



consentec



neon neue  
energieökonomik



**Wissenschaftliches Inputpapier für die AG 1 der PKNS:**

# **Auf dem Weg in ein weitgehend klimaneutrales Stromsystem 2035: Einflussfaktoren und Fragestellungen für den künftigen EE-Finanzierungsbedarf**

**Erstellt von:**

24.4.2023

Malte Gephart, Corinna Klessmann, Dominik Peper (Guidehouse)

Anne Held, Jenny Winkler, Holger Höfling, Vasilios Anatolitis, Bastian Zachmann (Fraunhofer ISI)

**Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)**

Dieser Bericht wurde von Guidehouse im Auftrag und zum alleinigen Gebrauch durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) erstellt (Vorhaben: Wissenschaftliches Begleitvorhaben für die Plattform Klimaneutrales Stromsystem, Förderkennzeichen: 03MAP424). Die Inhalte sind Arbeitsergebnisse, die auf den zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes verfügbaren Informationen basieren. Dieses Dokument ist nicht zur Vervielfältigung oder Weitergabe an Dritte bestimmt.

Guidehouse Germany GmbH | Hauptsitz: Albrechtstr. 10 c | 10117 Berlin | Tel. +49 30 7262 1410

Handelsregister Amtsgericht Charlottenburg | Handelsregisternr. HRB 191924 | Ust-ID-Nr. DE 316292507

Geschäftsführer: Scott McIntyre, Edward Eich, Deborah Ricci, Shamir Patel

# 1. Einleitung

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2045 klimaneutral zu werden. Der Stromsektor ist hierfür von zentraler Bedeutung, da er im Zuge der Sektorenkopplung zudem maßgeblich für die Dekarbonisierung der anderen Sektoren sein wird. Erneuerbare Energien (EE) werden in einem klimaneutralen Stromsystem die Stromnachfrage vollständig decken, wobei die inländischen Ressourcen Wind an Land, Wind auf See und Solarenergie die Hauptenergieträger sein werden. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) sieht auf dem Weg dorthin sehr ambitionierte Ausbaupfade vor. Bereits 2030 sollen 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden.

Vor dem Hintergrund der ambitionierten Ziele ist zunächst zu analysieren, inwiefern das bestehende Marktdesign eine ausreichende Finanzierbarkeit der EE sicherstellt und zu volkswirtschaftlich effizienten Ergebnissen führt.

Im Grundsatz können sich EE-Kraftwerke an Strommärkten folgendermaßen refinanzieren: Bei der Preisbildung an Strommärkten setzt das Kraftwerk mit den höchsten variablen Kosten, dessen Stromproduktion zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, den Preis. EE-Kraftwerke mit geringem Anteil an variablen Kosten profitieren dabei von der Preissetzung durch Kraftwerke mit höheren variablen Kosten und können so ihre Fixkosten wie beispielsweise Abschreibungen der Investitionen decken. Der angewandte Preismechanismus ist vergleichbar zu anderen Märkten, auf denen homogene standardisierte Waren (Commodities) gehandelt werden. Für Strom gibt es dabei verschiedene Handelssegmente, auf dem Strom sowohl kurzfristig auf Spotmärkten (Day-ahead, Intraday) als auch längerfristig auf Terminmärkten gehandelt wird.

EE, die künftig die Stromproduktion weitgehend dominieren sollen, verdrängen dann zunehmend die aktuell fossil betriebenen Kraftwerke mit hohen variablen Kosten und haben so einen reduzierenden Effekt auf das Preisniveau an den Großhandelsmärkten. Gleichzeitig müssen EE hohe Fixkostenanteile (insbes. Abschreibungen) refinanzieren und sind hierfür auf ausreichend hohe Großhandelspreise angewiesen. Insbesondere unter Berücksichtigung der Ambition der EE-Ziele mit hohen EE-Anteilen im Stromsystem und der erforderlichen Beschleunigung der Ausbaugeschwindigkeit muss somit sichergestellt werden, dass EE-Investitionen rentabel sind.

Im Kern müssen zur Beantwortung der Frage, ob das aktuelle Strommarktdesign ausreichend Anreize zu geringstmöglichen volkswirtschaftlichen Kosten für Investitionen in EE bietet, die für die Zukunft erwarteten Kosten der EE mit den voraussichtlichen Einnahmen verglichen werden. Dafür müssen zunächst die zentralen Einflussfaktoren bzw. Treiber identifiziert und deren erwartete Entwicklung abgeschätzt werden. Es gilt zu eruieren, ob trotz der bestehenden Unsicherheiten bezüglich der Entwicklungen von Kosten und Einnahmen, robuste Aussagen über einen verbleibenden staatlichen Handlungsbedarf getroffen werden können.

## 2. Kosten der erneuerbaren Energien

### Zentrale Bestandteile und Einflussfaktoren

Die Kosten der Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen EE, d.h. mit der Ausnahme von Biomasse, werden von den zu Beginn der Projektlaufzeit anfallenden Investitionsausgaben (CAPEX) dominiert, i.W. Anschaffungskosten, Projektentwicklungskosten, Finanzierungskosten (s.u.). Neben den Investitionsausgaben sind die Betriebskosten

(OPEX) der zweite Kostenbestandteil und beinhalten z.B. Steuern, Versicherungen, Kosten für die Landnutzung (wie Pachten etc.), Wartung und Instandhaltung. Hinzu kommen bei größeren Anlagen Kosten der Direktvermarktung. OPEX stellen insgesamt nur einen kleinen Anteil der Gesamtkosten dargebotsabhängiger EE-Stromerzeugung dar. Ein weiterer Faktor, der sich auf die Erzeugungskosten EE auswirkt, ist die Standortqualität insbesondere bei Windenergie und Photovoltaik.

Finanzierungskosten bzw. Kapitalkosten sind ein wesentlicher und beeinflussbarer Bestandteil der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in erneuerbare Energien. Die Finanzierung der EE-Investition muss entsprechend über Eigenkapital und Fremdkapital (z.B. in Form von Bankkrediten) sichergestellt und über den Finanzierungszeitraum hinweg (z.B. 20 Jahre) zurückgezahlt werden. Eigen- und Fremdkapital sind mit Renditeerwartungen und entsprechend aus Projektsicht mit Finanzierungskosten verbunden. Den Finanzierungskosten kommt damit eine zentrale Rolle in der Rentabilität von EE-Investitionen zu.

Ein weiterer kosten- und entscheidungsrelevanter Aspekt bei Investitionen in EE ist die Einschätzung und Verteilung von Risiken: Eigen- und Fremdkapitalgeber bewerten und bepreisen das Risiko ihrer Investition und entscheiden danach, ob sie investieren und wenn ja, zu welchen Kosten sie Kapital bereitstellen. Steigende Risiken führen zu steigenden Kapitalkosten oder sogar zur Nicht-Finanzierbarkeit der Investition (fehlende „Bankability“).

Das Preisrisiko ist ausschlaggebend für die Realisierbarkeit von EE-Investitionen, d.h. das Risiko, dass die langfristige Preisprognose von den tatsächlichen Preisentwicklungen negativ abweicht und somit weniger Erlöse erwirtschaftet werden, als zur Schuldentilgung notwendig wären.

Strommarktpreise sind zudem sehr volatil, da Angebot und Nachfrage in jedem Augenblick zusammengeführt werden müssen, die Speichermöglichkeiten für Strom sehr begrenzt sind und die Nachfrage (noch) wenig auf kurzfristige Preissignale reagiert. Dargebotsabhängige EE können Preisrisiken zugleich nur sehr eingeschränkt durch ihre Einsatzstrategie begegnen.

Um das Preisrisiko zu adressieren, stehen dem Grundsatz nach marktseitige und staatliche Instrumente zur Verfügung:

- Preise können im Markt z.B. durch langfristige Abnahmeverträge (PPAs) abgesichert werden. Wichtig ist hierbei, dass die Bonität des Stromabnehmers genutzt wird, um dessen Ausfallrisiko zu bewerten und die Kapitalkosten zu bestimmen. In verschiedenen Studien wurde ermittelt, dass die Bonität potentieller Abnehmer und deren begrenzte Möglichkeiten, sich finanziell langfristig an PPAs zu binden, auch das Potenzial für PPAs begrenzt.
- Preise können auch staatlich abgesichert werden (wie dies z.B. derzeit durch gleitende Marktprämien geschieht). Eine Preisabsicherung findet dabei zunächst unabhängig davon statt, ob letztlich Förderung gezahlt wird. Aufgrund der hohen Bonität des Staates sind Kapitalkosten in Projekten, die durch staatliche Instrumente abgesichert sind, tendenziell niedriger als in PPA-Projekten.

### Kostenentwicklung der erneuerbaren Energien

Technologielernkurven haben zu massiven Kostensenkungen in den letzten 20 Jahren geführt. So konnten z.B. die Kosten der PV um 25% je Verdoppelung der globalen Produktion reduziert werden, d.h. um 92% seit 1990.

Allgemeine Inflation, gestiegene Fremdkapitalkosten, Lieferengpässe und spezifische Kosten z.B. für Rohstoffe haben in den letzten zwei Jahren für Preissteigerungen gesorgt.

Der Ausbau erneuerbarer Energien erfordert den Einsatz von Landflächen, die jedoch Nutzungskonkurrenzen ausgesetzt sind und in Deutschland eine knappe Ressource darstellen. Gleichzeitig definiert die Fläche, insbesondere bei Windenergie, den möglichen Energieertrag der erneuerbaren Energien und hat damit einen wesentlichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Vor dem Hintergrund ambitionierter EE-Ausbauziele ist auch die Nutzung weniger ertragreicher Standorte für die Dekarbonisierung des Stromsystems notwendig. Sie führt zu höheren durchschnittlichen EE-Stromgestehungskosten als in den letzten Jahren zu beobachten waren.

Aussagen über die längerfristige Entwicklung der Technologie- und Finanzierungskosten sind zwar mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, dennoch stellt sich vor dem Hintergrund kostensteigernder Herausforderungen die Frage, ob Investitionen in EE rentabel genug bleiben, um die EE-Ausbauziele mit dem notwendigen EE-Ausbau in der Breite zu erreichen.

## **3. Einnahmen der erneuerbaren Energien**

### Zentrale Bestandteile und Einflussfaktoren

Die Einnahmen der EE am Stromgroßhandelsmarkt (börslicher- und außerbörslicher Handel) müssen grundsätzlich die o.g. Kosten übersteigen, damit ein Projekt ohne ergänzende Förderung wirtschaftlich ist.

Strom aus EE kann an der Strombörse vermarktet werden (day-ahead und intraday Märkte sowie Terminkontrakte) sowie außerbörslich gehandelt werden („Over-the-Counter“, OTC, z.B. durch langfristige Stromlieferverträge, sog. Power-Purchase-Agreements, PPAs). Zudem können EE-Betreiber an Regelenergiemärkten teilnehmen und dort Einnahmen generieren.

Ausschlaggebend für EE-Projekte, die allein am Strommarkt refinanziert werden (d.h. ohne Fördersystem), sind die mit dem Erzeugungsprofil gewichteten Day-Ahead Spotmarktpreise der Strombörse, also die sogenannten technologiespezifischen Marktwerte. Die Spotmarktpreise sind der Referenzpreis, sowohl für börslich als auch nicht-börslich (OTC) gehandelte Spot- oder Terminmarktprodukte.

Die Einnahmen der EE-Anlagen werden maßgeblich durch die Standortgüte beeinflusst: Standorte mit hohen Sonnenstunden oder guten Windbedingungen erlauben eine höhere Stromerzeugung verglichen mit schlechteren Wind- oder Sonnenstandorten. Unterschiedliche Anlagendesigns (zum Beispiel PV-Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung oder Windanlagen mit verschiedenen Rotor-Generator-Verhältnissen, Ergänzung von Speichermöglichkeiten) erhöhen ggf. die Kosten, können aber unter bestimmten Umständen auch zu höheren Erlösen beitragen.

Bislang werden für den Großteil der EE-Anlagen Erlöse aus der Vermarktung des Stroms mit Einnahmen aus der EEG-Förderung kombiniert, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu sichern. Die Absicherungsfunktion steht also schon heute regelmäßig im Fokus.

### Entwicklung der Einnahmen

Steigende CO<sub>2</sub>-Preise im ETS sorgen für steigende Strompreise. Das ist jedoch nur der Fall bis zu dem Zeitpunkt, an dem das Stromsystem dekarbonisiert ist, da dann keine CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Stromsystem mehr stattfinden kann.

Strompreise sind seit Beginn der Energiekrise stark gestiegen. Die Erwartung in der Mehrzahl der wissenschaftlichen und kommerziellen Strompreisprognosen ist jedoch, dass das Strompreisniveau in den kommenden Jahren wieder deutlich sinkt, was bereits an den Preisen für Terminprodukte erkennbar ist. Mittelfristig werden EE daher, unabhängig davon, ob ein Abschöpfungsmechanismus für Übergewinne eingeführt wird, nicht mehr von den aktuellen Strompreisniveaus profitieren können.

Ein steigender Anteil von Wind- und Solarstrom führt zusätzlich zu sinkenden Marktwerten, da die Einspeisung der einzelnen Anlagen stark korreliert. Die zeitgleiche Einspeisung der EE wirkt somit strompreissenkend (Kannibalisierungseffekt). Dieser Effekt ist bereits zu beobachten und wird angesichts der im EEG festgelegten EE-Ausbaupfade auf dem Weg zu einem klimaneutralen Stromsystem noch deutlich ausgeprägter werden.

Nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen und Speicher können dem entgegenwirken und z.B. durch eine Erhöhung der Nachfrage in Stunden mit geringen Strompreisen zu einer Glättung volatiler Strompreise und letztlich zu einer deutlichen Erhöhung der Marktwerte führen. Im Gegensatz zu den o.g. Kannibalisierungseffekten, die sich zwangsläufig aus dem EE-Ausbau ergeben, ist die Entwicklung der Flexibilitätsoptionen und der positiven Effekte auf Marktwerte mit größerer Unsicherheit behaftet. Es ist zudem wahrscheinlich, dass sich Flexibilitätsoptionen nicht in ausreichendem Tempo und Ausmaß realisieren lassen, um Kannibalisierungseffekte vollständig zu kompensieren.

Die Auswertung wissenschaftlicher Marktwertprognosen, die überwiegend bereits vor den ambitionierten Ausbaupfaden des EEG 2023 und vor der Energiekrise erstellt wurden, zeigt eine erhebliche Unsicherheit auf, in welchem Umfang sich EE zukünftig ohne staatliche Absicherung refinanzieren können. Auch im weiteren Verlauf besteht hierüber erhebliche Unsicherheit, die allerdings noch schwerer quantifiziert werden kann.

## 4. Zentrale Fragestellungen für die Diskussion

### Was sind die treibenden Faktoren des EE-Zubaus im heutigen System?

Bislang findet der überwiegende Anteil des EE-Zubaus mit Hilfe staatlicher Risikoabsicherung und Förderung statt. Dies senkt die Finanzierungskosten der EE-Projekte und begrenzt in der Folge auch die volkswirtschaftlichen Kosten des Ausbaus.

### Welche Herausforderungen ergeben sich in einem Stromsystem mit hohen EE-Anteilen für die Refinanzierung und den weiteren Ausbau der EE?

Wie verhalten sich mögliche Kostensenkungen auf Basis der Technologielernkurven gegenüber Faktoren, die sich kostensteigernd auswirken können? Lassen sich anhand dessen robuste Aussagen über die voraussichtliche Entwicklung der mittleren Stromgestehungskosten treffen? Zwar wird allgemein erwartet, dass Inflationswerte und Zinsen in den kommenden Jahren wieder sinken, aber voraussichtlich über Vorkrisenniveau verbleiben. Kurzfristig wirken Turbulenzen in den Lieferketten preissteigernd. Welche Faktoren bestimmen die zukünftigen Marktwertentwicklungen und wie? Kannibalisierungseffekte könnten zu sinkenden Marktwerten führen und damit zu sinkenden Einnahmen der EE. Flexibilitätsoptionen und Speicher können diesen Effekten entgegenwirken, wobei unklar ist, ob sie diese vollständig bzw. schnell genug kompensieren können.

### Welche zentralen Investitionsrisiken bestehen und welchen Einfluss haben diese auf die Kapitalkosten für erneuerbare Energien in Abhängigkeit unterschiedlicher Absicherungsoptionen?

Kapitalkosten sind abhängig von den einzupreisenden Risiken. Welches sind die zentralen Investitionsrisiken, die die Finanzierung von EE-Projekten entscheidend beeinflussen? Wie können diese effizient adressiert werden? Was bedeutet dies z.B. für den Vergleich zwischen gänzlich ungeforderten EE-Projekten und solchen, in denen bestimmte Risiken auch staatlich abgesichert sind? Lassen sich hieraus vor dem Hintergrund der Ausbauziele Aussagen ableiten, inwiefern Handlungsbedarf besteht, um die Finanzierung eines ausreichenden EE-Ausbaus zu gewährleisten?