KURZANALYSE | ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG

# 100 % Erneuerbare-Energien-Stromversorgung für Rechenzentren: Realisierungspfade und Kostenwirkungen

## 1. Ausgangslage und Fragestellung

Vor dem Hintergrund der Anforderung, dass die Strommengen zum Betrieb von Rechenzentren (Data Center) zu 100 % aus Erneuerbaren Energien (EE) stammen sollen, lassen sich grundsätzlich drei Realisierungspfade unterscheiden:

- **Pfad A – Zertifikatsbasierte Beschaffung:** Bilanzielle Vergrünung der gelieferten Strommengen über den Erwerb und die Entwertung von EE-Zertifikaten bzw. Herkunftsnachweisen (HKN).
- **Pfad B – Physische Beschaffung über das öffentliche Netz:** Physische Vermarktung und Beschaffung ungeförderter EE-Strommengen über das öffentliche Stromnetz (insbesondere über Power Purchase Agreements – PPAs).
- **Pfad C – Physische Beschaffung über Direktleitungen:** Physische Belieferung aus ungeförderten EE-Anlagen über eine Direktleitung außerhalb des öffentlichen Stromnetzes.

**Leitfrage:** Welche energiewirtschaftlichen und kostenseitigen Auswirkungen ergeben sich durch die Umsetzung einer 100-%-EE-Stromversorgung entlang der Pfade A bis C – insbesondere für die Betreiber der Rechenzentren sowie für das übrige Stromsystem?

## 2. Erstanalyse Pfad A: Vergrünung über EE-Zertifikate (HKN)

- **Hohe Flexibilität und Standardisierung:** Pfad A stellt die einfachste und flexibelste Form der bilanziellen Vergrünung dar. Anpassungen in der Beschaffung bei Mehr- oder Mindermengen im Lastprofil der Rechenzentren lassen sich kurzfristig und mit geringem administrativem Aufwand über standardisierte Handelsprodukte (Herkunftsnachweise – HKN) realisieren.
- **Modellannahme Zusatzbedarf (5 TWh/Jahr):** Um die Marktwirkung einzuordnen, wird exemplarisch ein zusätzlicher Strombedarf für Rechenzentren von 5 TWh pro Jahr unterstellt, der vollständig über HKN vergrünt werden muss. Dieser angenommene zusätzliche Stromverbrauch von 5 TWh passt sehr gut zum erwarteten Stromverbrauch der Bitcoin-Szenarien bis 2035, die im oberen Pfad ebenfalls rund 5 TWh pro Jahr ergeben.
- **Europäische Marktbilanz und Einordnung des Überschusses:** Für eine belastbare Einordnung des Marktes ist die Betrachtung eines mehrjährigen Durchschnitts sinnvoller als der Blick auf ein einzelnes Kalenderjahr. Da Herkunftsnachweise ab dem Erzeugungszeitraum bis zu zwölf Monate gültig sind, werden überschüssige Zertifikate aus Vorjahren häufig erst im Folgejahr entwertet – was wiederum das Marktangebot sowie die Zahl der neu beantragten bzw. ausgestellten Zertifikate in den Folgejahren beeinflusst. Ein mehrjähriger Mittelwert glättet genau diese jahresübergreifenden Übertragungs- und Vorzieheffekte. Im europäischen Grünstrom-Zertifikatemarkt (AIB Residual Mix) wurden im Durchschnitt der Jahre 2023 bis 2025 jährlich rund 1.419 TWh an EE-Herkunftsnachweisen ausgestellt, während im selben Zeitraum durchschnittlich 1.242 TWh entwertet wurden. Es verbleibt somit ein rechnerischer jährlicher Überschuss von rund 177 TWh (bzw. im engeren EECS-System im Jahr 2025 rund 1.107 TWh ausgestellte gegenüber 1.002 TWh entwerteten Zertifikaten). Vor dem Hintergrund dieses erheblichen strukturellen Marktüberschusses sind zusätzliche 5 TWh Nachfrage unproblematisch und dürften auf europäischer Ebene kaum zu spürbaren Preissteigerungen bei HKN führen. Das verdeutlicht auch die

Preisauswertung im nächsten Kapitel, da die Preise für Herkunftsnachweise trotz wachsender Nachfrage deutlich gefallen sind und aktuell auf einem niedrigen Niveau notieren.

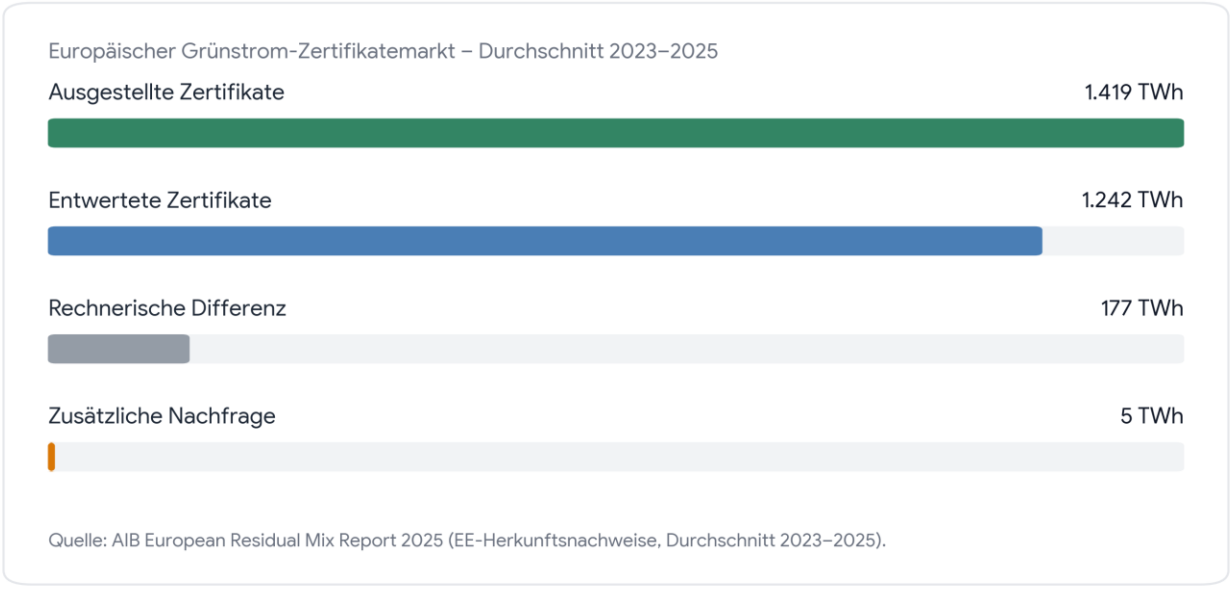


*Abbildung 1: Europäischer Grünstrom-Zertifikatemarkt im Durchschnitt 2023–2025 (Quelle: AIB European Residual Mix Report 2025).*

**Aktuelle Preisentwicklung und Entkopplung vom Strompreis (ISPEX-Marktanalyse):** Aktuelle Marktdaten (u. a. ISPEX-Auswertungen) zeigen, dass die Preise für Herkunftsnachweise trotz wachsender Nachfrage deutlich gefallen sind und aktuell auf einem niedrigen Niveau notieren (europäische Wasserkraft-HKN unter 1 €/MWh, deutsche Wind-HKN um rund 1,05 bis 1,70 €/MWh). Während Schätzungen des Umweltbundesamtes einen Anstieg der deutschen HKN-Nachfrage von 216 TWh (2023) auf über 580 TWh bis 2030 erwarten, relativiert der parallele massive Ausbau der Erneuerbaren Energien diesen Nachfrageeffekt. Zudem zeigt die Marktbeobachtung, dass HKN-Preise und Großhandelsstrompreise (Base 2026/2027) weitgehend entkoppelt verlaufen: Während HKN-Preise sanken, stiegen die Terminmarktpreise für Strom deutlich an.

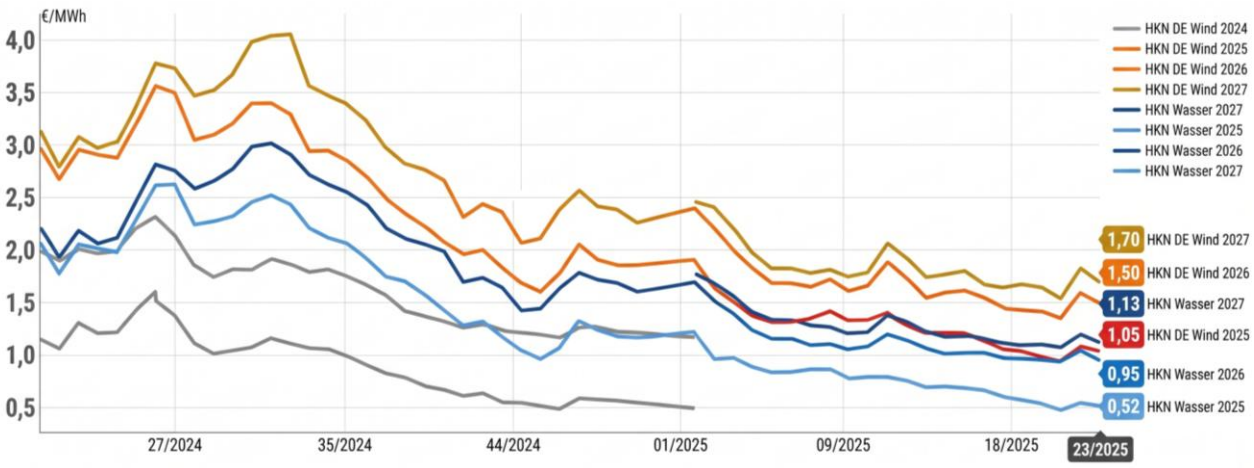


*Abbildung 2: Preisentwicklung von Herkunftsnachweisen (HKN Wasser und HKN DE Wind, Lieferjahre 2024–2027) in €/MWh (Quelle: ISPEX HKN-Preisticker).*

- **Risikofaktor GHG Protocol und nationale Unterdeckung:** Erhebliche Auswirkungen für den deutschen Markt ergäben sich jedoch durch die laufende Reform des Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol). Wird dort – wie diskutiert – verankert, dass künftig nur noch solche ausländischen HKN anerkannt und entwertet werden dürfen, deren zugrunde liegende Strommengen auch physisch in das jeweilige Verbrauchsland lieferbar sind (Marktkopplung/Übertragungsengpässe), entstünde in Deutschland eine massive strukturelle Lücke: Im Durchschnitt der Jahre 2023 bis 2025 wurden in Deutschland jährlich rund 203 TWh an HKN entwertet (2025: 224 TWh), aber im Inland nur rund 44 TWh (2025: 46 TWh) ausgestellt.

- **Potenzial der deutschen EE-Erzeugung und regulatorische Hürde (§ 80 EEG):** Die Statistik zeigt zugleich, dass in Deutschland mit rund 285 TWh (2025: 290,1 TWh) insgesamt mehr als ausreichend EE-Stromerzeugung vorhanden wäre, um sowohl den bestehenden deutschen HKN-Bedarf als auch den zusätzlichen Bedarf von 5 TWh für Rechenzentren (inklusive jährlichem Wachstum) vollständig abzudecken. Dies scheitert derzeit am gesetzlichen Doppelvermarktungsverbot nach § 80 EEG, wonach für staatlich geförderte EE-Anlagen keine HKN ausgestellt werden dürfen.

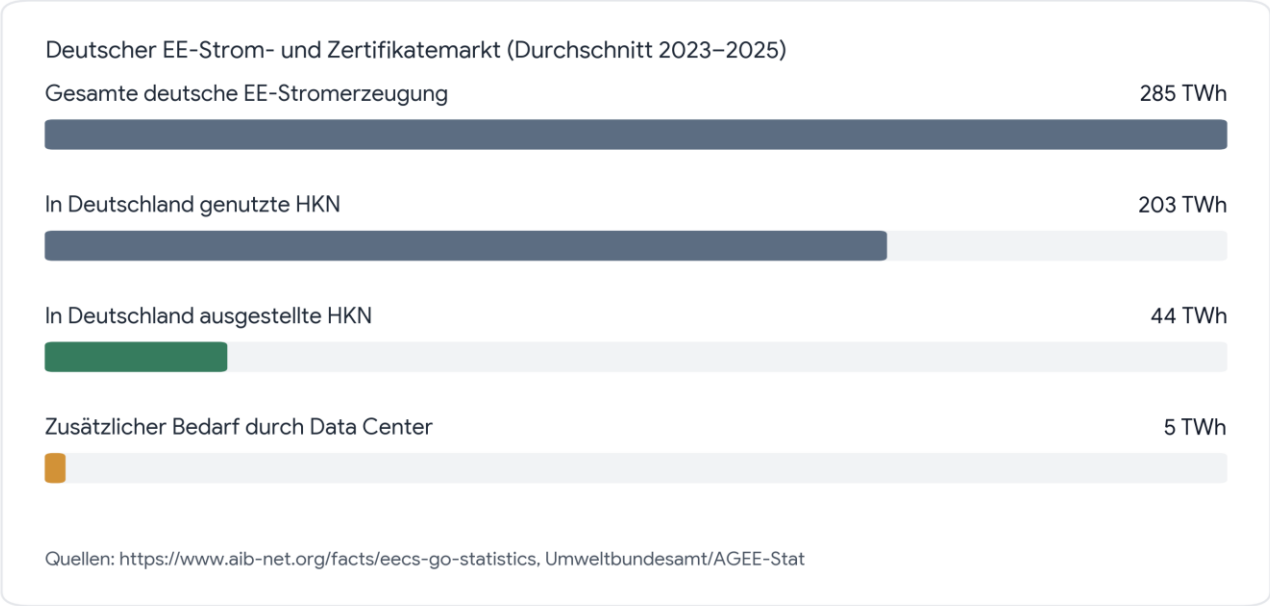


*Abbildung 3: Deutscher EE-Strom- und Zertifikatemarkt im Durchschnitt 2023–2025 (Quellen: AIB EECS-GO Statistics, Umweltbundesamt/AGEE-Stat).*

**Fazit zu Pfad A**

Sofern ausländische HKN auch künftig vollumfänglich in Deutschland genutzt werden können, ist kaum mit einem starken Anstieg der HKN-Preise zu rechnen, da europaweit ein struktureller Zertifikatsüberschuss von durchschnittlich rund 177 TWh pro Jahr (2023–2025) besteht und die aktuellen HKN-Preise auf sehr niedrigem Niveau liegen.

Mit der Umsetzung eines strengeren GHG Protocol hinsichtlich der Entwertung europäischer HKN dürfte das HKN-Preisniveau in Deutschland hingegen deutlich ansteigen. Dieser Preisanstieg wäre jedoch nicht auf die zusätzlichen 5 TWh für Rechenzentren zurückzuführen, sondern auf die bereits heute bestehende nationale Unterdeckung von rund 160 bis 180 TWh zwischen inländischer Ausstellung und Entwertung. Abhilfe schafft hier ein verstärkter förderfreier EE-Ausbau in Deutschland (siehe Pfad B und Pfad C).

## 3. Erstanalyse Pfad B: Physische EE-Beschaffung über das öffentliche Stromnetz (PPA)

- **Förderfreie Realisierung erforderlich (§ 80 EEG):** Soll die Strombeschaffung physisch über deutsche EE-Anlagen erfolgen, müssen diese unter den geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen ohne EEG-Förderung am Markt realisiert werden, damit das Doppelvermarktungsverbot (§ 80 EEG) nicht greift und die Ausstellung sowie Weitergabe von HKN zulässig ist.
- **Vergütung mindestens in Höhe der Stromgestehungskosten:** Da der Stromtransport über das öffentliche Stromnetz erfolgt, müssen die Abnehmer (Rechenzentren) über langfristige Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements – PPAs) mindestens die Stromgestehungskosten der EE-Anlagen vergüten, um deren wirtschaftlichen Betrieb ohne Marktprämie sicherzustellen.
    - **Wirkung bei hohem Strompreisniveau:** In Phasen höherer Großhandelsstrompreise liegt der Jahresmarktwert der EE-Erzeugung potenziell über den reinen Stromgestehungskosten. In diesem Fall entstehen für die Rechenzentren kaum Mehrkosten gegenüber dem allgemeinen Marktbezug – je

nach vertraglich fixiertem PPA-Preis und tatsächlicher Börsenpreisentwicklung können sich sogar reale Kostenvorteile bzw. Mehrerlöse ergeben.

- **Wirkung bei niedrigem Strompreisniveau:** In Phasen niedriger Großhandelsstrompreise müssen die Abnehmer (z. B. Rechenzentren) die Differenz zwischen dem vertraglich zugesicherten PPA-Preis (mindestens Stromgestehungskosten) und dem niedrigeren Marktwert tragen – funktional vergleichbar mit der staatlichen Marktprämie im EEG, jedoch privatwirtschaftlich finanziert.

**Fazit zu Pfad B**

Ob unter Pfad B Mehrkosten entstehen, hängt maßgeblich vom vertraglich vereinbarten PPA-Preis und dem sich einstellenden allgemeinen Strompreisniveau ab. Das Kostenrisiko kann somit in beide Richtungen wirken und stellt keine einseitige Belastung für eine einzelne Verbrauchergruppe dar.

Gleichzeitig ermöglicht Pfad B einen zusätzlichen, förderfreien Ausbau der Erneuerbaren Energien, was den Staatshaushalt bzw. das EEG-Konto entlastet und die Energiewende voranbringt.

Eine künstliche Verteuerung der Strompreise für unbeteiligte Dritte ist nicht ersichtlich, da es sich um frei verhandelte, bilaterale Lieferverträge (PPAs) zwischen Erzeugern und Abnehmern handelt.

## 4. Erstanalyse Pfad C: Physische EE-Beschaffung über Direktleitungen

- **Einsparung von Netzentgelten und Umlagen:** In Pfad C werden die Strommengen aus ungeförderten EE-Anlagen über eine Direktleitung – also außerhalb des öffentlichen Stromnetzes – unmittelbar an das Rechenzentrum geliefert. Der zentrale wirtschaftliche Vorteil gegenüber Pfad B besteht darin, dass für den direkt gelieferten Strom netzbezogene Preisbestandteile (insbesondere Netzentgelte sowie netzseitige Umlagen und Abgaben) entfallen. Dies verbessert die Wirtschaftlichkeit des EE-Bezugs erheblich.
- **Regulatorischer Anpassungsbedarf im EEG (§ 21b Abs. 4 EEG):** Für eine breite praktische Umsetzung von Direktleitungen sind gezielte, begrenzte Anpassungen im EEG erforderlich. Insbesondere müsste § 21b Abs. 4 Nr. 2 Buchst. a EEG 2023 gestrichen bzw. angepasst werden, da das dort verankerte Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ eine Direktbelieferung von Großverbrauchern wie Rechenzentren in der Praxis faktisch verhindert.

**Fazit zu Pfad C**

Pfad C ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht deutlich vorteilhafter als Pfad B und ermöglicht selbst bei einem moderaten bzw. normalen Börsenstrompreisniveau eine tragfähige wirtschaftliche Grundlage für den direkten Grünstrombezug – vor allem durch die Einsparung regulierter Netzabgaben.

Darüber hinaus lassen sich Projekte über eigene Direktleitungen häufig schneller realisieren als über langwierige Netzanschlussverfahren im öffentlichen Netz. Gleichzeitig entstehen Anreize für netzdienliche Flexibilität (Load-Shifting), um den Stromverbrauch des Rechenzentrums optimal auf das Einspeiseprofil der angeschlossenen EE-Anlagen abzustimmen.