

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten - Zusammenfassung

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

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 6 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 vorgeschlagen 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- 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.