



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



April 2022
Impuls

Strommarktdesign 2030

Die Förderung der erneuerbaren Energien wirksam und effizient gestalten

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Impuls

Bis zum Jahr 2030 sollen die Treibhausgasemissionen in Deutschland um 65 % gegenüber 1990 gesenkt werden. Dafür soll unter anderem der Anteil an erneuerbaren Energien im Stromsystem bis dahin auf 80 % steigen. Damit das Strommarktdesign künftig dem von erneuerbaren Energien dominierten Stromsystem gerecht wird, muss das Fördersystem für erneuerbare Energien angepasst werden. Das neue Förderregime sollte wirksam zur Erreichung der Klimaschutzziele beitragen und angesichts des hohen Finanzierungsbedarfes kosteneffizient gestaltet sein.

- Ein **marktwirtschaftliches System** mit einem **CO₂-Preis als Leitinstrument** erfüllt diese Kriterien am besten. Der Übergang in dieses System sollte bis 2030 gestaltet werden.
- In der **Übergangszeit** sollte der CO₂-Preis kontinuierlich steigen und parallel dazu sollten **Marktprämienmodelle** wie die fixe oder die einseitig gleitende Marktprämie eingesetzt werden.
- Sowohl **einseitig gleitende Prämien als auch fixe Marktprämien** sind für die Übergangszeit geeignet, sofern sie über Ausschreibungen bestimmt werden. Im Gegensatz dazu ist vom Einsatz zweiseitig gleitender Prämien (Contracts for Difference) aufgrund ihrer Ineffizienzen als vorherrschendes Fördermodell abzuraten.
- Um die Klimaziele zu erreichen, können weitere Instrumente neben dem CO₂-Preis sinnvoll sein. Der vorliegende Impuls fokussiert jedoch auf eine möglichst kosteneffiziente Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

1 Die Notwendigkeit eines neuen Strommarktdesigns

Das Jahr 2021 hat in Deutschland neuen Schwung in die Bemühungen zum Klimaschutz gebracht. Die Novelle des Klimaschutzgesetzes schreibt eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 65 % bis zum Jahr 2030 gegenüber 1990 fest.¹ Maßgeblich dazu beitragen soll ein massiver Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die im Koalitionsvertrag vom Dezember 2021 vorgesehene Erhöhung dieses Anteils von derzeit gut 42 % auf 80 % im Jahr 2030 soll bereits 2022 gesetzlich festgelegt werden.²

Nach Verschärfung der Klimaschutzmaßnahmen stellt sich die Frage, ob das bisherige Strommarktdesign und die damit einhergehenden Vergütungsregeln für die Stromerzeugung auch bei einem von erneuerbaren Energien dominierten Strommarkt weiterhin geeignet sind, die im Energiewirtschaftsgesetz festgeschriebenen Ziele der Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit bestmöglich zu erreichen.³ Der Koalitionsvertrag der Bundesregierung sieht bereits vor, das Strommarktdesign an die neuen Bedingungen anzupassen.⁴

Die interdisziplinäre Arbeitsgruppe „Strommarkt der Zukunft“ des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) untersucht verschiedene Optionen, um das aktuelle Strommarktdesign bis 2030 zukunftsfähig zu machen. Dabei erarbeitet die Arbeitsgruppe Handlungsoptionen zu den folgenden Leitfragen, die in einer umfassenden Stellungnahme Ende des Jahres veröffentlicht werden sollen: Wie sollte das Strommarktdesign den Ausbau der erneuerbaren Energien fördern? Muss das Strommarktdesign in Zukunft an einen hohen Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien angepasst werden? Reicht das heutige Marktdesign aus, um langfristig eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten, oder bedarf es zusätzlicher Investitionsanreize? Welcher Änderungen im Marktdesign bedarf es, um neue Akteure und Geschäftsmodelle für ein flexibles und versorgungssicheres Energiesystem zu ermöglichen und anzureizen?

Vor dem Hintergrund des im März 2022 vorgestellten Entwurfes für die EEG-Novelle 2023⁵ mit Anpassungen zum Strommarktdesign fokussiert die Arbeitsgruppe in diesem Beitrag auf die folgenden Fragen: Welche Optionen stehen für die Vergütung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zur Verfügung? Welche Vor- und Nachteile bringen diese Optionen mit sich? Welche Optionen sind für ein neues Strommarktdesign mit Blick auf das Jahr 2030 geeignet? Welche Instrumente am besten geeignet sind, weitere Ziele wie etwa eine adäquate Versorgungssicherheit, Forschungs- und Entwicklungsziele oder eine angemessene Beteiligung bestimmter Unternehmen zu erreichen, ist Gegenstand der weiteren Arbeit der AG. Es ist davon auszugehen, dass der CO₂-Preis nicht das einzige Instrument sein kann, um alle gesellschaftlichen Ziele der Energiewende gleichermaßen zu erreichen.

Kurzfristig gesehen liegt das Problem beim Ausbau der erneuerbaren Energien allerdings nicht nur bei der Gestaltung finanzieller Anreize, sondern auch bei langwierigen Planungs- und Genehmigungsverfahren, dem sich abzeichnenden Fachkräftemangel und weiteren Hemmnissen. Die ESYS-Arbeitsgruppe „Klimagerechter Ausbau von Photovoltaik und Windenergie“ hat diese in einem Impulspapier⁶ herausgearbeitet. Auch in diesen Bereichen müssen Änderungsbedarfe identifiziert und Verbesserungspotenziale rasch umgesetzt werden. Da der Ausbau jedoch mit sehr großen Investitionen

1 Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), § 3.

2 Vgl. SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP 2021.

3 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), § 1.

4 Vgl. SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP 2021.

5 Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor, Bearbeitungsstand: 4.3.2022.

6 Vgl. Bett et al.

verbunden ist und zugleich Energiepreise tendenziell steigen, wird langfristig ein kosteneffizientes und wirksames Fördersystem immer wichtiger.

2 Vergangene und aktuelle Vergütungsmodelle für erneuerbare Energien

Zu Beginn der Förderung von erneuerbaren Energien über das erneuerbare-Energien Gesetz (EEG) im Jahre 2000 erhielten die Betreiber von erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) eine feste Einspeisevergütung pro Kilowattstunde, die mit Abnahmepflichten verknüpft wurde. Diese festen Vergütungen vergemeinschafteten die unternehmerischen Risiken und unterstützten auf diese Weise einen verlässlichen Ausbau der erneuerbaren Energien. Die (systemweite) Kosteneffizienz allerdings war im damaligen Modell gering. Durch den in den vergangenen Jahren geschaffenen Übergang zu Ausschreibungen und Direktvermarktung erneuerbarer Energien am Strommarkt konnte die Kosteneffizienz und die Marktintegration von erneuerbaren Energien bereits deutlich gesteigert werden. Feste Einspeisevergütungen werden gegenwärtig nur noch sehr kleinen Anlagen zugestanden, die liegen.

Das in Deutschland aktuell vorherrschend verwendete Fördermodell ist die einseitig gleitende Marktprämie, die durch Ausschreibungen bestimmt wird. Die Marktprämie ist ein flexibles Instrument, das zusätzlich zum Strompreis ausbezahlt wird. Der Anlagenbetreiber erhält ergänzend zu den Erlösen der Direktvermarktung einen Zuschuss. Somit erfordert die Marktprämie die Direktvermarktung durch die Anlagenbetreiber. Die Marktprämie fällt selbst dann an, wenn negative Marktpreise an der Strombörse erzielt werden. Um ihren Förderanspruch aufrecht zu erhalten, nehmen Anlagenbetreiber in diesem Fall bis zu einem gewissen Grad negative Strompreise in Kauf. Seit der aktuellen Fassung des EEG (EEG 2021) erhalten Anlagenbetreiber, die ab dem Jahr 2021 den Zuschlag erhalten haben, keine Prämie mehr, wenn der Spotmarktpreis für die Dauer von vier Stunden oder mehr negativ ist (die sogenannte „4-Stunden-Regel“).

Eine Ausnahme von der einseitig gleitenden Marktprämie sind die Innovationsausschreibungen im EEG: Innovationsausschreibungen werden für innovative, system- oder netzdienliche Anlagen eingesetzt und sollen Anlagenkombinationen fördern, die aus verschiedenen erneuerbaren Technologien oder Wind- oder Solaranlagen in Kombination mit einem Energiespeicher bestehen (§ 4 InnAusV). Für Innovationsausschreibungen wird eine fixe Marktprämie angewendet. Diese wird im Unterschied zur gleitenden Prämie als feste Fördersumme ausbezahlt – unabhängig vom Börsenstrompreis. Bei negativen Börsenstrompreisen wird die Zahlung ausgesetzt. Ziel der Innovationsausschreibungen ist es, dass die geförderten Anlagen flexibler regelbar sind und auf Preissignale reagieren können. Das bietet unter anderem Vorteile für die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems.

3 Marktintegration von erneuerbaren Energien

Die Marktintegration erneuerbarer Energien in ein bestehendes Energiesystem birgt aufgrund ihrer Besonderheiten einige Herausforderungen: Zum einen ist ihre Stromerzeugung witterungsabhängig und schwankt deshalb zeitlich. Somit sie nur begrenzt regelbar. Zum anderen trägt vor allem die anfängliche

Investition in die Anlagen maßgeblich zu den Gesamtkosten bei. Die variablen Kosten und damit die Grenzkosten⁷ liegen dagegen bei nahezu null.

Investitionen⁸ in erneuerbare Energien müssen sich über die Lebensdauer der Anlage amortisieren. Anders als bei Anlagen für fossile oder biogene Energieträger ist es bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen nicht sinnvoll, bei einem zwischenzeitlichen Verfall der Strompreise die Produktion herunterzufahren, um variable Kosten zu sparen. Diese sind bei diesen Anlagentypen sehr niedrig, das Einsparpotenzial ist also gering. Gleichzeitig beeinflusst der vermehrte Zubau von Anlagen für erneuerbare Energien die Strompreise und trägt zu einer stärkeren Unsicherheit über diese bei.⁹ Investitionsrisiken von erneuerbaren Energien lassen sich in die folgenden Effekte unterteilen.

- **Merit-Order-Effekt:** Die „Merit-Order“ bestimmt, in welcher Reihenfolge der Strom von allen verfügbaren Anlagen ins Netz eingespeist wird. Hierbei werden die Erzeugungsanlagen aufsteigend nach ihren Grenzkosten sortiert. Erneuerbare Energien stehen aufgrund ihrer sehr geringen Grenzkosten „am Anfang“ der Merit-Order. Sobald sie Strom einspeisen, verdrängen sie Erzeugungsformen mit höheren Grenzkosten aus dem Markt (zum Beispiel Gas). Da die Grenzkosten des letzten noch genutzten Kraftwerks maßgeblich für den Börsenstrompreis in einer bestimmten Zeitperiode sind, verringert sich somit der gezahlte Börsenpreis. Der Einsatz erneuerbarer Energien führt somit zu einer Verringerung der Börsenstrompreise. Dieser Zusammenhang und der dadurch sinkende Börsenstrompreis werden als Merit-Order-Effekt bezeichnet. Dieser Effekt tritt bereits in Deutschland wie auch in anderen Ländern auf.¹⁰
- **Kannibalisierungseffekt:** Durch ihre Abhängigkeit von Wetterbedingungen korrelieren die Produktionsmengen von EE-Anlagen zeitlich miteinander. Beispielsweise führen PV-Anlagen in Zeiten hoher Sonneneinstrahlung zu niedrigen Strompreisen, weil aufgrund ihrer hohen Stromproduktion der Merit-Order-Effekt dann besonders ausgeprägt ist. Dadurch senkt der Zubau von Anlagen für erneuerbare Energien insbesondere die Erlöse in Form der „Capture-Preise“¹¹ von Anlagen derselben Technologie. Ein weiterer Zubau dieser Technologie rechnet sich ab einem gewissen Punkt nicht mehr. Dieser Effekt wird als Kannibalisierungseffekt bezeichnet und kann insbesondere für Photovoltaikanlagen beobachtet werden.¹² Gegebenenfalls kann eine gewisse zeitliche Einspeisekorrelation zwischen zwei verschiedenen Technologien sogar einen „Cross Cannibalization“-Effekt auslösen – so kann zum Beispiel ein Zubau von Photovoltaikanlagen auch die Capture-Preise von Windenergie negativ beeinflussen, wenn die Einspeisung zeitlich positiv korreliert.¹³ Der Kannibalisierungseffekt kann abgeschwächt werden, indem EE-Anlagen mit Energiespeichern kombiniert werden und der Ausbau der Anlagen geografisch breit gestreut wird.
- **Fallende Technologiekosten:** Neue Anlagen konkurrieren nicht nur mit bestehenden, sondern auch mit zukünftigen Anlagen und können so durch einen Verfall der Technologiekosten entwertet werden. Fallende Technologiekosten sind somit ein weiteres Investitionsrisiko für gegenwärtige

7 Grenzkosten beschreiben die Kosten, die durch die Erzeugung einer zusätzlichen Einheit Strom verursacht werden. Darin enthalten sind u.a. Kosten für die entsprechenden Brennstoffe (z.B. Kohle, Gas) sowie eventuelle Kosten für verursachte CO₂-Emissionen für den Fall, dass solche Emissionen bepreist werden.

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

9 Vgl. Hirth 2013.

10 Vgl. Dillig et al. 2016; Vgl. Cludius et al. 2014.

11 Mengengewichteter Durchschnittspreis pro Einheit verkaufter Energie, die eine Erzeugungsanlage erzielen kann.

12 Vgl. Cló/D'Adamo 2015.

13 Vgl. López Prol et al. 2020.

Investitionsprojekte. Die Problematik fallender Technologiekosten findet sich prinzipiell in vielen Sektoren, spielt aber insbesondere in sogenannten „Infant Industries“ eine große Rolle (zum Beispiel Wasserstoff zur Stromspeicherung). Infant Industries bezeichnen Technologien, die noch keine Marktreife erlangt haben und für die marktliche Strukturen (noch) keine ausreichenden Investitionsanreize für den Ausbau liefern. Wind- und Photovoltaikanlagen sind dagegen in ihrer technologischen Entwicklung bereits so weit fortgeschritten, dass sie nicht mehr zu den Infant Industries gezählt werden. In Bezug auf diese Technologien spielt dieser Aspekt daher eine untergeordnete Rolle.

Zusammenfassend lässt sich sagen: Windenergie- oder PV-Anlagen sind aufgrund ihrer Kostenstruktur langfristig auf hinreichend hohe Vermarktungspreise angewiesen, deren (unerwarteter) Verfall ein Investitionsrisiko darstellt. Mögliche negative Auswirkungen sind Risikoaufschläge bei den Renditeanforderungen für Investitionen, wodurch Projekte teurer und gegebenenfalls unrentabel werden können.¹⁴ Da außerdem zu erwarten ist, dass die Technologiekosten weiter fallen, besteht außerdem die Gefahr, dass Investitionen bis dahin zurückgehalten werden und der Umbau des Energiesystems sich somit verzögert.

Trotz dieser Herausforderungen sollten **marktbasierte Instrumente** als Vergütungsmodelle genutzt werden. Diese zeichnen sich insbesondere dadurch aus, dass sie Preissignale in Form schwankender Börsenstrompreise möglichst an Anlagenbetreiber weitergeben und diese Preissignale nicht oder möglichst wenig verzerren. Eventuelle Subventionen sollten dann höchstens zusätzliche Marktprämien sein, welche die Direktvermarktung ergänzen. Im Vergleich zu direkten und vom Markt entkoppelten Vergütungsprogrammen (zum Beispiel feste Einspeisevergütungen) können marktbasierte Instrumente durch entsprechende Anreizsetzung Effizienzvorteile bieten – sowohl bei Investitionsentscheidungen als auch bei Anreizen zu marktdienlichem Verhalten. Dazu gehören zum Beispiel eine effiziente Standort- und Technologiewahl, der Anreiz zum Zubau von Energiespeichern, und die Produktionsdrosselung (oder Einspeisung in Speicher) zu Zeiten negativer Börsenstrompreise. Insgesamt kann der Ausbau erneuerbarer Energien so kostengünstiger bewerkstelligt werden.

Damit marktbasierte Instrumente ihre Effizienzvorteile voll ausnutzen können, ist es besonders wichtig, Fehlanreize zu vermeiden. Es besteht die Gefahr, dass ein direktes Fördermodell für erneuerbare Energien in Verbindung mit dem bestehenden europäischen Emissionshandelssystem (Emission Trading System, ETS) einen **Wasserbett-Effekt** verursacht: Emissionseinsparungen, die durch direkte Fördermaßnahmen erreicht werden, würden im Rahmen des ETS Mehremissionen an anderer Stelle ermöglichen, sofern nicht im ETS gegengesteuert wird. Direkte Fördermaßnahmen würden Emissionen im schlechtesten Fall lediglich an einen anderen Ort verschieben, aber nicht reduzieren.

Marktbasierte Instrumente bringen aber auch **höhere Investitionsrisiken** mit sich. Damit bieten sie mit Blick auf das Erreichen bestimmter Ausbauziele eine geringere Sicherheit. Die höheren Investitionsrisiken entstehen durch die stärkere Abhängigkeit der Vergütung von einem schwankenden (und unsicheren) Börsenstrompreis verglichen mit einer garantierten festen Einspeisevergütung. Direkte (nicht-marktliche) Förderprogramme würden Marktakteure im Wesentlichen von diesen Risiken befreien. Diese sind jedoch kostenineffizient und bergen die Gefahr von Fehlanreizen sowie von rechtlichen Hürden. Direkte Förderprogramme sind daher eher zur Anschubförderung für Infant Industries geeignet. Mit zunehmendem Einsatz einer Technologie sollte der Fokus stärker auf Anreizen zur Kosteneffizienz liegen, um den

¹⁴ Vgl. Nicolini/Tavoni 2017; Vgl. Steffen 2018.

steigenden Finanzierungsbedarf nicht unnötig aufzublähen. Dies kann auch wichtig sein, um die gesellschaftliche Akzeptanz langfristig aufrechtzuerhalten.¹⁵

Sofern direkte Förderprogramme dennoch für erneuerbare Energien angewandt werden, sollte die Höhe der Zuschüsse im Rahmen von **Ausschreibungen** bestimmt werden. Ausschreibungen bieten insbesondere den Vorteil, dass sie gut steuerbar sind: Über eine Auktion wird der nötige Referenzmarktpreis ermittelt, der den Kapazitätsausbau erneuerbarer Energien genau im gewünschten Umfang ermöglicht. Auktionen stellen zudem sicher, dass die Prämien nicht höher ausfallen, als es für den gewünschten Ausbau nötig ist. Zusätzlich können durch Ausdifferenzierung in viele verschiedene Ausschreibungen gewünschte technologiespezifische oder regionale Ausbauziele erreicht werden.

4 Anforderungen an ein neues Strommarktdesign im Jahr 2030

Um das Strommarktdesign an einen von erneuerbaren Energien dominierten Strommarkt anzupassen, gibt es neben der bereits besprochenen marktwirtschaftlichen Ausgestaltung einige Anforderungen, die das neue System erfüllen muss: Das neue Strommarktdesign sollte vor allem **wirksam** im Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzmaßnahmen auf EU-Ebene sowie **politisch umsetzbar** sein. Dazu gehört, dass Emissionsreduktionen und Klimaziele zuverlässig erreicht werden und die gewählten Instrumente (zum Beispiel ein hoher CO₂-Preis) politisch durchgehalten werden können und nicht zum Beispiel auf gesellschaftlichen Druck hin aufgeweicht werden.

Im Hinblick auf das gewünschte Ziel von 80 % Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2030 sollten Fördermodelle außerdem den Ausbau erneuerbarer Energien im benötigten hohen Umfang bis dahin sicherstellen.

Gleichzeitig ist mit dem massiven Ausbau der EE-Anlagen und dem damit einhergehenden Finanzierungsvolumen zunehmend auf die **Kosteneffizienz** zu achten. Dadurch können die Gesamtkosten der Energiewende möglichst gering gehalten und die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien gestärkt werden. Auch für die **gesellschaftliche Akzeptanz** der Energiewende ist Kosteneffizienz von erheblicher Bedeutung, um die Stromkosten möglichst niedrig zu halten. Geringere Kosten für die Gesellschaft können einen entscheidenden Beitrag dazu leisten, dass eine breite Öffentlichkeit die Energiewende als Ganzes unterstützt. Deshalb sollte angesichts der hohen zu erwartenden Kosten beim künftigen Strommarktdesign zunehmend auf Kosteneffizienz geachtet werden, ohne dabei den benötigten Ausbau erneuerbarer Energien zu gefährden.

Schließlich muss die **rechtliche Umsetzbarkeit** gewährleistet sein. Fördermodelle sind (unions-)rechtlich vor allem am Maßstab des EU-Beihilfenrechts (Art. 107 ff. AEUV) zu prüfen. Danach unterliegen staatliche Maßnahmen, die zu einer selektiven Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige durch Gewährung von Unterstützung aus staatlichen Mitteln führen und dadurch den Wettbewerb verfälschen, der Kontrolle der EU-Kommission. Diese kann die entsprechende Regelungen aber bei Vorliegen hinreichender Gründe auch genehmigen. Nicht zu vernachlässigen bei der Entwicklung des Modells ist auch die generelle **Anschlussfähigkeit** an die internationale und europäische Entwicklung. Generell ist die Weiterentwicklung im Kontext der EU, zum Beispiel im Rahmen des Fit-for-55-Gesetzespakets, zu beachten. Zusätzlich muss die gewählte Förderung anschlussfähig an andere

¹⁵ Über die Kosteneffizienz der Vergütungsmodelle hinaus sind für die Beibehaltung der gesellschaftliche Akzeptanz auch andere Aspekte entscheidend, wie beispielsweise die bessere Teilhabe der Anwohner:innen und Kommunen an Planungsprozessen (vgl. Bett et al. 2021).

bestehende und geplante Regulierungen sein, beispielsweise im Hinblick auf eine Einbindung in internationale (zum Beispiel europäische oder weltweite) Fördersysteme.

Der gegenwärtige Rechtsrahmen durch das EEG weist durch die vielen Modifizierungen eine hohe Komplexität auf. Deshalb wäre es zusätzlich zu den anderen Anforderungen wünschenswert, wenn das neue Strommarktdesign zu einer **Vereinfachung des aktuellen Rechtsrahmens** führen würde.

5 Handlungsoptionen für ein Strommarktdesign

Für die Vergütung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im zukünftigen Strommarkt werden drei Optionen untersucht: Fixe Marktprämien (Handlungsoption 1) und die diesem Modell nahestehenden einseitig gleitenden Prämien (Handlungsoption 2) entsprechen im Ansatz dem gegenwärtigen Stand der Förderung erneuerbarer Energien im EEG 2021. Sowohl fixe Marktprämien als auch einseitig gleitende Prämien können per Auktion (Ausschreibung) festgelegt werden. In diesem Fall sind die Unterschiede zwischen den beiden Handlungsoptionen gering. Eine deutliche Fortentwicklung wäre hingegen ein Verzicht auf diese spezifischen Förderungen erneuerbarer Energien zugunsten einer indirekten „Förderung“ dadurch, dass der CO₂-Preis entsprechend angehoben wird (Handlungsoption 3).

Handlungsoption 1: Fixe Marktprämien

Im Rahmen fixer Marktprämienmodelle wird Strom aus erneuerbaren Energien direkt an der Strombörse vermarktet, aber zusätzlich mit einer fixen (gegebenenfalls technologieabhängigen) Prämie bezuschusst (etwa in Cent pro Kilowattstunde eingespeistem Strom).¹⁶ Die Höhe der fixen Marktprämie ist dabei gleichbleibend und unabhängig davon, welchen Erlös (Capture-Preis) eine Erzeugungsanlage in einer bestimmten Zeitperiode erzielen konnte. Die Erlöse für erneuerbare Energien schwanken somit über die Zeit im gleichen Umfang wie die Capture-Preise, die Anlagen ohne jegliche Förderung am Markt erzielen könnten. Gleichzeitig gelten für die Anlagen für erneuerbare Energien alle Marktregeln (wie beispielsweise Vorhersage und Bilanzierungsrisiko), womit eine Ausrichtung an Markt- und Systemanforderungen erfolgt. Durch die fixe Marktprämie muss allerdings nur ein geringerer Teil der Kosten durch den Verkaufserlös am Markt gedeckt werden, sodass Anlagen für erneuerbare Energien rentabel werden und im gewünschten Umfang am Strommarkt bestehen können.

Handlungsoption 2: Einseitig gleitende Marktprämien

Eine zweite Option zur Förderung erneuerbarer Energien sind **einseitig gleitende Prämien**. Dabei wird – optimalerweise im Rahmen einer Auktion – ein Zuschlagspreis (der „anzulegende Wert“) fixiert. Liegt der am Markt erzielte Capture-Preis in einem bestimmten Zeitraum unterhalb des Zuschlagspreises, wird die Differenz durch eine entsprechende positive Prämie ausgeglichen. Liegt der am Markt erzielte Preis in einem Zeitraum dagegen oberhalb des Zuschlagspreises, erhalten Anlagenbetreiber den erzielten Marktpreis und es wird keine zusätzliche Prämie gezahlt. Eine einseitig gleitende Prämie sichert den Erlös nach unten ab, wirkt also wie eine garantierte Mindestvergütung.

¹⁶ Vgl. Flues et al. 2013.

Handlungsoption 3: Fokussierung auf CO₂-Preis

Ein **CO₂-Preis** stellt eine indirekte Fördermöglichkeit erneuerbarer Energien dar, da er die Stromentstehungskosten aller im Wettbewerb befindlichen (fossilen) Energieträger gemäß ihrer Emissionsintensität erhöht. Da der Stromsektor bereits durch das EU-ETS abgedeckt ist, wirkt gegenwärtig ein Emissionspreis von gut 80 Euro pro Tonne CO₂ (Stand: 25.04.2022) auf die Stromerzeugung ein. Das erhöht insbesondere die Kosten emissionsintensiver Energieträger wie Braunkohle und stärkt die Wettbewerbsfähigkeit weniger emissionsintensiver Technologien, insbesondere also die der erneuerbaren Energien. Diese würden dann als reguläre Teilnehmer (ohne weitergehende Privilegien oder Subventionen) am Strommarkt teilnehmen. Eine Entscheidung für diese Handlungsoption würde bedeuten, den CO₂-Preis, der in der Stromerzeugung wirkt, zu stärken – idealerweise europaweit und direkt im EU-ETS verankert.

6 Vor- und Nachteile der verschiedenen Optionen

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

	Handlungsoption 1: Fixe Marktprämien	Handlungsoption 2: Einseitig gleitende Prämien	Handlungsoption 3: CO ₂ -Preis
Wirksamkeit (in Bezug auf Erreichung von Klimazielen)	O	O	+
Anschlussfähigkeit an internationale Systeme und EU-Mechanismen	+	-	++
Kosteneffizienz	+	O	++
Sicherstellung der EE-Ausbauziele	+	++	O
Politische Umsetzbarkeit	+	+	O
Rechtliche Umsetzbarkeit	(+)	(+)	+
Zeitliche Umsetzbarkeit	Kurzfristig	Sofort	Perspektivisch

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

Handlungsoption 1: Fixe Marktprämien

+ Vorteile: Marktprämien liefern Anreize zu marktdienlichem Handeln, da ein Teil der Einnahmen vom Erfolg der Direktvermarktung und nicht nur von der Vergütung über die Prämie abhängen. Die durch Preissignale verursachten marktbasieren Anreize werden unverzerrt an die Marktteilnehmer weitergegeben, da die Erlöse im gleichen Umfang wie die rein marktlichen Capture-Preise schwanken.

Somit entstehen insbesondere Anreize, auf schwankende Capture-Preise mit einer höheren Flexibilität der Erzeugung zu reagieren, zum Beispiel durch den Zubau eines Energiespeichers. Dadurch könnte die Stromspeisung von Zeitperioden mit geringen Capture-Preisen in Zeitperioden mit höheren Capture-Preisen verschoben werden. Gleichzeitig können fixe Marktprämien die erzielbaren Erlöse als gesicherte Komponente nach unten absichern, zumindest solange der Strompreis an sich nicht negativ wird. Sie können damit sowohl das Investitionsrisiko (in Form eines Verfalls der Börsenstrompreise) als auch das Kannibalisierungrisiko (in Form eines Verfalls der individuellen Capture-Preise) für Investoren begrenzen.

Zusätzlich lassen sich fixe Marktprämien grundsätzlich flexibel anpassen, sodass bei Bedarf bestimmte Regionen (zum Beispiel zur Verringerung von Netzengpässen) oder Technologien (zum Beispiel Infant Industries) durch eine höhere Prämie besonders gefördert werden können. Ebenso lassen sich Marktprämien prinzipiell auch außerhalb der Strombörse für Geschäfte wie Power-Purchase-Agreements (PPA) nutzen, bei denen Stromlieferung und die entsprechenden Preise oftmals langfristig vereinbart werden, sodass der Strom nicht über eine Strombörse vermarktet wird.

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

- **Nachteile:** Durch die Direktvermarktung und die Abhängigkeit von den Börsenstrompreisen besteht nach wie vor ein gewisses Investitionsrisiko. Außerdem sind Marktprämien bei einer individuellen normativen Differenzierung, wie sie gegenwärtig im EEG vorgesehen ist, weder technologie- noch standortneutral. Die ausdifferenzierten Prämien können somit zu einer suboptimalen Standort- oder Technologiewahl führen, sie sind somit nicht kosteneffizient. Grundsätzlich wären allerdings auch technologie- und standortneutrale Marktprämien denkbar, indem einheitliche statt ausdifferenzierter Prämien angewendet werden. Zudem besteht auch bei fixen Marktprämien der Anreiz, eine Einspeisung auch bei negativen Strompreisen vorzunehmen, solange die Prämienzahlung den negativen Erlös am Strommarkt übersteigt.

Handlungsoption 2: Einseitig gleitende Marktprämien

+ **Vorteile:** Gleitende Prämien schaffen eine stärkere Sicherheit über den (Mindest-)Verkaufspreis. Zeitliche Preisschwankungen werden im Vergleich zu fixen Marktprämien (Handlungsoption 1) sowie Modellen ohne direkte Förderprämien (Handlungsoption 3) abgeschwächt. Das verringert das Investitions- und Kannibalisierungrisikos für Investoren. Investitionen werden auf diese Weise aufgrund geringerer Risikoaufschläge günstiger in der Finanzierung oder gegebenenfalls überhaupt erst finanzierbar. Insbesondere um private Investitionen zu fördern (zum Beispiel „Bürgerwindparks“), könnte die teilweise Übernahme von Investitionsrisiken in Form einer „Mindestvergütung“ ein wichtiger Aspekt sein, da hier eventuell das Umweltbewusstsein (bei überschaubarem finanziellen Risiko) statt finanzieller Renditen der primäre Investitionsgrund sind.

Einseitig gleitende Marktprämien sind in Kombination mit der Direktvermarktung derzeit das im deutschen EEG vorherrschende Modell zur Förderung erneuerbarer Energien.¹⁷ Bei gleitenden Marktprämien ist wie bei fixen Marktprämien die Weiterentwicklung des EU-Beihilfenrechts zu beachten. Bei einer angemessenen Ausgestaltung ist aber auch hier eine Genehmigung nach aktuellem Stand möglich. Bei einer Beibehaltung dieses Modells zur Förderung erneuerbarer Energien wäre außerdem ein Vorteil, dass keine umfassenden Änderungen des bestehenden EEGs notwendig sind.

- **Nachteile:** Gegenüber fixen Marktprämien bieten einseitig gleitende Marktprämien keinen vollumfänglichen Anreiz, auf Marktpreisänderungen zu reagieren, da die Vergütung über die vereinbarte Prämie teilweise ausgeglichen wird. Im Vergleich zu fixen Marktprämien führt der größere Versicherungseffekt (durch den Ausgleich niedriger Börsenstrompreise durch die Prämie) zwangsläufig auch zu verminderten Anreizen, auf die Entwicklung der erzielbaren Capture-Preise am Markt zu reagieren. Dies kann den Anreiz verringern, Erzeugungsanlagen mit einem Energiespeicher zu kombinieren, um Strom in Zeiten geringer Nachfrage und somit zu geringen Börsenstrompreisen für Zeiten mit hoher Nachfrage einzuspeichern. Zusätzlich würde auch kein Anreiz bestehen, die Stromeinspeisung zu Zeiten negativer Börsenstrompreise zu drosseln, obwohl das zu diesen Zeitpunkten gesamtwirtschaftlich sinnvoll wäre. Um solche Drosselungen doch zu erreichen, sind zusätzliche Regelungen zur Aussetzung der Prämie (wie die 4-Stunden-Regel) notwendig. Da gleitende Prämien nicht das komplette Spektrum schwankender Marktpreise weitergeben, ist ihre Anschlussfähigkeit – beispielsweise an das EU-ETS – gegenüber fixen Marktprämien limitierter. Eine eventuelle Überführung in ein marktpreisliches System brächte somit einen härteren Wechsel mit sich: Dies würde im Falle von einseitig gleitenden Prämien den Wegfall garantierter Mindestpreise bedeuten.

EXKURS

Zweiseitig gleitende Prämien (Contracts for Difference/Differenzverträge)

Eine **zweiseitig gleitende Prämie** (auch Contract for Difference oder Differenzvertrag genannt) ähnelt der einseitig gleitenden Prämie: Allerdings gleicht die zweiseitig gleitende Prämie Abweichungen der am Markt erzielten Capture-Preise vom vereinbarten Zuschlagspreis sowohl nach oben als auch nach unten durch eine positive beziehungsweise negative Prämie aus. Bei zweiseitig gleitenden Prämien wird somit eine starke Fixierung in Höhe des Zuschlagspreises erreicht. Ein solches Fördermodell käme festen Einspeisevergütungen sehr nahe mit dem wichtigsten Unterschied, dass die Förderprämien über wettbewerbliche Ausschreibungen ermittelt werden.¹⁸

Zweiseitige Prämien haben aufgrund von Ineffizienzen und potenziellen Fehlanreizen langfristig klare Nachteile, wenn es um eine effiziente Förderung von erneuerbaren Energien im großen Stil geht. Auch ihre Integration in internationale Systeme wie das EU-ETS ist deutlich erschwert. Zweiseitig gleitende Prämien werden derzeit in Deutschland nicht angewendet. Andererseits bieten sie im Gegensatz zu den vorgestellten Handlungsoptionen die größte Sicherheit über die erzielbaren Erlöse und sind somit am wenigsten riskant für Investoren. Deshalb sind sie eine interessante Option für gezielte Förderungen, beispielsweise im Bereich der Infant Industries, für Kapazitätsmärkte oder Systemdienstleistungen. Da EE-Anlagen jedoch nicht mehr zu Infant Industries zu zählen sind, sind zweiseitig gleitende Prämien als vorrangiges Vergütungsmodell für erneuerbare Energien langfristig nicht geeignet.

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

¹⁸ Theoretisch könnten auch feste Einspeisevergütungen über Ausschreibungen ermittelt werden. Dies ist jedoch in der Praxis nicht üblich.

Handlungsoption 3: Fokussierung auf CO₂-Preis

+ **Vorteil:** Eine indirekte Förderung über einen CO₂-Preis bietet insbesondere zwei entscheidende Vorteile: Eine hohe Kosteneffizienz und eine hohe Wirksamkeit im Erreichen der Klimaziele. Während direkte Fördermaßnahmen erneuerbarer Energien in der allgemeinen Praxis an die verschiedenen Technologien angepasst werden (was zu Verzerrungen führen kann), bietet ein CO₂-Preis den Vorteil, dass er technologie- und standortneutral ist. Zusätzlich wirkt ein CO₂-Preis auf alle im Markt aktiven Anlagen, nicht nur auf erneuerbare Energien, wodurch CO₂-intensivere Anlagen tendenziell von weniger CO₂-intensiven Anlagen verdrängt werden – zum Beispiel Kohlekraftwerke von Gaskraftwerken. Damit bietet der CO₂-Preis den Vorteil stärkerer marktbasierter Anreize und einer höheren Kosteneffizienz verglichen mit den in den Handlungsoptionen 1 und 2 dargestellten Fördermaßnahmen.¹⁹

Um eine hohe Wirksamkeit zu erreichen und zusätzlich hinreichend verlässliche Investitionsanreize in erneuerbare Energien zu ermöglichen, ist eine starke politische Verpflichtung zu einem hinreichend hohen CO₂-Preis (beziehungsweise einer knappen Menge an Emissionszertifikaten) entscheidend.²⁰ Der CO₂-Preis sollte dann auch robuster gegenüber Lobbyarbeit sein als ein Förderpaket, das aus einer Vielzahl an (beeinflussbaren) Einzelmaßnahmen besteht. Ein dauerhaft hoher CO₂-Preis kann so auch strukturelle Veränderungen anreizen.

CO₂-Preise wurden und werden weltweit vermehrt eingeführt, somit bietet dieses Instrument eine hohe Anschlussfähigkeit an bereits etablierte Systeme, etwa im Rahmen des EU-ETS. Durch diese Vernetzung beugt eine indirekte Förderung über einen CO₂-Preis dem Wasserbett-Effekt vor, weil unmittelbar der CO₂-Ausstoß begrenzt wird und Emissionen nicht lediglich verschoben werden, wie es bei der direkten Förderung erneuerbarer Energien der Fall ist. Hierbei muss allerdings beachtet werden, dass Emissionen nicht in Form eines „Carbon Leakage“ in einen unregulierten Bereich ausgelagert werden; zum Beispiel in Drittstaaten, die nicht Teil des vernetzten CO₂-Preis-Systems sind. Eine Kombination von CO₂-Preisen mit zusätzlichen (direkten) Förderinstrumenten (zum Beispiel spezifischen Prämien) ist weiterhin möglich, sofern bestimmte Technologien oder Regionen besonders gefördert werden sollen.

Schließlich schwächt die Abhängigkeit vom Börsenstrompreis den Merit-Order-Effekt sowie Kannibalisierungseffekte durch unmittelbare Preisanreize ab.²¹ Anlagenbetreiber haben einen hohen Anreiz, Strom zu hochpreisigen Zeiten zu verkaufen, um höhere Erlöse zu erzielen. So würde zum Beispiel ein Verkauf zu sonnenintensiven Stunden immer unattraktiver, je mehr PV-Anlagen zu diesen Zeiten bereits einspeisen und den Verkaufspreis drücken. Je stärker ein solcher Kannibalisierungseffekt bereits vorhanden ist, desto stärker wird der Anreiz, zum Beispiel in alternative Technologien zu investieren oder den Strom mittels Speicher in höherpreisige Zeiten zu „verschieben“. Der Anreiz, Erzeugungsanlagen beispielsweise mit Speichern zu kombinieren, besteht dabei nicht nur für Neu- sondern auch für Bestandsanlagen.

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

¹⁹ Vgl. Gugler et al. 2021.

²⁰ Vgl. Sachverständigenrat zur Begutachtung der Gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR) 2019.

²¹ Vgl. Brown/Reichenberg 2021.

- **Nachteil:** Andererseits erhöht der Verzicht auf direkte Förderung das Risiko von Investitionen, was den Zubau neuer Anlagen gegebenenfalls hemmt und eventuell verhindert, das Ausbauziele für erneuerbare Energien erreicht werden. Hohe Investitionsrisiken können sich zudem negativ auf die Investorenviefalt auswirken, da manche Investoren möglicherweise durch hohe finanzielle Risiken abgeschreckt werden. Dieses Risiko besteht in der starken Abhängigkeit der Vergütung von einem unsicheren Börsenstrompreis. Im Vergleich zu direkten Fördermodellen erhalten erneuerbare Energien keine Zusatzvergütung, die zum Beispiel im Falle niedriger Börsenstrompreise eine Art Sockelbetrag garantieren. Kommt ein Emissionshandelssystem zum Einsatz, können auch die CO₂-Preise selbst sehr volatil sein, was zu zusätzlichen Preisschwankungen und somit Unsicherheiten in Bezug auf die Vergütungshöhe führen kann (sofern CO₂-intensive Kraftwerke preissetzend sind). Abhilfe kann hier jedoch die Vorgabe eines Mindestpreises oder beidseitigen Preiskorridors für den CO₂-Preis schaffen.

Zwar können CO₂-Preise, insbesondere in Form eines Emissionshandels, potenziell eine hohe Wirksamkeit in Bezug auf das Erreichen der Klimaziele aufweisen. Ihre Wirksamkeit ist jedoch maßgeblich von einer konsequenten politischen Durchsetzungsfähigkeit und politischen Stellschrauben (Zertifikatmenge beziehungsweise CO₂-Steuer) abhängig, die sich mit der Zeit ändern können. Da eine indirekte Förderung über CO₂-Preise zu höheren Börsenstrompreisen führt, werden sich diese auch in höheren Preisen für Verbraucher*innen widerspiegeln und somit „direkter spürbar“ sein als steuerfinanzierte Fördermodelle. Hohe CO₂-Preise könnten somit negativ auf die soziale Akzeptanz wirken und politischen Druck zu einer Abschwächung des Instruments (zum Beispiel durch eine Abflachung des CO₂-Reduktionspfades) aufbauen. Umverteilungskonsequenzen im Blick zu behalten und geeignete Gegenmaßnahmen zu implementieren, um insbesondere einkommensschwache Haushalte zu entlasten, ist in diesem Zusammenhang besonders relevant – nicht nur um die gesellschaftliche Akzeptanz zu erhalten, sondern auch um soziale Verwerfungen zu vermeiden.

7 Welches Modell ist für ein neues Strommarktdesign 2030 geeignet?

Bei der Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der verschiedenen Modelle zeigt sich, dass ein CO₂-Preis die Anforderungen an ein neues Strommarktdesign 2030 in vielen Bereichen am besten erfüllt. Insbesondere ist der **CO₂-Preis** als Modell besonders **kosteneffizient**. Durch das EU-ETS ist gleichzeitig ein klarer Reduktionspfads klimaschädlicher Emissionen vorgegeben. Sofern dieser politisch durchgehalten werden kann, ist das EU-ETS daher ein äußerst **wirksames** Instrument, um die Klimaziele in Form von Emissionsreduktionen zu erreichen.

Der Wechsel in eine vom CO₂-Preis getriebene indirekte Förderung stellt allerdings einen harten Bruch gegenüber dem aktuellen, auf festen Prämien basierenden System dar. Deshalb ist es nicht sinnvoll, sofort auf einen CO₂-Preis ohne weitere Fördersysteme umzustellen. Es sollte nichtsdestotrotz begonnen werden, auf ein solches System hinzuarbeiten, da es langfristig eine technologieneutrale und effiziente Fördermöglichkeit darstellt. Eine reine Förderung über einen CO₂-Preis kann jedoch nicht sicherstellen, dass (kurzfristig) bestimmte Ausbauziele eingehalten werden können – es sei denn, die Preise würden sehr hoch gewählt. Möchte die Politik sicherstellen, dass diese Ziele bis 2030 erreicht werden, ist ein zusätzlicher Fördermechanismus für eine Übergangszeit notwendig. Mit Blick auf das Jahr 2030 sollte jedoch auf das Ziel hingearbeitet werden, dass ein substantieller Anteil der Förderung erneuerbarer Energien auf einem CO₂-Preis basiert.

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

Auch einseitig **gleitende Prämien** sind auf lange Sicht kein geeignetes Fördermodell. Im Gegensatz zu den im Exkurs vorgestellten zweiseitig gleitenden Prämien bestehen bei einseitig gleitenden Prämien zumindest Anreize in Bezug auf besonders hohe Börsenstrompreise – zum Beispiel in Form eines Zubaus von Energiespeichern. Da andererseits die Vergütung nicht unter den festgelegten Mindestpreis fallen kann, werden Investitionsrisiken weiterhin abgesichert. Besonderes Augenmerk muss dann auf eventuelle Fehlanreize bei niedrigen oder sogar negativen Börsenstrompreisen gelegt werden. Ein erster Ansatz ist die 4-Stunden-Regel aus dem EEG 2021, die Prämien für Neuanlagen auf null absenkt, sofern der Börsenstrompreis für mindestens vier Stunden negativ ist.²²

Abgesehen von einzelnen Förderungen (wie etwa Infant Industries, Kapazitätsmärkten oder Systemdienstleistungen) sind die im Exkurs vorgestellten **zweiseitig gleitenden Prämien** (Differenzverträge) kein geeignetes Fördermodell für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Da zweiseitig gleitende Prämien eine hohe Fixierung auf den Zuschlagspreis beinhalten, bedeuten sie eine Abkehr von einem marktwirtschaftlichen Modell. Deshalb sollte für die Übergangszeit besser auf einseitig gleitende oder fixe Marktprämien zurückgegriffen werden. Von einer flächendeckenden Einführung von zweiseitig gleitenden Prämien außer für begründete Einzelfälle ist daher eher abzuraten. Der aktuelle Gesetzesentwurf für das EEG 2023 enthält eine Verordnungsermächtigung, die ergänzende Anpassungen an das Fördermodell ermöglichen soll. Als Beispiel für eine Alternative zu einseitigen

²² § 51 Absatz 1 EEG 2021.

Marktprämien werden im Entwurf die zweiseitig gleitenden Prämien genannt. Dieser Vorschlag ist aus den genannten Gründen kritisch zu bewerten.

8 Übergang zu einem neuen Modell im Jahr 2030

Das **CO₂-Preis-Modell** ist aufgrund seiner Technologieneutralität und höchsten Kosteneffizienz langfristig das Zielmodell. Um jedoch sicherzustellen, dass bis 2030 die Ausbauziele erreicht werden und um gleichzeitig einen harten Bruch zu vermeiden, sollte die Einführung des CO₂-Preises als Leitinstrument nicht durch den plötzlichen Wechsel des Modells, sondern über eine langfristig geplante Ablösung eingeführt werden. Ein möglicher Übergang könnte durch eine schrittweise erfolgende Reduzierung der direkten Förderungen bei gleichzeitiger Erhöhung des CO₂-Preises gestaltet werden.²³

Übergangszeit

Unabhängig davon, ob für die Übergangszeit zu einem CO₂-Preis als Leitinstrument fixe oder einseitige Prämien zum Einsatz kommen, sollte die Prämienzahlung in einem kontinuierlichen Pfad schrittweise auf null gesenkt werden. Da davon auszugehen ist, dass die Prämien durch Ausschreibungen ermittelt werden, kann diese kontinuierliche Reduktion nur durch eine schrittweise Anhebung des CO₂-Preises erreicht werden. Dieser Anstiegspfad kann durch einen Mindest- und Maximalpreis für Emissionszertifikate begleitet werden, um eine größere Preissicherheit zu gewährleisten. Ein verhältnismäßig enger Preiskorridor kann den CO₂-Preis im Rahmen des EU-ETS absichern und somit die indirekte Förderung durch den CO₂-Preis sicherer und planbarer gestalten. Bei Einsatz der fixen und der einseitig gleitenden Marktprämie wäre der Übergang in eine indirekte Förderung über einen CO₂-Preis dann geschafft, wenn die Marktprämie beziehungsweise der Zuschlagspreis bei null angekommen ist. Ein Beispiel für eine erfolgreiche Transition stellen Wind-Offshore-Anlagen dar, bei denen es bereits regelmäßig zu Ausschreibungen mit dem Ergebnis von Nullprämien kommt.

Fixe Marktprämien eignen sich besonders gut als Übergangsmodell in die indirekte Förderung über CO₂-Preise, da anders als unter den gleitenden Prämien bereits die gesamte Bandbreite potenzieller Börsenstrompreise weitergegeben wird. Fixe Marktprämien in Form von Innovationsausschreibungen bieten zudem eine Möglichkeit, auch kurzfristig einen stärkeren Fokus auf die Förderung flexibler beziehungsweise netzdienlicherer EE-Anlagen zu setzen.

Der Regierungsentwurf des EEG 2023 nimmt vom Modell der fixen Marktprämie allerdings Abstand und wendet nunmehr die gleitende Prämie auch bei Innovationsausschreibungen ab dem Zeitpunkt 1.10.2022 an. Als Begründung wird aufgeführt, dass die fixe Marktprämie in Zusammenhang mit gestiegenen Strompreisen zu einer Überförderung geführt hätte. Eine Umstellung auf eine einseitig gleitende Prämie würde jedoch eine Abschwächung des Marktpreissignals bedeuten, da die Erlöse aufgrund der Absicherung gegen niedrige Preise weniger schwanken als der Marktpreis. Insbesondere bei der Förderung flexibler Erzeugungsanlagen würde hierdurch der Anreiz zur Speicherung von Strom in Zeiten sehr geringer Marktpreise abgeschwächt.

Da **einseitig gleitende Prämien** nicht die komplette Bandbreite an Preisschwankungen weitergeben, ist ihr Einsatz als Übergangsmodell im Vergleich zum Einsatz fixer Marktprämien erschwert. Grundsätzlich sind aber auch einseitig gleitende Prämien als Übergangsmodell anwendbar. Hier würde das Absenken der

²³ Vgl. Brown/Reichenberg 2021.

Prämie jedoch gleichzeitig zu einer Reduktion des Versicherungseffektes hinsichtlich einer garantierten Mindestvergütung führen, wodurch der Übergang im Vergleich zu fixen Marktprämien insgesamt härter ist. Da einseitig gleitende Prämien das zurzeit vorherrschend verwendete Modell im EEG sind, gäbe es bei Beibehaltung dieses Modells wiederum den geringsten rechtlichen Änderungsbedarf.

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

Eine weitere Möglichkeit, das Fördermodell für die Übergangszeit zu gestalten, wäre die Umstellung von einer zeitbezogenen Förderung zu einer Mengenförderung. Bei der Mengenförderung würde statt einem festen Förderzeitraum (zum Beispiel 20 Jahre) ein Gesamtvolumen eingespeister Energie vereinbart, das durch eine Prämie gefördert wird. Die Förderung endet somit, wenn die vereinbarte Menge an Strom ins Stromnetz eingespeist wurde. Somit würde der Anreiz entfallen, so viel Strom wie möglich innerhalb des vereinbarten Förderzeitraums einzuspeisen.²⁴ Negative Strompreise wären in Verbindung mit fixer Marktprämie somit besser zu verhindern, da in Zeiten mit negativen Börsenstrompreisen ein Anreiz zum Abregeln entstünde und Prämienzahlungen nicht verloren gingen, sondern lediglich zeitlich nach hinten verschoben würden. Eine zeitliche Verschiebung von Zeiten ohne Förderung aufgrund negativer Preise über den festen Förderzeitraum hinaus ist bereits im aktuellen System gemäß § 51a EEG vorgesehen. Allerdings würde bei einer Umstellung auf Mengenförderung gleichzeitig die Verknüpfung an einen festen Förderzeitraum aufgelöst werden. Bei einer Verbindung der Mengenförderung mit einseitig gleitenden Prämien müsste allerdings zusätzlich eine Regelung getroffen werden, um das Abschalten der Anlagen bei negativen Strompreisen zu erreichen. Zusätzlich würde das Investitionsrisiko sinken, da das gesamte Fördervolumen besser vorhersagbar ist. Somit würde zum Beispiel kein Risiko mehr bestehen, dass der vereinbarte Förderzeitraum mit eher „windschwachen“ Jahren aufeinander fällt.

CO₂-Preis als zukünftiges Leitinstrument

Je stärker der CO₂-Preis ansteigt, desto geringere zusätzliche direkte Förderprämien (in Form von Marktprämien) müssen gewährt werden, um den Zubau von EE-Anlagen im gewünschten Umfang zu ermöglichen. Ziel sollte sein, dass der CO₂-Preis möglichst spätestens im Jahr 2030 ein Niveau erreicht, das zusätzliche Förderprämien im Regelfall für Neuanlagen auf null absenkt. In diesem Fall ist ein Marktszenario erreicht, in dem erneuerbare Energien ohne weitere direkte Fördermittel bestehen und zugebaut werden können.

Ist im Jahr 2030 das Ausbauziel von 80 % erneuerbare Energien in der Stromerzeugung erreicht, sollte der Fokus daraufgelegt werden, die Wirkung der CO₂-Bepreisung auf die Erreichung der Klimaziele zu verstärken. Dafür sollte die CO₂-Bepreisung in Europa auf alle Sektoren ausgeweitet werden. Auch hierfür ist 2030 ein sinnvoller Zeithorizont, da bis dahin die Festlegung der sogenannten Lastenteilung („Effort Sharing Regulation“) der EU ausläuft.²⁵ Eine solche Erweiterung des CO₂-Preises kann die Kosteneffizienz von Emissionsreduktionen noch einmal erhöhen, weil Emissionen dann auch sektorübergreifend dort

²⁴ Vgl. Bundesverband Erneuerbarer Energien e.V. (Hrsg.)/ Fraunhofer IEE/Fraunhofer ISE/BBH 2021.

²⁵ Vgl. acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020.

eingespart werden können, wo Einsparungen am günstigsten umsetzbar sind.²⁶ Da außerdem sowohl der Wärme- als auch Verkehrssektor (Beispiel E-Mobilität) immer stärker elektrifiziert und somit in den Stromsektor integriert werden, wären rivalisierende CO₂-Preissysteme für verschiedene Sektoren mittelfristig ohnehin nicht mehr trennscharf und könnten zu Unsicherheiten führen.

Um Investitionsrisiken zu vermindern, ist in erster Linie ein verlässlicher **Mindestpreis** für CO₂-Ausstoß wichtig. Optimalerweise würde ein solcher Mindestpreis im EU-ETS europaweit und über alle abgedeckten Sektoren hinweg eingeführt. Gelingt dies nicht, wäre es auch möglich, im bestehenden EU-ETS einen nur für Deutschland gültigen Mindestpreis einzuführen. Dann würde für deutsche Stromproduzenten eine zusätzliche Abgabe auf CO₂-Ausstoß fällig, die eine Handelspreisunterschreitung des gesetzten Mindestpreises kompensiert. Eine nationale Variante wäre allerdings weniger effizient als eine europaweite Umsetzung und sollte daher maximal als Übergangslösung hin zu einem EU-weiten Mindestpreis angesehen werden.²⁷

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

Mit dem Übergang zum CO₂-Preismodell wird das EEG nach und nach überflüssig. Für Bestandsanlagen wird gleichwohl aus Bestandsschutzgründen noch lange Zeit das EEG übergangsweise weiter gelten. Weitere Privilegierungen wie der Einspeisevorrang, der ohnehin zunehmend relativiert wird, sollten ebenfalls zeitnah auslaufen. Langfristig ist damit auch eine signifikante Komplexitätsreduktion zu erreichen.

²⁶ Vgl. Abrell/Rausch 2021.

²⁷ Vgl. acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020.

9 Fazit

Damit das Strommarktdesign zur Erreichung der Klimaziele beiträgt und den zukünftigen hohen Anteilen von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung gerecht wird, bedarf es einer Überarbeitung des aktuellen Modells. Auf lange Sicht ist dafür ein CO₂-Preis als Leitinstrument nach den Kriterien der Klimawirksamkeit und der Kosteneffizienz am besten geeignet. Deshalb sollte auf dieses Modell hingearbeitet werden, sodass es im bestmöglichen Fall schon vor 2030 greifen kann. Während der Übergangszeit sollte der CO₂-Preis in einem vorhersehbaren Preiskorridor allmählich ansteigen. Gleichzeitig sollte ein für die Übergangszeit gewähltes Prämienmodell zur Förderung der hohen Ausbauziele von erneuerbaren Energien bereits marktnah ausgestaltet sein, um den Übergang möglichst fließend zu gestalten. Fixe Marktprämien kommen diesem Kriterium am nächsten. Da einseitig gleitende Marktprämien jedoch weit verbreitet sind und bis spätestens 2030 der CO₂-Preis als alleiniges Fördermodell greifen soll, kann der Übergang auch direkt aus einer einseitig gleitenden Prämie gestaltet werden, um einen weiteren Zwischenschritt zu vermeiden. Zweiseitig gleitende Prämien (Differenzverträge) sind kein marktnahes Modell, deshalb ist von ihnen abzuraten. Eine Ausnahme hiervon könnten gesondert zu fördernde Einzelfälle sein.

Wirksamkeit und Kosteneffizienz des Modells sollten während des Übergangs stets evaluiert werden, um unerwünschte Entwicklungen möglichst früh zu identifizieren und gegensteuern zu können. Außerdem sollte auf eine gute Anbindung an das EU-ETS hingearbeitet werden, damit zu einem späteren Zeitpunkt die alleinige CO₂-Bepreisung bestmöglich greifen kann. Bei der Ausgestaltung der CO₂-Bepreisung sollte eine mögliche Festlegung von Mindest- oder Maximalpreisen überdacht werden.

Die Fokussierung auf den CO₂-Preis als Leitinstrument der Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bedeutet nicht, dass zur Erreichung weiterer Ziele (wie etwa das Sicherstellen einer adäquaten Versorgungssicherheit, die Förderung von Innovationen oder die Berücksichtigung bestimmter Unternehmensformen wie etwa Genossenschaften) nicht weitere Instrumente zusätzlich zum CO₂-Preis sinnvoll sind. Im Gegenteil: Es ist davon auszugehen, dass die Erreichung weiterer Ziele am besten mit Hilfe weiterer Instrumente sichergestellt werden kann. Für die Förderung einer kosteneffizienten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist gleichwohl ein CO₂-Preis langfristig das am besten geeignete Instrument.

Literatur

Abrell/Rausch 2021

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

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020

acatech/Leopoldina/Akademienunion (Hrsg.): *CO₂ bepreisen, Energieträgerpreise reformieren*. (Wege zu einem sektorenübergreifenden Marktdesign, Halle (Saale) u.a.: Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e.V. - Nationale Akademie der Wissenschaften; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e.V.; acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V. 2020.

Bett et al.

Bett, A. W./Erlach, B./Gölz, S./Gutnik, M./Hentschel, A./Hirschl, B./Hübner, G./Kienzlen, V./Matthies, E./Müller, F. J. Y./Münch, W./O'Sullivan, M./Rech, B./Reusswig, F. W./Schöbel-Rutschmann, S./Schomerus, T./Stryi-Hipp, G.: „Vorschläge für einen klimagerechten Ausbau der Photovoltaik und Windenergie (Impuls)“. In: *Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS)*.

Brown/Reichenberg 2021

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

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

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

Clò/D'Adamo 2015

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

Cludius et al. 2014

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

Dillig et al. 2016

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

Flues et al. 2013

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

Gugler et al. 2021

Gugler, K./Haxhimusa, A./Liebensteiner, M.: „Effectiveness of climate policies: Carbon pricing vs. subsidizing renewables“. In: *Journal of Environmental Economics and Management*, 106, 2021, S. 102405.

Hirth 2013

Hirth, L.: „The market value of variable renewables“. In: *Energy Economics*, 38, 2013, S. 218–236.

López Prol et al. 2020

López Prol, J./Steininger, K. W./Zilberman, D.: „The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market“. In: *Energy Economics*, 85, 2020, S. 104552.

Nicolini/Tavoni 2017

Nicolini, M./Tavoni, M.: „Are renewable energy subsidies effective? Evidence from Europe“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 2017, S. 412–423.

Sachverständigenrat zur Begutachtung der Gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR) 2019

Feld, L. P./Schmidt, C. M./Schnabel, I./Truger, A./Wieland, V.: *Aufbruch zu einer neuen Klimapolitik*, Wiesbaden, 2019.

SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP 2021

SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP: *Mehr Fortschritt wagen. Ein Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit*, Berlin, 2021.

Steffen 2018

Steffen, B.: „The importance of project finance for renewable energy projects“. In: *Energy Economics*, 69, 2018, S. 280–294.

Empfohlene Zitierweise

Haucap, Justus/ Kühling, Jürgen/ Amin, Munib/ Brunekreeft, Gert/ Fouquet, Dörte/ Grimm, Veronika/ Gundel, Jörg/ Kment, Martin/ Ketter, Wolfgang/ Kreusel, Jochen/ Kreuter-Kirchhof, Charlotte/ Liebensteiner, Mario/ Moser, Albert/ Ott, Marion/ Rehtanz, Christian/ Wetzels, Heike/ Meinhof, Jonathan/ Wagner, Marlene/ Borgmann, Miriam/ Stephanos, Cyril: „*Strommarktdesign 2030: Die Förderung der erneuerbaren Energien wirksam und effizient gestalten* (Impuls)“, Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2022.

Autor*innen

Prof. Dr. Justus Haucap (Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf), Prof. Dr. Jürgen Kühling (Universität Regensburg), Dr. Munib Amin (E.ON), Prof. Dr. Gert Brunekreeft (Jacobs University Bremen), Dr. Dörte Fouquet (Becker Büttner Held), Prof. Dr. Veronika Grimm (FAU Erlangen-Nürnberg), Prof. Dr. Jörg Gundel (Universität Bayreuth), Prof. Dr. Martin Kment (Universität Augsburg), Prof. Dr. Wolfgang Ketter (Universität zu Köln), Prof. Dr. Jochen Kreusel (Hitachi Energy), Prof. Dr. Charlotte Kreuter-Kirchhof (Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf), Prof. Dr. Mario Liebensteiner (FAU Erlangen-Nürnberg), Prof. Dr.-Ing. Albert Moser (RWTH Aachen), Dr. Marion Ott (ZEW), Prof. Dr. Christian Rehtanz (TU Dortmund), Prof. Dr. Heike Wetzels (Universität Kassel), Jonathan Meinhof (Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf), Marlene Wagner (Universität Regensburg), Miriam Borgmann (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Dr. Cyril Stephanos (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech)

Weitere Mitwirkende

Christiane Abele (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Anja Lapac (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Annika Seiler (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech)

Reihenherausgeber

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

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

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

DOI

https://doi.org/10.48669/ESYS_2022-1

Projektlaufzeit

03/2016 bis 12/2023

Finanzierung

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

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für die Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. Im Akademienprojekt erarbeiten mehr als 100 Fachleute aus Wissenschaft und Forschung in interdisziplinären Arbeitsgruppen Handlungsoptionen zur Umsetzung einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Energieversorgung.

Kontakt:

Dr. Cyril Stephanos

Leiter der Koordinierungsstelle „Energiesysteme der Zukunft“

Pariser Platz 4a, 10117 Berlin

Tel.: +49 30 206 30 96 - 0

E-Mail: stephanos@acatech.de

web: energiesysteme-zukunft.de

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

Deutsche Akademie der
Naturforscher
Leopoldina e. V.
Nationale Akademie der
Wissenschaften
Jägerberg 1
06108 Halle (Saale)
Tel.: 0345 47239-867
Fax: 0345 47239-839
E-Mail: politikberatung@leopoldina.org
Berliner Büro:
Reinhardtstraße 14
10117 Berlin

acatech – Deutsche Akademie
der Technikwissenschaften e. V.
Geschäftsstelle München:
Karolinenplatz 4
80333 München
Tel.: 089 520309-0
Fax: 089 520309-9
E-Mail: info@acatech.de
Hauptstadtbüro:
Pariser Platz 4a
10117 Berlin

Union der deutschen Akademien
der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2
55131 Mainz
Tel.: 06131 218528-10
Fax: 06131 218528-11
E-Mail: info@akademienunion.de
Berliner Büro:
Jägerstraße 22/23
10117 Berlin