diese vergleichsweise einfach umzusetzen ist. Wenn die G-Komponente allerdings im Laufe der Zeit angepasst wird, wie es im Vereinigten Königreich der Fall ist, kann dies negative Auswirkungen auf die Investitionssicherheit haben. Auch ist die Wahl einer effizienten G-Komponente nicht trivial, da sie ex-ante von der Regulierungsbehörde in Antizipation ihrer Auswirkungen auf Erzeugungsinvestitionen und die daraus resultierende Netzbelastung festgelegt wird (vgl. Frontier Economics, 2008). Daher birgt jede Berechnungsmethode für die G-Komponente das Risiko, suboptimale Tarife zu etablieren. Inwieweit der Staat über die G-Komponente glaubwürdige Lokalisierungssignale bereitstellen kann, ist somit fraglich.

283. Generell kann eine G-Komponente entweder auf der Grundlage der von den Erzeugern produzierten Energie (€/MWh) oder auf der Grundlage ihrer installierten Leistung (€/MW) berechnet werden. In den meisten Ländern, die bereits eine G-Komponente verwenden, hat sich jedoch die kapazitätsbasierte Variante durchgesetzt; siehe z.B. das Vereinigte Königreich oder Schweden. Auch in der Diskussion um die Einführung einer G-Komponente im deutschen Strommarkt und in der einschlägigen Literatur wird die kapazitätsbasierte Variante bevorzugt (vgl. Perez-Arriaga und Smeers, 2003, Camacho und Perez-Arriaga, 2007, oder Monopolkommission, 2015). Diese führt zu einer Entlastung der Verbraucher und somit zu einer gerechteren Aufteilung der Netzkosten auf die Verursacher. Eine energiebasierte G-Komponente beeinflusst die Produktion in allen Perioden, auch in Zeiten ohne Netzüberlastung (vgl. Monopolkommission, 2015). Dies könnte zu Verzerrungen der Produktionsentscheidungen führen, die sich dann ineffizient auf die Investitionsanreize der Erzeuger auswirken könnten. Da z.B. Grundlastkraftwerke in den meisten Perioden produzieren, sind sie häufig von der G-Komponente betroffen, auch wenn es keine Netzengpässe gibt. Spitzenlastkraftwerke hingegen produzieren seltener und sind daher weniger von der G-Komponente betroffen.

284. Grimm et al. (2019a) zeigen in einer Fallstudie für Deutschland, dass die Einführung einer regional differenzierten G-Komponente für konventionelle Erzeuger nicht das Potenzial hat, die Systemeffizienz substantiell zu erhöhen. Selbst eine optimal gewählte G-Komponente, die zur Ansiedlung der Erzeugungskapazitäten an den systemoptimalen Standorten führen würde, könnte nur moderate Effizienzsteigerungen auslösen. Eine falsch spezifizierte G-Komponente kann sogar kontraproduktiv sein und zu Effizienzverlusten führen. Die Ergebnisse resultieren daraus, dass nicht nur der Standort von Erzeugungskapazitäten von entscheidender Bedeutung für die Effizienz des Systems ist, sondern vor allem ihr Betrieb. Mit einer kapazitätsbasierten G-Komponente für konventionelle Erzeuger entstehen trotz einer geeigneten Ansiedlung von Kapazitäten in Engpassgebieten keine zusätzlichen kurzfristigen Produktionsanreize. Dies führt insbesondere bei Kraftwerken mit hohen variablen Kosten dazu, dass sie zwar gebaut, aber nicht systemdienlich betrieben werden. Deshalb ist eine solche G-Komponente nicht geeignet, das Problem der fehlenden regional differenzierten Preissignale unter einem Einheitspreissystem vollumfänglich zu lösen. Allerdings wird die G-Komponente in der Studie nur für konventionelle Erzeuger analysiert, nicht aber für erneuerbare Anlagen. Da insbesondere Wind- und PV-Anlagen Grenzkosten nahe null haben, spielen die fehlenden regionalen Preissignale beim Stromhandel nur eine nachgelagerte Rolle und eine kapazitätsbasierte G-Komponente könnte durch ihren Einfluss auf eine netzdienlichere Standortwahl einen deutlichen positiven Effekt haben, vgl. auch Diskussion in Kapitel 6.6.

285. Alternativ zur regional differenzierten G-Komponente, die von allen Erzeugern (Neu- wie Bestandsanlagen) gezahlt werden muss und damit eine weitreichende Änderung der aktuellen Rahmenbedingungen zur Folge hätte, kann auch über die Einführung tiefer Netzanschlussgebühren für Neuanlagen nachgedacht werden (vgl. Eicke et al., 2022). Tiefe Netzanschlussgebühren sind einmalige Zahlungen für den Netzanschluss neuer Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Neben den Kosten des direkten Anschlusses zum öffentlichen Netz reflektieren tiefe Netzanschlussgebühren auch die Kosten des Netzausbaus, der durch den neuen Anschluss, aber nicht in unmittelbarer Nähe zum Erzeuger oder Verbraucher entsteht. Da die Höher der tiefen Netzanschlussgebühren abhängig von der Standortentscheidung im Stromnetz ist (z. B. mit Bezug auf Netzebene und Netzauslastung), können diese ähnlich wie die kapazitätsbasierte G-Komponente zu einer systemdienlichen Investitionsentscheidung führen. Allerdings ergeben sich aus diesem Instrument ebenfalls keine Anreize für einen systemdienlichen Betrieb der Neuanlagen.

286. Ähnliche Effekte sind auch für andere Instrumente zu erwarten, die analog zur kapazitätsbasierten G-Komponente die Lokalisierungssignale rein über die Leistungskomponente bereitstellen und somit auf die Investitionsentscheidung nicht aber auf den Dispatch einwirken. Dies gilt neben den hier bereits diskutierten Instrumenten auch für rein regulatorische Vorgaben wie z.B. der Definition bestimmter Regionen, in denen Zubau möglich bzw. alternativ auch ausgeschlossen ist (vgl. z.B. die Ansätze von Netzausbaugebiet, Südzone²², oder Go-To-Areas). Wichtig

22 So müssen z.B. nach EEG, 2023, § 39k (3) Biomethananlagen, für die Gebote für eine Förderung im Rahmen des EEG abgegeben werden, in der Südregion errichtet werden.

bei der Wahl des richtigen Instruments ist also die Frage, ob der Fokus auf Investitions- oder Betriebsanreizen liegen soll. Braucht es insbesondere systemdienliche Betriebsanreize, sind Instrumente wie die kapazitätsbasierte G-Komponente nicht geeignet.

6.6. Regional differenzierten Förderung für EE-Anlagen

287. Grimm et al. (2022a) und Monopolkommission (2017) zeigen, dass ein EE-Zubau, der die Netzsituation berücksichtigt und einen großen Teil des Zubaus (auch Wind) verbrauchsnahe in Süddeutschland realisiert, zu substantziellen Effizienz- und somit Wohlfahrtsgewinnen führen kann. Die Effizienzgewinne resultieren u. a. aus einer deutlichen Reduktion der Kosten für Netzausbau und Engpassmanagement. Allerdings erfordert solch ein regional differenzierter Ausbau eine regional differenzierte Förderung für EE-Anlagen, die den Anlagenbetreibern an den unterschiedlichen Standorten die nötigen finanziellen Anreize für die Investition geben.

288. Dies könnte beispielsweise über eine regionale Ausschreibung der Kapazitäten geschehen. Dabei würde im aktuell verwendeten Modell der einseitigen Marktprämienmodell (auch als einseitiger CfD bezeichnet) weiterhin auf den anzulegenden Referenzwert geboten werden. Auch im Falle einer Förderung neuer EE-Anlagen mittels symmetrischer Marktprämien (CfDs, vgl. Kapitel 5.2.2.2) könnte die Bestimmung des anzulegenden Referenzwerts über regionale Ausschreibungen erfolgen. Die Südquote ist in dieser Hinsicht nicht zielführend, da sie ein zu großes Gebiet definiert und nicht geeignet ist, verbrauchsnahe Ansiedlungen herbeizuführen. Eine zielgerichtet verbrauchsnahe Ansiedlung würde allerdings erfordern, Regionen geeigneter Größe zu definieren, in denen dann die Wettbewerbsintensität in entsprechenden Ausschreibungen zu gering sein könnte (Bichler et al., 2020). Eine Alternative zu regionalen Auktionen in den einzelnen Bundesländern könnte ein kombinatorisches Auktionsformat sein, das einerseits eine systemdienliche Verteilung der Anlagen gewährleistet, aber andererseits als ein bundesweites Auktionsformat den Wettbewerb zwischen allen Bietern ausnutzen kann.

289. Beim kombinatorischen Auktionsdesign werden in jeder Region entsprechend einer Quote die auszuschreibenden Kapazitäten festgelegt, aber in einer einzigen landesweiten Auktion versteigert (vgl. Bichler et al., 2020). In der Auktion entsteht Wettbewerb zwischen den Bietern über die Grenzen der Bundesländer hinweg, während in jedem Bundesland die (annähernd) optimalen Kapazitäten vergeben werden. Dieses Design erlaubt auch Paketgebote, d. h. Bieter können Gebote auf mehrere Projekte an unterschiedlichen Standorten gleichzeitig abgeben. Kostensenkungspotenziale werden so effektiv ausgeschöpft, da Bieter mögliche Synergien verschiedener Anlagenprojekte an unterschiedlichen Standorten in ihren Geboten berücksichtigen können. So können Skaleneffekte bereits bei der Gebotsabgabe eingepreist werden. Dies reduziert zum einen die Unsicherheit der Bieter, ob Synergien realisiert werden können und senkt zum anderen gleichsam die Zuschlagspreise. Die Zuschlagserteilung erfolgt so, dass die mit Blick auf Energieerzeugung und Zuschlagswerte effizientesten Kombinationen von Projektportfolios ausgewählt werden, wobei die ausgeschriebene Kapazität pro Bundesland eingehalten wird. Die

resultierende Anlagenverteilung ist effizient und subventionsminimierend. Durch die im Auktionsverfahren implementierten regionalen Quoten ergeben sich regionale Preisunterschiede. Kombinatorische Auktionen werden bereits für Spektrum-Auktionen, Beschaffung in der Industrie oder der Logistik eingesetzt, um Wettbewerb zu erhöhen aber gleichzeitig zusätzliche Nebenbedingungen, z. B. bezüglich der Allokation, berücksichtigen zu können.

290. Berechnungen in Bichler et al. (2020) zu diesem Auktionsdesign zeigen, dass eine bessere regionale Verteilung der Anlagen zu höheren Zuschlagswerten in den Auktionen selbst führt. Dies ist nicht überraschend, da nicht Anlagen an den windhöufigsten Standorten bezuschlagt werden, sondern an Standorten, die näher an Nachfragezentren liegen und somit höhere Vergütungssätze nötig sind, um die Anlagen rentabel betreiben zu können. Eine Entlastung entsteht im Gegenzug durch kurzfristig geringere Redispatchkosten sowie langfristig geringere Netzausbaubedarfe. Mit zunehmenden Synergieeffekten großer Bieter bei Bezuschlagung mehrerer Anlagen gewinnt die kombinatorische Auktion noch mehr an Attraktivität. Durch die Möglichkeit von Paketgeboten, in denen die Synergieeffekte gefahrlos eingepreist werden können, sinken die Zuschlagswerte auf ein Niveau, das schon für geringe Synergieeffekte die Höhe der Zuschlagswerte des aktuell geltenden, nationalen Referenzertragsmodell-Designs erreicht. Trotz vergleichbarer Zuschlagswerte dürfte ein kombinatorisches Auktionsdesign somit aufgrund der resultierenden Einsparungen bei den Systemkosten in der Summe langfristig zu sehr viel niedrigeren Kosten führen als das aktuelle Verfahren.

291. Kombinatorische Verfahren scheinen zwar auf den ersten Blick komplex. Für den einzelnen Bieter sind sie jedoch oft strategisch einfacher als mehrere simultane oder aufeinanderfolgende Auktionen, in denen man oft auf Synergieeffekte spekulieren muss, die Gebote aber nicht darauf konditionieren kann. Eine Umstellung der Verfahren würde allerdings die Klärung vieler Detailfragen erfordern und müsste gut vorbereitet werden, damit das Verfahren Akzeptanz erfährt und die Vorteile auch realisiert werden können.

292. Alternativ zu regionaler und kombinatorischer Ausschreibung könnte eine Regionalkomponente in Form eines regional differenzierten, erzeugerseitigen Netzentgelts für konventionelle und erneuerbare Anlagen genutzt werden (vgl. Diskussion der G-Komponente in Kapitel 6.5). Eine solche Differenzierung der Betreiberkosten an unterschiedlichen Standorten wäre geeignet, eine regionale und systemdienliche Verteilung der Anlagen zu erreichen, ohne dass Wettbewerbsprobleme im Rahmen der Ausschreibungen selbst resultieren.

293. Sollte der Regulierer zukünftig neben dem Netzausbau auch vermehrt über regionale Fördermechanismen für den EE-Ausbau entscheiden, ist eine koordinierte Planung und ein synchronisierter Ausbau der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau anzustreben, insbesondere mittel- und langfristig. Dies deckt sich auch mit der Forderung nach einem synchronisierten Ausbau der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau im Aktionsplan Gebotszone (vgl. BMWi, 2020). Dementsprechend kann durch einen über Deutschland besser verteilten Ausbau der erneuerbaren Energien der Transportbedarf im Übertragungsnetz reduziert werden. Zur besseren

Synchronisierung zwischen Ausbau von Offshore-Windkraftanlagen und Netzausbaufortschritten wird deshalb das 30-GW-Ausbauziel für Windenergie auf See bis 2030 daran geknüpft, dass die für die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms erforderlichen Netzkapazitäten rechtzeitig geschaffen werden können (vgl. WindSeeG, 2022, §1 (2)). Ziel ist demnach ein Gleichlauf der jeweiligen Planungen, Zulassungen, Errichtungen und Inbetriebnahmen.

6.7. Integration von Lokalisierungssignalen in die Refinanzierungsinstrumente für spezifische Technologien

294. Ein wichtiger Bereich für die Notwendigkeit verlässlicher Lokalisierungssignale sind einlastbare Kraftwerke, die langfristig mit Wasserstoff oder seinen Derivaten betrieben werden können. Darunter fallen zum einen Gaskraftwerke (insb. KWK), die in den nächsten Jahren zugebaut werden müssen, um den Atom- und Kohleausstieg und den Umstieg zu einem CO₂-neutralen und versorgungssicheren Stromsystem zu erreichen (vgl. Egerer et al., 2022). Voraussetzung für deren Förderung ist, dass diese H₂-ready sind, also zu einem späteren Zeitpunkt mit vertretbarem Aufwand (höchstens 10 Prozent der Kosten, die eine mögliche Neuerrichtung einer Anlage mit gleicher Leistung nach dem aktuellen Stand der Technik betragen würde) von Gas auf reinen Wasserstoff umgerüstet werden können (siehe z.B. Vorgaben der EU-Taxonomie sowie KWKG, 2022, § 6 (1) für KWK-Anlagen und EEG, 2022, § 39k (2) für Biomethananlagen). Diese Voraussetzungen gelten für alle Neuanlagen mit einer elektrischen Leistung von mindestens 10 MW, die ab Juli 2023 genehmigt werden. Zusätzlich wurden mit dem EEG 2023 Fördermöglichkeiten für die Erprobung und den schnellen Markthochlauf von Wasserstoff und seinen Derivaten in der Stromerzeugung im Umfang von 8,8 GW geschaffen (sog. „Wasserstoff-Sprinter-Kraftwerke“ für die Verstromung von Wasserstoff oder Ammoniak sowie lokale „EE-Wasserstoff-Hybridkraftwerk“)²³. Um das Ziel des auf 2030 vorgezogenen Kohleausstiegs erreichen zu können, sind zeitnahe Entscheidungen für den Bau neuer Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland eine wichtige Voraussetzung und auch erste Ausschreibungen im Rahmen des EEG für reine Wasserstoff-Kraftwerke sollen schon 2023 erfolgen.

295. Vor diesem Hintergrund sind die aktuellen Entwicklungen bezüglich des Wasserstoffnetzes (vgl. Kapitel 3.7) durch die damit einhergehende Unsicherheit und die weitere zeitliche Verzögerung des Netzausbaus kritisch zu sehen. Verglichen mit den zeitlichen Vorläufen in den Bereichen Strom- und Gasnetzausbau ist mit einem ersten genehmigten Netzentwicklungsplan für Wasserstoff vermutlich nicht vor 2026 zu rechnen. Solange allerdings nicht klar ist, wo das nationale Wasserstoffnetz oder zumindest das europäische Backbone-Netz verläuft und bis wann der Bau

²³ Mit den für die Jahre 2023 bis 2026 geplanten Ausschreibungen nach § 28e EEG für sogenannte „Wasserstoff-Sprinter“-Kraftwerke wird die Errichtung von 4,4 GW an Wasserstoff- und Ammoniakkraftwerken gefördert. Zusätzlich wird mit den für die Jahre 2023 bis 2028 geplanten Ausschreibungen nach § 28d EEG für lokale „EE-Wasserstoff-Hybridkraftwerke“ die Errichtung von weiteren 4,4 GW Wasserstoffkraftwerken als Teil wasserstoffbasierter Stromspeicher gefördert. Eine kritische Diskussion solcher selektiven Kapazitätsausschreibungen findet sich in Kapitel 5.3.

abgeschlossen sein wird, besteht ein erhebliches Investitionsrisiko für neue, dringend für die Energiewende benötigte Kraftwerkskapazitäten. Investitionen könnten so in den nächsten Jahren zunächst an Standorten erfolgen, für die eine zeitnahe Anbindung an das nationale und internationale Wasserstoffnetz wahrscheinlich ist, also insbesondere in Norddeutschland (in Küstennähe), solange das nicht durch entsprechende Regulierungen verhindert wird. So wird z.B. der Bau von wasserstofffähigen Biomethananlagen nur in der Südzone durch das EEG gefördert (siehe EEG, 2022, § 39k (3)).

296. Hier ist ein umfangreiches Monitoring der Investitionsentscheidungen und der ersten Ausschreibungsergebnisse zentral, um schnell reagieren und die Finanzierungsinstrumente anpassen zu können. Eine Option ist die Übernahme eines Teils der Investitionsrisiken durch den Staat, z.B. durch Entschädigungszahlungen bei verzögertem bzw. nicht erfolgtem (Netz-)Anschluss an die Wasserstoffinfrastruktur (vgl. die Offshore-Netzumlage, die Einnahmeausfälle durch Netzunterbrechungen ab 10 Tagen oder einen verspäteten Anschluss an das Stromnetz für Offshore-Windpark-Betreiber ausgleicht).

7. Stromkosten

Das Wichtigste in Kürze

Auch wenn die Strompreise seit dem Spitzenniveau im Sommer 2022 wieder gesunken sind, liegen sie derzeit (Anfang 2023) immer noch über dem langjährigen Mittel. Die Faktoren mit dem größten Einfluss auf den Strompreis in Deutschland sind die Preise für Erdgas, Steinkohle und CO₂-Zertifikate des EU ETS. Die Terminkontrakte deuten auf einen weiteren Anstieg der Preise für CO₂-Zertifikate hin, während die Preise für fossile Brennstoffe in den kommenden Jahren wahrscheinlich wieder sinken werden, wenn auch bei Erdgas nicht auf die niedrigen Niveaus der letzten Jahre. In der Wechselwirkung zwischen Erdgas und CO₂-Preisen kann auch für Strom ein Rückgang der Großhandelspreise erwartet werden, jedoch mit deutlich abgeschwächter Dynamik. Dieses Kapitel stellt Optionen dar, wie im Kontext des Marktdesigns Stromkostenentlastungen erzielt werden könnten.

Die Senkung der Strompreise im Großhandelsmarkt durch regulatorische Eingriffe in die Marktpreisbildung auf Basis kurzfristiger Grenzkosten oder die Einführung von Preisceps sollte wegen der damit verbundenen Effizienzverluste im Gesamtsystem von Angebot und Nachfrage, der damit einhergehenden Gefahren von Verwerfungen bzw. der dann folgenden Eingriffsnotwendigkeiten, dringend vermieden werden.

Die Strompreise von Endverbraucher:innen bestehen besonders bei den Haushalten und den Kleinverbrauchern zu einem Großteil aus Netzentgelten sowie Umlagen und Steuern. Eine denkbare Entlastungsoption für alle Letztverbraucher:innen könnte eine (teilweise) Umfinanzierung dieser Kostenbestandteile sein. Die Umfinanzierung der EEG-Umlage und die entsprechende Andersfinanzierung war ein erster wichtiger Schritt zur nachhaltigen Minderung des Strompreises. Parallele Anstrengungen für alle weiteren Umlagen sind empfehlenswert, haben aber ein nur vergleichsweise geringes Strompreissenkungspotenzial. Ebenfalls empfehlenswert und mit einem größeren Entlastungspotenzial verbunden ist das Absenken der Stromsteuer auf das europarechtlich zulässige (und zukünftig wahrscheinlich nochmals sinkende) Mindestniveau. Die klimapolitische Lenkungswirkung sollte durch eine konsistente CO₂-Bepreisung erfolgen.

Für Endverbraucher:innen in der Industrie steht neben der angestrebten Kostenentlastung auch die mittel- bis langfristige Klimaneutralität im Zentrum der Überlegungen. Beides zählt zu den Treibern für die Entwicklung von PPAs. Um der zunehmenden Nachfrage von Industriekunden nach Strom aus Erneuerbaren Energien sowie der marktlichen Absicherung am Strommarkt begegnen zu können, sind Verbesserungen bei den Rahmenbedingungen für PPAs anzustreben. Für intermediate PPAs, die von Privatpersonen oder KMUs geschlossen werden könnten, um Zugang zu günstigem Strom aus Erneuerbaren Energien zu erhalten, gelten die gleichen Abwägungen. Nicht zuletzt sind auch die massiven Stromkostenentlastungen im Rahmen der Strompreiskompensation für stromintensive Unternehmen zu berücksichtigen.

Ein einheitlicher, staatlich bzw. auf europäischer Ebene festgelegter Industriestrompreis bzw. ein regulierter Zugriff auf besonders preiswerte (regenerative) Stromerzeugungsoptionen für privilegierte Industriebereiche wird kritisch eingeordnet. Eine solche Preisfestsetzung eröffnet Spielräume für erhebliche Mitnahmeeffekte, eine deutliche Abschwächung von Anreizen etwa für alternative Kostenentlastungsmodelle z.B. im Bereich der PPAs und möglicherweise deutliche Verzögerungen der Transformation zur Klimaneutralität.

Für Haushalts- und Gewerbekunden könnten neue Formen langfristiger Abnahmeverträge Sicherheit bieten sowie Investitionen in Erzeugungskapazitäten rentabel und Stromkosten langfristiger planbar machen, auch wenn sie teilweise die Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung in diesem Verbrauchsbereich reduzieren können. Einzelhandelsverträge sind für sich oder in aggregierter Form, wie bei intermediate PPAs, eine mögliche Option zur Reduzierung von Unsicherheiten und für die Realisierung niedrigerer Strompreise. Dabei ist der Verbraucher:innenschutz und die Information der Verbraucher:innen von zentraler Bedeutung. Fehlende Markttransparenz und

„schlechte“ Entscheidungen der Verbraucher:innen vermindern die Wahrscheinlichkeit gesicherter, niedrigerer Preise. Das Fortschreiten der Digitalisierung der Energiewende, zum Beispiel durch einen Smart-Meter-Rollout, kann künftig eine erleichterte Möglichkeit zur Optimierung des Stromverbrauchs bieten. Auch Mieterstrommodelle sind eine Option der langfristigen Vertragsbindung, die für Immobilienbesitzer:innen und Mieter:innen gleichermaßen attraktiv sein kann und die dadurch gleichzeitig den PV-Ausbau fördert.

Während die garantierte Einspeisevergütung marktwirtschaftliche Anreize reduziert und das Mengenrisiko verschiebt, bietet die Direktvermarktung des Stroms an der Börse ein erhöhtes Gewinnpotential und mehr Marktanreize. Steigt der Anteil der dezentralen Stromproduktion weiter an, wird eine Beteiligung der Produzenten an den Netzkosten sinnvoller. Da diese bislang vollständig von den Verbraucher:innen getragen werden, würde auch diese Option eine Kostenreduktion bedeuten.

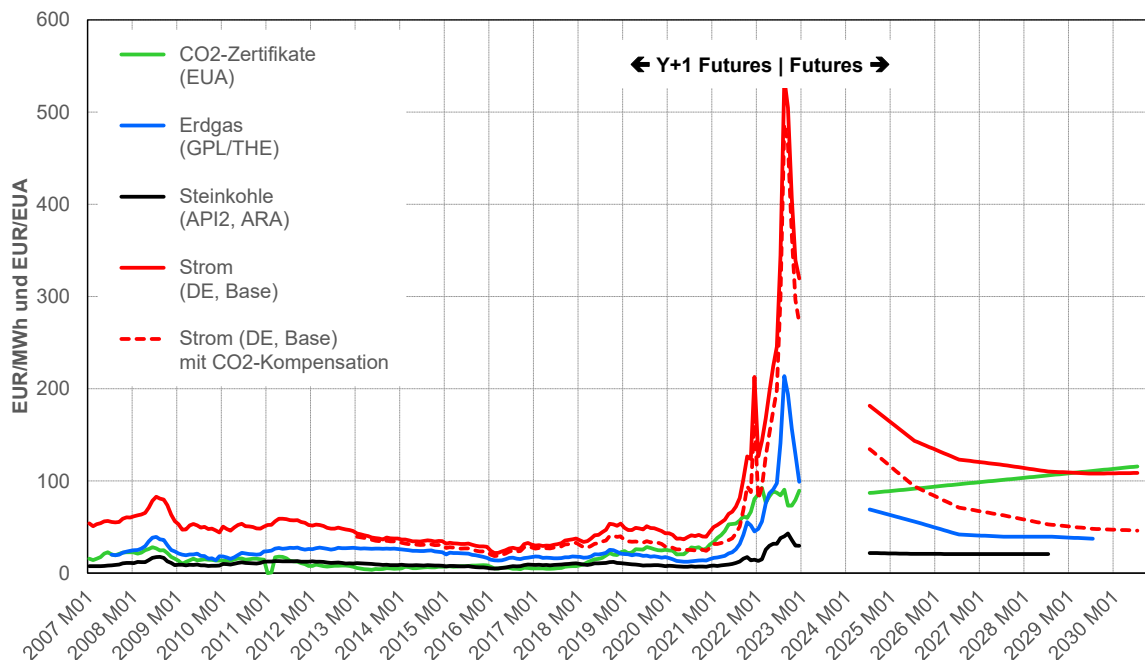
7.1. Ausgangsposition und regulativer Rahmen

297. Nach der bisherigen Betrachtung der Angebotsseite soll im Folgenden die Nachfrageseite im Fokus stehen. Für alle Endkundenbereiche sind bei der Gestaltung des Strommarktdesigns in besonderem Maße die Preisstabilität und langfristig berechenbare Rahmenbedingungen einerseits und andererseits die Aufrechterhaltung und Förderung der Wettbewerbsfähigkeit für die Industrie und gewerbliche Verbraucher relevant. Darüber hinaus rückt angesichts der stark rückläufigen Kostenentwicklungen im Bereich der regenerativen Stromerzeugung die Frage in den Vordergrund, wie Verbraucher im Bereich der Industrie und des Gewerbes sowie Privatkund:innen über Direktlieferungen von günstigem Strom aus erneuerbaren Energien profitieren können. Über die Preisentwicklungen im Großhandelsmarkt hinaus müssen mit Blick auf die Kosten in den Endverbrauchsbereichen auch die Bestandteile der Endkundenpreise jenseits des Großhandelspreises in den Blick genommen werden.

298. Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der Großhandelspreise für Strom in Deutschland und die wichtigsten Einflussfaktoren auf den Strom-Großhandelspreis, d.h. die Preise für Erdgas, Steinkohle und für die Emissionsberechtigungen des EU ETS (CO₂-Zertifikate).

299. Auf der Großhandelsebene lagen die Preise für Grundlaststromlieferungen (Base) in den letzten zehn Jahren bei etwa 40 EUR/MWh und blieben bis Anfang 2021 auf diesem Niveau. Nach einem massiven Anstieg, bedingt vor allem durch die Entwicklungen im Gas-, aber auch im CO₂-Markt, erreichten die Großhandelspreise im Sommer 2022 Werte von über 500 Euro/MWh. Zum Ende des Jahres 2022 hatten sich die Preise für Lieferungen im Kalenderjahr 2023 auf 300 Euro/MWh reduziert. Die aktuellen Terminkontrakte lassen erwarten, dass die Großhandelspreise für Erdgas, Kohle und Strom in den kommenden Jahren wahrscheinlich sinken werden. Gleichwohl bleibt die Wahrscheinlichkeit hoch, dass sich die in der Dekade vor der Krise beobachtbaren Brennstoff- und Strompreise nicht wieder einstellen werden. Mit Blick auf die sich im Jahresmittel ergebenden Strompreise gilt dies insbesondere bezüglich der für die Preisformation mitentscheidenden Preise für die Emissionsberechtigungen des EU ETS (CO₂-Zertifikate).

Abbildung 10: Historische Entwicklung und Futures für Erdgas, Steinkohle, Strom und CO₂-Zertifikatspreise in Zentral-Westeuropa

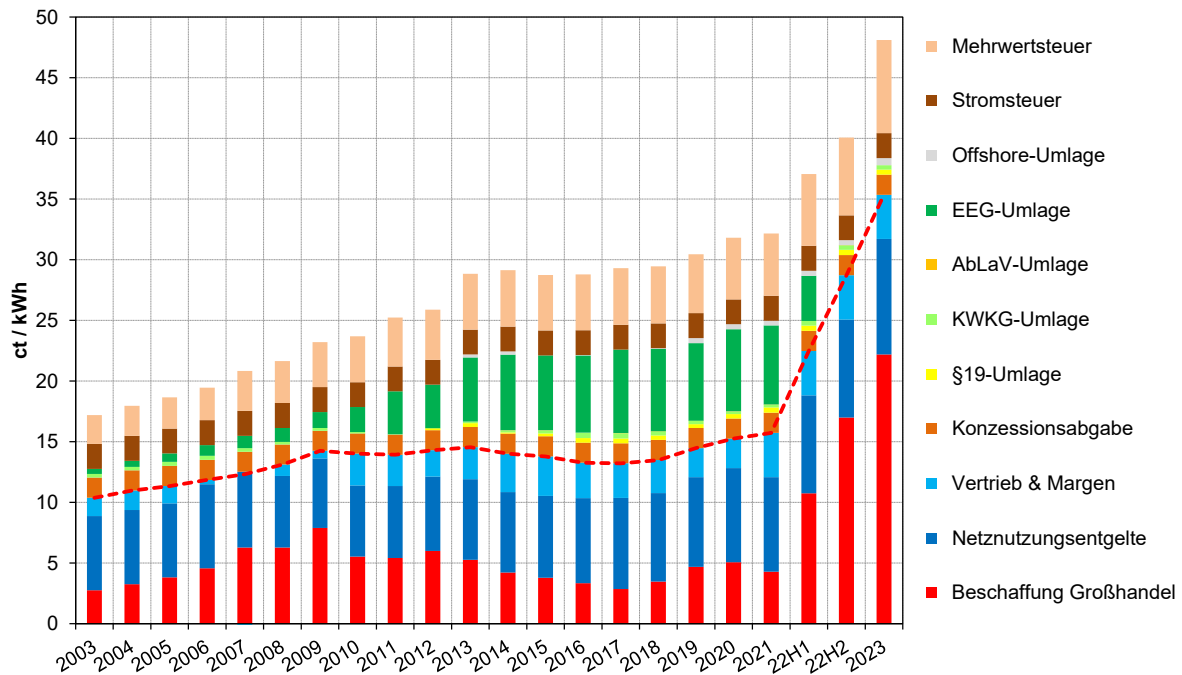


Quellen: European Energy Exchange (EEX), Intercontinental Exchange (ICE), Berechnungen des Öko-Instituts

300. Der Preis für CO₂-Zertifikate blieb bis Ende 2020 unter dem Niveau von 30 Euro pro Tonne CO₂-Äquivalenten (EUR/t CO₂eq). Seitdem ist er, bei allerdings erheblichen Schwankungen, auf ein Niveau von über 90 EUR/t CO₂eq gestiegen. Die Terminkontrakte deuten auf einen weiteren moderaten Anstieg auf ein Niveau von etwa 100 EUR/CO₂eq im Jahr 2025 und 130 EUR/t CO₂eq im Jahr 2030 hin.

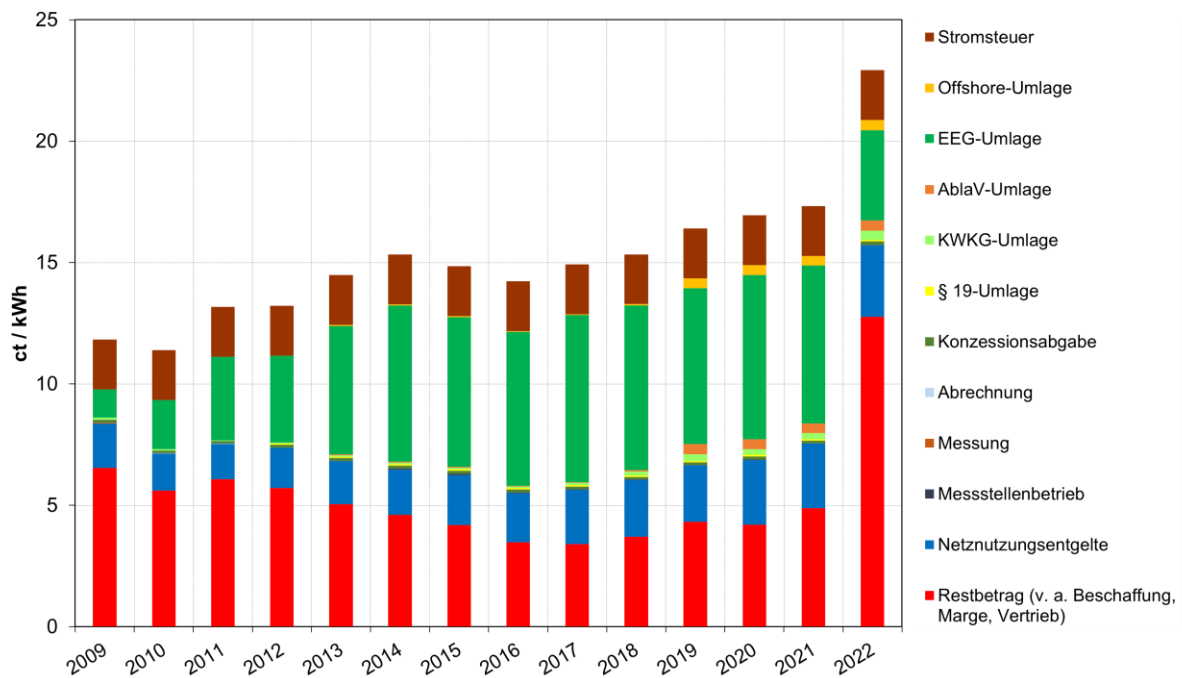
301. Für die Strompreise auf der Endverbrauchsseite ist neben den Großhandelspreisen noch eine Reihe weiterer Komponenten relevant (Abbildung 11 und Abbildung 12). Die in Abbildung 11 gezeigte Zeitreihe der Haushaltsstrompreise und ihrer Bestandteile zeigt, dass sich sowohl die Niveaus als auch die Strukturen der Endverbrauchspreise in diesem Bereich im Zeitverlauf deutlich geändert haben. Vor allem im Jahr 2023 hat sich die Struktur der Haushaltsstrompreise deutlich verändert. Während die Großhandelspreise deutlich gestiegen sind, wirkt die Abschaffung der EEG-Umlage zum 01.07.2022 preisdämpfend. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Netznutzungsentgelte für die Übertragungsnetze im Jahr 2023 konstant geblieben. Hintergrund ist ein staatlicher Zuschuss in einem Umfang von 12,84 Mrd. €, um z.B. die vor allem als Folge der deutlich gestiegenen Brennstoffkosten massiv gestiegenen Redispatchkosten zu kompensieren (§ 24b EnWG). Nicht berücksichtigt sind in der Darstellung die Effekte der Strompreisbremse, über die zeitweise der Preis für 80% des bisherigen Stromverbrauchs auf 40 Cent/kWh gesenkt wird, sofern bisher weniger als 30.000 kWh im Jahr verbraucht wurden (§5 Abs. 2 StromPBG).

Abbildung 11: Entwicklung der Haushaltsstrompreise (ohne Strompreisbremse)



Quellen: Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft, European Energy Exchange (EEX), Berechnungen des Öko-Instituts.

Abbildung 12: Entwicklung Industriestrompreise (Abnahmefall 24 GWh/Jahr)



Quellen: Monitoringberichte BNetzA, eigene Berechnungen.

302. Abbildung 12 zeigt die Zusammensetzung der Endverbrauchspreise im Bereich der Industrie. In den Jahren von 2013 bis 2021 ergaben sich kaum Veränderungen bei den Niveaus und den Strukturen der Strompreise, wobei jedoch darauf hinzuweisen ist, dass die EEG-Umlage nur von Teilen der Industrie zu tragen war und das Verarbeitende Gewerbe effektiv sehr weitgehend von der Stromsteuer befreit ist. Für das Jahr 2022 ist trotz des Wegfalls der EEG-Umlage zur Mitte des Jahres ein deutlicher Anstieg zu beobachten, der sich vor allem aus den massiv gestiegenen Beschaffungskosten ergibt, die zusammen mit den Preiskomponenten für Vertrieb und Margen in der Position Restbetrag zusammengefasst sind (vgl. auch Tabelle 4).

Tabelle 4: Intervalle für die Preiskomponenten von Industriestrom im Jahr 2022

Industriestrompreisstreuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferangaben in ct/kWh		
Nettonetzentgelt	1,60	4,05
Messung, Messtellenbetrieb	0,00	0,02
Konzessionsabgabe	0,05	0,11
EEG-Umlage (massive Reduktionen bzw. Befreiungen für relevante Teil der Industrie)	3,72*	
Weitere Umlagen**	0,87*	
Stromsteuer (Industrie weitgehend befreit)	2,05*	
Von Lieferanten beeinflussbar (Beschaffung, Vertrieb...)	4,53	25,69
* nur arithmetischer Mittelwert vorhanden		
** KWKG, Umlage nach StromNEV, AbLaV, Offshore Netzumlage		

Anmerkung: Für Umlagen und die Stromsteuer sind nur arithmetische Mittelwerte vorhanden.

Quelle: Monitoringberichte BNetzA, eigene Berechnungen.

303. Die neben den Großhandelspreisen relevanten Komponenten des Strompreises für Endkund:innen sind Steuern, Umlagen, weitere Abgaben sowie die Netzentgelte. Der Anteil dieser zusätzlichen Preisbestandteile am Strompreis fällt für Industrieunternehmen in der Regel (deutlich) geringer aus als für die privaten Haushalte oder andere Kleinverbraucher. Gleichzeitig repräsentierten die Kosten für die Beschaffung in den Jahren vor 2022 nur einen geringen Anteil an den Endkundenpreisen.

304. Den neben der EEG-Umlage historisch wichtigsten Kostenblock bilden die staatlich regulierten Netzentgelte (vgl. Kapitel 4.5). Diese werden einerseits auf Kostenbasis ermittelt, unterliegen aber gleichzeitig der Anreizregulierung, über die dynamische Anreize zur Senkung der Netzkosten geschaffen werden. Die Netzentgelte auf der Übertragungsebene werden bundesweit einheitlich und auf der Verteilnetzebene netzspezifisch festgelegt. Letztere weisen bundesweit eine erhebliche Bandbreite auf (Anlage 3 und 4 StromNEV und ARegV). Reduzierte Netznutzungsentgelte werden in unterschiedlichen Fällen gewährt: Zum einen für atypische Netznutzer:innen, bei denen die Jahreshöchstlast in lastschwachen Zeiten auftritt. Zum anderen für Endverbraucher:innen, die das Netz besonders intensiv, das heißt mit mindestens 7.000 Benutzungsstunden und 10 Gigawattstunden, nutzen. Beide Gruppen können gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV ein individuelles Netzentgelt vereinbaren. Darüber hinaus haben auch Endverbraucher:innen, die ausschließlich Strom zur Speicherung aus dem Netz entnehmen und zurückgewonnenen Strom wieder einspeisen, Anrecht auf das Angebot eines individuellen Netzentgelts (§ 19 Abs. 4 StromNEV).

305. Der Staat erhebt die Umsatzsteuer von 19% auf alle anderen Kostenbestandteile der Endverbrauchspreise, die für private Endverbraucher:innen voll, für gewerbliche und industrielle Verbraucher durch die Möglichkeit zum Vorsteuerabzug jedoch nicht kostenwirksam wird.

306. Daneben ist die Stromsteuer zu entrichten, die vom Versorger an die Verbraucher:innen weitergegeben wird. Sie fällt sowohl für private und gewerbliche als auch industrielle Endverbraucher:innen an. Das Stromsteuergesetz sieht nicht ausschließlich, aber vor allem für den industriellen Endverbrauch verschiedene Möglichkeiten zur teilweise sehr weitgehenden Entlastung von der Stromsteuer vor, die in Form von Steuerbefreiung, Steuerermäßigung oder einer nachträglichen Steuerentlastung gewährt werden können (§§19, 19a-e und 10 StromStG). Der Stromsteuersatz in Deutschland liegt aktuell bei 20,50 €/MWh (§ 3 StromStG), während der europäische Mindeststeuersatz im Vergleich dazu bei 1,00 €/MWh für nichtbetriebliche und 0,50 €/MWh für betriebliche Verwendung liegt (Richtlinie 2003/96/EG). Im Zuge der geplanten Revision der EU-Energiesteuerrichtlinien soll der Mindeststeuersatz auf einheitlich 0,54 €/MWh reduziert werden, wobei dieser ab 2024 jeweils auf Basis des unionsweit harmonisierten Verbraucherpreisindex (ohne Energie und unverarbeitete Nahrungsmittel) angepasst werden soll (COM/2021/563).

307. Umlagen werden in der Regel als Kostenausgleichsverfahren zur Refinanzierung von Fördermechanismen oder Systemdienstleistungen eingesetzt. Sie können ein probates Mittel zur Förderung einer Technologie oder zur Kostenumverteilung sein. Gleichzeitig wird durch die Umlagen in ihrer bisherigen Erhebungsform das Preissignal des Großhandelsmarktes durch die zusätzlichen Kostenfaktoren stark gedämpft.

308. Die wichtigste dieser Umlagen ist die EEG-Umlage, die im Juli 2022 abgeschafft bzw. durch die Finanzierung über den Staatshaushalt umfinanziert wurde. Die vielfach, auch von der Expertenkommission (EWK 2021, Randnummer 89), geforderte Umfinanzierung der EEG-Umlage bildet

eine wichtige Maßnahme im Bereich des Marktdesigns mit Blick auf das Vorantreiben der Sektorintegration und die Kostenentlastung für Verbraucher:innen.

309. Weiterhin Bestandteil des Strompreises für Endverbraucher:innen ist die Offshore-Netzumlage (§ 17f Abs. 5 EnWG). Seit dem 01. Januar 2019 besteht sie aus zwei Komponenten: Die eine sind mögliche Entschädigungszahlungen an Betreiber:innen von Offshore-Windparks für verspäteten Netzanschluss ans Festland oder lang andauernde Netzunterbrechungen. Die andere sind Kosten für Errichtung und Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen. Letztgenannte sind seitdem nicht mehr in den Netzentgelten enthalten.

310. Bestimmte Endverbraucher:innen haben die Möglichkeit, vom örtlichen Netzbetreiber niedrigere individuelle Netzentgelte zu erhalten (§ 19 StromNEV). Dadurch entgangene Erlöse müssen die Übertragungsnetzbetreiber den örtlichen Netzbetreibern erstatten. Die Zahlungen werden unter den Netzbetreibern ausgeglichen und auf alle Endverbraucher umgelegt. Zur Finanzierung dieses Ausgleichs wird die § 19 StromNEV-Umlage erhoben.

311. Zudem besteht die KWKG-Umlage, mit der insbesondere die Kosten für die Förderung des Neubaus von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und von Wärmenetzen umgelegt werden.

312. Der kleinste Anteil am Strompreis entfiel auf die bis Ende 2022 erhobene Umlage für abschaltbare Leistungen (§ 18 AbLaV), die aus Vergütungszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber an Anbieter von Abschaltleistungen entstand.

313. Neben den Umlagen steht die Konzessionsabgabe. Die Abgabe wird von den Netzbetreibern als Gegenleistung an die Gemeinden zur Nutzung öffentlicher Straßen und Wege zur Verlegung von Strom- und Gasleistungen gezahlt. Die Höhe ist abhängig von Energieliefervertrag und Gemeinde.

314. Für Unternehmen bestimmter Sektoren können Teile der durch die Einpreisung der vv-Kosten in den Großhandelsmärkten für Strom entstehenden indirekten CO₂-Kosten durch die Strompreiskompensation ausgeglichen werden. Mit diesem Instrument soll die internationale Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Wettbewerbern mit Standorten außerhalb des räumlichen Anwendungsbereichs der EU-Emissionshandelsrichtlinie erhalten und damit Carbon Leakage verhindert werden. Grundlage für diese Strompreiskompensation bildet die EU-Emissionshandelsrichtlinie (2020/C 317/04) und eine entsprechende Beihilfeleitlinie (Amtsblatt C 528/2021) der Europäischen Union, die den Rahmen für die den Mitgliedstaaten freigestellte Umsetzung bildet. Deutschland macht von dieser Möglichkeit in vollem Umfang Gebrauch (Richtlinie für Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten). Für den Zeitraum ab 2021 ab 2021 liegt die Strompreiskompensation bei einem Satz von 54% des aktuellen CO₂-Zertifikatspreises. Bei einem CO₂-Zertifikatspreis von 90 €/t werden für den auf der Basis von Effizienzbenchmarks ermittelten Basisstromverbrauch 48,60 €/MWh erstattet. Dieser Wert liegt deutlich über dem CO₂-Einpreisungssatz von im Strommarkt preissetzenden Gaskraftwerken.

7.2. Ausgangsposition Power Purchase Agreements

315. Direktlieferverträge mit regenerativen Stromproduzenten (PPA) können angesichts der inzwischen erreichten Kostensituation für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien eine attraktive Option zur Gewährleistung kostengünstiger und längerfristig berechenbarer Strombezugsbedingungen sein. Die Bandbreite der PPA-Modelle ist groß, sie reicht einerseits von relativ kurzfristig laufenden Verträgen (unter 5 Jahre) bis zu sehr langlaufenden Modellen (15 Jahre). Andererseits werden sowohl PPA zu Festpreiskonditionen als auch (sehr unterschiedlich) indizierten Preisen abgeschlossen. Neben Kostenaspekten bilden auch Image-, Marketing- und Corporate Responsibility-Gründe (EWK, 2021) einen Treiber für das verbraucherseitige Interesse an PPA.

316. Die Rolle von PPAs im Strommarkt Deutschlands war im internationalen Kontext lange vergleichsweise gering (Öko-Institut, 2020). Das ist insbesondere auf zwei Gründe zurückzuführen. Einerseits benötigten Anlagen mit Finanzierung über die sehr breit angelegte EEG-Förderung in Deutschland bis 2021 keine zusätzliche Absicherung über PPAs. Andererseits ist eine Vermarktung des in EEG-geförderten Anlagen erzeugten Stroms an Dritte nicht zulässig (EWK, 2019).

317. PPAs rücken in Deutschland aber zunehmend in den Vordergrund. Zunächst wurde für eine deutlich zunehmende Zahl von Anlagen das Ende des überwiegend 20-jährigen EEG-Förderzeitraums erreicht und damit entstanden erhebliche Anreize für den Abschluss von Lieferverträgen jenseits der Kurzzeitvermarktung. Auch stieg im Zeitverlauf das Zuschlags- und Preisrisiko bei der Teilnahme an EEG-Ausschreibungen vor allem für Strom aus Windanlagen.

7.3. Optionen für den Beschaffungspreis aus Endkundensicht

318. Im Zuge der Energiekrise und der resultierenden hohen Strompreise ist der Handlungsbedarf in Bezug auf die Senkung des Beschaffungspreises für Endkund:innen deutlich gestiegen. Sowohl auf der nationalen Ebene als auch auf EU-Ebene gibt es verschiedene Optionen, um diesem Bedarf zu begegnen.

319. Eine Option können Eingriffe auf dem Großhandelsmarkt sein, wie z.B. das iberische Modell (vgl. Kapitel 4.2). Die in Spanien und Portugal eingeführte Subvention für konventionelle Brennstoffe, deren Refinanzierung durch eine Stromsteuer vorgenommen wird, soll den Einfluss des Gaspreises auf den Strompreis dämpfen. Dies ging mit einer weitestgehenden Abkopplung des iberischen Gas-Großhandelsmarkt Mibgas vom europäischen Referenzmarkt TTF in den Niederlanden einher. Eine Adaption für den deutschen oder europäischen Markt empfiehlt sich nicht. Die Anbindung des iberischen Großhandelsmarkts an die CWE-Region war auch schon vor Einführung der Subvention vergleichsweise gering, was die Umsetzung erst möglich machte. Zudem liegt mit diesem Modell oder vergleichbaren Überlegungen ein enormer Eingriff in den Marktmechanismus vor.

320. Auch die Vereinheitlichung von Verteilnetzentgelten und deren Übernahme durch den Staatshaushalt sind Optionen zur Anpassung der Verteilungswirkung bzw. zur Entlastung. Bislang

werden Verteilnetzentgelte nicht gemäß dem Verursacherprinzip erhoben. Sie sind, nach Umlage durch die regionalen Netzbetreiber, von den Endverbraucher:innen im privaten und industriellen Sektor in dem Gebiet zu tragen, wo sie anfallen. Damit treten sie nicht notwendigerweise dort auf, wo die Leistung benötigt und abgerufen wird.

321. Hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung von Steuern und Abgaben sind Anpassungen zu empfehlen, die zu einer anreizkompatiblen Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens führen. Die Abschaffung der EEG-Umlage ist ein Schritt in die richtige Richtung, weitere Anpassungen erscheinen jedoch sinnvoll. Das Gesamtbild der Strompreisbestandteile sollte dabei konsequent auf das Erreichen der Klimaziele hin ausgerichtet werden. Zur verstärkten Sektorkopplung und Elektrifizierung hat die Expertenkommission bereits in der Vergangenheit die Abschaffung aller Steuern und Umlagen auf Elektrizität vorgeschlagen (EWK, 2021). Dies bedeutet insbesondere, dass auch die KWKG-Umlage abgeschafft bzw. anders finanziert und die Stromsteuer auf den gemäß der EU-Energiesteuerrichtlinie möglichen Mindestbetrag abgesenkt werden könnte. Die verbrauchsbezogene Lenkungswirkung sollte über eine konsistente CO₂-Bepreisung erfolgen. Dieses Instrument kann in der kurzen und mittleren Frist auch Teile des durch die Abschaffung entstehenden Einnahmeausfalls kompensieren (EWK, 2021).

322. Der bisherige Regulierungsrahmen mit Fokus auf kurzfristige Märkte sollte durch Instrumente ergänzt werden, die Anreize für die Nutzung langfristiger Verträge bieten. In der Folge können die Stromkosten insgesamt niedriger und unabhängiger von den Preisschwankungen auf den kurzfristigen Märkten und damit über längere Zeiträume stabiler werden.

7.4. Eingriffe in den Großhandelsmarkt

323. Vor allem im europäischen Kontext wird mit Blick auf Strompreissenkungen bzw. Stromkostenentlastungen eine Reihe von Eingriffen in die Preisbildung an den Großhandelsmärkten diskutiert. Dazu gehören neben der Veränderung der Preisbildungsmechanismen (Ersatz des Einheitspreisverfahrens durch Gebotspreisverfahren) vor allem Vorschläge zur Marktsegmentierung (und entsprechender Durchschnittspreisbildung) sowie gezielte Eingriffe durch die Subvention des Brennstoffpreiseinsatzes bei den preissetzenden Kraftwerken.

324. Diese Maßnahmen können durchweg erhebliche Preisveränderungen bewirken, haben aber v.a. aus der Koordinationsperspektive der Strommärkte so gravierende Nachteile, dass sie nicht weiterverfolgt werden sollten (vgl. Kapitel 4.2).

7.5. Entwicklungspotential PPAs

325. PPAs stellen eine der im vorherigen Kapitel beschriebenen Optionen zur Etablierung langfristiger Verträge dar. Um die Anlaufschwierigkeiten von PPAs in Deutschland insbesondere bei mittelständischen Unternehmen zu beseitigen, kann eine Finanzierungabsicherung von PPAs mit staatlicher Bürgschaft, ähnlich dem norwegischen Power Purchase Guarantee Scheme oder in

Analogie zu Hermesbürgschaften, dienen. Die Projektfinanzierung kann erleichtert werden, wenn Bürgschaften auch nur zu einem gewissen Grad die Risiken absichern (BNE, 2021). PPAs eröffnen zudem die Möglichkeit, Strom mit dem zugehörigen Herkunftsnachweis aus anderen EU-Staaten zu beziehen. Auch die beschriebenen Bürgschaften sind über die nationalen Grenzen hinaus denkbar.

326. Entsprechend der Vorschläge der Expertenkommission zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für PPAs (EWK, 2021) könnten vor allem Kostenrisiken reduziert und finanzielle Anreize weiter verbessert werden.

327. Bezüglich der bestehenden Strompreiskompensation gilt es zu klären, ob energieintensive Unternehmen die Strompreiskompensation auch für CO₂-freien Strom erhalten. Zudem bedarf es einer Regelung darüber, wie lange PPA-Verträge geschlossen werden können, ohne dass kartellrechtliche Bedenken bestehen. Dies steht im Zusammenhang mit der Forderung nach einem klaren rechtlichen Rahmen für das Geschäftsmodell. Hinsichtlich der Bedeutung von virtuellen PPAs in vielen europäischen Mitgliedsstaaten sollte zudem die Frage beantwortet werden, ob diese Finanzderivate darstellen (DENA, 2021).

328. Neben der Strompreiskompensation bei industriellen Verbrauchern können zinsgünstige (KfW-)Kredite, Abnahmegarantien bei Insolvenz des Stromabnehmers sowie steuerliche Anreize - wie günstige Abschreibungsmöglichkeiten bei Anlagen ohne EEG-Förderung und eine ermäßigte Stromsteuer - in Betracht gezogen werden. Hinsichtlich der Kreditvergabe darf dabei nicht aus dem Blick geraten, dass es am Markt bereits Möglichkeiten zur Kreditfinanzierung auch größerer EE-Anlagen zu günstigen Konditionen gibt, die auch zur Finanzierung von PPA-Projekten genutzt werden. Die Zinshöhe der Finanzierung richtet sich aber generell nach der Erfahrung der Unternehmen am Energiemarkt und deren Bonität. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob PPAs das richtige Instrument sind, um eine CO₂-neutrale Stromerzeugung von Unternehmen mit geringer Bonität und Erfahrung am Energiemarkt zu ermöglichen, wobei der Staat einen Teil der Kreditrisiken übernehmen würde, oder ob es nicht anderer Möglichkeiten bedarf, um den Grünstrombezug von kleinen und mittleren Unternehmen zu gewährleisten. Auch bei einer Abnahmegarantie bei Insolvenz des Stromabnehmers werden Marktrisiken durch den Staat übernommen. Vor dem eigentlichen Hintergrund der Forderung nach verbesserten Rahmenbedingungen von PPAs, d.h. dem Ziel eines marktgetriebenen Ausbaus der erneuerbaren Energien, sollte dies kritisch gesehen werden. Die Abnahmegarantie würde einem Differenzvertrag gleichkommen, wenn dadurch sowohl Preis- als auch Mengenrisiko für den Anlagenbetreiber nicht mehr bestehen. Auch ohne Abnahmegarantie für Anlagenbetreiber besteht immer die Möglichkeit, den Strom vorübergehend zu den jeweils aktuellen Preisen an den Strommärkten zu verkaufen, sollte der Vertragspartner insolvent sein. Ein vollständiger Ausfall von Erlösen findet also nicht statt. Darüber hinaus besteht weiterhin die Möglichkeit, ein neues PPA mit anderen Stromabnehmern zu schließen. PPAs als Möglichkeit des Strombezugs stehen bislang nur großen Unternehmen mit

hoher Bonität zur Verfügung. Eine Ermäßigung bei der Stromsteuer bestünde nur für PPA-Strom und stünde mittleren Unternehmen nicht zur Verfügung (EWK, 2021).

329. Sogenannte „intermediate PPAs“ bieten die Möglichkeit, auch kleinen Unternehmen oder privaten Konsument:innen den Zugang zu diesem Instrument zu ermöglichen. Dadurch werden PPAs für Endkund:innen aller Sektoren nutzbar. Intermediate PPAs nutzen die Möglichkeiten des Großeinkaufs, indem sich eine Gruppe von Endverbraucher:innen zu einem Konsortium zusammenschließt, um Strom zu erwerben. Die Aggregation bedeutet eine Funktion, die von einer natürlichen oder juristischen Person ausgeübt wird. Sie fasst mehrere Kundenlasten oder erzeugte Elektrizität für den Verkauf, den Kauf oder die Versteigerung auf einem Elektrizitätsmarkt zusammen (2019/944/EU). Die aggregierte Beschaffung führt dazu, dass auch kleinste Akteur:innen von den Verhandlungs-, Kosten- und Preisvorteilen profitieren können. Zugleich wird die Komplexität aufgrund der Bündelung verringert und der Kreis potentieller Kund:innen erweitert. Die Aushandlung praktikabler Vereinbarungen bleibt auch in diesem Bereich komplex. Darüber hinaus besteht die Gefahr von Verhandlungsabbrüchen, wenn die Risikotoleranzen oder Beschaffungsziele der potenziellen Partner:innen nicht übereinstimmen. Sowohl zur Handhabung der beschriebenen Schwierigkeiten als auch für die Organisation möglicher Konsortien ist Koordination notwendig. Diese könnte durch den Staat erfolgen oder durch Energieversorger. In letztgenanntem Fall wäre ein intermediate PPA verknüpft mit einem Einzelhandelsvertrag (siehe auch Kapitel 7.7.1). Eine Organisation über den Energieversorger würde die Flexibilität der privatvertraglichen Ebene erhöht halten. Andererseits könnte die Einbeziehung des Staates auf dieser Ebene die Verbindlichkeit erhöhen und die Komplexität reduzieren, wenn es eine Auswahl festgeschriebener Optionen zur Konsortiumsbildung gäbe. Bei der Einführung und Umsetzung von intermediate PPAs müsste ferner die Verträglichkeit mit Herkunftsnachweisen in der Energiewirtschaft geprüft werden (§ 42 Abs. 1 EnWG). Es stellt sich die Frage, ob das Konsortium in seinem aggregierten Zustand als Letztverbraucher:in angesehen werden kann oder ob dies weiterhin die einzelnen Unternehmen bzw. Privatpersonen bleiben.

330. Zusammenfassend entwickelt sich mit PPAs ein nützliches Instrument für die Marktintegration von erneuerbaren Energien, welches den unterschiedlichen Interessen der Anbietenden und der Nachfragenden angemessen gerecht werden kann. Allerdings ist zu beachten, dass die Hoffnung auf durch PPAs bedingte sehr günstige Preise nicht durchgängig erfüllt werden kann. Die Vertragspartner:innen orientieren sich für den Abschluss der PPAs oft an den Marktentwicklungen und preisen Opportunitätskosten entsprechend ein.

7.6. Industriestrompreise

331. In der energie- und industriepolitischen Debatte Deutschlands spielen nicht erst seit der aktuellen Energiepreiskrise, aber in besonderem Maße seit Beginn dieser Krise, staatlich flankierte Industriestrompreise eine große Rolle. Solche Industriestrompreise sollen entweder durch direkte staatliche Subventionen oder durch den privilegierten Zugriff auf die Erzeugung preiswerter

Stromerzeugungsoptionen (Grubb et al., 2022) umgesetzt werden. In einigen Vorschlägen werden auch europaweit einheitliche Industriestrompreise gefordert.

332. Befürworter solcher Instrumente führen oft an, dass dadurch die Energiekosten insbesondere der energieintensiven Industrie deutlich reduziert, die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen im internationalen Vergleich gestärkt und Carbon-Leakage-Effekte vermieden werden können. Aus grundsätzlicher ökonomischer Sicht spricht jedoch vieles gegen diese Politikmaßnahme und stattdessen für marktwirtschaftliche Ansätze, ggf. ergänzt durch Kompensationsmaßnahmen außerhalb der Strommärkte.

333. Im Allgemeinen sind mit der staatlichen Intervention der Einführung eines einheitlichen Industriestrompreises erhebliche Probleme und Risiken verbunden. Dabei sollte grundsätzlich beachtet werden, dass die Strom- bzw. Energiekosten nur einen von vielen verschiedenen Bestandteilen der Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen in Deutschland darstellen. Weitere Faktoren sind beispielsweise die Infrastruktur, Lohnkosten oder die Qualifikation der Arbeitnehmer:innen. Entsprechend sollte eine breitere Betrachtung für die Analyse der Wettbewerbsfähigkeit eingenommen werden. Die absoluten Strompreise der Industrieunternehmen sind als alleiniger Maßstab für die Wettbewerbsfähigkeit nicht ausreichend. Im Rahmen des Monitorings der Energiewende wurden Energiestückkosten als aussagekräftiger Indikator herangezogen, da diese Kenngröße im Vergleich zu einer isolierten Betrachtung der Preise bzw. der absoluten Stromkosten den Vorteil hat, dass weitere Bestimmungsfaktoren der energiebezogenen Wettbewerbsfähigkeit, insbesondere die Energieintensität der Produktion, berücksichtigt werden können (EWK, 2015; EWK, 2021).

334. Vor allem hinsichtlich der Zielgenauigkeit des Instruments eines deutschen oder europäischen Industriestrompreises bestehen Zweifel, auch unter Berücksichtigung der Anreizkompatibilität mit Blick auf Energieeffizienz und CO₂-Emissionsreduktion (Löschel et al., 2019). Darüber hinaus gibt es in Deutschland bereits substantielle Ausnahmeregelungen für Unternehmen, die diese im Vergleich zu Privathaushalten entlasten (vgl. Kapitel 7.1), wobei für den Bereich der stromintensiven Industrie vor allem auf die Kompensation für die indirekten CO₂-Kosten hinzuweisen ist. Aber auch in den geplanten Klimaschutzverträgen für die erste Welle der Transformation der deutschen Industrie zur Klimaneutralität spielt die Kostenentlastung für stromintensive Klimaschutzmaßnahmen eine herausragende Rolle. Insbesondere mit Blick auf Instrumentenmixes besteht die Gefahr erheblicher Mitnahmeeffekte, einer deutlichen Abschwächung von Anreizen etwa für alternative Kostenentlastungsmodelle z.B. im Bereich der PPAs und möglicherweise deutlicher Verzögerungen der Transformation zur Klimaneutralität.

335. *Die Mehrheit der Kommission hält Industriestrompreise wegen der damit verbundenen Nachteile grundsätzlich nicht für ein ausreichend zielgerichtetes Instrument.*

336. *Ein Mitglied der Kommission weist darauf hin, dass die Diskussion um Industriestrompreise als Alternative zu zielgerichteten Kompensationsmaßnahmen jenseits von Eingriffen in das Strommarktdesign in jedem Fall im Kontext einer Industriestrategie zu führen wäre. Nur so könne*

abgeschätzt werden, ob die politische Entscheidung für die Subvention gesamtwirtschaftlich sinnvoll sein könnte. Wie industriepolitische Maßnahmen generell, sollten auch spezifische Instrumente wie Industriestrompreise in jedem Fall sehr dezidiert auf die einschlägigen Sektoren beschränkt werden, für die robust belegbare Abwanderungsgefahren bestehen und die eine hohe strategische Bedeutung haben. In diesen Diskussionen wäre es grundsätzlich wichtig, dass die Kosten von Ineffizienzen angemessene Beachtung finden. Ungeachtet dieser Erwägungen auf der grundsätzlichen Ebene weist das Kommissionsmitglied darauf hin, dass die Debatten um Industriestrompreise auf abstrakter Ebene nur teilweise sinnvoll geführt werden können. Zu den unabdingbar vorab zu klärenden Fragen zählen die vorstellbaren Mengengerüste auf der Nachfrage- und ggf. auch auf der Angebotsseite, die direkt und indirekt entstehenden Kosten für die Staatshaushalte, die beihilferechtlichen Voraussetzungen (für Modelle jenseits einheitlicher europäischer Lösungen), die Implikationen für das Strommarktdesign insgesamt sowie die Zeithorizonte der Einführung und so die Geschwindigkeit möglicher Entlastungseffekte.

7.7. Tarifikundenpreise

337. Durch die Unsicherheit bei der Entwicklung des Strompreises stehen Endverbraucher vor schwierigen Entscheidungen: Lohnen sich Modernisierungen beim Stromverbrauch oder eine Investition in eigene Stromerzeugung? Hohe Preise haben bereits eine starke Signalwirkung gezeigt und bieten Anreize, um Einsparpotentiale auszunutzen. Gleichzeitig werden die politischen und sozialen Folgen hoher Preise sichtbar. Um die Unterstützung der Energiewende sicherzustellen, müssen Endverbraucher von der Energiewende profitieren können. Für die Politik entsteht eine doppelte Herausforderung. Auf der einen Seite soll Verlässlichkeit bei der bezahlbaren Stromversorgung unterstützt werden. Auf der anderen Seite soll der flexible Ausbau der Möglichkeiten erneuerbarer Energien und Einsparpotentiale gefördert werden. Sicherheit könnten langfristige bilaterale Abnahmeverträge zwischen Erzeugern und Abnehmern bieten, die einerseits Investitionen in Erzeugungskapazitäten rentabel und andererseits Stromkosten langfristig planbar machen. Für Immobilienbesitzer:innen und Mieter:innen besteht durch Mieter-Strom-Modelle zusätzlich die Möglichkeit, mittels lokaler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine langfristige und kostengünstige Stromversorgung sicherzustellen.

7.7.1. Einzelhandelsverträge

338. Der Energiee Einzelhandel umfasst eine Reihe verschiedener Dienstleistungen, darunter der Verkauf von Energie. Er stellt in der Praxis die Schnittstelle zwischen den Endverbraucher:innen und der Energiewertschöpfungskette dar. Einzelhandelsverträge im Energiesektor haben ein Mindestmaß an vertraglichen Bedingungen, es besteht aber ein gewisser Rahmen zur Variation, darunter fallen beispielsweise Preis und Laufzeit (AER, 2023). Einzelhandelsdienstleistungen können auch Aggregation umfassen (s. Kapitel 7.5).

339. Eine zentrale Dimension in der möglichen Ausgestaltung von Einzelhandelsverträgen ist das Ausmaß, in dem die Endkund:innenpreise im Laufe der Zeit als Reaktion auf die Großhandelspreise variieren. Echtzeit-Endkund:innenpreise, also Preise, die direkt an die zugrunde liegenden kurzfristigen Großhandelspreise gekoppelt sind, stellen die Option mit der größten Variation dar. Beispielhaft dafür können sogenannte Spotpreis-Verträge stehen, bei denen der Endkundenpreis dem Spotpreis zu einem bestimmten Zeitpunkt (in der Regel 15 Minuten, halbstündlich oder stündlich) entspricht. Die entgegengesetzte Möglichkeit mit der geringsten Reaktionsvariation ist ein Festpreisvertrag mit einer Laufzeit von einem oder mehreren Jahren. In diesem Fall steht der Endkundenpreis während der gesamten Vertragslaufzeit fest. Kürzere Abstände zur Anpassung der Vertragspreise sind möglich, ebenso die Kopplung an die durchschnittlichen Großhandelspreise während eines bestimmten Zeitraums. Zudem kann es Ober- (und Unter-)Grenzen geben, die das Ausmaß der Preisschwankungen während der Vertragslaufzeit begrenzen. Einzelhandelsverträge mit einem vereinbarten Preis, der weniger stark schwankt als der Großhandelspreis, der ihm zu Grunde liegt, bieten Einzelhandelskund:innen Schutz vor Preisschwankungen. In solchen Verträgen verlagert sich das Preisrisiko von den Kund:innen auf die Lieferant:innen.

340. Die Erkenntnisse darüber, wie gut der Wettbewerb im Energieeinzelnhandel funktioniert hat, sind gemischt. Es bestehen Orte, an denen der Wettbewerb gelungen ist (von der Fehr et al., 2010; Mulder et al., 2018). Ebenso bestehen solche, wo dies nicht gelang. In Großbritannien gelang der Wettbewerb, dennoch gibt es Kritik. Die mangelnde Markttransparenz oder die Schwierigkeiten beim Wechsel des Einzelhandelsanbieters sind dabei zentrale Punkte. Letztere haben zur Folge, dass Verbraucher:innen nicht in der Lage sind, die Möglichkeiten des Marktes in ausreichendem Maße zu nutzen, und daher nicht das bestmögliche Angebot erhalten (Giulietti et al., 2005; Giulietti et al. 2014). Beim Wettbewerb im Einzelhandel geht es nicht nur darum, den Aufschlag zwischen dem Endkundenpreis und den Großhandelspreisen durch Wettbewerb zu senken, sondern auch um Innovationen bei den Vertragsarten, die Aufklärung der Verbraucher über ihren Energieverbrauch durch Marketing und die Bereitstellung ergänzender Dienstleistungen. Ein gut funktionierender Versorgungsmarkt hat positive Auswirkungen auf den Großhandelsmarkt. Vertikal integrierte Anbieter werden auf dem Großhandelsmarkt härter konkurrieren (Cerre, 2022).

341. Auch Armstrong (2014) zeigt, dass es für informierte Verbraucher durchaus rational sein kann, nicht in die Information zu investieren und uninformiert zu bleiben. Er modelliert die strategischen Entscheidungen von Einzelhändlern in mehreren Suchmodellen, wenn es zwei Arten von Verbrauchern gibt (versierte und nicht versierte Verbraucher), und analysiert die externen Effekte zwischen beiden Gruppen. Versierte Verbraucher suchen nach dem besten Angebot auf dem Markt, was Einzelhändler dazu veranlasst, die Preise zu senken und die Produktqualität zu verbessern. Nicht versierte Verbraucher machen sich nicht die Mühe, Angebote zu vergleichen und nach mehr Informationen zu suchen. Das kann eine völlig rationale Entscheidung sein, die auf ihren Erwartungen hinsichtlich der Kosten und des Nutzens solcher Bemühungen beruht. Wenn die Einzelhändler nicht zwischen den Verbrauchergruppen unterscheiden können, werden auch die nicht

versierten Verbraucher von niedrigeren Preisen und einer besseren Produktqualität profitieren. Folglich kann es zu positiven externen Effekten kommen (Mulder et al., 2018).

342. Vorschriften zur Regulierung auf Energieeinzelhandelsmärkten widmen sich dem Verbraucherschutz, also beispielsweise der freien Wahl des Versorgers. Die Artikel 10, 12, 14 2019/944/EU enthalten Vorschriften darüber, wie Stromlieferverträge vermarktet werden sollten, welche Informationen den Verbraucher:innen angeboten werden sollten und wie die Versorger ihre Kund:innen über Preisänderungen oder andere vertragliche Anpassungen informieren müssen. Hinzu kommen das Recht, den Versorger zu wechseln, und der Zugang zu Vergleichsinstrumenten.

343. Der unerwartete Anstieg der Energiepreise im vergangenen Jahr hat deutlich gemacht, wie schwierig die Gestaltung eines gut funktionierendes Endkundenmarktes ist. Einerseits sollen die Verbraucher:innen Zugang zu Energie zu wettbewerbsfähigen Preisen haben, die die zugrunde liegenden Kosten widerspiegeln und eine Absicherung gegen unerwünschte Risiken bieten. Andererseits sollen die Verbraucher auf schwankende Strompreise reagieren können, wenn die Verfügbarkeit und das Angebot von Energie begrenzt sind. Genauer gesagt besteht das Ziel darin, Verhaltensänderungen beim Energieverbrauch zu fördern, die die Energieeffizienz erhöhen und die Energiewende unterstützen. In diesem Kontext bieten der Beschluss zur Digitalisierung der Energiewende und das Smart-Meter-Rollout des Bundeskabinetts eine zukünftig erleichterte Möglichkeit zur Verhaltensanpassung für Verbraucher:innen.

7.7.2. Langfristige Abnahmeverträge

344. Kurze Preisfristen bei Stromverträgen ermöglichen es Stromversorgern, das Risiko von Preisschwankungen weiterzugeben, und erzeugen dadurch Unsicherheit für Endverbraucher:innen. Umgekehrt haben Versorger durch kurze Vertragslaufzeiten keine Sicherheit, dass sie die Kosten von Investitionen in neue Kapazitäten auch bei niedrigen Marktpreisen langfristig finanzieren können. Langfristige Abnahmeverträge können Sicherheit bieten sowie Investitionen in Erzeugungskapazitäten rentabel und Stromkosten langfristiger planbar machen, auch wenn sie teilweise die Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung in diesem Verbrauchsbereich reduzieren können. Vertragsbedingungen können über verschiedene Fest- bzw. Indexpreise, Laufzeiten und Liefervereinbarungen an die Risiko- und Planungsprofile der Vertragsparteien angepasst werden. Eine besondere Form von langfristigen Verträgen finden sich bei Mieter-Strom-Modellen, bei denen besonders die Abnahme von lokal produziertem Strom aus Solarenergie gefördert wird.

7.7.3. Mieterstrom-Modelle, Direktvermarktung und Verteilung der Netzkosten

345. Anders als bei der Selbstnutzung von Photovoltaik bei Eigenheimen war diese bei Mietshäusern bislang häufig kompliziert und dadurch unwirtschaftlich (ZSW, 2019; Prognos et al., 2017). Durch das Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und Änderungen des EEGs (2017 und 2023) sollen diese Modelle besonders gefördert und attraktiver werden. Die Stromlieferanten sind

entweder dritte Anlagenbetreiber oder die Vermieter:innen, wenn diese die Anlagen selbst betreiben. Sie schließen einen Vertrag mit den Mieter:innen, die den Strom nutzen werden. Einsparungen entstehen durch die direkte Nutzung des Stroms vor Ort ohne Einspeisung ins Netz, wodurch keine Netzentgelte anfallen. Es entfallen auch die Stromsteuer und die Konzessionsabgabe. Der Stromlieferant erhält darüber hinaus einen Mieterstromzuschlag. Für die Mieter:innen ergibt sich dadurch die Möglichkeit, einen gesicherten und gesetzlich gedeckelten langfristigen Stromvertrag abzuschließen. Der Preis für den Mieterstrom und den darüber hinaus nötigen Zusatzstrom darf 90% des im Netzgebiet geltenden Grundversorgungstarifs nicht übersteigen (§ 42a Abs. 4 EnWG). Dadurch ist die Gewinnspanne für die Stromlieferanten begrenzt. Für sie steigt der Anreiz, Photovoltaik zu installieren, da Investitionen durch vertraglich zugesicherte Einnahmen abgesichert werden können. Nicht verbrauchter Mieterstrom kann durch die Einspeisevergütung abgesichert ins öffentliche Netz eingespeist werden. Auch Gebäude mit gewerblicher Nutzung dürfen mit Mieterstrom versorgt werden, wenn die Wohnfläche mindestens 40% beträgt.

346. Obwohl mit den Mieterstrom-Modellen eine Stromversorgung durch erneuerbare Energien ohne gestiegene Netzbelastung ermöglicht wird, ergeben sich daraus auch Nachteile. Die garantierte Einspeisevergütung reduziert marktwirtschaftliche Anreize und verschiebt das Mengenrisiko: Fluktuationen durch die intermittente Versorgung mit Solarstrom müssen an anderer Stelle aufgefangen werden. Außerdem sind die Stromlieferanten bei Einspeisung nicht an den Netzkosten beteiligt.

347. Mehr Marktanreize und ein höheres Gewinnpotential bietet die Direktvermarktung des über Photovoltaik gewonnenen Stroms an der Börse. Für Anlagen mit einer Leistung von über 100 kW ist die Einspeisung mit Direktvermarktung schon verpflichtend. Seit dem 1. Januar 2023 darf auch Strom aus Anlagen mit über 100 kW in Modellen mit Mieterstromzuschlag vermarktet werden. Durch die Marktprämie sind Betreiber:innen gegen niedrige Marktpreise teilweise abgesichert und werden nicht zusätzlich an den Netzkosten beteiligt. Ausnahmen sind z.B. der Verkauf bei mindestens vier aufeinander folgenden Stunden mit negativen Strompreisen, bei denen keine Marktprämie gezahlt wird (§ 51 Absatz 1 EEG 2021). Dadurch soll der Anreiz erhöht werden, auf Speichertechnologien zu setzen und die Einspeisung an die Marktsituation anzupassen. Zusammengefasst kann durch eine lokale²⁴ oder eigene Verwendung des Solarstroms, z.B. im Rahmen eines Mieterstrom-Modells, eine kostengünstige sowie langfristige Stromversorgung und eine Abnahme zu festen Preisen gesichert werden, die über der Einspeisevergütung liegen können. Dadurch wird für kleinere Anlagen schon jetzt ein begrenzter Ertrag gesichert. Durch die Direktvermarktung können Solarstromerzeuger von Zeiten hoher Nachfrage profitieren und werden bei niedrigen Preisen durch die Marktprämie abgesichert. Sowohl die Direktvermarktung als

²⁴ Lokal bedeutet im Kontext des Mieterstroms, dass der Solarstrom „innerhalb dieses Gebäudes oder in Wohngebäuden oder Nebenanlagen in demselben Quartier, in dem auch dieses Gebäude liegt“ und „ohne Durchleitung durch ein Netz“ geliefert und verbraucht wird (§ 21 EEG 2023).

auch die Vermarktung als Mieterstrom sind mit gesetzlichen Vorgaben zum Einbau von Messtechnik verbunden. Dadurch entstehen zwar Mehrkosten, es werden aber auch die Voraussetzung einer gezielteren Anpassung von Angebot und Nachfrage geschaffen. Bei Direktvermarktung sind dadurch Mehrgewinne möglich, bei Mieterstrom-Modellen mit fixen Preisen jedoch nicht. Langfristig gesehen entsteht durch den vermehrten Einsatz von Smart-Metern, dezentralen Speichern und digitaler Mess- und Steuerungstechnik in der dezentralen Stromproduktion die Möglichkeit eines Ausgleichs von Last- und Produktionsspitzen. Dafür ist jedoch auch eine Einbindung in eine flexible und digital-vernetzte Ausgestaltung auf der Netzbetreiber- und Stromanbieterseite nötig. Damit die Anreize für den Ausbau wirtschaftlicher Anlagen und dessen Unterstützung durch die Verbraucher:innen sichergestellt werden, müssen die genannten Modelle wirtschaftlich noch attraktiver werden, indem insbesondere bürokratische und technische Hürden reduziert werden und eine Anpassung des Mieterstromzuschlags diskutiert wird (EWK, 2021; EWK 2019)

348. Mit dem Anstieg der dezentralen Stromproduktion wird aber auch eine Beteiligung der Produzenten an den Netzkosten sinnvoller, die bislang vollständig von Verbraucher:innen getragen wurden (vgl. Kapitel 4.5 und 6.4). Über diese Beteiligung kann auch ein effizienteres Einspeiseverhalten und damit eine bessere Netzauslastung erreicht werden (Haucap et al., 2022). Eine Möglichkeit dazu besteht in der Ausdifferenzierung der Netzentgelte für Erzeuger:innen und Verbraucher:innen und nach Region, um Einspeisung in Verbrauchsnähe zu fördern (acatech et al., 2020; Grimm et al., 2019). Dies bietet auch die Gelegenheit, unbeabsichtigte Verteilungseffekte zu korrigieren, die durch die einseitige Belastung von Verbraucher:innen entstehen. Jede Reform muss jedoch Sorge tragen, Anreize für Investitionen in den Ausbau von erneuerbaren Energien nicht zu gefährden. Um die Koordination von Produktion und Verbrauch im Stromnetz zu verbessern und die Vorteile des Ausbaus von EE-Anlagen für Marktteilnehmer weiter zu verbessern, ist es daher notwendig, die Möglichkeiten digitaler Mess- und Vernetzungstechnik auszuschöpfen. Abstimmung, Abrechnung und Abruf von Einspeisung muss einfach, transparent und zuverlässig werden, damit durch Automatisierung und Optimierung keine neuen Risiken für Preis-, Kosten-, Versorgungs- und Datensicherheit entstehen (Mika et al., 2020).

8. Literatur

Literatur zur Kapitel 2

EWK (2021). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahre 2018 und 2019, Berlin, Münster, Stuttgart. 2021. Abgerufen am 31. Januar 2023 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html>.

Literatur zur Kapitel 3

AIB (2019). Association of issuing bodies. Annual Report 2019. Online verfügbar unter https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/news-events/annual-reports/AIB%20Annual%20Report%202019%20web_0.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2023.

BBPlG. Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 8. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726) geändert worden ist. Online verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/bbplg/index.html>, zuletzt geprüft am 16.02.2023

BEHG. Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 9. November 2022 (BGBl. I S. 2006) geändert worden ist. <https://www.gesetze-im-internet.de/behg/index.html>, zuletzt geprüft am 16.02.2023

BMJ (2022). Bundesministerium der Justiz. RegE: Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung von verwaltungsgerichtlichen Verfahren im Infrastrukturbereich. Stand: 30.11.2022. Online verfügbar: https://www.bmj.de/SharedDocs/Gesetzgebungsverfahren/Dokumente/RegE_Beschl_Verfahren.pdf;jsessionid=E702B09B0A61ACB128E05319D9816D07.2_cid297?__blob=publicationFile&v=2., zuletzt geprüft am 15.02.2023

BMWK (2020). Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Aktionsplan Gebotszone - Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943. Stand: 08.01.2020. Online verfügbar: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10., zuletzt geprüft am 15.02.2023

BMWK (2022a). Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Neuer Schwung für erneuerbare Energien - Das EEG 2023 soll den Ausbau der Erneuerbaren massiv beschleunigen. Stand: 23.09.2022. Online verfügbar: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2022/10/05-neuer-schwung-fuer-erneuerbare-energien.html>., zuletzt geprüft am 15.02.2023

BMWK (2022b). Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung - Gesetzentwurf der Bundesregierung. Stand: 06.04.2022. Online verfügbar: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetz-referentenentwurf-enw-novelle.pdf?__blob=publicationFile&v=4., zuletzt geprüft am 15.02.2023

BMWK (2022c). Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Die Systementwicklungsstrategie als Rahmen für die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem. Stand: 17.10.2022. Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/ses-prozess-und-beteiligung.pdf?__blob=publicationFile&v=4#page=1&zoom=auto,-274,555., zuletzt geprüft am 15.02.2023

BMWK (2023). Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. IPCEI Wasserstoff: Gemeinsam einen Europäischen Wasserstoffmarkt schaffen. Online verfügbar:

- <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html>., zuletzt geprüft am 15.02.2023
- BNetzA (2021). Bundesnetzagentur. Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030. Stand: 19.03.2021. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2020/Aenderungsverlangen.pdf?__blob=publicationFile&v=1., zuletzt geprüft am 15.02.2023
- BNetzA/BKartA (2023). Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt. Monitoringbericht 2022 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 01.02.2023. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=5., zuletzt geprüft am 15.02.2023
- BNetzA (2023). Bundesnetzagentur. Monitoringbericht des Stromnetzausbaus Drittes Quartal 2022. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringbericht_Q3-22.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2023.
- Bundestag (2022). Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung von verwaltungsgerichtlichen Verfahren im Infrastrukturbereich (BR-Drs. 640/22). Stand: 29.12.2022. Online verfügbar: <https://www.bundestag.de/resource/blob/927972/cc98836cd366681f2548d7d1c35e6395/Stellungnahme-Bick-data.pdf>., zuletzt geprüft am 15.02.2023
- BuReg (2022). Bundesregierung. EEG 2023 - Ausbau erneuerbarer Energien massiv beschleunigen. Stand: 23.12.2022. Online verfügbar: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/novelle-eeg-gesetz-2023-2023972>., zuletzt geprüft am 15.02.2023
- BuReg (2023a). Bundesregierung. „Wind-an-Land-Gesetz“ - Mehr Windenergie für Deutschland. Stand: 01.02.2023. Online verfügbar: von <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/wind-an-land-gesetz-2052764>., zuletzt geprüft am 15.02.2023
- BuReg (2023b). Bundesregierung. Kabinett - Schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren. Stand: 30.01.2023. Online verfügbar: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/deutsche-einheit/planungs-genehmigungsverfahren-2129628>, zuletzt geprüft am 15.02.2023
- BuReg (2023c). Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende. Bundesregierung. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/brd/2023/0023-23.pdf>, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- BSI (2020). Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme, Az: 610 01 04 /2019_001. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/BSI_Feststellung.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 6) geändert worden ist. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html, zuletzt geprüft am 07.02.2023
- EC (2020). European Commission. Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2021, (2020/C 317/04). EU Commission. Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020XC0925\(01\)&from=DE](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020XC0925(01)&from=DE), zuletzt geprüft am 16.02.2023.

- EC (2023a). European Commission. Commission delegated Regulation supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin and from recycled carbon fuels, 1086 final. EU Commission. Online verfügbar unter https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-02/C_2023_1086_1_EN_annexe_acte_autonome_part1_v4.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- EC (2015). European Commission. Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement. European Commission. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:02015R1222-20210315&from=EN>, zuletzt geprüft am 17.02.2023.
- EC (2016). European Commission. Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität. European Commission. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:02016R1719-20210315&from=EN>, zuletzt geprüft am 17.02.2023.
- EC (2017). European Commission. Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem. European Commission. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:02017R2195-20210315&from=EN>, zuletzt geprüft am 17.02.2023.
- EC (2022a). European Commission. Mitteilung der Kommission — Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, (2022/C 80/01). European Commission. Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022XC0218(03)), zuletzt geprüft am 09.02.2023.
- EC (2022b). European Commission. State Aid SA.102084 (2022/N) – Germany – EEG 2023. European Commission. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202302/SA_102084_80CC9685-0100-C1F9-86A8-933503F73C2D_58_1.pdf, zuletzt geprüft am 09.02.2023.
- EC (2022c). European Commission. REPowerEU Plan, Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM(2022) 230 final, European Commission. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF, zuletzt geprüft am 22.09.2022.
- EC (2022d). European Commission. Temporary Crisis Framework for State Aid measures to support the economy following the aggression against Ukraine by Russia, (2022/C 131 I/01) (Communication from the Commission). Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0324\(10\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0324(10)&from=EN), zuletzt geprüft am 28.04.2022.
- EC (2023b). European Commission. Commission delegated Regulation supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin and from recycled carbon fuels, 1086 final. European Commission. Online verfügbar unter https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-02/C_2023_1086_1_EN_ACT_part1_v5.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2023.

- EC (2023c). European Commission. Commission delegated Regulation supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin, 1087 final. European Commission. Online verfügbar unter https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-02/C_2023_1087_1_EN_ACT_part1_v8.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- EEG (2023). Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 6) geändert worden ist. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2023.pdf, zuletzt geprüft am 15.02.2023
- EHB (2022a). European Hydrogen Backbone, A european hydrogen infrastructure vision covering 28 countries. EHB. Online verfügbar unter <https://www.ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>, zuletzt geprüft am 17.02.2023.
- EHB (2022b). European Hydrogen Backbone. Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030 European Hydrogen Backbone. EHB. Online verfügbar unter <https://www.ehb.eu/files/downloads/EHB-Supply-corridor-presentation-Full-version.pdf>, zuletzt geprüft am 17.02.2023.
- EnLAG. Energieleitungsausbaugesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das zuletzt durch Artikel 3 Absatz 3 des Gesetzes vom 2. Juni 2021 (BGBl. I S. 1295) geändert worden ist. Online verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/enlag/index.html>, zuletzt geprüft am 16.02.2023
- Epex Spot (2021). EPEX SPOT to launch first pan-European Guarantees of Origin market in 2022. Epex Spot. Online verfügbar unter https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/20211129_EEX_Group_Press_Release_GOs_final.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- ER (2022). Europäischer Rat. „Fit für 55“: Rat und Parlament erzielen vorläufige Einigung zum Emissionshandelssystem der EU und zum Klima-Sozialfonds. Europäischer Rat. Online verfügbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2022/12/18/fit-for-55-council-and-parliament-reach-provisional-deal-on-eu-emissions-trading-system-and-the-social-climate-fund/>, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- EU (1997). Richtlinie 96/92/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. EU. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092&from=DE>, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- EU (1998). Richtlinie 98/30/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt. EU. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:31998L0030>, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- EU (2011). Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts. EU. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32011R1227>, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- EU (2019a). Verordnung (EU) 2019/ 943 des europäischen Parlaments und des Rates - vom 5. Juni 2019 - über den Elektrizitätsbinnenmarkt. EU. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=DE>, zuletzt geprüft am 09.02.2023.
- EU (2019b). 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. EU. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32019R0941>, zuletzt geprüft am 16.02.2023.

- EU (2019c): European Parliament; Council of the European Union. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU. EU. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32019L0944>, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- EU (2020). Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, Delegierte Verordnung (EU) 2020/389 der Kommission vom 31. Oktober 2019. EU. Online verfügbar unter [CL2013R0347DE0060010.0001.3bi_cp 1.1](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32020R0389) (europa.eu), zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- EWK (2020). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart, Juni 2020. Online verfügbar: von <https://www.wiwi.uni-muenster.de/fakultaet/sites/fakultaet/files/attachments/kommentar2020.pdf>., zuletzt geprüft am 15.02.2023
- EWK (2021). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart, Februar 2021. Online verfügbar: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-achten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=12., zuletzt geprüft am 15.02.2023
- FA Wind (2022). Fachagentur Windenergie an Land. Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie an Land – Ergebnisse einer Branchenbefragung. Online verfügbar: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Genehmigung/FA_Wind_Ergebnisse_Branchenumfrage_06-2022.pdf., zuletzt geprüft am 15.02.2023
- FNB Gas (2021). Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas. Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030. Stand: 26.05.2021. Online verfügbar: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_nep_gas_2020_de-1.pdf., zuletzt geprüft am 15.02.2023
- FNB Gas (2022). Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas. Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff gemäß § 28q EnWG. FNB Gas. Online verfügbar unter https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/08/2022-09-01_FNB-Gas_Wasserstoffbericht.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2023.
- Mehling, M.A., van Asselt, H., Das, K., Droege, S. (2018). Beat protectionism and emissions at a stroke. *Nature* 559: 321–324. <https://doi.org/10.1038/d41586-018-05708-7>.
- Mehling, M.A., van Asselt, H., Das, K., Droege, S., Verkuijl, C. (2019). Designing Border Carbon Adjustments for Enhanced Climate Action. *American Journal of International Law* 113(3): 433-481. <https://doi.org/10.1017/ajil.2019.22>.
- NWR (2022). Nationaler Wasserstoffrat. Stellungnahme: Die Rolle und notwendige -Ausgestaltung der Zertifizierungskriterien für einen schnellen und wirksamen Hochlauf der -Wasserstoffwirtschaft vom 9. Dezember 2022. Nationaler Wasserstoffrat. Online verfügbar unter https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-12-09-NWR-Stellungnahme_Zertifizierungskriterien.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2023.
- Öko-Institut; Fraunhofer IEE; IAEW RWTH Aachen (2022). UPTAKE - Netzausbau im Zeichen beschleunigter Klimaneutralitätspolitik und der neuen Unübersichtlichkeit. Öko-Institut; Fraunhofer IEE; IAEW RWTH Aachen. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/UPTAKE_Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2023.

UBA (2019). Umweltbundesamt. Das Herkunftsnachweisregister für Strom aus erneuerbaren Energien (HKNR) im Umweltbundesamt. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/herkunftsnachweisregister_20190715.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2023.

ÜNB (2022). Übertragungsnetzbetreiber: Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf, zuletzt geprüft am 15.02.2023

Literatur zur Kapitel 4

Agora (2021). Agora Energiewende. Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation. Online verfügbar: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_07_IND_FlexNetz/A-EW_224_Netzkostenallokation_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2023

Amprion (2022). Amprion GmbH. Amprion Market Report 2022. Online verfügbar: https://www.amprion.net/Dokumente/Strommarkt/Marktbericht/2022/AMP_Market_Report_2022.pdf, zuletzt geprüft am 13.02.2023

Ashour Novirdoust, A. et al. (2020). Ashour Novirdoust, Amir; Bichler, M.; Bojung, C.; Buhl, H.; Fridgen, G.; Gretschko, V.; Hanny, L.; Knörr, J.; Maldonado, F.; Neuhoﬀ, K.; Neumann, C.; Ott, M.; Richtstein, J.; Rinck, M.; Schöpf, M.; Schott, P.; Sitzmann, A.; Wagner, J.; Wagner, J.; Weibelzahl, M. Electricity spot market design 2030-2050. Online verfügbar: <https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/08/Whitepaper-Electricity-Spot-Market-Design-2030-2050.pdf>. DOI: 10.24406/fit-n-621457

BDEW (2013). Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. BDEW-Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland. Online verfügbar: https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20130211_Roadmap-Smart-Grids.pdf, zuletzt geprüft am 13.02.2023

BDEW (2016). Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Positionspapier – Der aktive Verteilnetzbetreiber in einer dezentralen Energiewelt. Online verfügbar: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20161130-VNB-Netzkonzept-2030.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2023

BDEW (2020). Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0. Online verfügbar: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_2020-05-RD_2.0_Branchen%C3%B6sung_Kerndokument.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2023

BEE (2022). Bundesverband Erneuerbare Energien. BEE-Stellungnahme zur aktuellen Umsetzungsproblematik im Redispatch 2.0. Online verfügbar: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Stellungnahmen/2022/20220531_BEE-Stellungnahme_Umsetzungsproblematik__Redispatch_2_0_.pdf, zuletzt geprüft am 13.02.2023

Benedettini et al. (2022). Benedettini, Simona; Stagnaro, Carlo. Energy Post. Europe’s decoupling of electricity and gas prices: the crisis is temporary, so why do it? Online verfügbar: <https://energypost.eu/europes-decoupling-of-electricity-and-gas-prices-the-crisis-is-temporary-so-should-it-be-done-at-all/>, zuletzt geprüft am 06.02.2023

- BNetzA (2015). Bundesnetzagentur. Bericht – Netzentgeltsystematik Elektrizität. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 13.02.2023
- BNetzA (2017). Bundesnetzagentur. Flexibilität im Stromversorgungssystem – Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 06.02.2023
- BNetzA (2020). Bundesnetzagentur. Festlegung der Mindestfaktoren für Redispatch 2.0. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2020/20201130_Redispatch2.html, zuletzt geprüft am 13.02.2023
- BNetzA (2022). Netzengpassmanagement - Erstes Quartal 2022. Quartalsbericht Netzengpassmanagement | 12/2022. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/QuartalszahlenQ1in2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 16.02.2023
- BNetzA (2023). Bundesnetzagentur. Monitoringbericht 2022 Stand 01.02.2023. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 13.02.2023
- BNetzA/BKartA (2020). Monitoringbericht 2019 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 13.01.2020. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 16.02.2023
- Burges et al. (2022). Burges, K.; Creutzburg, P.; Maas, N.; Nabe, C. SINTEG Förderprogramm, Studie im Auftrag des BMWK, Berlin. Synthesebericht 2- Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen. Online verfügbar: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Sinteg/synthesebericht-2-netzdienliche-flexibilitatsmechanismen.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 06.02.2023
- Consentec (2018). Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung. Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende. Online verfügbar: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/options-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 13.02.2023
- Consentec (2022). Consentec. Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland.
- Council of the European Union (2022). Greek delegation in view of the extraordinary transport, telecommunications and energy council. Proposal for a power market design in order to decouple electricity prices from soaring gas prices. Online verfügbar: <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-11398-2022-INIT/en/pdf>, zuletzt geprüft am 14.02.2023
- DENA (2017). Deutsche Energie-Agentur GmbH. dena- Innovationsreport – Systemdienstleistungen. Online verfügbar: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9239_Innovationsreport_Systemdienstleistungen.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2023

- Entso-E (2023a). Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE nach ENTOS-E. Öffentliche Nettostromerzeugung in Frankreich 2021. Online verfügbar: <https://www.energy-charts.info/charts/energy/chart.htm?l=de&c=FR&chartColumnSorting=default&legendItems=00100000000000&interval=year&year=2021>, zuletzt geprüft am 06.02.2023
- Entso-E (2023b). Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE nach ENTOS-E. Öffentliche Nettostromerzeugung in der Union 2022. Online verfügbar: <https://www.energy-charts.info/charts/energy/chart.htm?l=de&c=EU&chartColumnSorting=default&legendItems=0001000000000000000000&interval=year&year=2022>, zuletzt geprüft am 06.02.2023
- EnWG (2023). Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 9) geändert worden ist. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/, zuletzt geprüft am 12.02.2023
- EPEX SPOT SE (2022). EPEX SPOT SE. Trading at EPEX SPOT. Online verfügbar: https://www.epex-spot.com/sites/default/files/2023-01/22-10-25_TradingBrochure.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2023
- Eurelectric (2014). Eurelectric. Flexibility and Aggregation – Requierements fort hier interaction in the market. Online verfügbar: <https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/EURELECTRIC-Flexibility-and-Aggregation-jan-2014.pdf>, zuletzt geprüft am 15.02.2023
- Ernest and Young et al. (2018). Ernest and Young, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. Studie im Auftrag des BMWK. Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energie-wende-thema-2.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 16.02.2023
- IKEM (2020). Institut für Klimaschutz Energie und Mobilität e.V. Systemische Ansätze zur Reform der Netzentgelte für die Energiewende 2.0. Online verfügbar: <https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM-Netzentgelte-Broschu%CC%88re.pdf>, zuletzt geprüft am 06.02.2023
- Maurer et al. (2022). Maurer, Christoph; Schlecht, Ingmar; Hirth, Lion. Euractiv. The Greek market design proposal would be the end of electricity markets as we know them. Online verfügbar: <https://www.euractiv.com/section/electricity/opinion/the-greek-market-design-proposal-would-be-the-end-of-electricity-markets-as-we-know-them/>, zuletzt geprüft am 06.02.2023
- Munzel et al. (2022). Munzel, B.; Reiser, M.; Steinbacher, K. SINTEG Förderprogramm, Studie im Auftrag des BMWK, Berlin. Synthesebericht 1 – Flexibilitätspotenziale und Sektorkopplung. Online verfügbar: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Sinteg/synthesebericht-1-flexibilitatspotenziale-und-sektorkopplung.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 06.02.2023
- Richtstein et al. (2020). Richtstein, J.; Lorenz, C.; Neuhoff, K. Energy Economics. An auction story: How simple bids struggle with uncertainty. Online verfügbar: https://www.econstor.eu/bitstream/10419/232520/1/VV_Richtstein_2020_Auction%20Story.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2023
- Schlecht et al. (2022). Schlecht, I.; Mühlenpfordt, J.; Hirth, L.; Maurer, C.; Eicke, A.. The Iberian electricity market intervention does not work for Europe. Online verfügbar: <https://cepr.org/voxeu/columns/iberian-electricity-market-intervention-does-not-work-europe>, zuletzt geprüft am 14.02.2023
- Tennet (o.A.). Tennet TSO GmbH. Welche Strommärkte gibt es und wie sind sie organisiert. Online verfügbar: <https://netztransparenz.tennet.eu/de/strommarkt/strommarkt/welche-strommaerkte-gibt-es-und-wie-sind-sie-organisiert/>, zuletzt geprüft am 13.02.2023

TransnetBW (2022). TransnetBW GmbH. Redispatch 3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign. Online verfügbar: <https://www.transnetbw.de/de/newsroom/presseinformationen/studie-zu-redispatch-3-0-vorgestellt>, zuletzt geprüft am 13.02.2023

Wawer (2022). Tim Wawer. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH. Elektrizitätswirtschaft – Eine praxisorientierte Einführung in Strommärkte und Stromhandel. Online verfügbar: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/978-3-658-38418-0.pdf?pdf=button>. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-658-38418-0>, zuletzt geprüft am 06.02.2023

Literatur zur Kapitel 5

acatech (2023): Ragwitz, M.; Weidlich, A.; Biermann, D.; Brandes, J.; Brown, T.; Burghardt, C.; Dütschke, E.; Erlach, B.; Fishedick, M.; Fuß, S.; Geden, O.; Gierds, J.; Herrmann, U. et al. Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland, Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft). acatech. München, Halle (Saale), Mainz, zuletzt geprüft am 18.02.2023.

AGEE-Stat (2022). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: September 2022). AGEE-Stat. Online verfügbar unter <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2021.pdf>, zuletzt geprüft am 18.02.2023.

AER - Aurora Energy Research (2019). Strompreise und Marktwerte: Was braucht man für PPA?. Aurora Energy Research. Online verfügbar unter https://windenergietage.de/2019/wp-content/uploads/sites/4/2019/11/28WT06_F17_1435_Aurora.pdf, zuletzt geprüft am 09.02.2023.

Ambrosius, M.; Grimm, V.; Sölch, C.; Zöttl, G. (2018): Investment incentives for flexible demand options under different market designs. In: Energy Policy (Volume 118). Online verfügbar unter <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.059>, zuletzt geprüft am 13.02.2023.

BE - Belgisches Amtsblatt (2022). Arrêté ministériel portant instruction au gestionnaire du réseau pour organiser la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité débutant le 1er novembre 2026. Belgisches Amtsblatt. Online verfügbar unter <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/03/30/2022040606/justel>.

BDEW (2023). Kurzpapier: gesicherte Stromerzeugungsleistung in Deutschland. BDEW, zuletzt geprüft am 10.02.2023.

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015). Ein Strommarkt für die Energiewende, Ergebnis-papier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=33, zuletzt geprüft am 09.02.2023.

BMWK, MWIKE NRW, RWE (2022). Eckpunktevereinbarung für den Kohleausstieg 2030, Stärkung von Versorgungssicherheit und Klimaschutz - Klarheit für die Menschen im Rheinischen Revier. BMWK, MWIKE NRW, RWE. Online verfügbar unter https://www.wirtschaft.nrw/system/files/media/document/file/eckpunktepapier-rwe-kohleausstieg_0.pdf, zuletzt geprüft am 09.02.2023.

- BMWK (2022). Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zur Netz- und Kapazitätsreserve. BMWK. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-zur-netz-und-kapazitaetsreserve-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 13.02.2023.
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2021). Zweiter Bericht zur Verordnung abschaltbarer Lasten, Drucksache 20/44. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/000/2000044.pdf>, zuletzt geprüft am 13.02.2023.
- BNetzA/BKartA (2023). Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt. Monitoringbericht 2022. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 01.02.2023. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 15.02.2023
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2023). Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 18.02.2023.
- CEEPR (2023): Schittekatte, T.; Batlle, C. Power Crisis in the EU 3.0: Proposals to Complete Long-Term Markets. CEEPR. Online verfügbar unter <https://ceepr.mit.edu/wp-content/uploads/2023/02/MIT-CEEPR-WP-2023-04.pdf>, zuletzt geprüft am 18.02.2023.
- co2online (2023): Startseite, Fördermittel, Batteriespeicher: Alle Förderprogramme & Zuschüsse von KfW, BAFA und Co., co2online. Online verfügbar unter https://www.co2online.de/foerdermittel/liste/einbau_batteriespeicher/?gclid=CjwKCAiA3KefBhByEiwAi2LDHhdFy7dCqUXsx5cBHocGPKvOONdjtgrFp4gZBQYld0IYMel4bPBHPhoCHOIQAvD_BwE, zuletzt geprüft am 13.02.2023.
- Cramton, P.; Ockenfels, A. (2011): Economics and design of capacity markets for the power sector. Online verfügbar unter <https://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-and-design-of-capacity-markets.pdf>, zuletzt geprüft am 13.02.2023.
- dena - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2021): Marktmonitor Green PPAs 2021, Umfrage zu Perspektiven nachfragegetriebener Stromlieferverträge. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Marktmonitor_Green_PPAs_Umfrage_zu_Perspektiven_nachfragegetriebener_Stromliefervertraege.pdf, zuletzt geprüft am 09.02.2023.
- EC - European Commission (2022a). Delegierte Verordnung (EU) 2022/1214 zur Änderung der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2139 in Bezug auf Wirtschaftstätigkeiten in bestimmten Energiesektoren und der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2178 in Bezug auf besondere Offenlegungspflichten für diese Wirtschaftstätigkeiten. European Commission. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1214&from=EN>, zuletzt geprüft am 09.02.2023.
- EC - European Commission (2022b). Mitteilung der Kommission — Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, (2022/C 80/01). European Commission. Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022XC0218(03)), zuletzt geprüft am 09.02.2023.
- EC - European Commission (2022c). State Aid SA.102084 (2022/N) – Germany – EEG 2023. European Commission. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202302/SA_102084_80CC9685-0100-C1F9-86A8-933503F73C2D_58_1.pdf, zuletzt

geprüft am 09.02.2023. ELIA (2022). Product Sheet Capacity Remuneration Mechanism. ELIA. Online verfügbar unter https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system---document-library/adequacy---capacity-remuneration-mechanism/2022/220405_elia__crm3-uk_v2.pdf, zuletzt geprüft am 09.02.2023.

ELIA (2022a). CRM Auction Report - update, Following the re-run of the Y-4 Auction for the 2025-2026 Delivery Period. ELIA. Online verfügbar unter <https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/grid-data/adequacy/crm-auction-results/y-4-re-run-auction-report-for-delivery-period-2025-2026.pdf>, zuletzt geprüft am 13.02.2023.

ELIA (2022b). CRM Auction Report, Y-4 Auction for the 2026-2027 Delivery Period. ELIA. Online verfügbar unter https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/grid-data/adequacy/crm-auction-results/2022/20221028_crm-auction-result-for-2026-2027_en_v2.pdf, zuletzt geprüft am 13.02.2023.

ELIA (2022c). Product Sheet Capacity Remuneration Mechanism. ELIA. Online verfügbar unter https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system---document-library/adequacy---capacity-remuneration-mechanism/2022/220405_elia__crm3-uk_v2.pdf, zuletzt geprüft am 09.02.2023.

Enervis - Enervis Energy Advisors (2020). Studie: Ausschreibungs- und Förderdesign für Offshore-Wind. Enervis Energy Advisors. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/-/media/RWE/documents/01-der-konzern/rwe-foerderdesign-offshore-studie-enervis.pdf>, zuletzt geprüft am 18.02.2023.

EU (2019). Verordnung (EU) 2019/ 943 des europäischen Parlaments und des Rates - vom 5. Juni 2019 - über den Elektrizitätsbinnenmarkt. EU. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=DE>, zuletzt geprüft am 09.02.2023

EWK (2018). Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html>, zuletzt geprüft am 08.02.2023.

EWK (2021). Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-achten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt geprüft am 08.02.2023.

Fraunhofer ISI; Consentec; IFEU; TU Energy and Resources (2021). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, T-45 Szenarien, Szenariexplorer. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer ISI; Consentec; IFEU; TU Energy and Resources. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/>, zuletzt geprüft am 18.02.2023.

FSR - Florence School of Regulation (2021): Tim Schittekatte and Leonardo Meeus. Capacity Remuneration Mechanisms in the EU: today, tomorrow, and a look further ahead, RSC 2021/71. Florence School of Regulation. Online verfügbar unter https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/72460/RSC%202021_71.pdf?sequence=1&isAllowed=y, zuletzt geprüft am 13.02.2023.

- Löschel, A., Grimm, V., Edenhofer, O. (2022). Grüne Energie ist bereit für den Markt. Handelsblatt, 8.4.2022. Online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/downloads/28239070/2/2022-04-08-gruene-energie.pdf>, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- Lu, X.; Li, K.; Xu, H.; Wang, F.; Zhou, Z. (2020): Fundamentals and business model for resource aggregator of demand response in electricity markets. In: Energy. Online verfügbar unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544220309920>, zuletzt geprüft am 13.02.2023.
- Maurer (2020). MAURER, Christoph, MALMEN, Volker und THIMM, Stefan. Wie lassen sich die Ausbauziele bei der Offshore-Windkraft erreichen? energate Webtalk #8 [online]. 22. September 2020. Verfügbar unter: <https://www.youtube.com/watch?v=QsXdSufsf58&feature=youtu.be>.
- May, N.; Neuhoff, K. (2021): Financing Power: Impacts of Energy Policies in Changing Regulatory Environments. Online verfügbar unter <https://www.iaee.org/en/publications/download-view.aspx?id=3700>, zuletzt geprüft am 18.02.2023.
- Neuhoff, K.; May, N.; Richstein, J. C. (2022): Financing renewables in the age of falling technology costs. Online verfügbar unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0928765522000471>, zuletzt geprüft am 18.02.2023.
- Newbery, D. (2021): Designing efficient Renewable Electricity Support Schemes. Online verfügbar unter <https://www.jstor.org/stable/resrep30313>, zuletzt geprüft am 09.02.2023.
- Öko-Institut (2014). Erneuerbare-Energien- Gesetz 3.0, Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign (Langfassung). Öko-Institut. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Zukunft-des-EEG/Agora_Energiewende_EEG_3_0_LF_web.pdf, zuletzt geprüft am 09.02.2023.
- Öko-Institut (2018): Matthes, F.; Flachsbarth, F.; Loreck, C.; Hermann, H.; Falkenberg, H.; Cook, V. Zukunft Stromsystem II - Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung. Öko-Institut. WWF Deutschland, B. (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Stromsystem-II-Regionalisierung-der-erneuerbaren-Stromerzeugung.pdf>, zuletzt geprüft am 08.02.2023.
- Pexapark (2023). European PPA Market Outlook 2023. Pexapark. Online verfügbar unter <https://pexapark.com/european-ppa-market/>, zuletzt geprüft am 10.02.2023.
- Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut - Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045, Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Berlin. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_01_DE_KNDE2045/KNDE2045_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 18.02.2023.
- Reitz (2020). REITZ, Peter. Stellungnahme im Rahmen der öffentlichen Anhörung zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See- Gesetzes und anderer Vorschriften [online]. European Energy Exchange, 2020. Verfügbar unter: https://www.bundestag.de/resource/blob/790542/5661d07a190bb32f850b09e5ef76c65b/stgn_sv_reitz-data.pdf. zuletzt geprüft am 09.02.2023.

Schlecht, I.; Maurer, C.; Hirth, L. (2023): Financial Contracts for Differences, The problems of conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. Online verfügbar unter <http://hdl.handle.net/10419/268370>, zuletzt geprüft am 08.02.2023.

ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber (2022). Veröffentlichung der Langfassung der Ergebnisse des zweiten Stress-tests zum Stromsystem. Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20220914-stresstest-strom-ergebnisse-langfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=18, zuletzt geprüft am 13.02.2023.

AbLaV – Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/ablav_2016/index.html, zuletzt geprüft am 07.02.2023

KVBG – Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 19. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2479) geändert worden ist. Online verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/index.html>, zuletzt geprüft am 07.02.2023

TEHG – Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), das zuletzt durch Artikel 18 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/tehg_2011/index.html, zuletzt geprüft am 07.02.2023

EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 6) geändert worden ist. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html, zuletzt geprüft am 07.02.2023

EnWG – Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 9) geändert worden ist. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html, zuletzt geprüft am 07.02.2023

WindSeeG – Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512) geändert worden ist. Online verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/index.html>, zuletzt geprüft am 07.02.2023

StromPBG – Strompreisbremsegesetz vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512). Online verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/strompbg/index.html>, zuletzt geprüft am 07.02.2023

Literatur zur Kapitel 6

ACER (2022). ACER has decided on alternative electricity bidding zone configurations. Stand: 09.08.2022. Abgerufen am 10.02.2023 unter <https://www.acer.europa.eu/events-and-engagement/news/acer-has-decided-alternative-electricity-bidding-zone-configurations>.

Agora Energiewende (2023). Rückkehr der Kohle macht Energiespareffekte zunichte und gefährdet Klimaziele. Stand: 04.01.2023. Abgerufen am 12.02.2023 unter <https://www.agora-energiewende.de/presse/neuigkeiten-archiv/rueckkehr-der-kohle-macht-energiespareffekte-zunichte-und-gefaehrdet-klimaziele/>.

- Ambrosius, M., Egerer, J., Grimm, V., van der Weijde, H. (2020). Uncertain bidding zone configurations: The role of expectations for transmission and generation capacity expansion. *European Journal of Operational Research* 285: 343 - 359. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2020.01.024>.
- Ambrosius, M., Grimm, V., Kleinert, T., Liers, F., Schmidt, M., Zöttl, G. (2020). Endogenous price zones and investment incentives in electricity markets: an application of multi-level optimization with graph partitioning. *Energy Economics* 92: 104879. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104879>.
- BDEW (2019). Bewertung möglicher Anreizmechanismen für Engpassmanagement-Kosten. Stellungnahme, Berlin, 5. August 2019. Abgerufen am 12.02.2023 unter https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190805_Anreizmechanismen-Engpassmanagement.pdf.
- Bichler, M., Grimm, V., Kretschmer, S., Sutterer, P. (2020). Market design for renewable energy auctions: An analysis of alternative auction formats. *Energy Economics* 92: 104904. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104904>.
- Bjørndal, M., Jørnsten, K. (2001). Zonal pricing in a deregulated electricity market. *The Energy Journal* 22 (1): 51–73. <http://www.jstor.org/stable/41322907>.
- Bjørndal, M., Jørnsten, K., Pignon, V. (2003). Congestion management in the Nordic Power Market—Counter purchases and zonal pricing. *Journal of Network Industries* 05-4(3): 271–292. <https://doi.org/10.1177/178359170300400302>.
- BMWK (2015). Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Stand: Juli 2015. Abgerufen am 15.02.2023 unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=33.
- BMWK (2019). Die Energie der Zukunft - Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2017. Stand: 01.06.2019. Abgerufen am 15.02.2023 unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/zweiter-fortschrittsbericht-zur-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=20.
- BMWK (2020). Aktionsplan Gebotszone. Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943. Stand: 08.01.2020. Abgerufen am 12.02.2023 unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10.
- BNetzA (2007). Aktuelle Kraftwerksprojekte in Deutschland und deren Implikationen für das Übertragungsnetz. Sachstandsbericht für den Beirat der Bundesnetzagentur. Stand: 08.03.2007. Abgerufen am 12.02.2023 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/bis_2010/2006/BK6-06-022/BK6p-06-022_Sachstandsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- BNetzA/BKartA (2023). Monitoringbericht 2022. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 01.02.2023. Abgerufen am 12.02.2023 unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- Borenstein, S., Bushnell, J., Stoff, S. (2000). The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry. *RAND Journal of Economics* 31 (2): 294–325. <https://www.jstor.org/stable/2601042>.
- Borenstein, S., Bushnell, J., Wolak, F. (2002). Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market. *American Economic Review* 92 (5): 1376–1405. <http://www.jstor.org/stable/3083255>.

- Camacho, L. O., Pérez-Arriaga, I. J. (2007). Comparison of several inter-TSO compensation methods in the context of the internal electricity market of the European Union. *Energy Policy* 35 (4): 2379–2389. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.09.004>.
- Consentec (2019). Quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch. Studie (Bericht zum Arbeitspaket 6 im Vorhaben “Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch”, Projekt 055/17) im Auftrag des BMWi, 7. Oktober 2019. Abgerufen am 12.02.2023 unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/untersuchung-zur-beschaffung-von-redispatch.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- Dijk, J., Willems, B. (2011). The effect of counter-trading on competition in electricity markets. *Energy Policy* 39(3): 1764–1773. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.008>.
- Ding, F., Fuller, J.D. (2005). Nodal, uniform, or zonal pricing: distribution of economic surplus. *IEEE Transactions on Power Systems* 20 (2): 875–882. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.846042>.
- EEG (2023). Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 6) geändert worden ist. Abgerufen am 12.02.2023 unter https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/.
- Egerer, J., Weibezahn, J., Hermann, H. (2016). Two price zones for the German electricity market – market implications and distributional effects. *Energy Economics* 59: 365–381. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.08.002>.
- Egerer, J., Grimm, V., Lang, L. M., Pfefferer, U. (2022). Kohleausstieg 2030 unter neuen Vorzeichen. *Wirtschaftsdienst* 102: 600 - 608. <https://doi.org/10.1007/s10273-022-3260-y>.
- Eicke, A., Tiedemann, S., Mieth, S., Gerhardt, N., Jansen, L., Reder, K., Pape, C., Weidinger, R., Kahl, H. (2022). Regionale Steuerungsinstrumente im Stromsektor. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. Abgerufen am 12.02.2023 unter https://ariadneprojekt.de/media/2022/06/Ariadne-Analyse_Regionale-Steuerungsinstrumente_Juni2022.pdf.
- EnWG (2023). Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 9) geändert worden ist. Abgerufen am 12.02.2023 unter https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/.
- EWK (2018). Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Abgerufen am 12.02.2023 unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-sechsten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=8.
- EWK (2021). Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Abgerufen am 12.02.2023 unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-achten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=12.
- Felten, B., Felling, T., Osinski, P., Weber, C. (2019). Flow-Based Market Coupling Revised – Part I: Analyses of Small- and Large-Scale Systems. HEMF Working Paper No. 06/2019. <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3404044>.

- Frontier Economics (2008). Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke, Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Abgerufen am 12.02.2023 unter <https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/anreize-errichtung-neuer-kraftwerke-abschlussbericht.pdf>.
- Garces, L., Conejo, A., Garcia-Bertrand, R., Romero, R. (2009). A bilevel approach to transmission expansion planning within a market environment. *IEEE Transactions on Power Systems* 24 (3): 1513–1522. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2021230>.
- Green, R. (2007). Nodal pricing of electricity: how much does it cost to get it wrong? *Journal of Regulatory Economics* 31 (2): 125–149. <https://doi.org/10.1007/s11149-006-9019-3>.
- Grimm, V., Martin, A., Weibelzahl, M., Zöttl, G. (2016a). On the long run effects of market splitting: why more price zones might decrease welfare. *Energy Policy* 94: 453–467. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.11.010>.
- Grimm, V., Martin, A., Schmidt, M., Weibelzahl, M., Zöttl, G. (2016b). Transmission and generation investment in electricity markets: the effects of market splitting and network fee regimes. *European Journal of Operational Research* 254 (2): 493–509. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2016.03.044>.
- Grimm, V., Rückel, B., Sölch, C., Zöttl, G. (2019a). Regionally differentiated network fees to affect incentives for generation investment. *Energy* 177: 487–502. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.035>.
- Grimm, V., Kleinert, T., Liers, F., Schmidt, M., Zöttl, G. (2019b). Optimal price zones of electricity markets: a mixed-integer multilevel model and global solution approaches. *Optimization Methods and Software* 34 (2): 406–436. <https://doi.org/10.1080/10556788.2017.1401069>.
- Grimm, V., Rückel, B., Sölch, C., Zöttl, G. (2021). The impact of market design on transmission and generation investment in electricity markets. *Energy Economics* 93: 104934. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104934>.
- Grimm, V., Sölch, C., Zöttl, G. (2022a). Emissions reduction in a second-best world: On the long-term effects of overlapping regulations. *Energy Economics* 109: 105829. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.105829>.
- Grimm, V., Martin, A., Sölch, C., Weibelzahl, M., Zöttl, G. (2022b). Market-based Redispatch May Result in Inefficient Dispatch. *Energy Journal* 43(5). <https://dx.doi.org/10.5547/01956574.43.5.csol>.
- Haucap, J., Pagel, B. (2013). Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: effizienter Netzausbau und Struktur der Netznutzungsentgelte. *List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik* 39 (3): 235–253. <https://doi.org/10.1007/BF03373052>.
- von Hirschhausen, C., Ruester, S., Marcantonini, C., He, X., Egerer, J., Glachant, J.-M., Fouquet, D., von der Fehr, N.-H. (2012). EU involvement in electricity and natural gas transmission grid tariffication. Abgerufen am 12.02.2023 unter <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/0f2749bb-1dc9-4fec-83d0-f819b9206d8b/language-en>.
- Hirth, L., Schlecht, I. (2018). Market-based redispatch in zonal electricity markets. *USAEE Working Paper No. 18-369*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3286798>.
- Hogan, W. W. (2002). Financial transmission right formulations. Abgerufen am 12.02.2023 unter http://www.lmpmarketdesign.com/papers/FTR_Formulations_033102.pdf.
- Holmberg, P., Lazarczyk, E. (2015). Comparison of congestion management techniques: nodal, zonal and discriminatory pricing. *Energy Journal* 36 (2): 145–166. <https://doi.org/10.5547/01956574.36.2.7>.

- Inderst, R., Wambach, A. (2007). Engpassmanagement im deutschen Stromübertragungsnetz. Zeitschrift für Energiewirtschaft 31(4): 333–342.
- KWKG (202). Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512) geändert worden ist. Abgerufen am 12.02.2023 unter https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/.
- Monopolkommission (2013). Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten 65. Abgerufen am 12.02.2023 unter http://monopolkommission.de/images/PDF/SG/s65_volltext.pdf.
- Monopolkommission (2015). Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende. Sondergutachten 71. Abgerufen am 12.02.2023 unter https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s71_volltext.pdf.
- Monopolkommission (2017). Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden. Sondergutachten 77. Abgerufen am 12.02.2023 unter https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s77_volltext.pdf.
- Oberlandesgericht Düsseldorf (2015). Nicht nur Aufwendungsersatz für stromnetzstabilisierende Kraftwerkseinsätze. Abgerufen am 12.04.2016 unter http://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behoerde/presse/archiv/Pressemitteilungen_aus_2015/20150428_PM_Redispatch1/index.php.
- Ovaere, M., Kenis, M., Van den Bergh, K., Bruninx, K., Delarue, E. (2023). The effect of flow-based market coupling on cross-border exchange volumes and price convergence in Central Western European electricity markets. Energy Economics 118: 106519. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2023.106519>.
- Pérez-Arriaga, I. J., Smeers, Y. (2003). Guidelines on tariff setting. Transport Pricing of Electricity Networks: 175–203. https://doi.org/10.1007/978-1-4757-3756-1_7.
- Stoft, S. (1997). Transmission pricing zones: simple or complex? Electricity Journal 10 (1): 24–31. [https://doi.org/10.1016/S1040-6190\(97\)80294-1](https://doi.org/10.1016/S1040-6190(97)80294-1).
- StromNZV (2021). Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist. Abgerufen am 12.02.2023 unter <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnzv/>.
- Tennet (2022). Bidding Zone Review: ÜNB untersuchen alternative Gebotszonenkonfigurationen. Stand: 09.08.2022. Abgerufen am 12.02.2023 unter <https://netztransparenz.tennet.eu/de/tinyurl-storage/news/bidding-zone-review-uenb-untersuchen-alternative-gebotszonenkonfigurationen/>.
- Trepper, K., Bucksteeg, M., Weber, C. (2015). Market splitting in Germany—New evidence from a three-stage numerical model of Europe. Energy Policy 87: 199–215. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.08.016>.
- Übertragungsnetzbetreiber (2018). Freiwillige Selbstverpflichtung Redispatch. BK8-18-0007-A. Abgerufen am 31.07.2020 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/59_BesonderhUENB/591_SystemDL/BK8-18-0007-A/BK8-18-0007-A.html.
- de Vries, L.J., de Joode, J., Hakvoort, R. (2009). The regulation of electricity transmission networks and its impact on governance. European Review of Energy Markets 3 (3): 13–37. https://www.eeinstitute.org/european-review-of-energy-market/EREM_9- Article_De_Vries- De_Joode_-amp_Hakvoort.pdf.
- van der Weijde, A.H., Hobbs, B.F. (2012). The economics of planning electricity transmission to accommodate renewables: using two-stage optimisation to evaluate flexibility and the cost of disregarding uncertainty. Energy Economics 34 (6): 2089–2101. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.02.015>.

WindSeeG (2022). Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512) geändert worden ist. Abgerufen am 12.02.2023 unter <https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/>.

Literatur zur Kapitel 7

2003/96/EG - Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom. Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:283:0051:0070:DE:PDF>, zuletzt überprüft am 02.07.2023.

2019/944/EU - Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU. Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>, zuletzt überprüft am 02.07.2023.

2020/C317/04 – Mitteilung der Kommission Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2021 (2020/C 317/04). Online verfügbar unter: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020XC0925\(01\)&from=DE](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020XC0925(01)&from=DE), zuletzt überprüft am 13.02.2023.

AbLaV - Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist. Online verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/ablav_2016/AbLaV.pdf, zuletzt überprüft am 02.07.2023.

acatech et al. (2020). acatech, Leopoldina und Akademieunion. Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns. 2020. Abgerufen am 01. Februar 2023 unter <https://www.acatech.de/publikation/netzengpaesse-als-herausforderung-fuer-das-stromversorgungssystem/>.

AER (2023). Australian Energy Regulator. Energy Contracts. Abgerufen am 01. Februar 2023 von <https://www.aer.gov.au/consumers/choosing-an-energy-retailer/energy-contracts>.

Amtsblatt C 528 - Amtsblatt der Europäischen Union C 528. Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:C:2021:528:FULL&from=DE>, zuletzt überprüft am 13.02.2023.

AREgV - "Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist". Online verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/AREgV.pdf>, zuletzt überprüft am 13.02.2023.

Armstrong, M. (2014). Search and rip-off externalities. Munich Personal RePEc Archive. Abgerufen am 01. Februar 2023 von <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/57958/>.

BNE (2021). Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. 35 Maßnahmen für PPA und Photovoltaik, Berlin. 2021. Abgerufen am 31. Januar 2023 von https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2021/21-10_bne-Positionspapier_35_Punkte_PPA_und_Photovoltaik.pdf.

Cerre (2022). Centre on Regulation in Europe. Retail Energy Markets under stress Lessons learnt for the future market design. 2022. Abgerufen am 01. Februar von <https://cerre.eu/publications/retail-energy-markets-under-stress/>.

COM/2021/653 - Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Restrukturierung der Rahmenvorschriften der Union zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (Neufassung). Online verfügbar unter:

https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1b01af2a-e558-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0012.02/DOC_1&format=PDF, zuletzt überprüft am: 13.02.2023.

DENA (2021). Deutsche Energie-Agentur. Green PPAs für einen klimaneutralen Wirtschaftsstandort Deutschland. 2021. Abgerufen am 31. Januar 2023 von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/POSITIONSPAPIER_Green_PPAs_fuer_einen_klimaneutralen_Wirtschaftsstandort_Deutschland.pdf.

EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 6) geändert worden ist. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html, zuletzt geprüft am 07.02.2023.

EnWG – Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 9) geändert worden ist. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html, zuletzt geprüft am 07.02.2023.

EWK (2015). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014, Berlin, Münster, Stuttgart. 2015. Abgerufen am 31. Januar 2023 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html>.

EWK (2019). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017, Berlin, Münster, Stuttgart. 2019. Abgerufen am 31. Januar 2023 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html>.

EWK (2021). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahre 2018 und 2019, Berlin, Münster, Stuttgart. 2021. Abgerufen am 31. Januar 2023 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html>.

Giulietti M., Waddams Price, C., Waterson, M. (2005). Consumer choice and competition policy: a study of the UK energy markets. *Economic Journal* 115, 949-68. <https://doi.org/10.1111/j.1468-0297.2005.01026.x>.

Giulietti et al. (2014). Giulietti Monica, Waterson, Michael und Wildenbeest, Matthijs. Estimation of search friction in the UK electricity market. *Journal of Industrial Economics* 62 (4), 555-90. <https://www.jstor.org/stable/43305503>.

Grimm, V., Rückel, B., Sölch, C., Zöttl, G. (2019). Regionally differentiated network fees to affect incentives for generation investment. *Energy* Vol. 177, 487-502. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.035>.

Grubb, M., Drummond, P., Maximov, S. (2022). Separating electricity from gas prices through Green Power Pools: Design options and evolution. UCL Institute for Sustainable Resources. Series Navigating the Energy-Climate Crises, Working Paper No. 4. https://www.ucl.ac.uk/bartlett/sustainable/sites/bartlett_sustainable/files/navigating_the_energy-climate_crises_working_paper_4_-_green_power_pool_v2.pdf.

Haucap, J., Meinhof, J. (2022). Die Strompreise der Zukunft. *Wirtschaftsdienst* 102, 53-60. 2022. <https://doi.org/10.1007/s10273-022-3175-7>.

Löschel, A., Lutz, B., Managi, S. (2019). The impacts of the EU ETS on efficiency and economic performance – An empirical analyses for German manufacturing firms. *Resource and Energy Economics*, 56, 71-95. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2018.03.001>.

Mika, B., Goudz, A. (2020). Digitalisierung der Energiewende – Energiewende 2.0. In *Blockchain-Technologie in der Energiewirtschaft*. Springer Verlag, Berlin, Heidelberg. 2020. https://doi.org/10.1007/978-3-662-60568-4_4.

Mulder, M., Willems, B. (2018). The Dutch retail electricity market. *Energy Policy* 127, 228-239. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.010>.

Öko-Institut (2020). EEG-Rechner. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende. Modellversion 4.1.1. Abgerufen am 31. Januar 2023 von <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/eeg-rechner-fuer-excel/>.

Prognos et al. (2017). Prognos AG Europäisches Zentrum für Wirtschaftsforschung und Strategieberatung und Boos Hummel & Wegerich (BH&W). Mieterstrom Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM), Berlin. 2017. Abgerufen am 01. Februar 2023 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/schlussbericht-mieterstrom.pdf?__blob=publicationFile&v=10.

Richtlinie für Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten – Richtlinie für Beihilfen für Unternehmen in Sektoren bzw. Teilsektoren, bei denen angenommen wird, dass angesichts der mit den EU-ETS-Zertifikaten verbundenen Kosten, die auf den Strompreis abgewälzt werden, ein erhebliches Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen besteht (Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten) vom 24. August 2022. Online verfügbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/spk/Foerderrichtlinie_BAnz_01-09-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt überprüft am 13.02.2023.

StromNEV - Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist. Online verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/>, zuletzt überprüft am 07.02.2023.

StromNEV, Anlage 3 - Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist, Anlage 3 (zu § 14 Abs. 3) Kostenträger. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/anlage_3.html, zuletzt überprüft am 07.02.2023.

StromNEV, Anlage 4 - Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist, Anlage 4 (zu § 16 Abs. 2) Gleichzeitigkeitsfunktion und -grad. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/anlage_4.html, zuletzt überprüft am 07.02.2023.

StromPBG – „Strompreisbremsegesetz vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512). Online verfügbar unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/strompbg/StromPBG.pdf>, zuletzt überprüft am 13.02.2023.

StromStG - "Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 19. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2483) geändert worden ist. Online verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/>, zuletzt überprüft am 07.02.2023.

Von der Fehr, N., Hansen, P. (2010). Electricity retailing in Norway, The Energy Journal 31 (1), 25-45, 2010. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol31-No1-2>.

ZSW (2019). Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie Teilbericht Mieterstrom. 2019. Abgerufen am 01. Februar von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-gemaess-paragraph-97-eeg.pdf;jsessionid=B6B6FFAA5FF46156AAF9E8D351756C91?__blob=publicationFile&v=4.