

# Förderinstrumente für erneuerbare Energien auf dem Prüfstand: Erkenntnisse des europäischen Forschungsprojekts TradeRES

Johannes Kochems, Kristina Nienhaus, Evelyn Sperber und Christoph Schimeczek

Mit der Wachstumsinitiative und dem Optionpapier „Strommarktdesign“ hat die Bundesregierung begonnen, ihre Standpunkte zu einem neuen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien zu konkretisieren. Fast zeitgleich tritt eine novellierte EU-Verordnung in Kraft, die fordert, staatliche Förderung zukünftig in der Regel über zweiseitige Differenzverträge zu gewähren. In diesem Spannungsfeld werden im Folgenden Erkenntnisse des Projekts TradeRES zur finanziellen Förderung für erneuerbare Energien präsentiert.

Investitionen in erneuerbare Energien sind mit Preis- und Mengenrisiken verbunden. Die langfristige Entwicklung dieser Risiken ist mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Angesichts des hohen Ausbaubedarfs stellt sich damit die Frage nach geeigneten finanziellen Absicherungsinstrumenten. Das europäische Forschungsprojekt TradeRES analysiert für verschiedene Zukunftsszenarien finanzielle Förderinstrumente für dargebotsabhängige erneuerbare Energien, darunter eine Investitionskostenförderung durch eine Kapazitätsprämie sowie Ausgestaltungsvarianten für Differenzverträge.

Die hier vorgestellten Ergebnisse umfassen marktbasierend nicht bezuschlagte Strommengen sowie die Refinanzierung der Vollkosten der erneuerbaren Erzeugung je Instrument. Ein besonderes Augenmerk wird auf die starke Sensitivität der Aussagen hinsichtlich der zugrundeliegenden Szenarien gelegt.

## Analyse

### Das agentenbasierte Modell AMIRIS

Zur Analyse der verschiedenen Förderinstrumente wird das agentenbasierte Strommarktmodell AMIRIS [1] verwendet. Es bildet die betriebswirtschaftlich motivierten Entscheidungen von Akteuren an Strommärkten über prototypische Agenten ab. Im Modell geben Händler Kauf- oder Verkaufsgebote unter Berücksichtigung von Opportunitätskosten ab. Diese werden von der Strombörse zusammengeführt, um Strompreise und Handelsvolumina zu bestimmen. Anhand der Fahrpläne, die von den Händlern übermittelt werden, bestimmen Anlagenbetreiber über den Einsatz der Einheiten. Die finanziellen Flüsse zwischen den Akteuren werden ebenfalls explizit simuliert.



Das europäische Forschungsprojekt TradeRES analysiert für verschiedene Zukunftsszenarien finanzielle Förderinstrumente für dargebotsabhängige erneuerbare Energien

Bild: Adobe Stock

### Modellierung von Förderinstrumenten

AMIRIS erlaubt es, verschiedene Förderinstrumente zu simulieren. Im Rahmen des Projekts TradeRES [2] wurden auch aktuell diskutierte Optionen, wie zweiseitige Differenzverträge, Investitionskostenzuschüsse [3] bzw. Kapazitätsprämien oder sog. Financial Contracts for Difference (CfD) [4] implementiert. In dieser Analyse werden die folgenden Instrumente miteinander verglichen:

- **Keine Förderung (NONE):** Die Anlagenbetreiber erhalten nur ihre über den Markt erzielten Erlöse.
- **Fixe Marktprämie (MPFIX):** Die Anlagenbetreiber erhalten zusätzlich zu den Markterlösen eine pro eingespeister Strommenge fixe Prämie, die vorab festgelegt wird.
- **Einseitiger CfD (1-WAY-CFD):** Die Anlagenbetreiber erhalten eine Prämie in Höhe der Differenz zwischen anzulegendem Wert und monatlichem Marktwert, wenn der Marktwert niedriger als der anzulegende Wert ist. Dies entspricht dem aktuell gültigen Förderinstrument der gleitenden Marktprämie, wobei im Unterschied zur Rechtslage kein Jahresmarktwert gewählt wird, um die Effekte der monatlichen Varianz der Zahlungen herauszustellen.
- **Zweiseitiger CfD (2-WAY-CFD):** Die Absicherung niedriger Erlöse entspricht dem einseitigen CfD, allerdings muss in Monaten, in denen der monatliche Marktwert den anzulegenden Wert übersteigt, die Differenz zurückgezahlt werden. Bei dieser Erweiterung des Modells der gleitenden

Marktpremie können in Rückzahlungsperioden auch negative Prämien auftreten.

- **Kapazitätsprämie (CP):** Die Anlagenbetreiber erhalten eine Zahlung für die installierte Leistung. Diese kann auch zeitlich gestaffelt ausgezahlt werden.
- **Financial CfD (FIN-CFD):** Das Modell kombiniert zwei Zahlungsströme: Einerseits erhalten die Anlagenbetreiber eine (annähernd kostendeckende) Kapazitätsprämie. Andererseits sind sie verpflichtet, die Erlöse einer fiktiven Referenzanlage zurückzuzahlen. In den Simulationen wird der Bundesdurchschnitt aller Einspeisungen als Referenz gewählt.

Entscheidend für die Ergebnisse der Modellierung ist, dass sich aus den Opportunitäten der Förderkosten ein jeweils abweichendes Bietverhalten ergibt: Bei den Optionen, die keine produktionsabhängige Förderung erhalten (NONE, CP, FIN-CFD), bieten die Anlagen zu ihren variablen Kosten. Diese sind zwar verglichen mit brennstoffbasierten Technologien sehr gering, aber beispielsweise bei der Offshore-Windenergie wegen der höheren Aufwände für Wartung etc. höher als bei Windenergie an Land.

Bei den produktionsabhängigen Optionen (MPFIX, 1-WAY-CFD, 2-WAY-CFD) ergeben sich durch die Prämienauszahlung Opportunitätskosten, sodass bei der Kalkulation der Gebote die erwartete Prämie von den variablen Kosten subtrahiert wird. Die Null gilt dabei als untere Gebotsgrenze, da zukünftig für Stunden mit negativen Preisen keine Prämien mehr ausgezahlt werden. Im Falle des 2-WAY-CFD führen negative Prämien in Rückzahlungsperioden zu entsprechend erhöhten Gebotspreisen.

### Betrachtete Fallstudie

Untersucht wird der Einfluss der verschiedenen Förderinstrumente auf die Spotmarktpreise, Unterschiede in der Bezuschlagung sowie die Refinanzierung der Vollkosten der erneuerbaren Energien. Dafür werden verschiedene Szenarien [5] für den europäischen Kapazitätsmix aus dem Projekt TradeRES übernommen. Zielvorgabe bei der Ermittlung der Szenarien auf Basis einer Energiesystemoptimierung war eine (nahezu) vollständige Defossilisierung der Energiesysteme. Die vorliegende Analyse beschränkt

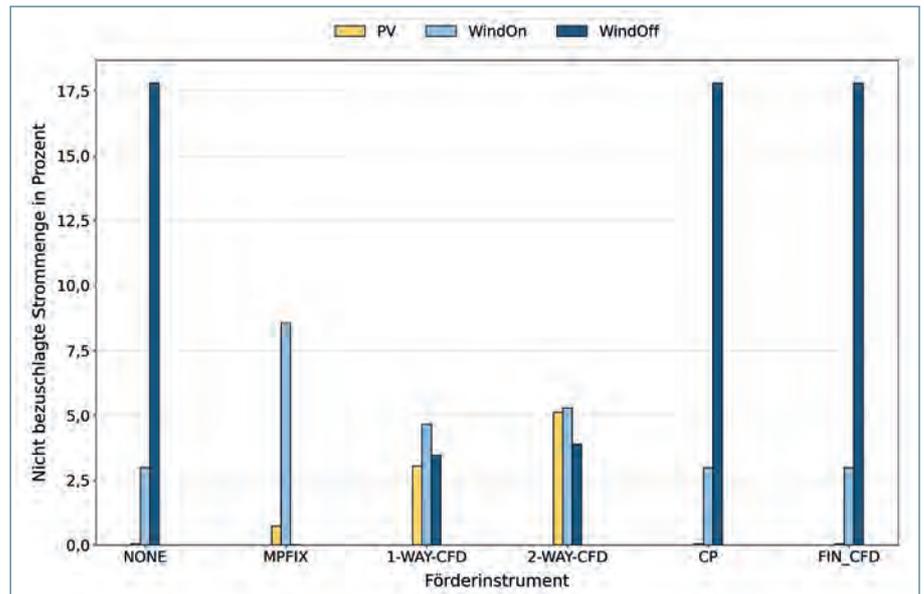


Abb. 1 Nicht bezuschlagte Strommengen von Wind- und Solarenergie im Szenario S1

Quelle für alle Abb.: Autoren

sich auf Deutschland. Aus modellierungstechnischen Gründen wird in AMIRIS der Einsatz von Batteriespeichern sowie das Verhalten nachfrageseitiger Flexibilitäten aus der Energiesystemoptimierung übernommen.

Simuliert wird das Betrachtungsjahr 2045 mit dem szenariospezifischen Kapazitätsmix in stündlicher Auflösung. Zur Parametrierung der Förderinstrumente werden die Förderhöhen so eingeregelt, dass alle Anlagen annähernd exakt ihre Vollkosten decken. Aufgrund der angenommenen monatlichen

Referenzperiode und der instrumentenspezifischen Mechanik der Gebotslegung kann es in einzelnen Monaten dennoch zu Überförderungen kommen.

## Ergebnisse

### Nicht bezuschlagte Strommengen und Refinanzierung für exemplarisches Szenario

Im Folgenden werden Ergebnisse für das TradeRES-Szenario S1 vorgestellt. Im Vergleich mit den anderen Szenarien zeichnet

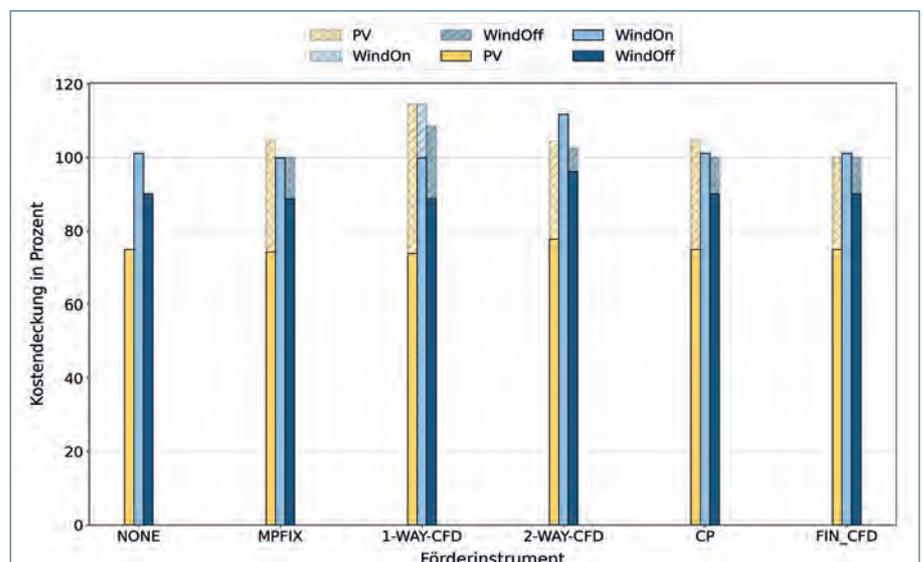


Abb. 2 Kostendeckung von Wind- und Solarenergie im Szenario S1 (einfarbige Balken: Markterlöse, schraffierte Balken: Förderzahlungen)

es sich durch einen niedrigeren PV-Ausbau, geringere Wasserstoffpreise, niedrigere Nachfrageflexibilität, weniger Batteriespeicherkapazitäten und einen relativ hohen Anteil an wasserstoffbefeuerten Gaskraftwerken aus.

Nichtbezuschlagungen der angebotenen erneuerbaren Strommengen sind mit Auswirkungen auf die Rentabilität von Anlagen verbunden. Abb. 1 stellt die wegen Unterschreitung der Gebotspreise nicht bezuschlagten Strommengen in Prozent des technologie-spezifischen Gesamtzeugungspotenzials dar. Die im Vergleich zu anderen Technologien höheren variablen Kosten von Wind Offshore führen in den Simulationen mit keiner (NONE) oder produktionsunabhängiger Förderung (CP und FIN-CFD) zu einer Nichtbezuschlagung von nahezu 18 % des Gesamtproduktionspotenzials. Bei MP-FIX führt die Einpreisung der Prämie dazu, dass Offshore-Anlagen günstiger bieten als Onshore-Anlagen oder neue PV-Freiflächenanlagen, da diese im Szenario S1 kaum noch Förderung benötigen. In der Folge sinkt die Nichtbezuschlagung von Offshore zu Lasten der beiden anderen Energieträger. Bei den CfD-Modellen 1-WAY-CFD und 2-WAY-CFD ändern sich die Prämienhöhen und teilweise auch die Gebotslimits monatlich, sodass hier Verschiebungen festzustellen sind. Beim 2-WAY-CFD berücksichtigen die Händler bei technologiespezifischen Marktwerten, die über dem anzulegenden Wert liegen, die entsprechenden Rückforderungszahlungen

in ihren Geboten. Sie bieten also über ihren Grenzkosten an. Hierdurch kommt es zu einem Anstieg der Nichtbezuschlagungen. Daher ist das insgesamt nicht bezuschlagte erneuerbare Produktionspotenzial im Fall von 2-WAY-CFD am höchsten.

Die prozentuale Deckung der Vollkosten von Wind- und Solarenergie ist in Abb. 2 dargestellt. Bei Solarenergie ist dabei die gewichtet gemittelte Refinanzierung von deutlich kostengünstigeren Freiflächenanlagen sowie teureren Dachanlagen angegeben. Es zeigt sich, dass für das betrachtete Szenario die Solarenergie im Fall ohne Förderung (NONE) ihre Kosten nur zu etwa 70 % durch Markterlöse decken kann. Bei Windenergie Onshore ist im Szenario S1 eine markt-basierte Kostendeckung möglich, bei Windenergie Offshore werden etwa 90 % der Kosten gedeckt.

Als eines der Kernergebnisse lässt sich festhalten, dass alle Förderinstrumente – unter der angenommenen „perfekten“ Parametrierung – eine vollständige Kostendeckung ermöglichen. Für MPFIX, 2-WAY-CFD und CP zeigt sich eine leichte Überdeckung der Kosten bei Solarenergie. Diese ist darauf zurückzuführen, dass neuere Freiflächenanlagen durch Markterlöse mehr als ihre Kosten decken, während Bestandsanlagen und Dachanlagen (ohne Annahme von Eigenverbrauch) auf Förderung angewiesen sind. Eine Überdeckung der Kosten aller Techno-

logien ist beim 1-WAY-CFD erkennbar. Das Modell ist mit keiner Rückzahlungsverpflichtung verbunden, sondern einseitig auf die Absicherung von Mindestlösen zugeschnitten. In Monaten mit höheren Marktwerten entstehen daher Zusatzgewinne, die nicht verrechnet werden. Der 2-WAY-CFD geht zwar mit einer Rückzahlungsverpflichtung einher, diese ist aber mit Preis- und Mengeneffekten gepaart: Die markt-basierte Refinanzierungsrate liegt insbesondere bei der Windenergie Onshore höher, da durch die Berücksichtigung von Rückzahlungsverpflichtungen in den Geboten die Marktwerte steigen.

### Erheblicher Einfluss der Szenarioauswahl

Zur Überprüfung der Robustheit der Effekte wurden in TradeRES verschiedene Szenarien untersucht. In Abb. 3 ist exemplarisch die markt-basierte Refinanzierungsrate für PV (links) und Wind Onshore (rechts) für die im Projekt errechneten Szenarien S1 bis S4 gegenübergestellt.

Es zeigt sich, dass sich im Szenario S2 mit mehr verbrauchsseitiger Flexibilität und höheren Wasserstoffpreisen im System infolge eines deutlich höheren Preisniveaus (mittlerer Strompreis in S2: 75 €/MWh) ein höherer Anteil der Vollkosten rein durch Markterlöse decken lässt. Für S4 ergeben sich ähnliche Tendenzen. Durch einen im Vergleich zu S2 geringeren Wasserstoffpreis fällt das Strompreisniveau allerdings wesent-

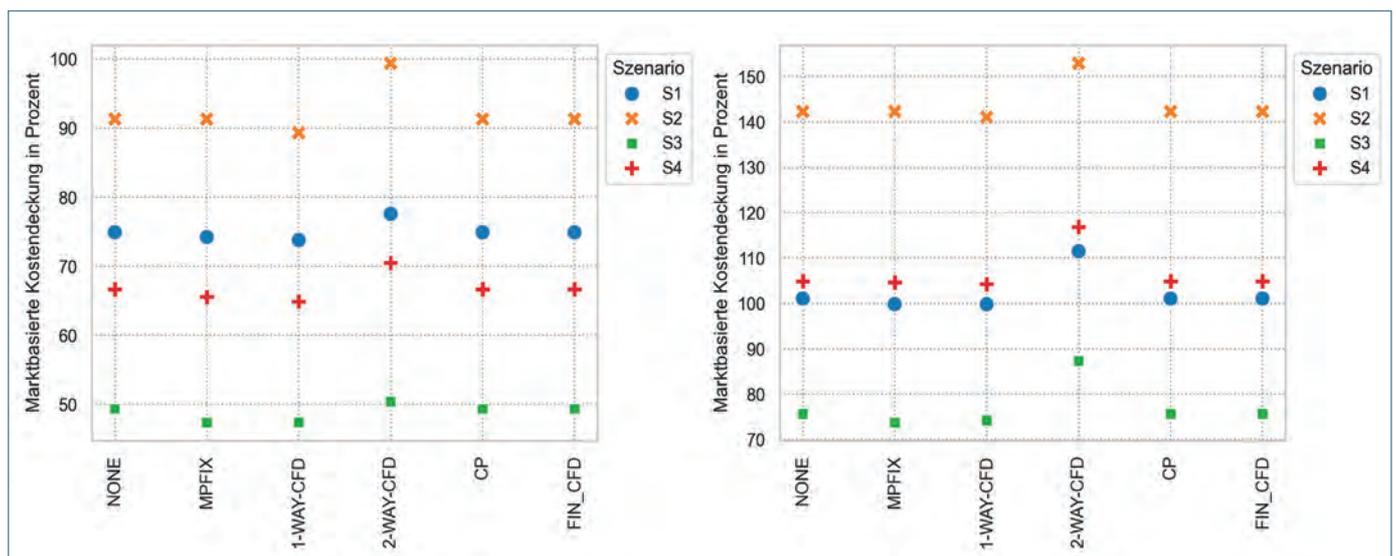


Abb. 3 Markt-basierte Refinanzierung für PV (links) und Windenergie Onshore (rechts) für verschiedene Förderoptionen und Szenarien

lich niedriger aus (mittlerer Strompreis in S4: 48 €/MWh). Ein höherer Anteil an erneuerbaren Energien in S3 führt beim gleichen Wasserstoffpreis wie in S1 bedingt durch den damit verbundenen Merit-Order-Effekt zu einem geringeren Preisniveau (mittlerer Strompreis in S1: 66 €/MWh und in S3: 45 €/MWh), das durch den vergleichsweise niedrigen Flexibilitätseinsatz nicht kompensiert werden kann. Augenscheinlich ist, dass die marktbasiertere Refinanzierungsrate wesentlich stärker von der Szenarioauswahl als vom Förderinstrument beeinflusst ist.

Lediglich für den 2-WAY-CFD ist in allen Szenarien eine systematisch bessere marktbasiertere Refinanzierung festzustellen. Diese lässt sich durch höhere Marktwerte infolge von positiven Geboten in Rückzahlperioden und die verringerte Bezuschlagung erklären. Die geringere marktbasiertere Kostendeckung bei PV verglichen mit Wind geht auf verhältnismäßig hohe Kosten von Dachanlagen und auf die hohe Gleichzeitigkeit mit marktwert-senkendem Effekt zurück.

## Schlussfolgerungen und Ausblick

### Erhebliche Unsicherheit der Marktwertentwicklung

Die Analysen zeigen, dass die marktseitigen Erlöse erneuerbarer Energien sehr stark von der zukünftigen Systemkonstellation abhängen. Die damit verbundene Unsicherheit stellt eine Herausforderung bei der Absicherung von Investitionsrisiken dar, insbesondere bei Förderinstrumenten, die es erfordern, die Höhe von Prämien vorab festzulegen. Dabei ist die Prognose für die unterschiedlichen Förderinstrumente unterschiedlich herausfordernd: Im Fall einer Investitionskostenförderung oder einer fixen Marktprämie müssen etwa Markterlöse über die gesamte Lebensdauer prognostiziert werden.

Dies gestaltet sich wesentlich komplexer als eine Prognose von Gestehungskosten, wie sie bei der gleitenden Marktprämie, einem zweiseitigen CfD oder – mit der Ergänzung der zusätzlichen Einschätzung der relativen Position zur Referenzanlage – beim Financial CfD erforderlich ist. Diese unterschiedlichen Anforderungen können sich aufgrund der mit ihnen verbundenen Refinanzierungsrisiken über entsprechende Kapitalkosten in den Förderkosten niederschlagen [6].

### Effekte der Förderinstrumente

Im Gegensatz zu produktionsunabhängigen Förderinstrumenten zeigen sich für produktionsabhängige Förderinstrumente die in [4] dargelegten Dispatch-Verzerrungen, wie z. B. auch Unterschiede in der Bezuschlagung in Folge veränderter Gebote. Für den zweiseitigen CfD als Förderinstrument mit Rückzahlungsverpflichtung werden systematisch höhere Preise und nicht bezuschlagte Produktionsmengen festgestellt. Dem könnte durch eine Erweiterung um eine dynamische Rückzahlungsverpflichtung [7, 8] begegnet werden. Beim Instrument der gleitenden Marktprämie (einseitiger CfD) sind leichte Kostenüberdeckungen festzustellen, die auf die einseitige Preisabsicherung zurückzuführen sind. Allerdings ist dieses Instrument wegen des fehlenden Abschöpfungsmechanismus wohl ohne Erweiterung nicht mehr kompatibel mit den EU-Anforderungen an zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Systeme [9].

Anknüpfende Forschungsarbeiten sollten die Analysen um die unterschiedlichen, instrumentenspezifischen Risiken einer Fehlparametrierung der Prämien und ihres Einflusses auf die Finanzierungskosten erweitern sowie neue Basisrisiken produktionsunabhängiger Modelle in den Blick nehmen.

### Quellen

- [1] Schimeczek, C; Nienhaus, K; Frey, U; Sperber, E; Sarfarazi, S; Nitsch, F; Kochems, J; Ghazi, A A E: AMIRIS: Agent-based Market Model for the Investigation of Renewable and Integrated Energy Systems. In: Journal of Open Source Software 8 (2023) 84, S. 5041. <https://doi.org/10.21105/joss.05041>
- [2] TradeRES. New Markets Design & Models for 100% Renewable Power Systems. <https://traderes.eu/>
- [3] Bundesregierung: Wachstumsinitiative – neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland 2024. [https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Oeffentliche-Finzen/Bundshaushalt/bundshaushalt-2025-und-wachstumsinitiative-2.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Oeffentliche-Finzen/Bundshaushalt/bundshaushalt-2025-und-wachstumsinitiative-2.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
- [4] Schlecht, I; Maurer, C; Hirth, L: Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. In: Energy Policy 186 (2024), S. 113981. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.113981>

- [5] Helistö, N; Johanndeiter, S; Kiviluoma, J; Similä, L, Rasku, T; Harrison, E; Wang N; Martin Gregorio, N; Usmani, O; Hernandez Serna, R; Kochems, J; Sperber, E; Chrysanthopoulos, N; Couto, A; Algarvio, H; Estanqueiro, A: TradeRES scenario database. 2024. <https://doi.org/10.5281/zenodo.10829706>
- [6] May, N; Neuhoﬀ, K: Financing Power: Impacts of Energy Policies in Changing Regulatory Environments. In: The Energy Journal 43 (2021). <https://doi.org/10.5547/01956574.42.4.nmay>
- [7] BMWK: Strommarktdesign der Zukunft. Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, Korrigierte Fassung 2024. [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=10](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=10)
- [8] BMWK: Bericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS). Berlin 2024. [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/integrierter-gesamtbericht-ueber-die-arbeit-der-pkns.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/integrierter-gesamtbericht-ueber-die-arbeit-der-pkns.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
- [9] Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union. Verordnung (EU) 2024/1747.

*M. Sc. J. Kochems, Dipl. Volksw. K. Nienhaus, Dipl. Wirt.-Ing. E. Sperber, Dr. C. Schimeczek, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme, Stuttgart*  
[johannes.kochems@dlr.de](mailto:johannes.kochems@dlr.de)

### Förderhinweis

Diese Arbeit ist im Rahmen des von der Europäischen Kommission im Rahmen des Horizon 2020 Forschungsprogramms geförderten Forschungsprojekts TradeRES (Grant Agreement Number 864276) entstanden.