Fraunhofer IEG

Fraunhofer ISI

Hintergrundszenarien zur Festlegung des Hochlaufentgelts im Wasserstoff-Kernnetz

Ort: Karlsruhe, Berlin,
Cottbus Datum: 15.03.2025

Impressum

Hintergrundszenarien zur Festlegung des Hochlaufentgelts im Wasserstoff-Kernnetz

Projektleitung

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien IEG

Gulbener Str. 23, 03046 Cottbus
Dr. Benjamin Pfluger, benjamin.pfluger@ieg.fraunhofer.de
Dr. Stella Oberle, stella.oberle@ieg.fraunhofer.de

Beteiligte Institute

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe
Dr. Tobias Fleiter, Tobias.Fleiter@isi.fraunhofer.de
Simon Lukas Bußmann, Simon.Lukas.Bussmann@isi.fraunhofer.de
Marius Neuwirth, Marius.Neuwirth@isi.fraunhofer.de

Weitere Beteiligte

Dr. Falko Ueckerdt, ueckerdt@pik-potsdam.de
Adrian Odenweller, adrian.odenweller@pik-potsdam.de

Verfasst im Auftrag von

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4, 53113 Bonn

Veröffentlicht

März 2025

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autor:innen gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung und Aufgabenstellung 6
1.1 Ziel dieses Gutachtens 7
1.2 Methodik 8
1.3 Prämissen und Festlegungen in diesem Gutachten 8
1.3.1 Brennwert und Heizwert 8
1.3.2 Anpassung des Hochlaufentgelts an die Inflation 8

2. Kosten des Wasserstoff-Kernnetzes 10
2.1 Streckung des Ausbaus der Wasserstoff-Kernnetzes 10

3. Szenarien für den Hochlauf der Netzkund:innen 12
3.1 Inländische Elektrolyse 13
3.1.1 Hintergrund und methodischer Ansatz 13
3.1.2 Das FID-Szenario 16
3.1.3 Das Szenario *O45-Strom* 16
3.1.4 Das Szenario *Optimistische Fortschreibung* 17
3.1.5 Überblick und Vergleich der Szenarien 19
3.2 Grenzübergangspunkte und Importe 20
3.2.1 Leitungsgebundene Importe 20
3.2.2 Überblick und Vergleich der Szenarien 24
3.2.3 Schiffsimporte 25
3.2.4 Überblick und Vergleich der Szenarien 28
3.3 Industrie 29
3.3.1 Hintergrund und methodischer Ansatz 29
3.3.2 Das FID-Szenario 32
3.3.3 Das Szenario *Budget+* 34
3.3.4 Das Szenario *O45-Strom* 36
3.3.5 Überblick und Vergleich der Szenarien 39
3.4 Kraftwerke 41
3.4.1 Hintergrund und methodischer Ansatz 41
3.4.2 Das *FID-Szenario* 42
3.4.3 Das Szenario *Kraftwerksstrategie* 42
3.4.4 Das Szenario *O45-Strom* 43
3.4.5 Das *Bezugsszenario* 43
3.4.6 Überblick und Vergleich der Szenarien 43
3.5 Sonstige Ausspeisungen 44
3.6 Wasserstoff-Speicher 45

4. Gesamtszenarien des Wasserstoffhochlaufs 49
4.1 Kombination und Abgleich der Szenarien in den Themengebieten zu Gesamtszenarien 49

4.2 Abgleich mit der Kapazität des Wasserstoff-Kernnetzes 51
4.3 Die resultierenden Hochlaufszenarien 52
4.3.1 Das *FID-Szenario* 52
4.3.2 Das Szenario *O45-Strom* 52
4.3.3 Das *Bezugsszenario* 53
5. Berechnete Hochlaufentgelte und Kernergebnisse zur Finanzierung 55
5.1 O45-Strom 55
5.2 Bezugsszenario 58
5.3 Szenarien mit unterschiedlichen Beitragsfaktoren 61
5.4 Szenarien mit zusätzlichen Verzögerungen im Wasserstoffhochlauf 62
5.5 Betrachtung der spezifischen Kosten des Wasserstoff-Kernnetzes 64
5.6 Sensitivitäten zu ausgewählten Annahmen 65
5.6.1 Zusätzliches Wasserstoffangebot durch blauen Wasserstoff 65
5.6.2 Weitere Wasserstoffnachfrage aus Verkehr und Gebäuden 66
6. Zusammenfassung der Ergebnisse 68
Literaturverzeichnis 70
Anhang 72

Abkürzungsverzeichnis

AMK	Amortisationskonto
CCS	CO_2-Abscheidung und Speicherung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FID	Finale Investitionsentscheidung
GÜP	Grenzübergangspunkt
H2	Wasserstoff
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
VPI	Verbraucherpreisindex

1. Einleitung und Aufgabenstellung

In nahezu allen Szenarien zur Dekarbonisierung Deutschlands spielt Wasserstoff eine wichtige Rolle. Um den Hochlauf zu beschleunigen, hat die Bundesregierung den Aufbau des „Wasserstoff-Kernnetzes" beschlossen und im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geregelt. Das 2024 genehmigte Wasserstoff-Kernnetz (WK) ist von der Bundesnetzagentur und den Fernleitungsnetzbetreibern gut dokumentiert (siehe BNetzA 2024 und FNB Gas 2024). Die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetz soll privatwirtschaftlich erfolgen. Um dies trotz anfänglich hoher Investitionen und Kosten bei gleichzeitig geringer Auslastung zu ermöglichen, wurde ein Finanzierungskonzept mit einem intertemporalen Ausgleich geschaffen – das sogenannte „Amortisationskonto-Modell" (siehe hierzu u. a. Pfluger et al. (2024) und Klemm (2044)).

§ 28r EnWG sieht vor, dass die Bundesnetzagentur das Hochlaufentgelt bestimmt:

> *Um den zügigen Hochlauf des Wasserstoffmarktes in der Bundesrepublik Deutschland zu ermöglichen […] hat die Bundesnetzagentur […] ein Hochlaufentgelt festzulegen. Die Festlegung des Hochlaufentgelts […] soll einen Ausgleich des Amortisationskontos […] bis zum Ablauf des 31. Dezember 2055 gewährleisten und die Wirkungen des Hochlaufentgelts auf die Nachfrage nach den Transportkapazitäten des Wasserstoff-Kernnetzes berücksichtigen.*
> *„Um den zügigen Hochlauf des Wasserstoffmarktes in der Bundesrepublik Deutschland zu ermöglichen, […] hat die Bundesnetzagentur […] ein Hochlaufentgelt festzulegen. Die Festlegung des Hochlaufentgelts […] soll einen Ausgleich des Amortisationskontos […] bis zum Ablauf des 31. Dezember 2055 gewährleisten und die Wirkungen des Hochlaufentgelts auf die Nachfrage nach den Transportkapazitäten des Wasserstoff-Kernnetzes berücksichtigen."*

Das Hochlaufentgelt bezieht sich auf jährliche Kapazitätszahlungen. Ein Entgelt von 20 €/(kWh/h)/a bedeutet, dass ein Anschlussnehmer:innen, der das gesamte Jahr über einen Netzanschluss von 1 kW bucht, dafür 20 Euro zu zahlen hat. Die Angabe bezieht sich dabei auf den Brennwert.

Aus § 28r EnWG ergibt sich auch, dass das Hochlaufentgelt möglichst niedrig angesetzt werden soll. Dabei müssen jedoch die Rahmenbedingungen eingehalten werden, die einen Ausgleich des Amortisationskontos bis Ende 2055 vorsehen. Das Entgelt kann zwar periodisch angepasst werden, sollte jedoch so gewählt werden, dass zukünftig nur geringe oder keine Anpassungen notwendig sind.

Die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes wird von zahlreichen Faktoren beeinflusst, die im Wesentlichen in drei Kategorien fallen:

- Die Kosten des Wasserstoff-Kernnetzes,
- den Hochlauf der angeschlossenen Kund:innen und
- die Netzentgeltsystematik.

Um ein Hochlaufentgelt festzulegen, das den oben genannten Kriterien entspricht, ist eine Abschätzung der relevanten Parameter bis zum Jahr 2055 erforderlich. Werden die Kosten des Wasserstoff-Kernnetz unterschätzt oder der Wasserstoffhochlauf überschätzt, führt dies zu einem zu niedrigen Hochlaufentgelt, welches später nach oben korrigiert werden muss. Umgekehrt resultiert eine Überschätzung der Kosten oder eine Unterschätzung des Wasserstoffhochlaufs in einem zu hohen Entgelt, das dann nach unten angepasst werden muss.

1.1 Ziel dieses Gutachtens

Dieses Gutachten wurde durch die Bundesnetzagentur beauftragt, um Szenarien zu entwickeln, um den Prozess der Entgeltfestlegung unterstützen. Das Gutachten quantifiziert die Auswirkungen unterschiedlicher Entwicklungen aller für das Hochlaufentgelt relevanten Parameter. Diese Analysen erfolgen mithilfe einer Weiterentwicklung des Rechentools, das bereits in Pfluger et al. (2024) eingesetzt wurde. Dieses Tool berechnet zu einem gegebenen Szenario von Kosten, Wasserstoffhochlauf und Netzentgeltsystematik das korrespondierende Hochlaufentgelt.

Die zentrale Herausforderung bei der Erstellung der Szenarien liegt in den erheblichen Unsicherheiten, die den Wasserstoffhochlauf in dieser frühen Phase begleiten. Auch auf der Kostenseite bestehen Unsicherheiten; hier kann jedoch auf das (Erd-)Gasnetz als Referenz zurückgegriffen werden. Der Wasserstoffhochlauf hingegen ist in vielerlei Hinsicht beispiellos. Ein wesentliches Merkmal ist, dass Wasserstoff ohne staatliche Förderung noch über viele Jahre hinweg nicht wettbewerbsfähig sein wird (vgl. u. a. Shafiee & Schrag (2024) und Odenweller & Ueckerdt (2025)). Zwar traf und trifft dies auch auf Strom aus erneuerbaren Energien zu, allerdings konnte dieser in eine bestehende, gut ausgebaute Infrastruktur eingespeist werden und erforderte nachfrageseitig keine speziellen Technologien oder die Schaffung neuer Märkte. All dies trifft auf Wasserstoff im Wesentlichen nicht zu.

Eine Abschätzung des Wasserstoffhochlaufs beinhaltet immer auch implizit eine Prognose darüber, welches Ambitionsniveau die Politik in den nächsten mindestens zehn Jahren bei der Förderung von Wasserstoff verfolgen wird. Dies ist besonders herausfordernd, da das Wasserstoff-Kernnetz zwar insgesamt breiten politischen Rückhalt genießt, es jedoch unterschiedliche Auffassungen über die Einsatzbereiche von Wasserstoff und seine Herkunft gibt.

Erschwerend kommt hinzu, dass es kaum Erfahrung mit der Erzeugung von grünem Wasserstoff (aus erneuerbarem Strom), blauem Wasserstoff (aus Erdgas unter Einsatz von CO_2-Abscheidung und Speicherung, CCS) oder anderen Verfahren gibt, die eine geringere Klimawirkung haben als etablierte fossile Verfahren. Deutschland, Europa und die Welt befinden sich erst am Anfang eines Hochlaufs von Wasserstoff als Energieträger. Dies bedeutet, dass in den kommenden Jahren viele Erkenntnisse darüber gewonnen werden, zu welchen Kosten treibhausgasneutraler oder zumindest -armer Wasserstoff produziert werden kann, in welchen Einsatzbereichen er sich durchsetzt und wie sich die Nutzung zwischen Deutschland und anderen Ländern verteilt.

Das Kernnetz ist – anders, als sein Name vermuten lässt – bereits früh groß dimensioniert. Damit ein Netz dieser Größe erforderlich und seine Finanzierung tragfähig ist, ist spätestens langfristig ein substanzieller Wasserstoffhochlauf nötig. Ohne diesen bleibt das Netz auch langfristig überdimensioniert, was eine marktliche Finanzierung unmöglich macht. Szenarien, in denen Wasserstoff auch im Jahr 2045 nur eine geringe Rolle spielt, würden letztlich ein Scheitern des Wasserstoff-Kernnetz-Konzepts bedeuten, für das kein Hochlaufentgelt bestimmt werden könnte. Daher gehen alle Szenarien dieses Gutachtens langfristig von einem erfolgreichen Wasserstoffhochlauf aus.

Die Szenarien dieses Gutachtens müssen im Lichte der großen Unsicherheiten und des langfristigen Anspruchs an das Wasserstoff-Kernnetz betrachtet werden. Sie können und sollen keine Prognosen der wahrscheinlichsten Entwicklungen bis 2055 darstellen. Sie sollen jedoch die bestehenden kurz- und mittelfristigen Hindernisse berücksichtigen, plausible Entwicklungen abbilden und sich langfristig an Zielszenarien orientieren.

1.2 Methodik

Die Datengrundlage des Gutachtens wird in den folgenden Schritten geschaffen.

- Einlesen der **Kosten** des Wasserstoff-Kernnetzes. Hierbei werden die seitens der Netzbetreiber bereitgestellten Kosten verwendet, teilweise aber durch Inflation verändert.
- Erstellung der **Hochlaufszenarien** potenzieller Anschlussnehmer:innen hinsichtlich der Leistung und Energie für die Themengebiete:
  - Ausspeisung: Industrie, Kraftwerke und KWK, (Verkehr und Gebäude)
  - Einspeisung: Inländische Elektrolyse, Importe über Seeweg, Pipeline-Importe (Spezialfall/Sensitivität: Blauer Wasserstoff)
  - Speicherung: Einspeicherung, Ausspeicherung
- Integration der Entwicklung in den einzelnen Themengebiete zu einem konsistenten Hochlaufszenario durch **Abgleich von Angebot und Nachfrage**.
- Berechnung der **Ausbuchung des Netzes**, d.h. die Frage, wann die Maximalkapazität des Kernnetzes erreicht ist.
- Bestimmung der **Beitragsfaktoren**, bei denen die Effekte durch strukturellen Buchungs-Leerstand, Netzentgeltrabatte und unterjährige Buchungen festgelegt werden.
- **Berechnung des erforderlichen Hochlaufentgelts** sowie weiterer Kennzahlen

1.3 Prämissen und Festlegungen in diesem Gutachten

1.3.1 Brennwert und Heizwert

Das Netzentgelt wird in €/(kWh/h)/a bezogen auf den Brennwert angegeben. Da auf der Seite der Eingangsdaten in den Szenarien üblicherweise mit dem Heizwert gerechnet wird, beziehen sich in diesem Gutachten bis zum Abschnitt 5: „Berechnete Hochlaufentgelte und Kernergebnisse zur Finanzierung“ alle Angaben immer auf den Heizwert. In den Ergebnissen sind zusätzlich auch bestimmte Ergebnisse auf den Heizwert bezogen, sind dann aber entsprechend gekennzeichnet.

1.3.2 Anpassung des Hochlaufentgelts an die Inflation

Nach § 28r Abs. 2 S. 3 https://fhgenie.fraunhofer.de/ kann das Hochlaufentgelt insbesondere im Fall von Kostensteigerungen beim Bau des Wasserstoff-Kernnetzes mit dem durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex jährlich indexiert werden. Dies wurde im WANDA-Beschluss der BNetzA von 6.6.2024 konkretisiert (BNetzA 2024):

Es wird von den Wasserstoff-Kernnetzbetreibern jedes Kalenderjahr an die allgemeine Geldwertentwicklung angepasst, indem es mit dem vom statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex des vorletzten Jahres vor dem Jahr, für welches das Hochlaufentgelt gilt, im Verhältnis zum Verbraucherpreisgesamtindex des Jahres, für welches das Hochlaufentgelt erstmals festgelegt oder nach den nachfolgenden Bestimmungen angepasst wurde, multipliziert wird.

In allen Szenarien wird eine kontinuierliche Inflation von 2 % p.a. unterstellt. Die Berechnungen im Rechentool beziehen sich auf nominale Werte im jeweiligen Betrachtungsjahr, viele zentrale Ergebnisse werden aber zur besseren Vergleichbarkeit in €2025 ausgedrückt. Das Hochlaufentgelt wird kontinuierlich an die des Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) angepasst. Ein auf reale Werte bezogenen Hochlaufentgelt von 25 €2025/kWh/h)/a hat in den Jahren nach 2025 also einen nominal höheren Wert, was in Abbildung 1 dargestellt ist. Zum Vergleich ist hier auch dargestellt, warum eine Inflationsanpassung erforderlich ist, bzw. welche Höhe die hypothetische Alternative eines nominal konstanten Entgelts erfordern würde.

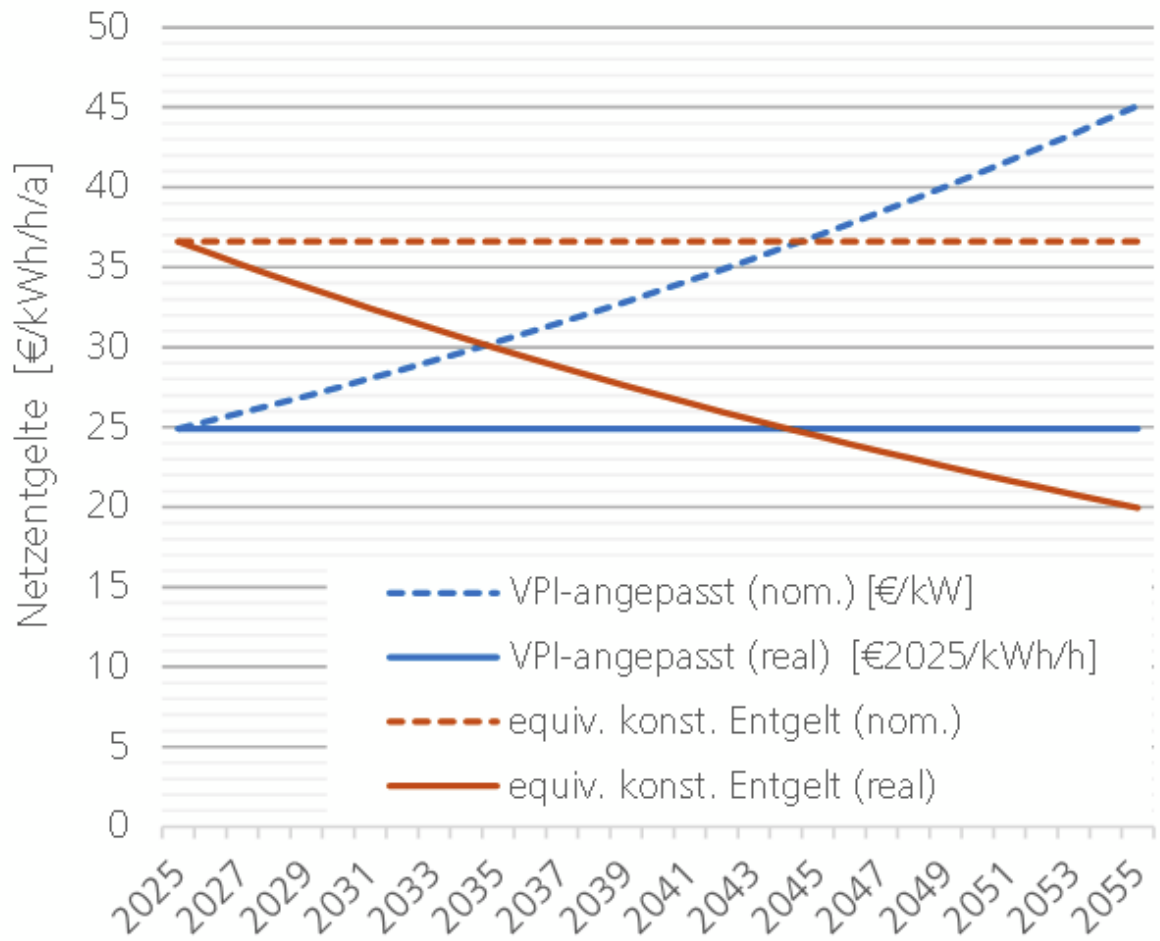


Abbildung 1: Schematische Entwicklung der realen und nominalen Werte der Netzentgelte.
Das an den VPI angepasste Hochlaufentgelt ist blau dargestellt, das hypothetische äquivalente für dieses beispielhafte Szenario erforderliche nominal konstante Hochlaufentgelts rot.

2. Kosten des Wasserstoff-Kernnetzes

Die Kostenseite der Berechnungen wird bestimmt durch Investitionen (in Neubauleitungen, Gasdruckregel- und Messanlagen, Verdichter, sowie die Umwidmungen von Bestandleitungen), die Restbuchwerte der Bestandsleitungen, die aus dem Erdgasnetz übernommen werden, sowie die Betriebskosten, die auch die Treibenergie für Verdichter umfassen.

Investitionen

Die investiven Kosten des Kernnetzes basieren zunächst auf den Angaben der FNB aus dem Kernnetzantrag und dem Entwurf des Kernnetzantrags, werden aber in weiteren Schritten noch angepasst. Für Leitungen mit Vorhabensträger wurden der Bundesnetzagentur seitens der Netzbetreiber aktualisierte Prognosen zur den erforderlichen Investitionen vorgelegt. Diese werden für diese Leitungen als Ausgangswerte übernommen. Für die Leitungen ohne Vorhabensträger wurden seitens der Netzbetreiber keine neuen Angaben gemacht. Für diese werden die Angaben für Neubauleitungen aus dem Antragsentwurf verwendet, angepasst um die durchschnittliche Kostensteigerung der Neubauleitungen mit Vorhabensträger zwischen Antragsentwurf und den aktualisierten Prognosen; die Steigerung beträgt 33%. Die Kosten für Umbaumaßnahmen haben sich im Vergleich zum Kernnetzantrag um durchschnittlich 31 % reduziert.

Dies Ausgangwerte werden je nach Jahr der Kostenwirksamkeit inflationiert. Zum einen wirkt auf Investitionen die allgemeine Steigerung der Verbraucherpreise, also eine Inflation von 2%. Darüber hinaus wird unterstellt, dass Baukosten im relevanten Zeitraum um 2%-Punkte stärker ansteigen als die Basisinflation. Dies Abschätzung kann teilweise auch als eine – wenn auch nur geringe – Sicherheitsmarge für unvorhergesehene Kosten oder Kostensteigerungen interpretiert werden.

Restbuchwerte der umgewidmeten Bestandleitungen

Die Restbuchwerte wurden seitens der FNB an die Bundesnetzagentur leitungsscharf übermittelt, für die meisten Leitungen zum Stand 31.12.2023. Bis zum Zeitpunkt der Umwidmung wird vereinfacht von einer zusätzlichen Abschreibung von 5%-Punkte p.a. ausgegangen. Der dann verbleibende Restbuchwert wird dann in den Bestand des Kernnetzes überführt.

Betriebskosten

Die pauschalisierte Berechnung der Betriebskosten auf Basis der Angaben der FNB, die bereits im Gutachten zum Finanzierungskonzept dargestellt wurde (siehe Pfluger et al. (2024)), wird beibehalten. Die Betriebskosten steigen um 1% stärker ansteigen als die Basisinflation. Dies ist u.a. durch den substanziellen Energiekostenanteil begründet, zum anderen ist auch hier implizit eine gewissen Sichermarge integriert.

2.1 Streckung des Ausbaus der Wasserstoff-Kernnetzes

Es wird in allen Berechnungen dieses Gutachtens davon ausgegangen, dass das Wasserstoff-Kernnetz entsprechend der Planung und bestehenden Genehmigung bis zum Jahr 2032 vollständig errichtet wird. Wie die Szenarien im Folgenden noch zeigen werden, muss davon ausgegangen werden, das Wasserstoffhochlauf bis zum Jahr 2032 bei Weiten nicht ein Ausmaß erreicht haben wird, für das eine Transportinfrastruktur in der Größe des Wasserstoff-Kernnetzes benötigt wird. Eine zeitliche Streckung des Ausbaus ist vom Gesetzgeber in §28q EnWG in bestimmtem Ausmaß vorbereitet:

„Projekte, die […] als Teil des Wasserstoff-Kernnetzes genehmigt wurden, gelten auch dann weiterhin als Teil des Wasserstoff-Kernnetzes, wenn eine Überprüfung und Bestätigung eines zukünftigen Netzentwicklungsplans eine planerische Inbetriebnahme […] bis zum Ablauf des 31. Dezember 2037 vorsieht.

Konkret bedeutet dies, dass eine Verschiebung des Ausbaus von Leitungen möglich ist, wenn in Netzentwicklungsplan festgestellt wird, dass diese erst später benötigt werden. In welchem Umfang es zu einer Streckung kommen wird, lässt sich derzeit jedoch nicht ausreichend bewerten. Die Szenarien dieses Gutachtens legen jedoch nahe, dass eine Streckung zum einen möglich ist, besonders bei Leitungen, die nur zu Kraftwerksstandorten errichtet werden, zum anderen aber auch eine Reduktion des Hochlaufentgelts ermöglichen würden. Der Effekt einer Streckung auf das Entgelt darf jedoch auch nicht überschätzt werden: Vereinfachte Testrechnungen haben hier ein Reduktion des Hochlaufentgelts um bis zu 11% ergeben, der Höchststand des AMK wird hingegen deutlich stärker reduziert.

3. Szenarien für den Hochlauf der Netzkund:innen

In diesem Gutachten werden unterschiedliche Szenarien für die Parameter erstellt, die die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes relevant sind. Besonders hervorzuheben sind dabei vier folgenden Szenarien, wobei in den jeweiligen Themengebieten teilweise auch andere oder zusätzliche Entwicklungen betrachtet werden.

Das FID-Szenario

In diesem Szenario werden nur Anlagen und Projekte betrachtet, für die eine finale Investitionsentscheidung (FID) getroffen wurde. Das Szenario dient zum einen als Ausgangspunkt für weitere Betrachtungen. Zum anderen zeigt sich dabei auch, dass die derzeitig getroffenen Investitionsentscheidungen bei weitem nicht ausreichen, das Kernnetz auszulasten. Dieses Szenario wird nur für die einzelnen Themengebiete betrachtet und nicht als gemeinsames Hochlaufszenario, für das ein Hochlaufentgelt bestimmt wird. Um das Wasserstoff-Kernnetz hinreichend auszulasten und eine robuste Finanzierung zu ermöglichen, ist ein Wasserstoffhochlauf erforderlich, der sehr deutlich über das derzeit durch finale Investitionsentscheidungen abgesicherte Niveau hinausgeht.

Das Szenario *O45-Strom*

Dieses Szenario leitet sich aus dem gleichnamigen Szenario der BMWK-Langfristszenarien ab (siehe: BMWK (2024a)). Es ist ein normatives Zielszenario, welches Deutschlands energie- und klimapolitischen Ziele erreicht. Dabei sieht das Szenario auch eine substanziale Rolle für Wasserstoff vor, in diesem Szenario vor allen in der Industrie sowie im Umwandlungssektor. Auf der der kurz- und mittelfristigen Zeitachse erfordert die Erreichung der Zwischenziele aber Entwicklungen, deren Umsetzung in der Kürze der Zeit aber als sehr, und womöglich sogar als zu ambitioniert angesehen werden muss. Dies liegt u.a. daran, dass seit der Erstellung dieser Iteration der BMWK-Langfristszenarien der reale Wasserstoffhochlauf langsamer erfolgt ist. Das Szenario stellt daher in diesem Gutachten gewissermaßen den optimistischen Rand dar.

Das Szenario *Budget+*

Mit diesem Szenario werden für einige Bereiche die kurz- und mittelfristigen Entwicklungen anhand der zu Verfügung gestellten und zukünftig absehbaren Förderbudgets ermittelt, unter Berücksichtigung von Engpässen und begrenzten Transformationsgeschwindigkeiten. Dabei werden teilweise auch Programme oder Budgets berücksichtigt, deren Umsetzung noch nicht gesetzlich verankert ist. Für mache Bereiche wird zusätzlich angenommen, dass das derzeit zur Verfügung stehende Budget in den nächsten Jahren erhöht wird. Das Ziel dieses Szenarios ist es, die kurz- und mittelfristigen Leitplanken für den Wasserstoffhochlauf realistisch abzubilden, innerhalb dieser Grenzen aber gleichzeitig einen gewissen Optimismus anzuwenden.

Das Szenario *Optimistische Fortschreibung*

Für manche Themenfelder lassen sich die Entwicklungen nicht sachgemäß anhand von Förderbudgets abschätzen, weil diese noch nicht festgelegt sind oder die Förderung indirekt erfolgt. Für diese Bereiche, z. B. den Hochlauf der Elektrolyse, wird die Entwicklung anhand von Diffusionskurven und Referenztechnologien abgeleitet. Dabei wird ein gewisser Optimismus unterstellt, um eine reine Extrapolation der bisherigen, zumeist langsamen Entwicklungen in der frühen Hochlaufphase zu vermeiden.

Das Bezugsszenario

Das *Bezugsszenario* spielt in den Berechnungen dieses Gutachtens eine zentrale Rolle und wird für alle Themengebiete erstellt. In diesem Szenario werden die jeweiligen kurz- und mittelfristigen Herausforderungen der Szenarien *Budget+*, *Optimistische Fortschreibung* oder ähnlicher Entwicklungen – z. B. der Kraftwerksstrategie – , welche die kurzfristigen Leitplanken abbilden, ab einem gewissen Zeitpunkt überwunden: Im Bezugsszenario findet ab dem Jahr 2035 oder 2040 ein Umschwenken des Wasserstoffhochlaufs auf den Zielpfad des Szenarios *O45-Strom* statt. Dieser Übergang in den späteren Jahren ist nicht durch konkrete Instrumente unterlegt, sondern wird postuliert. Der CO_2-Preis wird dabei mutmaßlich eine wichtige Rolle spielen, aber über das genaue Zusammenspiel möglicher Treiber trifft das Szenario keine Festlegung. Es ist wichtig zu betonen, dass dieser langfristige Optimismus für das Funktionieren der Kernnetzfinanzierung erforderlich ist. Ohne eine langfristig substanzielle Bedeutung von Wasserstoff im deutschen Energiesystem ist das Kernnetz in dieser Größe überdimensioniert und eine robuste Finanzierung somit kaum möglich.

In den folgenden Unterkapiteln werden die Szenarien und Entwicklungen in den einzelnen Themenbereichen vorgestellt.

3.1 Inländische Elektrolyse

3.1.1 Hintergrund und methodischer Ansatz

Die Wasserelektrolyse ist das Schlüsselelement für die Produktion von grünem Wasserstoff auf Basis von erneuerbarem Strom. Auch für die Wasserstoffversorgung wird die inländische Erzeugung eine große Rolle spielen. Im Antrag des Wasserstoff-Kernnetzes ist dafür allerdings eine Entry-Leistung von 15 GW_{H2} (Brennwert) vorgesehen, was einer elektrischen Leistung der Elektrolyse von ungefähr 18 GW_{el} entspricht. Zum Vergleich: Die vorgesehene Entry-Leistung der Importe über den Land- und Seeweg beträgt 77 GW_{H2} (Brennwert).

Insbesondere aufgrund gestiegener Kosten für Elektrolyseure, geringer Zahlungsbereitschaft auf der Nachfrageseite sowie regulatorischer Unsicherheit (IEA 2024a) bestehen erhebliche Unsicherheiten darüber, wie schnell der Markthochlauf der Elektrolysekapazität gelingen kann (Odenweller et al., 2022). Laut der Datenbank der International Energy Agency (IEA) zu Projekten zur Wasserstoffproduktion waren, mit Stand Oktober 2024, in Deutschland Elektrolyseure mit einer elektrischen Leistung von 128 MW in Betrieb (siehe Abbildung 2a) (vgl.: IEA 2024b). Andere Quellen, wie der Wasserstoffatlas der OTH Regensburg (siehe OTH Regensburg (2024)) weisen teilweise leicht abweichende Zahlen aus, was auf die Schwierigkeit zurückzuführen ist, die dynamischen und unsicheren Entwicklungen der vielen angekündigten Projekte stets aktuell zu erfassen und nachzuhalten. Die folgenden Angaben beziehen sich auf die jährlich aktualisierte Datenbank der IEA mit Stand Oktober 2024 und weisen stets die elektrische Anschlussleistung der Elektrolyseure aus.

Die für Deutschland angekündigten Elektrolyseprojekte zeigen die Möglichkeit eines starken Anstiegs der installierten Leistung in den kommenden Jahren. Bis zum Jahr 2030 sind über 12 GW Elektrolysekapazität angekündigt, wovon 1,3 GW (etwa 10%) bereits im Bau oder mit einer finalen Investitionsentscheidung hinterlegt sind. Etwa 90% der bis 2030 angekündigten Projektkapazität befindet sich damit jedoch noch im Status "Machbarkeitsstudie" oder "Konzept" und ist daher mit großen Unsicherheiten behaftet. Die angekündigten Projekte sind für verschiedene Endnutzungssektoren vorgesehen – mit dem größten Anteil aus der Industrie – insbesondere Stahl – und weiteren substanziellen Anteilen im Verkehrssektor und für die Produktion von E-Fuels (siehe Abbildung 2).

Im Rahmen der nationalen Wasserstoffstrategie hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt, 10 GW Elektrolysekapazität bis 2030 zu erreichen. Je nachdem, wie viel der angekündigten Projekte im Jahr 2024 tatsächlich realisiert wurden, würde dieses Ziel eine exponentielle Wachstumsrate von

85 - 107 % erfordern, also in etwa eine Verdopplung der installierten Kapazität in jedem Jahr. Derartige Wachstumsraten liegen sowohl über den von 2020 bis 2024 realisierten jährlichen Wachstumsraten von 29 bis 50 % (bezogen auf die installierte Elektrolysekapazität), als auch deutlich über den jemals historisch beobachteten Wachstumsraten der am schnellsten wachsenden Energietechnologien wie Photovoltaik und Windkraft. Dies zeigt, dass das Ambitionsniveau des Ziels von 10 GW Elektrolyse im Jahr 2030 durch den bisher langsamen Ausbau mittlerweile so ambitioniert ist, dass es eigentlich nicht mehr als plausibel angesehen werden kann.

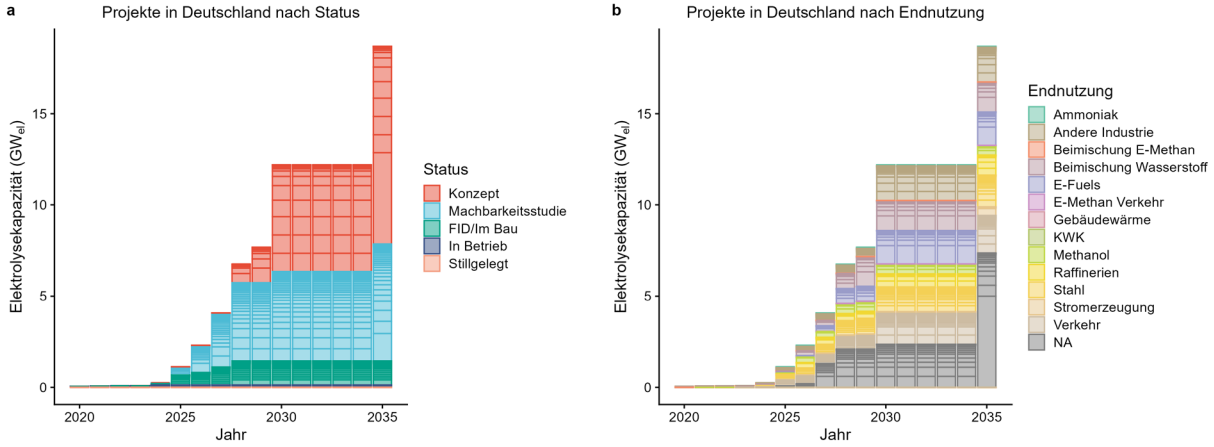


Abbildung 2 **Ankündigungen von Elektrolyseprojekten in Deutschland nach Status (a) und nach Endnutzung (b).** Die einzelnen Segmente innerhalb der Farben zeigen individuelle Projekte. Die Abbildung basiert auf der IEA Hydrogen Projects Database (Stand Oktober 2024) und zeigt die elektrische Input-Kapazität der Elektrolyseprojekte.

Die Herausforderungen des Markthochlaufs von grünem Wasserstoff werden auch in der Retrospektive deutlich. Auf Basis von vier aufeinanderfolgenden Ständen der Datenbank der IEA lässt sich die historische Erfolgsrate von Projektankündigungen ermitteln und die Entwicklung der Projekte über die letzten vier Jahre hinweg verfolgen (Odenweller & Ueckerdt, 2025). Ein Blick auf die Projektankündigungen für das Jahr 2023 zeigt, dass nur ein Bruchteil der ursprünglich angekündigten Elektrolysekapazität auch tatsächlich rechtzeitig fertiggestellt wurde (siehe Abbildung 3). Anstatt des von Unternehmen für 2023 angekündigten Zubaus von 210 MW wurden laut IEA-Daten nur etwa 10 MW rechtzeitig installiert. Der Großteil der Projekte wurde auf das Jahr 2025 oder später verschoben. Bei den Projektankündigungen für das Jahr 2024 zeigt sich ein ähnliches Bild, wobei der letzte verfügbare Stand der Datenbank noch kein endgültiges Ergebnis für das Jahr 2024 ermöglicht (siehe Abbildung 4). Anstatt des ursprünglich angekündigten Zubaus von bis zu 790 MW wird aktuell nur noch ein Zubau von 160 MW erwartet. Es zeigt sich, dass der Großteil der ursprünglich für 2024 angekündigten Projekte in der jüngsten Datenbank fehlt, was auf abgebrochene Projekte hinweist.

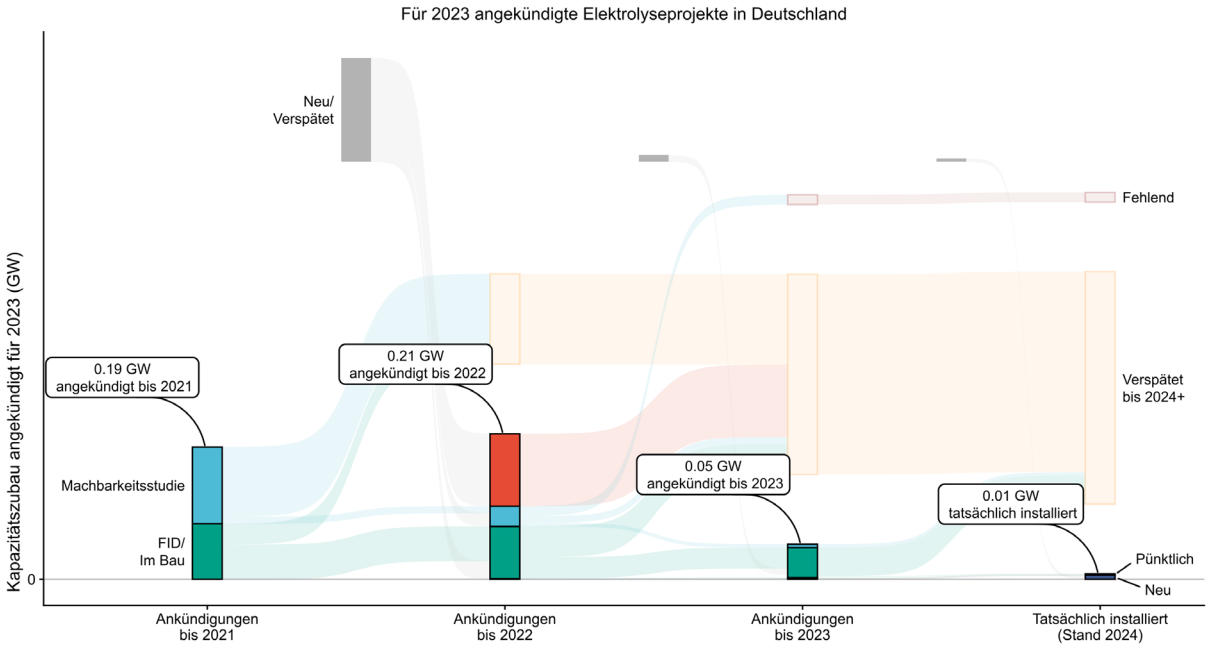


Abbildung 3: **Entwicklung der für 2023 angekündigten Elektrolyseprojekte in Deutschland über vier Versionen der IEA Hydrogen Projects Database von 2021 bis 2024.** Anstatt des für 2023 angekündigten Zubaus von bis zu 0.21 GW, wurden nur 0.01 GW tatsächlich installiert. Der überwiegende Teil der ursprünglich angekündigten Projekte verspätet sich.

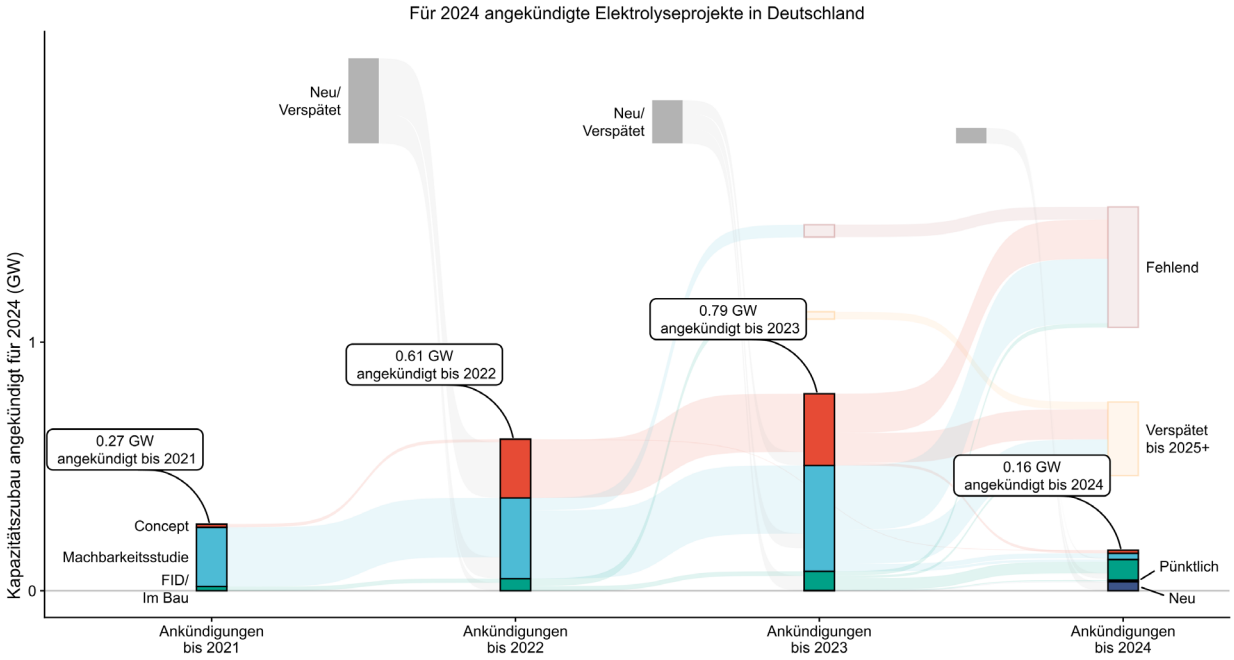


Abbildung 4: **Entwicklung der für 2024 angekündigten Elektrolyseprojekte in Deutschland über vier Versionen der IEA Hydrogen Projects Database von 2021 bis 2024.** Anstatt des angekündigten Zubaus von bis zu 0.79 GW, waren in der jüngsten Projektdatenbank nur noch 0.16 GW Zubau für das Jahr 2024 angekündigt.

Die niedrigen Erfolgsraten der Elektrolyseprojekte in den Jahren 2023 und 2024 zeigen, dass der Markthochlauf von grünem Wasserstoff zuletzt mit Problemen zu kämpfen hatte. Zudem hat der überwiegende Teil, der bis 2030 angekündigten Projekte noch keine finale Investitionsentscheidung. Daher stellt sich daher die Frage, wie plausible Pfade für den Markthochlauf der Elektrolysekapazität in Deutschland aussehen können.

In den folgenden Unterkapiteln werden vier verschiedene Szenarien der zukünftigen Entwicklung der Elektrolysekapazität in Deutschland vorgestellt: Das Szenario *O45-Strom*, welches auf dem Langfristszenarien des BMWK beruht, das *FID-Szenario* und ein Szenario *Optimistische Fortschreibung*. Das übergeordnete *Bezugsszenario,* das die Basis für viele Berechnungen des Hochlaufentgelts darstellt, entspricht bis 2035 dem Szenario *Optimistische Fortschreibung* und schwenkt dann bis 2040 auf das BMWK-Szenario *O45-Strom* ein.

Für alle Szenarien gelten drei Annahmen:

- 90% der angekündigten Elektrolyseprojekte werden auch an das Wasserstoffkernnetz angeschlossen, der Rest bedient Wasserstoffnachfragen vor Ort.
- Die Effizienz der Elektrolyse beträgt 70%. Damit werden die Projektangaben über die Elektrolysekapazität (in elektrischer Eingangsleistung des Elektrolyseurs) in die entsprechende Wasserstoffproduktionsleistung umgerechnet.
- Die Volllaststunden der Elektrolyse betragen werden dem Mittelwert der der Werte der BMWK-Szenarien *O45-Strom* und *O45-Wasserstoff* jeweilige Betrachtungsjahr entnommen. Sie steigen von 2.400 h/a im Jahr 2026 auf 3.300 h/a ab dem Jahr 2035.

3.1.2 Das FID-Szenario

Das *FID-Szenario* enthält nur die Elektrolyseprojekte, die bereits im Betrieb oder im Bau sind oder für die laut der IEA-Datenbank mit Stand Oktober 2024 eine finale Investitionsentscheidung vorliegt. Aktuell sind in Deutschland 83 Projekte im Betrieb, sowie 32 im Bau oder mit einer finalen Investitionsentscheidung hinterlegt. Bis 2028 steigt die elektrische Leistung im *FID-Szenario* somit auf 1,4 GW an. Nach 2028 sind keine weiteren Projekte angekündigt, für die mit Stand Oktober 2024 eine finale Investitionsentscheidung vorliegt, sodass das *FID-Szenario* das Ziel von 10 GW bis 2030 erheblich verfehlt. Es wurde keine Einzelüberprüfung der angekündigten Projekte vorgenommen, um eventuelle weitere finale Investitionsentscheidungen zu ermitteln. Die Größenordnung der gesamten mit einer Investition gesicherten Elektrolysekapazität in den IEA-Daten kann als robust angesehen werden.

3.1.3 Das Szenario *O45-Strom*

Die Entwicklungen in diesem Szenario sind dem gleichnamigen Szenario der BMWK-Langfristszenarien entnommen; detaillierte Informationen zu Methodik und Ergebnissen sind auf der Webseite des Projekts dokumentiert. An dieser Stelle seien daher nur exemplarisch die Ergebnisse der in Deutschland installierten Elektrolyseleistung in den Stützjahren der Modellierung ausgewiesen. Die Angaben zur Netzanschlussleistung sind bereits um Elektrolyseure in intergierten Projekten – also ohne Entry-Anschluss – bereinigt. Hierbei wurden moderate Werte gewählt, gerade in der ersten Phase könnte dieser Anteil auch höher ausfallen.

- 2030: 12 GW_{el} (7,9 GW_{H2} Anschlussleistung)
- 2035: 33 GW_{el} (22,6 GW_{H2} Anschlussleistung)
- 2040: 55 GW_{el} (37,8 GW_{H2} Anschlussleistung)
- 2045: 58 GW_{el} (39,4 GW_{H2} Anschlussleistung)

Für die jahresscharfem Berechnungen in diesem Gutachten werden die Werte zwischen den Stützjahren linear interpoliert.

3.1.4 Das Szenario *Optimistische Fortschreibung*

Das Szenario "Optimistische Fortschreibung" beschreibt einen optimistischen, aber plausiblen Markthochlauf der inländischen Elektrolyse auf Basis angekündigter Projekte und historischer Wachstumsraten der Windkraft an Land, einer Technologie mit vergleichbarer Komplexität. Das Szenariodesign trifft zwei zentrale Annahmen:

- **Kurzfristig:** Im Jahr 2025 werden alle angekündigten Projekte rechtzeitig fertiggestellt, die bereits im Bau sind oder für die eine finale Investitionsentscheidung vorliegt. Somit sind im Jahr 2025 insgesamt 675 MW Elektrolyseleistung installiert. Das bedeutet, dass die niedrigen Realisierungsquoten der vergangenen Jahre überwunden werden können (siehe Abbildung 3 und Abbildung 4, oben) und die Projekte mit Investitionsentscheidung pünktlich realisiert werden.
- **Mittel- und langfristig:** Ab dem Jahr 2025 wächst die Elektrolysekapazität so schnell wie die Windkraft an Land historisch gewachsen ist. In den folgenden Absätzen wird diese Annahme auf Basis der Vergleichbarkeit der Technologien begründet.

Das Szenario *Optimistische Fortschreibung* nimmt Windkraft an Land als Vergleichspunkt für die Wachstumsraten, da diese Technologie in der Bewertungsmatrix von Malhotra & Schmidt (2020) gut mit der Elektrolyse vergleichbar ist. Die Studie teilt verschiedene Energietechnologien in zwei Dimensionen ein. Die erste Dimension der "Design-Komplexität" bezieht sich auf die Anzahl und die Interdependenz von Design-Elementen einer Technologie. Je komplexer das Design, desto langsamer ist der mögliche technologische Fortschritt. Die zweite Dimension der "Notwendigkeit von Anpassungen" bezieht sich auf das Ausmaß von kunden- und standortspezifischen Anpassungen im Hinblick auf drei Charakteristika: Kundenpräferenzen, regulatorischer Kontext und die bauliche Umgebung. Je mehr Anpassungen notwendig sind, desto schwieriger ist es, eine Technologie schnell zu skalieren. Auf Basis dieser beiden Dimensionen teilen Malhotra & Schmidt (2020) Technologien in Typ-1 Technologien (z.B. Photovoltaik), Typ-2 Technologien (z.B. Windturbinen) oder Typ-3 Technologien (z.B. Kernkraftwerke) ein. Typ-1 Technologien zeichnen sich durch ein einfaches Design und hohe Standardisierbarkeit aus, was sich positiv auf ihre Innovations- und Skalierbarkeit auswirkt. Typ-3 Technologien sind hingegen komplex und benötigen viele Anpassungen, was sich negativ auf das das Potenzial für Kostenreduktionen und somit auch auf die Skalierbarkeit auswirkt.

Für die Elektrolyse wurde dieses Bewertungsschema mit Blick auf die einzelnen Komponenten eines Elektrolyseurs in einem White Paper von Ramboll (2024) aufgegriffen. Dieses sieht nur den Elektrolyse-Stack als Typ-1 Technologie, das heißt als eine Komponente, die ein einfaches Design und hohe Standardisierbarkeit ermöglicht. Das so genannte Elektrolyse-System, beispielsweise Gleichrichter, Gasabscheider und Pumpen bewertet die Studie als Typ-2 Technologien, das heißt als Komponenten, die nur bedingt standardisierbar sind. Weitere Teile der gesamten Produktionsanlage für grünen Wasserstoff, beispielsweise Kompressoren, Wasseraufbereitung und Schaltanlagen sieht die Studie als Typ-3 Technologien, das heißt als Komponenten mit hoher Komplexität und geringer Standardisierbarkeit. Ein vollständig installierter Elektrolyseur ist daher als deutlich komplexer zu betrachten als nur der Elektrolyse-Stack, der zwar in industrieller Massenfertigung hergestellt werden kann, allerdings bereits heute nur einen Kostenanteil von etwa 25% ausmacht.

Für das mittel- bis langfristige Wachstum der Elektrolyse geht das *Szenario Optimistische Fortschreibung* daher davon aus, dass die historischen Wachstumsraten von Windkraft an Land eine zweckmäßige Indikation für einen optimistischen, aber plausiblen Ausbau der Elektrolysekapazität darstellen. Im Szenario wird die Zeitreihe der in Deutschland installierten Leistung von Windkraft an Land (siehe: BMWK(2024d)) unter der oben genannten Annahme verschoben, sodass kurzfristig im Jahr 2025 alle Projekte, die sich bereits im Bau befinden oder mit einer finalen Investitionsentscheidung hinterlegt sind, pünktlich realisiert werden (siehe Abbildung 5).

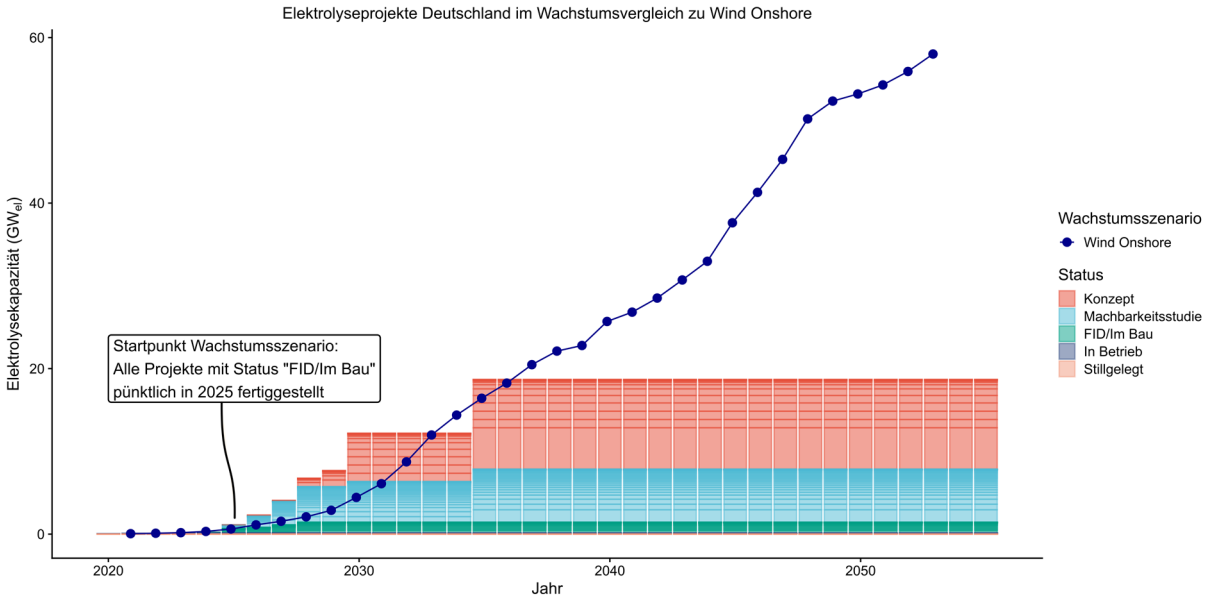


Abbildung 5: Hochlauf der Elektrolysekapazität im Szenario "Optimistische Fortschreibung".
Der Ausganspunkt des Szenarios ist, dass bis 2025 alle angekündigten Projekte im Status "FID/Im Bau" rechtzeitig fertiggestellt werden. Ab 2025 steigt die Elektrolysekapazität dann so schnell an, wie die Kapazität von Wind an Land. Die Abbildung zeigt die elektrische Input-Kapazität der Elektrolyseprojekte auf Basis der IEA Hydrogen Projects Database (Stand Oktober 2024).

Das Szenario erreicht im Jahr 2030 knapp 5 GW installierte Elektrolysekapazität und bleibt damit hinter dem 10 GW Ziel zurück, das erst im Jahr 2033 erreicht wird. Bis zum Jahr 2033 ist der Hochlauf im Szenario durch bereits aktuell angekündigte Projekte gedeckt, sodass keine zusätzlichen Projekte nötig sind, um das Szenario zu erreichen. Ab dem Jahr 2037 übersteigt das Szenario die aktuell angekündigte Elektrolysekapazität jedoch deutlich, da aktuell noch keine neuen Projekte mit einem Startjahr nach 2035 angekündigt sind.

3.1.5 Überblick und Vergleich der Szenarien

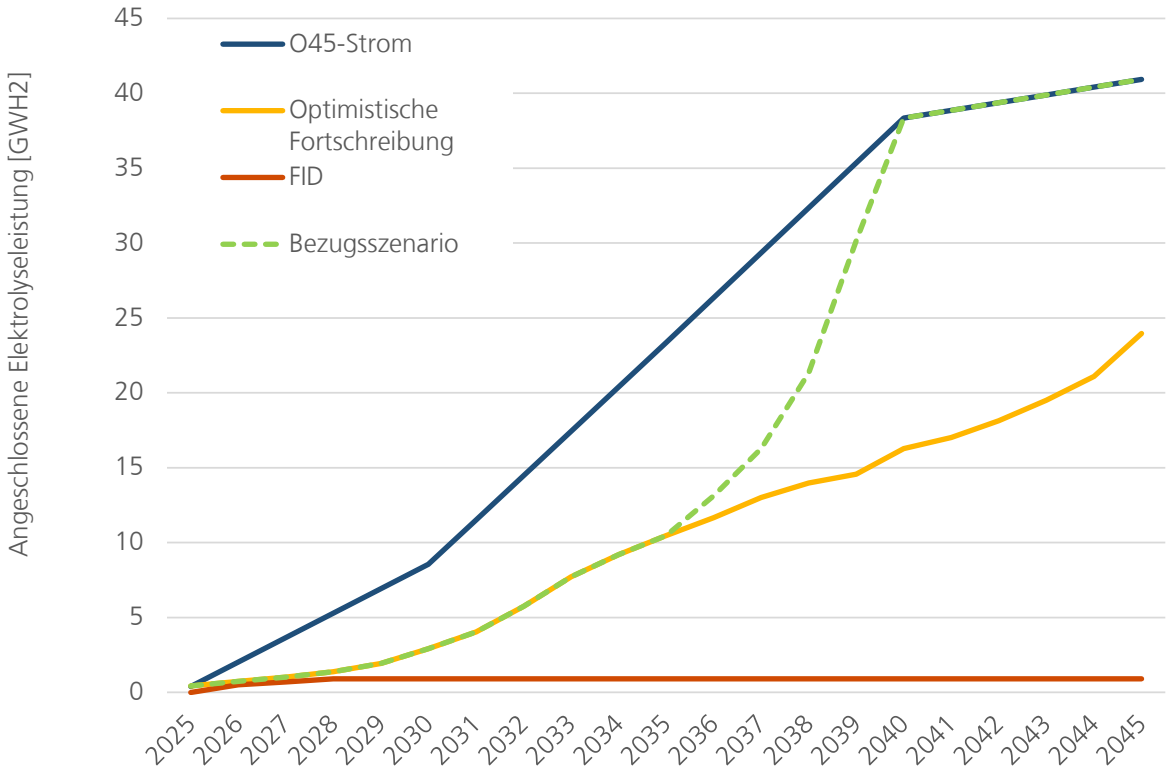


Abbildung 6: Angeschlossene inländische Elektrolyseleistung in den betrachteten Szenarien.
Das Szenario "Optimistische Fortschreibung" entspricht dem historischen Wachstum der Windkraft an Land in Deutschland (siehe Beschreibung des Szenarios). Das *Bezugsszenario* entspricht bis zum Jahr 2035 dem Szenario *Optimistische Fortschreibung* und schwenkt dann auf das Zielszenario *O45-Strom* ein. Im Unterschied zu den anderen Abbildungen zeigt diese Abbildung die angeschlossene Elektrolyseleistung im Hinblick auf die Ausgangsleistung von Wasserstoff, nicht die Eingangsleistung von Strom.

Abbildung 6 zeigt die Hochläufe der inländischen Elektrolysekapazität in den Szenarien im Vergleich. Es zeigt sich klar, dass das *FID-Szenario* keinen nennenswerten Markthochlauf abbildet, da es bisher nur wenige Projekte mit finaler Investitionsentscheidung gibt. Das Szenario *Optimistische Fortschreibung* zeigt bis 2035 einen deutlichen Hochlauf der inländischen Elektrolysekapazität, der jedoch klar hinter dem Zielszenario *O45-Strom* zurückbleibt. Dies widerlegt nicht zwangsweise die kurz- und mittelfristigen Entwicklungen im Zielszenario; um einen solchen Pfad zu erreichen, müssten die im Szenario *Optimistische Fortschreibung* identifizierten Herausforderungen sehr schnell und sehr deutlich behoben werden. Dies erscheint, insbesondere in Anbetracht der kurzen Zeit wenig plausibel. Das *Bezugsszenario* nimmt einen Markthochlauf an, der bis zum Jahr 2035 dem Szenario Optimistische Fortschreibung folgt und danach bis zum Jahr 2040 auf das Zielszenario *O45-Strom* einschwenkt. Alle Szenarien außer dem Zielszenario *O45-Strom* unterschreiten das Ziel von 10 GW_{el} installierter Elektrolysekapazität im Jahr 2030, was in etwa einer Anschlussleistung an das Kernnetz von 7 GW_{H2} (Heizwert) entspräche.

Es ist hervorzuheben, dass in der späteren Kombination der Hochläufe der einzelnen Themengebiete im *Bezugsszenario* der Hochlauf der Elektrolyse sowie der Leitungsimporte nach 2030 zu einem Angebotsüberhang führen, da die jeweiligen Szenarien auf der Nachfrageseite keinen entsprechend ambitionierten Hochlauf aufweisen.

3.2 Grenzübergangspunkte und Importe

Neben der inländischen Produktion von grünem Wasserstoff soll die inländische Wasserstoffnachfrage auch durch den Import über den Land- und Seeweg bedient werden. Für leitungsgebundene Importe (d.h. Pipelines) über Grenzübergangspunkte (GÜP) ist im Antrag des Wasserstoff-Kernnetzes eine Entry-Leistung von 58 GW_{H2} (Brennwert) vorgesehen, für „Sonstige Einspeisungen", die im Wesentlichen Schiffsimporte umfassen, sind 19 GW_{H2} (Brennwert) eingeplant.

3.2.1 Leitungsgebundene Importe

3.2.1.1 Hintergrund und methodischer Ansatz

Leitungsgebundene Importe von Wasserstoff über Pipelines werden typischerweise als das langfristig wichtigste Element der Wasserstoffversorgung für Deutschland angesehen, noch vor der inländischen Elektrolyse und Schiffsimporten. Pipelines ermöglichen den Import von Wasserstoff aus angrenzenden Regionen mit besseren Potenzialen für erneuerbare Energien (vgl. dazu u.a. die Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate, BMWK (2024)). Für Distanzen bis etwa 4.000 km (bei umgerüsteten Erdgas-Pipelines bis zu 8.000 km) haben leitungsgebundene Importe die niedrigsten Umwandlungs- und Transportkosten (Staiß et al. 2022).

Die möglichen Länder, aus denen Deutschland Wasserstoff importieren könnte, lassen sich in fünf Importkorridore einteilen (siehe: BMWK (2024)):

- Nordseekorridor: Norwegen, Dänemark, Großbritannien, Niederlande, Belgien
- Südwestkorridor: Spanien, Portugal
- Südkorridor: Algerien, Tunesien
- Ostseekorridor: Finnland, Schweden, Baltikum und Offshore-Anlagen
- Südostkorridor: u.a. Ukraine, Rumänien, Bulgarien, Griechenland, Türkei, Ägypten.

Die Realisierung der Korridore und der Hochlauf resultierender Importmengen ist derzeit noch mit fundamentalen Unsicherheiten verknüpft. Es gibt noch keine Investitionsentscheidung, die die Realisierung eines Korridors sicherstellen würde. Investitionssicherheit für den Neubau oder die Umwidmung einer Pipeline bedarf es typischerweise gesicherter, langfristiger Abnahmeverträge für Wasserstoff. Aufgrund der Wettbewerbslücken zwischen teurem Wasserstoff und fossilen Energieträgern bedarf es hierfür wiederum gezielter staatlicher Unterstützung.

Daher wurden, um den Hochlauf der Importmengen für die einzelnen Korridore abzuschätzen, Hintergrundgespräche insbesondere zum aktuellen Stand der bi- und multinationalen Verhandlungen bezüglich der einzelnen Korridore geführt. Daraus wurden plausible Zeitpunkte für die Realisierung einzelner Korridore abgeschätzt. Zudem nutzen wir, wie zur inländischen Elektrolyse, die Projektankündigungen der IEA Hydrogen Projects Database, jeweils in den entsprechenden Exportländern.

Für die Berechnungen der Hochlaufmengen werden folgende Parameter definiert, deren Werte für zwei Szenarien und die verschiedenen Importkorridore variiert werden:

- **Realisierungsquote**: Welcher Prozentsatz der angekündigten Elektrolyse-Projekte im Ausland wird rechtzeitig realisiert?

- **Importquote**: Welcher Prozentsatz der realisierten Produktion wird nach Deutschland importiert?
- **Startjahr**: In welchem Jahr beginnen die Importe?

Darüber hinaus gelten folgende Annahmen für alle Länder und Szenarien:

- Die Elektrolyseeffizienz, um die Angaben über die installierte elektrische Leistung der Elektrolyseure in die entsprechende Wasserstoffproduktionskapazität umzurechnen (Standardannahme: 70%)
- Die Volllaststunden, um die Wasserstoffproduktionskapazität in die Wasserstoffproduktionsmenge umzurechnen (Standard: 3500 h/a)

Mit dieser Methodik werden zwei Szenarien abgebildet:

- Im *FID-Szenario* werden nur die Elektrolyse-Projekte berücksichtigt, die bereits im Bau sind oder mit einer finalen Investitionsentscheidung hinterlegt wurden.
- Im Szenario *Optimistische Fortschreibung* werden alle Projektankündigungen berücksichtigt und optimistische, aber plausible, Anteile für Realisierung und Importe zu Grunde gelegt.

3.2.1.2 Das *FID-Szenario*

Das *FID-Szenario* geht bei der Wasserstoffproduktion für alle Länder der Importkorridore von einer Realisierungsquote von 100% der Projekte aus, die bereits im Bau sind oder für die eine finale Investitionsentscheidung vorliegt. Die länderspezifischen Importquoten, also die Anteile des in den Ländern erzeugten Wasserstoffs, der nach Deutschland exportiert wird, entsprechen dem Szenario *Optimistische Fortschreibung*. Da bisher nur für sehr wenige Projekte eine finale Investitionsentscheidung vorliegt, bleibt dieses Szenario deutlich hinter den anvisierten Importmengen zurück. Die geringen Mengen des *FID-Szenarios* sollten nicht als tatsächliche mögliche Importe betrachtet werden, da der Bau einer Pipeline für diese Mengen nicht ökonomisch wäre und somit vermutlich nicht umgesetzt würde. Für das FID-Szenario wird in diesem Gutachten kein Gesamtverlauf erstellt, so dass dieses Szenario im Weiteren nicht verwendet werden muss. Es soll dennoch betont werden, dass für einen erfolgreichen Hochlauf der leitungsgebundenen Importe erheblich mehr Elektrolyseprojekte in den betrachteten Exportländern realisiert werden müssen.

3.2.1.3 Das Szenario *Optimistische Fortschreibung*

Abbildung 7 zeigt die Importmengen im Szenario *Optimistische Fortschreibung* nach Importkorridoren und Ländern. Abbildung 8 zeigt die potenzielle Wasserstoffproduktion in den zugrundeliegenden Projektankündigungen für verschiedene Länder und Korridore sowie die aus den Parametern Realisierungsquote, Importquote und Startjahr resultierenden Importmengen im Szenario.

Es ist nicht das Ziel dieses Gutachtens, eine exakte Prognose der Hochläufe in einzelnen Korridoren zu zeichnen. Das ist aufgrund der hohen Unsicherheiten und des generell frühen Stadiums der Entwicklungen nicht robust möglich. Vielmehr geht es darum, die aggregierten Größenordnungen im Zeitverlauf möglichst gut abzuschätzen.

In diesem Szenario dominieren Anfang der 2030er Jahre Importe über den Nordseekorridor. Die Importe beginnen im Jahr 2031 mit rund 21 TWh/a aus Dänemark, da hier die bilateralen Bemühungen besonders weit entwickelt sind und da Dänemark viele Elektrolyseprojekte plant. Im Jahr 2033 kommen geringfügige Importe aus Belgien hinzu und ab dem Jahr 2034 15 TWh/a aus den Niederlanden. Ab 2035 kommen mit 28 TWh/a substanzielle Importe über den Südwestkorridor von der iberischen Halbinsel hinzu. Das Szenario geht ab 2036 von steigenden Importen über den Südkorridor aus, wobei hier ein exogenes Szenario zugrunde gelegt wurde, da es nur wenige Projektankündigungen in den jeweiligen Ländern gibt. Aufgrund von größeren Unwägbarkeiten werden über den Südostkorridor nur geringe Mengen importiert. Ab 2037 übersteigt die gesamte Importmenge 110 TWh/a.

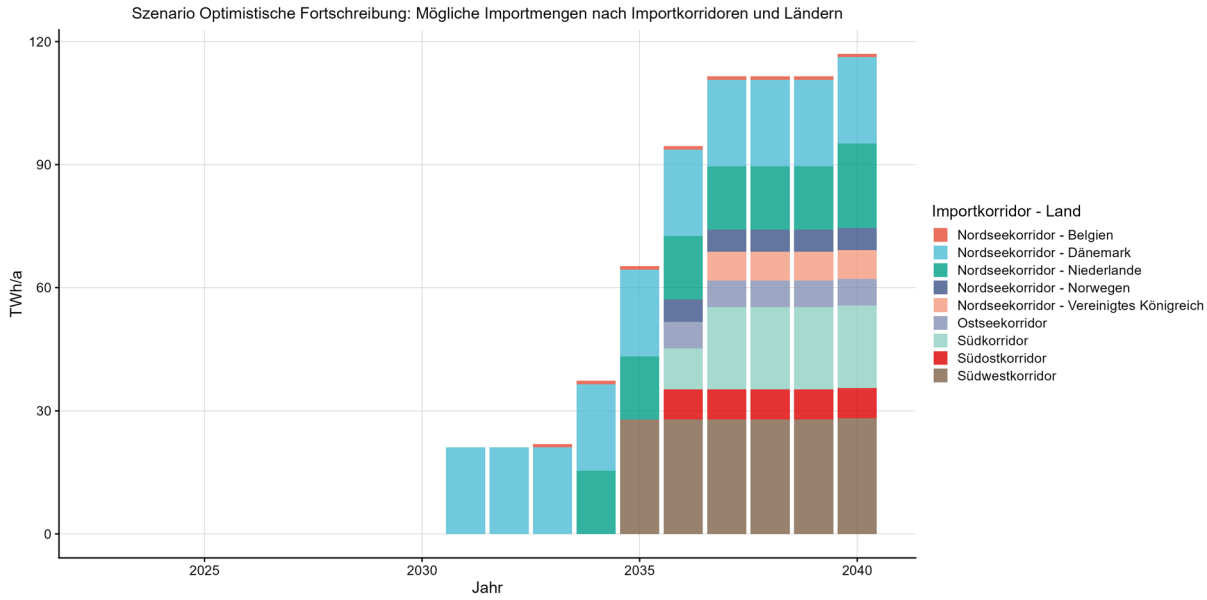


Abbildung 7: Jährliche Importmengen für Wasserstoff via Pipeline im Szenario *Optimistische Fortschreibung* nach Importkorridoren und Ländern

3.2.1.4 Das Szenario *O45-Strom*

Die Entwicklungen in diesem Szenario sind dem gleichnamigen Szenario der BMWK-Langfristszenarien entnommen. Detaillierte Informationen zu Methodik und Ergebnissen sind auf der Webseite des Projekts dokumentiert. An dieser Stelle seien daher nur exemplarisch die Importmengen in den Stützjahren ausgewiesen.

- 2030: Kein Import (annahmebedingt kommt es hier sogar zu einem leichten Export, was nicht realistisch ist) (Anschlussleistung 1,4 GW)
- 2035: 5,6 TWh (Anschlussleistung 2,4 GW)
- 2040: 84,3 TWh (Anschlussleistung 10,6 GW)
- 2045: 174,4 TWh (Anschlussleistung 23,4 GW)

Auffällig ist, dass in diesem Szenario die Anschlussleistung der Grenzübergangspunkte auch langfristig weniger als halb so hoch ausfällt, als es die Planung des Kernnetzes bereits für 2032 vorsieht.

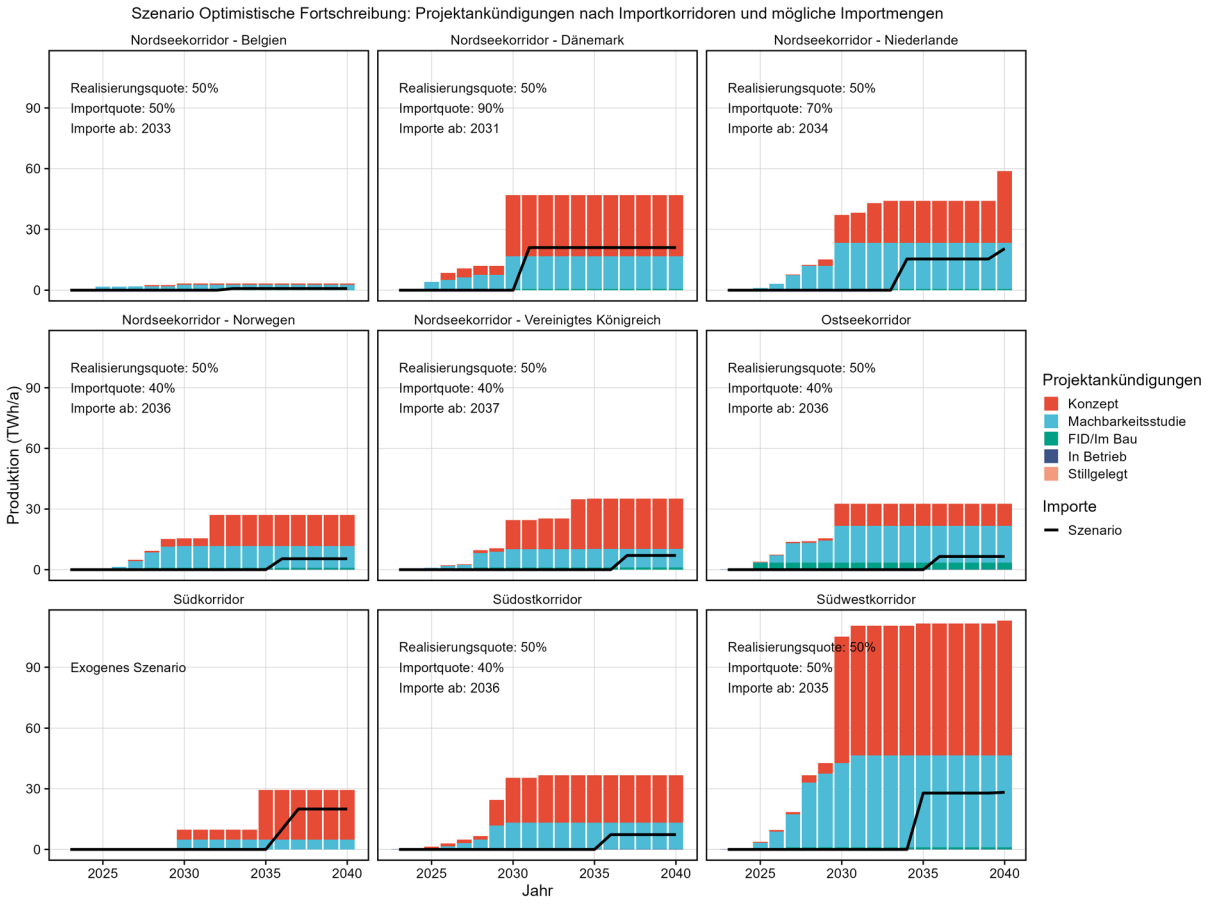


Abbildung 8: Länder die potenzielle Wasserstoffproduktion in den zugrundeliegenden Projektankündigungen sowie die aus den Parametern (i) Realisierungsquote, (ii) Importquote und (iii) Startjahr resultieren-den Importmengen im Szenario

3.2.2 Überblick und Vergleich der Szenarien

Abbildung 9 zeigt einen Überblick über die betrachteten Szenarien für die leitungsgebundenen Importe. Das *FID-Szenario* bleibt auch unter 5 TWh/a und unterschreitet somit nicht nur deutlich die politischen Ziele, sondern auch die Größenordnung, ab der sich eine Import-Pipeline wirtschaftlich betreiben lässt. Das Szenario *Optimistische Fortschreibung* enthält ab dem Jahr 2031 erste Importe in Höhe von rund 20 TWh/a aus Dänemark. In der Mitte der 2030er Jahre steigen die Importe in diesem Szenario weiter stark an, insbesondere aufgrund von Importen aus den Niederlanden ab 2034, sowie über den Südwestkorridor ab 2035. Im Jahr 2037 werden in diesem Szenario über 100 TWh/a importiert. Bis Anfang der 2040er Jahre übertreffen die leitungsgebundenen Importe im Szenario *Optimistische Fortschreibung* die Importe im Zielszenario *O45-Strom* und definieren damit auch das *Bezugsszenario*. Erst ab dem Jahr 2042 sieht das Zielszenario *O45-Strom* höhere Importmengen vor, die dann auch im Bezugsszenario zur Verfügung stehen.

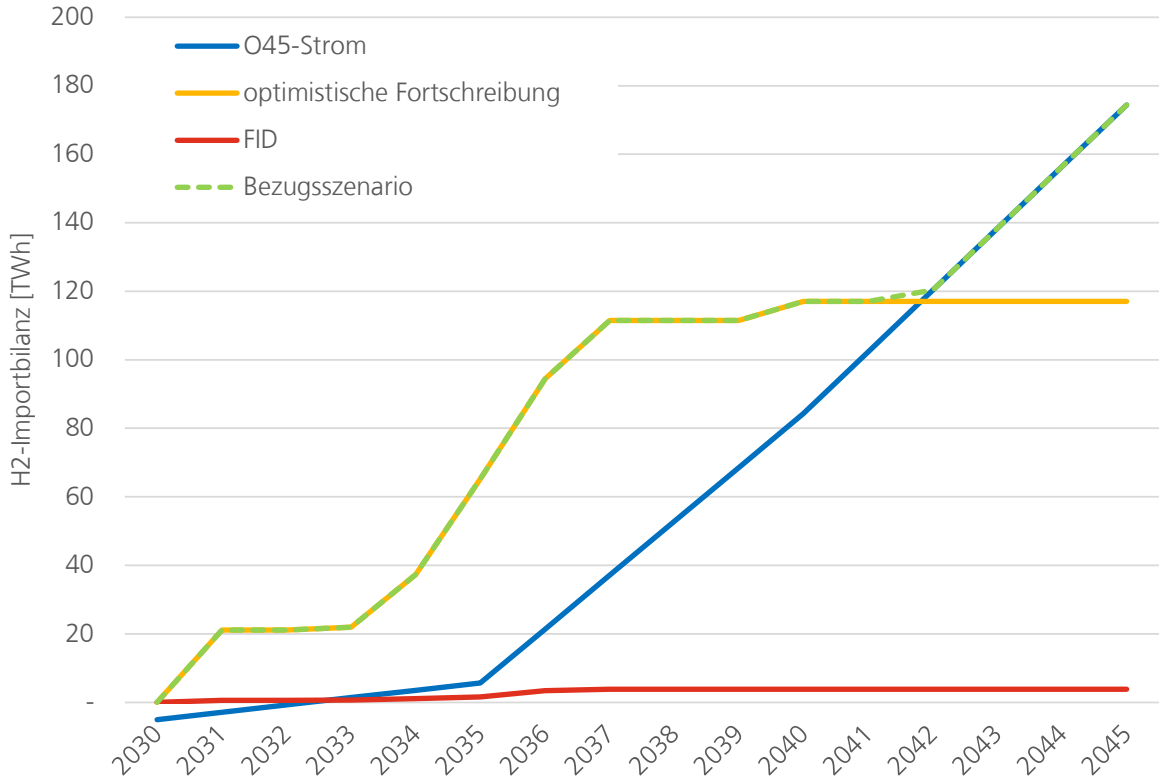


Abbildung 9: Wasserstoffimporte in den betrachteten Szenarien.
Die Werte können durch die unterstellten konstanten Volllaststunden von 3.500 h/ in die Entry-Leistungen umgerechnet werden.

3.2.3 Schiffsimporte

3.2.3.1 Hintergrund und methodischer Ansatz

Schiffsimporte von Wasserstoff sind neben Importen via Pipeline ein potenziell wichtiger Importweg. Obwohl der Import per Schiff den Vorteil bietet, Wasserstoff aus Weltregionen mit den besten Potentialen erneuerbarer Energien zu beziehen, gelten Pipelines typischerweise als kostengünstiger und somit als langfristiges Rückgrat der deutschen Wasserstoffversorgung (siehe u.a.: Staiß et al. (2020)). Dennoch ermöglichen Schiffsimporte frühere Lieferungen und können langfristig zur Diversifizierung der Importländer beitragen (siehe: BMWK (2024b)). Von hoher Relevanz sind Schiffsimporte für den Import grüner Wasserstoffderivate wie Ammoniak, Methanol, oder E-Kerosin, die dann ohne Umwandlung direkt genutzt werden, also unabhängig vom Wasserstoffkernnetz weitertransportiert werden.

Für den Import von Wasserstoff per Schiff kommen verschiedene Energieträger und Prozesspfade in Frage, u.a.:

- Ammoniak (NH3): Synthese aus grünem Wasserstoff, Schiffstransport von Ammoniak, und Rückwandlung in Wasserstoff (Ammoniak-Cracking).
- Flüssiger Wasserstoff (LH2): Verflüssigung von Wasserstoff und Transport in tiefgekühltem Zustand.
- LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier): Bindung, Transport und Freisetzung von Wasserstoff in organischen Trägermedien, die einen Transport bei Raumtemperatur ermöglichen.
- Synthetisches Methan: Herstellung aus grünem Wasserstoff und CO_2 (z. B. durch Methanisierung), Transport in LNG-Tankern und anschließende Rückverwandlung in Wasserstoff.

Alle diese Pfade sind vergleichsweise kostenintensiv – unter anderem aufgrund der hohen Umwandlungsverluste - und bedürfen auf absehbare Zeit substantieller Förderung oder äquivalenter politscher Maßnahmen, um die Kostenlücke zu günstigeren fossilen Energieträgern trotz steigender CO_2-Preise zu schließen.

Der methodische Ansatz zur Herleitung von Wasserstoffmengen und -leistung aus Schiffsimporten basiert auf angekündigten bzw. angenommenen weiteren Förderbudgets, die die Kostenlücke zwischen Angebotspreisen für grünen Wasserstoff aus Schiffsimporten und der Zahlungsbereitschaft für diesen grünen Wasserstoff schließen (siehe Abbildung 10). Es besteht allerdings große Unsicherheit darüber, wie hoch die Zahlungsbereitschaft für grünen Ammoniak oder Wasserstoff sein wird. Hier wurde angenommen, dass die Zahlungsbereitschaft der für die fossile Referenz entspricht, in diesem Fall Erdgas, inklusive eines steigenden CO_2-Preises (im Jahr 2050 etwa 200 €/t CO_2, gemäß Förster et al. (2024). Für die Berechnungen der Lieferkosten von grünem Wasserstoff wurde der Prozesspfad über Ammoniak als repräsentativ für das obige technologische Portfolio ausgewählt.

Eine potenzielle Mehrzahlungsbereitschaft für grüne Produkte oder Quoten für grünen Wasserstoff in Endnutzungssektoren wie der energieintensiven Industrie können die Zahlungsbereitschaft entsprechend erhöhen und den Förderbedarf reduzieren.

Es wurden drei Szenarien für Schiffsimporte gerechnet:

- *FID-Szenario*: die heute bereits gesicherten Importmengen von Wasserstoff aus Schiffsrouten.
- Szenario *Angekündigte Budgets*: eine Abschätzung weiterer Importmengen auf Basis angekündigter öffentlicher Förderbudgets.
- Szenario *Budget+*: eine Abschätzung weiterer Importmengen auf Basis einer angenommenen deutlichen Aufstockung öffentlicher Förderbudgets.

Im Szenario O45-Strom der Langfristszenarien findet – im Sinne der Kostenminimierung – kein Import von Wasserstoff über den Seeweg statt.

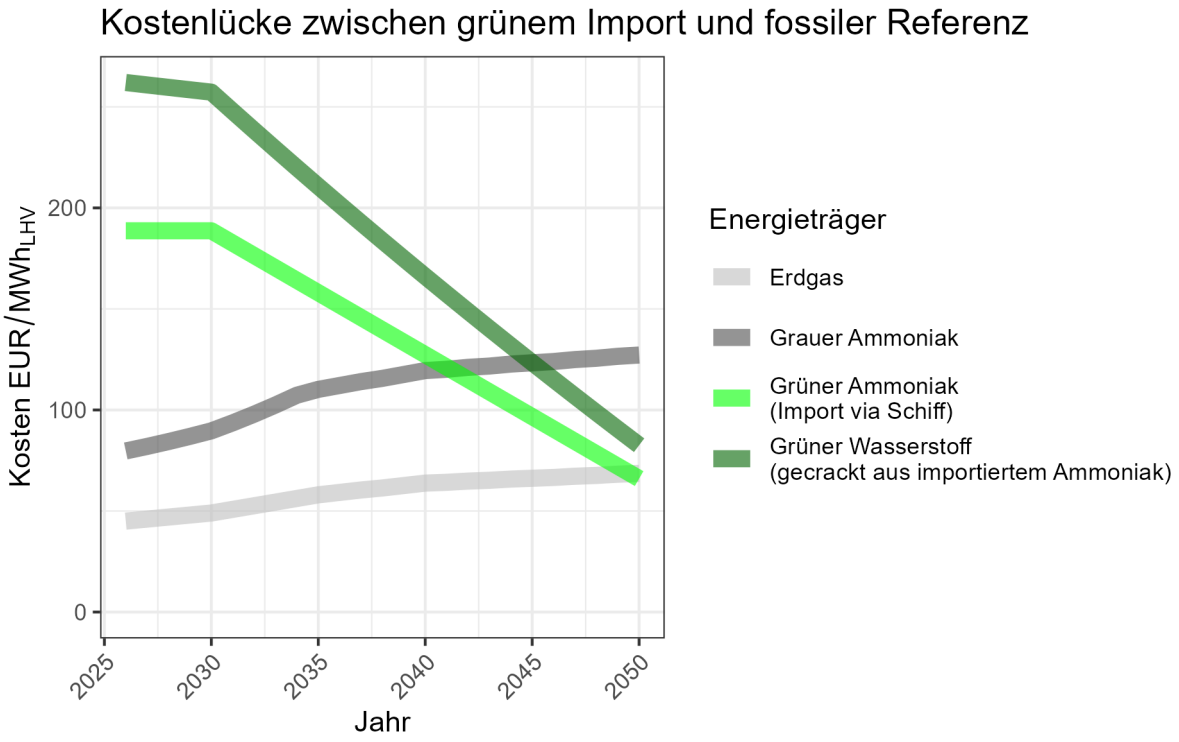


Abbildung 10: Lieferkosten für grünen Wasserstoff aus Schiffsimporten (exemplarisch für die Ammoniakroute) im Vergleich zu fossilem Erdgas und grauem Ammoniak.
Die Kosten wurden für den Lieferpunkt am Importterminal abgeschätzt, ohne Steuern und Abgaben, und ohne etwaige Kosten für den Weitertransport. Für Erdgaskosten wurden Großhandelspreise zugrunde gelegt.

Die Kosten- oder Wettbewerbslücke für via Schiff importierten Ammoniak und Wasserstoff schließt sich mit den hier getroffenen Annahmen zwischen den Jahren 2040 und 2050 (siehe Abbildung 10), in Abhängigkeit von der fossilen Referenz, d.h. grauer Ammoniak oder Erdgas. Für das Kernnetz relevant ist der Vergleich von grünem Wasserstoff, der aus importiertem Ammoniak gecrackt wurde und Erdgas - der typischen fossile Referenz für die Nachfragesektoren des Kernnetzes. Für diese Kombination schließt sich die Kostenlücke in dieser Abschätzung erst 2050. Dieser Zeitpunkt für Kostenparität wird von der Geschwindigkeit von Innovationen der grünen Wasserstoffproduktion und dem Anstieg von CO_2-Preisen bestimmt.

Langfristig verbleiben zwei große Unsicherheiten für die langfristige Wettbewerbsfähigkeit und Rolle von Wasserstoffschiffsimporten.

- Können sich Wasserstoffschiffsimporte gegen voraussichtlich günstigere Importe via Wasserstoffpipeline Marktanteile sichern?
- Gibt es marktliche Anreize und ausreichende Zahlungsbereitschaft, importierten grünen Ammoniak oder andere Derivate, nicht nur direkt zu nutzen, sondern zu cracken und in ein Wasserstoffkernnetz einzuspeisen?

Diese komplexen Fragen können im Rahmen dieses Gutachtens nicht beantwortet werden. Für den Hochlauf nach 2040 wurden die Wasserstoffmengen aus Wasserstoffschiffsimporten linear extrapoliert, um eine einfache Fortschreibung gewährleisten.

3.2.3.2 Das FID-Szenario

Das FID-Szenario basiert auf dem Zuschlag für Fertiglobe in der ersten Runde der Ausschreibungen des H2Global-Förderinstrument der Bundesregierung (siehe: BMWK (2024c)).

Zwei Kernannahmen wurden hierbei getroffen:

- Sowohl die garantierten als auch die optionalen Ammoniak-Mengen werden auf Basis des Zuschlags entsprechend des im H2Global-Gebot angebotenen Zeitplans realisiert und von der HINT.CO GmbH als Intermediär abgerufen.
- Der grüne Ammoniak wird von der HINT.CO GmbH weiterverkauft, wobei 50 % des Ammoniaks gecrackt und als Wasserstoff in das deutsche Wasserstoffkernnetz eingespeist werden, mit Volllaststunden von 7000 h/a. Dieser Anteil ist aus heutiger Sicht schwer abzuschätzen, da die Auktion auf der Ammoniak-Nachfrageseite noch läuft und somit über die Anwendungen und Lieferketten noch nicht entschieden wurde. Diese Annahme gilt auch für die weiteren Szenarien zu Schiffsimporten.

Trotz der verbleibenden Risiken für Lieferausfälle oder Verzögerungen im Aufbau der Lieferkette – zum Beispiel bei der rechtzeitigen Realisierung von Ammoniak-Crackern in Rotterdam – wird die Realisierungswahrscheinlichkeit der resultierenden Mengen im *FID-Szenario* als vergleichsweise hoch eingeschätzt.

3.2.3.3 Das Szenario *Angekündigte Budgets*

Das Szenario „Angekündigte Budgets" basiert auf der Ankündigung für weiteres Budget aus dem Bundeshaushalt im H2Global-Förderinstrument (siehe: BMWK (2024c)). Zusätzlich zu den 900 Mio € für die erste Ausschreibungsrunde, wurden weitere öffentliche Förderungen in Höhe von 3,5 Mrd. € angekündigt.

Drei weitere Kernannahmen wurden hierbei getroffen:

1. Es ist unsicher, zu welchem Anteil die Förderung von 3,5 Mrd. € in den Import von Ammoniak fließt. In den letzten Jahren wurde eine gleichmäßige Aufteilung der bisherigen Förderbudgets auf drei Produkte (Ammoniak, e-SAF, e-Methanol) angestrebt. Hier wurde indes angenommen, dass sich der Anteil für Ammoniak auf 50 % der zukünftigen Förderung erhöht, während die zweite Hälfte für weitere Produkte (insbesondere e-SAF und E-Methanol) verwendet wird. Hintergrund ist, dass eine Gleichverteilung auf alle Produkte voraussichtlich schwieriger zu realisieren sein wird, da weltweit deutlich mehr Projekte für grünen Ammoniak angekündigt sind als für kohlenstoffhaltige Produkte wie e-SAF oder E-Methanol.
2. Es wurde angenommen, dass die Lieferungen, die sich aus diesen neuen Ausschreibungen ergeben, 2030 bis 2036 realisiert werden. Diese Lieferungen starten somit etwa zwei Jahre nach den bereits garantierten Lieferungen in der Pilotausschreibung (*FID-Szenario*), die noch deutlich weniger Budget zur Verfügung hatte (etwa ein Zehntel des angekündigten Budgets).
3. Die Übersetzung von Budgets in Wasserstoffmengen erfolgte mit der Berechnung einer Kostenlücke zwischen angenommenen Angebotspreisen für grünen Wasserstoff aus der Schiffsroute und der Zahlungsbereitschaft für diesen grünen Wasserstoff (siehe Abbildung 10).

Obwohl das zugrundeliegende Budget bereits angekündigt ist, sind die Mengen, Lieferzeiträume und Realisierungswahrscheinlichkeiten deutlich unsicherer als im FID-Szenario. Die öffentliche Haushaltslage in Deutschland hat sich seit den Ankündigungen der substanziellen Budgetaufstockung im H2Global-Instrument zugespitzt. Es besteht daher noch die Möglichkeit, dass die öffentlichen Mittel teilweise umgewidmet werden, – beispielweise zwecknah für die Förderung von Wasserstoffimport via Pipeline.

3.2.3.4 Das Szenario *Budget+*

Das Szenario *Budget+* hat einen starken „Wenn-Dann-Charakter": Der Hochlauf ergibt sich hier aus Annahmen zu weiteren zukünftigen öffentlichen Förderbudgets, die sich ab 2032 in zusätzliche Schiffsimporte von Wasserstoff übersetzen. Diese Förderbudgets und resultierenden Mengen hängen von zukünftigen politischen Entscheidungen ab und sind somit sehr unsicher.

Per Annahme wurde hier das Budget im Vergleich zum bereits für das Förderinstrument H2Global angekündigten Budget vervierfacht. Für grüne Ammoniakimporte (Annahme: 50 % der Förderung) resultiert das in einer jährlichen Förderung von 1 Mrd. EUR/a. Diese Förderung übersetzt sich ab 2032 in Ammoniak und Wasserstoffmengen im Kernnetz – zusätzlich zu den Mengen, die sich bereits vor 2032 aus den angekündigten Budgets im Szenario *Angekündigte Budgets* ergeben.

3.2.4 Überblick und Vergleich der Szenarien

Abbildung 11 und Abbildung 12 zeigen die kurz- und mittelfristige (bis 2035) und langfristige (bis 2055) Entwicklung der Anschlussleistung am Kernnetz, ausgedrückt in GW_{H2} (Brennwert), für die verschiedenen Szenarien. Deutlich wird, dass weder die aktuellen Lieferzusagen im *FID-Szenario* noch das Szenario auf Basis angekündigter Budgets zu einem substanziellen Hochlauf führen. Erst die Annahme zusätzlicher zukünftiger Förderbudgets, in diesem Fall 1 Mrd. €/a, führt zu einem deutlichen Hochlauf. Gleichzeitig sind die resultierenden Mengen und Anschlussleistung im Kernnetz auch in letzterem Szenario klein im Vergleich zu Pipelineimporten und inländischer Elektrolyse.

Um den Wasserstoffhochlauf stärker mit Schiffsimporten zu stützen, bedarf es deutlich mehr Förderung als die hier angenommenen 1 Mrd. €/a. Da für Investitionssicherheit auf der Angebotsseite, also zum Beispiel für Elektrolyseprojekte im Ausland, zudem langfristige Abnahmeverträge notwendig sind, muss eine zusätzliche öffentliche Förderung nicht nur hoch, sondern auch langfristig (z.B. über 10 bis 15 Jahre) gesichert sein.

Das Szenario *Budget+* stellt gleichzeitig ohne weitere Anpassungen auch das Potenzial im übergeordneten Bezugsszenario für die weiteren Rechnungen dar.

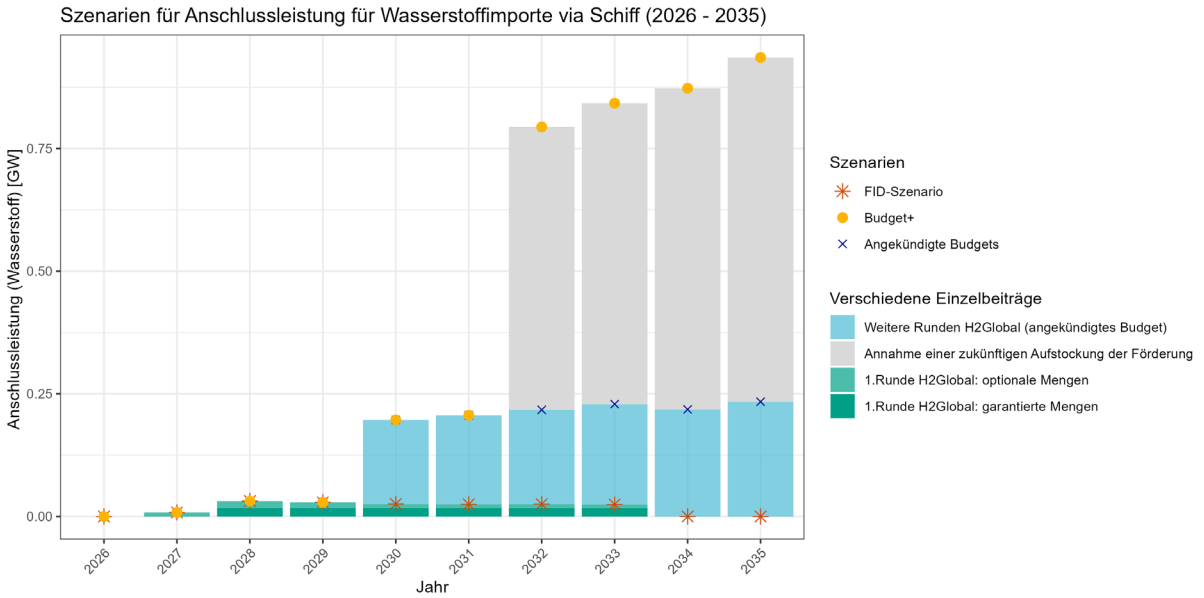


Abbildung 11: Anschlussleistung im Kernnetz, die sich aus den Szenarien für Wasserstoffimporte via Schiff ergeben (2026-2035).

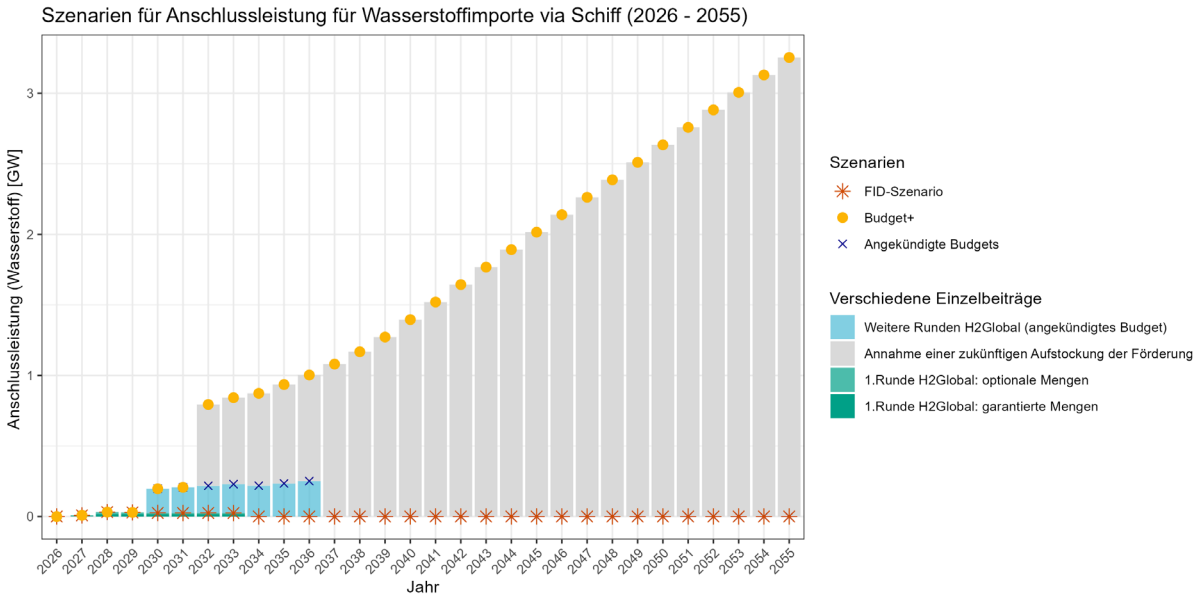


Abbildung 12: Anschlussleistung im Kernnetz, die sich aus den Szenarien für Wasserstoffimporte via Schiff ergeben (2026-2055).

3.3 Industrie

3.3.1 Hintergrund und methodischer Ansatz

Für die Auslegung des Wasserstoffkernnetzes ist die Industrie neben den Kraftwerken voraussichtlich der wichtigste Abnehmer von Wasserstoff. In der Planung des Wasserstoff-Kernnetzes ist eine Exit-Leistung von 7,8 GWH2 für die Produktion und Verarbeitung von Eisen und Stahl vorgesehen, 5,2 GWH2 für die Chemieindustrie, sowie insgesamt 1 GW für Raffinerien, Glasindustrie und Keramik und Ziegelprodukte (alle Werte sind hier auf den Brennwert bezogen).

Wasserstoff kann in der Industrie einerseits als Energieträger zum Beispiel für die Erzeugung von Prozesswärme, aber auch als Reduktionsmittel in der Stahlherstellung oder als Feedstock in Produkten wie Ammoniak genutzt werden, in denen der Wasserstoff stofflich gebunden wird. Wie viel Wasserstoff in der Industrie genutzt werden wird, unterliegt hohen Unsicherheiten.

Für die Bereitstellung von Prozesswärme wird in den meisten Branchen heute häufig Erdgas eingesetzt. Es wird erwartet, dass in Zukunft Strom ein wichtiger Energieträger für die Prozesswärme wird und Erdgas ersetzt. Wasserstoff kann in der Prozesswärme besonders in energieintensiven Branchen bei Anwendungen mit hohen Temperaturen und Energiedichten vorteilhaft sein. Hier steht die Elektrifizierung häufig noch vor technischen Herausforderungen bzw. weist einen deutlich höheren Umbau- oder Neubaubedarf der Anlagen auf, als es bei der Umstellung auf Wasserstoff nötig wäre.

Stahl wird heute in Deutschland größtenteils in integrierten Hüttenwerken aus Eisenoxid, welches mittels Kohle bzw. Koks zu Eisen reduziert wird, hergestellt. Daneben spielt die Herstellung von so genanntem Sekundärstahl eine wichtige Rolle. Hier wird Stahlschrott unter hohem Stromverbrauch in Elektrolichtbögen eingeschmolzen. Das dritte in Deutschland eingesetzte Verfahren ist die so genannte Direktreduktion, also die Reduktion des Eisenerzes mit Hilfe von Erdgas (Engl.: *direct reduced iron*, DRI). Aktuell befindet sich in Deutschland und Europa lediglich eine DRI-Anlage in Hamburg in Betrieb. In der Direktreduktion kann auch Wasserstoff anstelle von Erdgas eingesetzt werden bzw. können moderne Anlagen flexibel Wasserstoff, Erdgas oder eine Mischung einsetzen. Bereits der Einsatz von Erdgas senkt die CO_2-Emissionen der Stahlherstellung ggü. dem kohlebefeuerten Hochofen erheblich,

um mehr als 60 %. Durch den Einsatz von Wasserstoff können die Emissionen weiter gesenkt werden bzw. ist eine nahezu klimaneutrale Produktion möglich. Zurzeit planen sämtliche in Deutschland ansässige Hersteller einen Einstieg in diese Technologie und die Umstellung einzelner Hochöfen auf Direktreduktionsanlagen. Aufgrund hoher Kosten von Wasserstoff und einer zunächst limitierten Verfügbarkeit ist jedoch davon auszugehen, dass die ersten realisierten Anlagen zunächst in großen Teilen Erdgas einsetzen werden.

In der Chemieindustrie wird Wasserstoff heute bereits im großen Maßstab genutzt, um Ammoniak und Methanol herzustellen. Dieser Wasserstoff wird heute zu großen Teilen mittels Dampfreformierung vor Ort aus Erdgas gewonnen. In Zukunft könnte dieser durch Wasserstoff aus dem Kernnetz ersetzt werden. Die dafür erforderlichen Prozessanpassungen sind je nach Standort gering, sofern das CO_2, welches bei der Dampfreformierung anfällt und zum Teil weiter genutzt wird, anderweitig bereitgestellt werden kann. Auch für die Produktion von klimaneutralen Olefinen und Aromaten ist es denkbar, dass in Zukunft große Mengen Wasserstoff genutzt werden. Dafür sind jedoch größere Prozessumstellungen nötig, die bisher nicht abzusehen sind.

Raffinerien nutzen ähnlich wie die Chemieindustrie zurzeit zu großen Teilen Wasserstoff, der aus Dampfreformierung von Erdgas gewonnen wird. Wasserstoff aus dem Kernnetz könnte diesen mit nur geringen Prozessanpassungen ersetzen. Allerdings steht für große Teile des Wasserstoffbedarfs von Raffinieren fest, dass diese im Zuge der Energiewende zurückgehen und langfristig vollständig entfallen werden, z.B. Wasserstoff zur Entschwefelung von Diesel. Außerdem könnte für die Herstellung von klimaneutralen Treibstoffen (E-Fuels) zukünftig Wasserstoff genutzt werden. Auch hier ist jedoch nicht absehbar, ob dies in großen Mengen in Deutschland stattfinden wird; die flüssigen Produkte sind gut transportierbar und könnten in Ländern mit herausragenden EE-Potenzial erzeugt werden.

Für wichtige Anwendungsfelder von Wasserstoff ergibt sich also eine direkte Konkurrenz zu Erdgas. Aufgrund der ähnlichen Einsatzmöglichkeiten der beiden Energieträger sind die Kosten ein ausschlaggebender Faktor bei der Umstellung auf Wasserstoff.

Aktuell liegt der Preis für Erdgas für viele energieintensive Unternehmen bei etwa 30 bis 40 Euro/MWh. Dies ist deutlich niedriger als die Produktionskosten von grünem Wasserstoff. Zusätzlich unterliegen die meisten energieintensiven Unternehmen dem europäischen Emissionshandel, welcher CO_2-Emissionen mit einem Preis belegt. Dieser liegt aktuell, Stand Januar 2025, bei etwa 70 Euro/ t CO_2. Auch wenn Unternehmen entsprechende Zertifikate derzeit zum Großteil kostenlos zugeteilt bekommen, so wird in folgender Betrachtung vom vollen CO_2-Preis ausgegangen, da die Zertifikate auch am Markt verkauft werden könnten und so Opportunitätskosten entstehen. Der Emissionshandel erhöht also den Preis, welchen Unternehmen für den Einsatz von Erdgas zahlen und senkt so die Kostendifferenz zwischen Erdgas und (klimaneutralem) Wasserstoff bis hin zur Preisparität.

Abbildung 13 zeigt die im Projektionsbericht des Umweltbundesamtes erwarteten Preise von Wasserstoff und Erdgas für die Jahre 2030 und 2040 über dem CO_2-Preis. Erst bei CO_2-Preisen von über 450 EUR/t CO_2ist Wasserstoff gegenüber Erdgas konkurrenzfähig. Ein entsprechend hoher CO_2-Preis ist für die kommenden Jahre nicht zu erwarten. Entsprechend muss davon auszugehen werden, dass der CO_2-Preis allein in naher Zukunft nicht ausreichen wird, um Wasserstoff gegenüber Erdgas konkurrenzfähig zu machen. Es ist jedoch möglich, dass in (Jahres-)Zeiten mit hoher Verfügbarkeiten von erneuerbaren Strom und daraus hergestellten Wasserstoff, die Kosten für Wasserstoff deutlich geringer sind. In diesen Zeiten mit günstig verfügbarem Wasserstoff, könnte die flexible Nutzung, zum Beispiel in der Stahlherstellung, oder in Raffinerien, attraktiv sein. Dieser dann aber geringe, nicht durchgängige Einsatz ist allerdings bei Weitem noch nicht die Rolle von Wasserstoff, für die das Wasserstoff-Kernnetz geschaffen wurde.

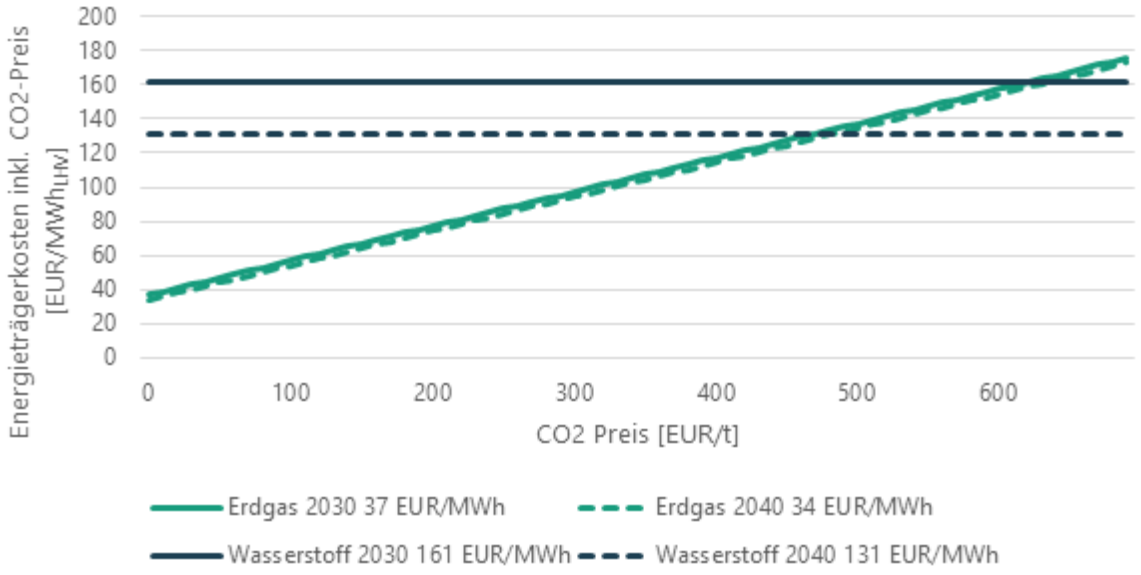


Abbildung 13: Preis zur Nutzung von grünem Wasserstoff und Erdgas, abhängig vom CO_2 Preis für die Jahre 2030 und 2040 (Quelle: Kemmler et al. 2025)

Um die Wirtschaftlichkeitslücke zu schließen und klimaneutrale Prozesse attraktiver zu machen, gibt es mehrere Förderinstrumente des Bundes und der Europäischen Union. Zu nennen sind hier insbesondere die Klimaschutzverträge (KSV), die Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK), die Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW), die Important Projects of Common European Interest (IPCEI) Förderung, und der EU-EHS-Innovationsfonds (IF).

Die Förderprogramme unterscheiden sich in ihrer Wirkweise, ihren Förderbedingungen und ihren Zielen. Die Fördersumme ist begrenzt und deckt je nach Förderprogramm Investitionen und/oder Betriebskosten ab. Wichtiges Kriterium für die Vergabe von Fördermitteln ist stets die Fördereffizienz. Diese soll dafür sorgen, dass die CO_2-Vermeidungsmaßnahmen mit den geringsten Kosten bevorzugt werden. Wasserstofftechnologien stehen dabei im Wettbewerb mit oft günstigeren Optionen, wie Elektrifizierung, biogenen Brennstoffen oder CCS.

Neben den Kosten ist eine Herausforderung von Wasserstofflösungen, dass die Verfügbarkeit ungewiss ist, die Programme allerdings einen definierten Umsetzungszeitraum verlangen, bis zu welchem die versprochenen Treibhausgasminderungen erreicht sind. Es wurden daher bisher nur wenige Projekte mit Einsatz von Wasserstoff gefördert; wie hoch der Anteil in Zukunft sein wird, ist ungewiss.

Ein weiterer möglicher Hebel für die Nutzung von Wasserstoff ist die Nachfrage nach klimafreundlich hergestellten Produkten. Über Kennzeichnungen zum Beispiel für grünen Stahl, der in einem Auto verbaut wurde, könnte diese die klimafreundliche Herstellung anreizen. Die tatsächliche Bereitschaft für nachhaltige Produkte mehr zu zahlen ist jedoch bisher nicht ausreichend quantifiziert. Daher wird dieser Hebel hier nicht weiter betrachtet.

Aufbauend auf dieser Ausgangslage werden drei Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Wasserstoffnachfrage des Industriesektors entwickelt. Die folgenden Szenarien unterscheiden sich in ihren Methoden zur Abschätzung der Entwicklung der Wasserstoffnachfrage in der Industrie.

1. Das ***FID-Szenario*** berücksichtigt die bereits angekündigten Projekte mit getroffenen Investitionsentscheidungen. Dies sind insbesondere die Projekte zur Umstellung der Stahlherstellung. Aus anderen Branchen sind bisher wenig Ankündigungen bekannt. Es ist absehbar, dass allein die bisher beschlossenen Projekte keine ausreichende Grundlage für die Schätzung des Wasserstoffhochlaufs sind.

2. Das **Szenario *Budget+*** berücksichtigt beschlossene und – mit einem gewissen Vertrauen in eine Ausweitung der Programme – erwartete zukünftige Förderbudgets der Instrumente wie z.B. der Klimaschutzverträge. Es wird berechnet, welcher Hochlauf mit den angenommenen Budgets möglich wäre. Dafür werden Differenzkosten zur alternativen, konventionellen Technologie zugrunde gelegt, basierend auf Kapitalkosten der Investitionen und Betriebskosten, insbesondere Energieträgerkosten. Die angenommenen Budgets der Programme sowie die ökonomischen Rahmendaten orientieren sich am Projektionsbericht des Umweltbundesamts (siehe Kemmler et al.(2025)). Im Vergleich zum *FID-Szenario* blickt das Szenario *Budget+* weiter in die Zukunft und bildet auch Entwicklungen im Zeitraum nach dem Jahr 2030 ab. Allerdings wird mit dem Szenario keine vollständige Dekarbonisierung des Industriesektors erreicht. Die Förderbudgets genügen nicht, um die Wirtschaftlichkeitslücke für alle Sektoren zu schließen. Entsprechend zeigt dieses Szenario noch nicht das volle Potenzial eines Wasserstoffhochlaufs, wie er für eine nahezu klimaneutrale Industrie nötig wäre.
3. Das **Szenario *O45-Strom*** setzt hier an und zeigt einen Pfad für den Hochlauf des Wasserstoffbedarfs, welcher kompatibel mit einer nahezu klimaneutralen Industrie bis zum Jahr 2045 ist. Es beruht auf den Langfristszenarien des BMWK (siehe: BMWK (2024a)). Der Wasserstoffbedarf des Szenarios *O45-Strom* basiert auf umfassenden Modellierungen und Annahmen. Im Gegensatz zum Projektionsbericht ist das Szenario keine Projektion der aktuellen Regulatorik, sondern darauf ausgelegt, die Klimaziele zu erreichen und dabei die industrielle Produktion in Deutschland zu erhalten. Obwohl der eigentliche Schwerpunkt des Szenarios auf der Elektrifizierung liegt, werden hier große Mengen Wasserstoff für die chemische Industrie, die Stahlherstellung und die Hochtemperaturprozesswärme in Branchen wie Glas, Metallverarbeitung oder Keramik benötigt. Diese Brachen sind damit auch im Einklang mit der Planungsgrundlage des Kernnetzes für Industrienachfragen, bei denen diese Prozesse mit eingeflossen sind; die Höhe der Nachfragen kann jedoch abweichen, da der Kernnetzplanung die Ergebnisse der – letztlich völlig unverbindlichen – Marktabfrage zugrunde gelegt wurden.

Das abschließende *Bezugsszenario* für die Berechnung der Netzentgelte setzt sich aus den Szenarien *Budget+* und *O45-Strom* zusammen. Für den Hochlauf in den kommenden Jahren wird der Pfad des Szenarios *Budget+* genutzt. Mittelfristig, aber dem Jahr 2035, wird dann auf den Pfad des Zielszenarios *O45-Strom* gewechselt.

3.3.2 Das FID-Szenario

Dieses Szenario berücksichtigt nur bereits getroffene Investitionsentscheidungen. Die Projektankündigungen aus der Stahl- und Chemiebranche, aber auch aus Raffinerien wurden analysiert und quantifiziert.

Die relevantesten Projekte sind in der Stahlindustrie mit der Umstellung von Hochöfen auf das Direktreduktionsverfahren angekündigt. Es ist zu berücksichtigen, dass der Bau einer DRI-Anlage nicht automatisch direkt den Bezug von Wasserstoff zur Folge hat. Die Anlagen können auch mit Erdgas bzw. einer Mischung aus Erdgas und Wasserstoff betrieben werden. Mit Blick auf die einzelnen Projektankündigungen der Stahlhersteller ist die Ankündigung von Thyssenkrupp Steel für den Wasserstoffhochlauf am bedeutendsten. Das Unternehmen plant in Duisburg eine DRI-Anlage mit einer Kapazität von 2.500 kt Roheisen ab 2029 ausschließlich mit Wasserstoff zu betreiben. Dieses Ziel wurde allerdings bereits teilweise in Frage gestellt. Da es formal vom Unternehmen noch nicht aufgegeben oder geändert wurde, wird es dennoch im *FID-Szenario* berücksichtigt. Eine weitere Anlage wurde durch Thyssenkrupp Steel angekündigt, jedoch bisher nicht final beschlossen. Arcelor Mittal hat mit dem Bau einer kleineren Anlage mit einer Kapazität von 100 kt bereits begonnen. Eine weitere Anlage mit 900 kt Kapazität ist in der Planung, wurde bisher jedoch nicht final beschlossen. Außerdem haben Salzgitter und Saarstahl DRI-Anlagen im großen Maßstab angekündigt. Salzgitter plant den Ausbau

der DRI-Kapazität in zwei Stufen mit Elektrolyseuren vor Ort und der Möglichkeit Wasserstoff zu zukaufen. Bei Salzgitter und Saarstahl ist noch nicht bekannt, in welchem Umfang diese DRI-Anlagen Wasserstoff nutzen werden. In diesem Szenario werden diese Projekte daher nicht berücksichtigt, sie könnten jedoch flexibel Wasserstoff beimischen, was auch bei kleineren Mengen schnell hohe Anschlussleistungen benötigt. Weitere Projektankündigungen, bei denen bisher keine FID bekannt ist, wurden hier nicht berücksichtigt

Beschlossene Projekte in der restlichen Industrie sind bisher meistens kleiner und verfügen häufig über einen eigenen Elektrolyseur. Neben der Stahlindustrie spielen besonders die Chemieindustrie und die Nutzung von Wasserstoff in Raffinerien eine Rolle, wo Wasserstoff oft ohne große Prozessanpassungen eingesetzt werden kann. Im Projekt „GET H2 Nukleus" werden Erzeugung, Transport und Verbraucher bereits integriert geplant. Ab 2025 soll dort ein Elektrolyseur mit einer Leistung von über 100 MW Wasserstoff produzieren, welcher über umgewidmete Gasleitungen in das Ruhrgebiet transportiert wird, um ihn im Chemiepark Marl und der Ruhr Oel Raffinerie einzusetzen. Auch hier gibt es eine Vielzahl weiterer angekündigter Projekte, über deren Status bezüglich der Investitionsentscheidung bisher jedoch nichts bekannt ist.

Tabelle 1 zeigt im gesicherten Hochlauf nur die mit FID versehenen Projekte aus den gelisteten Projektankündigungen. Insgesamt zeigt sich, dass bisher noch wenig Investitionsentscheidungen getroffen wurden.

Tabelle 1: Ausgewählte Projekte mit Investitionsentscheidung

			Kapazität	Inbetriebnahme	Wasserstoffbedarf	Ankündigung
DRI	Arcelor Mittal	Hamburg	100 kt	2025	Unbekannt / 0	Link
	Thyssen-Krupp	Duisburg	2.500 kt	2027-2029	Ca. 7,4 TWh	Link
	Salzgitter	Salzgitter	1.900 kt +1.900 kt	2026 (2030)	Unbekannt / 0	Link
	Saarstahl	Dillingen	2.000 kt	2029	Unbekannt / 0	Link
Chemie	HY4Chem	Ludwigshafen		2025	54 MW	Link
Raffinerie und E-Fuels	Ineratec	Frankfurt		2025	15 MW	Link
	Get H2 Nukleus	Lingen		2025	100 MW	Link
	Refhyne (II)	Köln		2021, 2027	10 + 100 MW	Link

3.3.3 Das Szenario *Budget+*

Das Szenario *Budget+* berücksichtigt bestehende Förderprogramme und die zukünftig erwarteten Budgets. Aufbauend auf einer Projektion der Förderbudgets bis zu Jahr 2030 und zum Teil darüber hinaus, wird anhand von Technologie- und Energieträgerkosten berechnet, welcher Markthochlauf damit ermöglicht würde.

Der Instrumentenbericht des Projektionsberichtes 2025 (Förster et al. 2024) bietet eine aktuelle Zusammenstellung zu den erwarteten Budgets der relevanten Förderprogramme. Abbildung 14 zeigt die jährlichen Summen der entsprechend angenommenen Budgets, wie sie im Projektionsbericht angenommen und mit dem BMWK abgestimmt wurden. Es wird deutlich, dass besonders auf die Klimaschutzverträge ein großer Teil des Budgets entfällt. Die Klimaschutzverträge sind darüber hinaus wichtig für die Förderung des Wasserstoffhochlaufs, da sie nicht nur die Investition, sondern auch die laufenden Kosten fördern können. Andere Programme, wie die unterschiedlichen Module der Bundesförderung Industrie und Klimaschutz oder die IPCEI-Förderung, bieten ausschließlich Zuschüsse zu den Investitionen. Diese genügen in den meisten Fällen nicht, um Wasserstoffprojekte gegenüber dem Einsatz von Erdgas wirtschaftlich zu machen. Über die IPCEI-Förderung werden z.B. die hohen Investitionen für den Aufbau von Direktreduktionsanlagen in der Stahlindustrie gefördert, welche heutige Hochöfen ersetzen sollen. Hier ist allerdings weitgehend offen, ob diese zukünftig Wasserstoff oder Erdgas einsetzen werden bzw. wie schnell der Wasserstoffhochlauf stattfinden wird. Die Bundesförderung Industrie und Klimaschutz fördert zwar lediglich die Investitionen, dies beinhaltet jedoch auch Investitionen in Elektrolyseure. Der Innovationsfonds des EU-Emissionshandels erlaubt sowohl die Förderung von Investitionen wie auch von laufenden Kosten z.B. durch den Bezug von Wasserstoff. Für die Schätzung des relevanten Budgets mussten Annahmen zu den Einnahmen durch den Emissionshandel getroffen werden, sowie zu dem Anteil der Gelder, die nach Deutschland und in den Industriesektor fließen. Entsprechend sind diese Budgetannahmen als relativ unsicher zu betrachten.

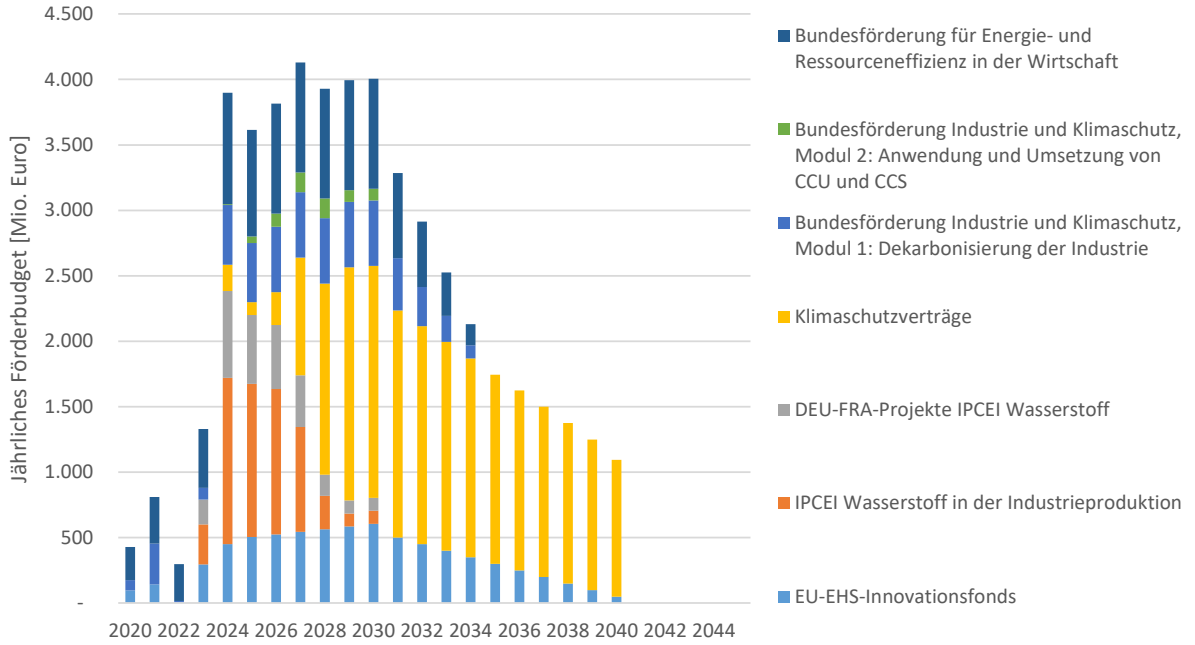


Abbildung 14: Erwartete Fördermittel wichtiger Programme zur Industriedekarbonisierung entsprechend Projektionsbericht 2025. (Quelle: Förster et al. 2025)

Die Methode zur Berechnung der Technologiediffusion bzw. des resultierenden Wasserstoffbedarfs ausgehend von den angenommenen Förderbudgets ist ausführlich im Projektionsbericht 2024 beschrieben (Harthan et al. 2024). Dabei werden die spezifischen Förderbedingungen der einzelnen Instrumente berücksichtigt, wie z. B. die Einschränkung auf die Förderung der Investitionen oder Grenzwerte für den Zuschuss, die in der Größenordnung von 40% der Gesamtinvestition liegen.

Anhand von Kriterien wie Fördereffizienz werden diese Budgets auf verschiedene Technologien aufgeteilt und berechnet, welche Produktionskapazität damit in den jeweiligen Branchen auf klimafreundliche Prozesse umgestellt werden kann. Zu den betrachteten Technologien bzw. Prozessen gehören unter anderem erdgas- und wasserstoffbetriebene DRI-Anlagen, die Ammoniaksynthese, Methanolsynthese, elektrische Schmelzwannen in der Glasindustrie und Carbon Capture and Storage in der Zementindustrie, aber auch branchenübergreifende Technologien wie elektrische Dampferzeugung, Wasserstoff-Dampferzeugung, Wärmepumpen, elektrische Industrieöfen und Wasserstoff-Industrieöfen.

Der Zubau von DRI-Anlagen erzeugt zunächst keinen gesicherten Wasserstoffbedarf, da diese auch mit Erdgas betrieben werden können. Der Bau und Betrieb der Anlagen mit Erdgas ist bei dem angenommenen Energiepreisen ab etwa 2030 wirtschaftlicher als die Hochofenroute, wenn der CO_2-Preis entsprechend den Annahmen auf über 100 Euro je Tonne CO_2 steigt. Die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff wird ohne weitere Förderung erst bei CO_2-Preisen von über 400 Euro/t CO_2 wirtschaftlich, die im Zeitraum, bis zu dem das Wasserstoff-Kernnetz voll ausgelastet sein sollte, nicht erwartet werden. Die Nutzung von Wasserstoff ist jedoch zum Teil Voraussetzung für die Förderung.

Zusätzlich wurde in dieser Analyse ein gewisser Wasserstoffbedarf in Raffinerien angenommen. Treiber für den Wasserstoffbedarf in Raffinerien können u.a. die THG- oder die RFNBO-Quoten (Engl.: renewable fuels of non-biological origin) sein. Die Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff ist für Raffinerien eine Möglichkeit von vielen, die THG-Quote zu erfüllen. Zurzeit sorgen jedoch günstige Biomasse und zahlreiche UER-Zertifikate (Upstream Emission Reduction) für eine Übererfüllung der THG-Quote und geringe Preise, die nicht ausreichen, die Nutzung von Wasserstoff in Raffinerien im großen Maßstab anzureizen. Aktuell geringe Preise werden zum Teil auch mit betrügerischen Praktiken begründet, inwiefern dies jedoch tatsächliche die Preisbildung beeinflusst und ob strengere Kontrollen diesen beeinflussen würden, ist jedoch unbekannt. Der Einfluss der THG-Quote auf den Wasserstoffbedarf in Raffinerien wird zurzeit daher als gering angesehen. Im Rahmen der Renewable Energy Directive (RED) II besteht außerdem eine PtL-Unterquote für Sustainable Aviation Fuels, welche die RFNBO-Kriterien erfüllen müssen. Für die Herstellung der zur Erfüllung nötigen Mengen an PtL-Treibstoffen ist ein zusätzlicher Wasserstoffbedarf denkbar. Es ist jedoch plausibel, dass diese Treibstoffe zu großen Teilen direkt importiert werden und somit nicht in deutschen Raffinerien produziert oder veredelt werden. Aus der RED III gibt es zudem eine RFNBO-Quote für den im Industriesektor genutzten Wasserstoff. Der Anteil von RFNBO am industriellen Wasserstoffverbrauch soll 2030 mindestens 42% und 2035 mindestens 60% erreichen. Es ist jedoch bisher unbekannt, wie diese EU-Vorgabe national umgesetzt werden soll. Es wurde daher keine zusätzliche Anreizwirkung berücksichtigt.

Abbildung 15 zeigt den sich ergebenden Wasserstoffbedarf nach Branche bzw. Anwendung. In Summe steigt der resultierende jährliche Wasserstoffbedarf bis 2037 auf etwa 22 TWh/a, um dann abzuflachen. Dieser Verlauf ist eine direkte Folge der angenommenen Förderbudgets und spiegelt wider, dass besonders langfristig nicht von weiterer Förderung ausgegangen werden kann und Wasserstoff unter den angenommenen Energie- und CO2-Preisen gegenüber dem Einsatz von Erdgas in vielen Anwendungen noch nicht wettbewerbsfähig ist.

Im Einzelnen entwickeln sich die Branchen und Anwendungen wie folgt. Raffinerien und die Dampferzeugung mittels Wasserstoff machen mit 0,2 bzw. 0,8 TWh im Jahr 2030 nur einen geringen Anteil des berechneten Wasserstoffbedarfs aus. Die Chemieindustrie und die Prozesswärmeerzeugung in wasserstoffbefeuerten Öfen, zum Beispiel in der Glasherstellung, haben einen größeren potenziellen Wasserstoffbedarf von 1,2 TWh bzw. 1,4 TWh im Jahr 2030.

Den größten Anteil macht mit 4,4 TWh im Jahr 2030 auch in diesem Szenario die Stahlproduktion mittels Direktreduktion aus, was etwa einer Produktionskapazität von 5 Mio. t Stahl entspricht. Darüber hinaus werden in der Projektion substanzielle Hochofen-Kapazitäten von etwa 12 Mio. t Rohstahl/a auf DRI-Anlagen umgestellt, die allerdings aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit und knapper Förderbudgets im gesamten Zeitraum mit Erdgas betrieben werden. Hier wird dennoch langfristig ein höheres Potenzial für Wasserstoff gesehen. Ggfs. könnte eine starke Nachfrage nach grünem Stahl die Kostendifferenz überbrücken und den Einsatz von grünem Wasserstoff wirtschaftlich machen. Auch ist denkbar, dass der Wasserstoffpreis zeitlich entsprechend der Wind- und PV-Stromerzeugung stark schwanken wird und DRI-Anlagen mit einer zeitlich variierenden Mischung aus Wasserstoff und Erdgas betrieben werden. Beide Argumente würden dazu führen, dass ein größer Teil der hellblauen Fläche in Abbildung 15 realisiert werden könnte. Die entsprechende Nutzung von Wasserstoff in weiteren DRI-Anlagen könnte den Wasserstoffbedarf um bis zu 9 TWh 2030 erhöhen, dafür sind jedoch weitere Anreize, niedrigere Wasserstoffpreise oder sehr hohe CO_2-Preise erforderlich.

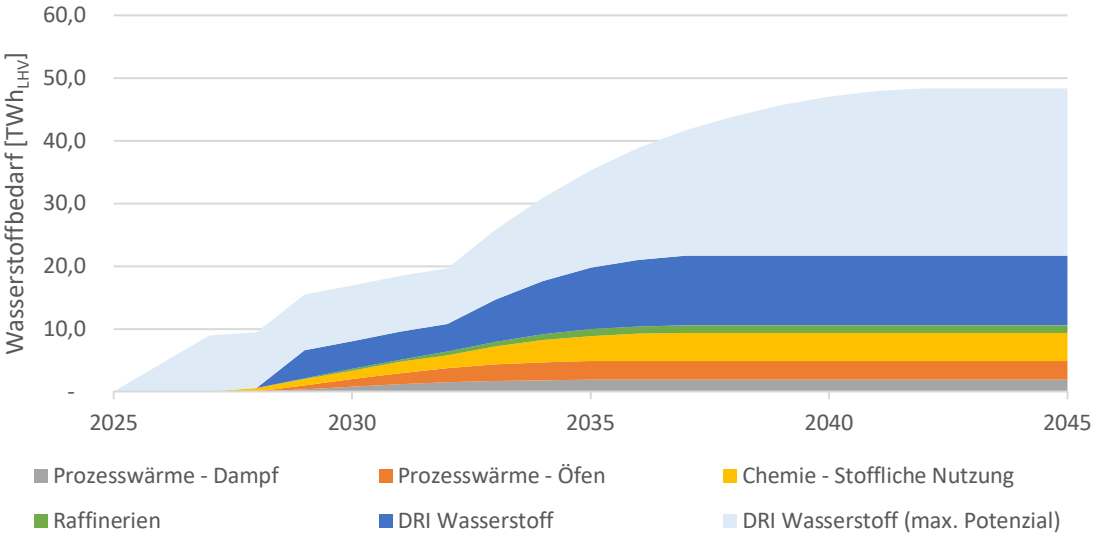


Abbildung 15 Wasserstoffbedarf nach Anwendung bzw. Branche

3.3.4 Das Szenario *O45-Strom*

Das Szenario *O45-Strom* basiert auf den Langfristszenarien des BMWK (siehe: BMWK (2024a)) und erreicht als Zielszenario bis zum Jahr 2045 eine nahezu klimaneutrale Industrie, die ihre Emissionen gegenüber 1990 um etwa 95% mindert. Dies unterscheidet dieses Szenario deutlich von den bisher diskutierten Szenarien. Während in Letzteren vom Ist-Zustand und absehbaren Entwicklungen ausgegangen wird und daraus eine mögliche zukünftige Wasserstoffnachfrage hergeleitet wird, ist für die Langfristszenarien der Zielzustand ausschlaggebend. Während sich die ersten beiden Szenarien eignen, die zeitnahe Entwicklung abzuschätzen, eignet sich dieses Szenario besonders für die Abschätzung der langfristigen Bedarfe.

Im Szenario *O45-Strom* wird von einer insgesamt stabilen industriellen Produktion, sowie einem kontinuierlichen moderaten Wirtschaftswachstum in Deutschland ausgegangen. Das Szenario zeigt einen konsistenten Pfad, welcher verschiedenste Minderungsstrategien berücksichtigt. Dazu zählen u. a. Elektrifizierung, Wasserstoff, Energie- und Materialeffizienz, Circular Economy und CCUS. Es ist, anders als der Name möglicherweise vermuten ließe, kein reines Elektrifizierungsszenario, sondern ein technologieoffenes Szenario, in dem vor allem Kosteneffizienz über die Strategie entscheidet. Obwohl daraus folgend ein Schwerpunkt des Szenarios auf der Elektrifizierung liegt, werden große Mengen

Wasserstoff für die chemische Industrie, die Stahlherstellung und die Hochtemperaturprozesswärme in Branchen wie Glas, Metallverarbeitung oder Keramik benötigt. In Anwendungen, bei denen die Elektrifizierung große Effizienzvorteile hat (z.B. über Hochtemperaturwärmepumpen) oder technologisch bereits sehr ausgereift ist, wird wenig Wasserstoff eingesetzt und stattdessen elektrifiziert. Konkret ist das bei der Dampf- und Warmwasserversorgung z.B. in der Papier-, Nahrungsmittel- oder Chemieindustrie der Fall. Im Folgenden wird knapp auf die wichtigsten Annahmen zum Wasserstoffhochlauf eingegangen. Eine ausführliche Beschreibung von Methodik und Annahmen findet sich in Fleiter et al. (2024a).

Für die Transformation hin zur klimafreundlichen Stahlherstellung ist die Umstellung der Hochofenroute auf alternative Verfahren die wichtigste Strategie. Im Szenario *O45-Strom* wird ein Auslaufen der Stahlproduktion über die Hochofenroute entsprechend der verbleibenden Lebensdauer der Anlagen angenommen, sodass im Jahr 2040 keine Hochöfen mehr in Betrieb sind. Ersetzt wird die Produktionskapazität sowohl durch den Ausbau der Sekundärroute wie auch durch den Hochlauf der Direktreduktion (siehe Abbildung 17a). Die Sekundärroute steigt von heute etwa 12 Mio. t Produktionskapazität Rohstahl auf langfristig 20 Mio. t/a. Die eingeschränkte Verfügbarkeit von Stahlschrotten begrenzt den weiteren Ausbau dieser energieeffizienten und emissionsarmen Route. Entsprechend wird die verbleibende Kapazität auf die Direktreduktionsroute umgestellt. Diese erreicht bis zum Jahr 2030 eine Produktionskapazität von 12 Mio. t und bis zum Jahr 2040 von 20 Mio. t Rohstahl. Der Ausbaupfad für DRI-Anlagen und deren Wasserstoffnutzung wurde exogen vorgegeben und durch Vergleich mit Projektankündigungen plausibilisiert. Die von Stahlherstellern angekündigten Projekte zeigen, dass die 12 Mio. t bis 2030 nicht unrealistisch, aber durchaus optimistisch sind. Insgesamt wurden Projekte mit etwa 7 bis 9 Mio. t DRI Produktionskapazität bis zum Jahr 2030 mit Investitionsentscheidungen oder Förderbescheiden versehen. Ankündigungen von möglichen weiteren 6 bis 8 Mio. t zu insgesamt 16 Mio. t bis 2030 bestehen. Hier werden auch Projekte berücksichtigt, deren Umsetzung größerer Unsicherheit unterliegt als im *FID-Szenario* vorausgesetzt.

Während die energetische Nutzung von Wasserstoff in der Chemieindustrie in Szenario *O45-Strom* Szenario eine untergeordnete Rolle spielt, ist die stoffliche Nutzung in diesem Szenario für einen großen Wasserstoffbedarf verantwortlich. Im Szenario wird von einer schrittweisen Defossilisierung von High Value Chemicals (HVC) wie Olefine und Aromaten, Methanol und Ammoniak ab 2035 ausgegangen. Für Ammoniak und Methanol bedeutet dies, dass der zurzeit aus Dampfreformierung gewonnene Wasserstoff durch Elektrolyse-Wasserstoff ersetzt wird. Bei der Herstellung von HVCs werden mehrere alternative Routen berücksichtigt. Zunächst wird der Ersatz von Primärproduktion durch verstärkte Anstrengungen im mechanischen und chemischen Recycling berücksichtigt. Der restliche Bedarf wird durch elektrifizierte Steamcracker und über die MtO bzw. MtA (Methanol to Olefins, Methanol to Aromatics) gedeckt. Während das grüne Naphtha, welches Rohstoff für den Steamcracker ist, in diesem Szenario importiert wird, resultiert die MtO/MtA-Route in einem inländischen Wasserstoffbedarf. Bei dieser Route wird angenommen, dass Methanol aus Wasserstoff und CO_2 in Deutschland hergestellt und zur Herstellung von HVCs genutzt wird. Abbildung 16 zeigt die Annahmen zur zeitlichen Umstellung der Stahl- und HVC-Produktion im Szenario.

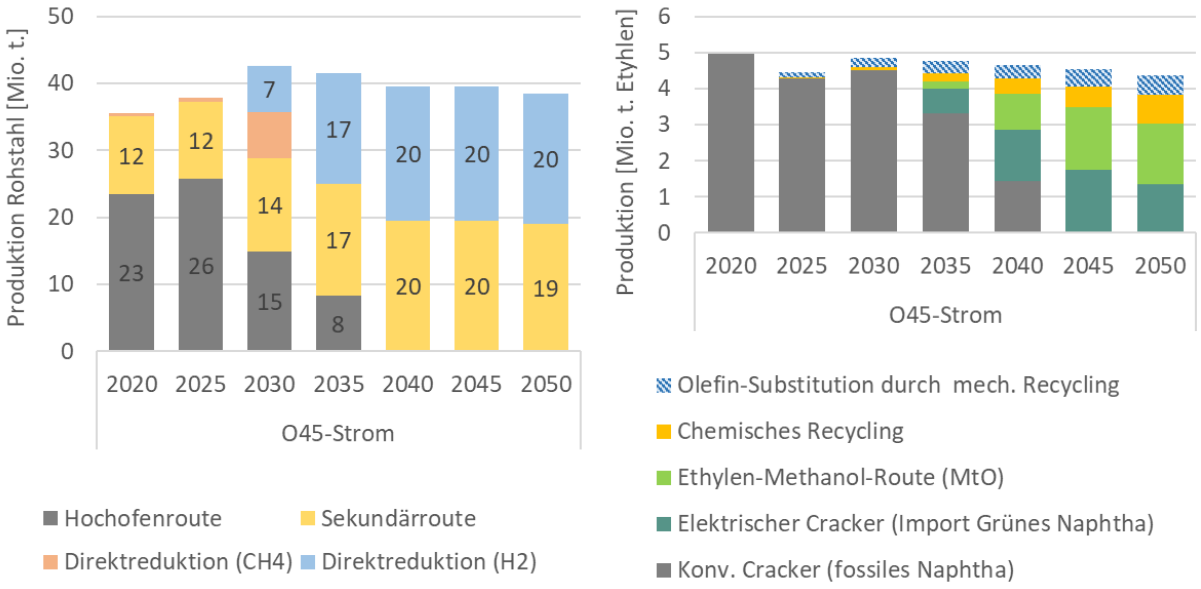


Abbildung 16: Annahmen zur zeitlichen Umstellung von Stahlproduktion (links) und HVC-Produktion (rechts) im Szenario O45-Strom (Quelle: Fleiter et al. 2024a)

Der sich aus diesen Annahmen ergebende Wasserstoffbedarf aufgeteilt auf verschiedene Anwendungen ist in Abbildung 17 dargestellt. Auch in diesem Szenario dominiert der Wasserstoffbedarf in DRI-Anlagen mit zunächst 15 TWh im Jahr 2030 und bis zu 44 TWh im Jahr 2045. Ein weiterer wichtiger Verbraucher ist die Herstellung von HVCs, also Olefine und Aromaten mit zunächst nur 7 TWh im Jahr 2030, aber 65 TWh im Jahr 2045. Dazu kommt eine starke Nachfrage für Prozesswärme in Industrieöfen mit zunächst 1 TWh im Jahr 2030 und 63 TWh im Jahr 2045. Ammoniakproduktion findet in diesem Szenario nicht inländisch statt. Die Dampferzeugung, Methanolherstellung und sonstiger Rohstoffbedarf machen eher kleine Mengen mit 8 TWh, 6 TWh, und 14 TWh im Jahr 2045 aus. Insgesamt steigt der Wasserstoffbedarf auf etwa 200 TWh bis zum Jahr 2045.

Entsprechende langfristige Szenarien weisen naturgemäß hohe Unsicherheiten auf. Hier ist besonders der zukünftige Wasserstoffbedarf der Chemieindustrie für die rohstoffliche Verwendung zu nennen. Zum einen ist der Bedarf mit 86 TWh sehr groß und relevant, zum anderen herrscht große Unsicherheit darüber, wie die zukünftigen Wertschöpfungsketten global aufgestellt sein werden und welche Prozesse in Deutschland stattfinden werden. Bei einer maximalen heimischen Produktion von wasserstoffbasierten Chemieprodukten könnte der Bedarf auch in der Größenordnung von 200 TWh liegen. Gleichzeitig ist auch denkbar, dass die Chemieindustrie nur geringe Mengen Wasserstoff rohstofflich nutzt und stattdessen stärker auf den Import von Zwischenprodukten wie Ammoniak oder Methanol setzt. Der hier gewählte Pfad mit dem Zielwert von etwa 86 TWh stellt somit einen Mittelweg dar und ist bei der gegebenen Unsicherheit vermutlich eine zweckmäßige Planungsgrundlage.

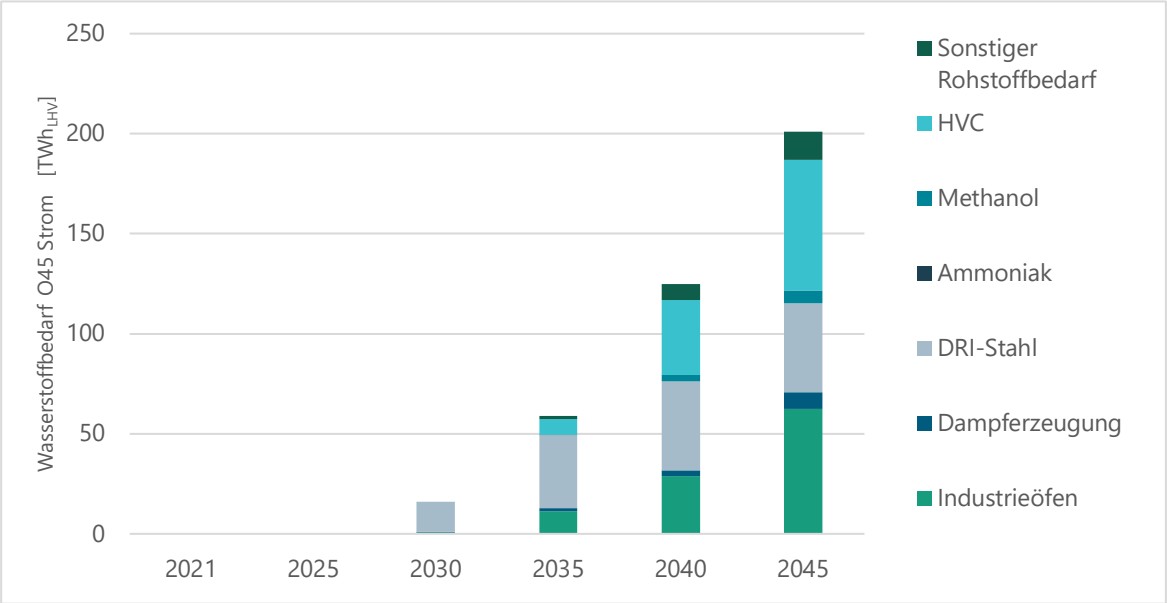


Abbildung 17: Wasserstoffbedarf im Szenario O45-Strom

3.3.5 Überblick und Vergleich der Szenarien

Die resultierende Wasserstoffnachfrage sowie die Anschlussleistung sind im Vergleich der Szenarien in Abbildung 18 dargestellt. Die resultierende Wasserstoff-Anschlussleistung der Industrie ist auf Grundlage der Nachfragemengen berechnet. Hierfür werden für alle Branchen und Anwendungen mittlere 7.500 Volllaststunden (FLH) unterstellt. Diese Annahme spiegelt eine hoch ausgelastete Industrieproduktion wider, welche wenig Flexibilitäten für Lastverschiebungen aufweist und ähnlich der heutigen Situation nahezu durchgehend produziert. Bei sehr kapitalintensiven Anlagen bleibt das auch für die Zukunft eine begründete Annahme. Es wird deutlich, dass die bereits getroffenen Investitionsentscheidungen im *FID-Szenario* nur einen kleinen Anteil der gesamten erwarteten Anschlussleistung ausmachen. Sie liegt im Jahr 2030 bei gut 1 GW und steigt danach auf etwa 1,5 GW. Der maximale Wasserstoffbedarf liegt bei etwa 12 TWh/a. Das Szenario *Budget+* zeigt bis zum Jahr 2032 einen ähnlichen Verlauf wie das *FID-Szenario*, und liegt im Jahr 2030 bei etwa 1,1 GW. 2035 liegt die Leistung bei 2,6 GW_{H2} und damit deutlich über dem FID-Szenario. Das Szenario *O45-Strom* zeigt einen deutlich ambitionierteren Verlauf und ist durch die Erreichung des Klimaschutzziels im Jahr 2045 geprägt. Bis zum Jahr 2030 unterscheidet sich das Szenario noch nicht sehr deutlich von den beiden anderen Szenarien und erreicht eine Anschlussleistung von gut 2 GW. Danach steigt durch die Anforderungen des Klimaschutzziels die Anschlussleistung sowie der Wasserstoffbedarf rapide und erreicht bis zum Jahr 2045 insgesamt etwa 27 GW.

Das *Bezugsszenario* folgt zunächst dem Verlauf im Szenario *Budget+* und geht ab dem Jahr 2035 zum Szenario *O45-Strom* über. Dadurch nutzt es die Schwerpunkte und Ausrichtungen der jeweiligen Szenarioherleitungen: Das Szenario *Budget+* eignet sich besonders für die mittelfristige Abschätzung, während das Szenario *O45-Strom* sich besonders für die langfristige Perspektive eignet, indem es einen Pfad aufzeigt, der kompatibel mit dem Klimaziel für das Jahr 2045 ist.

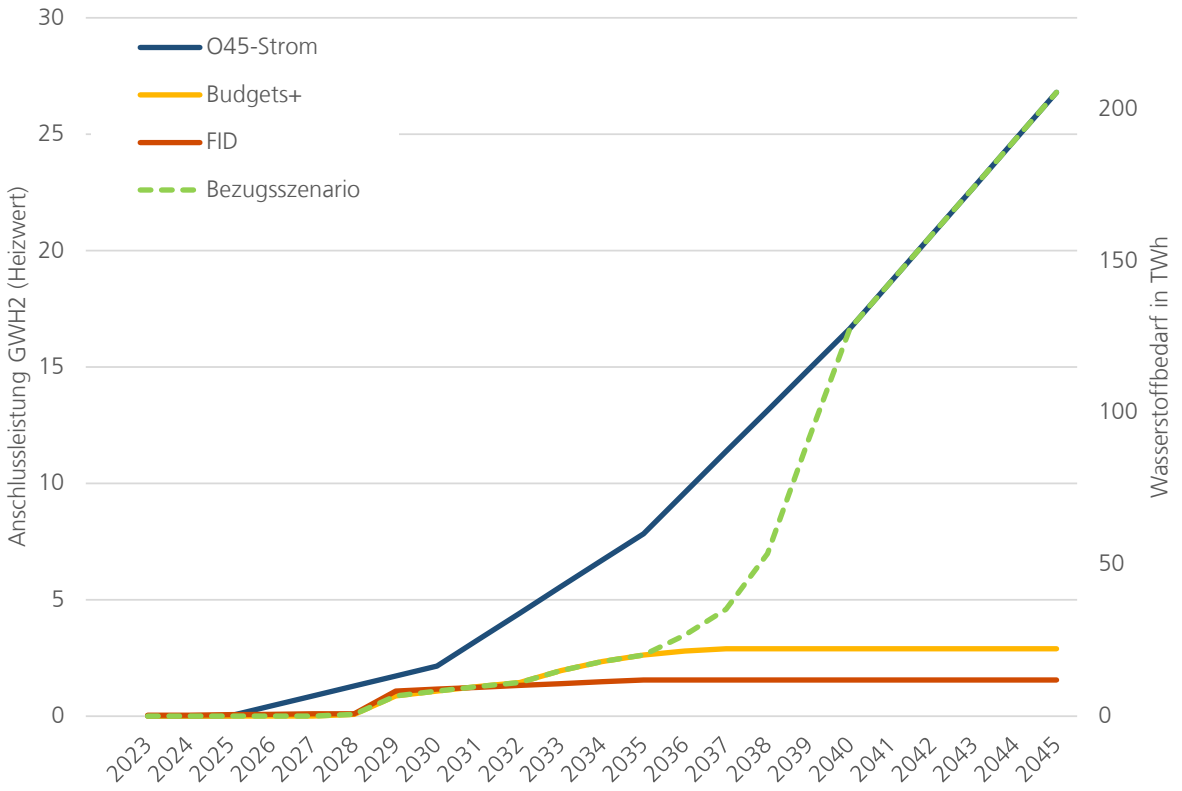


Abbildung 18: Resultierende Anschlussleistung an das Wasserstoffnetz (linke Achse) und jährlicher Verbrauch (rechte Achse) für die vier betrachteten Szenarien

Der Umschwung auf das Zielszenario *O45-Strom* ist ambitioniert, erscheint jedoch technisch möglich. Sobald die Rahmenbedingungen stimmen, Technologien etabliert sind und Infrastruktur ausgebaut, können große Nutzer wie DRI-Anlagen, die Ammoniaksynthese und Raffinerien schnell auf Wasserstoffnutzung wechseln. Die im Szenario unterstellte Transformation der Industrie ist herausfordernd, betrifft jedoch wenige zentrale Akteure, die bei entsprechenden Rahmenbedingungen vergleichsweise wenige, große Anlagen umstellen müssten.

Gleichzeitig gibt es noch **Unsicherheiten beim Hochlauf der Industrienachfrage**. Bei für die kurzfristige Planung wichtigen Projekten mit bereits getroffenen **FIDs** werden zum Teil Zeitpläne verschoben oder Projekte in Gänze in Frage gestellt. Selbst bereits gebaute Anlagen könnten teilweise andere Brennstoffe einsetzen als zunächst angekündigt, z. B. Erdgas.

Auf der anderen Seite ist auch denkbar, dass der im Bezugsszenario unterstellte Hochlaufpfad für die **Anschlussleistung der Stahlindustrie** höher ausfällt. Das Szenario *Budget+* berücksichtigt bisher nur die DRI-Anlagen, bei denen nach aktuellem Wissen davon ausgegangen wird, dass diese bereits bis 2030 planen, größere Mengen Wasserstoff aus dem Netz zu beziehen. Darüber hinaus werden im Szenario weitere DRI-Anlagen gebaut, die allerdings in diesem Zeitrahmen mit Erdgas betrieben werden. Diese haben grundsätzlich die Möglichkeit, flexibel Wasserstoff beizumischen und die Nutzung von Wasserstoff entsprechend am Marktpreis zu orientieren. Die Nachfrage nach grünen Produkten, zeitweise günstiger Wasserstoff und weitere Faktoren, die bei einer rein ökonomischen Betrachtung nicht berücksichtigt werden, könnten zusätzlichen Wasserstoffbedarf anregen. Unter der Annahme, dass die nötige Anschlussleistung und geeignete regulatorische Rahmenbedingungen zur Verfügung stehen, könnten entsprechend flexibel betriebene DRI-Anlagen substantielle **Flexibilitäten** in der frühen Phase des Hochlauf des Wasserstoffsystems bereitstellen und so den Bedarf an Wasserstoffspeichern im System reduzieren (siehe Fleiter et al. 2024b).

Die **Eigenproduktion von Wasserstoff** und der zeitliche Übergang zum Netzanschluss ist eine weitere Unsicherheit. Derzeit geplante Projekte setzen häufig auf einen eigenen Elektrolyseur und nehmen den Netzanschluss erst langfristig in den Blick. Ob und mit welcher Leistung sich Industrieunternehmen mit eigenem Elektrolyseur an das Wasserstoffnetz anschließen hängt von vielen Faktoren ab und kann kaum prognostiziert werden.

In der **langfristigen Sicht** gibt es zwei Faktoren die von den Autor:innen als große Unsicherheit bezüglich des zukünftigen Wasserstoffbedarfs identifiziert wurden.

- Mögliche **Importe energieintensiver (Vor-)Produkte** wie Eisenschwamm oder Methanol könnten den Nachfragehochlauf stark reduzieren. Das Szenario *O45-Strom* geht für die meisten Industriebranchen von einer stabilen Produktion energieintensiver Grundstoffe aus und nimmt für Chemie- und Stahlindustrie an, dass ein großer Teil der zukünftigen klimaneutralen Produktion mit der gesamten Wertschöpfungskette in Deutschland stattfinden wird. Es ist jedoch denkbar, dass Unternehmen energieintensive Vorprodukte aus Ländern mit besseren erneuerbare Energien Potenzialen importieren werden (siehe z.B. Verpoort et al. 2024). Dadurch könnte bis zur Hälfte der langfristig im Szenario *O45-Strom* erwarteten Wasserstoffnachfrage entfallen. Eine solche Entwicklung hätte massive Auswirkungen auf das Wasserstoff-Kernnetz und seine Finanzierung.
- Besonders hohe Unsicherheiten für den Hochlauf der Wasserstoffnachfrage zeigen sich bei der Transformation der **Grundstoffchemie**. Einerseits sind Auswirkungen durch den Import möglicher Vorprodukte wie klimaneutrales Methanol oder Ammoniak potenziell sehr hoch, andererseits können auch andere Transformationsstrategien wie Biomasseeinsatz oder CO_2-Abscheidung und Speicherung/Nutzung eine größere Rolle spielen, was jeweils den langfristigen Wasserstoffbedarf in den Szenarien senken würde.

3.4 Kraftwerke

3.4.1 Hintergrund und methodischer Ansatz

Neben der Industrie stellen Kraftwerke die zweite Säule der Wasserstoffabnehmer dar, die über das Kernnetz versorgt werden sollen. Die Planungsgrundlage für das Wasserstoffkernnetz sieht es dabei vor, dass alle Standorte von KWK-Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung über 100 MW angeschlossen werden. Aus dieser Setzung ergibt für die Planungsgrundlage des Kernnetzes eine Ausspeiseleistung für Kraftwerke von 62 GW bezogen auf den Brennwert (siehe FNB Gas (2024)). Kraftwerke am Wasserstoff-Kernnetz sind jedoch nicht formal auf KWK-Anlagen beschränkt: Die in der Planung unterstellten Standorte stellen zwar potenzielle und prinzipiell günstige Standorte für Wasserstoffkraftwerke dar, ob diese jedoch in mit Wärmeauskopplung oder in ungekoppelter Ausführung gebaut werden, z.B. als Wasserstoffturbinen zur Spitzenlastdeckung, ist nicht festgelegt.

In den letzten Jahren wurden unterschiedliche Konzepte für Wasserstoffkraftwerke diskutiert. Dazu zählten Wasserstoff-Hybrid-Kraftwerke, die mit eher kleiner Leistung ausgestattetet, sind, Wasserstoff vor Ort erzeugen und ohne Wasserstoffnetzanschluss ausgelegt sind; später können sie aber ggf. an das Wasserstoffnetz angeschlossen. Das Ziel dieses Kraftwerkskonzepts ist er auch, frühzeitig Erfahrungen mit Wasserstoffkraftwerken zu sammeln, schon bevor ein umfassendes Wasserstoffnetz verfügbar und ein Wasserstoffmarkt etabliert ist. Dagegen sind die sog. „Wasserstoff-Sprinter-Kraftwerke" letzten Endes sie das Äquivalent zu den etablierten Erdgaskraftwerken und unterscheiden sich auch technisch nicht stark von diesen. Sie erzeugen Strom aus Wasserstoff aus dem Netz und sind daher auf ein dieses (und an das Netz angeschlossene Speicher) angewiesen. „H_2-Ready-Kraftwerke" hingegen können zunächst mit Erdgas betrieben werden, sollen aber später zu vertretbarem Aufwand und Kosten auf Wasserstoff umgestellt werden.

Es gibt unterschiedliche Verfahren, um Wasserstoff zu verstromen, die an dieser Stelle nicht vertieft werden sollen. Wasserstoff-Turbinen und Brennstoffzellen sind die vermutlich aussichtsreichsten Technologien, beide sind jedoch noch nicht in hohen Größenklassen im Einsatz oder als „Standardprodukt"

verfügbar. Für die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes und die Betrachtungen in diesem Gutachten sind vor allem das Verhältnis von Anschlussleistung zur bezogenen Energiemenge relevant, die weiter unten für die Szenarien dargestellt sind.

Die große vorgesehene Anschlussleistung der Kraftwerke im geplanten Kernnetz ist, wie sich in diesem Kapitel und in den Ergebnissen zeigen wird, insofern kritisch zu hinterfragen, als das sehr klar absehbar ist, dass in bis zum Jahr 2032 die geplante Anschlussleistung nicht voll in Anspruch genommen werden wird. Im Gegenteil muss mit Blick auf die aktuellen Pläne – insbesondere die Kraftwerksstrategie – eigentlich davon ausgegangen werden, dass bis zu diesem Zeitpunkt gar keine für das Wasserstoff-Kernnetz relevanten Wasserstoffkraftwerke in Betrieb gehen. Dieser Aspekt und seine Implikationen werden in den Abschnitt 0 ebenfalls diskutiert.

3.4.2 Das *FID-Szenario*

Derzeit liegen keine finalen Investitionsentscheidungen für den Bau oder die Umrüstung von Wasserstoffkraftwerken vor. Obwohl bei den Planungen für neue Gaskraftwerke in vielen Fällen eine spätere Umstellung auf Wasserstoff vorgesehen ist, sind weder konkrete Zeitpläne für die Umrüstung noch detaillierte Planungen abschließend definiert.

Selbst wenn ein Erdgas-Kraftwerk vollständig auf eine H_2-Readiness ausgelegt ist, wären dennoch politische Förderinstrumente oder andere Anreize erforderlich, um die Umstellung auf Wasserstoff wirtschaftlich abzusichern und sie für das Kernnetz als sichere Kund:innen zu unterstellen. Diese Rahmenbedingungen sind aktuell jedoch nicht gegeben. Das Bundeswirtschaftsministerium hat eine Reihe von Instrumenten entwickelt und wollte erste Anlagen ausschreiben lassen. Nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum Nachtragshaushalt und den sich daraus ergebenden Diskussionen um den Haushalt kam es zu keiner Implementierung.

3.4.3 Das Szenario *Kraftwerksstrategie*

Zum Stand der Bearbeitung dies Gutachten besteht kein rechtlicher oder regulatorischer Rahmen, der den Ausbau von Wasserstoffkraftwerken oder die Umrüstung von Kraftwerken auf Wasserstoff verlässlich regelt. Das Kraftwerksicherheitsgesetz (KWSG) wurde vorerst nicht beschlossen. Den derzeit detailliertesten offiziellen Plan für den Aus- bzw. Umbau stellt daher die Kraftwerksstrategie des Bundes dar. Diese sieht vor, dass H2-ready-Gaskraftwerke mit einer elektrischen Leistung von insgesamt 10 GW ausgeschrieben und errichtet werden. Die Umstellung der Kraftwerke soll dann ab dem Jahr 2035 erfolgen, der genaue Mechanismus dafür ist jedoch noch nicht festgelegt. Es ist nicht davon auszugehen, dass ohne speziell darauf ausgelegte Maßnahmen vor 2035 eine Umstellung der Kraftwerke erfolgen wird. Dies würde, wie auch in der Industrie (siehe Abschnitt 3.3.1), deutlich höhere Kosten für Erdgas und Emissionszertifikate erfordern, als bis dahin anzunehmen ist. Welche Mechanismen konkret diese Umstellung bewirken, ist für dieses Gutachten nicht relevant, hat aber für die Kraftwerke, deren Betriebsweise sowie für den Förderbedarf starke Implikationen.

Im Szenario *Kraftwerksstrategie* dieser Plan wie folgt umgesetzt: Die H2-ready-Gaskraftwerke werden wie geplant errichtet. Zwischen 2035 bis zum Jahresende 2039 erfolgt dann die Umstellung auf Wasserstoff. Im Jahr 2040 ist dann mit dem unterstellten elektrischen Wirkungsgrad eine Ausspeiseleistung von 25 GW Wasserstoff (bezogen auf den Heizwert) an das Kernnetz angeschlossen. Für den Zeitraum danach liegen derzeit keine Folgepläne vor.

Es ist zu betonen, dass dieses Szenario somit unsicherer ist als die Szenarien im Bereich Industrie, in denen Instrumente beschlossen und mit Budgets ausgestattet sind.

3.4.4 Das Szenario *O45-Strom*

In diesem Szenario basieren die Entwicklungen im Bereich der Kraftwerke auf dem Szenario *O45-Strom* aus den BMWK Langfristszenarien (siehe: BMWK (2024a)). Das zugrunde liegende Projekt ist umfassend dokumentiert. An dieser Stelle werden daher nur die zentralen Kennzahlen zusammengefasst.

Im Szenario *O45-Strom* werden bis zum Jahr 2035 Wasserstoffkraftwerke ausschließlich als Open-Cycle-H_2-Turbinen errichtet. Ab diesem Zeitpunkt erfolgt ein weiterer Ausbau dieser Technologie, zusätzlich werden aber auch H_2-KWK-Anlagen errichtet.

Für Wasserstoffturbinen wird ein Wirkungsgrad von 40 % angenommen, während der elektrische Wirkungsgrad der H_2-KWK-Anlagen bei 36,5 % liegt. Der Wasserstoffbezug wird ökonomisch optimiert und variiert in den betrachteten Szenariojahren entsprechend der jeweiligen Rahmenbedingungen.

- 2030: 6 GW_{el} H2-Turbine (mit 0,2 TWh_{el} Stromerzeugung)
- 2035: 16,5 GW_{el} H2-Turbine (mit 1,5 TWh_{el} Stromerzeugung)
- 2040: 30 Gw_{el} H2-Turbine (27 TWh Stromerzeugung) + 11 GWel H2-KWK, 15,3 TWh Stromerzeugung

Die Entwicklung in den Jahren danach ist für dieses Gutachten nicht mehr maßgeblich, da die volle Ein- und Ausspeisekapazität des Wasserstoff-Kernnetzes in diesem Szenario bereits vor 2040 durch Buchungen von Netzkunden erreicht wird.

3.4.5 Das *Bezugsszenario*

Das Bezugsszenario beruht zunächst auf dem Szenario *Kraftwerksstrategie*. Deutschland benötigt allerdings auch in einem vollständig dekarbonisierten Stromsystem langfristig sicher verfügbare Leistung. Im *Bezugsszenario* wird davon ausgegangen, dass Wasserstoffkraftwerke hierbei eine zentrale Rolle spielen. Zwischen und 2040 und 2045 erfolgt daher ein Aufholen“ auf das Szenario *O45-Strom*. Dabei ist auch ein Umschwenken auf den Kraftwerksmix aus Gasturbinen und KWK-Anlagen in den BMKW-Langfristszenarien unterstellt. Wie sich im Folgenden jedoch zeigen wird, ist dies in den Gesamthochlaufszenarien ohne weiteren Verzug ohne Bedeutung, weil das Kernnetz im Jahr 2040 seine volle Anschlusskapazität erreicht.

3.4.6 Überblick und Vergleich der Szenarien

Die Ergebnisse der vier Szenarien sind in Abbildung 19 dargestellt. Bemerkenswert ist dabei vor allem die Diskrepanz zwischen dem Zielszenario *O45-Strom* und dem *Bezugsszenario* in der Phase bis 2040. Zunächst ist darauf hinzuweisen, dass der frühe Ausbau von Wasserstoffkraftwerken im Szenario *O45-Strom* teilweise auf modelltechnische Setzungen zurückzuführen ist. In den Anfangsjahren erfolgt nahezu kein Einsatz dieser Kraftwerke. Der spätere Ausbau und Einsatz der Wasserstoffkraftwerke hingegen erfolgt jedoch vollständig marktgetrieben, ist dabei aber auch das Ergebnis von explizit oder implizit hohen CO_2-Preisen, die erforderlich sind, um in diesem Zielszenario die energie- und klimapolitischen Ziele zu erreichen. In der Kraftwerksstrategie wird der Umbau auf Wasserstoffkraftwerke in einer Phase vorgenommen, in der der CO_2-Preis potenziell ein wichtiger Treiber für diese Umstellung sein könnte, es aber unklar ist, inwieweit zusätzliche Instrumente erforderlich sind. In beiden Szenarien ist ab einem bestimmten Zeitpunkt ein sehr schneller Ausbau der Wasserstoffkraftwerke notwendig. Dies erscheint jedoch auch realistisch: Ab dem Zeitpunkt, an dem – bedingt durch den CO_2-Preis – die kombinierten Brennstoff- und CO_2-Kosten von Erdgas die von Wasserstoff übersteigen, wird der Einsatz von Wasserstoff ökonomisch günstiger als der von Erdgas.

Ob in den Szenarien *Kraftwerksstrategie* bzw. *Bezugsszenario* in den Jahren vor 2040 ein Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele erreicht werden kann, ist nicht Teil dieses Gutachtens. Klar ist jedoch, dass die Dekarbonisierung des Umwandlungssektors, die in den optimierten Zielszenarien

schneller voranschreitet, in anderen Sektoren kompensiert werden müsste, wenn länger höhere Anteile fossile Energieträger im Umwandlungssektor genutzt werden sollen oder müssen.

Für die Finanzierung des Kernnetzes stellt der in diesem Gutachten ab einen bestimmten Zeitpunkt in allen Szenarien auftretende steile Anstieg der Kraftwerksleistung selbst kein Problem dar. Technisch könnten durch eine solche schnelle Diffusion innerhalb weniger Jahre jedoch erhebliche Herausforderungen entstehen, insbesondere beim Ausbau der für den Betrieb der Kraftwerke erforderlichen Wasserstoffspeicher, die lange Bauzeiten aufweisen. Diese Speicher müssen in einer vergleichbaren Geschwindigkeit errichtet werden, könnten jedoch aufgrund technischer und planerischer Erfordernisse längere Vorlaufzeiten benötigen. Während die Steilheit der Kurve also für die Finanzierung an sich nicht wirklich problematisch ist, gilt dies nicht für die Tatsache, dass der Hochlauf erst spät beginnt; dies erzeugt Leerlauf, dessen Auswirkungen später noch diskutiert werden.

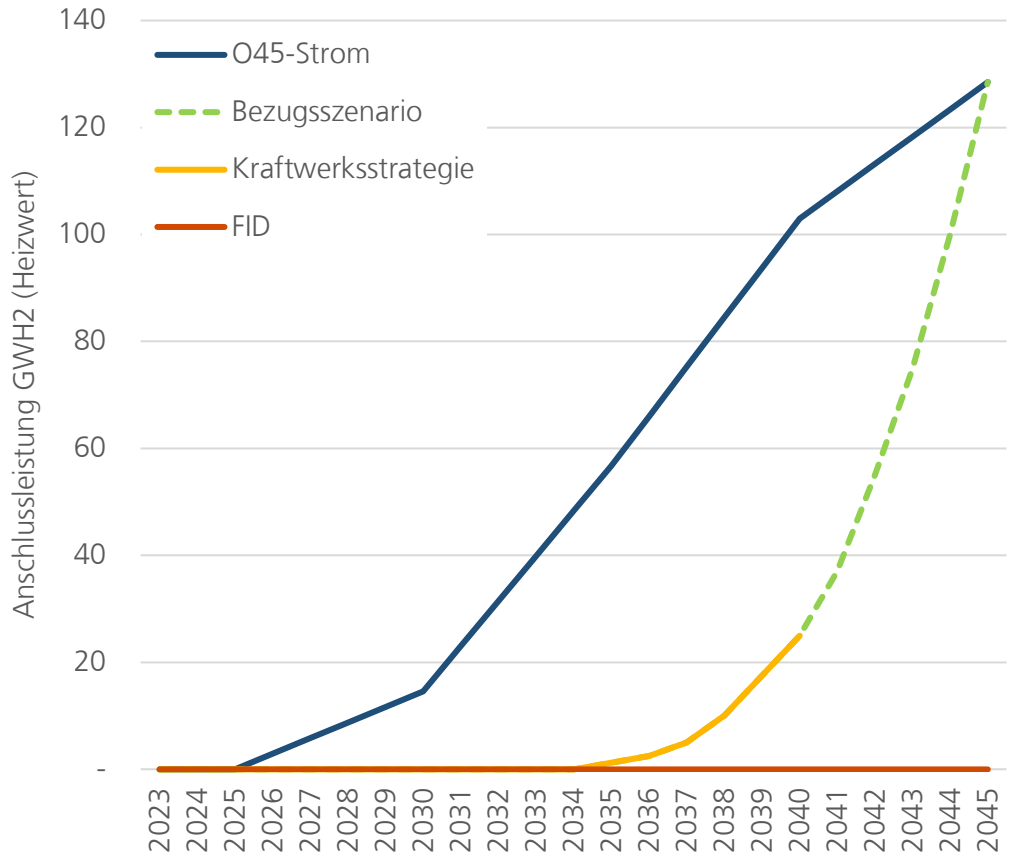


Abbildung 19: Anschlussleistung für Wasserstoffkraftwerke in den betrachteten Szenarien.

3.5 Sonstige Ausspeisungen

Weitere Ausspeisungen jenseits oben diskutierten Nachfragen im Bereich Industrie und Kraftwerke treten in den Szenarien nicht auf. Es wurden Sensitivitäten mit dem BMWK-Langfristszenario O45-H2 betrachtet und durchgerechnet, in denen auch Nachfrage aus dem Verkehrssektor und zur dezentralen Gebäudewärmeversorgung entsteht. Einige Erkenntnisse daraus werden in Abschnitt 5.6 kurz erläutert. Allerdings gibt es keine geeignete Möglichkeit, für diese Nachfragen ein Bezugsszenario o.ä. zu bestimmen. Es gibt derzeit keine relevanten Förderinstrumente oder eine regulatorischen Rahmen, der

den Einsatz von Wasserstoff in diesen Bereichen in einer Weise anreizen könnte, die für das Wasserstoff-Kernnetz relevant wäre. Der fehlende politische Rückhalt für Wasserstoffheizungen liegt unter anderen darin begründet, dass es in Studien dazu einen breiten Konsens gibt, dass dies bestenfalls in Nischenanwendungen kosteneffizient oder zweckmäßig wäre (vgl. u.a.: Rosenow (2024)). Für Wasserstoffmobilität gibt es zwar Förderprogramme, aber diese sind derzeit als lokale, integrierte Projekte geplant, in denen ein Wasserstoffnetzanschluss nicht erforderlich ist. Damit Wasserstoff in der Mobilität eine Größenordnung erreicht, die für die Finanzierung des Kernnetzes relevant ist, müsste sich die derzeit bestehende, bestenfalls schleppend und zumeist eher rückläufige Dynamik rasant umdrehen. Dafür gibt es derzeit wenig Anzeichen.

3.6 Wasserstoff-Speicher

Speicher werden im Wasserstoffnetz eine bedeutendere Rolle einnehmen müssen, als dies für Speicher im Erdgasnetz der Fall ist. Dies liegt vor allem an der deutlich volatileren Versorgung, die i. W. auf grünem Wasserstoff, und damit auf Strom aus erneuerbaren Energien basiert. Obwohl auch oberirdische Speicher wie Zylinder- , Kugel- oder Röhrenspeicher eine Rolle spielen können, ist die großskalige Nutzung von Kavernenspeichern unumgänglich: In praktisch allen Szenarien, in denen Wasserstoff eine bedeutende Rolle im Energiesystem einnimmt, ergeben sich erforderliche Speichervolumina und saisonale Profile, die nur in unterirdischen Speichern kosteneffizient bereitgestellt werden können

Speicher müssen wegen der Verknüpfung von zwei Aspekten in den Szenarien und Berechnung anders behandelt werden als die bisher diskutierten Anschlussnehmer.

1. **Ein ausreichender Speicherhochlauf zeichnet sich derzeit noch nicht ab.**

   Der bisher absehbare Speicherhochlauf und die Instrumente dafür sind weit davon entfernt, den Speicherausbau zu ermöglichen, der für eine tragfähige Auslastung des Kernnetzes erforderlich ist. Für kein Speicherprojekt von substanzieller Größe liegt derzeit eine finale Investitionsentscheidung vor. Die bisherigen Projekte und Initiativen – etwa das „HyCAVmobil"-Projekt in Rüdersdorf, befinden sich in der Forschungs-, Entwicklungs- oder Demonstrationsphase. Im Forschungsprojekt „H2CAST Etzel" sollen in den kommenden Monaten 90 t Wasserstoff eingespeichert werden. Das Projekt „RWE Epe-H2" ist in der ersten Ausbaustufe auf ein nutzbares Arbeitsgasvolumen von 38 Mio. m³ ausgelegt; die finale Investitionsentscheidung steht noch aus. Auch für den sich in der Planung recht weit vorangeschrittenen Standort Bad Lauchstädt gibt es aktuell noch keine öffentlich bekanntgegebene finale Investitionsentscheidung.

   Es bestehen derzeit neben der IPCEI-Förderung für bestimmte Projekte noch keine Förderinstrumente, die einen Speicherhochlauf systematisch anreizen würden. Die bestehenden Erdgasspeicher werden marktlich betrieben und erwirtschaften ihre Umsätze mit Einlagerungs- und Abrufgebühren, Kapazitätsgebühren, Marktwertarbitrage und Netzdienstleistungen. Solange sich noch kein Wasserstoffmarkt etabliert hat, lässt sich dieses Modell nicht auf Wasserstoff übertragen. Es ist daher kaum möglich, den Hochlauf der Wasserstoffspeicher aus der Vergangenheit zu extrapolieren oder ihn bottom-up aus Förderinstrumenten abzuleiten.

2. **Ein unzureichender Ausbau der Speicher bremst den Wasserstoffhochlauf insgesamt aus.**

   Sind die Speicherkapazitäten unzureichend dimensioniert, werden andere Kund:innen sich nicht an das Netz anschließen: Kraftwerke werden praktisch ausschließlich gespeicherten Wasserstoff nutzen, für die die meisten industriellen Verbraucher wird eine Versorgungssicherheit unabdingbar sein. Ein unterdimensionierter Speicherhochlauf hat immense Implikationen für den Wasserstoffhochlauf an sich. Die genauen Folgen eines solchen „Speicherausbau-Bottlenecks" lassen sich kaum quantifizieren. Klar ist, dass Kraftwerke, die grünen Wasserstoff einsetzen, praktisch immer auf Speicher angewiesen sind und ohne ausreichende Leistung (und Speichervolumen) nicht in Betrieb gehen können. In der Industrie würde dann Wasserstoff verstärkt in Anwendungen einge-

setzt, die mit häufigen Unterbrechungen der Versorgung umgehen können. Der Wasserstoffeinsatz würde sich auf Zeiten konzentrieren, in denen die Elektrolyse im Betrieb ist. Gerade in integrierten Projekten ist dafür aber kein Wasserstoffnetzanschluss erforderlich.

Es wird daher in den Szenarien ein für den Hochlauf optimaler bzw. erforderlicher Hochlauf postuliert und aus den anderen Entwicklungen in den Szenarien abgeleitet. Im Szenario *O45-Strom* ist dies nicht erforderlich, da die eingesetzte Modellkette den Speicherbedarf endogen berechnet. Für die anderen Szenarien, insbesondere also das Bezugsszenario, wird der Speicherausbau hinsichtlich der Leistung wie folgt berechnet:

Einspeicherleistung

Die Annahme ist hier, dass jedes Wasserstoffangebot, dass nicht von der als nahezu durchgängigen Industrienachfrage genutzt werden kann, im Bedarfsfall eingespeichert werden können muss. Ist dies nicht der Fall, müssten Elektrolyseure abgeregelt werden, weil die Produktion in einer Stunde nicht direkt in der Industrie genutzt werden kann. Dimensionierungsrelevant für die Einspeicherleistung sind also die Situationen, in denen in Deutschland und bei seinen Nachbarländern durch ein sehr gutes Dargebot an erneuerbarem Strom die Elektrolyseure mit (nahezu) voller Leistung produzieren.

Die erforderliche Einspeicherleistung kann daher vereinfacht angenommen werden als die Summe der gesamten Angebotsleistung (d.h. Elektrolyse und Importe), abzüglich der Leistung für Industrie, für die eine nahezu durchgängige Nachfrage angenommen wird.

Ausspeicherleistung

Hierzu wird angenommen, dass die Netzkund:innen aus Industrie und Stromerzeugung hohe Ansprüche an die Verfügbarkeit von Wasserstoff haben werden. Für Kraftwerke ist klar ersichtlich, dass für die gesamte Ausspeiseleistung für Kraftwerke entsprechende Ausspeicherleistungen vorhanden sein müssen.[1] Viele industrielle Nachfrager werden aber spätestens mittelfristig ähnliche Ansprüche an die Versorgungssicherheit haben wie bei Erdgas. Dimensionierungsrelevant für die Ausspeicherleistung ist also eine räumlich ausgedehnte Dunkelflaute, in der die Elektrolyseure nicht produzieren und Importe nicht zu Verfügung stehen, aber alle Wasserstoffkraftwerke voll eingesetzt werden und die Industrie weitestgehend versorgt werden soll.

Die erforderliche Ausspeicherleistung ergibt sich daher aus der Summer der gesamten Nachfrageleistung von Industrie und Kraftwerken, (abzüglich ggf. Leistung von Importen von blauem Wasserstoff, wozu eine Sensitivität betrachtet wurde). Dieser Wert wird mit einem Korrekturfaktor von 0,8 multipliziert. Dieser wurde aus den Ergebnissen der Langfristszenarien abgeleitet, da die Anwendung der Berechnungsformel ohne diesen Faktor zu einer höheren Ausspeicherleistung führt, als dies in den BWMK-Langfristszenarien berechnet wurde. Es muss nicht die volle Nachfrageleistung in jeder Stunde über Speicher gedeckt werden können, da Elektrolyse im internationalen Verbund womöglich eine gesicherte Leistung größer Null aufweisen, und eine gewisse Flexibilität der industriellen Nachfrage besteht.

Wendet man die vereinfachte Methode auf die Szenarien der BMKW-Langfristszenarien an, in denen der Speicherbedarf sehr detailliert mit einem stundenscharfen Abgleich von Angebot und Nachfrage unter Berücksichtigung der Speichervolumina und -stände erfolgt, ergibt sich eine gute Übereinstimmung.

Die Anwendung dieser Methode führt zu den in Abbildung 20 dargestellten Ergebnissen. Der Speicherbedarf unterscheidet sich in den Szenarien deutlich, dies wird in Kapitel 4 noch näher diskutiert. Im Wesentlichen hat das *Bezugsszenario* einen deutlich niedrigeren Bedarf an Ausspeicherleistung,

[1] Würde ein Kraftwerk Wasserstoff einsetzen, der ohne Speicherung direkt aus der Elektrolyse zum Kraftwerk transportiert würde, würde Strom mit sehr hohen Verlusten in Strom umgewandelt. Dazu sollte es nur in extremen Ausnahmenfällen durch starke Netzengpässe kommen.

weil Kraftwerke eine viel geringere Rolle spielen. Der Einspeicherbedarf ist in den späteren Jahren dagegen sogar höher als im Szenario *O45-Strom*, weil mehr Wasserstoff erzeugt und zwischengespeichert werden muss.

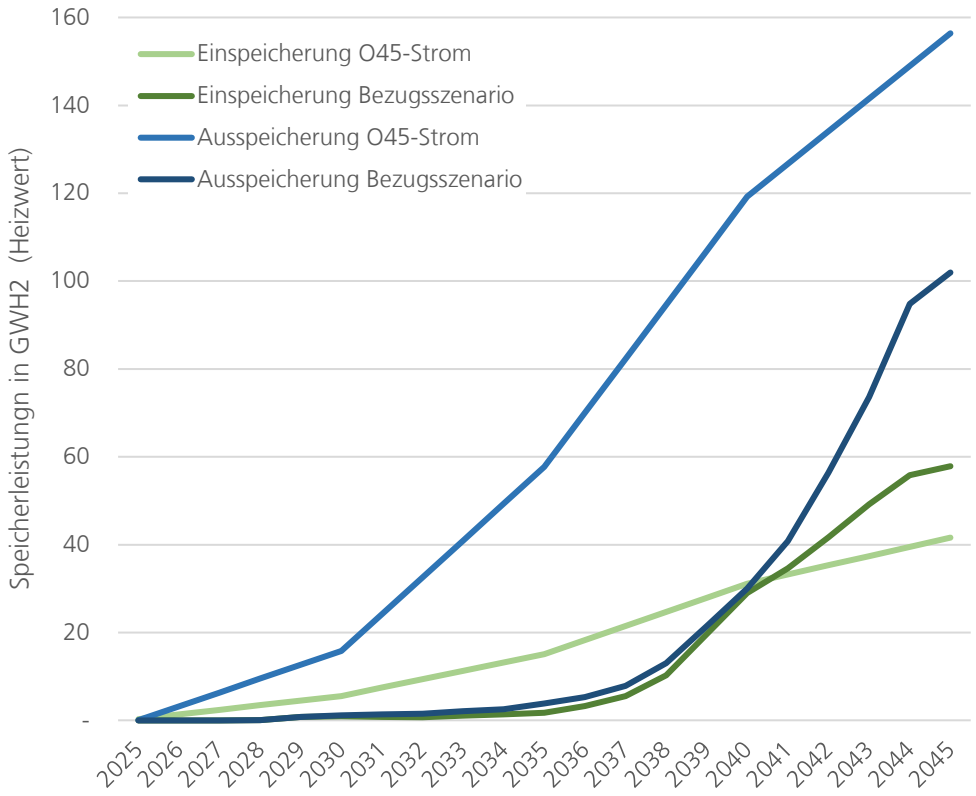


Abbildung 20: Ein- und Ausspeicherleistung in den Szenarien *O45-Strom* und *Bezugsszenario*

In der genehmigten Planung des Kernnetzes nehmen Speicher mit 8 GW Einspeisung und 7,8 GW Ausspeisung (jeweils bezogen auf den Brennwert) eine deutlich kleinere Rolle ein, als dies in den Szenarien dieses Gutachtens der Fall ist. Demgegenüber ist der Bedarf an Leistung für Grenzübergangspunkte in den Szenarien dieses Gutachtens deutlich geringer als in der Planung des Kernnetzes. Im Folgenden wird angenommen, dass der höhere Speicherbedarf des *Szenarios O45-Strom* und des *Bezugsszenarios* am Kernnetz ohne Veränderung der Topologie und zusätzliche Kosten angeschlossen werden kann. Dabei wird unterstellt, dass ein Teil der für Grenzübergangspunkte vorgesehenen Kapazität für Speicher ungenutzt werden kann. Das Potential für Speicherkavernen liegt im Wesentlichen in der nördlichen Hälfte Deutschlands und viele bestehende Speicherstandorte befinden sich – auch wegen der Umwidmungen von Erdgasleitungen– in der Nähe des Kernnetzes. Das Potential für Speicheranbindungen sollte im Netzentwicklungsplan überprüft werden, da der Bedarf in jedem Fall größer ausfallen wird als in der bisherigen Planung berücksichtigt.

Bei der Berechnung des Speicherbedarfs wird implizit unterstellt, dass das Netz keine substanzielle Speicherkapazität durch „Line pack" o.ä. aufweist. Dies ist eine Vereinfachung. Line pack könnte zumindest für kurze Fristen Speicherleistung bereitstellen, indem der Druck des Netzes durch Einspeisung erhöht wird und dann später durch Ausspeisung an Verbraucher oder geologische Speicher wieder reduziert wird. Untersuchungen zum Beitrag dieser Option laufen derzeit, das Speicherpotenzial des

Netzes lässt sich aber im Rahmen dieses Gutachtens nicht sachgemäß abschätzen. Es ist allerdings nicht klar, welche Auswirkungen sich für die Finanzierung des Netzes ergäben, wenn das Netz durch seine Speicherkapazität den Bedarf an externen Speichern reduzieren würde. Denn die Speicher sind zum einen auch netzentgeltzahlende Kund:innen, zum anderen reduzieren sie mit Ihren Buchungen aber zumindest in den späteren Jahren teilweise die Möglichkeiten, andere Ein- und Ausspeiser anzuschließen, weil sie selbst Entry- und Exit-Kapazitäten benötigen. Es wird daher von einem vernachlässigbaren Einfluss dieser Vereinfachung auf das Hochlaufentgelt ausgegangen.

4. Gesamtszenarien des Wasserstoffhochlaufs

4.1 Kombination und Abgleich der Szenarien in den Themengebieten zu Gesamtszenarien

In den nächsten Schritten werden die Szenarien der jeweiligen Anschlussnehmer:innen am Wasserstoff-Kernnetz kombiniert und ausgeglichen. Ein zentraler Schritt ist hierbei der mengenmäßige Abgleich zwischen Angebot und Nachfrage. Im Szenario O45-Strom ist diese Situation in allen Jahren gegeben, da das Modellinstrumentarium im Langfristszenarien-Projekt dies endogen sicherstellt. Im Bezugsszenario ist dieser Abgleich notwendig, da ein Wasserstoffangebot nur dann realisiert wird und Kunden Netzkapazitäten buchen, wenn für die angebotene Wasserstoffmenge eine ausreichende Nachfrage besteht. Ebenso wird sich eine Wasserstoffnachfrage nur dann realisieren lassen, wenn diese durch ein entsprechendes Angebot gedeckt werden kann.

Angebot und Nachfrage ergeben sich im Bezugsszenario aus den folgenden Szenarien in den einzelnen Themengebieten:

- Inländische Elektrolyse: Szenario *Optimistische Fortschreibung*, zwischen 2036 und 2040 Übergang auf das Szenario *O45-Strom*
- Leitungsgebundene Importe: Szenario *Optimistische Fortschreibung*
- Schiffsimporte: Szenario *Budget+*
- Industrie: Szenario *Budget+*, zwischen 2036 und 2040 Übergang auf Szenario *O45-Strom*
- Kraftwerke: Szenario *Kraftwerksstrategie*, zwischen 2041 und 2045 Übergang auf Szenario *O45-Strom*
- Speicher: Berechnung der erforderlichen Ein und Ausspeicherleistungen aus den Leistungsbedarfen der anderen Netzkund:innen.

Bei allen Leistungen und Energiebedarfen wird davon ausgegangen, dass diese am 1 Januar des jeweiligen Jahres installiert werden. Die Werte sind unterjährig konstant. Für jedes Jahr ergeben sich beim Abgleich von Angebot und Nachfrage drei mögliche Situation:

1. **Ausgeglichene Angebots- und Nachfragesituation**
   In diesem Fall sind Angebot und Nachfrage hinreichend genau im Gleichgewicht. Es sind keine Anpassungen der Werte erforderlich, und alle (potenziellen) Anschlussnehmer:innen können in vollem Umfang an das Wasserstoff-Kernnetz angeschlossen werden.
2. **Angebotsüberhang**
   Bei einem Angebotsüberhang wird angenommen, dass sich nur ein Teil des Angebots realisiert. Die angebotenen Energiemengen und Anschlussleistungen werden proportional auf das vorhandene Nachfrageniveau des jeweiligen Jahres reduziert. Besteht ein Angebotsüberhang von 20 %, werden entsprechend 20 % der inländischen Elektrolyse und Importe nicht genutzt und es mangelt insofern an Einspeisebuchungen im Netz. Es erfolgt also keine Priorisierung des Angebots, in welcher beispielsweise zuerst inländische Elektrolyse genutzt würde und Importe nur die verbleibende Nachfrage decken. Solange beide Angebote die gleichen Volllaststunden und das gleiche Buchungsverhalten aufweisen, ergeben sich für die Finanzierung und das erforderliche Entgelt keine Auswirkungen, selbst wenn der Markt priorisieren würde.
3. **Nachfrageüberhang**
   Bei einem Nachfrageüberhang wären zwei unterschiedliche Ansätze denkbar:
   - Die Nachfrage könnte auf das verfügbare Wasserstoffangebot reduziert werden. Anlagen werden keine Netzbuchungen vornehmen, wenn sie die für ihre Anwendungen erforderlichen Wasserstoffmengen nicht beschaffen können.

- Alternativ könnte angenommen werden, dass die zusätzliche Nachfrage zumindest teilweise ein entsprechendes Angebot generiert. Der Gedanke hinter diesem Vorgehen wäre, dass, bei ausreichender nachfrageseitiger Förderung, die hohe Zahlungsbereitschaft zusätzliche Erzeugung anreizt. Hier würde sich allerdings zumindest in den ersten Jahren die Frage stellen, ob die Diffusion dann schneller verlaufen könnte als bei vergleichbaren Technologien.

Für das *Bezugsszenario* musste dies allerdings nur für das Jahr 2029 festgelegt werden, da nur in diesem Jahr ein Nachfrageüberhang stattfindet. In diesem Fall wurde die Industrienachfrage aus den oben genannten Gründen an den Hochlauf des Angebots angepasst. Der spätere Nachfrageüberhang findet erst in Jahren mit voll ausgelastetem Netz statt, und ist daher für die Berechnung des Hochlaufentgelts nicht mehr relevant.

Im *Bezugsszenario* müssen Anpassungen durchgeführt werden, da es – teilweise deutliche – Unterschiede in den nachgefragten und angebotenen Wasserstoffmengen gibt. Die Ausgangssituation, die sich aus dem Aufsummieren der Wasserstoffangebote und -nachfragen in den Bezugsszenarien in Kapitel 3 ergibt, sind in den Abbildung 21 für die Jahre bis 2030 dargestellt, in Abbildung 22 für die Jahre ab 2030. Hier zeigt sich, dass bis zum Jahr 2030 das Angebot zwar ausreichen kann, um die Nachfrage zu decken, teilweise allerdings eher knapp. In den Jahren danach gibt es bis zum Jahr 2042 immer einen deutlichen Angebotsüberhang. Dieser ergibt sich in der Realität keineswegs von selbst, und sollte nicht als gegeben angesehen werden. Der Vergleich besagt eher, dass – wenn geeignete Maßnahmen ergriffen werden, ein ausreichendes Angebot geschaffen werden könnte, um die Nachfragen zu decken. Wie weit der Weg bis zu einem derart schnell wachsenden Angebot ist, zeigt u.a. der Vergleich mit dem *FID-Szenario* in Kapitel 3. Der Nachfrageüberhang in den Jahren 2044 und 2045 ist für die weiteren Analysen nicht mehr relevant, da das Kernnetz in allen betrachteten Szenarien bereits vorher voll ausgelastet ist.

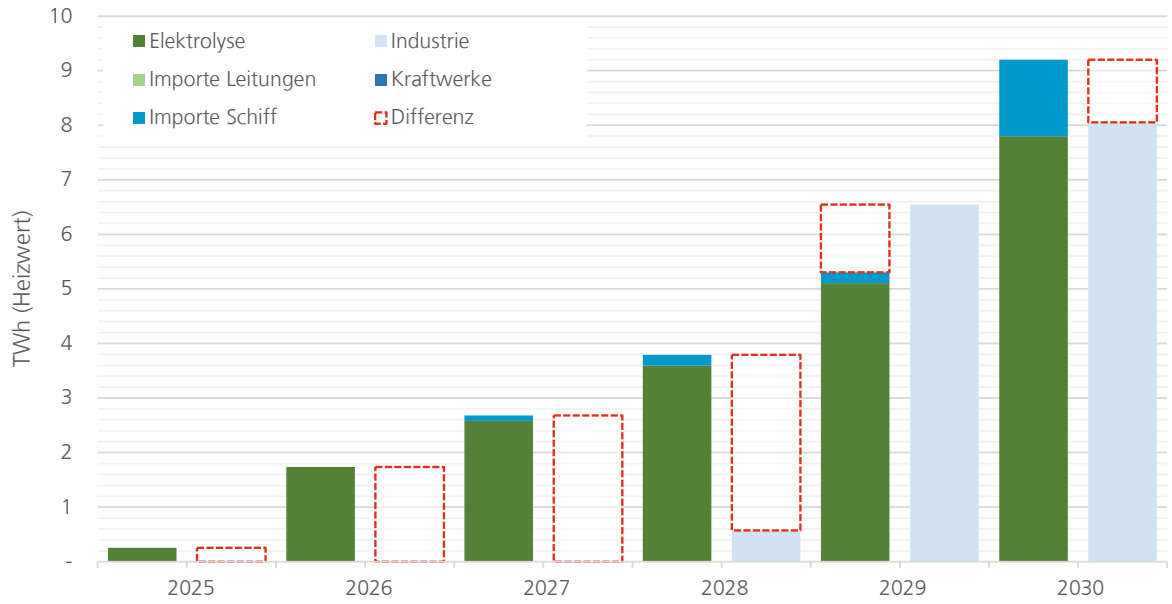


Abbildung 21: Wasserstoffangebot – und Nachfrage vor den Anpassungen zur Bildung der Gesamtszenarien. Dargestellt sind die Jahre bis einschließlich 2030.

00

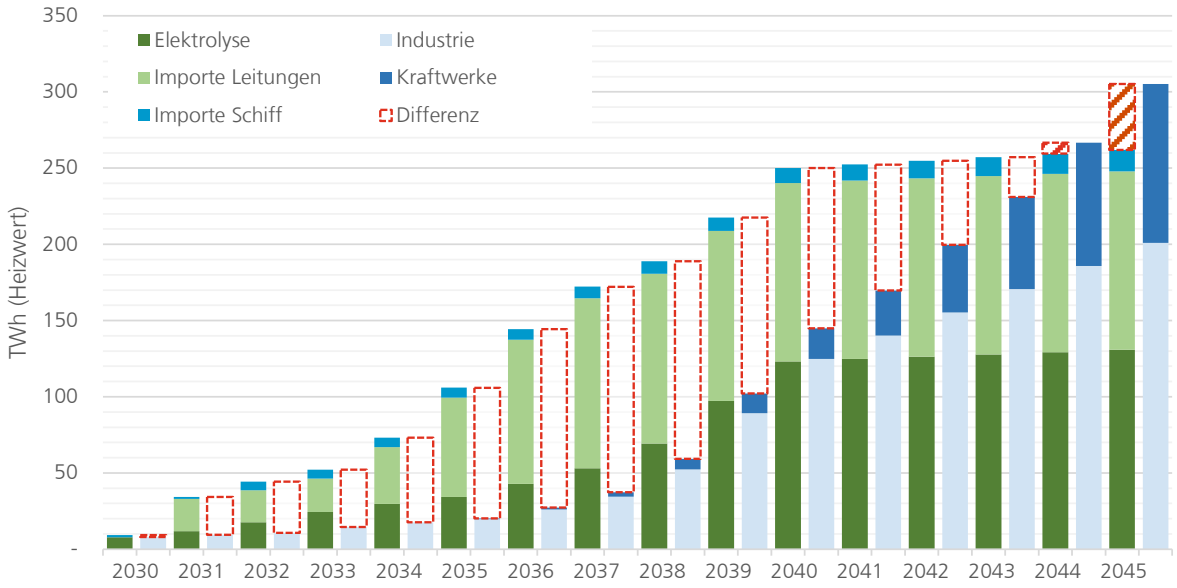


Abbildung 22: Wasserstoffangebot – und Nachfrage vor den Anpassungen zur Bildung der Gesamtszenarien.
Hier dargestellt die Jahre ab 2030. Der schraffiert markierte Nachfrageüberhang in den Jahren 2044 und 2045 ist für die weiteren Analysen nicht mehr relevant.

4.2 Abgleich mit der Kapazität des Wasserstoff-Kernnetzes

Im finalen Schritt der Erstellung der Eingangsdaten in das Berechnungstool erfolgt der Abgleich mit der Einspeise- und Ausspeisekapazität des Wasserstoff-Kernnetzes. Die von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) berechneten Maximalwerte wurden zunächst pauschal um eine Sicherheitsmarge von 15 % reduziert. Diese berücksichtigt insbesondere mögliche Abweichungen von der ursprünglichen Kernnetzplanung, beispielsweise durch abweichende Standorte, die dazu führen könnten, dass die volle Einspeise- und Ausspeisekapazität nicht realisiert werden kann. Hierbei geht es u.a. darum, dass die hier betrachteten Hochlaufszenarien teilweise sehr deutlich von der ursprünglichen Planungsgrundlage des Netzes abweichen. Zusätzliche oder abweichende Industriestandorte, zusätzliche Speicher in erheblichem Umfang etc. können dazu führen, dass die maximalen Ein- und Ausspeiseleistungen, die sich ergäben, wenn der Hochlauf entsprechend der Kernnetz-Planungsgrundlage verliefe, nicht vollständig erreicht werden können.

Der Wasserstoffhochlauf erfolgt so lange, bis die Entry- oder Exit-Kapazität des Netzes erreicht ist. Wird die volle Kapazität des Netzes in einem Jahr überschritten, wird derjenige Anteil des Hochlaufs noch an das Kernnetz angeschlossen, der mit der Kapazität kompatibel ist. Der spätere Hochlauf in den Ausgangsszenarien hat keinen Effekt mehr auf die in den Berechnungsszenarien berücksichtigten Anschlussnehmer:innen des Wasserstoff-Kernnetzes. .

4.3 Die resultierenden Hochlaufszenarien

Hinweis: Da das Hochlaufentgelt in €/(kWh/h)/a bezogen auf den Brennwert ist, sind in allen folgenden Kapiteln alle Angaben zu Energie und Leistung immer auf den Brennwert bezogen. Abweichungen davon sind ausdrücklich als solche gekennzeichnet.

4.3.1 Das *FID-Szenario*

Für das FID-Szenario ist eine Integration der Daten zu einem Szenario zur Netzentgeltberechnung kaum erkenntnisbringend. Der Hochlauf ist im Vergleich zu Dimensionierung des Kernnetzes so gering, dass sich eine inakzeptable Netzauslastung ergibt, welche Hochlaufentgelte im dreistelligen €/(kWh/h)/a Bereich erfordern würde. Die wesentliche Erkenntnis aus der Betrachtung ist, dass der derzeit als einigermaßen sicher anzusehende Hochlauf bei Weitem nicht ausreicht, um das Wasserstoff-Kernnetz zu finanzieren.

4.3.2 Das Szenario *O45-Strom*

Der in Abbildung 23 dargestellte Hochlauf ist durch ein frühes und fast lineares Ansteigen der angeschlossenen Leistung gekennzeichnet. Hierbei muss noch einmal gesagt werden, dass die Entwicklungen zwischen den Stützjahren 2025, 2030, usw. die Werte linear interpoliert werden. Es also nicht die Aussage der BMWK-Langfristszenarien ist, dass im Jahr 2027 über 20 GW Ein- und Ausspeiser am Netz angeschlossen sind oder angeschlossen sein sollen. In dem Szenario sind allerdings im Jahr 2030 bereits 56,5 GW am Netz, so dass irgendwann in der Zeit bis dahin ein sehr steiler Hochlauf erfolgen muss. Daneben finde eine gewisse Wasserstoffnutzung in intergierten Projekten statt, bei denen zumindest nicht alle Komponenten voll ans Kernnetz angeschlossen sind.

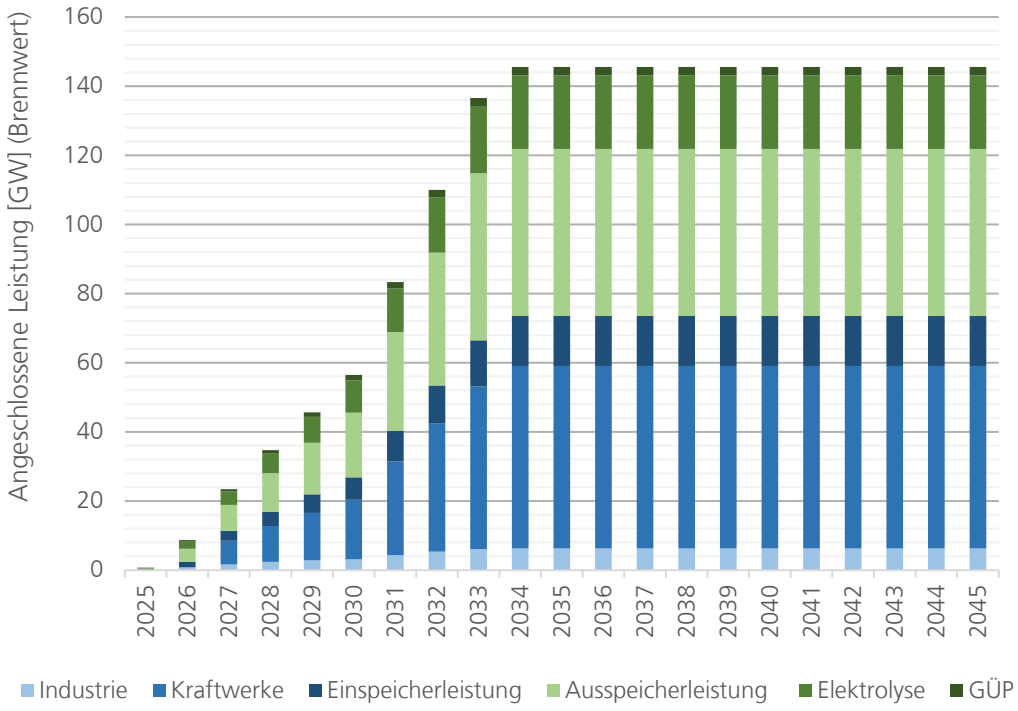


Abbildung 23: Hochlauf der angeschlossenen Leistung im Szenario *O45-Strom*

Im Jahr 2032, dem Jahr, für welches die Auslegung des Kernnetzes erfolgt ist, sind in diesem Szenario bereits 110 GW installiert. Zwei Jahre später, im Jahr 2034, erreicht das Netz seine volle Auslastung. Ab diesem Zeitpunkt gibt es auf der Seite der Ein- und Ausspeisungen bis 2055 keine Veränderungen.

Die am Netz angeschlossene Leistung verbleibt bei konstant 145,6 GW. Die Anschlussleistung verteilt sich wie folgt auf die verschiedenen Bereiche:

- Industrie: 6,3 GW
- Kraftwerke: 52,8 GW
- Elektrolyse: 21,3 GW
- GÜP: 2,4 GW
- Einspeicherleistung: 14,4 GW
- Ausspeicherleistung: 48,3 GW

Trotz der hohen angeschlossenen Leistung speist das Netz in diesem Szenario nur 73,7 TWh Wasserstoff aus, bzw. 62,5 TWh bezogen auf den Heizwert. Dies ergibt sich durch den hohen Anteil an Wasserstoffturbinen, die in diesem Szenario weniger als 400 Stunden im Jahr laufen. Die Kraftwerke beziehen mit ca. 19 TWh nur ein Viertel des an Endkund:innen gelieferten Wasserstoffs, belegen dafür aber 77 % der Exit-Leistung für Endkund:innen.

4.3.3 Das *Bezugsszenario*

Den Hochlauf der angeschlossenen Netzkund:innen findet gegenüber dem Szenario O45-Strom deutlich später statt. Dies gilt für die Industrie, in besonderem Maße aber für Kraftwerke, wo nach der Kraftwerksstrategie die Umstellung der Kraftwerke erst ab 2035 beginnt. Im Jahr 2032 werden nur 6 % der Entry-Kapazität und 4 % Exit-Kapazität genutzt. Selbst im Jahr 2038, also nach dem bisher gesetzlich vorgegeben Abschluss des Kernnetz-Ausbaus, wird weniger als die Hälfte der Entry- und Exit-Kapazität genutzt. Die volle Ausbuchung der Kapazität des Wasserstoff-Kernnetzes wird somit erst im Jahr 2040 erreicht.

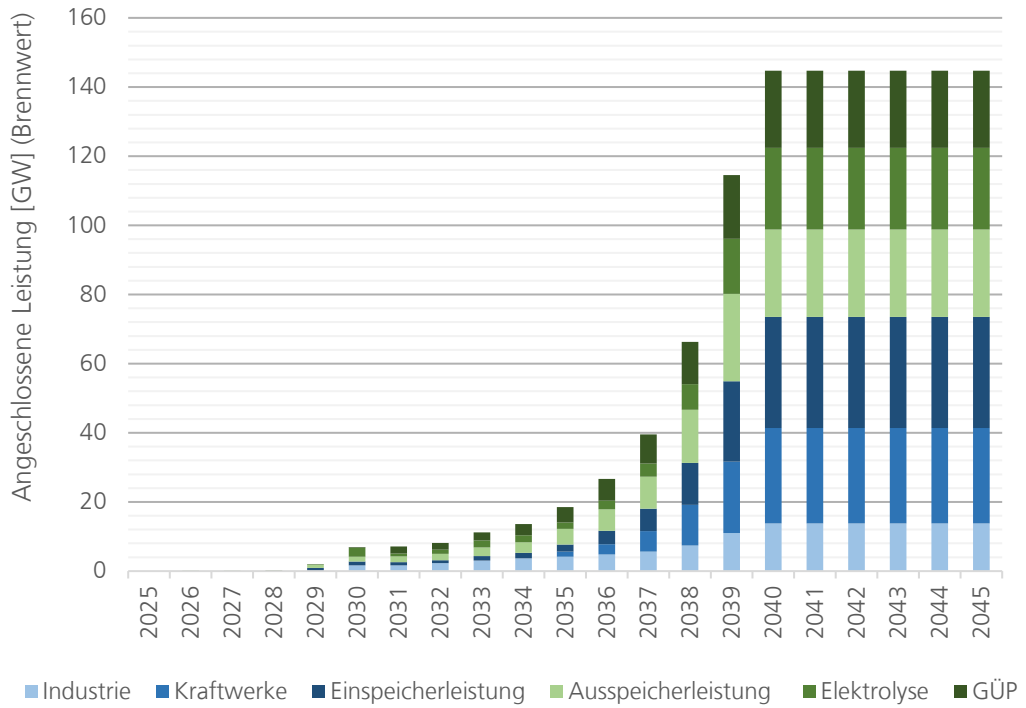


Abbildung 24: Hochlauf der angeschlossenen Leistung im *Bezugsszenario*

Ab dem Jahr 2040 sind dann konstant 144,8 GW Ein- und Ausspeiseleistung an das Kernnetz angeschlossen. Die Anschlussleistung verteilt sich wie folgt auf die verschiedenen Bereiche:

- Industrie: 13,8 GW
- Kraftwerke: 27,7 GW
- Elektrolyse: 23,6 GW
- GÜP: 22,3 GW
- Einspeicherleistung: 32,1 GW
- Ausspeicherleistung: 25,4 GW

Die angeschlossene Leistung der Kraftwerke ist gegenüber dem Szenario O45-Strom aufgrund der späteren Umstellungsmaßnahmen bei den Kraftwerken um 25 GW reduziert. Dafür sind 7 GW zusätzliche Industriekund:innen angeschlossen. Das Szenario unterscheidet sich aber auch in den weiteren angeschlossenen Leistungen deutlich: Wegen der geringeren Kraftwerksleistung werden 23 GW weniger an Ausspeicherleistungen benötigt, gleichzeitig steigt der Bedarf an Einspeicherleistung um 18 GW, weil der Wasserstoffbedarf insgesamt deutlich steigt. Die Gesamtausspeisung liegt im *Bezugsszenario* bei 136 TWh, im Szenario *O45-Strom* bei nur 62 TWh. Kraftwerke beziehen im *Bezugsszenario* mit ca.19 TWh nur 14 % des an Endkund:innen gelieferten Wasserstoffs, belegen dafür aber immer noch zwei Drittel der Exit-Leistung für Endkund:innen. In Summe resultiert aus dem geringeren genutzten Anteil der Kraftwerke an der Netzkapazität ein positiver Effekt auf die Auslastung des Netzes.

5. Berechnete Hochlaufentgelte und Kernergebnisse zur Finanzierung

5.1 Szenario *O45-Strom*

Für die in den vorherigen Abschnitten diskutieren Hochlaufszenarien werden mithilfe eines Berechnungstools die erforderlichen Hochlaufentgelte bestimmt. Im Ausgangsfall wird zunächst davon ausgegangen, dass alle Kund:innen eine durchgängige jährliche Kapazitätsbuchung nutzen. Dies bedeutet, dass alle Kund:innen für das gesamte Jahr Buchungen in Höhe ihres vollen Leistungsbedarfs vornehmen. Die Summe der Netzentgeltzahlungen ergibt sich in diesem Fall simpel aus der angeschlossenen Leistung multipliziert mit dem Hochlaufentgelt. In Abschnitt 5.3 wird diese Annahme variiert.

Das erforderliche gedeckelte (reale) Hochlaufentgelt liegt in diesem Szenario bei 13,4 €$_{2025}$/(kWh/h)/a. Nominal steigt es durch die Anpassung an eine Inflation von 2 % auf 24,3 €/(kWh/h)/a im Jahr 2055. In Abbildung 25 sind der reale und nominale Verlauf des Hochlaufentgelts dargestellt, sowie zum Vergleich der Verlauf eines hypothetischen, kostendeckenden Netzentgeltes ohne Amortisationskonto.

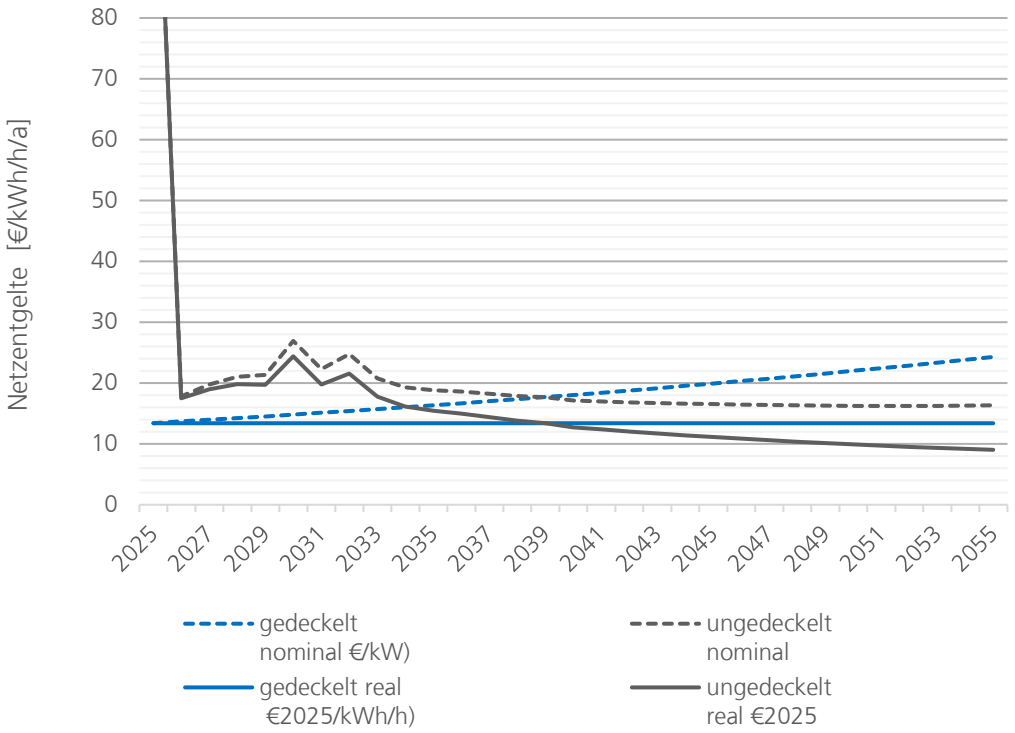


Abbildung 25: Entwicklung des gedeckelten Hochlaufentgelts im Szenario *O45-Strom*. Zum Vergleich der Verlauf eines hypothetischen, ungedeckelten Netzentgeltes.

Die Differenz aus den genehmigten Kosen der Netzbetreiber und den (in den ersten Jahren deutlich niedrigeren) Erlösen aus den Netzentgelten bildet eine Verpflichtung auf dem Amortisationskonto. Die Entwicklung ist in Abbildung 26 dargestellt. Das AMK erreicht im Jahr 2041 seinen Höchststand von 7,2 Mrd. € (nominal). Zum Ende des Jahres 2055 ist das Konto entsprechend den gesetzlichen Vorgaben ausgeglichen.

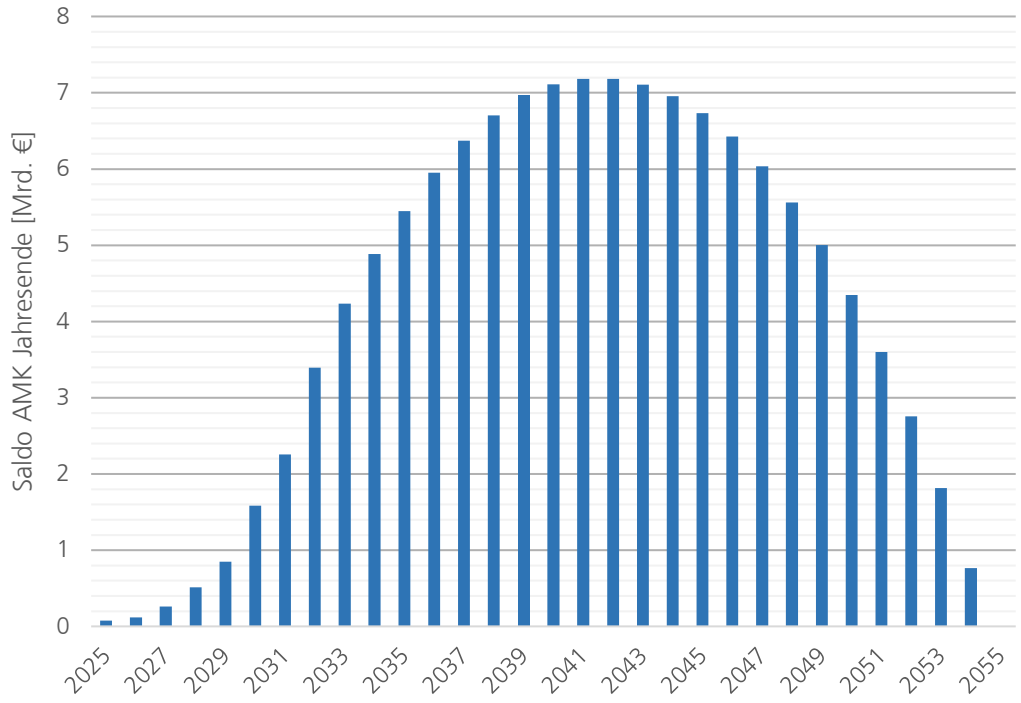


Abbildung 26: Entwicklung des Saldos des Amortisationskontos im Szenario *O45-Strom.*

Die jährlichen Erlöse aus Netzentgeltzahlungen steigen mit dem Anschluss zusätzlicher Kund:innen. Der diesbezügliche Verlauf ist in Abbildung 27 dargestellt. Ab dem Zeitpunkt, an dem die volle Leistungsfähigkeit des Wasserstoff-Kernnetzes durch Buchungen genutzt wird, ist die jährliche Summe der Entgeltzahlungen real konstant. In diesem Szenario beträgt die Summe der Netzentgelte ab dem Jahr 2034 entsprechend 1,95 Mrd. $€_{2025}$/a.

Die Verteilung dieser Zahlungen auf die Kundengruppen ist in Abbildung 28 dargestellt. Es zeigt sich, dass Kraftwerke in Summe deutlich mehr zur Kostentragung beitragen als die Industrie, denn sie nutzen auch ein Vielfaches der Ausspeiseleistung. Zu beachten ist außerdem, dass in diesem Szenario durch die – im Vergleich zum Bezugsszenario – höhere Kraftwerksleistung deutlich mehr Ausspeicherleistung als Einspeicherleistung erforderlich ist. Geht man davon aus, dass die Netzentgelte für Elektrolyseure, GÜP und Speicher gleichmäßig über die Produkte und Dienstleistungen an die Endkunden weitergegeben werden, kann die Bedeutung der beiden Endkundensegmente abgeschätzt werden. Legt man die Netzentgeltzahlungen dieser Vorkette auf den genutzten Wasserstoff um, tragen Wasserstoffkraftwerke 51 % der Kosten des Netzes, die Industrie hingegen 49 %.

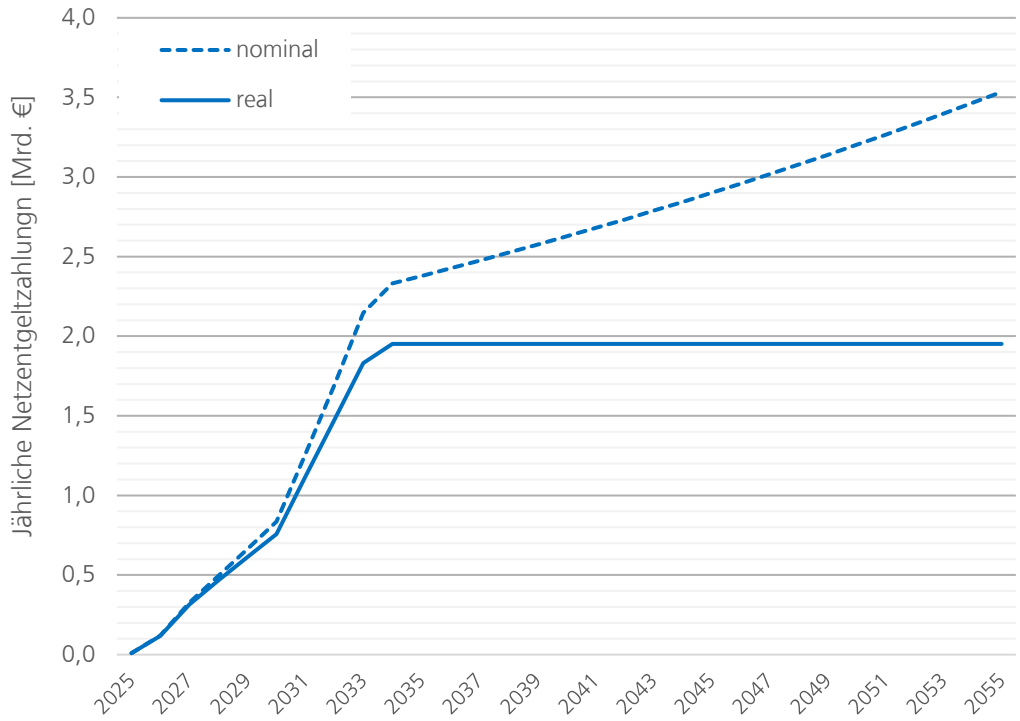


Abbildung 27: Entwicklung der jährlichen Zahlungen aller Netzkund:innen durch Netzentgelte im Szenario *O45-Strom*. Realwerte beziehen sich auf €$_{2025}$.

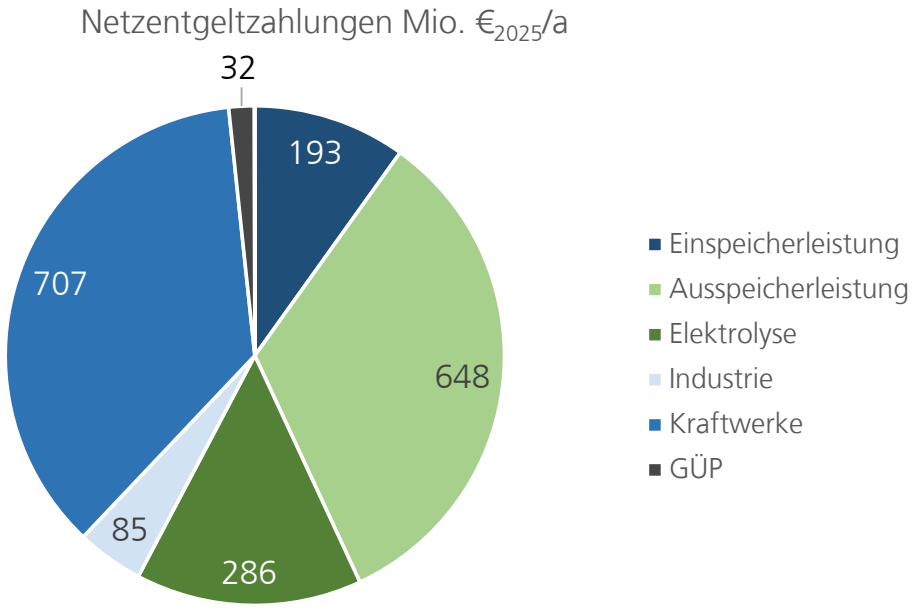


Abbildung 28: Verteilung der Netzentgeltzahlungen auf die Kund:innengruppen im Szenario *O45-Strom*. Die Zahlungen sind in Realwerten konstant ab dem Jahr der maximalen Nutzung der Anschlussleistung, in diesem Szenario also ab dem Jahr 2034, bis zum Jahr 2055.

5.2 Bezugsszenario

Auch in diesem Fall wird zunächst davon ausgegangen, dass alle Kund:innen eine durchgängige jährliche Kapazitätsbuchung nutzen. Das erforderliche gedeckelte (reale) Hochlaufentgelt liegt in diesem Szenario bei 20,3 €$_{2025}$/(kWh/h)/a. Nominal steigt es durch die Anpassung an eine Inflation von 2 % bis zum Jahr 2055 auf 36,8 €/(kWh/h)/a. In Abbildung 29 sind der reale und nominale Verlauf des Hochlaufentgelts dargestellt, sowie zum Vergleich der Verlauf eines hypothetischen, kostendeckenden Netzentgeltes ohne Amortisationskonto. Das Hochlaufentgelt fällt in diesem Fall um 6,9 €$_{2025}$/(kWh/h)/a höher aus als im Szenario *O45-Strom*, was einer Erhöhung um 51 % entspricht.

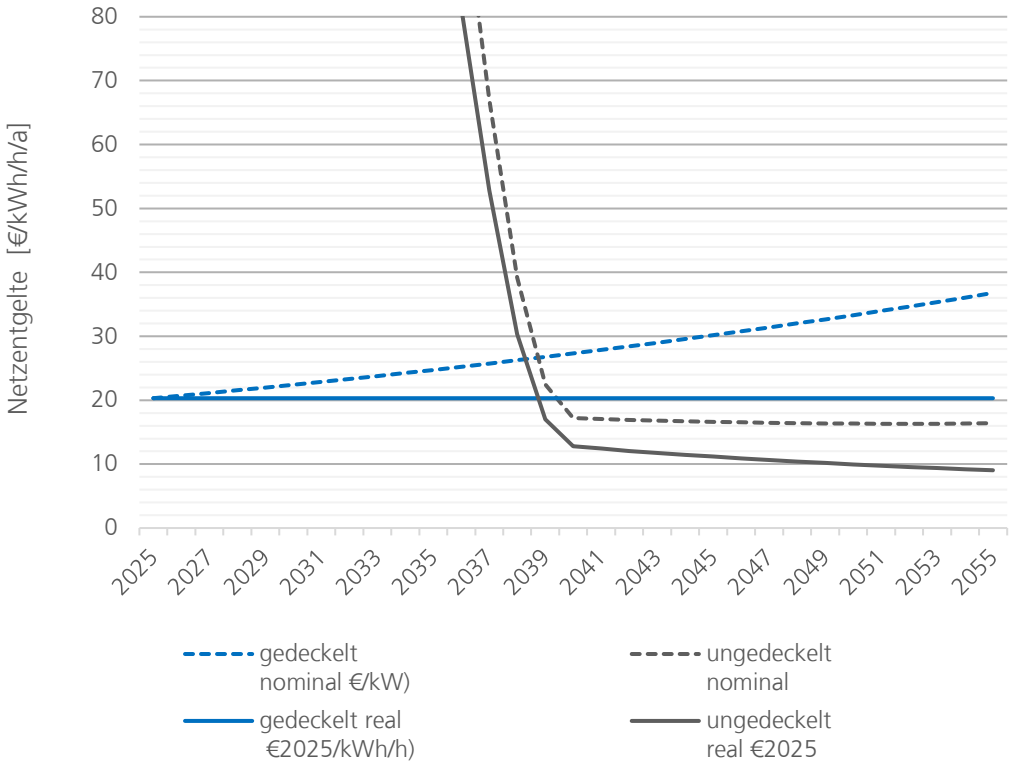


Abbildung 29: Entwicklung des gedeckelten Hochlaufentgelts im *Bezugsszenario*. Zum Vergleich der Verlauf eines hypothetischen, ungedeckelten Netzentgeltes.

Die Entwicklung des Saldos des AMK ist in Abbildung 30 dargestellt. Das AMK erreicht im Jahr 2039 seinen Höchststand von 25,1 Mrd. € (nominal). Der Zenit wird damit im *Bezugsszenario* zwei Jahre früher erreicht als im Szenario *O45-Strom*. Zum Ende des Jahres 2055 ist das Konto entsprechend den gesetzlichen Vorgaben ausgeglichen.

Die jährlichen Gesamtzahlungen steigen mit dem Anschluss zusätzlicher Kund:innen. Der diesbezügliche Verlauf ist in Abbildung 31 dargestellt. Ab dem Zeitpunkt, an dem die volle Leistungsfähigkeit des Wasserstoff-Kernnetzes durch Buchungen von Netzkunden erreicht ist, ist die jährliche Summe der Entgeltzahlungen real konstant. In diesem Szenario beträgt die Summe der Netzentgelte ab dem Jahr 2040 entsprechend 2,9 Mrd. €$_{2025}$/a. Die jährlichen Zahlungen fallen damit um ca. 1 Mrd. €$_{2025}$/a höher aus als im Szenario *O45-Strom*, was einer Erhöhung um über 50% entspricht. Dies ist insofern zu beachten, als dass es einen Eindruck vom Kosteneffekt eines verspäteten Hochlaufs gibt. In beiden Szenarien sind ab einem bestimmten Zeitpunkt ähnliche Leistungen an das Netz angeschlossen und zahlen Netzentgelte. Allein dass dieser Zeitpunkt um sechs Jahre auseinanderliegt, erhöht die jährlichen Kosten um über 50 %.

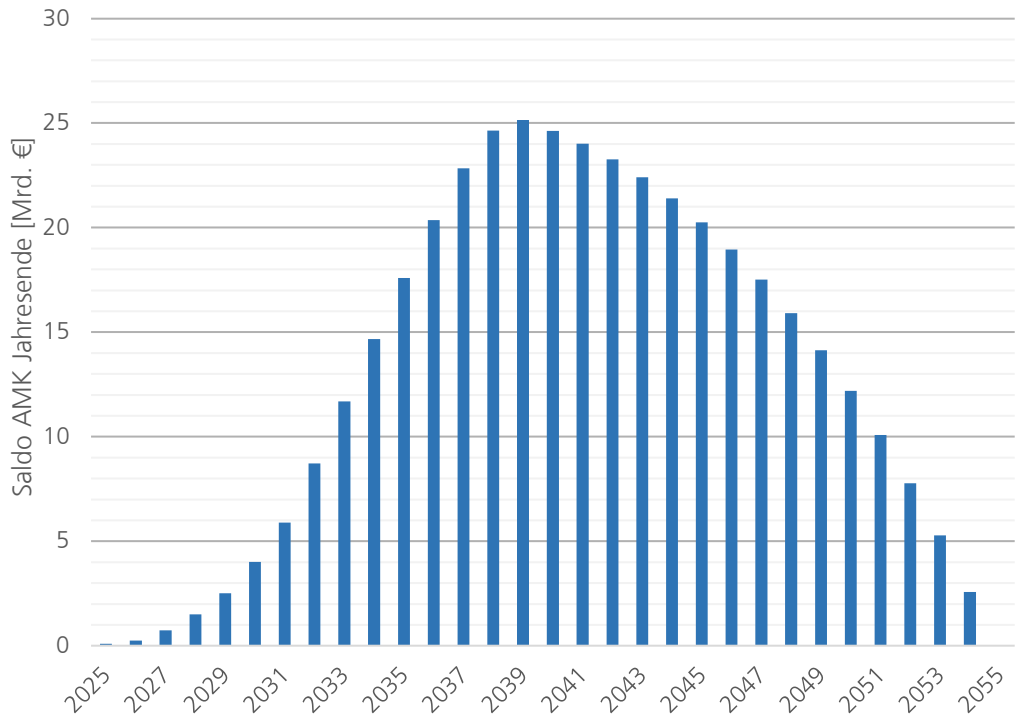


Abbildung 30: Entwicklung des Saldos des Amortisationskontos im *Bezugsszenario.*

Die Verteilung dieser Zahlungen auf die Kundegruppen ist in Abbildung 32 dargestellt. Hier zeigen sich deutliche Unterschiede zum Szenario O45-Strom. Importe über Leitungen oder Terminals, hier unter „GÜP" zusammengefasst, tragen einen höheren Teil der Kosten als im BMWK-Langfristszenario, in welchem Importe mittelfristig eine geringere Rolle spielen. Zwar tragen auch hier Kraftwerke in Summe mehr zur Kostentragung bei als die Industrie, der Unterschied fällt aber geringer aus. Die gegenüber dem Szenario *O45-Strom* deutlich geringere Kraftwerksleistung mindert dabei auch den Bedarf an Ausspeicherleistung; in diesem Szenario übersteigt der Bedarf an Einspeicherleistung, der für die insgesamte höhere zu erzeugende Wasserstoffmenge erforderlich ist, daher den Bedarf an Ausspeicherleistung (siehe dazu auch die Abschnitte 4.3.2 und 4.3.3). Geht man auch hier wieder davon aus, dass die Netzentgelte für Elektrolyseure, GÜP und Speicher gleichmäßig über die Produkte und Dienstleistungen weitergeben werden, tragen Wasserstoffkraftwerke 29 % der Kosten des Netzes, die Industrie hingegen 71 %. Der wesentliche Grund für die Verschiebung ist, dass Kraftwerke durch ihren späten Hochlauf in dem Szenario eine geringe Rolle spielen. Im Bezugsszenario buchen ab 2040 Kraftwerke eine Exit-Leistung von 27,6 GW, im Szenario O45-Strom beträgt der Wert 52,8 GW. Durch den späten Hochlauf der Kraftwerke wird das Wasserstoff-Kernnetz im Bezugsszenario anteilig stärker zur Versorgung der Industrie genutzt.

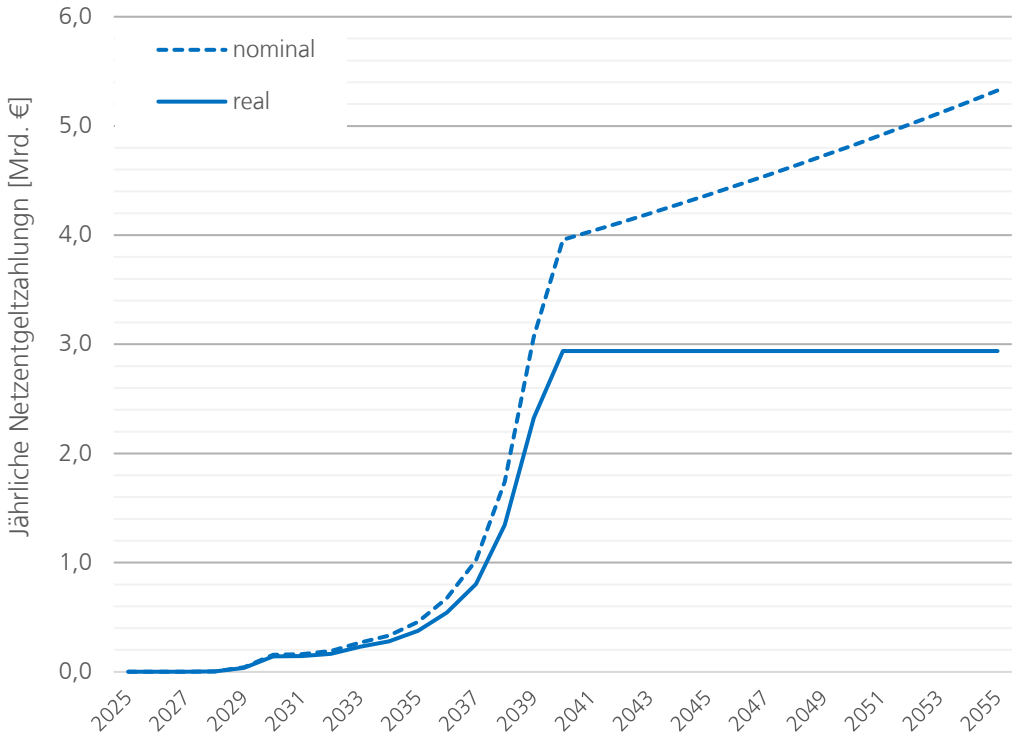


Abbildung 31: Entwicklung der jährlichen Zahlungen aller Netzkund:innen durch Netzentgelte im *Bezugsszenario*. Realwerte beziehen sich auf €$_{2025}$.

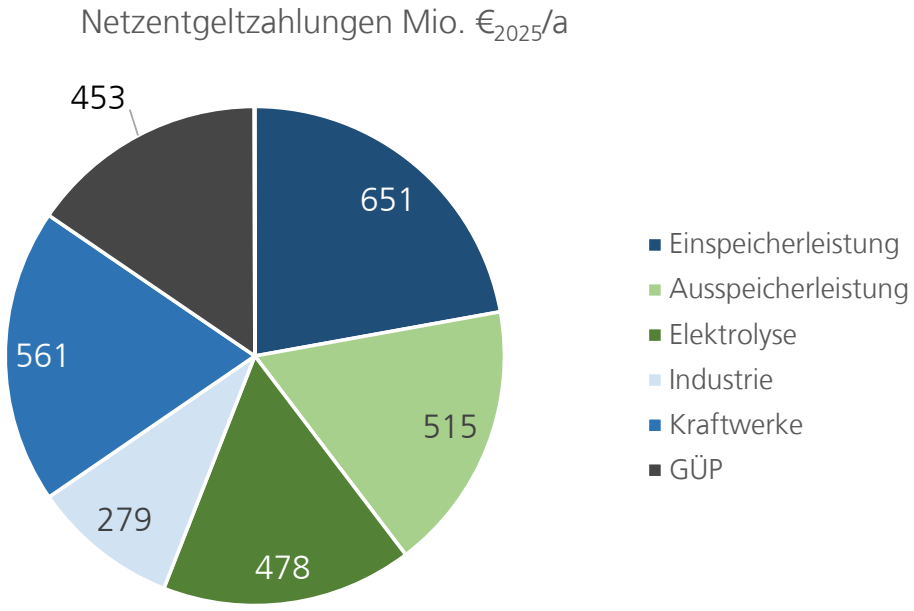


Abbildung 32: Verteilung der Netzentgeltzahlungen auf die Kund:innengruppen im *Bezugsszenario*. Die Zahlungen sind in Realwerten konstant ab dem Jahr der maximalen Nutzung der Anschlussleistung, in diesem Szenario also ab dem Jahr 2040, bis zum Jahr 2055.

5.3 Szenarien mit unterschiedlichen Beitragsfaktoren

Ausgangspunkt für die bisher betrachteten Szenarien ist eine durchgängige jährliche Kapazitätsbuchung. In diesem Fall zahlen alle Netzkund:innen das Netzentgelt für eine durchgängige Buchung in Höhe ihres maximalen Leistungsbedarfs. Unterschiedliche Faktoren können dazu führen, dass dies nicht voll gegeben ist.

1. **Strukturelle Buchungsleerstände**, in denen nicht die volle physische Anschlussleistung auch durchgängig gebucht wird. Die benötigte Jahreshöchstleistung kann von Jahr zu Jahr variieren und muss auch nicht identisch sein mit der Anschlussleistung ans Netz. Es wird eine ganzjährige, niedrigere Jahresbuchung vorgenommen.
2. Auch die Zulassung **unterjähriger Buchungen** führt zu Abweichungen, da in dieses der Netzanschluss nur für bestimmte Zeiträume gebucht und bezahlt wird. Das Einsatzprofil einiger Wasserstoffkraftwerke würde bspw. eine Buchung nur für die Wintermonate zulassen. Andere Kund:innen könnten eine bestimmte Leistung durchgängig für das ganze Jahr buchen und sich für bestimmte Tage zusätzliche Leistung beschaffen. Die spezifischen Entgelte für nichtdurchgängige Produkte können durch sog. Multiplikatoren höher ausfallen. Die Höhe der Multiplikatoren ist variabel und muss nicht dazu führen, dass auf ein Jahr betrachtet die unterjährige Buchung eine genauso hohe Zahlung ergibt, wie die äquivalente durchgängige Buchung. Beispiel: Im Falle einer Buchung für die Hälfte des Jahres, die mit einem Multiplikator von 1,6 versehen ist, erfolgen Zahlungen in Höhe 80 % (0,5 x 1,6 = 0,8) einer durchgängigen Buchung. Die genaue Ausgestaltung der unterjährigen Produkte und der Multiplikatoren ist derzeit noch nicht festgelegt.
3. Auch **Netzentgeltrabatte** würden dazu führen, dass Kund:innen geringere Netzentgelte zahlen.

Relevant für die Finanzierung des Netzes und damit die Festlegung des Hochlaufentgelts sind die „Beitragsfaktoren", die sich durch die individuelle Buchung ergeben: Die nachfolgende Vereinfachung beschreibt, welchen Anteil der Zahlung im Vergleich zur durchgängigen jährlichen Kapazitätsbuchung eine Kundegruppe beiträgt. Als vereinfachte Näherung werden folgende Fälle betrachtet:

- Beitragsfaktor 100% für alle Kund:innen (d.h. volle jährliche Kapazitätsbuchung in Höhe der Anschlussleistung)
- Beitragsfaktor 90% für alle Kund:innen (durch strukturellen Buchungs-Leerstand)
- Beitragsfaktor 70% für Speicher und Kraftwerke (durch strukturellen Buchungsleerstand und unterjährige Buchungsprodukte und ggf. Rabatte), 90% für alle anderen Kund:innen (durch strukturellen Buchungsleerstand)

Die Variationen der Beitragsfaktoren werden nur für das Bezugsszenario ausgeführt. Auswirkungen auf zentrale Ergebnisse sind in Tabelle 2 zusammengefasst, die Ergebnisgrafiken aller Szenarien sind dem Anhang zu entnehmen.

Das erforderliche Hochlaufentgelt für das Szenario O45-Strom liegt bei 13,4 EUR_{2025}/(kWh/h)/a. In Varianten des *Bezugsszenario*s ist ein Hochlaufentgelt zwischen 20,3 und 25,9 EUR/(kWh/h)/a erforderlich.

Tabelle 2: **Kernergebnisse der Variationen der Beitragsfaktoren.** Weitere Ergebnisse sind in der Tabelle in Abschnitt 0 dargestellt und werden dort diskutiert.

		O45-Strom	Bezugsszenario		
Beitragsfaktoren		100%	100%	90%	70-90%
Hochlaufentgelt	**€$_{2025}$/(kWh/h)/a**	**13,4**	**20,3**	**22,5**	**25,9**
Nominales Entgelt 2055	€/((kWh/h)/a)/a	24,3	36,8	40,8	46,9
Volle Netzauslastung in	-	2034	2040	2040	2040
Maximalstand AMK	Mio. € nominal.	7.184	25.112	25.134	25.005
∑ Zahlungen bis 2055	Mio. €$_{2025}$	49.632	53.424	53.293	53.416
Zahlungen im vollen Netz	Mio. €$_{2025}$/a	1.951	2.939	2.932	2.935
Ausspeisung	TWh (Brennwert)	62	136	136	136

5.4 Szenarien mit zusätzlichen Verzögerungen im Wasserstoffhochlauf

Der Wasserstoffhochlauf verläuft im *Bezugsszenario* deutlich langsamer als im Szenario *O45-Strom*. Dennoch stellt dieser Verlauf keinen explizit pessimistischen Verlauf dar, denn in praktisch allen Bereichen wird im *Bezugsszenario* eine Ausweitung von Förderinstrumenten angenommen, die keineswegs als gegeben angesehen werden sollten. Selbst der kurz- und mittelfristige Verlauf des *Bezugsszenarios* enthält einen gewissen – wenn auch sicherlich nicht überbordenden – Optimismus. Des Weiteren wird auch im *Bezugsszenario* das Netz vollständig ausgebucht, allerdings zu einem späteren Zeitpunkt. Die Komponenten des Wasserstoffhochlaufs hängen in den nächsten zehn bis 15 Jahren von vielen unterschiedliche Faktoren ab. Politischer Wille und Förderbudgets spielen aber bei allen eine zentrale, vermutlich sogar die wichtigste Rolle. In allen untersuchten Themenfeldern sind daher auch gegenüber dem *Bezugsszenario* weitere Verzögerungen vorstellbar.

Um die Auswirkungen von Verzögerungen auf das erforderliche Hochlaufentgelt abzuschätzen, wird für die bisher untersuchten Szenarien der Hochlauf aller Themengebiete um zwei Jahre verzögert. Die Auswirkungen sind in Tabelle 3 dargestellt. Im Bezugsszenario erhöht sich das jeweils erforderliche Netzentgelt um 14 bis 15 %. Der Maximalstand des AMK erhöht sich um 25 % und übersteigt dabei 31 Mrd. EUR.

Die Tabelle zeigt darüber hinaus auch den Vergleich mit dem hypothetischen Fall einer Finanzierung des Netzes ohne Amortisationskonto. Hier zeigt sich, dass der höhere Leerstand im *Bezugsszenario* in den früheren Jahren die Finanzierungskosten deutlich erhöht; der Effekt verstärkt sich erwartungsgemäß mit weiterem Verzug im Hochlauf. Das AMK-Modell erfüllt hier seine Intention, dass die Kund:innen den Leerstand in den ersten Jahren durch Entgelte in den späteren Jahren abbezahlen. Je größer dieser Leerstand ist, desto höher wird der Stand auf dem AMK und desto höher fallen die Zinsen und Tilgungen für diesen „Kredit" aus.

Die spezifischen Kosten im unteren Teil von Tabelle 3 werden im nächsten Abschnitt diskutiert.

Tabelle 3: Kernergebnisse der Szenarien mit und ohne Verzug.
Die spezifischen Kosten des Netzes im unteren Teil der Tabelle werden in Abschnitt 5.5 diskutiert.

		Ohne Verzug				2 Jahre Verzug			
		O45-Strom	Bezugsszenario			O45-Strom	Bezugsszenario		
Beitragsfaktoren		100%	100%	90%	70-90%	100%	100%	90%	70-90%
Hochlaufentgelt	**€$_{2025}$/(kWh/h)/a**	**13,4**	**20,3**	**22,5**	**25,9**	**14,9**	**23,3**	**25,8**	**29,6**
Nominales Entgelt 2055	€/((kWh/h)/a)/a	24,3	36,8	40,8	46,9	27,0	42,2	46,7	53,6
Volle Netzauslastung in	-	2034	2040	2040	2040	2036	2042	2042	2042
Maximalstand AMK	Mio. € nominal.	7.184	25.112	25.134	25.005	10.758	31.317	31.354	31.236
∑ Zahlungen bis 2055	Mio. €$_{2025}$	49.632	53.424	53.293	53.416	50.848	54.572	54.384	54.339
∑ Zahlungen ohne AMK	Mio. €$_{2025}$	47.541	47.541	47.541	47.541	47.541	47.541	47.541	47.541
Mehrkosten AMK-Modell	Mio. €$_{2025}$	2.091	5.883	5.751	5.875	3.307	7.031	6.843	6.798
Overhead AMK-Modell	-	4%	12%	12%	12%	7%	15%	14%	14%
Zahlungen im vollen Netz	Mio. €$_{2025}$/a	1.951	2.939	2.932	2.935	2.170	3.374	3.362	3.354
Ausspeisung	TWh (Brennwert)	62	136	136	136	62	136	136	136
Spez. Kosten (mittel)	€$_{2025}$/MWh (Brennwert.)	26,8	19,0	19,0	19,0	29,8	21,8	21,7	21,7
Spez. Kosten Industrie	€$_{2025}$/MWh (Brennwert.)	21	20	20	20	24	23	23	23
… direkt + indirekt	*€$_{2025}$/MWh (Brennwert)*	2,8+18,6	4,3+15,4	4,3+15,4	4,9+15,5	3,1+20,6	4,9+17,7	4,9+17,7	5,6+17,8
Spez. Kosten H2-Turbine	€$_{2025}$/MWh (Brennwert.)	50,2	63,3	63,2	58,3	55,8	72,7	72,5	66,7
… direkt + indirekt	*€$_{2025}$/MWh (Brennwert)*	31,6+18,6	47,9+15,4	47,8+15,4	42,8+15,5	35,2+20,6	55+17,7	54,8+17,7	48,9+17,8

5.5 Betrachtung der spezifischen Kosten des Wasserstoff-Kernnetzes

Die durchschnittlichen spezifischen Kosten des Netzes sind in Tabelle 2 und Tabelle 3 wiedergegeben. Diese werden errechnet, indem die gesamten jährlichen Netzentgeltzahlungen im voll ausgelasteten Netz auf die gesamte Ausspeisung an Endkund:innen umgelegt werden. Hierbei kommt es zu dem interessanten Effekt, dass die spezifischen Kosten im Szenario O45-Strom höher ausfallen als im Bezugsszenario. Wesentlicher Treiber dieser Entwicklung ist der spätere Hochlauf der Kraftwerke im Bezugsszenario, wodurch Kraftwerke im Endzustand weniger Leistung buchen (können) als im Szenario O45-Strom. Durch die niedrige Volllaststundenzahl der Kraftwerke fällt die transportierte Wasserstoffmenge (Ausspeisung) des Netzes daher im Szenario O45-Strom weniger als halb so hoch aus wie im Bezugsszenario. Der Effekt entsteht also dadurch, dass durch Kraftwerke, insbesondere H2-Turbinen, hohe Leistungsbedarfe entstehen, die Leitungen dann aber nur selten Wasserstoff ausspeisen. Stark vereinfacht ausgedrückt: Es ist spezifisch teuer, Energie über weite Distanzen durch Leitungen zu transportieren, die in deutlich weniger als 10% der Zeit genutzt werden.

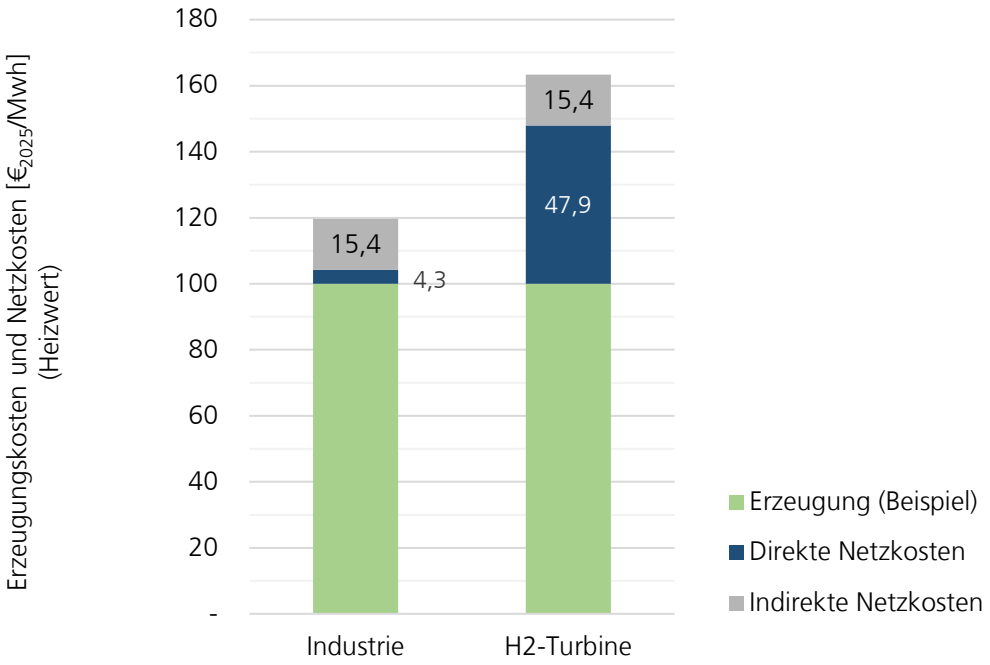


Abbildung 33: Kosten des Netzes für unterschiedliche Verbraucher:innen. Das Beispiel zeigt das Bezugsszenario ohne zeitlichen Verzug mit durchgängiger jährlicher Kapazitätsbuchung für alle Verbraucher.

Betrachtet man die spezifischen Kosten nicht im Durchschnitt, sondern für die Verbrauchsgruppen, ergibt sich eine weitere Fragestellung. Das Ergebnis einer vereinfachten Beispielrechnung hierzu ist in Abbildung 33 dargestellt. Als willkürliches Beispiel sind zum Vergleich Wasserstoff-Erzeugungskosten von 100 EUR/MWh unterstellt. Dazu werden die spezifischen Kosten für einen industriellen Verbrauch mit 7.500 Volllaststunden dargestellt, sowie für eine H2-Turbine mit 500 Volllaststunden. Die folgende Rechnung bezieht sich auf den für diese Verbrauchsgruppen relevanten Heizwert des Wasserstoffs. Legt man die Netzentgeltzahlungen in Höhe von 24,0 EUR/(kWh/h)/a[2] auf die jeweils genutzte Energie um, ergeben sich spezifische Kosten von 4,3 bzw. 47,9 EUR/MWh. Zu diesen kommen aber noch die

[2] Das Hochlaufentgelt für dieses Szenario beträgt 20,3 EUR(kWh/h)/abezogen auf den Brennwert.

indirekten Netzkosten der Vorkette aus Elektrolyse, Importen und Speichern. In dieser vereinfachten Rechnung wird davon ausgegangen, dass die Netzkosten der Vorkette gleichmäßig auf die ausgespeiste Energie umgelegt werden. In der Realität könnten Kraftwerke hier stärker belastet sein, weil der Wasserstoff zur Rückverstromung nahezu immer gespeichert werden muss (da Kraftwerke nur in Ausnahmefällen in Zeiten laufen dürften, in denen gleichzeitig aus Strom Wasserstoff erzeugt wird), während Industrienachfragen häufiger direkt aus Elektrolyseuren bedient werden können.

Die sich ergebenden Summen sind insbesondere bei Kraftwerken eine Herausforderung. Wie in Pfluger et al (2024) bereits diskutiert, ist Wasserstoffbezug aus dem Netz nicht alternativlos für Wasserstoffkraftwerke (z. B. reine Speicherkraftwerke mit eigenem Kavernenspeicher ohne Netzanschluss), und auch zu Wasserstoffkraftwerken selbst werden Alternativen diskutiert (z. B. Kraftwerke mit anderen grünen Brennstoffen wie Methanol oder Kraftwerke mit CCS). Es besteht das Risiko, dass hohe Netzentgelte dazu führen, dass deutlich weniger Wasserstoffkraftwerke ans Netz angeschlossen werden wollen als in den Planungen unterstellt wird. Ohne substanzielle Anpassungen der Netzplanung hätte ein Schrumpfen oder Ausfall dieser Kund:innengruppe gravierende Auswirkung auf die Finanzierung. Dieses Risiko sollte sowohl in den Festlegungen der Entgeltsystematik als auf im Netzentwicklungsplan mit bedacht werden.

5.6 Sensitivitäten zu ausgewählten Annahmen

Neben den bisher betrachteten Szenarien wurden zu bestimmten Fragestellungen Sensitivitäten betrachtet. Diese werden hier aufgrund der begrenzten Auswirkungen auf die relevanten Parameter nur kurz erläutert. Es geht dabei im Wesentlichen darum darzustellen, dass diese zum jetzigen Zeitpunkt für die Festlegung des Hochlaufentgelts von nachrangiger Bedeutung sind.

5.6.1 Zusätzliches Wasserstoffangebot durch blauen Wasserstoff

Der sogenannte „Blaue Wasserstoff" wird im Gegensatz zu grünem Wasserstoff nicht durch Wasserelektrolyse gewonnen, sondern aus Erdgas unter Einsatz von CO_2-Abscheidung und Speicherung erzeugt. Da hierbei die erreichbaren CO_2-Abscheideraten sowie die Vorkette der Erdgasproduktion und -lieferung zu beachten sind (vgl. UBA (2022)), ist blauer Wasserstoff bzgl. seiner Treibhausgaswirkung nicht äquivalent zu grünem Wasserstoff. Blauer Wasserstoff wird vor allem diskutiert, da manche Studien zu dem Schluss kommen, dass er kurz- und mittelfristig günstiger zu produzieren und kurzfristig in größeren Mengen zu beschaffen sein könnte als grüner Wasserstoff. In der Nationale Wasserstoffstrategie (siehe BMWK (2023)) wird blauer Wasserstoff als Übergangslösung in der Transformationsphase gesehen, langfristig soll nur grüner Wasserstoff eingesetzt werden.

Die Unterschiede der möglichen Herstellungsverfahren von blauem Wasserstoff sind für die Fragestellung dieses Gutachtens aber ebenso wenig relevant wie die Ökonomie des blauen Wasserstoffs. Für das Finanzierungsmodell des Kernnetzes sind hier nur die zeitliche Entwicklung der Anschlussleistung und der eingespeisten Mengen relevant. Die Auswirkungen des blauen Wasserstoff auf die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes sind dennoch komplex und ergeben sich aus der Summe mehrerer Effekte:

1. Blauer Wasserstoff benötigt für die gleiche Wasserstoffmenge weniger Entry-Leistung als grüner Wasserstoff. Die Produktion von blauem Wasserstoff wird aus ökonomischen Gründen vermutlich auf hohe Volllaststunden und einen möglichst durchgängigen Betrieb ausgelegt sein, sie könnte in begrenztem Umfang aber auch flexibel betrieben werden. Eine Anlage zur Produktion von blauem Wasserstoff benötigt bei einer 90%igen Auslastung einen Netzanschluss von 1,7 GW, um 10 TWh Wasserstoff einzuspeisen. Die Produktion von grünem Wasserstoff hingegen benötigt für die gleiche Energiemenge bei einer 38 %igen Auslastung (d.h. 3.300 Volllaststunden) eine Anschlussleistung von 3,0 GW. Ein Verschiebung von grünem zu blauem Wasserstoff senkt also den Anschlussbedarf und erhöht damit c. p. das Netzentgelt.

2. Blauer Wasserstoff senkt durch seine hohe Verfügbarkeit den Bedarf an Ausspeicherleistung. Auch dies senkt den Gesamtanschlussbedarf für das Wasserstoff-Kernnetz und erhöht c. p. das Netzentgelt. Ob sich auch Auswirkungen auf die Einspeicherleistung ergeben, hängt von den Annahmen bezüglich der Flexibilität der Produktion ab. Die Produktion von blauem Wasserstoff ist mit hohen CAPEX verbunden und wird daher auf hohe Volllaststunden ausgelegt werden. Es ist daher nicht davon auszugehen, dass die Produktion z.B. dem schwankenden Bedarf von Kraftwerken folgt. Sie wäre aber gut dazu geeignet, den eher gleichmäßigen Bedarf der Industrie zu decken.
3. Ob in den späteren Jahren die durch Nutzung von blauen Wasserstoff ggü. grünem Wasserstoff freiwerdende Anschlussleistung von anderen Kund:innen genutzt werden kann, lässt sich schwer abschätzen, da es von den zeitlichen Entwicklungen in den Szenarien abhängt. Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, langfristig nur grünen Wasserstoff einzusetzen.

Es wurden unterschiedliche Szenarien für den Hochlauf von blauem Wasserstoff betrachtet. Ein später Hochlauf zwischen 2035 und 2040, in welchem bis zu 50 TWh blauer Wasserstoff eingespeist werden, ergibt vernachlässigbare Effekte für die relevanten Parameter; es kommt zu keiner Änderung des erforderlichen Hochlaufentgelts. Erst ein früher Hochlauf von 2032 bis 2037 auf bis zu 50 TWh Einspeisepotential[3], ergab im Bezugsszenario eine Erhöhung des Hochlaufentgelts um 0,1 €$_{2025}$/(kWh/h)/a.

In Summe zeigt sich, dass unter den gegebenen Rahmenbedingungen die Berücksichtigung eine Einspeisung von blauem Wasserstoff vernachlässigbare Effekte auf die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes hat. Die Argumentation, dass blauer Wasserstoff eine „Brückentechnologie" ist, die in der Phase der anfänglichen Angebotsknappheit für ein ausreichendes Angebot erforderlich ist, lässt sich zumindest mit dem *Bezugsszenario* nicht bestätigen. In diesem erreicht der nachfrageseitige Hochlauf keine Geschwindigkeit, bei welcher das Angebot von grünem Wasserstoff bei entsprechenden Instrumenten nicht mithalten könnte.

Diese Bewertung lässt keine Aussage über die weitere Auswirkungen von blauem Wasserstoff auf den Wasserstoffhochlauf insgesamt zu.

5.6.2 Weitere Wasserstoffnachfrage aus Verkehr und Gebäuden

In den bisherigen Szenarien entsteht Wasserstoffnachfrage für das Kernnetz nur in den Bereichen, die bei dessen Planung berücksichtigt wurden, also Industrie und Energiewirtschaft. Zunächst muss an dieser Stelle gesagt werden, dass sich in den beiden weiteren Bereichen, Verkehr und Gebäudewärme, kein Hochlauf abzeichnet der für das Kernnetz Relevanz hätte. Ohne starke finanzielle Förderung ist dort in den nächsten zehn Jahren ein Hochlauf reiner Wasserstoffanwendungen kaum vorstellbar und es zeichnet sich keine breite Diffusionsförderung ab. Im Verkehrssektor gibt es eine Vielzahl von Projekten. Während bei Pkw und Lkw der Markt seit Jahren aber stagniert, weil Förderungen im Angesicht hoher Kosten und geringer technologischer Entwicklung zurückgefahren werden, konnte zuletzt zumindest bei Bussen eine gewisse Dynamik verzeichnet werden. Die Nachfrage ist hierbei jedoch räumlich stark verteilt auf geringe Abnahmemengen. Es ist daher unklar, ob oder wie die Wasserstofflogistikketten hin zu den Tankstellen für das Kernnetz relevant werden.

Im Bereich der dezentralen Gebäudewärme besteht zwar theoretisch das Potential für sehr große Abnahmemengen, aber auch hier zeichnet sich keine Diffusion ab. Zwar haben viele Gasverteilnetzbetreiber sowie einige Kommunen diesbezügliche Absichten erklärt, aber es gibt keine Fördermaßnahmen, die in absehbarer Zeit Wasserstoffeinsatz in Heizungen wirtschaftlich machen könnten. Die Systementwicklungsstrategie des Bundeswirtschaftsministeriums stellt klar: „Auch nach 2030 ist ein umfangreicher und großflächiger Einsatz in der dezentralen Wärmeversorgung aus heutiger Sicht äußerst

[3] In welches Höhe dieses Potential genutzt wird, hängt von der Gesamthöhe von Angebot und Nachfrage ab, siehe dazu Abschnitt 4.2.

unwahrscheinlich."(siehe BMWK (2025)). Die fehlenden politische Unterstützung begründet sich u. a. darin, dass praktisch alle unabhängigen Studien diese Wasserstoff zum Heizen in Gebäuden negativ bewerten (vgl.: Rosenow (2024)). Zusätzlich würde es selbst mit den für eine Diffusion erforderlichen sehr hohen Förderungen lange dauern, bis sich daraus Wasserstoff-Nachfragen ergeben würden: Da immer nur zusammenhängende Cluster umgestellt werden könnten, müssten zunächst alle Heizungen in einem Gebiet durch 100%-H2-ready-Geräte ausgetauscht werden; diese sind heute noch nicht am Markt verfügbar.

Um dennoch zu prüfen, ob sich substanzielle Effekte ergäben, wenn weitere Nachfragen aus Verkehr und Gebäudewärme dazukämen, wurde das BMWK-Szenario *O45-H2* betrachtet. Dieses ist ebenfalls in BMWK (2024) dokumentiert. In diesem Szenario entsteht insbesondere im Gebäudesektor Nachfrage in einer Geschwindigkeit, die als extrem optimistisch gelten muss.

In dem Szenario ist mit 12,0 EUR_{2025}/(kWh/h)/a ein niedrigeres Entgelt erforderlich als im Szenario *O45-Strom*. Dies vor allem auf die schnelleren Diffusion der Nachfrage zurückzuführen, wobei hier der gegenüber *O45-Strom* nochmals beschleunigten Diffusionen der Nachfragen aus Industrie und Kraftwerken mindestens ebenso starker Treiber sind (siehe Abbildung 34).

Für die Finanzierung des Kernnetzes sind frühzeitig anschließbare Nachfragen vorteilhaft. Es ist insbesondere für Gebäudewärme zweifelhaft, ob und zu welchen (Förder-)Kosten dies im relevanten Zeitraum realisiert werden kann. Auch gilt für diesen Fall zu beachten, dass sich durch die stark saisonale Nachfrage mit hohem Leistungsbedarf nur im Winter auch hohe spezifische Kosten für Wasserstofftransport ergeben. Für den Bereich Verkehr müssten die Logistikketten genaue analysiert werden, um zu bestimmen, welche Nachfragen sich für das Kernnetz ergeben und welche durch andere Konzepte versorget werden. In Summe ergibt sich vorerst keine Notwendigkeit, von Bedarfen im Verkehr und in der Gebäudewärme auszugehen, die für die Festlegung des Hochlaufentgelts relevant wären.

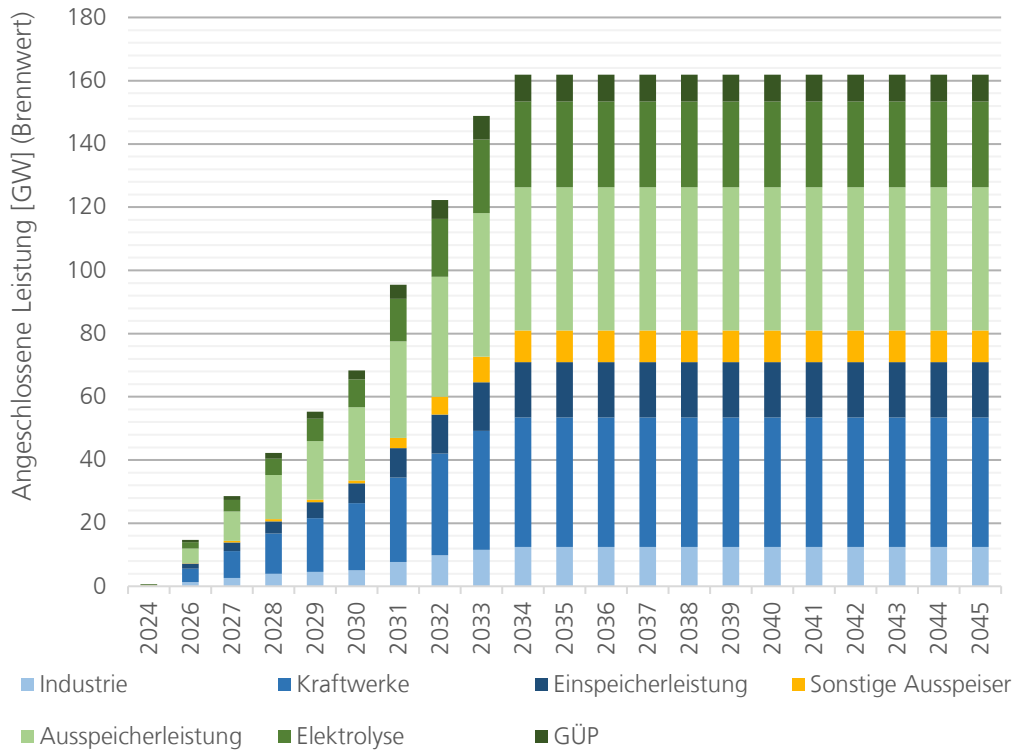


Abbildung 34: Hochlauf der angeschlossenen Leistung im Szenario *O45-H2*

6. Zusammenfassung der Ergebnisse

In diesem Gutachten wurde eine umfangreiche Datenbasis zu unterschiedlichen Szenarien des Wasserstoffhochlaufs geschaffen und die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf das erforderliche Hochlaufentgelt und das Finanzierungsmodell des Wasserstoff-Kernnetzes untersucht. Die Festlegung des Hochlaufentgelts erfolgt durch die Bundesnetzagentur. An dieser Stelle sollen einige wesentliche Erkenntnisse aus den Arbeiten hervorgehoben werden.

Es ist deutlich geworden, dass die Finanzierung im Wesentlichen von drei Faktoren abhängt: den Kosten, dem Wasserstoffhochlauf und der Netzentgeltsystematik. Zu diesem Zweck wurden die von der Bundesnetzagentur bereitgestellten Kostendaten und eigene Analysen zu Wasserstoffangebots- und Nachfrageszenarien miteinander in Beziehung gesetzt. Dazu wurden zum einen Zielszenarien betrachtet, insbesondere das BMWK-Langfristszenario *O45-Strom*. Darüber hinaus wurden unterschiedliche Szenarien für die kurz- und mittelfristigen Entwicklungen der potenziellen Netzanschlussnehmer: innen entwickelt und zu einem konsistenten *Bezugsszenario* kombiniert.

Das erforderliche Hochlaufentgelt liegt in den Varianten des *Bezugsszenario*s ohne zusätzlichen Zeitverzug zwischen 20,3 €/(kWh/h)/a und 25,9 EUR/(kWh/h)/a. In diesem Szenario wird die vollständige Nutzung der Netzkapazität erst im Jahr 2040 erreicht. Verzögert sich der Wasserstoffhochlauf um zwei Jahre, erhöht sich das erforderliche Hochlaufentgelt auf eine Spannbreite von 23,3 bis 29,6 EUR/(kWh/h)/a.[4]

In den Szenarien ist unterstellt, dass das Wasserstoffkernnetz wie geplant bis 2032 umgesetzt wird. Im Bezugsszenario führt dies zu substanziellem Leerstand und Kosten: Im Jahr 2032 werden unter 5% der Ein- und Ausspeiseleistung des vollausgebauten Kernnetzes genutzt. Vereinfachte Testrechnungen ergaben, dass eine Streckung des Netzausbaus das erforderliche Hochlaufentgelt in der Größenordnung von 10% senken könnte.[5]

Für alle betrachten Szenarien gilt, dass in ihnen Wasserstoff langfristig die bedeutende Rolle im Energiesystem einnimmt, die ihm in vielen Langfriststudien und der Systementwicklungsstrategie zugewiesen wird. Um das Kernnetz wirtschaftlich betreiben zu können, sind Ankerkunden mit hohen Wasserstoffbedarfen aus der Stahl- und Chemiebranche sowie aus der Stromerzeugung erforderlich. Die kurz- und mittelfristigen Entwicklungen und die Geschwindigkeit des Hochlaufs haben jedoch großen Einfluss auf die Finanzierung. Das Bezugsszenario ist dabei von den folgende Entwicklungen geprägt:

- Die energieintensive **Industrie** kann zukünftig zu einem großen Wasserstoffabnehmer werden, gleichzeitig ist der Wasserstoffhochlauf noch mit hohen Unsicherheiten behaftet. Er hängt in der kommenden Dekade vor allem an der **Stahlerzeugung**, bei der zwar Investitionsentscheidungen in neue DRI-Anlagen getroffen sind, allerdings unsicher ist, wie viel Wasserstoff diese Anlagen beziehen werden. Langfristig kann die **Chemieindustrie** und besonders die rohstoffliche Verwendung von Wasserstoff eine große Rolle spielen. Gleichzeitig ist hier weitgehend offen, wie zukünftige klimaneutrale Wertschöpfungsketten aufgestellt sein werden und welche Mengen klimaneutraler Chemieprodukte in Deutschland produziert werden.
- Bislang sind keine Maßnahmen ersichtlich, die einen nennenswerten Einsatz von Wasserstoff in **Kraftwerken** vor dem Jahr 2035 anreizen. Die Wasserstoffstrategie, die eine Umrüstung von H2-Ready-Kraftwerken zwischen 2035 und 2040 vorsieht, plant die konkrete Festlegung der Instrumente zur Umstellung erst für das Jahr 2032. Wasserstoffkraftwerke sind in der bisherigen Planung

[4] Die Werte sind, wie bei Gas-Netzentgelten üblich, auf den Brennwert bezogen.

[5] Da keine konkreten Pläne zur Streckung vorliegen, haben die vereinfachten Testrechnungen eine begrenzte Belastbarkeit. Die Größenordnung des Effekts sollte an dieser dennoch nicht unerwähnt bleiben, um nicht den Eindruck zu erwecken, dass eine Streckung des Ausbaus massive Auswirkungen auf das Hochlaufentgelt hätte.

sehr prägend für die Dimensionierung des Netzes; sie machen einen Großteil des Ausspeisungsleistung aus und erfordern einen Ausbau über ganz Deutschland. Soll jahrelanger hoher Leerstand des Netzes zu hohen Kosten vermieden werden, müssen die Ausbaugeschwindigkeiten von Kernnetz und Kraftwerken besser verzahnt werden.

- Die Zielsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie, bis zum Jahr 2030 10 GW **Elektrolyse** zu installieren, ist selbst mit starkem politischem Rückhalt und zusätzlichen Maßnahmen kaum noch plausibel. Das für dieses Gutachten entwickelte Szenario für den Elektrolyse-Hochlauf *Optimistische Fortschreibung*, das bereits erhebliche Steigerungen der Wachstumsraten voraussetzt, erreicht im Jahr 2030 knapp 5 GW installierte Elektrolysekapazität. Unter geeigneten Rahmenbedingungen sind langfristig große Leistungen realisierbar.
- **Importe über Pipelines** sind von entscheidender Bedeutung, jedoch gibt es noch keine Investitionsentscheidungen, welche die Realisierung und Nutzung eines der Importkorridore sicherstellen würden. Mit zusätzlichen Maßnahmen und Förderbudgets, die langfristige Lieferverträge absichern, sind erste Importe ab etwa 2031 in Höhe von rund 20 TWh/a insbesondere aus dem Nordseekorridor plausibel (z.B. aus Dänemark oder den Niederlanden). Später können über weitere Routen – wie dem Südwest- und Südkorridor – zusätzliche Mengen bereitgestellt werden. Die in der Planung des Kernnetzes vorgesehene sehr hohe Anschlussleistung von Grenzübergangspunkten von 58 GW, sowie die Einspeiseleistung von 19 GW für Schiffsimporte, wurde in keinem der hier betrachten Szenarien erreicht; in diesen betrug die summierte Einspeiseleistung für Importe im Maximum 22,3 GW.
- **Importe über den Seeweg** können nur dann einen relevanten Beitrag leisten, wenn die Förderbudgets deutlich erhöht werden und die für die Ammoniakroute erforderlichen Cracker in industriellem Maßstab installiert werden. Diese Option der Wasserstoffbereitstellung bleibt voraussichtlich vergleichsweise kostenintensiv.
- **Wasserstoffspeicher** sind für den Wasserstoffhochlauf und den Betrieb des Kernnetzes in deutlich größerem Maße erforderlich als in der Kernnetzplanung vorgesehen. Letztere sieht je 8 GW Ein- und Ausspeicherleistung vor, während in den hier betrachten Szenarien bis zu 32 GW Einspeicherleistung und bis zu 48 GW Ausspeicherleistung erforderlich sind. Inwieweit Instrumente und Anreize für die Errichtung und den Betrieb von Wasserstoffspeichern geschaffen werden, bleibt abzuwarten.

Abschließende Beobachtung aus den Analysen

Insgesamt zeigen die Betrachtungen dieses Gutachtens, dass sich seit der Planung des Kernnetzes wichtige Prämissen grundlegend geändert haben, unter anderem durch die veränderte Haushaltslage und die neue Kraftwerksstrategie. Gleichzeitig haben Kostensteigerung und Verzögerungen bei Wasserstoffprojekten die Erwartungen an den Wasserstoffhochlauf gedämpft und die Unsicherheiten auch in Bezug auf die langfristige Rolle von Wasserstoff erhöht. Es erscheint im Interesse der Robustheit und Kosteneffizienz geboten, die unterschiedlichen Ambitionsniveaus des Wasserstoff-Kernnetzes und des Wasserstoffhochlaufs in Einklang zu bringen. Dies betrifft jedoch Prozesse jenseits der Festlegung des Hochlaufentgelts.

Literaturverzeichnis

Bundesnetzagentur (2024): Beschluss hinsichtlich der Festlegung von Bestimmungen zur Bildung der für den Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz zu erhebenden Netzentgelte und zur Einrichtung eines für eine gewisse Dauer wirksamen Amortisationsmechanismus (WANDA). Online: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Rahmen_Ebene1/WANDA/Wanda_Festlegung.pdf?__blob=publicationFile&v=5

BMWK (2024a): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: O45-Szenarien. Online verfügbar: https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/dokumente/

BMWK (2024b): Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. Online verfügbar: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf

BMWK (2024c): Pressemitteilung: Wichtiger Schritt für globalen Wasserstoffhochlauf – Deutschland importiert ab 2027 mit H2Global grüne Wasserstoffprodukte im großen Umfang. Online verfügbar: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240711-h2global.html

BMWK (2024d): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Online verfügbar: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2022.pdf

Fleiter, Tobias; Rehfeldt, Matthias; Manz, Pia; Bussmann, Simon; Neuwirth, Marius; Herbst, Andrea; Lotz, Meta Thurid (2024a): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. O45 Szenarien - Modul Industriesektor. Fraunhofer ISI. Karlsruhe.

Fleiter, Tobias; Haendel, Michael; Klobasa, Marian; Lux, Benjamin; Khanra, Manish; Männer, Wolfgang et al. (2024b): Flexibilisierung elektrifizierter Industrieprozesse. Eine Analyse der technischen und ökonomischen Herausforderungen aus Unternehmens- und Systemperspektive. Hg. v. Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI). Cottbus. Online verfügbar unter https://www.klimaschutz-industrie.de/fileadmin/kei/Dateien/Publikationen/20240916_KEI_Studie_FlexIPro_final_barrierefrei.pdf, zuletzt geprüft am 13.10.2024.

FNB Gas (2024): Gemeinsamer Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz. Online verfügbar: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/07/2024_07_22_Antrag_Wasserstoff-Kernnetz_final.pdf

Förster et al. (2024): Instrumente für die Treibhausgas-Projektionen 2025 [online]. Umweltbundesamt. Treibhausgas-Projektionen für Deutschland. Verfügbar unter: https://openumwelt.de/handle/123456789/10539

Harthan et al. (2024): Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024); Umweltbundesamt, Dessau (https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/technischer-anhang-der-treibhausgas-projektionen)

International Energy Agency IEA (2024a): Global Hydrogen Review 2024. Online verfügbar: https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024.

International Energy Agency IEA (2024b): Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database. Online verfügbar: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database

Malhotra, A. & Schmidt, T. (2020): Accelerating Low-Carbon Innovation. Joule, Volume 4, Issue 11, 2259 - 2267

Odenweller, Adrian & Ueckerdt, Falko. (2025): The green hydrogen ambition and implementation gap. Nature Energy. 10. 110-123. 10.1038/s41560-024-01684-7.

Odenweller, A., Ueckerdt, F., Nemet, G.F. *et al.* (2022): Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply. *Nat Energy* 7, 854–865 (2022). https://doi.org/10.1038/s41560-022-01097-4

OTH Regensburg (2024): Webseite "Wasserstoffatlas". Onlive verfügbar: https://wasserstoffatlas.de

Kemmler, Andreas; Kreidelmeyer, Sven; Limbers, Jan; Lübbers, Sebastian; Muralter, Fabian (2025): Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland – Rahmendaten; Umweltbundesamt. Treibhausgas-Projektionen für Deutschland.

Klemm, Andreas (2024): Das intertemporale Finanzierungsmodell zur Errichtung des Wasserstoff-Kernnetzes. Betriebs-Berater, Ausgabe 29/30|2024.

Shafiee, Roxana; Schrag, Daniel P. (2024): Carbon abatement costs of green hydrogen across end-use sectors. Joule, Volume 8, Issue 12, 3281 – 3289.

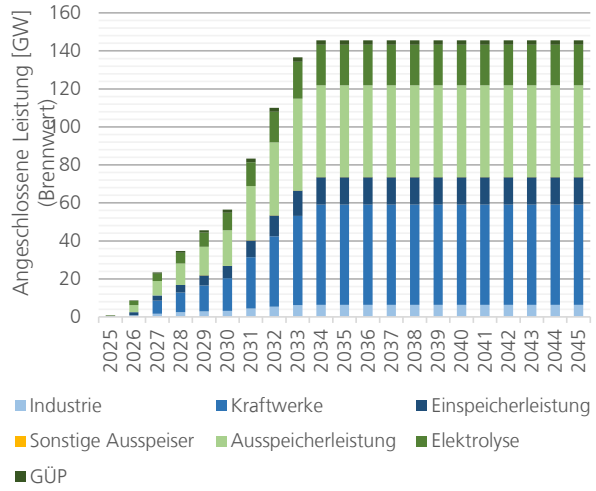
Philipp C. Verpoort, Falko Ueckerdt, Yvonne Beck, Diego Bietenholz, Andrea Dertinger, Tobias Fleiter, Anna Grimm, Gunnar Luderer, Marius Neuwirth, Adrian Odenweller, Thobias Sach, Matthias Schimmel, Luisa Sievers (2024): Transformation der energieintensiven Industrie. Wettbewerbsfähigkeit durch strukturelle Anpassung und grüne Importe. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. https://doi.org/10.48485/pik.2024.019

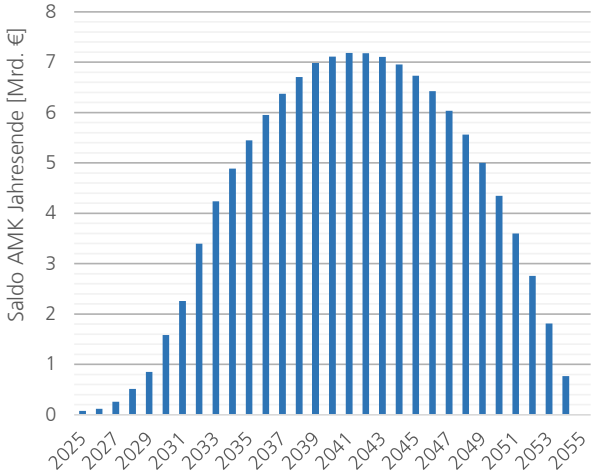
Ramboll (2024): Achieving affordable green hydrogen production plants. White Paper. Online verfügbar: https://www.ramboll.com/net-zero-explorers/what-will-it-take-to-reduce-capex-in-green-hydrogen-production

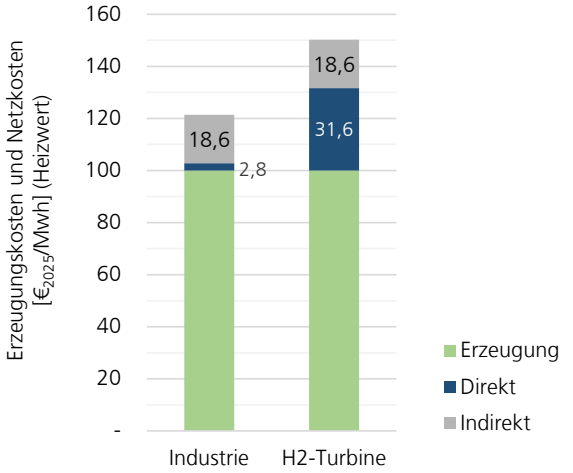
Staiß, F. et al (2022). Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030. Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse (Analyse). Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft (ESYS). Online verfügbar: https://www.acatech.de/publikation/wasserstoff/

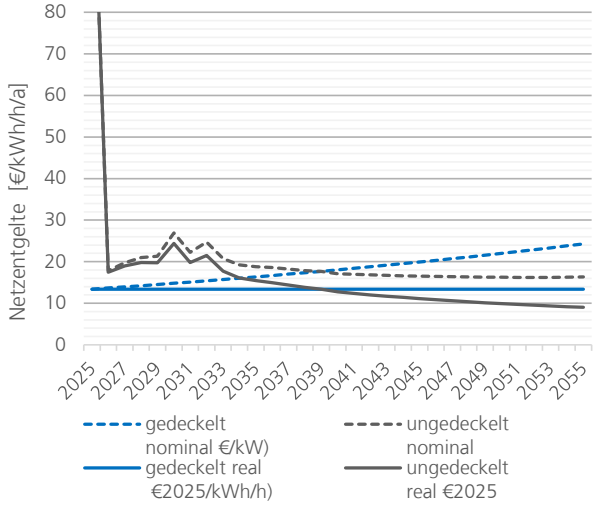
Anhang: Ergebnisgrafiken der diskutierten Szenarien

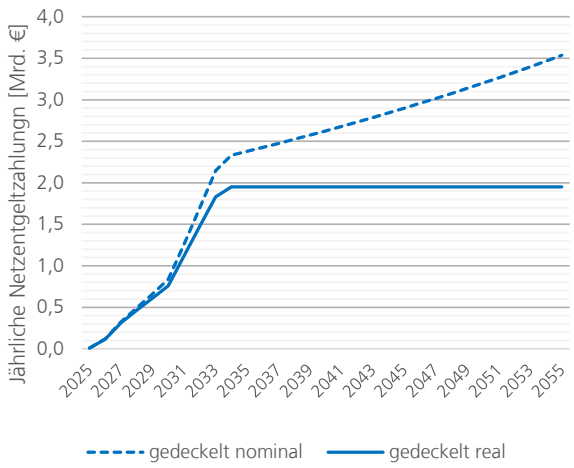
Szenario: O45-Strom, kein Verzug, Beitragsfaktoren 100%. Entgeltdeckel: 13,4 €2025/(kWh/h)/a)

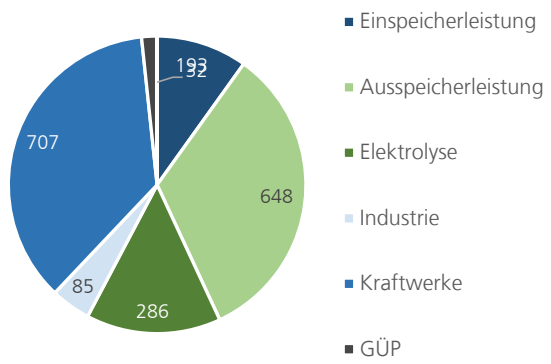




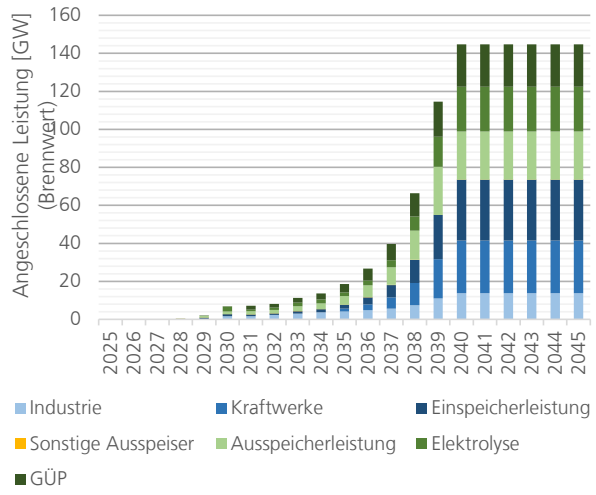


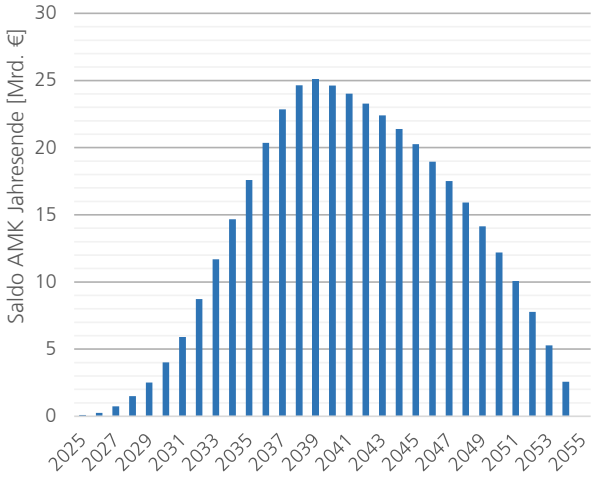


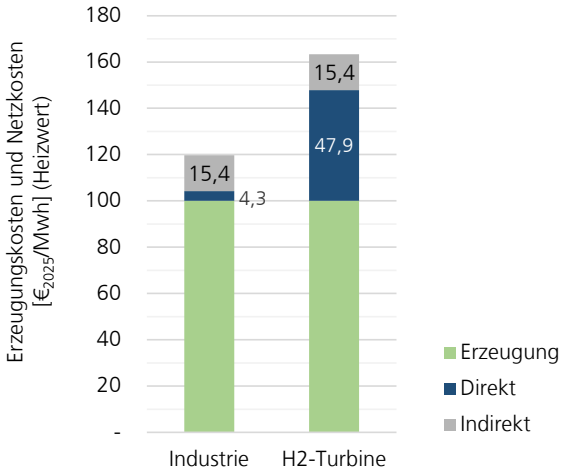


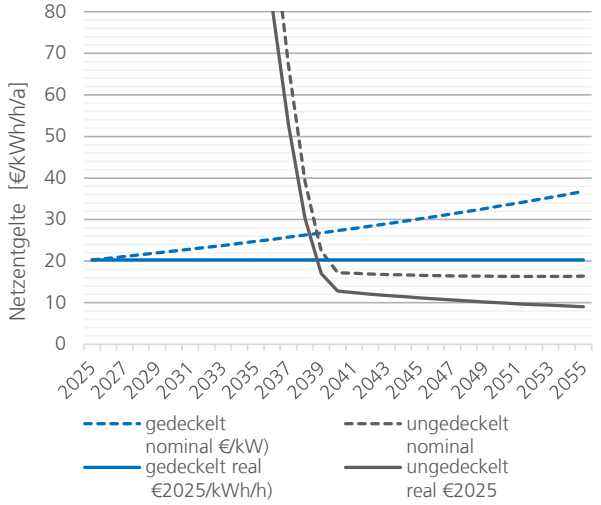


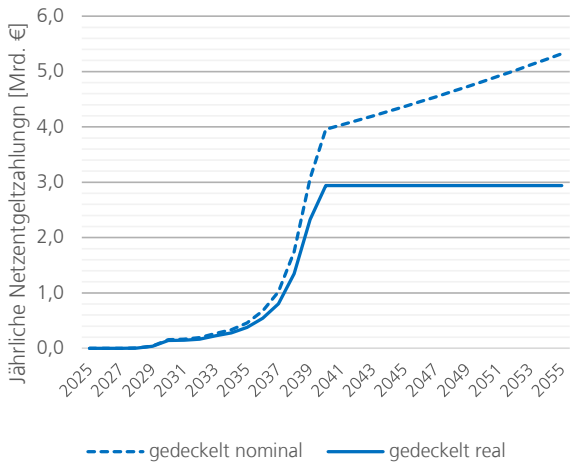
Szenario: Bezugsszenario, kein Verzug, Beitragsfaktoren 100%. Entgeltdeckel: 20,3 €2025/(kWh/h)

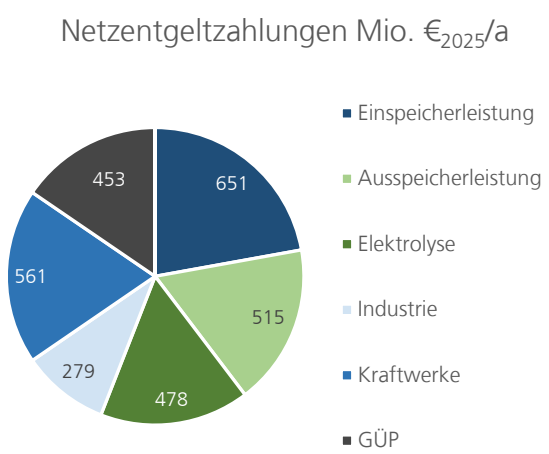




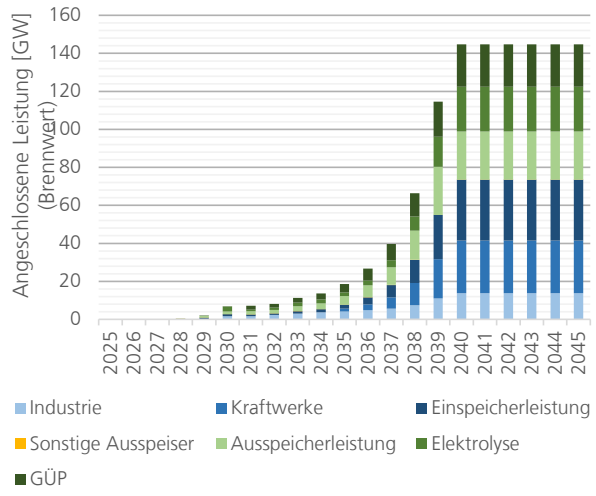


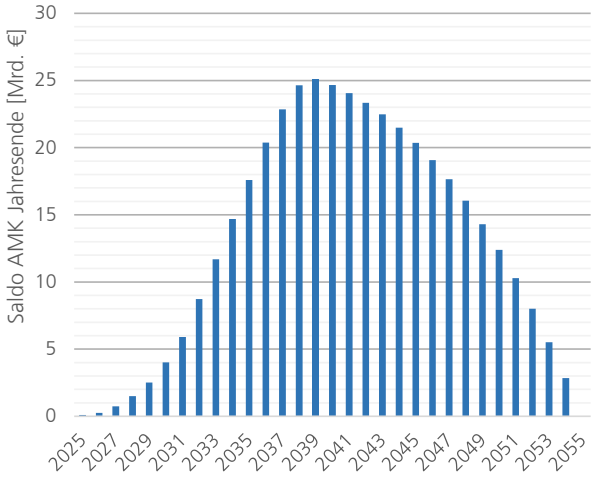


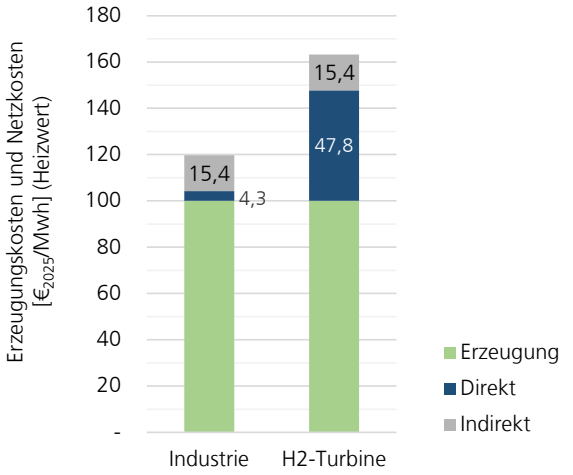


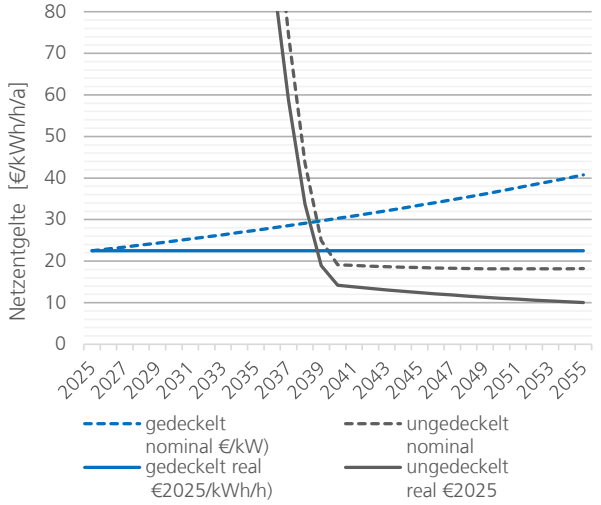


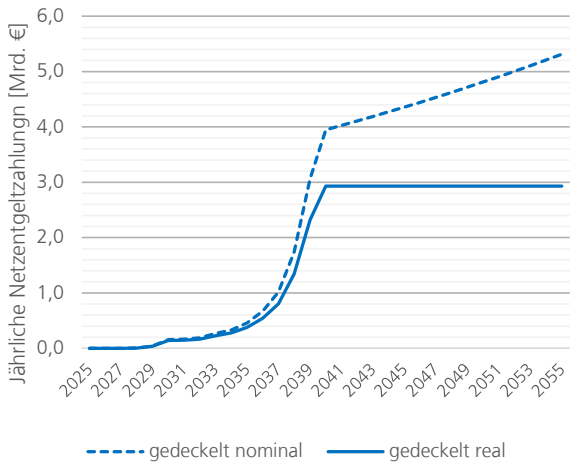
Szenario: Bezugsszenario, kein Verzug, Beitragsfaktoren 90%. Entgeltdeckel: 22,5 €2025/(kWh/h)/a)

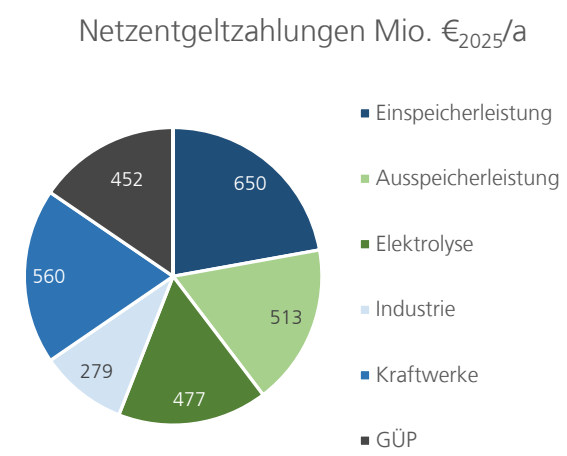




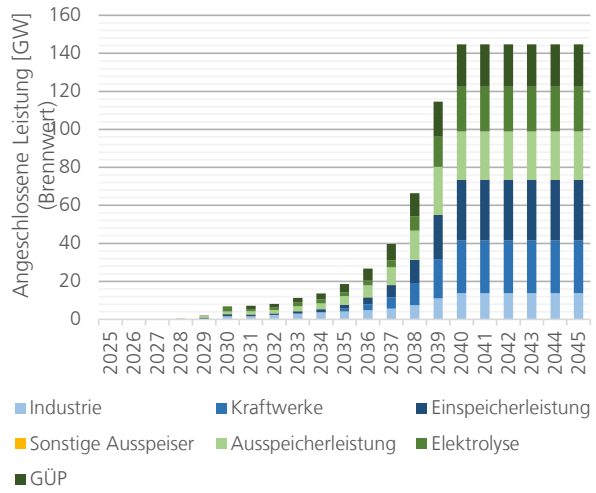


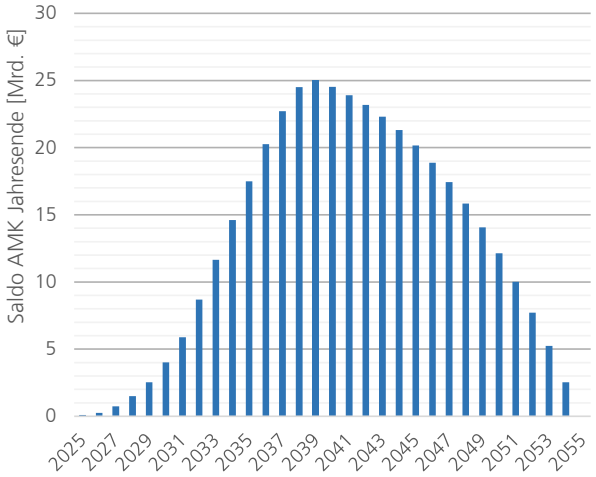


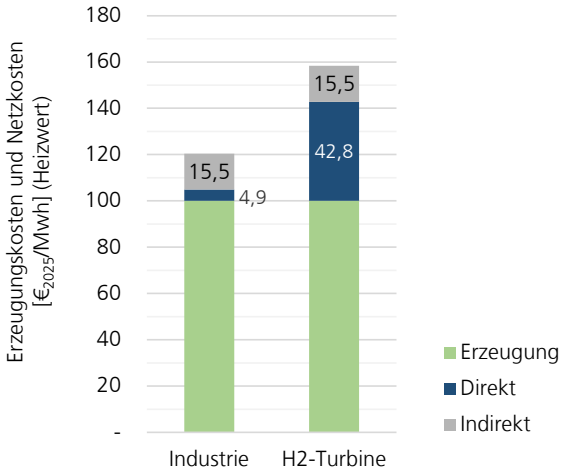


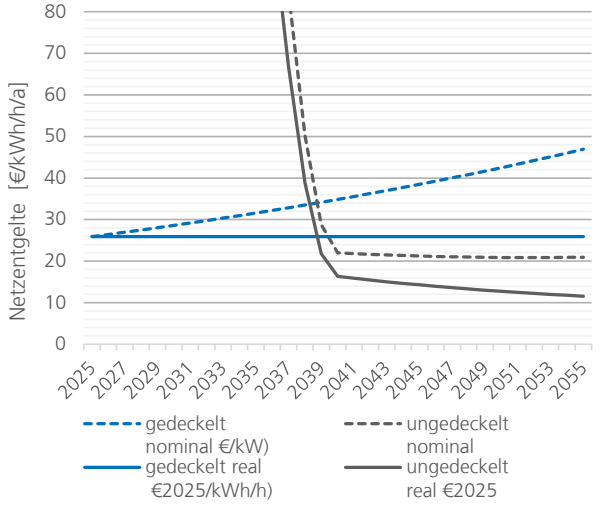


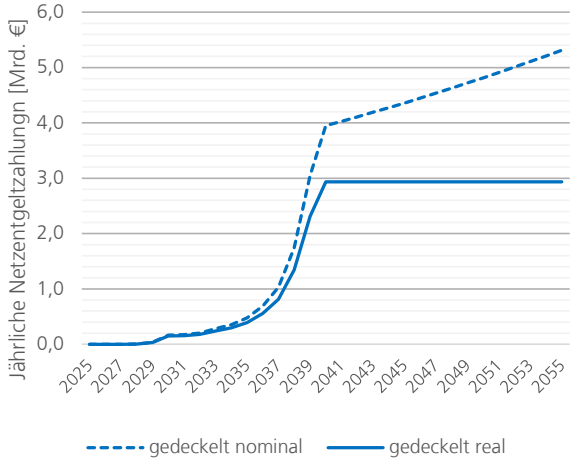
Szenario: Bezugsszenario, kein Verzug, Beitragsfaktoren 70 - 90%. Entgeltdeckel: 25,9 €2025/(kWh/h)/a

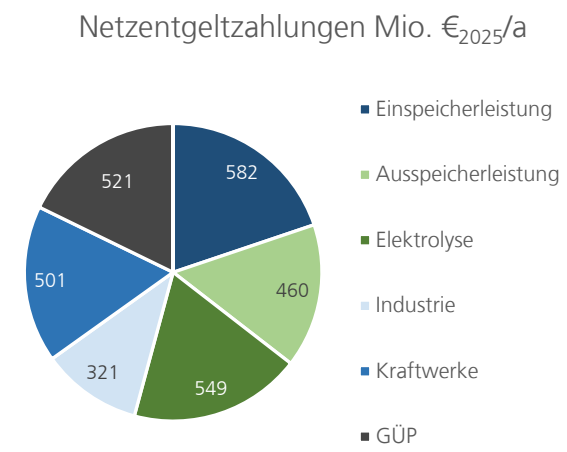




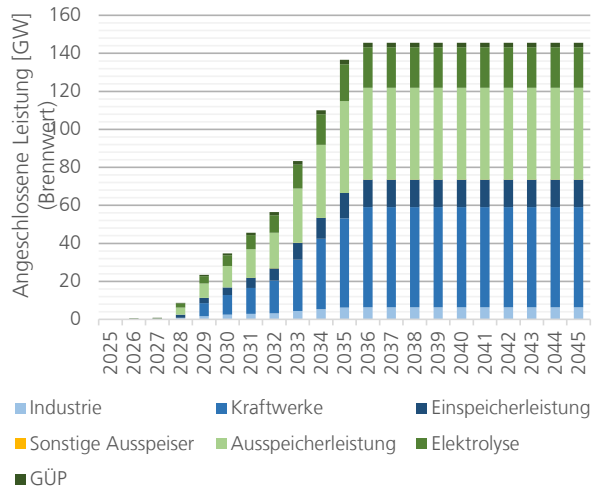


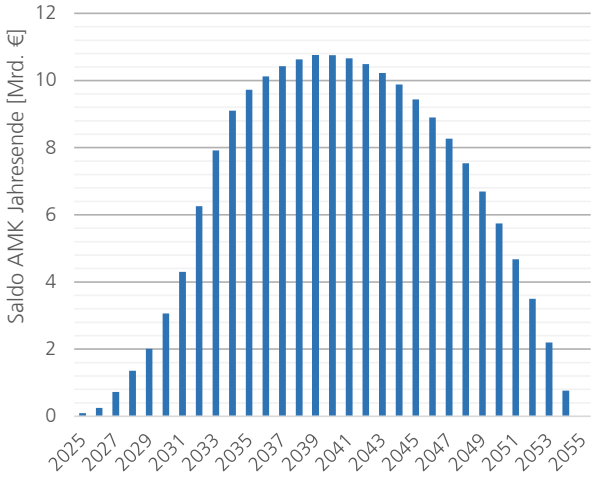


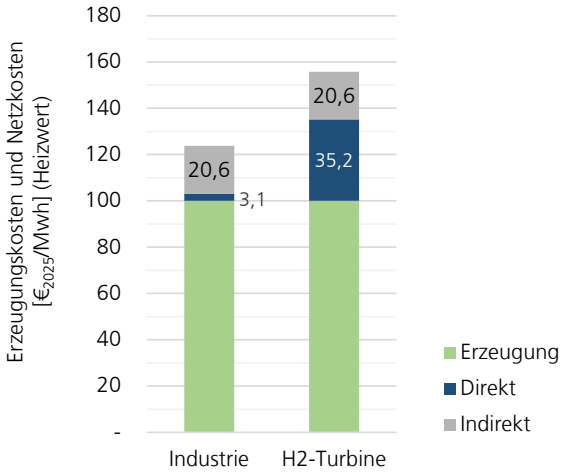


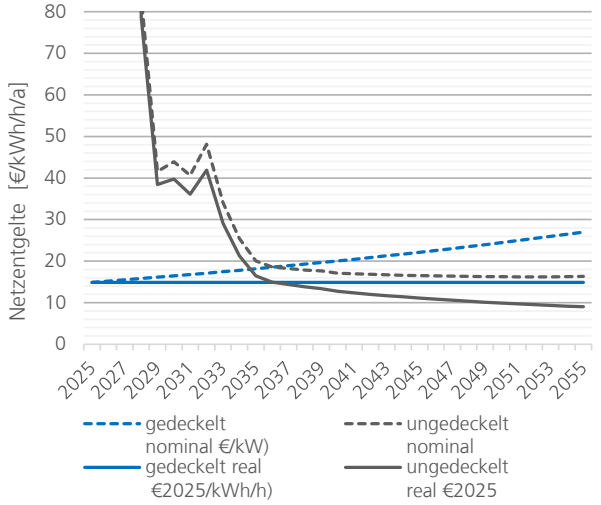


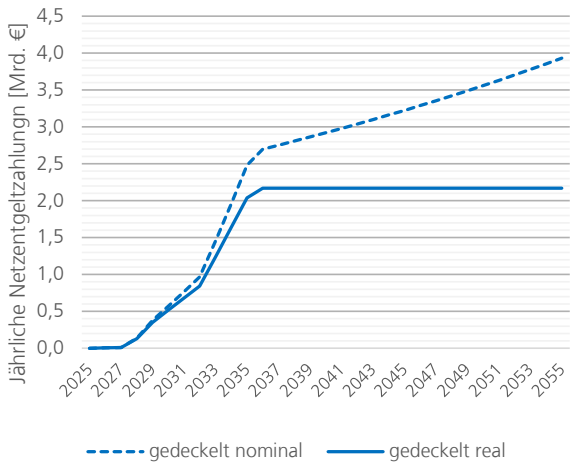
Szenario: O45-Strom, 2a Verzug, Beitragsfaktoren 100%. Entgeltdeckel: 14,9 €2025/(kWh/h)/a)

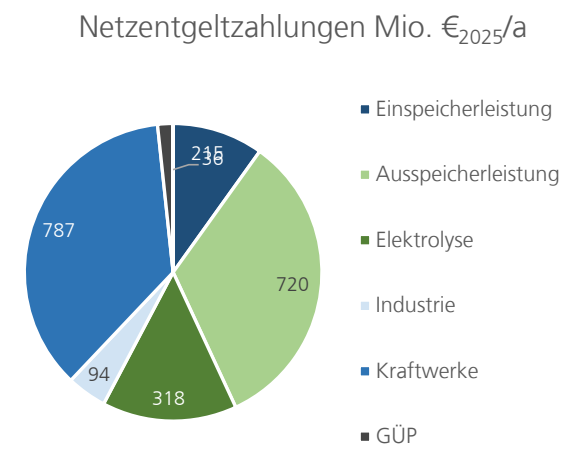




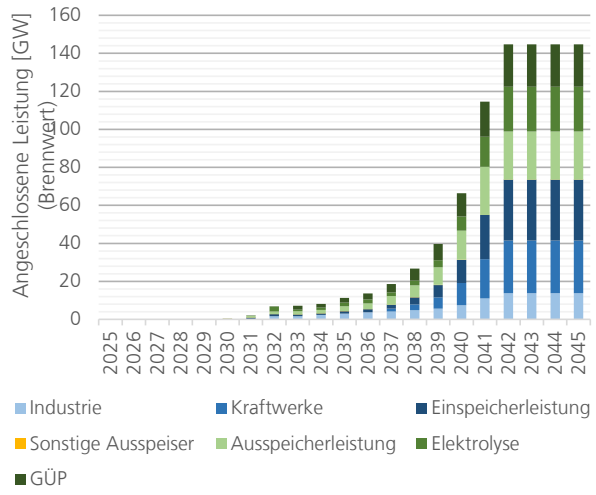


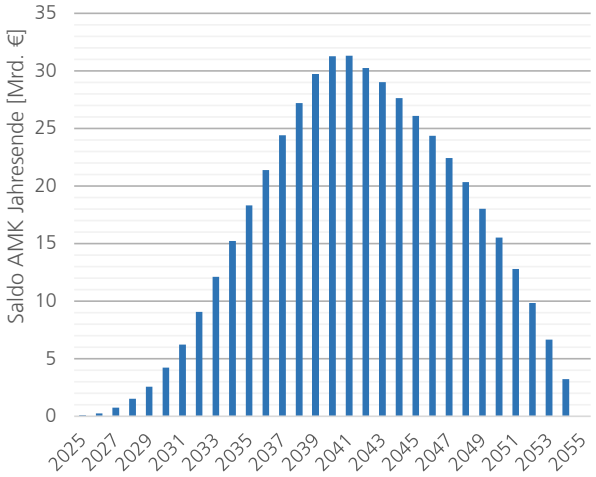


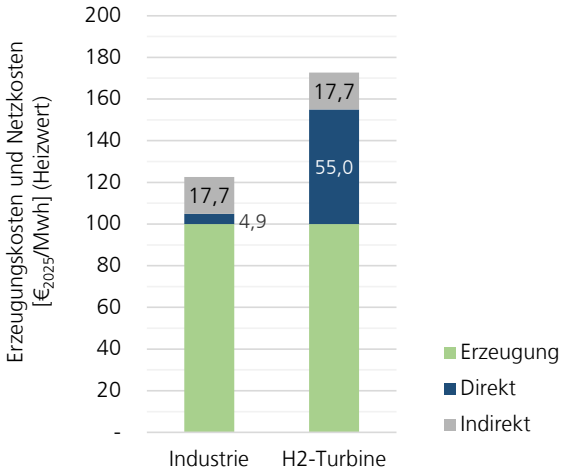


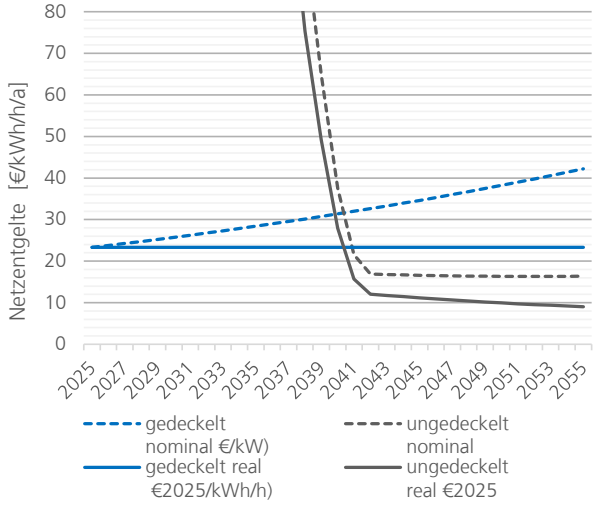


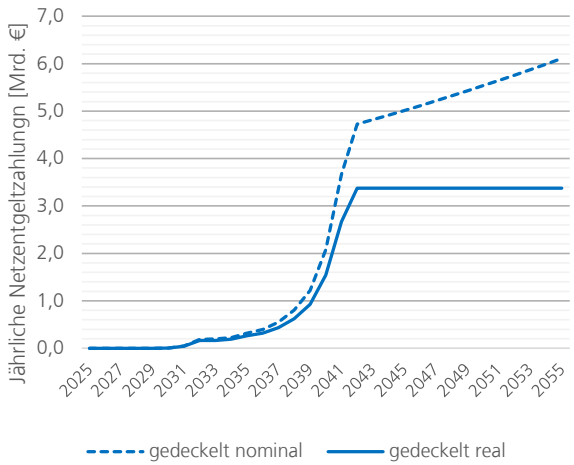
Szenario: Bezugsszenario, 2a Verzug, Beitragsfaktoren 100%. Entgeltdeckel: 23,3 €2025/(kWh/h)

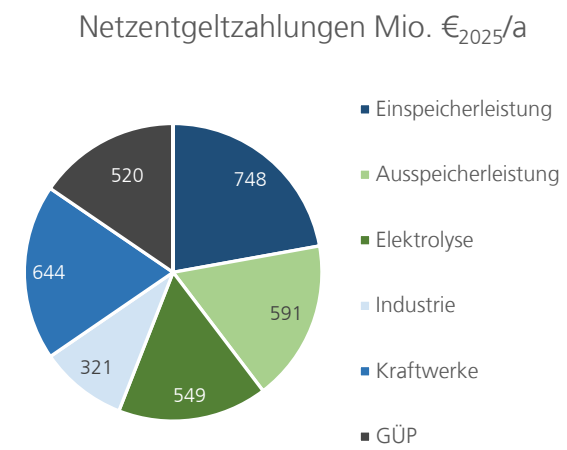




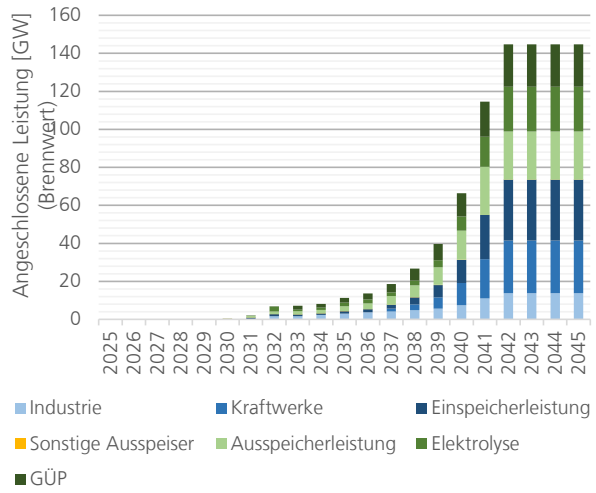


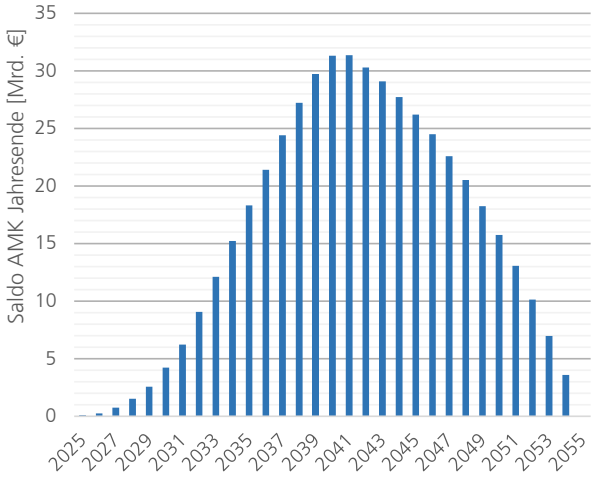


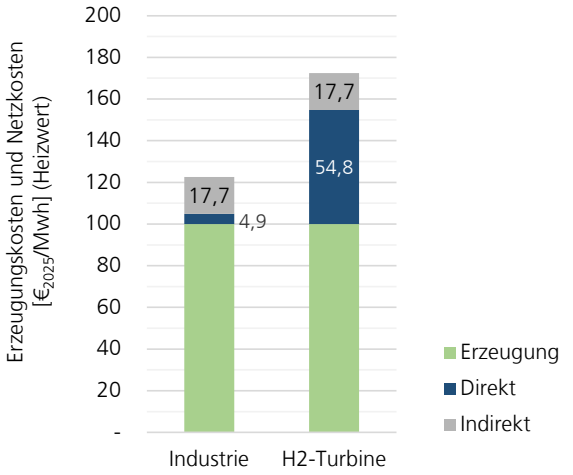


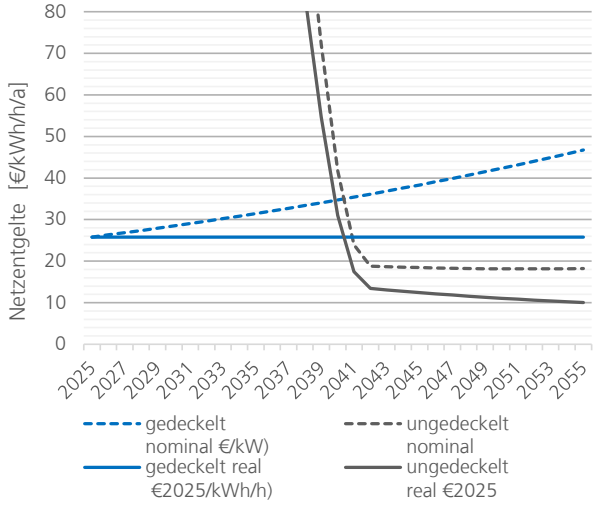


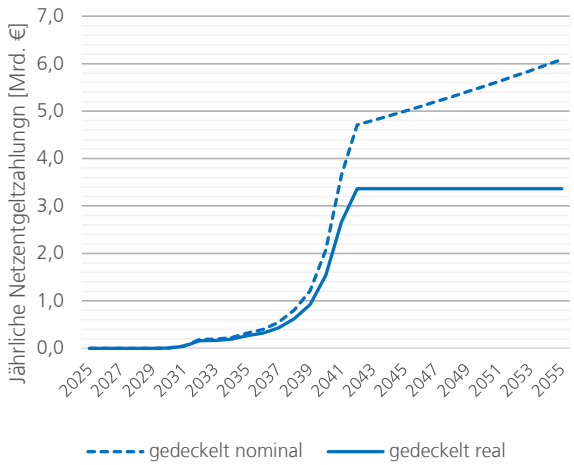
Szenario: Bezugsszenario, 2a Verzug, Beitragsfaktoren 90%. Entgeltdeckel: 25,8 €2025/(kWh/h)/a)

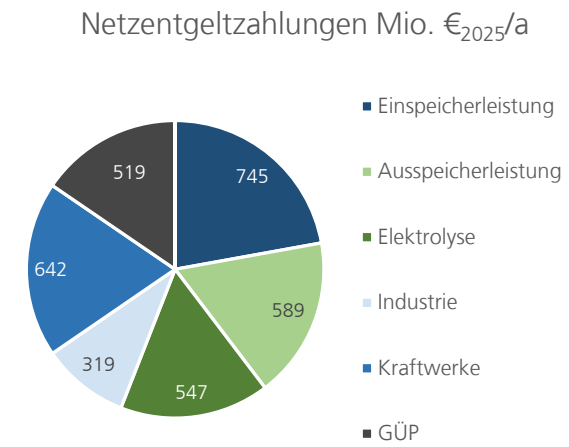












Szenario: Bezugsszenario, 2a Verzug, Beitragsfaktoren 70 - 90%. Entgeltdeckel: 29,6 €2025/(kWh/h)/a