

Hawkish Winds: Wie Zinsen die Energiewende treffen

@ Aurora Li¹

aurora.li@dezernatzukunft.org

19.03.2026

Executive Summary

Welche Folgen haben Leitzinserhöhungen der EZB auf Energieinvestitionen in Deutschland? Um diese Frage zu beantworten, schauen wir auf verschiedene geldpolitische Szenarien und analysieren deren Auswirkungen auf die Finanzierungskosten für erneuerbare Energien und Stromnetze. Im Gegensatz zu vielen Vorgängerstudien berücksichtigen wir dabei auch die Förder- und Regulierungssysteme Deutschlands. Unsere Analyse zeigt, dass restriktive Geldpolitik den Ausbau erneuerbarer Energien verteuert. Unter dem Förderregime des Erneuerbare-Energien-Gesetzes können diese Kosten aber zulasten des Bundeshaushalts kompensiert werden – so steigen potenziell die Förderkosten um bis zu 2,1 Milliarden Euro pro Kohorte über die gesamte Laufzeit. Auch beim Stromnetz können höhere Leitzinsen durch die Netzregulierung abgefedert werden. Allerdings tragen hier die Endkund:innen die Mehrkosten. Sprich: Die Strompreise steigen. Friktionen in den Fördersystemen und in der Regulation können zusätzlich dazu führen, dass Investitionen ausbleiben. Um sowohl fiskalische Sicherheit als auch stabile Verbraucherpreise zu gewährleisten, regen wir eine engere Koordination zwischen Geld- und Fiskalpolitik an.

#GELDPOLITIK

#ENERGIEINVESTITIONEN

#FÖRDERREGIME

#FISKALPOLITIK

¹ Ich danke Axel Kölschbach Ortego, Joke Steinwardt und Levi Henze für ihre inhaltlichen Beiträge und Diskussionen, ohne die diese Arbeit in ihrer jetzigen Form nicht entstanden wäre. Besonderer Dank gilt Janek Steitz, dessen konstruktives Feedback maßgeblich zum Abschluss dieser Arbeit beigetragen hat. Ebenso danke ich Max Krahé für die wertvollen inhaltlichen Anregungen und kritischen Kommentare. Für die sorgfältige Unterstützung im Veröffentlichungsprozess danke ich dem gesamten Kommunikationsteam, insbesondere Timm Leinker und Kevin Einkel.

In Kürze

Ausgangslage

- Investitionen in Energieinvestitionen sind zinssensibel: **Steigende Leitzinsen erhöhen die Kapitalkosten (WACC)** und verteuern damit Investitionen in erneuerbare Energien und Stromnetze.
- **Staatliche Fördermechanismen** zielen grundsätzlich darauf ab, **steigende Finanzierungskosten abzufedern**. Sie ermöglichen Investoren, steigende Kapitalkosten über höhere Gebote oder regulatorisch anerkannte Verzinsungen weiterzugeben – und sollen so direkte Investitionsrückgänge verhindern.
- Mit den Zinserhöhungen der EZB im Jahr 2022 zeigte sich jedoch, dass diese **Abfederungsmechanismen nur begrenzt wirkten**. Verzögert angepasste EEG-Höchstwerte führten 2022/23 zu deutlichen Unterzeichnungen in Solar- und Windauktionen – und damit zu spürbaren Investitionsausfällen.

Ergebnisse der Modellanalyse

- **Steigende Zinsen erhöhen WACC und Stromgestehungskosten** für erneuerbare Energien: Im stark restriktiven Szenario steigen die LCOE (Levelized Cost of Energy) gegenüber der Baseline um 4,4 Prozent (Solar-PV), 4,7 Prozent (Onshore-Wind) und 4,8 Prozent (Offshore-Wind).
- Ohne Anpassungsfriktionen im Fördersystem schlagen höhere Finanzierungskosten auf die öffentlichen Haushalte durch: Die **EEG-Förderkosten steigen je nach Kohorte und Szenario um bis zu 2,1 Milliarden Euro** gegenüber der Baseline.
- Bei Stromnetzinvestitionen erhöht eine stark restriktive Geldpolitik die Kapitalkosten der Netzbetreiber und schlägt über die Erlösobergrenze auf die Netzentgelte durch: **Die Netzentgelte steigen bis 2040 im Durchschnitt um 0,23 ct/kWh**.

Politische Implikationen

- Ein Europavergleich der Förderregime zeigt **Gestaltbarkeit**: Länder mit häufiger aktualisierten Preisparametern und automatischer Indexierung verfügen über höhere strukturelle Widerstandskraft gegenüber Zinsanstiegen – allerdings **auf Kosten höherer fiskalischer Ausgaben oder stärker schwankender Verbraucherpreise**.
- Die Zinspolitik der EZB beeinflusst direkt die fiskalischen Kosten staatlicher Förderprogramme und die Preisentwicklung im Energiesektor. Ein beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien liegt im Eigeninteresse der EZB, da er zur Entkopplung von fossilen Energiepreisen beiträgt. Diese Interdependenzen sprechen für eine **engere Koordination von Geld- und Fiskalpolitik**.
- Ein **gezieltes Refinanzierungsprogramm** könnte Friktionen in nationalen Fördersystemen gezielt abfedern, Staatshaushalte entlasten und Preissteigerungen für Endverbraucher:innen begrenzen – **ohne die Rollenverteilung grundsätzlich zu verschieben**: Die Fiskalpolitik behalte die führende Rolle, die Geldpolitik würde lediglich deren Wirksamkeit in Zinsstraffungsphasen sichern.

1. Zinswende trifft die Energiewende.....	4
Klimafaktoren unter dem EZB-Mandat.....	4
Nationale Förderregime: bisher kaum Teil der geldpolitischen Debatte	5
2. Fördersysteme und Regulierung von Energieinvestitionen	6
Erneuerbare Energieerzeugung	6
<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz.....</i>	6
<i>Anpassungsfriktionen.....</i>	7
Stromnetze	11
<i>Anreizregulierung.....</i>	11
<i>Anpassungsfriktionen.....</i>	12
3. Die geldpolitischen Effekte auf Energieinvestitionen	14
Erneuerbare Energieerzeugung	15
<i>Effekte der Zinspolitik auf LCOE und Haushalt</i>	15
<i>Interpretation</i>	17
Stromnetze	18
<i>Effekte der Zinspolitik auf Netzentgelte für Verbraucher:innen</i>	18
<i>Interpretation.....</i>	19
4. Fördersysteme in der Eurozone	21
Wie stark Auktionssysteme auf steigende Finanzierungskosten reagieren.....	21
Heterogene Regulierung, ähnliche Effekte bei Netzentgelten	22
5. Geldpolitik und Energiewende zusammendenken	23
6. Anhang	24
7. Literaturverzeichnis	29

1. Zinswende trifft die Energiewende

Der Ausbau erneuerbarer Energien und Stromnetze ist kapitalintensiv. Ein Großteil der Gesamtkosten fällt zu Beginn eines Projekts an, während die laufenden Betriebskosten vergleichsweise gering sind. Die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte hängt daher maßgeblich von den Finanzierungskosten ab.

Die Europäische Zentralbank (EZB) beeinflusst diese Finanzierungskosten über ihre Zinspolitik. Steigende Leitzinsen schlagen über Kapitalmärkte auf Fremd- und Eigenkapitalkosten durch und verändern damit die gewichteten Kapitalkosten (WACC) von Energieinfrastrukturprojekten. In Phasen restriktiver Geldpolitik können sich die Finanzierungskosten deutlich erhöhen.

In der Literatur wird daher argumentiert, dass Investitionen in erneuerbare Energien besonders zinssensibel sind. Ein Anstieg der Kapitalkosten erhöht die Stromgestehungskosten² (Levelized Cost of Energy, LCOE) und kann die Rentabilität neuer Projekte mindern (Schmidt u. a. 2019). Gleichzeitig zeigen Analysen der Internationalen Energieagentur, dass staatliche Fördersysteme Finanzierungskosten im Vergleich zu rein marktbasierten Investitionsmodellen reduzieren können (IEA 2021).

Unsere Analyse zeigt, dass die bestehenden Förder- und Regulierungssysteme in Deutschland Zinsanstiege beim Ausbau erneuerbarer Energien und Stromnetze weitgehend auffangen — allerdings nicht friktionsfrei, mit Folgen für Staatshaushalte, Netzentgelte und Investitionsdynamik.

Klimafaktoren unter dem EZB-Mandat

Seit 2018 hat die Europäische Zentralbank begonnen, Klimarisiken systematisch in ihre geldpolitischen Analysen zu integrieren. Mit dem Beitritt zum Network for Greening the Financial System (NGFS), der Veröffentlichung eines Climate Action Plan (European Central Bank 2021a), der Durchführung von Klimastresstests (European Central Bank 2021b), der Anpassung des Corporate Sector Purchase Programme (European Central Bank 2022a) sowie der stärkeren Berücksichtigung klimabezogener Risiken im Sicherheitenrahmen (European Central Bank 2025) signalisierte sie die geldpolitische Relevanz von Klimarisiken.

Mit dem Inflationsanstieg ab 2021 trat jedoch die Preisstabilität klar in den Vordergrund. Die Inflationsrate im Euroraum erreichte im Oktober 2022 10,6 Prozent. In der Folge erhöhte die EZB ihre Leitzinsen zwischen 2022 und 2023 von –0,5 Prozent auf 4 Prozent (European Central Bank 2022b). Gleichzeitig betonte sie, dass die primäre Verantwortung für die Unterstützung der Transformation bei der Fiskalpolitik liege (Schnabel 2023).

Parallel dazu entwickelte sich eine Debatte – häufig unter dem Stichwort „Green TLTROs“ –, wie vergünstigte Zinssätze dazu eingesetzt werden könnten, um klimafreundliche Investitionen auch in Phasen steigender Zinsen zu stabilisieren (van 't Klooster & Van Tilburg 2020; Jourdan 2025). Die Diskussion knüpft an vergangene geldpolitische Instrumente der EZB an, mit denen sie Kreditkonditionen gezielt beeinflussen wollte.³

² Der LCOE gibt die durchschnittlichen Stromgestehungskosten pro Megawattstunde über die gesamte Lebensdauer einer Anlage an inklusive aller Kosten. Damit stellt der LCOE die Mindestvergütung dar, die eine Anlage erzielen muss, um einen Kapitalwert (Net Present Value, NPV) von null zu erreichen. Der LCOE berechnet sich als Quotient aus der Summe der über die Projektlaufzeit diskontierten Investitions- und Betriebskosten (CAPEX und OPEX) und der Summe der über denselben Zeitraum erzeugten Elektrizitätsmenge.

³ Dazu zählen die langfristigen Refinanzierungsgeschäfte (LTROs) und die Wertpapierankäufe (APP), die die EZB nach der Finanz- und Eurokrise ab 2011 einführt. Ziel dieser Programme war es, einerseits langfristige Zinsen zu senken und die Liquidität am Markt zu verbessern und andererseits die Kreditkonditionen der Banken zu verbessern und dadurch die Finanzierung der Realwirtschaft zu erleichtern.

Nationale Förderregime: bisher kaum Teil der geldpolitischen Debatte

Investitionen in die Energiewende erfolgen nicht unter rein marktbasierenden Bedingungen, sondern innerhalb staatlicher Förder- und Regulierungsregime, die maßgeblich beeinflussen, welchen Effekt Veränderungen von Finanzierungskosten haben. Geldpolitik beeinflusst gleichzeitig die Finanzierungskosten dieser Investitionen.

Damit entstehen Interdependenzen: Steigende Zinsen erhöhen die Kapitalkosten. Ob daraus Investitionsrückgänge resultieren oder höhere fiskalische Ausgaben beziehungsweise Netzentgelte, hängt von der institutionellen Ausgestaltung der Förder- und Regulierungssysteme ab.

Im deutschen Kontext sind zwei Bereiche zentral:

1. Erneuerbare Energieerzeugung, die überwiegend über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert wird ([Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz 2014](#)).
2. Stromnetze, deren Investitionen über regulatorisch festgelegte Kapitalverzinsungen im Rahmen der Anreizregulierung refinanziert werden ([Bundesnetzagentur 2021](#); [Bundesnetzagentur 2025b](#)).

Beide Systeme sind grundsätzlich darauf ausgelegt, Finanzierungskosten zu berücksichtigen. Allerdings erfolgt die Anpassung nicht kontinuierlich und nicht friktionsfrei. Regulatorisch festgelegte Höchstwerte in Auktionen ([Bundesnetzagentur 2022](#)) oder mehrjährige Festlegungen von Kapitalverzinsungen können dazu führen, dass steigende Marktzinsen zeitverzögert oder unvollständig abgebildet werden.

Vor diesem Hintergrund stellen wir uns im Folgenden die Frage:

Wie wirken Zinsentscheidungen auf Investitionen in Energieinfrastruktur, wenn diese in staatlich regulierte Förder- und Erlösmodelle eingebettet sind?

Zunächst analysieren wir die institutionellen Rahmenbedingungen des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Stromnetze in Deutschland und identifizieren mögliche Anpassungsfriktionen. Anschließend untersuchen wir anhand eines Modells, wie sich steigende Zinsen innerhalb dieser Regime auf Förderausgaben, Netzentgelte und Investitionsentscheidungen auswirken.

Abschließend betrachten wir weitere Mitgliedsstaaten der Eurozone, um Unterschiede in der Transmission geldpolitischer Impulse einzuordnen und politische Implikationen daraus abzuleiten.

2. Fördersysteme und Regulierung von Energieinvestitionen

Energieinvestitionen in Deutschland und Europa erfolgen im Rahmen von vielfältigen Fördersystemen und regulatorischen Vorgaben. Diese dienen einerseits dazu, technologische Entwicklungen bis zur Marktreife zu unterstützen und Investoren verlässliche Finanzierungsbedingungen zu bieten. Andererseits tragen sie zur Regulierung von Märkten bei, insbesondere dort, wo monopolistische Strukturen vorherrschen.

Fördersysteme und Regulierungsmechanismen lassen sich in der Theorie flexibel ausgestalten, sodass sie sich an veränderte makroökonomische Rahmenbedingungen anpassen können. Im Zuge der Corona- und Energiekrise, die mit signifikanten Kostenanstiegen für Materialien sowie Zinsanstiegen einherging, wurden jedoch Friktionen innerhalb dieser Systeme deutlich sichtbar.

Erneuerbare Energieerzeugung

Deutschland strebt an, bis 2030 80 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien (EE) zu erzeugen. Der Investitionsbedarf⁴ in EE-Anlagen bis 2030 wird auf über 350 Milliarden Euro geschätzt (BDEW 2024).

Erneuerbare-Energien-Gesetz

Um diese Investitionen anzustoßen, werden in Deutschland EE-Anlagen seit nunmehr 26 Jahren über ein staatliches Fördersystem, das Er-

neuerbare-Energien-Gesetz (EEG), gefördert (Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz 2014). Anlagen, die unter das EEG fallen, erhalten über einen festgelegten Zeitraum eine Vergütung für den eingespeisten Strom. Bis 2023 wurden die Kosten über die EEG-Umlage auf Stromverbraucher umgelegt; seit 2023 erfolgt die Finanzierung aus dem Bundeshaushalt und ist für 2025 und 2026 mit jeweils rund 17 Milliarden Euro veranschlagt (Bundesministerium der Finanzen 2026).

Das EEG erfasst den Großteil der Investitionen in große Solar-PV-, Onshore- und Offshore-Windanlagen. Je nach Technologie deckt es im Jahr 2025 zwischen 75 und 85 Prozent der Investitionskosten ab (EWI 2024). Ein kleinerer Anteil wird marktbasiert über bilaterale Stromabnahmeverträge finanziert.

Historisch diente das EEG dazu, Kostennachteile gegenüber fossiler Erzeugung auszugleichen und Investitionen wirtschaftlich tragfähig zu machen. Zugleich reduziert es Preisrisiken und verbessert dadurch die Finanzierungsbedingungen⁵. Der Ausbau erneuerbarer Energien konnte so über die vergangenen 25 Jahre deutlich skaliert werden; gleichzeitig sanken die Erzeugungskosten infolge technologischen Fortschritts. Heute liegen die Stromgestehungskosten vieler EE-Technologien unter denen fossiler Kraftwerke (Fraunhofer ISE 2024).

⁴ Stand 2024.

⁵ Laut der Internationalen Energieagentur (IEA) können Förderprogramme zwischen den Jahren 2015 bis 2019 die Finanzie-

rungskosten für Photovoltaik-Anlagen um 15 bis 30 Prozent senken. (IEA 2020)

Die konkrete Ausgestaltung der Förderung unterscheidet sich nach Anlagengröße und Technologie. Während kleinere Anlagen (bis 100 kW) eine feste Einspeisevergütung und mittelgroße Anlagen (100 kW und 1.000 kW) einer verpflichtenden Direktvermarktung mit gleitender Marktpremie unterliegen⁶, erfolgt der Ausbau großer Solar- und Windanlagen (über 1000 kW) nahezu vollständig über wettbewerbliche Ausschreibungen. Da moderne Windanlagen deutlich oberhalb der Größenschwellen liegen⁷, betrifft dies faktisch den gesamten Zubau im Windbereich⁸.

In unserer Studie betrachten wir ausschließlich Großanlagen für Solar PV sowie Onshore- und Offshore-Wind, da sie den überwiegenden Teil des künftigen Kapazitätszubaues ausmachen und damit zentral für das Erreichen der energiepolitischen Ausbauziele sind.

Die Ausschreibungen werden von der Bundesnetzagentur organisiert. Mehrmals jährlich werden technologiespezifische Ausbauvolumina vergeben, die sich aus den gesetzlichen Ausbauzielen ableiten. Projektentwickler geben Gebote ab, in denen sie den Strompreis angeben, der erforderlich ist, um Investitions- und Finanzierungskosten einschließlich einer Mindestrendite zu decken. Zuschläge werden beginnend mit den niedrigsten Geboten erteilt, bis das ausgeschriebene Volumen erreicht ist.

Ein Zuschlag sichert dem Betreiber für 20 Jahre einen anzulegenden Wert. Die Förderung erfolgt über eine gleitende Marktpremie, die die

Differenz zwischen diesem Wert und dem durchschnittlichen Marktpreis (Marktwert) ausgleicht. Liegt der Marktpreis darunter, wird die Differenz ausgezahlt; liegt er darüber, entfällt die Zahlung.

Das EEG kombiniert damit wettbewerbliche Preisfindung mit einer staatlichen Erlösabsicherung.⁹ Inwieweit dieses System auf veränderte Finanzierungskosten reagieren kann, wird im folgenden Abschnitt näher untersucht.

Anpassungsfriktionen

Grundsätzlich reagiert das Auktionssystem flexibel auf Kostenanstiege. Betreiber können höhere Finanzierungskosten über höhere Gebote abbilden, was zu einem höheren anzulegenden Wert führt. Steigende Zinsen wirken daher nicht automatisch investitionshemmend, sondern erhöhen zunächst die Förderkosten. Seit 2023 werden diese über den Bundeshaushalt finanziert.

Vor 2020 war der Ausbau erneuerbarer Energien durch kontinuierlich sinkende Technologiepreise geprägt (IRENA 2021). Ab 2021 kehrte sich dieser Trend um: Produktionspreise für Solar-PV-Module und Windturbinen stiegen deutlich, Material- und Frachtkosten legten zu und machten schätzungsweise rund 15 Prozent der Investitionskosten aus (IEA 2021).

Ab 2022 erhöhte die EZB ihre Leitzinsen in historisch kurzer Zeit deutlich, wodurch sich die Finanzierungskosten zusätzlich verteuerten (Abbildung 1).

⁶ Bei der Direktvermarktung verkauft der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom an einen Direktvermarkter. Dafür erhält er den aktuellen Marktpreis sowie eine vom Staat gezahlte gleitende Marktpremie. Diese Marktpremie gleicht die Differenz zwischen dem Marktwert und dem festgelegten anzulegenden Wert aus, der regulatorisch bestimmt ist.

⁷ Im ersten Halbjahr 2025 lag die durchschnittliche Leistung einer Windturbine bei rund 5.400 kW, also mehr als das Siebenfache der Schwelle, die für das Fördermodell von Windanlagen maßgeblich ist (Deutsche Windguard 2025).

⁸ Offshore-Projekte werden in technologiefreien bzw. technologiespezifischen EEG-Ausschreibungen vergeben, wobei die Zuschlagsmechanismen aufgrund der hohen Projektgrößen und der unterschiedlichen Netzanbindungsmodelle von denen an Land abweichen. Seit der Reform des EEG und

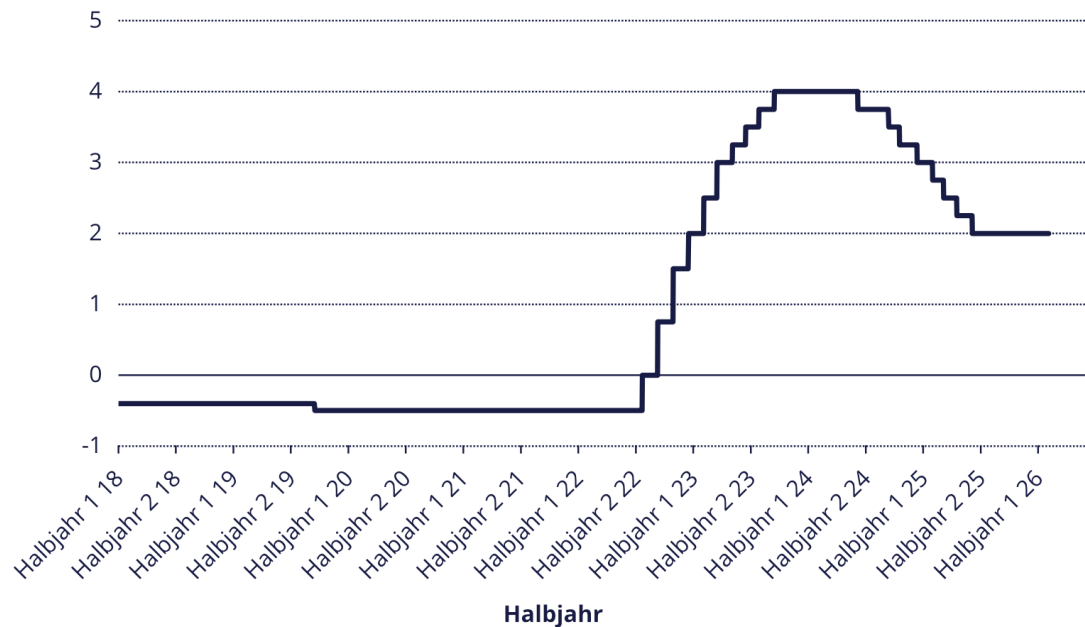
des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) werden Offshore-Projekte in der Regel über zentrale Voruntersuchungen und anschließende Ausschreibungen vergeben.

⁹ Die im Jahr 2024 beschlossene Reform des EU-Strommarktes (Europäisches Parlament 2024) wird eine grundlegende Neugestaltung des aktuellen EEG nach sich ziehen. Die Einführung eines sogenannten Claw-Back-Mechanismus dürfte die bisherige Asymmetrie bei der Mindestvergütung beseitigen. Künftig werden Projektentwickler nicht mehr ausschließlich von Fördermitteln bei Marktpreisen unter der Mindestvergütung und zusätzlichen Erlösen bei hohen Marktpreisen profitieren. Stattdessen müssen sie in Phasen Strompreisen über der Mindestvergütung ihre Mehreinnahmen an den Staat zurückführen. In der vorliegenden Studie nehmen wir keine Veränderung im Fördermechanismus des EEGs an.

Steiler Zinsanstieg nach Nullzinsphase

Einlagenzinssatz der EZB

Prozent



Lesebeispiel: Ab Mitte 2022 erhöhte die EZB den Einlagenzinssatz – den zentralen Referenzwert für kurzfristige Marktzinssätze – schrittweise auf ein Plateau von 4 Prozent. Anschließend senkte sie ihn wieder, allerdings ohne auf das Niveau vor dem Inflationsanstieg zurückzufallen. Zuvor hatte der Zinssatz über viele Jahre im negativen Bereich gelegen.

Dezernat Zukunft

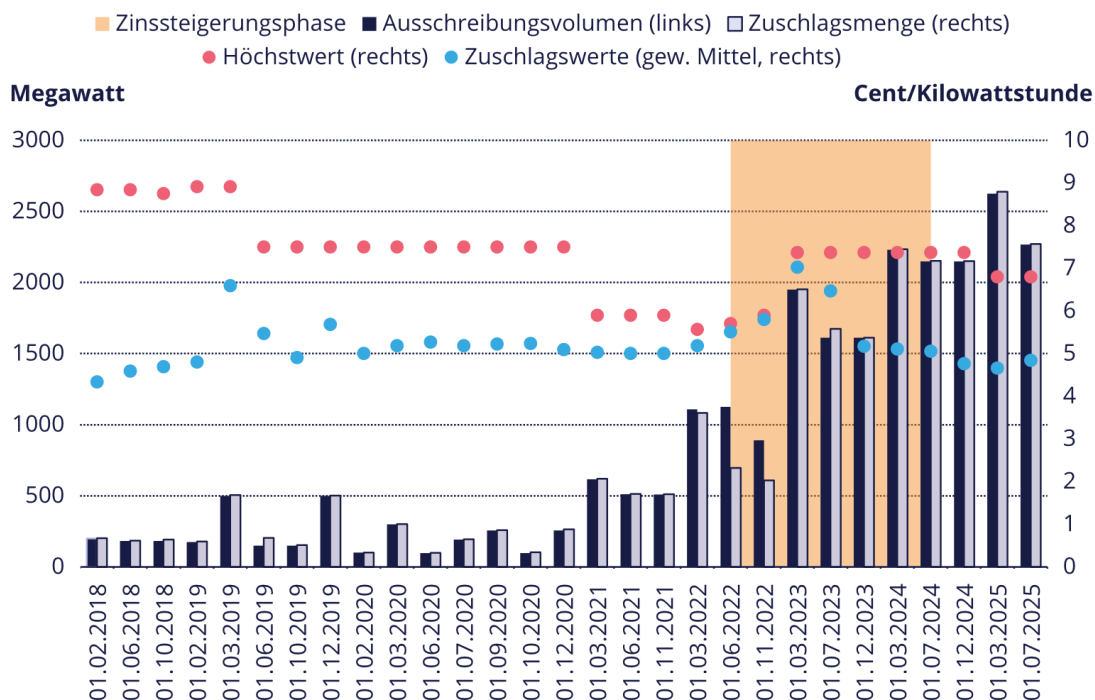
Institut für Makrofinanzen

Abbildung 1: Steiler Zinsanstieg statt Nullzinsphase; **Quelle:** EZB

Diese Preis- und Zinssteigerungen wirkten sich deutlich auf den Ausbau erneuerbarer Energien aus. Historische Ausschreibungsergebnisse für Solar-PV-Anlagen zeigen, dass die ausgeschriebenen Mengen seit 2018 in den meisten Runden erreicht wurden (Abbildung 2). Im Jahr 2022 kam es jedoch zu erheblichen Unterzeich-

nungen: Von mehr als 3,1 Gigawatt (GW) ausgeschriebenem Volumen wurden lediglich rund 2,4 GW bezuschlagt. Die Gebotsmenge lag deutlich unter dem Ausschreibungsvolumen, sodass nahezu alle eingereichten Gebote einen Zuschlag erhielten.

Ergebnisse der EEG-Ausschreibungsrunden für Solar PV



Dargestellt sind die Ergebnisse der EEG-Ausschreibungsrunden für Solar PV seit 2018. Balken zeigen das ausgeschriebene Volumen und die tatsächlich bezuschlagte Menge (in MW); Punkte bilden den gesetzlichen Höchstwert sowie den gewichteten mittleren Zuschlagswert (in ct/kWh) ab. Die blau markierte Phase ist die Periode des Zinsanstiegs ab 2022.

Lesbeispiel: 2022 kam es in mehreren Runden zu Unterzeichnungen: Die Zuschlagsmenge blieb deutlich hinter dem ausgeschriebenen Volumen zurück. Gleichzeitig lag der gewichtete Zuschlagswert nahe am gesetzlichen Höchstwert — der geringe Abstand zwischen beiden Werten spiegelt den hohen Kostendruck der Betreiber wider. Für die Auktion im 03/23 hob die Bundesnetzagentur den Maximalwert deutlich an.

Dezernat Zukunft

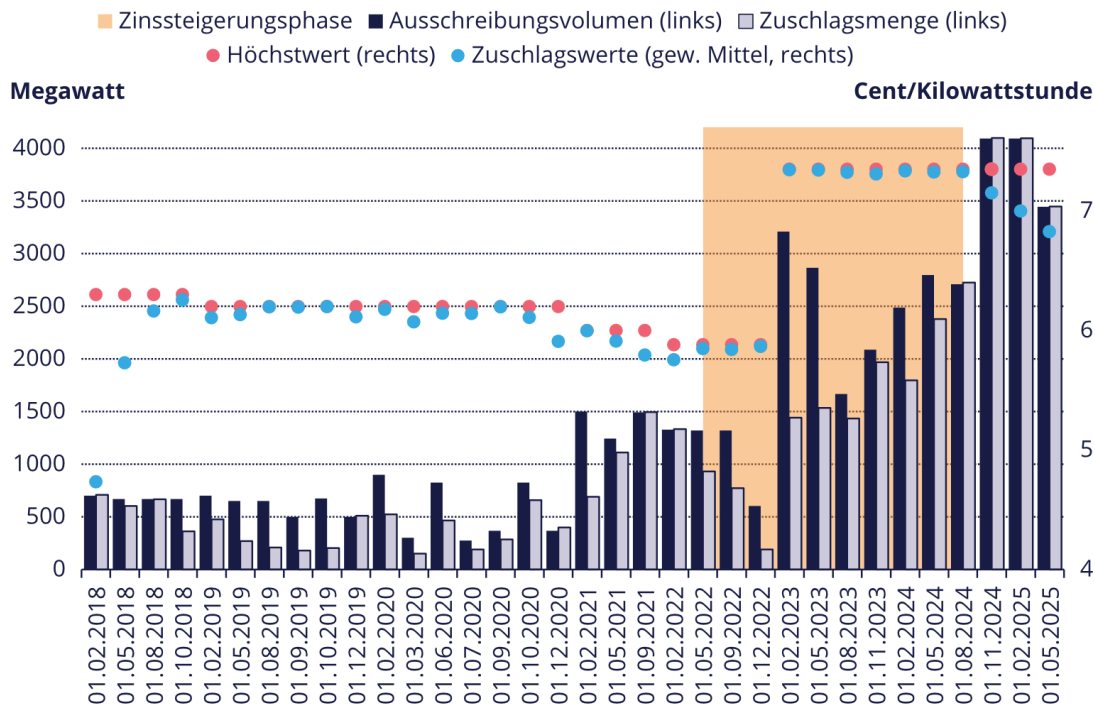
Institut für Makrofinanzen

Abbildung 2: Ergebnisse der EEG-Ausschreibungsrunden für Solar-PV; **Quelle:** Bundesnetzagentur (2026a)

Dieselben ungünstigen Bedingungen betrafen auch die Ausschreibungen für Windanlagen. Bereits 2019 und 2020 war es zu erheblichen Unterzeichnungen gekommen, damals vor allem aufgrund langwieriger Genehmigungsverfahren ([Bundesministerium für Wirtschaft und](#)

[Klimaschutz 2024](#)). Ab 2022 kamen Zinsanstieg und Inflation hinzu. Die Unterzeichnung lag 2022 bei über 1,3 GW und verstärkte sich 2023 auf nahezu 3,5 GW. Das entspricht mehr als 35 Prozent des ausgeschriebenen Volumens ([Abbildung 3](#)).

Ergebnisse der EEG-Ausschreibungsrunden für Onshore-Wind



Dargestellt sind die Ergebnisse der EEG-Ausschreibungsrunden für Onshore-Wind seit 2018. Balken zeigen das ausgeschriebene Volumen und die tatsächlich bezuschlagte Menge (in MW); Punkte bilden den gesetzlichen Höchstwert sowie den gewichteten mittleren Zuschlagswert (in ct/kWh) ab. Die blau markierte Phase kennzeichnet die Periode des Zinsanstiegs ab 2022.

Lesbeispiel: Ab 2019 kam es wiederholt zu Unterzeichnungen: Die Zuschlagsmenge blieb teils weit hinter dem ausgeschriebenen Volumen zurück. Gleichzeitig lagen die gewichteten Zuschlagswerte nahezu durchgehend nahe am gesetzlichen Höchstwert. Für die Auktion in 02/23 hob die Bundesnetzagentur den Maximalwert deutlich an.

Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 3: Ergebnisse der EEG-Ausschreibungsrunden für Onshore-Wind; **Quelle:** Bundesnetzagentur (2026b)

Ob eine Teilnahme an den Auktionen wirtschaftlich ist, hängt von den individuellen Kostenstrukturen der Betreiber ab, die sich in den jeweiligen Stromgestehungskosten (LCOE) widerspiegeln. Diese werden unter anderem durch Standortfaktoren, Projektgröße und Finanzierungsbedingungen bestimmt.

Die Unterzeichnungen der Jahre 2022 und 2023 deuten darauf hin, dass die Gestehungskosten infolge von Inflation und Zinsanstieg für einen Teil der Projekte über den regulatorischen Höchstwert gestiegen sind. In diesen Fällen war eine Teilnahme an den Auktionen nicht mehr wirtschaftlich.

Hierin zeigt sich die zentrale Friktion des Systems: Die Höchstwerte sind administrativ festgelegt und reagieren nur verzögert auf Markt-

veränderungen. Eine Anpassung durch die Bundesnetzagentur erfolgt erst, wenn mehrere Ausschreibungsrunden systematische Abweichungen erkennen lassen. Selbst bei stark steigenden Kosten muss daher zunächst eine wiederholte Unterzeichnung eintreten, bevor eine Korrektur vorgenommen wird. Bis Ende 2022 waren Anpassungen zudem auf maximal 10 Prozent je Schritt begrenzt; seither sind Erhöhungen von bis zu 25 Prozent zulässig ([Bundesnetzagentur 2022](#)).

Die Entwicklung der Höchstwerte im Jahr 2022 verdeutlicht diese Verzögerung. Für Solar-PV lag der Maximalwert zu Jahresbeginn bei 5,57 ct/kWh und wurde zunächst nur moderat angehoben, bevor 2023 eine Erhöhung auf 7,37 ct/kWh erfolgte. Auch bei Onshore-Wind wurde der erweiterte Anpassungsspielraum

Ende 2022 vollständig ausgeschöpft, als der Höchstwert von 5,88 auf 7,35 ct/kWh angehoben wurde.

Entscheidend ist dabei der Abstand zwischen Zuschlagswerten und Höchstwert. Solange ein ausreichender Puffer besteht, können steigende Kosten über höhere Gebote abgebildet werden. Wird dieser Puffer jedoch überschritten, sind Projekte nicht mehr refinanzierbar, was zu Unterzeichnungen und sinkenden Investitionsvolumina führen kann.¹⁰

Die Auktionsergebnisse der vergangenen Jahre zeigen, dass dieser Puffer je nach Technologie stark variiert. Bei Solar-PV lagen die mittleren, gewichteten Zuschlagswerte in den meisten Ausschreibungsrunden seit 2018 deutlich unter dem Höchstwert; selbst in den angespannten Runden 2023 näherte sich der Auktionswert dem Maximalpreis zwar an, lag aber weiterhin mehr als 0,3 ct/kWh darunter. Bei Onshore-Wind ergibt sich hingegen über weite Strecken ein deutlich geringerer Puffer: Die mittleren Zuschlagswerte lagen häufig sehr nahe am Höchstwert oder direkt auf dessen Niveau. Erst seit Ende 2024 sinken die Auktionswerte wieder kontinuierlich.

Damit ist die Wahrscheinlichkeit höher, dass ein plötzlicher Kostenanstieg bei Onshore-Wind unmittelbar dazu führt, dass projektspezifische Gebote den Höchstwert überschreiten, während Solar-PV aufgrund des historisch größeren Abstands häufiger noch Spielraum hat. Damit ist es wahrscheinlicher, dass Betreiber steigende Finanzierungskosten über ihre Gebote abbilden können, wodurch sich das Risiko sinkender Investitionen trotz höherer Kosten verringert.

Stromnetze

Der Ausbau der Stromübertragungs- und Verteilnetze ist eine zentrale Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Bis 2045 wer-

den die erforderlichen Investitionen auf rund 600 Milliarden Euro geschätzt ([Bundesnetzagentur 2024a](#)). Diese Kosten fließen in die Netzentgelte ein und werden über den Strompreis an Endverbraucher:innen weitergegeben. Derzeit entfallen rund 27 Prozent des Strompreises auf Netzentgelte ([Bundesnetzagentur 2025a](#)).

Anreizregulierung

Im Unterschied zur erneuerbaren Erzeugung handelt es sich bei Stromnetzen um natürliche Monopole. Da parallele Netzinfrastrukturen ineffizient wären, unterliegen Netzbetreiber einer umfassenden Regulierung. Maßgeblich ist die Anreizregulierungsverordnung (ARegV), die festlegt, welche Erlöse Netzbetreiber über Netzentgelte erzielen dürfen ([Bundesministerium für Justiz 2007](#)).

Kern der ARegV ist die Festlegung einer sogenannten Erlösobergrenze. Für jede Regulierungsperiode – bislang in der Regel fünf Jahre – wird bestimmt, welche Gesamterlöse ein Netzbetreiber maximal erzielen darf. Diese Erlösobergrenze basiert auf anerkannten Kostenbestandteilen und Effizienzvorgaben.

Die anerkannten Kosten umfassen insbesondere Betriebskosten, Abschreibungen auf getätigte Investitionen sowie die Verzinsung des eingesetzten Eigen- und Fremdkapitals. Die Kapitalkosten gehen vollständig in die Erlösobergrenze ein. Ziel der Regulierung ist es, Investitionen in die Netzinfrastruktur zu ermöglichen, zugleich aber Effizianzanreize zu setzen. Netzbetreiber dürfen daher nicht unbegrenzt Kosten weitergeben, sondern unterliegen Effizienzbenchmarks.

¹⁰ Bei unterzeichneten Auktionen verliert der Auktionsmechanismus seinen wettbewerblichen Charakter, da nahezu alle Gebote einen Zuschlag erhalten und die Zuschlagswerte allein durch den Höchstpreis statt durch Preiswettbewerb bestimmt wer-

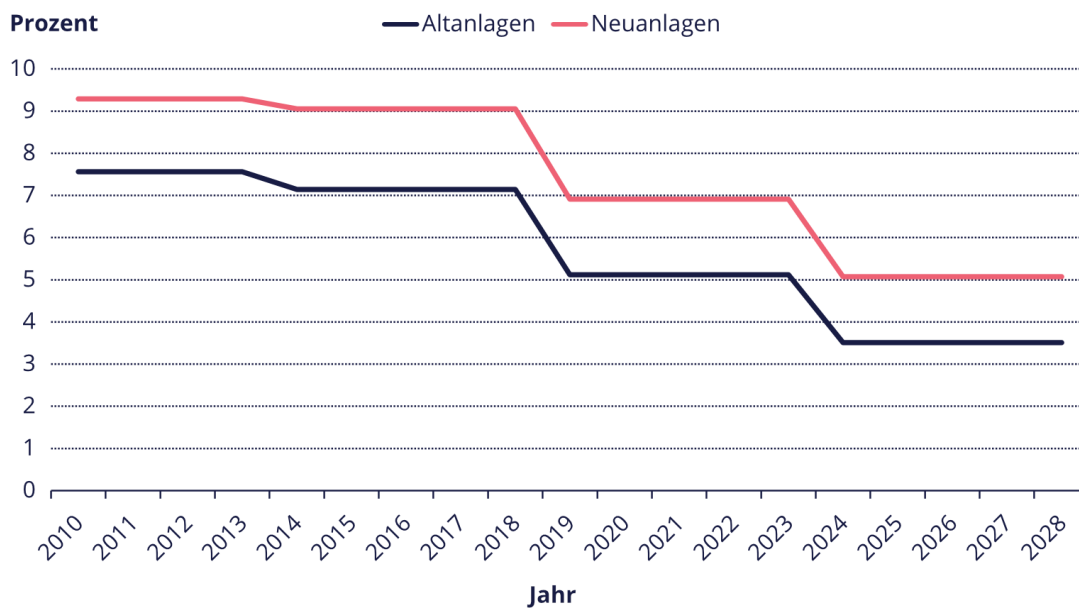
den. Um den Wettbewerb wieder zu stärken, kann das Ausschreibungsvolumen reduziert werden (endogene Rationierung). Dies führt jedoch zu einer Abweichung von den Ausbauzielen.

Die Verzinsung des Eigenkapitals (Abbildung 4) wird regulatorisch festgelegt und orientiert sich an einem CAPM-Ansatz ¹¹. Maßgeblich sind dabei ein risikofreier Basiszinssatz sowie ein Wagniszuschlag ([Bundesnetzagentur 2021a](#)). Auch die Fremdkapitalverzinsung basiert auf Referenzzinssätzen.

Damit werden Veränderungen des Kapitalmarktniveaus grundsätzlich in der Regulierung berücksichtigt. Allerdings erfolgt die Festlegung des Basiszinssatzes nicht kontinuierlich, sondern im Rahmen der jeweiligen Regulierungsperiode.

Regulatorische Eigenkapitalverzinsung für Stromnetze

Festgelegte Zinssätze der Bundesnetzagentur für Alt- und Neuanlagen



Lesbeispiel: In der dritten Regulierungsperiode (2019–2023) durfte ein Stromnetzbetreiber Neuanlagen mit 6,91 Prozent verzinsen – gegenüber 9,29 Prozent in der ersten Regulierungsperiode (2009–2013).

Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 4: Regulatorische Eigenkapitalverzinsung für Stromnetze; **Quelle:** Bundesnetzagentur

Für die vierte Regulierungsperiode ab 2024 wurde Ende 2021 ein Basiszinssatz von 0,74 Prozent festgelegt ([Bundesnetzagentur 2021b](#)). Dieser beruhte auf einem historischen Zehnjahresdurchschnitt der Umlaufrenditen sicherer Anleihen.

Anpassungsfriktionen

Mit dem raschen Zinsanstieg ab 2022 entstand eine deutliche Diskrepanz zwischen dem regulatorisch festgelegten Basiszinssatz und dem

tatsächlichen Marktzinsniveau. Für Neuinvestitionen spiegelte die zugrunde gelegte Verzinsung die gestiegenen Finanzierungskosten nur unzureichend wider, sodass die regulatorisch anerkannte Kapitalverzinsung hinter den Marktbedingungen zurückblieb.

Als Reaktion auf das stark gestiegene Zinsniveau beschloss die Bundesnetzagentur im Januar 2024 eine temporäre Anpassung der Eigenkapitalverzinsung für Neuinvestitionen im

¹¹ Das Capital Asset Pricing Model (CAPM) beschreibt die erwartete Rendite eines Vermögenswertes als Funktion des risikofreien Zinssatzes sowie der marktbezogenen Risikoprämie, gewichtet mit dem systematischen Risiko des Vermögenswertes. Es dient

der Ableitung der Eigenkapitalkosten, indem es das Verhältnis zwischen Marktrisiko und erwarteter Rendite quantifiziert.

Kapitalkostenaufschlag, befristet bis 2028. Anstelle des bisherigen 10-Jahresdurchschnitts der Umlaufrendite wird der Basiszins nun jährlich variabel festgelegt, um die Marktentwicklung zeitnäher abzubilden. Für den Anlagenbestand blieb der 2021 festgelegte Eigenkapitalzinssatz unverändert ([Bundesnetzagentur 2024b](#)).

Im Rahmen des sogenannten NEST-Prozesses wurden zudem strukturelle Reformen beschlossen ([Bundesnetzagentur 2025b](#)).¹² Ab der

fünften Regulierungsperiode, also 2020, soll ein einheitlicher WACC-Ansatz gelten, bei dem der risikofreie Zinssatz auf Basis eines fünfjährigen Durchschnitts bestimmt wird ([Bundesnetzagentur 2025c](#)).

Diese Reformen erhöhen die Anpassungsfähigkeit der Regulierung. Gleichwohl zeigt die Erfahrung der Jahre 2022 und 2023, dass zeitliche Verzögerungen in der Zinsabbildung weiterhin investitionsrelevant sein können.

¹² Bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode erfolgte die Regulierung der Eigen- und Fremdkapitalverzinsung über normierte Einzelzinsgrößen, insbesondere durch die getrennte Festlegung einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung und einer kalkulatorischen Fremdkapitalverzinsung sowie durch er-

gänzende Korrekturmechanismen wie das Abzugskapital. Ab mit NEST-Prozess wird die Kapitalverzinsung hingegen über einen einheitlichen WACC-Ansatz bestimmt.

3. Die geldpolitischen Effekte auf Energieinvestitionen

Im folgenden Kapitel simulieren wir, wie sich geldpolitische Entscheidungen auf Investitionen in erneuerbare Energien und Stromnetze auswirken. Konkret untersuchen wir zwei restriktive geldpolitische Szenarien im Vergleich zu einem Baseline-Szenario: Restriktive geldpolitische Szenarien zeichnen sich dadurch aus, dass Zentralbanken mit höheren Leitzinsen auf Preissteigerungen reagieren – im stark restriktiven

Szenario fällt diese Reaktion entsprechend stärker aus. Dabei berücksichtigen wir explizit die regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die Anpassungsfähigkeit der existierenden Fördersysteme. Fiskalische Implikationen zeigen wir ebenfalls auf.

Die folgende Box fasst das methodische Vorgehen kurz zusammen.

Box 1: Methodik zur Bestimmung der Finanzierungskosten

In dieser Studie bestimmen wir die Finanzierungskosten mithilfe eines WACC-Ansatzes (weighted average cost of capital). Der WACC ist der durchschnittliche Kapitalkostensatz eines Projekts und bündelt die Eigen- und Fremdkapitalkosten, gewichtet mit ihren jeweiligen Anteilen in der Kapitalstruktur.

Um einen hypothetischen Basiszinssatz unter verschiedenen geldpolitischen Szenarien zu ermitteln, modellieren wir die Zinsstrukturkurve mit einem Cox-Ingersoll-Ross-Modell (CIR). Auf Basis eines vorgegebenen hypothetischen Inflationspfads entwickeln wir mithilfe der Taylor-Regel drei unterschiedliche geldpolitische Reaktionsszenarien in Form von Zinspfaden, die anschließend in das CIR-Modell eingespeist werden. Die Zinspfadvarianten unterscheiden sich durch unterschiedlich starke Reaktionsparameter innerhalb der Taylor-Regel. Im Baseline-Szenario führt eine Inflation von 5 Prozent zu einem nominalen Zinssatz von rund 7 Prozent, im restriktiven Szenario zu 8 Prozent und im stark restriktiven Szenario zu 10 Prozent.

Das CIR-Modell beschreibt die Dynamik kurzfristiger Zinsen als stochastischen Prozess mit Rückkehr zum langfristigen Gleichgewicht und ermöglicht die Ableitung vollständiger Zinskurven über alle Laufzeiten. Die geldpolitischen Reaktionsszenarien werden in das CIR-Modell integriert und erzeugen entsprechende Zinskurven. In unserem Modell liegt der Realzinssatz nach beispielsweise zehn Jahren im Baseline-Szenario bei 0,45 Prozent, im restriktiven Szenario bei 0,8 Prozent und im stark restriktiven Szenario bei 1,39 Prozent.

Aus den Szenario-spezifischen Zinskurven entnehmen wir den Basiszinssatz für die WACC-Berechnung für die jeweilige projektbezogene Laufzeit. Der Basiszinssatz entspricht dem nominalen Zinssatz. Auf diese Weise werden die in dieser Studie betrachteten sektorspezifischen WACCs direkt an geldpolitische Szenarien gekoppelt. Darauf aufbauend leiten wir die Effekte ab, die die Geldpolitik auf die spezifischen Sektoren hat.

Eine ausführliche Erläuterung des methodischen Ansatzes ist im Anhang zu finden.

Erklärbox 1: Methodik zur Bestimmung der Finanzierungskosten

Erneuerbare Energieerzeugung

Zur Quantifizierung analysieren wir die WACC für Solar-PV, Onshore- und Offshore-Windenergie. Für jedes Szenario ermitteln wir den

langfristigen Basiszinssatz anhand des Zinsstrukturkurven-Modells (siehe Anhang). Als Ausgangswert dienen die WACC-Werte für 2024 des Fraunhofer Instituts (2024). Daraus ergeben sich folgende reale WACC-Werte:

Szenario WACC	Baseline	Restriktiv	Stark Restriktiv
Solar	3,5	3,6	4,0
Wind Onshore	3,9	4,1	4,4
Wind Offshore	6,0	6,2	6,5

Tabelle 2: Kapitalkosten erneuerbarer Energien im Szenariovergleich; **Quelle:** Fraunhofer Institut (2024), Analyse des Dezernats Zukunft

Im Modell wird angenommen, dass Betreiber mit ihren LCOE¹³ in die EEG-Ausschreibungen bieten und dieser Wert somit den anzulegenden Wert darstellt. Die fiskalischen Kosten, die dem Staat entstehen, ergeben sich aus der Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und den technologiespezifischen Marktpreisen über die 20-jährige EEG-Vertragslaufzeit.

Zur Schätzung technologiespezifischer Marktpreise bis 2045 nutzen wir Prognosedaten. Auf dieser Basis modellieren wir die Gesamtkosten des geplanten Ausbaus erneuerbarer Energien über die EEG-Vertragsdauer für einzelne Kohorten.¹⁴

Wir betrachten zwei exemplarische Kohorten: 2025 und 2029. Für 2025 wird angenommen, dass die Strompreise infolge des Energiepreis-

schocks von 2022 noch erhöht sind, was den EEG-Finanzierungsbedarf dämpft. Für 2029 wird eine Normalisierung des Strompreisniveaus unterstellt, die durch aktuelle Prognosen gestützt wird (vbw 2024).

Effekte der Zinspolitik auf LCOE und Haushalt

Auf Basis der technologiespezifischen WACC-Werte ergeben sich die LCOE für die verschiedenen geldpolitischen Szenarien für die Kohorten 2025 und 2029 (Abbildung 5). Gegenüber dem Baseline-Szenario steigen die LCOE im restriktiven Szenario für Solar-PV um rund 1 Prozent und für Onshore- und Offshore-Wind um jeweils rund 2 Prozent. Im stark restriktiven Szenario betragen die Anstiege 4,4 Prozent (Solar-PV), 4,7 Prozent (Onshore-Wind) und 4,8 Prozent (Offshore-Wind).

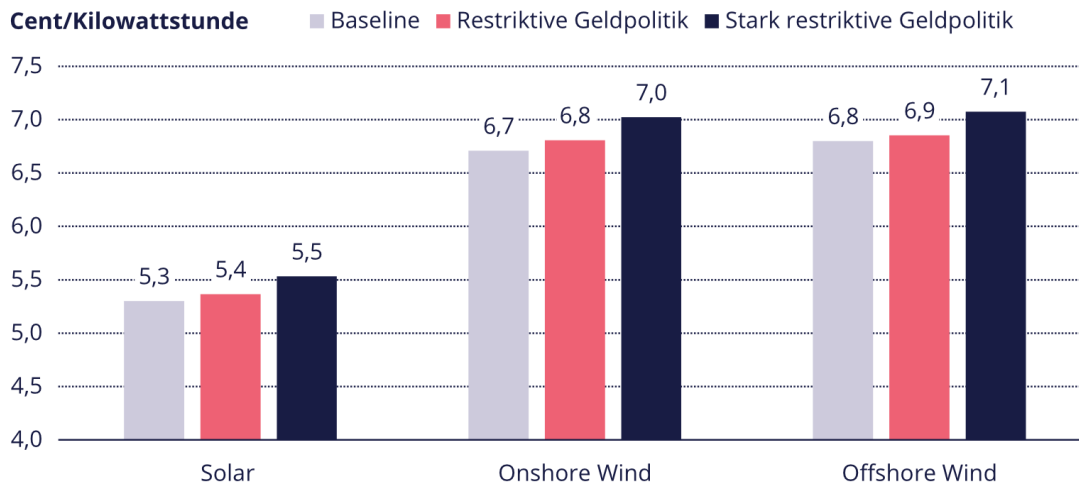
¹³ Der LCOE gibt die durchschnittlichen Stromgestehungskosten pro Megawattstunde über die gesamte Lebensdauer einer Anlage an inklusiver aller Kosten. Damit stellt der LCOE die Mindestvergütung dar, die eine Anlage erzielen muss, um einen Kapitalwert (Net Present Value, NPV) von null zu erreichen. Der LCOE berechnet sich als Quotient aus der Summe der über die Projektlaufzeit diskontierten Investitions- und Betriebskosten (CAPEX und OPEX) und der Summe der über denselben Zeitraum erzeugten Elektrizitätsmenge. Die diskontierten CAPEX und OPEX berechnen sich aus den Gesamtkosten aus der Frau-

enhofer Projektion (2024) und den von uns berechneten WACC-Werten. Die jährlich erzeugte Elektrizitätsmenge berechnen wir aus dem Kapazitätsfaktor ebenfalls aus der Fraunhofer Projektion und diskontieren sie mit dem WACC-Wert über die Laufzeit ab.

¹⁴ Für die Schätzung der Marktpreise bis 2045 greifen wir auf Prognosedaten des EWI (2024) und vbw und Prognos (2024) zurück.

Höhere WACC treiben die Stromentstehungskosten nach oben

Levelized Cost of Energy (LCOE) für Solar, Onshore- und Offshore-Wind nach geldpolitischem Szenario



Die LCOE berechnen sich nach den jeweiligen technologiespezifischen WACC. Für die Methodik siehe Anhang.

Lesebeispiel: Im Basisszenario liegen die Stromgestehungskosten von Onshore-Wind bei 6,7 ct/kWh. Unter stark restriktiver Geldpolitik – also höheren Kapitalkosten – steigen sie auf 7,0 ct/kWh, ein Anstieg von rund 4,5 Prozent.

Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 5: Höhere WACC treiben die Stromentstehungskosten nach oben; **Quelle:** eigene Berechnungen

Die im vorigen Kapitel beschriebenen Anpassungsfriktionen — insbesondere die verzögerte Anpassung regulatorischer Höchstwerte — sind in ihrer zeitlichen Dynamik schwer zu modellieren. Wir betrachten daher zunächst den friktionsfreien Fall: Unter der Annahme, dass die anzulegenden Werte nicht durch einen Ma-

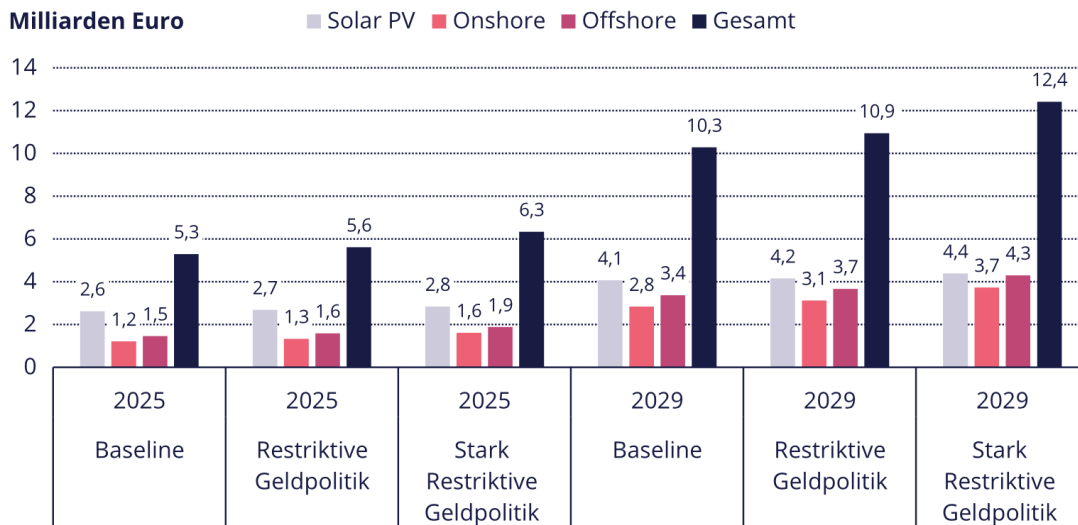
ximalwert begrenzt werden, ergibt sich im Modell kein investitionshemmender Effekt für Betreiber. Steigende Finanzierungskosten führen jedoch zu höheren LCOE und entsprechend höheren Geboten im Auktionsverfahren und fiskalischen Kosten, die wir abschätzen.¹⁵

¹⁵ Im Gegensatz zu Anlagen, die über das EEG gefördert werden, sind für neue Anlagen, die Strom über Langfristverträge verkaufen, durchaus investitionshemmende Effekte zu erwarten,

da die erhöhten Finanzierungskosten durch die Betreiber vollständig weitergegeben werden müssten.

Restriktive Geldpolitik erhöht die EEG-Förderkosten deutlich

EEG-Förderkosten nach Technologie je Ausschreibungskohorte und geldpolitischem Szenario über die Förderlaufzeit



Lesbeispiel: Dargestellt sind die modellierten EEG-Förderkosten für die Ausschreibungskohorten 2025 und 2029, aufgeschlüsselt nach den Technologien Solar PV, Onshore-Wind und Offshore-Wind sowie dem jeweiligen geldpolitischen Szenario über die gesamte Förderlaufzeit. Für die Ausschreibungskohorte 2029 steigen die gesamten EEG-Förderkosten von 10,3 Milliarden Euro im Basisszenario auf 12,4 Milliarden Euro unter stark restriktiver Geldpolitik – ein Anstieg von rund 20 Prozent.

Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 6: Restriktive Geldpolitik erhöht die EEG-Förderkosten deutlich; **Quelle:** eigene Berechnungen

Abbildung 6 vergleicht die EEG-Kosten beider Kohorten. Die Kosten der Kohorte 2029 fallen höher aus, da die prognostizierten Marktpreise zwischen 2025 und 2029 sinken und sich die Förderkosten – als Differenz zwischen anzulegendem Wert und Marktpreis – entsprechend erhöhen.

Für die Kohorte 2025 belaufen sich die Gesamtkosten im Baseline-Szenario auf 5,3 Milliarden Euro (Solar-PV: 2,6 Milliarden, Onshore-Wind: 1,2 Milliarden, Offshore-Wind: 1,5 Milliarden). Gegenüber dieser Baseline steigen die Gesamtkosten im restriktiven Szenario auf 5,6 Milliarden Euro (+5,7 Prozent) und im stark restriktiven auf 6,3 Milliarden Euro (+18,9 Prozent). Für die Kohorte 2029 ergibt sich im Baseline-Szenario ein Gesamtwert von 10,3 Milliarden Euro (Solar-PV: 4,1 Milliarden, Onshore-Wind: 2,8 Milliarden, Offshore-Wind: 3,4 Milliarden) – also knapp doppelt so hoch wie bei der Kohorte 2025. Gegenüber dieser Baseline steigen die Kosten im restriktiven Szenario auf 10,9 Milliarden

den Euro (+ 5,8 Prozent) und im stark restriktiven auf 12,4 Milliarden Euro (+ 20,4 Prozent).

Interpretation

Im friktionsfreien Fall entsteht somit kein investitionshehmender Effekt — steigende Finanzierungskosten erhöhen lediglich die Förderkosten für den Bundeshaushalt. Unsere Ergebnisse verdeutlichen zugleich, dass der Anstieg der Finanzierungskosten allein den starken Anstieg der anzulegenden Werte der vergangenen Jahre nicht erklärt: Im stark restriktiven Szenario steigen die LCOE um rund 4 bis 5 Prozent, während die tatsächlichen Zuschlagswerte zwischen 2021 und 2023 um über 25 Prozent zulegten. Der überwiegende Teil des Kostenanstiegs ist daher auf gestiegene Material-, Produktions- und Lieferkettenkosten zurückzuführen.

Berücksichtigt man die Friktionen des Auktionssystems, lässt sich der investitionshehmende Effekt der Finanzierungskosten näher

rungsweise abschätzen. Bei Onshore-Wind, wo die Zuschlagswerte historisch nahe am Höchstwert lagen, hätte ein finanzierungsbedingter LCOE-Anstieg von rund 2 Prozent (restriktives Szenario) ausgereicht, um einzelne Projekte über den Höchstwert zu drücken. Gemessen an den Unterzeichnungen der Jahre 2022 und 2023 von insgesamt rund 4,8 GW dürfte der rein finanzierungskostenbedingte Anteil jedoch begrenzt sein — eine grobe Zurechnung auf Basis der Kostenanteile ergibt einen Investitionsausfall in der Größenordnung von wenigen hundert Megawatt pro Jahr. Bei Solar-PV, wo der Abstand zum Höchstwert deutlich größer war, dürfte der friktionsbedingte Investitionseffekt der Zinserhöhungen vernachlässigbar sein.

Stromnetze

Der Ausbau von Stromübertragungs- und Verteilnetzen stellt eine zentrale Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende dar – die erforderlichen Investitionen werden bis 2045 auf rund 600 Milliarden Euro geschätzt ([Bundesnetzagentur 2024a](#)). Im Folgenden analysieren wir die Auswirkungen restriktiver Geldpolitik auf die Finanzierungsbedingungen von Netzbetreibern und schätzen den Effekt auf die Netzentgelte sowie den Verbraucher- und Erzeugerpreisindex.

Effekte der Zinspolitik auf Netzentgelte für Verbraucher:innen

Ein steigender Basiszinssatz infolge restriktiver Geldpolitik erhöht die gewichteten Finanzierungskosten (WACC) der Netzbetreiber – sowohl Fremd- als auch Eigenkapitalkosten sind betroffen. Wie in Kapitel 2 dargelegt, werden diese Kosten über die Erlösobergrenze in die Netzentgelte weitergegeben. Auch hier be-

trachten wir zunächst den Fall ohne Friktionen, d. h., die Regulierung passt sich vollständig an veränderte Finanzierungskosten an.

Dauerhafte staatliche Förderinstrumente für den Netzausbau existieren derzeit nicht; der einmalige Bundeszuschuss von 6,5 Milliarden Euro aus dem Jahr 2025 ([Bundesregierung 2025](#)) wird in der Analyse nicht berücksichtigt.

Die Netzentgeltberechnung folgt der Modellierung von Kölschbach, Ortego und Steitz ([2024](#)). Investitionsvolumina und Stromverbrauchsdaten entstammen dem Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur ([Bundesnetzagentur 2024a](#)), wobei das mittlere Verbrauchsszenario als Referenz dient. Die Daten zum zukünftigen Stromverbrauch basieren ebenfalls auf dem Netzentwicklungsplan, wobei das mittlere Verbrauchsszenario als Referenz herangezogen wird. Die operativen Kosten einschließlich Engpassmanagement werden ebenfalls auf Basis des Netzentwicklungsplans proportional zur Netzgröße skaliert; die Aufteilung auf Übertragungs- und Verteilnetze folgt den Angaben des Statistischen Bundesamtes ([2024](#)) und wird als konstant angenommen.

Die Kapitalkosten werden nach dem WACC-Ansatz berechnet, differenziert nach Bestands- und Neuanlagen; der szenariospezifische Basiszinssatz wird dem Term-Structure-Modell entnommen (siehe Anhang), die übrigen Parameter aus Kölschbach, Ortego und Steitz ([2024](#)).

Die Differenzen zwischen den Szenarien ergeben sich aus dem langfristigen Basiszins, der durch geldpolitische Entscheidungen beeinflusst wird und sich direkt auf die Kapitalkosten der Netzbetreiber auswirkt. Daraus ergeben sich folgende reale WACC-Werte:

	Baseline	Restriktiv	Stark Restriktiv
ÜNB	3,27	3,49	3,90
VNB	2,48	2,70	3,11

Tabelle 3: Kapitalkosten Stromnetze im Szenariovergleich; **Quellen:** Kölschbach Ortego und Steitz (2025). Analyse des Dezernat Zukunft

Bis 2040 ergibt sich gegenüber dem Baseline-Szenario eine durchschnittliche Differenz der Netzentgelte von 0,10 ct/kWh (restriktiv) bzw. 0,23 ct/kWh (stark restriktiv). Im Bereich der Übertragungsnetze liegt das durchschnittliche Netzentgelt im Baseline-Szenario bei 5,81 ct/kWh, im restriktiven bei 5,9 ct/kWh und im stark restriktiven bei 6,0 ct/kWh. (Abbildung 7) Für Verteilnetze beträgt die Differenz gegenüber der Baseline 0,04 ct/kWh (restriktiv) bzw. 0,12 ct/kWh (stark restriktiv).¹⁶

Interpretation

Im friktionsfreien Fall schlägt sich restriktive Geldpolitik somit in höheren Netzausbaukosten nieder, die über Netzentgelte an die Endverbraucher:innen weitergegeben werden — der Effekt bleibt jedoch gering. Im stark restriktiven Szenario steigt der Verbraucherpreisindex ceteris paribus um lediglich 0,01 Prozentpunkte und der Erzeugerpreisindex um 0,03 Prozentpunkte.

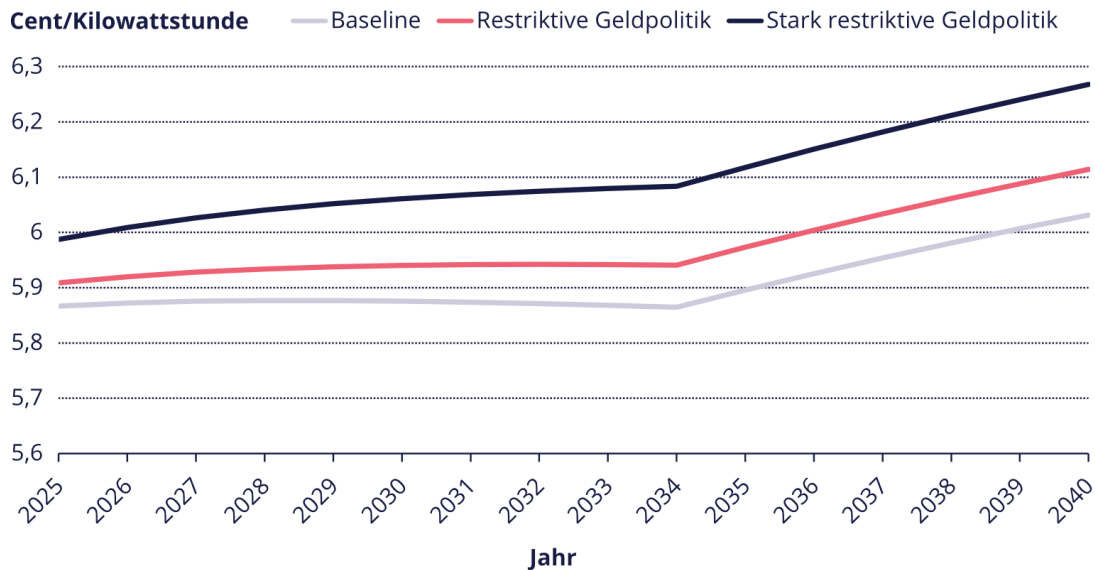
Berücksichtigt man die Anpassungsfriktionen, ergibt sich ein anderes Bild als bei den erneuerbaren Energien. Da die Regulierung Netzbetreibern grundsätzlich eine Kostendeckung zusichert, entsteht kein vergleichbarer Höchstwert-Mechanismus, der Investitionen unmittelbar blockieren könnte. Die Friktion liegt vielmehr darin, dass die regulatorisch anerkannte Kapitalverzinsung zeitweise hinter den tatsächlichen Finanzierungskosten zurückbleibt — wie zwischen 2022 und 2024, als der festgelegte Basiszinssatz von 0,74 Prozent deutlich unter dem Marktniveau lag. Dies mindert kurzfristig die Rendite auf Neuinvestitionen und kann Investitionsentscheidungen verzögern, führt aber — anders als bei den EEG-Auktionen — nicht dazu, dass Projekte systematisch nicht mehr refinanzierbar werden. Die temporäre Anpassung der Eigenkapitalverzinsung Anfang 2024 und die im NEST-Prozess beschlossene Verkürzung des Referenzzeitraums dürften diese Friktion für künftige Zinszyklen deutlich reduzieren.

¹⁶ Für Verteilnetze ermitteln wir keine absolute Höhe von Netzentgelten, da wir keine Daten zu OPEX-Kosten besitzen,

um sie zu ermitteln. Die Differenz kann jedoch betrachtet werden, da sich hier die OPEX-Kosten herauskürzen würden.

Restriktive Geldpolitik steigert die Netzentgelte

Übertragungsnetzentgelte nach geldpolitischem Szenario



Dargestellt sind die modellierten Übertragungsnetzkosten je verbrauchter Kilowattstunde für den Zeitraum 2025 bis 2040, aufgeschlüsselt nach drei geldpolitischen Szenarien. Die Netzkosten spiegeln die regulatorisch anerkannten Kapitalkosten der Übertragungsnetzbetreiber wider, die auf Basis der jeweiligen szenarioabhängigen WACC modelliert wurden. Details zur Methodik finden sich im Anhang.

Lesebeispiel: Im Jahr 2040 liegen die Übertragungsnetzkosten im Basisszenario bei 6,0 ct/kWh. Unter stark restriktiver Geldpolitik steigen sie auf 6,27 ct/kWh – ein Aufschlag von knapp 4 Prozent.

Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 7: Restriktive Geldpolitik steigert die Netzentgelte; **Quelle:** eigene Berechnungen

4. Fördersysteme in der Eurozone

Die Auswirkungen europäischer Geldpolitik auf Finanzierungsbedingungen im Energiesektor sind nicht auf Deutschland beschränkt. Nationale Unterschiede in den Fördersystemen bestimmen, wie stark geldpolitische Entscheidungen auf Investitionen durchschlagen.

Wie stark Auktionssysteme auf steigende Finanzierungskosten reagieren

Die Förderregime für erneuerbare Energien in der EU unterliegen dem EU-Beihilferecht und werden anhand der Climate, Energy and Environmental Aid Guidelines (CEEAG) beurteilt, die unter anderem wettbewerbliche Ausschreibungen und verhältnismäßige Förderung vorschreiben. Innerhalb dieses gemeinsamen Rahmens haben sich jedoch unterschiedliche nationale Designs etabliert.

Für die Frage, wie stark geldpolitische Impulse auf Investitionsentscheidungen durchschlagen, ist primär die Ex-ante-Anpassung der Auktionsparameter entscheidend: Finanzierungskosten sind zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe bekannt und fließen in die LCOE-Kalkulation der Betreiber ein. Ob ein Gebot wirtschaftlich möglich ist, hängt davon ab, ob der regulatorische Höchst- oder Referenzpreis die gestiegenen Kosten abbildet. Je häufiger und transparenter diese Parameter vor einer Ausschreibung aktualisiert werden, desto geringer fällt die investitions-hemmende Wirkung restriktiver Geldpolitik aus — allerdings steigen im Gegenzug die fiskalischen Kosten, da höhere Gebote vollständig in die Förderausgaben eingehen.

Die folgende Gegenüberstellung von Italien, Spanien, Frankreich und Polen illustriert die Bandbreite nationaler Anpassungsmechanismen.

Italien weist die höchste Anpassungsfähigkeit auf: Die Referenzpreise werden vor jeder Ausschreibung an aktuelle Kosten- und Inflationsentwicklungen angepasst (Dentons 2025). Betreiber können gestiegene Finanzierungskosten somit unmittelbar in der nächsten Ausschreibungsrunde abbilden. Die Finanzierung erfolgt über eine Umlage, die von den Stromkundinnen und Stromkunden getragen wird.

Spanien legt den Maximalpreis ebenfalls für jede Ausschreibungsrunde neu fest, was eine zeitnahe Reaktion auf veränderte Finanzierungsbedingungen ermöglicht. Allerdings werden die Maximalpreise nicht veröffentlicht, was das Bieterverhalten beeinflussen kann: Betreiber können den verfügbaren Spielraum nicht einschätzen und bieten unter Umständen konservativer — oder riskieren, knapp über einem unbekannten Höchstwert zu liegen.¹⁷ Die Finanzierung erfolgt über eine Umlage.

Frankreich passt Auktionsparameter nur diskretionär an, ohne automatische Aktualisierung (CRE 2025). Die Gebote sind durch einen regulatorisch festgelegten Maximalpreis begrenzt, der vor den Ausschreibungen bekanntgegeben oder teilweise nicht veröffentlicht wird. Im Falle rasch steigender Zinsen hängt die Anpassungsgeschwindigkeit daher vom regulatorischen Ermessen ab.

Polen weist die geringste Anpassungsfähigkeit auf: Der Auktionshöchstpreis wird regulatorisch festgelegt und nicht regelmäßig aktualisiert (In Principle 2022). Steigende Finanzierungskosten können daher erst mit erheblicher Verzögerung in den Geboten abgebildet werden — vergleichbar mit der Höchstwert-Problematik im deutschen EEG.

¹⁷ Die Entscheidung, ob der Höchstpreis in einer Auktion offengelegt oder geheim gehalten wird, ist mit unterschiedlichen Implikationen verbunden. Eine Offenlegung kann dazu führen, dass Bietende den Höchstpreis als Referenzpunkt wahrnehmen und ihr Bietverhalten weniger wettbewerbsorientiert ausrichten. Wird der Höchstpreis hingegen nicht offengelegt, besteht die Gefahr, dass Angebote, die nur geringfügig über diesem Wert liegen, abgelehnt werden. Dies kann zu suboptimalen Ergebnissen

und einer reduzierten Vertragsmenge führen. In der Praxis ist die Frage der Offenlegung vor allem in Situationen mit geringem Wettbewerb relevant. Bei starkem Wettbewerb, der die Preise deutlich senkt, hat die Entscheidung über die Offenlegung des Höchstpreises nur eine geringe Auswirkung auf das Auktionsergebnis (IRENA & CEM 2015).

Zusammenfassend ermöglichen wettbewerbliche Auktionen in allen betrachteten Ländern grundsätzlich eine Anpassung an steigende Finanzierungskosten über höhere Gebote. Die investitionshemmende Wirkung restriktiver Geldpolitik hängt jedoch maßgeblich von der Aktualisierungsfrequenz und Transparenz der Preisobergrenzen ab. Eine höhere Anpassungsfähigkeit verringert das Risiko von Unterzeichnungen, geht aber mit steigenden fiskalischen Kosten oder Verbraucherbelastungen einher.

Ergänzend verfügen einige Länder über eine Ex-post-Indexierung der Zuschlagswerte zwischen Vergabe und Inbetriebnahme oder während der Vertragslaufzeit — etwa Italien, wo Zuschlagswerte inflationsindexiert werden. Diese Mechanismen schützen vor Kostenrisiken in der Umsetzungsphase, sind für die geldpolitische Transmission jedoch von nachrangiger Bedeutung, da Finanzierungskosten in der Regel zum Zeitpunkt des Zuschlags fixiert werden.

Heterogene Regulierung, ähnliche Effekte bei Netzentgelten

Auch in der Stromnetzregulierung bestimmen nationale Besonderheiten, wie stark geldpolitische Entscheidungen auf die Investitionskosten durchschlagen (CEER 2025). Ausschlaggebend sind dabei vor allem die Methode zur Ermittlung des Basiszinssatzes und die Häufigkeit seiner Anpassung.

Deutschland weist im europäischen Vergleich eine vergleichsweise dynamische Ausgestaltung auf: Die jüngste Reform ermöglicht eine jährliche, regelgebundene Anpassung der Fremdkapitalkosten innerhalb der laufenden Regulierungsperiode. In vielen anderen europäischen Ländern werden die zentralen Parameter der Kapitalverzinsung hingegen zu Beginn der Regulierungsperiode festgelegt und innerhalb der Periode nur begrenzt angepasst.

Spanien weist die stärkste Regulierungsrigidität auf (BOE 2019): Der Vergütungssatz wird für jede Regulierungsperiode festgelegt. Zur Bestimmung des Basiszinssatzes wird ein sechsjähriger historischer Zeitraum langfristiger spanischer Staatsanleiherenditen herangezogen,

der drei Jahre vor Beginn der Regulierungsperiode endet.

In Frankreich werden die Netzentgelte während der rund vierjährigen Tarifperiode jährlich vor allem über Inflation und den Ausgleich des Regulierungskontos (CRCP) angepasst, nicht jedoch über eine laufende Neufestsetzung der Kapitalverzinsung (CRE 2025). Die WACC-Methodik bleibt während der rund vierjährigen Tarifperiode normativ konstant. Ab 2025 wird der risikofreie Zinssatz dabei nicht mehr ausschließlich aus langfristigen Staatsanleiherenditen eines vor Periodenbeginn definierten Referenzzeitraums abgeleitet, sondern als gewichtete Kombination aus einem langfristigen, auf französischen Staatsanleihen basierenden Durchschnittswert und einer Komponente bestimmt, die stärker auf jüngere Marktdaten abstellt.

Italien weist eine stärker differenzierte Anpassungslogik auf: Der risikofreie Zinssatz wird nicht direkt aus einem gleitenden Durchschnitt abgeleitet, sondern auf Basis eines Benchmarks aus AAA/AA-Staatsanleihen bestimmt und um mehrere Komponenten ergänzt, insbesondere eine Forward- und eine Unsicherheitsprämie (ARERA 2022). Dadurch werden aktuelle Marktbedingungen berücksichtigt und in begrenztem Umfang auch erwartete Zinsentwicklungen einbezogen. Der WACC wird innerhalb der Regulierungsperiode jedoch nur dann angepasst, wenn die kumulierte Wirkung aktualisierter Parameter einen Schwellenwert von 50 Basispunkten überschreitet; ergänzend ist eine Überprüfung zur Mitte der Periode vorgesehen. Eine mechanische jährliche Fortschreibung der Fremdkapitalkosten erfolgt auch hier nicht.

Auf diesem Spektrum – von Spanien über Frankreich und Italien bis Deutschland – reagiert Deutschland am stärksten auf Zinsänderungen. In allen Ländern werden die Kosten über Netzentgelte an Endkund:innen weitergegeben; höhere Anpassungsfähigkeit ermöglicht eine präzisere Kostenabbildung, führt aber tendenziell zu volatileren Netzentgelten.

5. Geldpolitik und Energiewende zusammendenken

Die Analyse zeigt: Zinsentscheidungen wirken nicht im luftleeren Raum, sondern innerhalb staatlicher Förder- und Regulierungsregime, die darauf ausgelegt sind, Finanzierungskosten aufzufangen. Ob ihnen das gelingt, hängt von ihrer institutionellen Ausgestaltung ab. Friktionen in der Anpassungsfähigkeit dieser Systeme können Investitionen gefährden.

Wir haben für Deutschland aufgezeigt: Restriktive Geldpolitik schlägt beim Ausbau erneuerbarer Energien auf die Staatshaushalte durch; beim Netzausbau tragen die Endkundinnen und Endkunden die Mehrkosten. Der Europavergleich zeigt jedoch, dass das Ausmaß dieser Effekte vom institutionellen Design abhängt und damit gestaltbar ist: Länder mit häufiger aktualisierten Preisparametern und automatischer Indexierung – wie Italien – weisen eine höhere strukturelle Resilienz gegenüber Zinsanstiegen auf. Nationale Gesetzgeber und Regulierungsbehörden können durch eine höhere Anpassungsfrequenz die investitionshemmende Wirkung restriktiver Geldpolitik abfedern – auf Kosten höherer fiskalischer Ausgaben oder volatilerer Verbraucherpreise.

Für die EZB ergibt sich daraus eine wichtige Erkenntnis: Ihre Zinspolitik beeinflusst nicht nur das allgemeine Investitionsumfeld, sondern auch die fiskalischen Kosten staatlicher Förderprogramme und die Preisentwicklung im Energiesektor. Ein beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien liegt dabei im eigenen Interesse der EZB, da er zur Entkopplung von volatilen fossilen Energiepreisen beiträgt und damit die Inflation stabilisiert. Diese Interdependenzen sprechen für eine engere Koordination von Geld- und Fiskalpolitik – derzeit agieren beide jedoch weitgehend unabhängig voneinander,

obwohl sie ein gemeinsames Ziel verfolgen.

Eine denkbare Option wäre ein grünes Refinanzierungsprogramm der EZB. Die bislang identifizierten Kreditvolumina sind mit rund 10 Milliarden Euro überschaubar (Jourdan 2025), die Signalwirkung jedoch potenziell erheblich: Ein solches Programm könnte Friktionen in den nationalen Fördersystemen im Falle eines Zinsschlagzyklus gezielt abfedern, Staatshaushalte entlasten und Preissteigerungen für Endverbraucherinnen und Endverbraucher begrenzen. Mittelfristig könnte ein beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien zudem preisstabilisierend wirken, indem er die Abhängigkeit von volatilen fossilen Energiepreisen verringert.

Ein solches Instrument würde die Rollenverteilung zwischen Geld- und Fiskalpolitik nicht grundsätzlich verschieben: Die Fiskalpolitik behielte die führende Rolle mit ihren Förderprogrammen, während die Geldpolitik lediglich dafür sorgen würde, dass deren Wirksamkeit in Phasen restriktiver Zinspolitik nicht unnötig gemindert wird. Ob und in welcher Form ein solches Programm realisierbar ist, hängt allerdings maßgeblich davon ab, wie weit das Mandat der EZB ausgelegt wird – insbesondere das Verhältnis zwischen dem Primärziel der Preisstabilität und dem sekundären Ziel, die allgemeine Wirtschaftspolitik der Union zu unterstützen.

Künftige Forschung sollte dabei insbesondere untersuchen, wie sich die möglichen kurzfristigen Inflationseffekte einer grünen Zinsdifferenzierung im Straffungszyklus zu den mittelfristigen Preisstabilisierungseffekten eines beschleunigten Ausbaus erneuerbarer Energien verhalten.

6. Anhang

Im Folgenden wird die Methodik für die Bestimmung der Finanzierungskosten für die verschiedenen geldpolitischen Szenarien vorgestellt.

WACC

Die Quantifizierung der Finanzierungskosten folgt in dieser Studie einem sogenannten WACC-Ansatz (weighted average cost of capital, WACC). Dieser Ansatz ist in der Projektfinanzierung der geläufigste, um die Finanzierungskosten bei kapitalintensiven Projekten abzuschätzen. Die WACC bezeichnen dabei die durchschnittlichen Kapitalkosten und berücksichtigen sowohl die Fremd- als auch die Eigenkapitalanteile des Investments.

Die WACC bestimmen sich als Mittel der Fremdkapitalkosten sowie der erwarteten Eigenkapitalrendite, gewichtet nach dem Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital in der Kapitalstruktur. In dieser Studie betrachten wir die Vorsteuer-WACC unter Berücksichtigung der steuerlichen Kosten. Im Detail bestimmen sich die WACC in unserer Studie aus

$$WACC = (1 - \delta) \times COE + \delta \times COD$$

mit der erwarteten Eigenkapitalrendite (Cost of Equity, COE)

$$COE = (r_f + \beta \times ERP + CRP) \times \frac{1}{1 - \tau}$$

und den Fremdkapitalkosten (Cost of Debt, COD)

$$COD = r_f + DP$$

Im Folgenden gehen wir weiter auf die einzelnen Bestandteile ein.

Bestimmung der Eigenkapitalkosten

Die Eigenkapitalkosten COE (Cost of Equity) sollen der erwarteten Rendite entsprechen, die einen Einsatz von Eigenkapital in das entsprechende Projekt rechtfertigt. Ökonomisch entspricht die Höhe den Opportunitätskosten

einer alternativen Investition mit vergleichbarem Risikoprofil und gleicher Laufzeit.

Zur Ermittlung der Eigenkapitalkosten folgen wir einem CAPM-Ansatz (Sharpe 1964; Lintner 1965). Dieser Ansatz stellt trotz seiner Limitationen immer noch die Benchmark für die Bestimmung von Eigenkapitalrenditen dar.

Gemäß des CAPM sind die Eigenkapitalkosten die Summe aus einem Basiszins r_f und einer Eigenkapitalprämie, welche sich wiederum als Produkt des projektspezifischen Faktors β und einer konstanten Marktrisikoprämie ERP (Equity Risk Premium) bildet. Das β ist ein Maß für die Korrelation der Projektperformance gegenüber Schwankungen im Marktportfolio. Sie hängt sowohl von historischer Rendite vergleichbarer Assets, als auch von der Kapitalstruktur des Projektes ab („gehebeltes Beta“).

Wir gehen davon aus, dass eine Änderung des Basiszinses die Marktrisikoprämie nicht wesentlich beeinflusst; dies deckt sich in etwa mit den Erkenntnissen der Literatur (vgl. Duarte & Rosa 2015).

Zur Abbildung länderspezifischer Risikoprämien inkludieren wir einen zusätzlichen Summanden CRP (Country Risk Premium). Dieser beträgt für Deutschland 0.

Die Eigenkapitalkosten entsprechen kalkulatorisch den erwarteten Projektgewinnen. Auf diese fallen Steuern an, welche wiederum aus dem Gewinn gedeckt werden müssen. Aus diesem Grund wird die ermittelte Rendite um einen Faktor $(1 - \tau)$ angepasst, wobei τ den effektiven Unternehmenssteuersatz darstellt. In Deutschland umfasst dieser typischerweise die Körperschaftsteuer, die Gewerbesteuer sowie den Solidaritätszuschlag.

Spezifische Werte für das β , die Marktrisikoprämie, die länderspezifische Risikoprämie und den Unternehmenssteuersatz entnehmen wir der Datenbank von Damodaran (Damodaran 2025). Die Entwicklung des Basiszinses r_f für die relevante Projektlaufzeit ist modellegenden

und erfolgt mit einem Zinsstrukturmodell, siehe unten.

Bestimmung der Fremdkapitalkosten

Die Fremdkapitalkosten *COD* (Cost of Debt) entsprechen den Zinskosten, die bei einer Projektfinanzierung für die Aufnahme von Fremdkapital zu tragen ist. Dies kann sowohl durch die Aufnahme von Krediten und Darlehen geschehen als auch, bei größeren Unternehmen, der Ausgabe von Anleihen.

Wir modellieren die Höhe der Fremdkapitalkosten als Summe eines Basiszinses r_f und einer Bonitätsprämie *DP* (Default Premium).

Der Basiszins r_f soll den marktüblichen Zins für ausfallsichere Projekte mit entsprechender Laufzeit darstellen. Seine Entwicklung ist modelendogen und erfolgt mit einem Zinsstrukturmodell, siehe unten.

Die Bonitätsprämie *DP* kompensiert den Kreditgeber für eingegangene Ausfallrisiken. In der Höhe richten wir uns hierbei nach marktüblichen Spreads, insbesondere nach der Renditedifferenz zwischen Moody's Baa und Aaa-Anleihen ([Federal Reserve Bank of St. Louis, 2025](#)). Die Bonitätsprämie richtet sich dann nach der für das jeweiligen Projekt typischen Bonität, welche die obige Renditedifferenz linear skaliert.

Geldpolitische Reaktion auf Inflationsepisoden

Um die Auswirkungen geldpolitischer Entscheidungen auf Investitionen in Dekarbonisierungssektoren mit unterschiedlichen Projektlaufzeiten fundiert beurteilen zu können, ist eine modellbasierte Betrachtung der Zinsstruktur erforderlich.

Da Investitionen in kapitalintensiven Sektoren stark von langfristigen Finanzierungskosten abhängen, ist es entscheidend, den Zusammenhang zwischen kurzfristigen geldpolitischen Impulsen (insbesondere in Form von Leitzinsanpassungen) und langfristigen Zinssätzen herzustellen. Zu diesem Zweck kombinieren wir die Taylorregel mit einem Zinsstrukturmodell (eng. term structure model) und greifen auf das etablierte Cox-Ingersoll-Ross-Modell (1985) zurück. Dieses ermöglicht es, die Auswirkungen geldpolitischer Maßnahmen auf die Finanzierungskosten über verschiedene Projektlaufzeiten hinweg konsistent zu analysieren.

Für die Analyse werden drei unterschiedliche Zinsszenarien betrachtet, die als kurzfristiger Zinssatz in das Zinsstrukturmodell einfließen. Alle Szenarien basieren auf einer geldpolitischen Reaktion gemäß der Taylor-Regel, die den nominalen Leitzins i_t als Funktion der Abweichungen der aktuellen Inflationsrate π_t von der Zielinflation π^* beschreibt:¹⁸

$$i_t = r^* + \pi_t + \alpha(\pi_t - \pi^*)$$

Wir nehmen an: $r^* = 0,5$ Prozent für den realen Gleichgewichtszins, $\pi^* = 2$ Prozent für das Inflationsziel. Der Reaktionsparameter α unterscheidet sich je nach geldpolitischem Szenario.

Es gibt insgesamt drei geldpolitische Szenarien: das Baseline-Szenario. Das restriktive Szenario und das stark-restriktive Szenario. Die Szenarien unterscheiden sich zunächst in der Höhe des Reaktionsparameters α . Der Parameter beträgt für das Baseline-Szenario $\alpha_{\text{Baseline}} = 0,5$, für das restriktive Szenario $\alpha_{\text{restriktiv}} = 1$ und für das stark-restriktive Szenario $\alpha_{\text{stark restriktiv}} = 1,5$.

Die Stärke dieser geldpolitischen Impulse nimmt im Verlauf des Zinsstraffungszyklus (engl. hiking cycle) graduell ab.

¹⁸ Typischerweise findet man außerdem noch eine Abhängigkeit von der Produktionslücke. Wir vernachlässigen die Auswirkungen von Geldpolitik auf die Auslastungslücke. Dementspre-

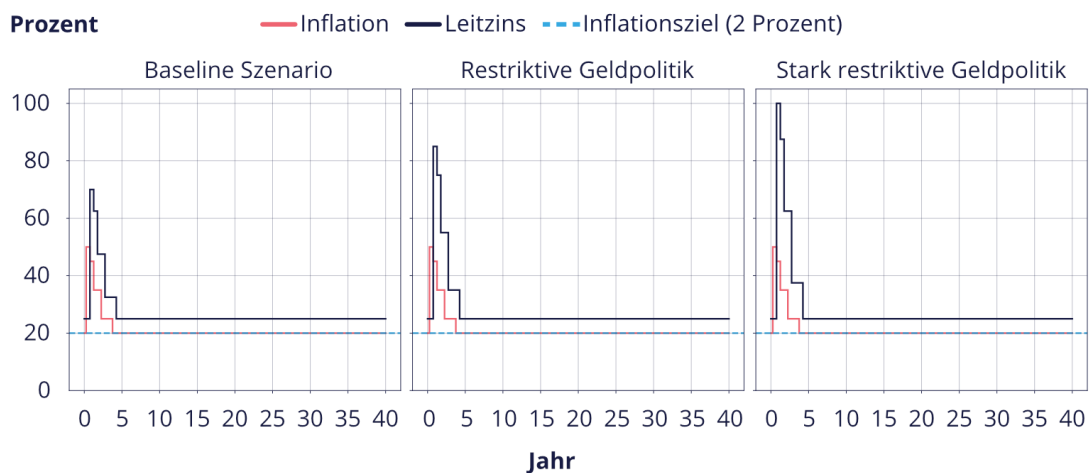
chend nehmen wir immer an, sodass wir den Parameter nicht spezifizieren müssen.

Die Höhe der Zinsen in den Szenarien beeinflusst die Inflationsentwicklung. Jedes Szenario ist mit einem spezifischen Verlauf der Inflationsrate verknüpft, der sowohl die geldpolitischen Maßnahmen beeinflusst als auch von ihnen beeinflusst wird. Diese Entwicklungen dienen als Input für das Zinsstrukturmodell (siehe unten).

Die jeweiligen Verläufe der kurzfristigen Zinsen und der Inflation sind in Abbildung 8 dargestellt. In allen Szenarien stabilisiert sich die Inflationsrate langfristig bei zwei Prozent, der Leitzins bei 2,5 Prozent.

Geldpolitische Szenarien

Zinssetzung und Inflationsverlauf der geldpolitischen Szenarien



Die Stärke der geldpolitischen Reaktion basiert auf einer vereinfachten Taylor-Regel und ist abhängig vom Koeffizienten α . Im Baseline-Szenario beträgt $\alpha = 0,5$, im restriktiven Szenario ist $\alpha = 1$ und im stark restriktiven Szenario $\alpha = 1,5$. Mehr Details zur Methodik finden sich im Anhang.

Lesebeispiel: Die geldpolitischen Szenarien unterscheiden sich durch den Umfang, in dem der Zinssatz auf Veränderungen der Inflation reagiert. Im Basisszenario erreicht der Zinssatz einen Höchstwert von 7 Prozent, im restriktiven Szenario von 9 Prozent und im stark restriktiven Szenario von 10 Prozent. In allen drei Szenarien kehrt der Zinssatz nach etwa 4,5 Jahren auf den neutralen Zinssatz (neutral rate) zurück.

Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 8: Geldpolitische Szenarien; **Quelle:** eigene Berechnungen

Ermittlung des langfristigen Basiszinses

Auf Grundlage der Anpassung des Leitzinses durch die Zentralbank reagieren die langfristigen Zinsen an den Märkten. Diese gehen als Basiszins signifikant in die Berechnung der Finanzierungskosten ein.

Der Basiszins hängt von der Erwartung der Investoren über die zukünftigen Zinsen ab, deren Risikopräferenz sowie über die Laufzeit der Investition. Wir benötigen ein Zinsstrukturmo-

dell, um die gesamte Zinskurve zu beschreiben.

Das in unserer Analyse verwendete Zinsstrukturmodell basiert auf dem Ansatz von Cox-Ingersoll-Ross (CIR)¹⁹ (1985). Mit diesem Modell berechnen wir zunächst kurzfristige Zinssätze, die sich aus dem Leitzins unserer jeweiligen geldpolitischen Szenarien ableiten. Anschließend werden diese Zinssätze diskontiert, wodurch eine Zinskurve entsteht, die zukünftige Preisentwicklungen in heutigen Preisen abbildet.

¹⁹ Vgl. beispielsweise in Kapitel 19.4 in Cochrane (2009)

Das Modell besteht aus drei (stochastischen Differenzial-)Gleichungen, die den Diskontierungsfaktor Λ_t , den kurzfristigen Marktzinssatz r_t sowie dessen Trend $\check{r}_t$ abbilden.

Die erste Gleichung beschreibt die Entwicklung des stochastischen Diskontierungsfaktors Λ_t . Der stochastische Diskontierungsfaktor bewertet zukünftige Zinszahlungen und Risikoprämien und ermittelt deren heutigen Wert.

$$\frac{d\Lambda_t}{\Lambda_t} = -r_t dt + \sigma_\lambda dz$$

Hierbei steht r_t für den kurzfristigen Zinssatz, der den Diskontierungsfaktor negativ beeinflusst – je höher der aktuelle Zins, desto stärker wird der zukünftige Wert abgezinst. Der Term $\sigma_\lambda dz$ repräsentiert den Marktpreis des Risikos (eng. price of risk), der angibt, wie stark die Kompensation für das Tragen des Zinsrisikos ausfällt. Er unterliegt zufälligen Schwankungen²⁰, die die Unsicherheit im Zeitverlauf modelliert.

Die zweite Gleichung beschreibt den Algorithmus, wie das Modell den kurzfristigen Zinssatz anhand des im Modell betrachteten aktuellen Zinssatz schätzt. Die Schätzung des kurzfristigen Zinssatzes ist ein stochastischer Prozess²¹, bei dem die Varianz proportional zur Höhe des Zinses ist, heißt er schwankt stärker, je höher der aktuelle Zinssatz ist. Die Dynamik ist folgende:

$$dr_t = \phi(r_t - \check{r}_t)dt + \sigma_r \sqrt{r_t} dz$$

Der Ausdruck $\phi(r_t - \check{r}_t)dt$ ist ein Driftterm, der den Zins in Richtung seines langfristigen Trends $\check{r}_t$ lenkt. Der Parameter ϕ bestimmt die Geschwindigkeit dieser Anpassung. Der stochastische Term $\sigma_r \sqrt{r_t} dz$ sorgt dafür, dass die Volatilität des Zinssatzes von seiner aktuellen

Höhe abhängt.

Die dritte Gleichung definiert den langfristigen Trend des kurzfristigen Zinssatzes:

$$\check{r}_t = i_t + c$$

Dabei ist i_t der geldpolitisch gesteuerte Leitzins. Die Konstante c kann als struktureller Aufschlag interpretiert werden, der etwa Risikoaspekte oder Marktbesonderheiten berücksichtigt.

Aus der zweiten und dritten Gleichung ergibt sich eine Reihe kurzfristiger Zinssätze, die sich entlang eines langfristigen Trends entwickeln – geprägt durch die Zinspolitik der Zentralbank.

Der stochastische Diskontierungsfaktor aus der ersten Gleichung ermöglicht es, die kurzfristigen Zinssätze in eine Zinskurve zu überführen, die den risikofreien Zinssatz abbildet und zukünftige Preisentwicklungen in heutige Bewertungen integriert.

Die Zinskurve berechnet sich aus:

$$r_f = -\frac{\log E\left[\frac{\Lambda_N}{\Lambda_0}\right]}{N}$$

Der Ausdruck $E\left[\frac{\Lambda_N}{\Lambda_0}\right]$ beschreibt die erwartete Wachstumsrate des Diskontierungsfaktors im Verhältnis der Zeitpunkte N und 0 . Diese Erwartung berücksichtigt Informationen sowohl über den kurzfristigen Zinssatz als auch über dessen langfristigen Trend, die durch das Zentralbank-Szenario eingeflossen sind. Der negative Logarithmus dieser Wachstumsrate ermöglicht die Ableitung eines impliziten Zinspfads, der die Zinsentwicklung für alle einzelnen Zeitpunkte abbildet. Die Zinskurven der jeweiligen Zentralbank-Szenarien in unserer Studie stellen sich wie folgt dar²²:

²⁰ Hierbei ist dz ein Wiener-Prozess.

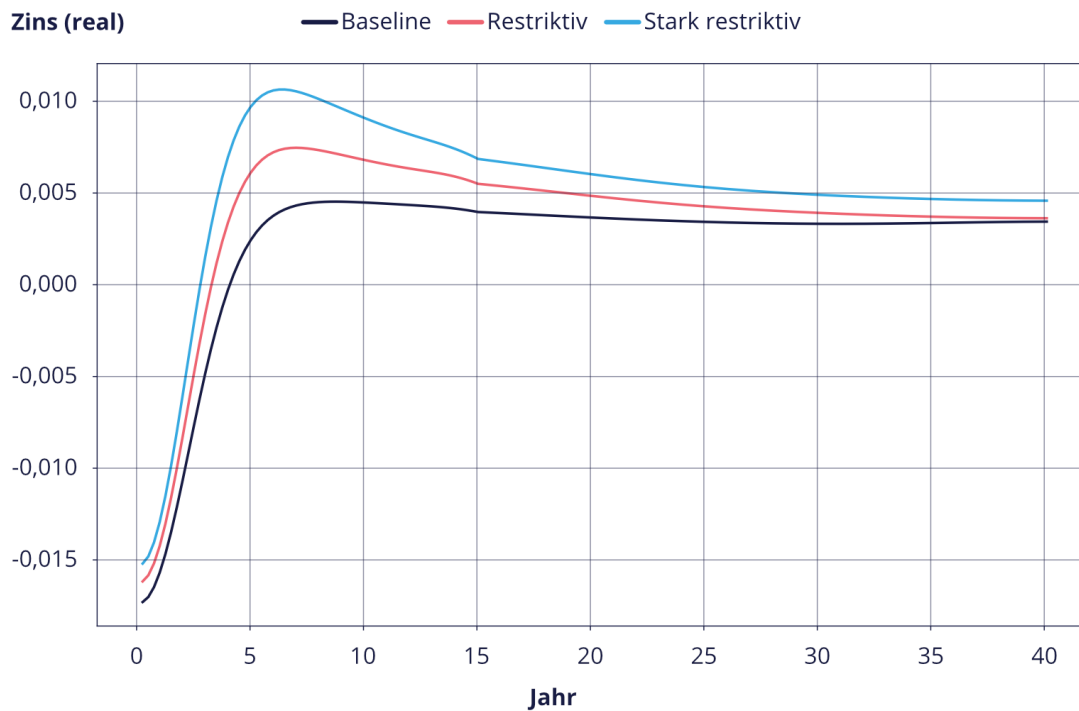
²¹ Genauer: ein autoregressiven Diffusionsprozess

²² Da das Zinsstrukturmodell stochastische Prozesse beinhaltet braucht es eine hohe Anzahl an Simulationen, um robust zu

sein. Wir lassen in unserem Modell je Szenario jeweils drei Millionen Simulationen durchlaufen. Die Modelle wurden auf Robustheit getestet, indem sie mit zehn verschiedenen Seeds ausgeführt wurden. Die dabei entstehenden Abweichungen weisen eine maximale Differenz von nur 0,01 pp auf.

Reale Zinskurven unter verschiedenen geldpolitischen Szenarien

Zinssetzung und Inflationsverlauf der geldpolitischen Szenarien



Lesebeispiel: Alle drei Szenarien zeigen einen ähnlichen Verlauf: einen kurzfristigen Peak und eine anschließende Konvergenz zum langfristigen Gleichgewicht. Je restriktiver die Geldpolitik, desto stärker die kurzfristigen Ausschläge. Langfristig nähern sich alle Szenarien demselben Zinsniveau an.

Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 9: Reale Zinskurven unter verschiedenen geldpolitischen Szenarien; **Quelle:** eigene Berechnungen

Auf Grundlage der modellierten Zinsstrukturkurve lassen sich langfristige Basiszinssätze für die jeweils sektorspezifischen Projektlaufzeiten ableiten. Für eine Laufzeit von Jahren kann der entsprechende Basiszins im jeweiligen geldpolitischen Szenario direkt abgelesen werden.

Dies ermöglicht einen Vergleich der Finanzierungskosten unter verschiedenen geldpolitischen Rahmenbedingungen und zeigt auf, wie geldpolitische Schocks die Kapitalkosten in unterschiedlichen Dekarbonisierungssektoren beeinflussen.

Literaturverzeichnis

- ARERA (2022): "Addendum to the methodological review of the cost of capital estimation", Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/21/614-21rt_add.pdf.
- BDEW (2024): "Fortschrittsmonitor von BDEW und EY: Investitionsvolumen noch deutlich zu niedrig, um Energiewende-Ziele zu erreichen", <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/fortschrittsmonitor-von-bdew-und-ey-investitionsvolumen-noch-deutlich-zu-niedrig-um-energie-wende-ziele-zu-erreichen/>, [Zuletzt aufgerufen: 10.12.2025].
- BOE (2019): "Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural", Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Circular 2/2019, <https://www.boe.es/eli/es/cir/2019/11/12/2>, [Zuletzt aufgerufen: 16.3.2026].
- Bundesministerium der Finanzen (2026): "Bundeshaushalt Soll 2026", Bundeshaushalt, <https://www.bundeshaushalt.de/DE/Download-Portal/download-portal.html>, [Zuletzt aufgerufen: 14.1.2026].
- Bundesministerium für Justiz (2007): *ARegV - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis*.
- Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz (2014): *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014)*, EEG 2014.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024): "Erfahrungsbericht der Bundesregierung zum Erneuerbare-Energien-Gesetz und Windenergie-auf-See-Gesetz", https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erfahrungsbericht-erneuerbare-energien-gesetz-windenergie-auf-see-gesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- Bundesnetzagentur (2021a): "Beschluss BK4-21-055", Bundesnetzagentur, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2021/BK4-21-0055/BK4-21-0055_Beschluss_download_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=1, [Zuletzt aufgerufen: 16.5.2025].
- Bundesnetzagentur (2021b): "Bundesnetzagentur veröffentlicht Festlegung der Eigenkapitalverzinsung", https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20211020_EKZins.html, [Zuletzt aufgerufen: 17.12.2025].
- Bundesnetzagentur (2022): "Festlegung der Höchstwerte für Ausschreibungen für Wind an Land und Aufdach-Solaranlagen für 2023", https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20221227_Hoechstwerte.html, [Zuletzt aufgerufen: 1.9.2025].
- Bundesnetzagentur (2024a): "Bedarfsermittlung 2023-2037/2045: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom", <https://www.netzentwicklungsplan.de/archiv/netzentwicklungsplan-20372045-2023>, [Zuletzt aufgerufen: 19.12.2025].
- Bundesnetzagentur (2024b): "Festlegung zur Eigenkapitalverzinsung von Neuanlagen im Strom- und Gasbereich", https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240124_EKZins.html, [Zuletzt aufgerufen: 17.12.2025].
- Bundesnetzagentur (2025a): "Finale Festlegungen im NEST-Prozess", Bundesnetzagentur, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/FL_NEST_Prozess/Zusammenfassung_FE-Entwuerfe.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- Bundesnetzagentur (2025b): "Netzentgelte", https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/BK8_NetzE.html?utm_source=chatgpt.com, [Zuletzt aufgerufen: 8.8.2025].

- Bundesnetzagentur (2025c): "Konsultationen zu Methodenfestlegungen für Strom und Gas", https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250630_MethodenfestlegungGBK.html, [Zuletzt aufgerufen: 6.3.2026].
- Bundesnetzagentur (2026a): "Solar Freifläche: Beendete Ausschreibungen / Statistiken", <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html>, [Zuletzt aufgerufen: 6.3.2026].
- Bundesnetzagentur (2026b): "Windenergieanlagen an Land: Beendete Ausschreibungen / Statistiken", https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html, [Zuletzt aufgerufen: 6.3.2026].
- Bundesregierung (2025): "Niedrigere Netzentgelte für 2026", Die Bundesregierung informiert | Startseite, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/niedrigere-netzentgelte-2382396>, [Zuletzt aufgerufen: 5.1.2026].
- CEER (2025): "Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024", Council of European Energy Regulators, <https://www.ceer.eu/publication/report-on-regulatory-frameworks-for-european-energy-networks-2024/>, [Zuletzt aufgerufen: 14.1.2026].
- Cochrane, J. H. (2009): *Asset Pricing: Revised Edition*, s.l., Princeton University Press.
- Cox, J. C. / Ingersoll, J. E. / Ross, S. A. (1985): "A Theory of the Term Structure of Interest Rates", *Econometrica*, 53 (2), S. 385, <https://doi.org/10.2307/1911242>.
- CRE (2025): "La CRE publie ses décisions finales sur le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 7)", Comission De Régulation De L'Énergie, <https://www.cre.fr/actualites/nos-lettres-dinformation/la-cre-publie-ses-decisions-finales-sur-le-tarif-dutilisation-des-reseaux-publics-delectricite-turpe-7.html>, [Zuletzt aufgerufen: 16.3.2026].
- Damodaran, A. (2025): "Data: Current", https://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html#discrate, [Zuletzt aufgerufen: 6.8.2025].
- Dentons (2025): "Transitional FER-X Decree. A bold policy that paves the way for 2030 decarbonization goals", <https://www.dentons.com/en/insights/articles/2025/february/28/transitional-fer-x-decree>, [Zuletzt aufgerufen: 8.1.2026].
- Deutsche Windguard (2025): "Wind Statistics: Half Year 2025", <https://www.windguard.com/half-year-2025.html>, [Zuletzt aufgerufen: 10.12.2025].
- Duarte, F. / Rosa, C. (2015): "The Equity Risk Premium: A Review of Models", SSRN Electronic Journal, <https://doi.org/10.2139/ssrn.2646037>, [Zuletzt aufgerufen: 19.8.2025].
- Europäisches Parlament (2024): *Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union*.
- European Central Bank (2021a): "ECB presents action plan to include climate change considerations in its monetary policy strategy", https://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2021/html/ecb.pr210708_1~f104919225.en.html, [Zuletzt aufgerufen: 27.2.2026].
- European Central Bank (2021b): "Firms and banks to benefit from early adoption of green policies, ECB's economy-wide climate stress test shows", <https://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2021/html/ecb.pr210922~59ade4710b.en.html>, [Zuletzt aufgerufen: 27.2.2026].
- European Central Bank (2022a): "ECB provides details on how it aims to decarbonise its corporate bond holdings", <https://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2022/html/ecb.pr220919~fae53c59bd.en.html>, [Zuletzt aufgerufen: 27.2.2026].
- European Central Bank (2022b): "Monetary policy decisions", <https://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2022/html/ecb.mp220609~122666c272.en.html>, [Zuletzt aufgerufen: 27.2.2026].
- European Central Bank (2025): "ECB to adapt collateral framework to address climate-related transition risks", https://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2025/html/ecb.pr250729_1~02d753a029.en.html, [Zuletzt aufgerufen: 27.2.2026].

- EWI (2024): "Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2025 bis 2029", Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH,.
- Federal Reserve Bank of St. Louis, (2025): "Moody's Seasoned Baa Corporate Bond Yield Relative to Yield on 10-Year Treasury Constant Maturity".
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE / Kost, C. / Müller, P. / Sepúlveda Schweiger, J. / Fluri, V. / Thomsen, J. (2024): "Stromgestehungskosten erneuerbare Energien", <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>, [Zuletzt aufgerufen: 4.8.2025].
- Fraunhofer ISE (2024): "Photovoltaik mit Batteriespeicher günstiger als konventionelle Kraftwerke", <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2024/photovoltaik-mit-batteriespeicher-guenstiger-als-konventionelle-kraftwerke.html>, [Zuletzt aufgerufen: 10.12.2025].
- IEA (2020): "World Energy Outlook 2020".
- IEA (2021): "Renewables 2021", <https://www.iea.org/reports/renewables-2021>, [Zuletzt aufgerufen: 11.12.2025].
- In Principle (2022): "Renewable energy sources support system: Prices and volumes for renewables at auctions in 2022–2027", <https://codozasady.pl/en/p/renewable-energy-sources-support-system-prices-and-volumes-for-renewables-at-auctions-in-2022-2027>, [Zuletzt aufgerufen: 16.3.2026].
- IRENA / CEM (2015): "Renewable Energy Auctions - A Guide to Design", https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/Jun/IRENA_Renewable_Energy_Auctions_A_Guide_to_Design_2015.pdf.
- IRENA (2021): "Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen 2020", <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-2020-Summary-DE>, [Zuletzt aufgerufen: 11.12.2025].
- Jourdan, S. (2025): "In everyone's interest: How the ECB can support the energy transition with green interest rates", WWF, <https://www.wwf.eu/?20305291/In-everyones-interest-How-the-ECB-can-support-the-energy-transition-with-green-interest-rates>, [Zuletzt aufgerufen: 23.2.2026].
- Klooster, J. van 't / Van Tilburg, R. (2020): "Targeting a sustainable recovery with Green TLTROs", <https://positivemoney.org/eu/archive/green-tltros/>, [Zuletzt aufgerufen: 16.3.2026].
- Kölschbach Ortego, A. / Steitz, J. (2025): "Kapitalengpässe lösen, Netzkosten reduzieren – Effekte staatlicher Beteiligungen auf den Stromübertragungsnetzausbau", Dezernat Zukunft, https://dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2025/02/20250207_Stromnetzfinanzierung-V1.2.pdf.
- Lintner, J. (1965): "The Valuation of Risk Assets and the Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets", The Review of Economics and Statistics, 47 (1), S. 13, <https://doi.org/10.2307/1924119>.
- Schmidt, T. S. / Steffen, B. / Egli, F. / Pahle, M. / Tietjen, O. / Edenhofer, O. (2019): "Adverse effects of rising interest rates on sustainable energy transitions", Nature Sustainability, 2 (9), S. 879–85, <https://doi.org/10.1038/s41893-019-0375-2>.
- Schnabel, I. (2023): "Monetary policy tightening and the green transition", <https://www.ecb.europa.eu/press/key/date/2023/html/ecb.sp230110~21c89bef1b.en.html>, [Zuletzt aufgerufen: 26.8.2025].
- Sharpe, W. F. (1964): "Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk", The Journal of Finance, 19 (3), S. 425, <https://doi.org/10.2307/2977928>.
- Statistisches Bundesamt (2024): "Stromerzeugung im 1. Halbjahr 2024: Mehr als 60 % aus erneuerbaren Energien", Statistisches Bundesamt, https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/09/PD24_334_43312.html, [Zuletzt aufgerufen: 7.8.2025].
- vbw / Prognos (2024): "Strommarktdesign für einen wettbewerbsfähigen Standort", <https://www.vbw-bayern.de/vbw/Themen-und-Services/Energie-Klima/Energie/Strommarktdesign-f%C3%BCr-einen-wettbewerbsf%C3%A4higen-Standort.jsp>, [Zuletzt aufgerufen: 6.3.2026].

Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Das Dezernat Zukunft ist eine überparteiliche Vereinigung, die Geld-, Finanz- und Wirtschaftspolitik verständlich, kohärent und relevant erklären und neu denken will. Dabei leiten uns unsere Kernwerte:

Demokratie, Menschenwürde und breit verteilter Wohlstand.



www.dezernatzukunft.org



@DezernatZ

Diese Arbeit wurde unterstützt von der Laudes Foundation.

Impressum

Veröffentlicht durch:

Dezernat Zukunft e.V.,
Chausseestraße 111, 10115 Berlin
www.dezernatzukunft.org

Vertretungsberechtigter Vorstand:

Dr. Maximilian Krahé

Vorstand:

Dr. Maximilian Krahé, Janek Steitz, Dr. Maximilian Paleschke

Vereinsregister des Amtsgerichts Charlottenburg

Vereinsregisternummer 36980 B

Inhaltlich Verantwortlicher nach §18 MstV: Dr. Maximilian Krahé

Herausgeber:

Dr. Maximilian Krahé, Berlin
E-Mail: max.krahe@dezernatzukunft.org

Design:

Burak Korkmaz

Diese Arbeit von Dezernat Zukunft ist lizenziert unter der CC BY-NC 4.0



Die Inhalte können mit klarer Kennzeichnung der Quelle und, sofern angegeben, unter Angabe des Autors bzw. der Autorin verwendet werden.