

H₂-CFD

Erforderliche Förderkosten durch ein CfD-Instrument für inländische grüne Wasserstoffherzeugung

Maximilian Blum

Frank Merten

Dr. Sascha Samadi

Alexander Scholz

Auftraggeber



Dieser Bericht ist Ergebnis des Wuppertal Instituts.

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde für die **Elektrolyse-Industrie-Wirtschaftsallianz (EIWA)** im Auftrag von PtX Solutions GmbH durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Wuppertal Institut (2026). Erforderliche Förderkosten durch ein CfD-Instrument für inländische grüne Wasserstofferzeugung.

Projektlaufzeit: März bis Mai 2026

Projektkoordination:

Frank Merten
Abteilung Zukünftige Energie- und Industriesysteme
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal

Autoren:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH:
Maximilian Blum, Frank Merten, Dr. Sascha Samadi, Alexander Scholz

Impressum

Herausgeberin:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Ansprechperson:

Frank Merten
Zukünftige Energie- und Industriesysteme
frank.merten@wupperinst.org
Tel. +49 202 2492-126
Fax +49 202 2492-108

Stand:

26. Juni 2026

Bildquellen:

S. 11 und 12: EIWA, Werner Diwald

Der Text dieser Publikation steht unter der Lizenz „Creative Commons Attribution 4.0 International“ (CC BY 4.0).
Der Lizenztext ist abrufbar unter: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	4
Verzeichnis von Abbildungen und Abkürzungen	5
1 Management Summary	7
2 Hintergrund und Zielsetzung	8
3 CFD-Konzept	9
4 Vorgehensweise und Annahmen	11
4.1 Szenarien	11
4.2 Annahmen (Metaanalyse)	12
4.2.1 CAPEX	12
4.2.2 Strombezugskosten	13
4.2.3 CO ₂ -Preise (ETS)	14
4.2.4 Sonstige Kostenfaktoren	15
5 Ergebnisse	16
5.1 Gebotspreise aus literaturbasierter Sicht	16
5.2 Förderkosten – literaturbasierte Sicht	17
5.3 Förderkosten – konzeptionelle/marktliche Sicht	19
6 Einordnungen der Ergebnisse und des Konzepts	22
6.1 Gebotspreise für grünen Wasserstoff	22
6.2 Sonstige Direktvermarktung von grünem Wasserstoff	23
6.3 Förderkosten für den grünen Wasserstoff	23
6.4 CFD-Konzept: Wirksamkeit und Zielkonflikte	24
7 Fazit und Ausblick	26
8 Literaturverzeichnis	27
9 Anhang	28

Verzeichnis von Abbildungen und Abkürzungen

Abbildungen

Abbildung 1: Grundkonzept der CfD-Vergütung.	9
Abbildung 2: Bestimmung von anlegbarem Gebotspreis und Marktprämien für die CfD-Direktvermarktung und die sonstige Direktvermarktung als Faktoren für die Förderkosten	10
Abbildung 3: Übersicht über die verwendeten Szenariofälle (grau markiert)	11
Abbildung 4: Bandbreite der in der Literatur genannten Investitionskosten für Elektrolyseanlagen (in €/kW)	13
Abbildung 5: Entwicklung der unterstellten CO ₂ -Preise für die Berechnungen	15
Abbildung 6: Ermittelte Gebotspreise für die drei Szenarien im Vergleich zu Literaturwerten und zu einer möglichen maximalen Gebotsvorgabe	17
Abbildung 7: Einfluss der Annahmen zur Direktvermarktung, Boni und ETS-Berücksichtigung auf die Bandbreite der kumulierten Förderkosten	18
Abbildung 8: Jährliche Förderkosten über die Laufzeit für verschiedene Gebotspreise und Szenarien	19
Abbildung 9: Kumulierte Förderkosten für Gebotspreise zwischen 5 und 7 €/kg unter verschiedenen Szenario-Fällen	20
Abbildung 10: Jährliche Förderkosten für Gebotspreise zwischen 5 und 7 €/kg über die Laufzeit	21
Abbildung 11: Übersicht über die verwendeten Annahmen und Parameter für die Berechnungen	28

Abkürzungen

BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Investitions-/Kapitalkosten
CfD	Contracts-for-Difference
DV	Direktvermarktung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ETS	Emission-Trading-System
€	Euro
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
H ₂	Wasserstoff
IEA	Internationale Energieagentur
IRENA	International Renewable Energy Agency
OPEX	Betriebskosten (Wartung und Instandhaltung)
PPA	Power Purchase Agreements
THG	Treibhausgas
USD	US Dollar
WACC	Gewichteter Kapitalkostensatz

1 Management Summary

Der Ausbau von H₂-Erzeugungskapazitäten in Deutschland stagniert auf niedrigem Niveau. Beschleunigt sich der Zubau nicht deutlich, wird das nationale 10-GW-Ziel bis 2030 absehbar klar verfehlt. Vor diesem Hintergrund haben verschiedene Akteure der Wasserstoffwirtschaft ein „Elektrolyse-Industrie-Wirtschaftsprogramm“ vorgeschlagen, das eine auf Differenzverträgen („Contracts-for-Difference“, CfD) beruhende staatliche Förderung für die Wasserstofferzeugung aus den ersten 10 GW an inländischen Elektrolyseanlagen vorsieht.

Die vorliegende Kurzstudie untersucht die voraussichtlichen Förderkosten dieses CfD-Förderkonzepts mit dem Ziel, die absehbaren Fördersummen in unterschiedlichen Szenarien zu ermitteln und damit eine fundierte Grundlage für die politische Bewertung des Förderinstruments zu schaffen. Das Konzept sieht die Ausschreibung von fünf jährlichen Tranchen à 2 GW ab 2027 vor, mit einer CfD-Vergütungslaufzeit von jeweils 20 Jahren.

Die Parameter zur Berechnung der möglichen H₂-Gebotspreise basieren auf einer Metaanalyse von zwölf einschlägigen Studien. Dabei wurden drei Szenarien (NIEDRIG, MODERAT, HOCH) entwickelt, um die bestehenden Unsicherheiten insbesondere bei CAPEX, Strombezugskosten, Wirkungsgraden und Referenzpreisen hinreichend abzubilden. Die resultierenden Gebotspreise liegen zwischen 5,70 und 11,50 €/kg Wasserstoff.

Für den Fall einer Deckelung der maximalen Gebotspreise auf 7 €/kg H₂ ergeben sich im Basisfall kumulierte Förderkosten von bis zu 76 Mrd. € über die Laufzeit von 20 Jahren. Durch die im Konzept vorgesehene Nutzung der sonstigen Direktvermarktung lassen sich diese Kosten auf bis zu 30 Mrd. € senken. Die zusätzliche Berücksichtigung von ETS-Preisen im Erdgas-Referenzpreis ermöglicht eine weitere Reduktion um rund 3 Mrd. €, sodass sich unter diesen Annahmen ein Gesamtförderbedarf von etwa 27 Mrd. € ergibt. Sollten Gebotspreise von deutlich unter 7 €/kg realisiert werden können, so könnten die Förderkosten in diesem Fall auch niedriger ausfallen (z. B. etwa 14 Mrd. € bei einem Gebotspreis von im Mittel 5 €/kg).

Die jährlichen Förderkosten steigen in den ersten fünf Jahren stetig auf ein Plateau und liegen je nach Szenario und Gebotspreis zwischen 0,8 und 3,8 Mrd. € pro Jahr. Zum Vergleich: Die EEG-Kosten für den Bundeshaushalt lagen im Jahr 2024 bei rund 18,5 Mrd. €.

Die vorliegende Kurzstudie zeigt, dass ein CfD-Förderkonzept für grünen Wasserstoff eine wirksame und finanziell beherrschbare Maßnahme darstellen kann, um den erforderlichen Hochlauf der Elektrolysekapazitäten in Deutschland abzusichern. Voraussetzung für eine kosteneffiziente und zielgerichtete Umsetzung sind eine ambitionierte, aber auskömmliche Gestaltung der maximalen Gebotspreise sowie flankierende Maßnahmen zur Steigerung der Anteile von sonstiger Direktvermarktung und zur Sicherstellung des Einsatzes von grünem Wasserstoff in klimaschutzrelevanten Anwendungsfeldern. Bei der weiteren Ausgestaltung wäre es von Vorteil auf einen systemdienlichen Standort und Einsatz der Elektrolyseure im Sinne einer resilienten erneuerbaren Energieversorgung zu achten und ist zudem der Zielkonflikt zwischen kurzfristiger Investitionssicherheit und langfristiger Klimaschutzwirksamkeit zu beachten.

2 Hintergrund und Zielsetzung

Die Nutzung von grünem Wasserstoff – unter anderem zur Absicherung der Stromversorgung in Phasen geringer Einspeisung erneuerbarer Energien und zur Herstellung von klimafreundlichen Grundstoffen in der Stahl- und Chemieindustrie – stellt eine zentrale Strategie für das Erreichen von Klimaneutralität und die Verringerung der Abhängigkeit von Energieträgerimporten dar. Vorliegende Klimaschutzszenarien gehen davon aus, dass grüner Wasserstoff auch zum Erreichen des Klimaschutzziels für das Jahr 2030 beiträgt und bereits dann in relevantem Maße insbesondere in der Industrie eingesetzt wird. Während ein großer Teil des Wasserstoffs zukünftig voraussichtlich importiert wird, soll Szenarien zufolge mindestens rund ein Drittel des Bedarfs auch über die inländische Erzeugung gedeckt werden.

Vor diesem Hintergrund verkündete die Bundesregierung in der Nationalen Wasserstoffstrategie 2023 das Ziel, bis zum Jahr 2030 mindestens 10 GW an Elektrolysekapazität in Deutschland zu errichten. Bis Juli 2025 waren allerdings erst rund 0,2 GW tatsächlich installiert und weitere knapp 1 GW befanden sich im Bau (Hydrogen Europe 2025). Beschleunigt sich der Zubau nicht deutlich, wird das 10-GW-Ziel bis 2030 absehbar klar verfehlt.

Der schleppende Hochlauf hat eine Diskussion über geeignete Förderinstrumente ausgelöst, die zunehmend beide Marktseiten in den Blick nimmt. Nachfrageseitig wird derzeit etwa eine Grüngasquote im Rahmen des Gebäudemodernisierungsgesetzes diskutiert, die Erdgas-Inverkehrbringer ab 2028 zur Beimischung eines zunächst geringen, schrittweise steigenden Anteils klimaneutraler Gase verpflichten soll. Ebenso wurden zum Beispiel Unterquoten für Wasserstoff, der mit erneuerbarem Strom erzeugt wird, zur Reduzierung der THG-Emissionen für die in den Verkehr gebrachten Kraftstoffe eingeführt. Der Beitrag von Quoten zum Wasserstoffhochlauf gilt allerdings als umstritten, da Quoten aufgrund schwankender Quotenpreise und anderer Unsicherheiten nicht die erforderliche Investitionssicherheit auf Seiten der Elektrolysebetreiber generieren¹ (Frontier Economics 2025; Küper und Merten 2025). Angebotsseitig haben verschiedene Akteure der Wasserstoffwirtschaft ein „Elektrolyse-Industrie-Wirtschaftsprogramm“ vorgeschlagen, das eine auf Differenzverträgen („Contracts-for-Difference“, CfD) beruhende staatliche Förderung für die Wasserstofferzeugung aus den ersten 10 GW an inländischen Elektrolyseanlagen vorsieht (EIWA und Diwald 2025).

Ziel dieser Kurzstudie ist es, die voraussichtlichen staatlichen Förderkosten für ein solches CfD-basiertes Förderprogramm zur Stärkung des Elektrolyse-Hochlaufs in verschiedenen Szenarien zu ermitteln und die Ergebnisse einzuordnen.

¹ „Für den Hochlauf einzelner Technologien sind daher Preissteuerungsinstrumente (wie z. B. Prämien oder Differenzverträge bzw. CfDs) besser geeignet.“ (Frontier Economics 2025)

3 CFD-Konzept

Die Besonderheit des vorgeschlagenen CfD-H₂-Konzeptes liegt in der Verbindung eines langfristig abgesicherten Vergütungsmechanismus mit einem bereits heute bestehenden, hochliquiden Energiemarkt. Dadurch entsteht ein Maß an Investitions- und Finanzierungssicherheit, das für den industriellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft entscheidend ist. Dabei sind jedoch auch Zielkonflikte mit der Nutzungseffizienz für den Klimaschutz zu beachten (siehe Kapitel 6.4).

Im Folgenden wird das zugrundeliegende CfD-Konzept für die Förderung von 10 GW inländischer Elektrolyseleistung erläutert.

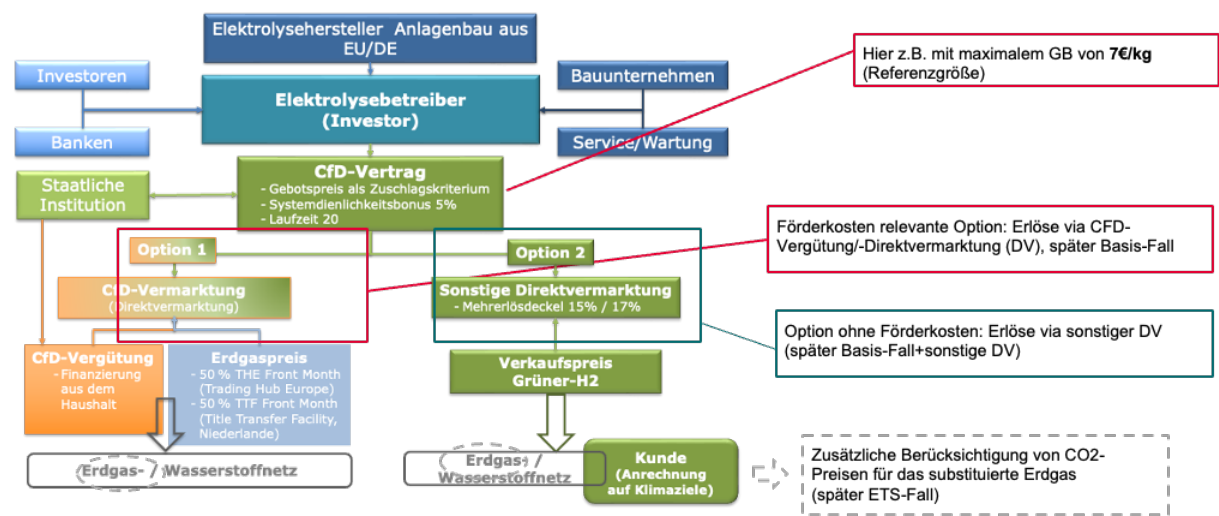


Abbildung 1: Grundkonzept der CfD-Vergütung.

Quelle: EIWA ergänzt um eigene Erläuterungen

Abbildung 1 veranschaulicht das vorgeschlagene Förderkonzept, welches auf einem Differenzvertragsmechanismus (engl. Contracts for Difference, CfD) basiert. Hierbei wird die staatliche Förderung in Form einer Marktprämie geleistet. Diese wird als Differenz zwischen dem im Auktionsverfahren bezuschlagten H₂-Gebotspreis und dem Referenzmarktpreis für Erdgas ermittelt. Liegt dieser Referenzmarktpreis für unter dem Gebotspreis für grünen Wasserstoff, erhält der Anlagenbetreiber die Differenz als Marktprämie vom Staat. Übersteigt der Referenzmarktpreis für Erdgas den Gebotspreis, entfällt die Förderung. Den Zuschlag für die Förderung erhalten dabei – wie in wettbewerblichen Ausschreibungen üblich – nur jene Gebote, deren Gebotspreise hinreichend niedrig sind, um sich gegen die Konkurrenz durchzusetzen.

Die folgenden Faktoren tragen maßgeblich zu den resultierenden und durch den Staat zu zahlenden gesamten CfD-Vergütungskosten bei:

- H₂-Gebotspreise
- Erdgaspreise
- Laufzeit der Vergütung
- Anteil der sonstigen Direktvermarktungsoptionen
- Systemdienliche Einsatzanteile der Elektrolyseure

Neben der Direktvermarktung (in Abbildung 1 als „Option 1“ bezeichnet) besteht für die Elektrolyse-Betreiber auch die Möglichkeit zur sonstigen Direktvermarktung

(„Option 2“): Verkauft der Anlagenbetreiber seinen Wasserstoff direkt an Abnehmer zu einem Preis oberhalb des Gebotspreises, kann der Abnehmer Mehrerlöse in Höhe von bis zu 15 % bei Einspeisung ins Erdgasnetz² realisieren und fällt aus der CfD-Förderung. Im Falle einer Einspeisung in das Wasserstoff-Kernnetz oder einer Lieferung direkt an den Endkunden können Mehrerlöse von bis zu 17 % realisiert werden. Für Mehrerlöse oberhalb dieses Werts werden jedoch Rückzahlungen an den Fördermittelgeber fällig. Der Anteil der sonstigen Direktvermarktung wirkt somit kostensenkend auf die Gesamtfördersumme. Abbildung 2 veranschaulicht das Konzept.

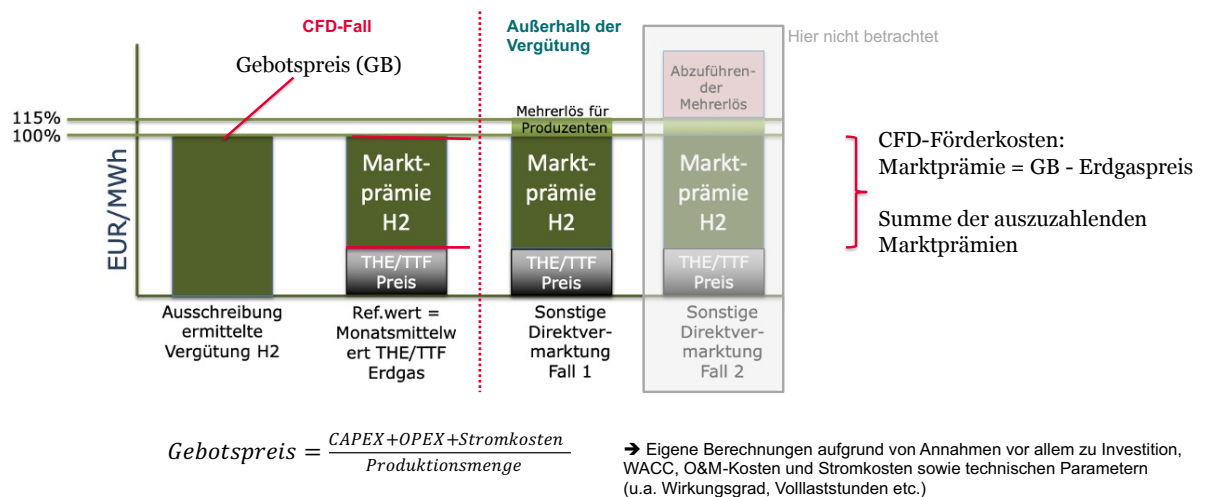


Abbildung 2: Bestimmung von anlegbarem Gebotspreis und Marktprämien für die CfD-Direktvermarktung und die sonstige Direktvermarktung als Faktoren für die Förderkosten

Quelle: EIWA ergänzt um eigene Erläuterungen

Neben diesen beiden Optionen sieht das Konzept zusätzliche Prämien für einen systemdienlichen Betrieb der Elektrolyseure vor. Diese umfassen zwei Boni von jeweils maximal 5 Prozent des Gebotspreises: Erstens einen Bonus für die zusätzliche Wasserstofferzeugung in Zeiten negativer Strompreise an der EEX. Dieser Bonus soll Anreize schaffen, durch flexiblen Elektrolysebetrieb nicht marktgerecht erzeugten erneuerbaren Strom aufzunehmen und damit negative Strompreise zu dämpfen. Zweitens einen Bonus für den gesteigerten Betrieb der Elektrolyse in Redispatch-Situationen, d. h. für das gezielte Nutzen statt Abregeln von Erneuerbaren-Energie-Anlagen, die andernfalls aufgrund von Netzengpässen zeitweise abgeschaltet werden müssten. Beide Boni wirken kostenerhöhend auf die Gesamtfördersummen, da sie als Zuschläge auf die Marktprämie gewährt werden. Ihr Einfluss auf die kumulierten Förderkosten ist jedoch vergleichsweise gering (vgl. Kapitel 5).

² Für eine Stärkung des Anreizes zur Sonstigen Direktvermarktung von reinem H₂ und Einspeisung ins H₂-Kernnetz im Vergleich zur Einspeisung ins Erdgasnetz ist zu überlegen, inwiefern dieser Prozent-Wert für den Mehrerlös im Vergleich zum anderen, folgenden Mehrerlös noch gesenkt werden sollte, um eine stärkere Spreizung zwischen den beiden Optionen zu erhalten.

4 Vorgehensweise und Annahmen

4.1 Szenarien

Zur Abbildung der Unsicherheiten bei den wesentlichen Eingangsparametern werden im Folgenden drei Basisszenarien unterschieden: NIEDRIG, MODERAT und HOCH. Die Bezeichnung bezieht sich auf die resultierenden Förderkosten, nicht auf die jeweiligen Parameterausprägungen selbst. So führen beispielsweise niedrige Investitions- und Betriebskosten zu niedrigen Förderkosten (Szenario NIEDRIG), während hohe Investitions- und Betriebskosten zu hohen Förderkosten (Szenario HOCH) führen. Bei Parametern mit reziproker Wirkung, wie dem Erdgas-Referenzpreis, verhält es sich umgekehrt: Ein hoher Referenzpreis senkt die Förderkosten.

Zusätzlich zu den drei Basisszenarien werden verschiedene Szenario-Fälle betrachtet, die den Einfluss ergänzender Konzeptelemente auf die Förderkosten abbilden. Der Basis-Fall (mit den drei Basisszenarien) berücksichtigt ausschließlich die CfD-Direktvermarktung ohne Zusatzoptionen und steht somit (ohne Boni, s.u.) für eine maximale Förderkostenhöhe. Darüber hinaus werden Fälle mit sonstiger Direktvermarktung (kostensenkend), mit Boni für systemdienlichen Betrieb (kostenerhöhend) und mit Berücksichtigung von ETS-Preisen im Erdgas-Referenzpreis (kostensenkend) betrachtet. Die Kombination aus einem hohen Anteil sonstiger Direktvermarktung und ETS-Berücksichtigung ergibt den Fall mit den niedrigsten Förderkosten, während die Berücksichtigung von Boni für systemdienlichen Betrieb bei fehlender sonstiger Direktvermarktung sowie nicht erfolgender ETS-Berücksichtigung den Fall mit den höchsten Förderkosten beschreibt.

Szenario-Fälle (Niedrig, Moderat, Hoch)	Ohne Zusatzoptionen	Mit sonstiger Direktvermarktung (DV)	Mit Boni (Bo)	Mit ETS-Preisen (ETS)
Basis				
+sonstige DV				
+Bo				
+ETS				
+sonstige DV+ETS				

Abbildung 3: Übersicht über die verwendeten Szenariofälle (grau markiert)

Quelle: Eigene Darstellung

Die den Szenarien zugrundeliegenden Annahmen wurden mittels Metaanalysen einschlägiger aktueller Literatur (Erscheinungsdatum 2020 bis 2025) ermittelt und in Abstimmung mit dem Auftraggeber festgelegt. Konstant über alle Szenarien gehalten werden die Lebensdauer bzw. Laufzeit der CfD (20 Jahre), die Volllaststunden (3.500 h/a) und die installierte Leistung pro Ausschreibungsrunde (2 GW).

4.2 Annahmen (Metaanalyse)

Die wesentlichen Eingangsparameter für die Berechnung der Gebotspreise und Förderkosten wurden durch eine systematische Auswertung von einschlägigen Studien und Marktberichten ermittelt. Aus diesen Quellen wurden Bandbreiten für die relevanten Parameter abgeleitet und jeweils den drei Basisszenarien zugeordnet. Im Folgenden werden die wichtigsten Annahmen erläutert.

4.2.1 CAPEX

Die Investitionskosten (CAPEX) für Elektrolyseanlagen stellen einen der zentralen Unsicherheitsfaktoren dar. Die Auswertung von zwölf einschlägigen Studien und Marktberichten (Erscheinungsjahr 2020 bis 2025) zeigt eine erhebliche Bandbreite der Angaben, die zum Teil auf unterschiedliche Systemgrenzen zurückzuführen ist. Während einige Quellen reine Stack-Kosten oder Systemkosten im engeren Sinne ausweisen (z. B. Smolinka 2021 mit Werten unter 1.000 €/kW), umfassen andere Angaben Vollkosten einschließlich der „Balance-of-Plant“-Kosten, Grundstückskosten, Installation und Infrastrukturanbindung, die teils über 2.000 €/kW liegen (z. B. FfE 2025 und EHS 2025). Abbildung 3 stellt die Bandbreite der in der Literatur genannten Investitionskosten für Elektrolyseanlagen dar.

Für die vorliegende Studie wurde eine Bandbreite von 1.500 €/kW (Szenario NIEDRIG) bis 3.000 €/kW (Szenario HOCH) gewählt, mit einem mittleren Wert von 2.250 €/kW für das Szenario MODERAT. Diese Werte orientieren sich an den aktuellen, vollkostenbasierten Angaben der Literatur und spiegeln die derzeitige Marktsituation wider, in der großskalige Elektrolyseprojekte noch mit erheblichen Zusatzkosten für Infrastruktur und Genehmigungen konfrontiert sind.

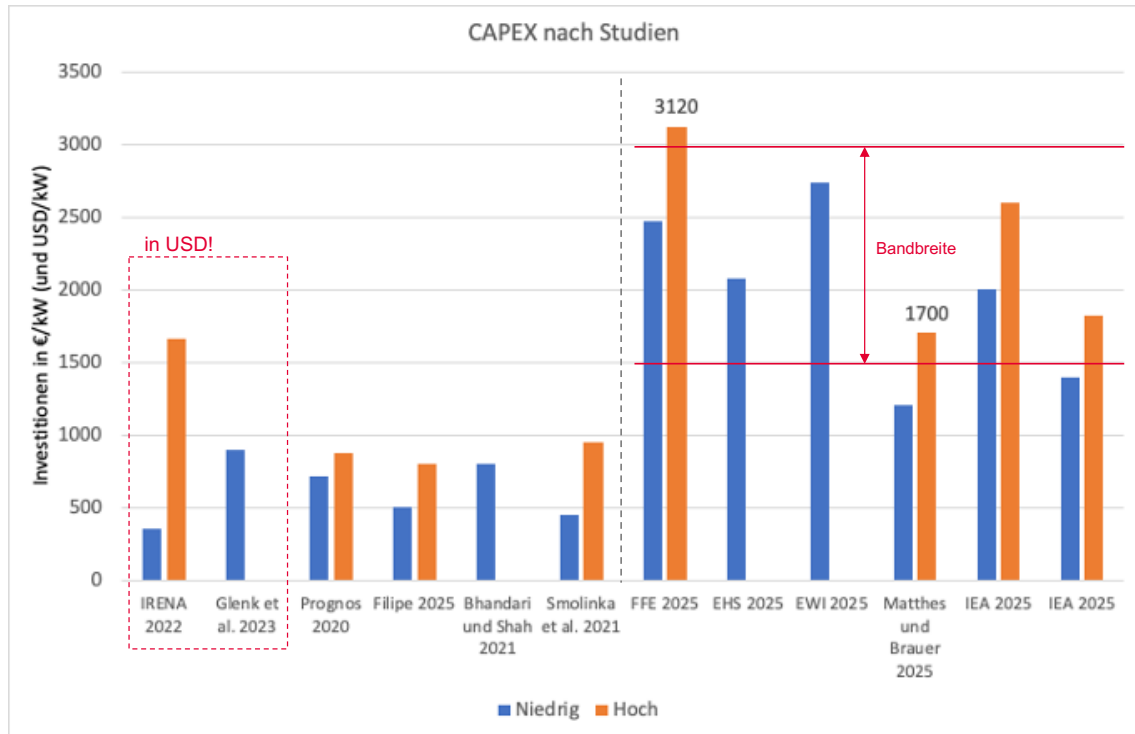


Abbildung 4: Bandbreite der in der Literatur genannten Investitionskosten für Elektrolyseanlagen (in €/kW)

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Bhandari und Shah 2021; European Hydrogen Observatory 2025; EWI 2026; FfE 2025; Filipe 2025; Fraunhofer ISE 2021; Glenk et al. 2023; IEA 2025a; IRENA 2022; Matthes und Brauer 2025; Prognos 2020)

4.2.2 Strombezugskosten

Die Strombezugskosten stellen neben den Investitionskosten den zweiten zentralen Kostentreiber für die Wasserstoffgestehung dar. Die anzulegenden Strompreise hängen maßgeblich von den konkreten Bezugsoptionen und Rahmenbedingungen ab. Die Berechnungsgrundlage orientiert sich an aktuellen Aussagen zu PPA-Strompreisen (Power Purchase Agreements) mit geeigneten Lastprofilen und Herkunftsnachweisen.

Das Öko-Institut und Deloitte (2025) berichten von aktuellen Strombezugskosten in der Bandbreite von 80 bis 100 €/MWh bei 3.000 bis 4.000 Volllaststunden. Die FfE (2025) nennt PPA-Preise von 102 €/MWh bei 4.610 Volllaststunden. Zum Vergleich liegen die aktuellen Zuschlagswerte für Wind-Onshore-Auktionen bei durchschnittlich 55 €/MWh³.

Für die Szenarien wurde eine Bandbreite von 70 €/MWh (NIEDRIG) bis 90 €/MWh (HOCH) gewählt, mit 80 €/MWh als Wert im Szenario MODERAT. Diese Annahmen liegen tendenziell unter den aktuellen PPA-Marktpreisen, da erstens geringere Volllaststunden der Elektrolyseure unterstellt werden und zweitens die Preistendenz mittel- bis langfristig sinkend erwartet wird. Für direkt an Windparks gekoppelte Elekt-

³ <https://www.windbranche.de/wirtschaft/eeg-verguetung/eeg-ausschreibungen>

rolyseure vor dem Netzverknüpfungspunkt werden auch Strombezugskosten von 60 €/MWh als realistisch eingeschätzt und in einer Sensitivität berücksichtigt.

Strombezugskosten aus marktlicher Sicht

Ergänzend zur literaturbasierten Analyse werden die Strombezugskosten auch aus aktueller marktlicher Perspektive betrachtet. Die Strombezugskosten sind eine zentrale Stellschraube für die Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Wasserstoffproduktion.

Die aktuellen Ausschreibungsergebnisse der Bundesnetzagentur (BNetzA) für Windenergie an Land zeigen eine deutliche Absenkung der Stromerzeugungskosten in windstarken Regionen Deutschlands. In den vergangenen zwei Jahren ist der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert für Strom aus Onshore-Windenergieanlagen deutlich von rund 73 €/MWh Mitte 2024 auf rund 55 €/MWh im Februar 2026 gesunken. Dies lässt hoffen, dass insbesondere an windstarken Standorten in den nächsten Jahren mittlere Stromgestehungskosten von um die 50 €/MWh möglich sein werden.

Für Elektrolyseprojekte ist dies von zentraler Bedeutung, da Stromkosten gut 60% der Wasserstoffgestehungskosten ausmachen. Bereits eine Reduktion der langfristigen Stromkosten um 10 €/MWh kann die Wasserstoffgestehungskosten um etwa 0,50 €/kg H₂ senken. Dadurch können insbesondere windstarke Netzengpassregionen strategisch erheblich an Bedeutung gewinnen⁴.

4.2.3 CO₂-Preise (ETS)

Die Berücksichtigung der ETS-Preise im Referenzpreis für Erdgas hat eine signifikant kostensenkende Wirkung auf die Förderkosten, da sie die Marktprämie, welche sich aus Gebotspreis minus Referenzpreis berechnet, entsprechend verringert. Um potenziell steigenden CO₂-Preisen bei der Ermittlung des Referenzpreises Rechnung zu tragen, wird im ETS-Fall eine dynamische Entwicklung des EU-Emissionshandelspreises über die gesamte Laufzeit unterstellt. Die Preisannahmen basieren auf dem „Stated Policies Scenario“ des World Energy Outlook 2025 der Internationalen Energieagentur (IEA 2025b, 2025c).

Von rund 70 €/t im ersten Jahr (alle Szenarien) steigt der ETS-Preis im Szenario MODERAT auf 138 €/t zum Ende der CfD-Laufzeit. Das NIEDRIG-Szenario setzt höhere Preise an (plus 30 Prozent), da höhere CO₂-Preise den Referenzpreis erhöhen und damit die Förderkosten senken. Das HOCH-Szenario unterstellt entsprechend niedrigere Preise im Vergleich zum Szenario MODERAT (minus 30 Prozent).

⁴ Hier könnten insbesondere direkte physische Kopplungen von Windparks und Elektrolyseuren vor dem Netzverknüpfungspunkt künftig eine Rolle spielen.

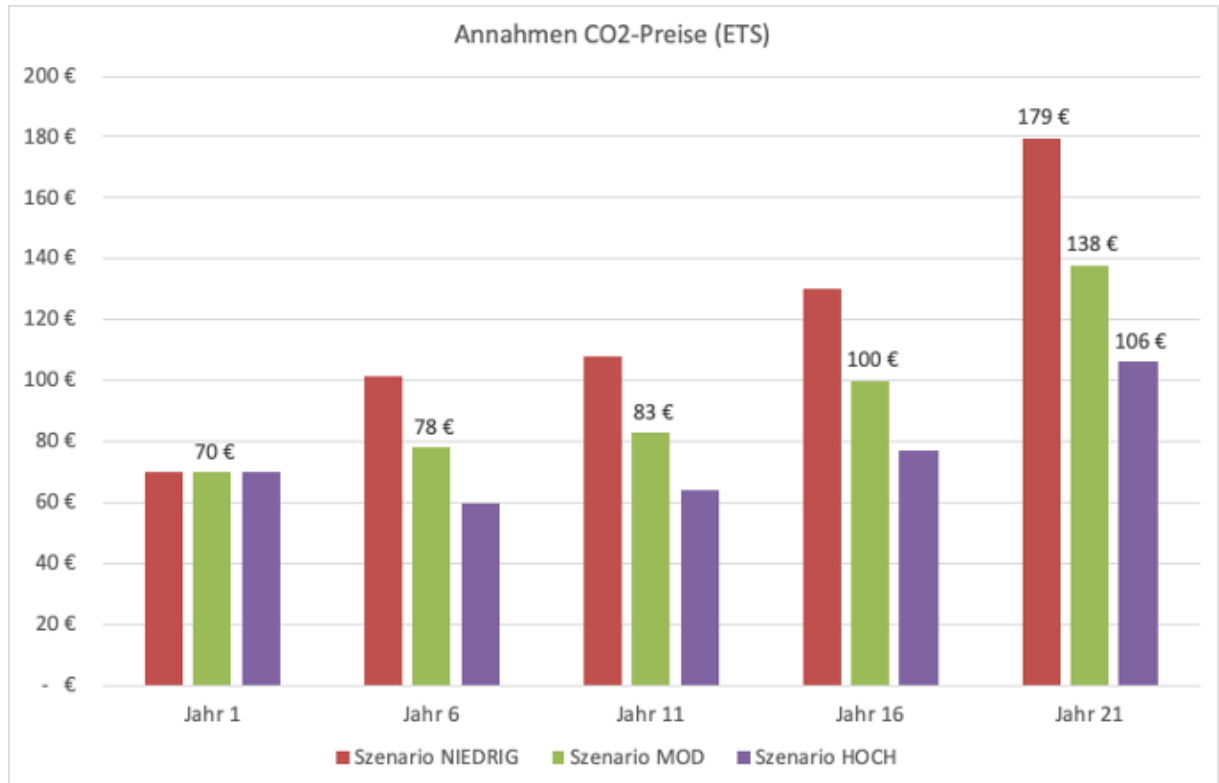


Abbildung 5: Entwicklung der unterstellten CO₂ -Preise für die Berechnungen

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IEA 2025b, 2025c)

4.2.4 Sonstige Kostenfaktoren

Neben CAPEX und Strombezugskosten gehen weitere Parameter in die Berechnung der Gebotspreise ein. Die Volllaststunden werden konstant mit 3.500 h/a angesetzt. Die Betriebs- und Wartungskosten (O&M) werden als Prozentsatz der Investitionskosten angenommen und liegen bei 3,4 Prozent pro Jahr (FfE 2025). Der gewichtete Kapitalkostensatz (WACC) variiert zwischen 5 und 7 Prozent, wobei der moderate Wert von 6 Prozent die typische Projektfinanzierung für Infrastrukturvorhaben in diesem Risikobereich widerspiegelt. Aus den angenommenen Werten ergibt sich eine Eigenkapitalrendite zwischen 11 und 16 Prozent.

Der Erdgas-Referenzpreis orientiert sich an Durchschnittswerten der letzten Jahre und wird in den Szenarien zwischen 47 €/MWh (Szenario NIEDRIG) und 31 €/MWh (Szenario HOCH) variiert. Der System-Stromverbrauch der Elektrolyse wird zwischen 4,6 kWh/Nm³H₂ (Szenario Niedrig) und 5,7 kWh/Nm³H₂ (Szenario HOCH) angenommen. Zusätzlich zum Stromverbrauch des Gesamtsystems wird der Stromverbrauch bzw. Wirkungsgrad des Elektrolyse-Stacks berücksichtigt, um die produzierte Menge zu bestimmen. Ein niedrigerer Strombedarf bzw. höherer Wirkungsgrad führt dabei zu einer höheren Wasserstoffproduktion und somit zu niedrigeren spezifischen Kosten.

5 Ergebnisse

Im Folgenden werden die zentralen Ergebnisse der eigenen Berechnungen dargestellt. Zunächst wird auf die – unabhängig von Ausschreibungsmodalitäten – ermittelten Gebotspreise eingegangen (Abschnitt 5.1). Anschließend werden die daraus resultierenden kumulierten und jährlichen Förderkosten für die verschiedenen betrachteten Szenario-Fälle dargestellt. Dies erfolgt als Erstes aus literaturbasierter Perspektive mit der vollen Bandbreite der ermittelten Gebotspreise (Abschnitt 5.2). Anschließend folgen die entsprechenden Förderkosten für gedeckelte Gebotspreise und Bandbreiten aus konzeptioneller bzw. marktlicher Sicht (Abschnitt 5.3).

5.1 Gebotspreise aus literaturbasierter Sicht

Auf Basis der Metaanalyse und daraus abgeleiteten Annahmen werden Wasserstoffgestehungskosten inkl. Renditeerwartung für die betrachteten drei Szenarien ermittelt. Diese dienen hier als mögliche Gebotspreise für die Produktion von grünem Wasserstoff aus neuen Elektrolyseanlagen im Rahmen des CfD-Konzepts. Die Gebotspreise setzen sich zusammen aus den annuisierten Kapitalkosten (CAPEX), den Strombezugskosten, den Betriebs- und Wartungskosten (OPEX) sowie einem Renditeaufschlag (welcher im Rahmen der WACC-Annahmen berücksichtigt ist).

Abbildung 4 zeigt die ermittelten Gebotspreise für die drei Szenarien im Vergleich zu ausgewählten Literaturwerten und der exemplarischen maximalen Gebotsvorgabe von 7 €/kg. Sie beziehen sich auf verschiedene jährliche Produktionsmengen⁵ zwischen rd. 26 TWh H₂/a (HOCH) und rd. 32 TWh H₂/a (NIEDRIG) und unterscheiden sich je nach Szenario deutlich. Die Bandbreite reicht von rund 5,70 €/kg im Szenario NIEDRIG bis zu 11,50 €/kg im Szenario HOCH, wobei der moderate Wert bei ca. 8,30 €/kg liegt. Dies entspricht einem Faktor von etwa zwei zwischen dem günstigen und dem ungünstigen Fall. Nur im NIEDRIG-Szenario wäre eine Gebotsvorgabe von 7 €/kg ohne weitere Kostensenkungen umsetzbar.

Zum Vergleich: Aktuelle Angaben zu den Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) in der Literatur werden mit z. B. über 7,50 €/kg für den kurzfristigen Zeitraum angegeben (Matthes 2025) bzw. ca. 9,80 €/kg bei Betrachtung zusätzlicher, nicht-techno-ökonomischer Kostenfaktoren (FFE 2025).

Die Stromkosten machen in den hier vorliegenden Berechnungen der LCOH mit etwa 49 bis 63 Prozent den größten Anteil am Gebotspreis aus, gefolgt von den Kapitalkosten mit 26 bis 37 Prozent.

⁵ Aufgrund der unterschiedlichen Annahmen für den Wirkungsgrad (siehe Anhang)

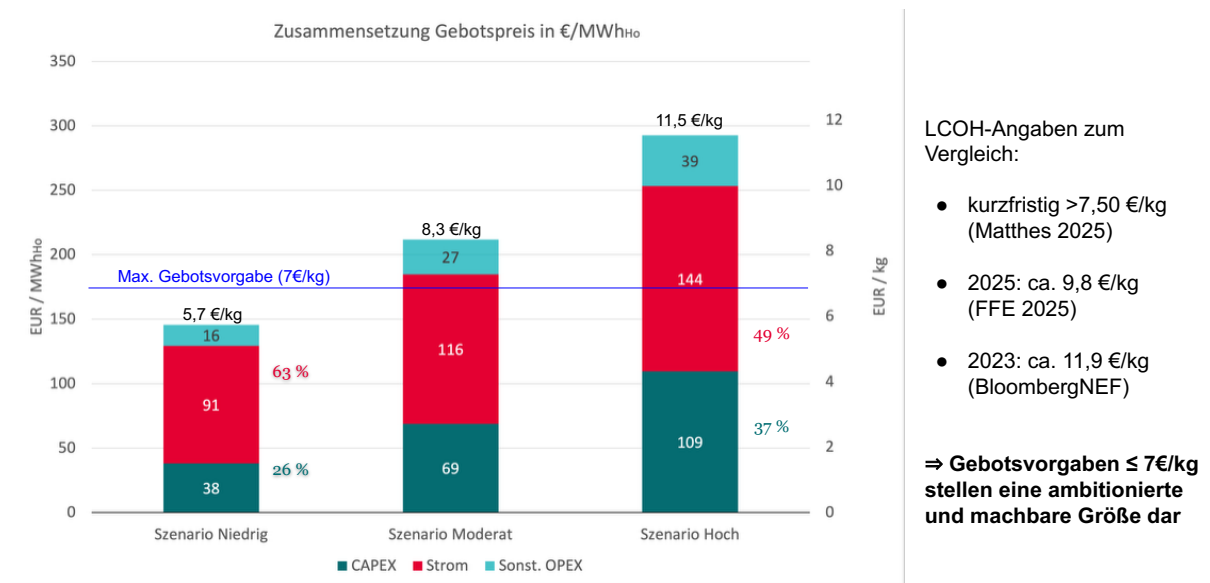


Abbildung 6: Ermittelte Gebotspreise für die drei Szenarien im Vergleich zu Literaturwerten und zu einer möglichen maximalen Gebotsvorgabe

Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung

5.2 Förderkosten – literaturbasierte Sicht

Aus den Gebotspreisen und den angelegten Referenzpreisen für Erdgas folgt die im Basisfall zu zahlende Marktpremie für den produzierten grünen Wasserstoff (CfD-Direktvermarktung). Diese summiert sich über die Laufzeit zu den kumulierten Förderkosten für das CfD-Konzept, um 10 GW an inländischen Erzeugungskapazitäten zu errichten. Diesen Kosten steht auch ein volkswirtschaftlicher Nutzen gegenüber, wie z. B. inländische Wertschöpfung und ggf. weniger Redispatch-Kosten. Dieser Nutzen wird hier jedoch nicht näher betrachtet.

Abbildung 5 veranschaulicht den Einfluss der verschiedenen Szenario-Fälle auf die kumulierten Förderkosten. Im Basisfall (nur CfD-Direktvermarktung) reicht die Bandbreite von etwa 62 bis 135 Mrd. € für die Fälle NIEDRIG und HOCH. Diese Kosten stellen in etwa die maximalen Förderkosten dar, wenn über die Laufzeit keine sonstige Direktvermarktung durchgeführt wird. (Sie können durch die vorgesehenen Boni für systemdienliches Verhalten noch relativ geringfügig steigen.)

Dagegen sinken die Förderkosten durch einen Wechsel von Teilen der Wasserstoffproduktion in die sonstige Direktvermarktung erheblich: auf 44 bis 95 Mrd. € bei 30 % Anteil und auf 25 bis 54 Mrd. € für einen Anteil von 60 %. Welche Anteile künftig realisierbar sind, hängt von vielen Rahmenbedingungen (nicht zuletzt von der konkreten Ausgestaltung der Klimaschutzpolitik) ab und wird daher hier nicht weiter bewertet. Allgemein dürfte aber gelten: Um Anteile der sonstigen Direktvermarktung in Höhe von 60 Prozent zu erreichen, ist ein starker Hochlauf der Wasserstoffnachfrage erforderlich, der gezielter staatlicher Anreize bedarf.

Durch die Berücksichtigung von ETS-Preisen lassen sich die kumulierten Förderkosten signifikant weiter reduzieren, auf bis zu 19 bis 51 Mrd. €.

Die sonstige Direktvermarktung und der Einbezug von ETS-Preisen haben die größten dämpfenden Wirkungen, während die Boni für systemdienliches Verhalten nur

leicht erhöhend wirken. Eine Kombination aus sonstiger Direktvermarktung und ETS-Berücksichtigung ergibt den kostenoptimalen Fall.

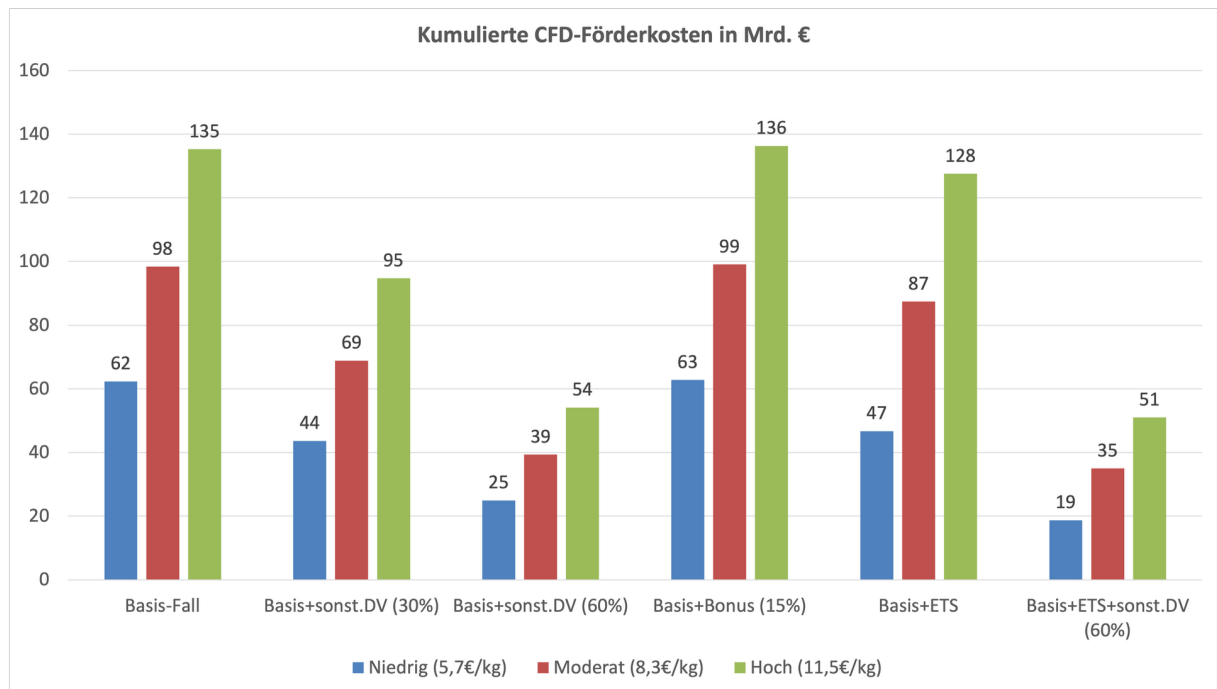


Abbildung 7: Einfluss der Annahmen zur Direktvermarktung, Boni und ETS-Berücksichtigung auf die Bandbreite der kumulierten Förderkosten

Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung

Aus haushaltspolitischer Sicht sind nicht nur die kumulierten Förderkosten von Belang, sondern auch ihre jährliche Entwicklung und Verteilung über die Laufzeit.

Abbildung 6 zeigt den zeitlichen Verlauf der jährlichen Förderkosten für verschiedene Gebotspreise und Szenarien. Der dargestellte Verlauf – Anstieg über fünf Jahre, Plateau über 15 Jahre, danach sukzessives Auslaufen – ergibt sich aus dem gestaffelten Zubau der fünf Tranchen à 2 GW und der jeweils 20-jährigen Vergütungslaufzeit sowie dem Umstand, da zentrale Annahmen (wie Volllaststunden und Anteile der sonstigen Direktvermarktung) aus Gründen der Vereinfachung über die Laufzeit nicht variiert wurden. Der tatsächliche Verlauf der jährlichen Förderkosten hängt dagegen im Wesentlichen von der realen Umsetzung der sonstigen Direktvermarktung ab, die in der Modellierung als Durchschnittswert über alle Jahre berücksichtigt wird.

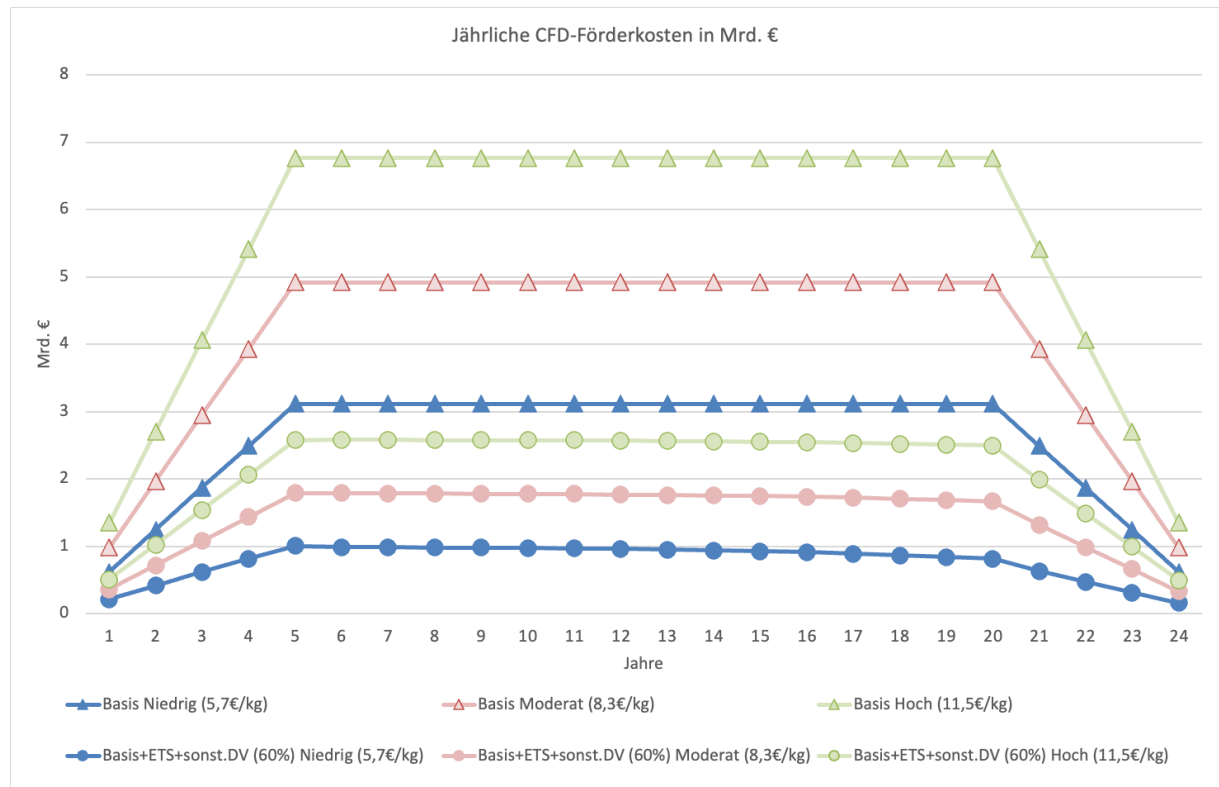


Abbildung 8: Jährliche Förderkosten über die Laufzeit für verschiedene Gebotspreise und Szenarien

Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung

5.3 Förderkosten – konzeptionelle/marktliche Sicht

Aus konzeptioneller und marktlicher Sicht ist eine Vorgabe maximaler Gebotspreise ein zentrales Steuerungsinstrument, um Kosteneffizienz und Wettbewerb anzureizen und nicht zuletzt die Förderkosten zu begrenzen.

Abbildung 7 stellt die kumulierten Förderkosten für Gebotspreise von fünf, sechs und sieben €/kg H₂ für verschiedene Szenario-Fälle dar. Diese konzeptionell gewählte Bandbreite überlappt somit den Gebotspreis des aus Literaturwerten abgeleiteten NIEDRIG-Szenarios (5,70 €/kg H₂) und liegt deutlich unter den anderen beiden Szenarien (MODERAT und HOCH). Bei einer Begrenzung des Gebotspreises auf 7 €/kg H₂ betragen die Förderkosten im Basisfall etwa 27 bis 76 Mrd. € (übrige Annahmen entsprechen Szenario HOCH) und können im Fall eines hohen Anteils sonstiger Direktvermarktung (60 %) auf 20 bis 30 Mrd. € sinken. Bei einem Gebotspreis von 5 €/kg liegen die Förderkosten bereits im Basisfall zwischen lediglich 14 Mrd. € unter Berücksichtigung einer Sonstigen Direktvermarktung (60 %) und dem ETS und bei bis zu 51 Mrd. € ohne jegliche Berücksichtigung einer Sonstigen Direktvermarktung und dem ETS.

Durch eine Begrenzung der Gebotspreise können die maximalen Förderkosten signifikant gesenkt und gleichzeitig aus Sicht des Staates gedeckelt werden, bei steigendem Risiko für nicht ausreichend eingehende Angebote.

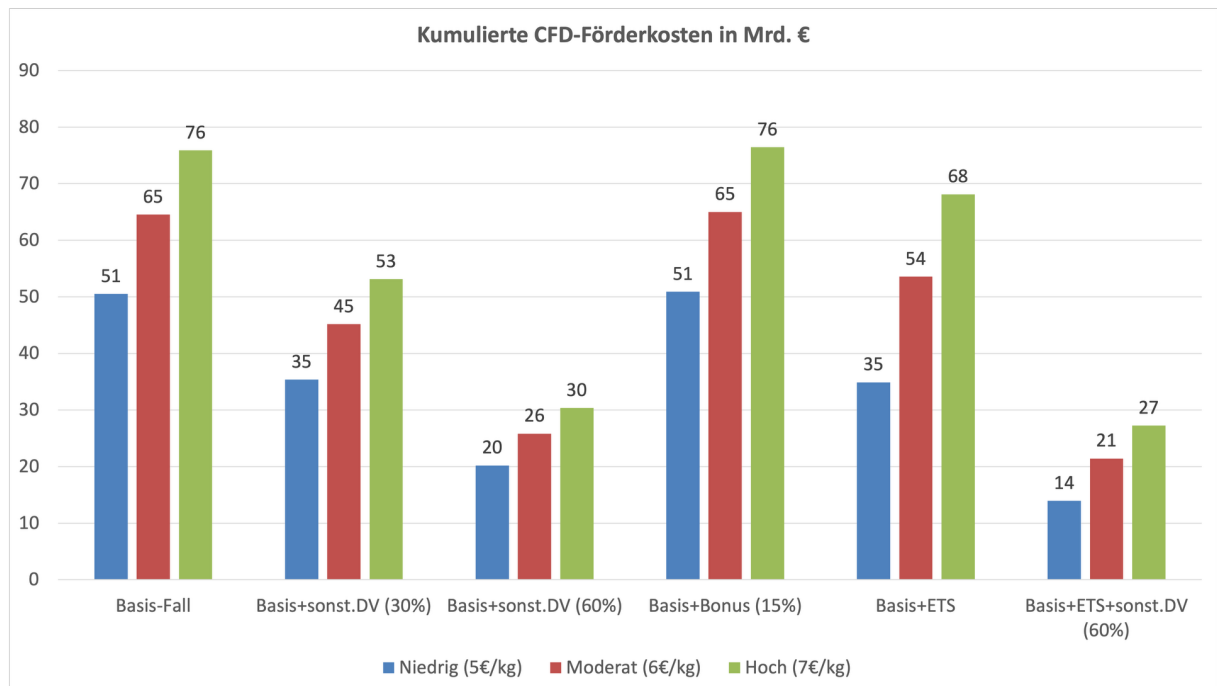


Abbildung 9: Kumulierte Förderkosten für Gebotspreise zwischen 5 und 7 €/kg unter verschiedenen Szenario-Fällen

Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung

Wie zuvor ist auch hier der Blick auf die Entwicklung und Verteilung der jährlichen Förderkosten hilfreich.

Abbildung 8 zeigt die jährlichen Förderkosten für Gebotspreise von 5 bis 7 €/kg H₂ über die Laufzeit des Konzepts. Die jährlichen Kosten bewegen sich zwischen rund 0,8 und 3,8 Mrd. € pro Jahr und liegen damit deutlich unter den hier zum Vergleich herangezogenen jährlichen EEG-Kosten von rund 18,5 Mrd. € (2024)⁶.

Die jährlichen Förderkosten starten mit weniger als 1 Mrd. €/a und steigen dann in vier Jahren stetig auf ein Plateau. Der tatsächliche Verlauf hängt insbesondere von der realen Umsetzung der sonstigen Direktvermarktung ab.

⁶ <https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-1039794>

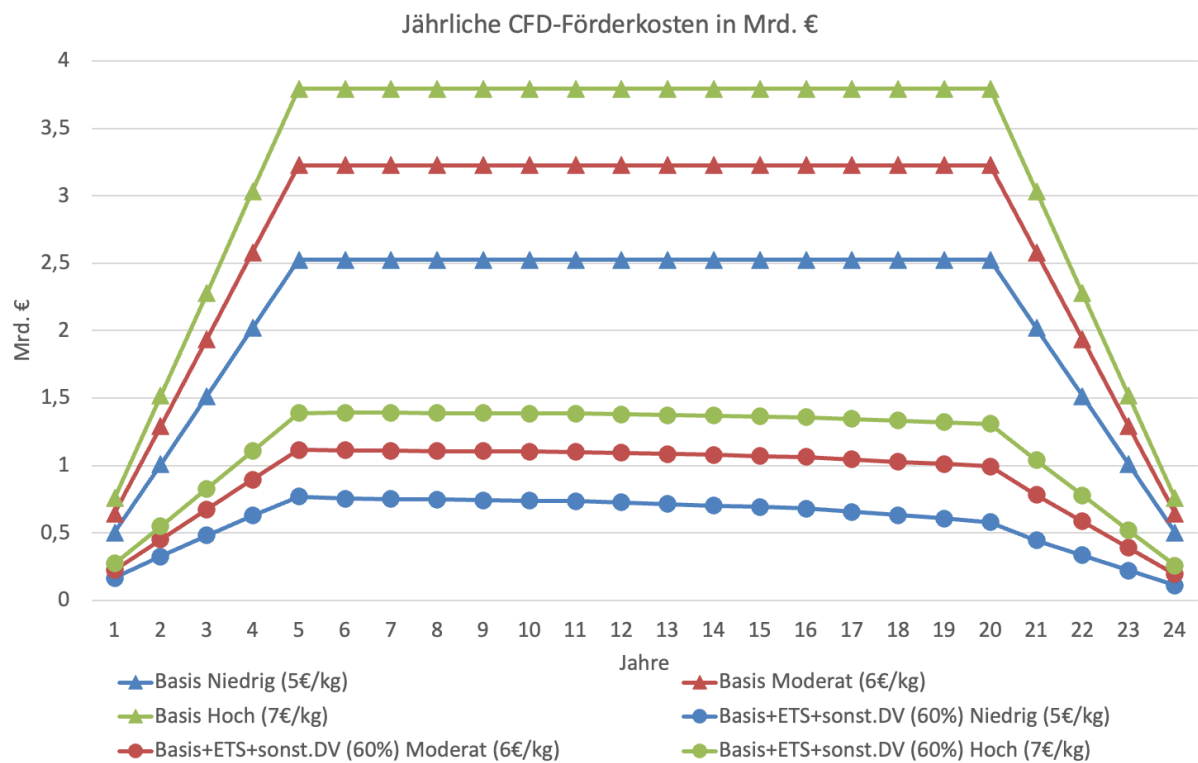


Abbildung 10: Jährliche Förderkosten für Gebotspreise zwischen 5 und 7 €/kg über die Laufzeit

Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung

6 Einordnungen der Ergebnisse und des Konzepts

Im Folgenden werden die in Kapitel 5 dargestellten Ergebnisse zusätzlich durch Bewertungen und Vergleiche eingeordnet, um ihre Bedeutung besser verstehen zu können.

6.1 Gebotspreise für grünen Wasserstoff

Die Festlegung eines maximalen Gebotspreises in den Ausschreibungen ist ein entscheidendes und zugleich hochsensitives Instrument zur Begrenzung der Förderkosten: Bereits leichte Änderungen des Gebotspreises im Bereich von Nachkommastellen können die kumulierten Förderkosten im einstelligen Milliarden-Euro-Bereich verändern. So steigen die Förderkosten beispielsweise Basis-Szenario von 51 Mrd. € bei einem Gebotspreis von 5,0 €/kg auf 54 Mrd. € bei 5,20 €/kg, was einem Anstieg von 3 Mrd. € (+6 %) für eine Erhöhung um lediglich 20 €-ct/kg (+ 4 %) entspricht.

Kurzfristige Gebotspreise unter 7 €/kg sind aus Sicht der aktuellen Literatur zwar ambitioniert, scheinen aber grundsätzlich erreichbar zu sein. Der untere Wert der ermittelten Bandbreite liegt im Szenario NIEDRIG mit 5,70 €/kg noch darunter, die Werte der anderen beiden Szenarien jedoch teils deutlich darüber. Das Dilemma: Wird der maximale Gebotspreis zu hoch angesetzt, könnten daraus ggf. „unnötig“ hohe Förderkosten resultieren, wird er zu niedrig angesetzt, droht eine Unterzeichnung der Ausschreibungen. Letzteres könnte zu einer deutlichen Verfehlung des 10-GW-Ziels bei den inländischen Erzeugungskapazitäten führen. Je nach den Ergebnissen der einzelnen Gebotsrunden besteht auf Seiten des Staates die Möglichkeit, den maximalen Gebotspreis nachzujustieren.

Um niedrige Gebotspreise zu ermöglichen, sind geringe Investitionskosten und niedrige Strompreise die wichtigsten zwei Hebel. Staatliche Maßnahmen wie effiziente Genehmigungsverfahren, langfristig stabile und förderliche regulatorische Rahmenbedingungen für den Direkt-Strombezug von EE-Anlagen und zusätzliche Finanzabsicherungsmaßnahmen können hierzu beitragen.

Zur Realisierung von Gebotspreisen von 5 €/kg müssten die Investitionskosten im Vergleich zum NIEDRIG-Szenario auf ca. 980 €/kW (minus 35 Prozent gegenüber der derzeitigen Annahme von 1.500 €/kW) oder die Strombezugskosten auf ca. 56 €/MWh⁷ (minus 20 Prozent gegenüber 70 €/MWh) sinken. Eine Kombination beider Effekte, etwa Investitionskosten von 1.300 €/kW und Strombezugskosten von 61 €/MWh, erscheint wahrscheinlicher und erfordert Kostensenkungen von jeweils „nur“ rund 13 Prozent. Während der erste Faktor eher vorwiegend in den Händen Anlagenhersteller liegt, kann der zweite Faktor auch maßgeblich durch staatliche Gestaltung der marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflusst werden.

⁷ Der durchschnittliche Gebotspreis der von der BNetzA durchgeführten Ausschreibung für „Wind an Land“ vom Februar 2026 betrug 5,54 ct/kWh, wobei der geringste bezuschlagte Gebotspreis 5,19 ct/kWh betrug. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Zuschlagswerte im Rahmen des Referenzertragsmodells standortabhängig angepasst werden. Die tatsächlich anzulegenden Werte für die Marktpremie können daher – abhängig von der Standortgüte – sowohl oberhalb als auch unterhalb der veröffentlichten Ausschreibungsergebnisse liegen.

6.2 Sonstige Direktvermarktung von grünem Wasserstoff

Die sonstige Direktvermarktung via OTC⁸- oder bilateralen Verträgen mit Wasserstoffabnehmern im Rahmen des CfD-Konzepts hat grundsätzlich eine doppelt positive Wirkung: Der Anlagenbetreiber kann höhere Erlöse erzielen, und die staatlichen Förderkosten sinken, weil für diese Mengen keine CfD-Förderung anfällt. Dies setzt allerdings voraus, dass Abnehmer bereit sind, höhere Preise als den Gebotspreis zu zahlen. Hohe Anteile der sonstigen Direktvermarktung werden insbesondere dann zustande kommen, wenn die Nachfrage das Angebot an grünem Wasserstoff übersteigt.

Neue Elektrolyseanlagen, die erst nach den CfD-Ausschreibungsrunden errichtet werden, können Wasserstoff voraussichtlich zu geringeren Preisen herstellen und in der sonstigen Direktvermarktung konkurrenzfähiger sein. Dies könnte die sonstige Direktvermarktung von Anlagen im CfD-Konzept erschweren, sofern die Nachfrage nach grünem Wasserstoff nicht schneller steigt als das Angebot.

Positiv wirkt dagegen, dass die CfD-Anlagenbetreiber aufgrund der ausreichenden Investitionssicherheit durch das CfD-Konzept relativ flexibel Verträge mit kurzen Laufzeiten schließen können, was den Abnehmern entgegenkommt. Nachfragern eröffnet die sonstige Direktvermarktung die Möglichkeit, Abnahmeverträge für grünen Wasserstoff abzuschließen, die ihrem zeitlichen Planungshorizont entsprechen.

Aus staatlicher Sicht können zusätzliche Instrumente - separat von einem CfD-H₂-Mechanismus - gesetzlich verankert werden, die die Nachfrage nach grünem Wasserstoff über die sonstige Direktvermarktung steigern und damit den staatlichen Fördermittelbedarf mindern. Hierzu zählen insbesondere THG-Minderungsverpflichtungen und Leitmärkte für grünen Wasserstoff in Sektoren wie Stahl, Chemie und Raffinerien.

6.3 Förderkosten für den grünen Wasserstoff

Die Gesamtförderkosten für einen maximalen Gebotspreis von 7 €/kg liegen zwischen schätzungsweise 76 Mrd. € im Basisfall (ohne sonstige Direktvermarktung), rund 30 Mrd. € bei einem Direktvermarktungsanteil von 60 Prozent und 27 Mrd. € unter Berücksichtigung künftig steigender CO₂-Preise

Das entspricht im Mittel jährlichen Kosten zwischen 3,8 Mrd. € bzw. 1,5 Mrd. €. Zum Vergleich: Für den Ausgleich des EEG-Kontos hat der Bund im Jahr 2024 etwa 18,5 Mrd. € aufgewendet. Die jährlichen CfD-Förderkosten liegen somit deutlich unter den gegenwärtigen jährlichen Zahlungen für die EEG-Vergütungen.

Darüber hinaus können durch eine systemdienliche Integration der Elektrolyseure zusätzliche kostendämpfende Effekte für das Energiesystem entstehen, insbesondere durch die Reduktion von Redispatchkosten, die effizientere Nutzung bestehender Netzkapazitäten sowie die Vermeidung bzw. zeitliche Entlastung eines kostenintensiven Stromnetzausbaus. Elektrolyseure können dadurch gezielt zur Stabilisierung des Stromsystems beitragen und erneuerbare Überschussstrommengen volkswirtschaft-

⁸ Over-the-counter, d.h. außerbörslichen Verträgen.

lich sinnvoll nutzbar machen. Eine Quantifizierung dieser potenziellen Kostenreduktionen im Stromsystem durch einen systemdienlichen Aufbau und Betrieb von Elektrolyseuren konnte im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen.

Es ist zudem zu berücksichtigen, dass den Förderkosten auch ein volkswirtschaftlicher Nutzen gegenübersteht, z. B. in Form von höherer inländischer Wertschöpfung durch die heimische grüne Wasserstoff-Produktion (vgl. (Merten et al. 2020)) und einer Vermeidung externer Kosten durch eine Beschleunigung bzw. Stärkung der klimaneutralen Transformation. Dieser volkswirtschaftliche Nutzen kann im Rahmen der vorliegenden Studie jedoch nicht im Detail untersucht oder gar quantifiziert werden.

6.4 CFD-Konzept: Wirksamkeit und Zielkonflikte

Die mögliche Wirksamkeit des vorgestellten Konzepts kann im Rahmen dieser Kurzstudie nur qualitativ eingeschätzt werden. Für die Wirksamkeit spricht, dass:

- Das Konzept in der vorgestellten Form für Projektierer*innen und Betreiber*innen von neuen Elektrolyseanlagen durch die relativ einfache und robuste CFD-Direktvermarktung eine ausreichend gute Grundlage für Kalkulationen und Investitionsentscheidungen bietet – und durch den hohen Grad der Investitionssicherheit auch die Finanzierung (Banken etc.) deutlich erleichtert und vergünstigt. Unsicherheiten und Risiken bestehen auf Anlagen-/Investorenseite in Form von geringerer Produktion als geplant, z. B. infolge von ungeplanten Ausfällen bzw. Betriebsstörungen.
- auf der Abnehmerseite mittelfristig ein höherer Bedarf besteht als durch die 10 GW erzeugt werden könnten (Nachfragedruck) und
- ausreichend viele Projekte für die Umsetzung des 10-GW-Zieles gegenwärtig bereits in der Konzeptions- und Planungsphase sind.

Die Wirksamkeit des Konzepts bezogen auf das 10-GW-Ziel ist ferner direkt davon abhängig, dass es genügend Angebote zu einem vorgegebenen maximalen Gebotspreis geben wird. Dies impliziert, dass

- die Umsetzung des Konzepts und die entsprechenden Ausschreibungen rechtzeitig und rechtssicher erfolgen (was im Hinblick auf die nur noch kurze Zeit bis zum hier unterstellten Start im Jahr 2027 durchaus kritisch gesehen werden kann),
- die Preise für Anlagen etc. und Strom nicht steigen, sondern gesenkt werden können und
- die Installation und Inbetriebnahme der Anlagen nicht durch andere, übergeordnete Rahmenbedingungen gebremst oder verhindert wird.

Die Wirksamkeit des Konzeptes ist jedoch nicht nur im Hinblick auf die Erreichung von 10 GW inländischer Elektrolysekapazitäten zu bemessen, sondern auch im Hinblick auf seinen Beitrag zum Klimaschutz, Resilienz und zur Transformation. Hier ist der folgende Zielkonflikt zwischen (kurzfristiger) Investitionssicherheit für neue Elektrolyseanlagen und (langfristiger) Nutzungseffizienz für den Klimaschutz zu beachten:

Das Instrument setzt zumindest in der Anfangsphase einen starken Anreiz für die CFD-Direktvermarktung via Einspeisung ins Erdgasnetz als einfachste und finanziell robuste Lösung. Der Anlagenbetreiber bekommt seinen auskömmlichen Gebotspreis und der Erdgashändler kostengünstigen grünen Wasserstoff für die bilanzielle Nutzung. Dies sind gute Voraussetzungen für einen raschen Hochlauf von dringend benötigten grünen Elektrolyseproduktionskapazitäten im Markt und Energiesystem. Die Klimaschutzwirksamkeit von im Erdgas beigemischt grünen Wasserstoff ist jedoch deutlich geringer als bei einer gezielten, vorzugsweise stofflichen Nutzung z. B. im Industriesektor.

Vorgaben zu Einspeisungen in H₂-Leitungen, sonstiger Direktvermarktung und effizienteren H₂-Nutzungen in der Industrie könnten den Klimaschutznutzen eines solchen Instruments erhöhen, würden jedoch zugleich durch kompliziertere Regeln, Abhängigkeiten und damit verbundenen Unsicherheiten die „bankability“ der neuen Elektrolyseprojekte erschweren bzw. finanziell verschlechtern. Sie könnten den Hochlauf der inländischen H₂-Produktion damit bremsen. Mit dem vorgesehenen wirtschaftlichen Optimierungspotenzial von 17 Prozent durch die Sonstige Direktvermarktung von reinem Wasserstoff besteht ein wirtschaftlicher Anreiz, bei entsprechend vorhandener Infrastruktur und Nachfrage, den erzeugten Wasserstoff als Reinprodukt zu liefern.

Bei Einführung des Konzepts ist dieser Zielkonflikt abzuwägen und nach Möglichkeit abzumildern. Daher erscheinen zusätzliche Anreize und regulatorische Leitplanken erforderlich, um mögliche Fehlentwicklungen aus Klimaschutzsicht zu vermeiden und den größtmöglichen Nutzen des Förderprogramms sicherzustellen.

Grüner Wasserstoff hat den größten Klimaschutznutzen bei Verwendung in der Stahl- und Chemieproduktion sowie für den Schiff- und Luftverkehr und beim Einsatz in Backup-Kraftwerken (so genannter „No-regret“-Einsatz von Wasserstoff). Wichtig sind zudem systemdienliche Anreize zur Reduzierung von Redispatch von EE-Anlagen, zur Dämpfung negativer Strompreise und zur Steigerung einer ganzjährigen versorgungssicheren erneuerbaren Energiewirtschaft.

7 Fazit und Ausblick

Das untersuchte CfD-Förderkonzept für grünen Wasserstoff kann eine wirksame und finanziell beherrschbare Maßnahme darstellen, um den erforderlichen Hochlauf von 10 GW Elektrolysekapazitäten in Deutschland anzureizen und wirtschaftlich abzusichern. Es kann die nötige Investitions- und Planungssicherheit schaffen, um Elektrolyseprojekte in industriellem Maßstab wirtschaftlich realisieren zu können. Gleichzeitig verhindert der marktorientierte Mechanismus Überkompensationen.

Voraussetzung für eine kosteneffiziente und zielgerichtete Umsetzung sind eine ambitionierte, aber auskömmliche Gestaltung der maximalen Gebotspreise sowie flankierende Maßnahmen zur Steigerung der Anteile von sonstiger Direktvermarktung und zur Sicherstellung des Einsatzes von grünem Wasserstoff in klimaschutzrelevanten Anwendungsfeldern.

Der maximale Gebotspreis erweist sich als zentrales Steuerungsinstrument mit hoher Hebelwirkung: Bereits eine Erhöhung um 20 Eurocent pro Kilogramm kann die kumulierten Förderkosten um mehrere Milliarden Euro steigern. Gebotspreise unter 7 €/kg sind ambitioniert, aber grundsätzlich erreichbar, sofern die Strombezugskosten (49 bis 63 Prozent des Gebotspreises) und die Investitionskosten (26 bis 37 Prozent) weiter gesenkt werden.

Die sonstige Direktvermarktung ist der wirksamste kostensenkende Faktor und kann die kumulierten Förderkosten bei einem 60 %-igen Anteil und im Fall eines maximalen Gebotspreises von 7 €/kg auf 30 Mrd. € senken. Ihre Realisierung setzt jedoch eine ausreichend hohe Nachfrage nach grünem Wasserstoff (H₂-Pull) voraus, die durch THG-Minderungsverpflichtungen und Leitmärkte in den Sektoren Stahl, Chemie und Raffinerien gestärkt werden kann. Dabei ist zu beachten, dass eine unmittelbare regulatorische Verknüpfung solcher Nachfrageinstrumente mit dem CfD-Mechanismus dessen zentralen Vorteil ggf. konterkarieren könnte: den von der konkreten Einzelmarktnachfrage entkoppelten, schnellen und skalierbaren Hochlauf der heimischen Wasserstoffproduktion.

Bei der Ausgestaltung ist der Zielkonflikt zwischen kurzfristiger Investitionssicherheit und langfristiger Klimaschutzwirksamkeit zu beachten. Das CfD-Instrument setzt (zunächst) einen starken Anreiz für die Einspeisung ins Erdgasnetz, deren Klimaschutzwirkung jedoch deutlich geringer ist als die einer gezielten stofflichen Nutzung in der Industrie. Regulatorische Leitplanken (innerhalb bzw. außerhalb des Konzepts) sind daher erforderlich, um die Einspeisung in das H₂-Kernnetz und die Nutzung in strategisch wichtigen Anwendungsfeldern wie Stahl, Chemie, Backup-Kraftwerke sowie Luft- und Schiffsverkehr zu befördern. Gleichzeitig sollte das Förderkonzept die Transformation in ein versorgungssicheres und wirtschaftliches erneuerbares Energiesystem unterstützen und darauf hinwirken, dass Elektrolyseure in Deutschland und Europa hergestellt werden, um keine neuen Abhängigkeiten bei kritischen Infrastrukturen zu schaffen.

8 Literaturverzeichnis

- Bhandari, R.; Shah, R. R. (2021): Hydrogen as energy carrier: Techno-economic assessment of decentralized hydrogen production in Germany. *Renewable Energy* 177915–931. doi: 10.1016/j.renene.2021.05.149.
- EIWA; Diwald (2025): CfD-Mechanismus für Grünen Wasserstoff Dynamische Vergütung Marktintegration & Systemdienlichkeit.
- European Hydrogen Observatory (2025): Electrolyser cost | European Hydrogen Observatory. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/index.php/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost>. Last access: 29 Mai 2026.
- EWI (2026): EWI Global PtX Cost Tool V2.1. EWI. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/ewi-global-ptx-cost-tool-v2-1/>. Last access: 29 Mai 2026.
- FfE (2025): Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht.
- Filipe, V. Y. (2025): Multi-Objective Optimization of Green Hydrogen Production and Ancillary Service Participation.
- Fraunhofer ISE (2021): Studie: »Kostenanalyse für Wasserelektrolyse-Systeme«. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/catf.html>. Last access: 29 Mai 2026.
- Frontier Economics (2025): Konzeption einer Grüngasquote.
- Glenk, G.; Holler, P.; Reichelstein, S. (2023): Advances in power-to-gas technologies: cost and conversion efficiency. *Energy & Environmental Science* 16(12)6058–6070. Royal Society of Chemistry. doi: 10.1039/D3EE01208E.
- IEA (2025a): Global Hydrogen Review 2025.
- IEA (2025b): World Energy Outlook 2025 – Analysis. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025>. Last access: 29 Mai 2026.
- IEA (2025c): Stated Policies Scenario – World Energy Outlook 2025 – Analysis. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025/stated-policies-scenario>. Last access: 29 Mai 2026.
- IRENA (2022): Renewable Technology Innovation Indicators - Mapping Progress in Costs Patents and Standards. International Renewable Energy Agency IRENA.
- Küper, M.; Merten, F. (2025): Vom Nutzen und Nachteil einer Grüngasquote für die Transformation.
- Matthes, D. F. C.; Brauer, D. J. (2025): Determinanten, Stand und Perspektiven Berlin, Paris 13. Juni 2025.
- Merten, F.; Scholz, A.; Krüger, C.; Heck, S.; Girard, D. Y.; Econ, D.; et al. (2020): Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung – Update.
- Prognos (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger.

9 Anhang

Nr.	Parameter	Einheit	Szenario Niedrig	Szenario Moderat	Szenario Hoch	Erläuterung
ANLAGENPARAMETER ELEKTROLYSE						
A1	System-Stromverbrauch (inkl. BoP)	kWhel/Nm ³ H ₂	4,6	5,1	5,7	Gesamtsystem (AEL). Wirkt auf KOSTEN.
A2	Stack-Stromverbrauch	kWhel/Nm ³ H ₂	3,9	4,4	4,8	Nur Stack (AEL). Wirkt auf PRODUKTIONSMENGE.
A3	Lebensdauer Elektrolyseur	Jahre	20	20	20	Technische Nutzungsdauer = CID-Laufzeit
AUSBAU & KAPAZITÄT						
K1	Jährl. Auktionsvolumen (Stack-Leistung)	GW/a	2	2	2	Zubau pro Runde, z.B. 2 GW Stack-Leistung
K2	Zielkapazität (Stack-Leistung gesamt)	GW	10	10	10	Gesamtziel, z.B. 10 GW Stack-Leistung
K3	Anzahl Auktionsrunden bis Ziel	Runden	5	5	5	BERECHNET: K2 / K1
CAPEX ELEKTROLYSE						
C1	Investitionskosten	€/kW	1.500	2.250	3.000	Spez. Investitionskosten inkl. Installation und Planung, Genehmigung etc.
C2	Planungs-/Genehmigungskosten	€/kW	0	0	0	Separate Nebenkosten (optional, sonst 0)
C3	Finanzierungskosten (WACC)	%	5,0	6,0	7,0	Gewichteter Kapitalkostensatz (z.B. 8 für 8%)
OPEX ELEKTROLYSE						
O1	Durchschn. Strombezugskosten (PPA)	€/MWh	70,0	80,0	90,0	Power Purchase Agreement Preis
O2	Sonstige operative Kosten	€/kW·a	51,0	76,5	102,0	Wartung, Versicherung, Personal etc.
O3	Volllaststunden Elektrolyseure	h/a	3.500	3.500	3.500	Jährliche Betriebsstunden bei Vollast

① HOCH: in Anlehnung an FFE (2025) mit zusätzlichen Kostenfaktoren und NIEDRIG: in Anlehnung an Öko Institut (2025, oberer Wert)

② Eig. Günstigere Annahmen als nach Öko-Institut (2025) und FFE (2025), da a) geringere VLS unterstellt und b) Preistendenz langfristig sinkend. Zunächst gleiche Betriebsstrategien unterstellt

Nr.	Parameter	Einheit	Szenario Niedrig	Szenario Moderat	Szenario Hoch	Erläuterung
REFERENZPREIS (ERDGAS & CO₂)						
R1	Erdgaspreis TTF (50%)	€/MWh	46,0	38,0	30,0	Title Transfer Facility – EU Benchmark
R2	Erdgaspreis THE (50%)	€/MWh	48,0	40,0	32,0	Trading Hub Europe Futures – DE Benchmark
R3	CO ₂ -Preis (EU-ETS)	€/t CO ₂	70,0	70,0	70,0	Startwert (Jahr 1). Dynamische Zeitreihe → Blatt Steuerung
R4	CO ₂ -Emissionsfaktor Erdgas	t CO ₂ /MWh	0,2	0,2	0,2	Phys. Konstante (0,2 t CO ₂ /MWh) → Blatt Steuerung
CFD-VERGÜTUNG						
V5	Laufzeit der CIDs	Jahre	20	20	20	Vertragslaufzeit der Förderung

④ Orientierung an Durchschnittswerten der letzten 3 Jahre im Szenario Moderat; Niedrig/Hoch = +/- 8 % gesetzt

⑤ Laut Annahmen im WEO 2025 aus dem "Stated Policies Scenario" (mittlere Preise) für Moderat, Niedrig/Hoch = +/- 30 % von BG

Abbildung 11: Übersicht über die verwendeten Annahmen und Parameter für die Berechnungen

Quelle: eigene Darstellung