



Fraunhofer
IEG



Fraunhofer
ISI

consentec

ConGas



Gutachten zur Validierung eines
Konzepts zur privatwirtschaftlichen
Finanzierung des Aufbaus eines
Wasserstoff-Kernnetzes bei
subsidiärer staatlicher Absicherung

Ort: Karlsruhe, Berlin, Aachen, Cottbus

Datum: 14.02.2024

Impressum

Gutachten zur Validierung eines Konzepts zur privatwirtschaftlichen Finanzierung des Aufbaus eines Wasserstoff-Kernnetzes bei subsidiärer staatlicher Absicherung

Projektleitung

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG

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

Beteiligte Institute

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung

Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe
Dr. Jakob Wachsmuth, jakob.wachsmuth@isi.fraunhofer.de
Dr. Benjamin Lux, benjamin.lux@isi.fraunhofer.de

ConGas Consulting

Holsteiner Ufer 46, 10557 Berlin
Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer, jmk@congas.net
Maïke Kalz, maïke.kalz@congas.net
Maximilian Evers, maximilian.evers@congas.net
Jeremias Hollnagel, jeremias.hollnagel@congas.net

Consentec GmbH

Grüner Weg 1, 52070 Aachen
Dr. Wolfgang Fritz, fritz@consentec.de

Verfasst im Auftrag von

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

und

Deutsche Energie-Agentur (dena)

Veröffentlicht

Februar 2024

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 Autorinnen und Autoren 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

Impressum	2
Abkürzungsverzeichnis.....	5
1 Einleitung und Aufgabenstellung.....	6
1.1 Auftrag und Grundlage dieses Gutachtens	6
1.2 Allgemeine Darstellung des Finanzierungskonzepts	6
2 Untersuchung der Annahmen für die Finanzierung des Kernnetzes	8
2.1 Zweck des FNB-Gas-Rechentools.....	8
2.2 Funktionsweise des FNB-Gas-Rechentools.....	8
2.3 Zusammenfassung	13
3 Szenarien für die Finanzierung des Kernnetzes.....	15
3.1 Das Gutachten-Rechentool	15
3.2 Ableitung des <i>Basishochlauf</i> szenarios	15
3.3 Das <i>Basishochlauf</i> szenario	22
3.4 Szenariovarianten des <i>Basishochlauf</i> szenarios	24
3.4.1 Das Szenario <i>Verzögerter Wasserstoffhochlauf</i>	25
3.4.2 Das Szenario <i>Netzentgeltrabatt</i>	27
3.4.3 Das Szenario <i>Fixe Baukostensteigerung</i>	29
3.4.4 Das Szenario <i>Jährliche Baukostensteigerung</i>	31
3.4.5 Das Szenario <i>Fixe Betriebskostensteigerung</i>	33
3.4.6 Das Szenario <i>Jährliche Betriebskostensteigerung</i>	34
3.4.7 Das Szenario <i>Höhere Restbuchwerte</i>	36
3.4.8 Das Szenario <i>Eingeschränkte IPCEI-Förderung</i>	38
3.5 Das <i>Sehr adverse Szenario</i>	40
3.6 Auswirkungen einer nachträglichen Erhöhung der Netzentgelte.....	43
3.7 Zusammenfassung und Fazit.....	45
4 Risikoverteilung für die beteiligten Parteien.....	46
4.1 Risikoverteilung im Finanzierungsmodell.....	46
4.2 Risikoverteilung in den untersuchten Szenarien.....	47
5 Analyse der Wirkung des Hochlaufentgelts	48
5.1 Ausgestaltungsvarianten des Netzentgelts.....	48
5.2 Netzentgelte bei Erdgas	49
5.3 Netzentgelte bei Strom.....	50
5.4 Grundsätzliche Überlegungen bezüglich der Zahlungsbereitschaft der Marktakteure für Wasserstoff-Netzentgelte.....	51
5.5 Spezifische Kosten des Wasserstoffnetzes in den Szenarien	53

5.6	Wasserstoffnetzentgelte aus der betriebswirtschaftlichen Perspektive der Endanwendungen.....	54
5.6.1	Zahlungsbereitschaft für Wasserstoffbezug aus dem Netz in der ungekoppelten Stromproduktion.....	54
5.6.2	Zahlungsbereitschaft für Wasserstoffbezug aus dem Netz in KWK-Anlagen	57
5.6.3	Zahlungsbereitschaft für Wasserstoffbezug aus dem Netz in der Industrie.....	58
5.7	Zusammenfassung und Schlussfolgerung	59
6	Zusammenfassung und Fazit	60
7	Literaturverzeichnis.....	62
A.1	Für das Finanzierungskonzept zentrale Paragraphen der EnWG-Novelle	63
A.2	Abbildungen zu Selbstbehalt und Netzentgeltsummen	67

Abkürzungsverzeichnis

AHK	Anschaffungs- und Herstellkosten
AiB	Anlagen im Bau
AMK	Amortisationskonto
AP	Arbeitspreis
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BMF	Bundesfinanzministerium
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Capital Expenditures
EK	Eigenkapital
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FK	Fremdkapital
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GasNEV	Gas-Netzentgeltverordnung
GDRM	Gasdruckregel- und Messanlagen
GewStG	Gewerbsteuergesetz
GÜP	Grenzübergangspunkte
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
INES	Initiative Erdgasspeicher e. V.
IPCEI	Important Project of Common European Interest
KStG	Körperschaftsteuergesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LP	Leistungspreis
RBW	Restbuchwert
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WasserstoffNEV	Wasserstoff-Netzentgeltverordnung

1 Einleitung und Aufgabenstellung

1.1 Auftrag und Grundlage dieses Gutachtens

Der Aufbau eines Wasserstoffnetzes ist zentraler Baustein der Transformation hin zur Klimaneutralität und hat daher hohe Priorität für die Bundesregierung. In nahezu allen Szenarien für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft spielt ein Wasserstofftransportnetz eine wichtige Rolle. Allerdings besteht Unsicherheit über die Höhe und räumliche Verteilung der Ein- und Ausspeisung. Wasserstoffangebot und Nachfrage wiederum warten auf eine Wasserstoffnetzplanung. Dieses mehrfache Henne-Ei-Problem plant die Bundesregierung mit dem Wasserstoff-Kernnetz zu adressieren. Mit Beteiligung der Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) hat die Bundesregierung ein Finanzierungskonzept entwickelt, das den privatwirtschaftlichen Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes ermöglichen soll und eine subsidiäre staatliche Absicherung vorsieht. Es basiert auf einem ursprünglich von der Deutschen-Energie-Agentur (dena) vorgeschlagenen Modell. Das ursprüngliche Finanzierungskonzept wurde in einem Prozess verfeinert, an dem das Bundeswirtschaftsministerium, das Bundesfinanzministerium, die Fernleitungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur beteiligt waren. Der Entwurf der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes sieht in § 28r ein Gutachten zur Validierung der Tragfähigkeit des Finanzierungsmodells vor. Das vorliegende Gutachten hat diesen Auftrag.

Im Kern behandelt das Gutachten vier Aspekte:

1. Zunächst wird in Kapitel 2 das von den FNB entwickelte Rechentool geprüft, welches die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes beschreibt und als Grundlage der quantitativen Bewertung in den bisherigen Prozessen eingesetzt wurde.
2. Danach wird in Kapitel 3 mit einem modifizierten und erweiterten Rechentool anhand von Szenarien analysiert, welche Auswirkungen unterschiedliche Entwicklungen auf die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes haben.
3. Im nächsten Schritt wird in Kapitel 4 die Risikoverteilung zwischen Staat und Wasserstoff-Kernnetz-Betreibenden diskutiert.
4. In Kapitel 5 wird die Wirkung der zuvor berechneten erforderlichen Netzentgelte betrachtet. Hierbei geht es u. a. um die Frage, ob diese auch in einem adversen Szenario vollständig ohne die Inanspruchnahme von Förderung getragen werden können.

Im abschließenden Kapitel 7 erfolgt die Synthese der erzielten Erkenntnisse.

Abschließend soll erwähnt werden, dass der zeitliche Rahmen für die Erstellung dieses Gutachtens eng war. Viele der diskutierten Aspekte könnten und sollten in Zukunft vertieft werden. Die Gutachter:innen sind aber überzeugt, dass der enge Zeitrahmen keinen maßgeblichen Einfluss auf die zentralen Ergebnisse und Schlussfolgerungen des Gutachtens hat; wir gehen davon aus, dass die Analysen der im Kern zu beantwortenden Fragen robust sind.

1.2 Allgemeine Darstellung des Finanzierungskonzepts

Das Finanzierungskonzept wird in §§ 28r-28s der EnWG-Novelle (siehe Anhang 1) geregelt.

Grundsätzlich ist es das Ziel des Ansatzes, dass der Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes analog zu Gas- und Stromnetzen privatwirtschaftlich über Netzentgelte finanziert wird. Zu Beginn der Hochlaufphase, wenn die Zahl der Netznutzer:innen noch klein ist, können die anfänglich hohen Investitionen absehbar jedoch noch nicht voll auf die Netznutzer umgelegt werden. Wie das FNB-Gas-Rechentool und die Betrachtungen in Kapitel 3 zeigen, ergeben sich ohne Deckelung in den ersten Jahren prohibitiv hohe Entgelte, die von Ein- und Ausspeisern unmöglich zu tragen sind.

Auf der Seite der Netze ergibt sich daraus ein Amortisationsrisiko, das privatwirtschaftliche Investitionen in Wasserstoffnetze hemmt. Das Konzept der Bundesregierung sieht vor, das Risiko für Investoren durch ein sogenanntes *Amortisationskonto* (AMK) und eine subsidiäre staatliche Übernahme des Amortisationsrisikos abzusichern. Bei diesem Modell werden die Netzentgelte auf ein sogenanntes

Hochlaufentgelt gedeckelt. In den ersten Jahren wird die Differenz zwischen anfangs hohen Kosten des Netzaufbaus und geringen Einnahmen durch wenige Netznutzer auf einem Amortisationskonto fortgeschrieben; die kontoführende Stelle gleicht die Differenz aus genehmigten Netzkosten und Netzentgelterlösen durch eine Zahlung an die Netzbetreiber aus. In den späteren Jahren, wenn eine ausreichende Anzahl von Netznutzern angeschlossen ist und die Einnahmen aus dem Hochlaufentgelt die Kosten für den Netzaufbau und -betrieb übersteigen, wird das Amortisationskonto sukzessive bis spätestens zum Zieljahr 2055 ausgeglichen. Ein regelmäßiger Revisionsmechanismus mit einer Anpassung der Hochlaufentgelte soll den Ausgleich des AMKs sicherstellen. Ab 2028 prüft die BNetzA alle drei Jahre die Tragfähigkeit des Finanzierungsmodells und passt ggf. das Hochlaufentgelt an. Eine wichtige Randbedingung ist hierbei jedoch, dass die Höhe der Netzentgelte nur soweit angepasst werden kann, als dass der Hochlauf dadurch nicht gefährdet wird. Das verbleibende Risiko, dass das Amortisationskonto nicht bis 2055 ausgeglichen werden kann, soll durch eine subsidiäre staatliche Garantie für den Ausgleich des Amortisationskontos abgesichert werden. In diesem Fall werden die FNB durch einen Selbstbehalt am Ausgleich des Amortisationskontos beteiligt. Sollte sich bereits früher abzeichnen, dass ein Ausgleich des Amortisationskontos bis 2055 nicht erreichbar sein wird, kann ab 2035 der nicht auf Entgelte umzulegende Fehlbetrag durch partielle staatliche Zuschüsse gemindert werden, sofern es eine positive Fortführungsprognose für die Entwicklung des Amortisationskontos gibt. Wenn im Zuge der Revisionen absehbar wird, dass der Wasserstoffhochlauf in Gänze nicht wie geplant von statten geht und der Betrieb des Netzes auch nach 2055 nicht mit regulären Netzentgelten zu finanzieren wäre, ist der Bund ab 2038 berechtigt, das Amortisationskonto mit Wirkung zum Ende des Folgejahres zu kündigen, d. h. frühestens Ende 2039. Die Kernnetzbetreiber müssen für diesen Fall eventuell Rückstellungen bilden. Sind die Kernnetzbetreiber zum Auflösungszeitpunkt des AMK nicht in der Lage, den Selbstbehalt aus Barmitteln zu finanzieren, übertragen sie das gesamte Netz zu den kalkulatorischen Restwerten abzüglich ihres Selbstbehalts.

Das langfristige Ziel des Konzepts ist es, dass ab 2055 die Hochlaufphase vollständig abgeschlossen ist, und das Netz analog zu den heutigen Strom- und Erdgasnetzen von den Kund:innen finanziert und von der BNetzA reguliert wird.

2 Untersuchung der Annahmen für die Finanzierung des Kernnetzes

In den Abstimmungsprozessen zum Finanzierungskonzept zwischen FNB, BMWK, BMF und BNetzA wurde ein von den FNB entwickeltes Rechentool genutzt. Dieses ist in MS Excel umgesetzt und bildet die für die Finanzierung relevanten Parameter ab. Das Rechentool wurde an die Gutachter:innen für eine Validierung übergeben, die in diesem Kapitel vorgenommen wird.

2.1 Zweck des FNB-Gas-Rechentools

Die Modellrechnung des FNB Gas dient zur Untersuchung der Belastung des im Gesetzentwurf der Bundesregierung definierten Amortisationskontos zur Minderung der Netzentgelte für Nutzer:innen des Wasserstoff-Kernnetzes in der Aufbauphase. Hierfür werden die anzusetzenden Netzkosten, welche über Netzentgelte gedeckt werden sollen, ermittelt. Die entsprechenden Netzentgelte werden abgeleitet und zu gedeckelten Netzentgelten verringert, sodass die entsprechenden Mindererlöse auf ein Amortisationskonto gebucht werden, um die entstehenden Verluste abzufangen. Sobald die Netzentgelte niedriger sind als die gedeckelten Netzentgelte, können die verbuchten und verzinsten Mindererlöse im Amortisationskonto abgebaut werden. Mittels der Modellrechnung kann abgeschätzt werden, wann das Amortisationskonto ausgeglichen ist, ob nach der Auflösung des Amortisationskontos noch ein Saldo besteht und wie hoch der entsprechende Selbstbehalt seitens der Netzbetreiber ist.

In der Modellrechnung des FNB Gas sind die Investitionen des Antragsentwurfs des FNB Gas vom 15.11.2023 enthalten und es werden entsprechende Verteilungen der Investitionen von Anlagen im Bau angenommen. Die kalkulatorischen Kapitalkosten werden gemäß WasserstoffNEV ermittelt; die Kontoführung des Amortisationskontos entspricht dem Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 15.11.2023.

Eine Ermittlung der Erlösobergrenze wird in der Modellrechnung des FNB Gas nicht abgebildet, sondern eine Berechnung der anzusetzenden Netzkosten. Dies entspricht den gesetzlichen Grundlagen, da der Betrieb von Wasserstoffnetzen keiner Anreizregulierung und somit keiner Erlösobergrenze unterliegt. Des Weiteren sind bei den Kosten in der Modellrechnung nicht die Inflationseffekte berücksichtigt und es werden keine unternehmensspezifischen Parameter einbezogen, wie immaterielle Vermögensgegenstände, Restwerte von Gebäuden, Umlaufvermögen oder Abzugskapital. Die fehlende Berücksichtigung der unternehmensspezifischen Parameter liegt daran, dass diese nicht prognostizierbar sind und laut BNetzA eine vernachlässigbare Höhe umfassen.

Darüber hinaus umfasst die Modellrechnung weitere Unsicherheiten, wie die Höhe der Restbuchwerte (RBW) und die verbleibende Restnutzungsdauer der Bestandsanlagen sowie die Höhe der Betriebskosten. Des Weiteren ist ein modellhaftes, lineares HochlaufszENARIO mit entsprechend anfallenden gebuchten Kapazitäten hinterlegt. Der Hochlauf der Wasserstoffnutzung unterliegt vielen Unsicherheiten, sodass ein Teil des Gutachtens sich mit abweichenden Szenarien und deren Einfluss auf das Amortisationskonto befasst. In der Modellrechnung werden Investitionen in den Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes zwischen 2023 und 2032 berücksichtigt. Weitere Investitionsbedarfe, wie ein Netzausbau auf Grund steigender Wasserstoffnachfragen wird nicht berücksichtigt.

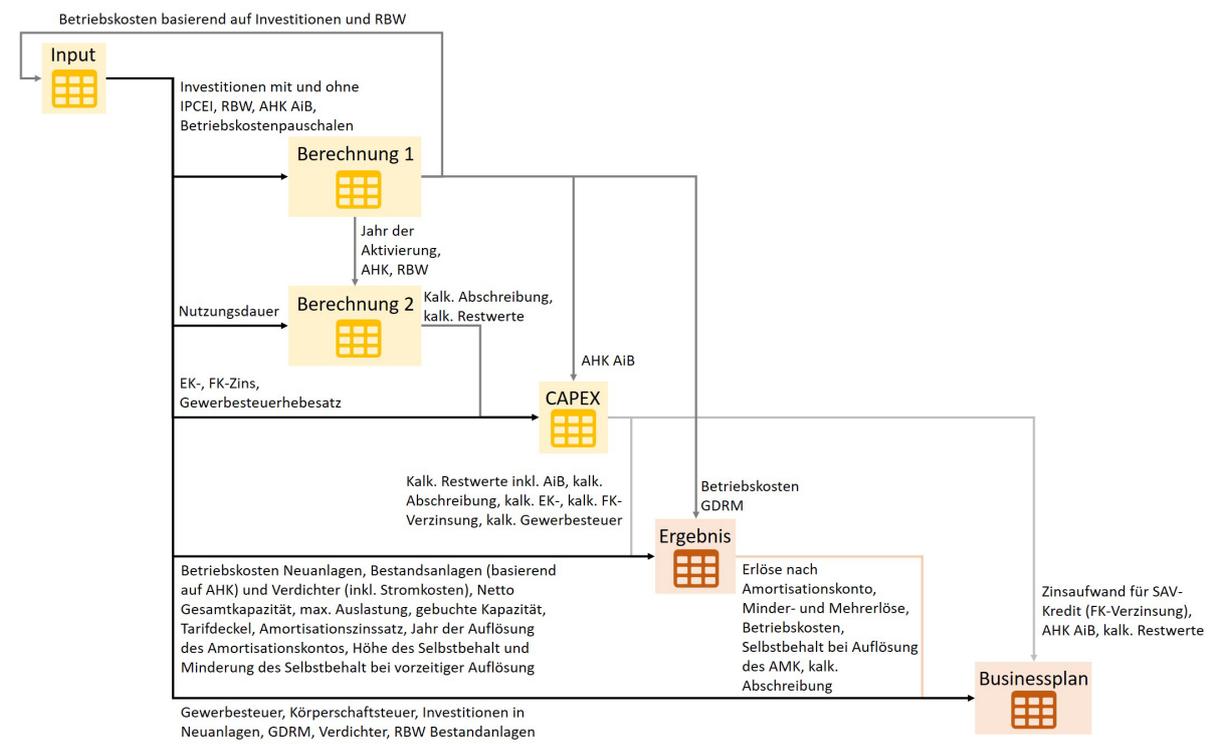
Mittels der Modellrechnung der FNB Gas können keine Eintrittswahrscheinlichkeiten ermittelt werden.

2.2 Funktionsweise des FNB-Gas-Rechentools

Die Modellrechnung des FNB Gas wird mittels eines Excel-Tools durchgeführt, welches im Folgenden als *FNB-Gas-Rechentool* bezeichnet wird. Abbildung 1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Excel-Blätter (gelb und orange) und deren Datenaustausch (Pfeile). Das FNB-Gas-Rechentool beinhaltet ein Blatt „Input“, in welchem die Annahmen hinterlegt sind und verschiedene Hochlaufgeschwindigkeiten und Preisdeckel ausgewählt werden können. In dem Blatt „Berechnung 1“ werden die Investitionen in Neuanlagen, Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRM) und Verdichter, die Restbuchwerte (RBW) der Bestandsanlagen und die jährlichen Summen der Anlagen im Bau (AiB) gebildet sowie die

Betriebskosten basierend auf den Investitionen bzw. Restbuchwerten ermittelt. Das Blatt „Berechnung 2“ dient zur Ermittlung der kalk. Restwerte und der kalk. Abschreibung. Diese werden im Blatt „CAPEX“ zur Berechnung der kalk. Kapitalkosten verwendet. Im Blatt „Ergebnis“ werden die entstehenden Netzkosten und Erlöse berechnet und die Nutzung des Amortisationskontos aufgezeigt. Das letzte Blatt „Businessplan“ zeigt anhand der Eigenkapital- und Gesamtkapitalrendite die Einflüsse des Wasserstoffnetzaufbaus auf die internen Ertragsätze des betrachteten Netzbetriebs.

Abbildung 1: Übersicht der Zusammenhänge der Modellrechnung des FNB Gas



Quelle: Fraunhofer IEG basierend auf Modellrechnung des FNB Gas (06.12.2023)

Im Folgenden werden die einzelnen Excel-Blätter detaillierter erläutert.

Input

Im Excel-Blatt „Input“ ist eine Auswahl der Hochlaufgeschwindigkeit vorgesehen, welche einen linearen Hochlauf zwischen 2025 und 2045 beinhaltet. Dieser basiert laut FNB Gas auf einer angenommenen Exit-Leistung inklusive Speicher von 86.532 MW und auf einer Entry-Leistung von 101.000 MW. Diese Werte entsprechen den rechtlichen Anforderungen, die an die Planung des Kernnetzes gestellt wurden. Durch diese werden bestimmte industrielle Nachfragen, (KWK-)Kraftwerke, Speicher und Kuppelkapazitäten berücksichtigt. Eine detailliertere Aufteilung der Exit- und Entry-Leistungen bezüglich der angenommenen Nutzung findet im Rechentool dann nicht mehr statt. Die Gesamtkapazität wird im FNB-Gas-Rechentool mittels einer Verdopplung der Exit-Leistung abgeleitet und es wird eine Ausbuchung von 85 % unterstellt. Die maximale Auslastung beträgt 100 %. Die lineare Hochlaufgeschwindigkeit wird über den Betrachtungszeitraum anhand von prozentual vermarkteten Kapazitäten pro Jahr dargestellt. Weitere Hochlaufgeschwindigkeiten können ergänzt werden, indem andere prozentuale Verteilungen der vermarkteten Kapazität hinterlegt werden. Annahmen bezüglich der transportierten Wasserstoffmenge werden nicht aufgezeigt.

Bezüglich der Verdichter wird angenommen, dass ab einer vermarkteten Kapazität von 80.000 MW Verdichter benötigt werden. Die maximal angenommene Verdichterleistung liegt bei 291 MW und entspricht der Verdichterleistung im Antragsentwurf des FNB Gas vom 15.11.2023 (FNB Gas 2023). Zur Berechnung der Investitionen werden 6 Mio. € pro Verdichterleistung in MW angenommen. Des Weiteren enthält das FNB-Gas-Rechentool Benutzungstunden von 2.500 h/a für die Verdichter, für welche ein Wirkungsgrad von 95 % verwendet wird. Zur Ermittlung der Stromkosten der Verdichter

wird ein Strompreis von 200 €/MWh angenommen. Eine detaillierte Einordnung der technischen Annahmen liegt außerhalb des Betrachtungsrahmens dieses Gutachtens, sodass hierfür ein entsprechendes technisches Gutachten benötigt wird.

Im FNB-Gas-Rechentool können unterschiedliche Preisdeckel ausgewählt werden, welche konstant über den Betrachtungszeitraum bei 15 €/kWh/h/a, 20 €/kWh/h/a oder 25 €/kWh/h/a liegen. Zur Ermittlung der Betriebskosten werden Betriebskostenpauschalen angenommen. Für Neuanlagen und Bestandsanlagen liegt die Pauschale bei 0,8 %, was der üblichen Pauschale für Erdgasanlagen nach ARegV § 23 entspricht. Für Bestandsanlagen wird angenommen, dass die übernommenen Restwerte 25 % der Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK) entsprechen. Als Berechnungsgrundlage dienen, laut FNB Gas, die Neubaukosten entsprechender Erdgasleitungen basierend auf den Kostensätzen im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 (FNB Gas 2022). Die Betriebskostenpauschale für Verdichter ist 1,5 % und entspricht der Pauschale für Erdgasverdichter, welche im Beschluss BK4-19-075 der BNetzA Beschlusskammer 4 genehmigt wurde (BNetzA - Beschlusskammer 4 2019a). Im Beschluss BK4-19-076 legte die Beschlusskammer 4 die Betriebskostenpauschale für Erdgas-GDRM auf 1,7 % fest, welche in der Modellrechnung des FNB Gas ebenfalls für die entsprechenden Wasserstoff-GDRM angenommen wird (BNetzA - Beschlusskammer 4 2019b).

In Bezug auf die Nutzungsdauern der Anlagen sind in der Modellrechnung 35 Jahre für Neuanlagen, 10 Jahre für Bestandsanlagen, 25 Jahre für Verdichter und 35 Jahre für GDRM angenommen. Eine Nutzungsdauer von 25 Jahren für Verdichter entspricht den Nutzungsdauern der Erdgas-Verdichter im GasNEV Anlage 1. Für die Bestandsanlagen ist laut FNB Gas die Nutzungsdauer von 10 Jahren konsistent mit der Annahme der Restwerte von 25 % der AHK. Die Nutzungsdauer von 35 Jahren für Neuanlagen und GDRM ist niedriger als für die entsprechenden Erdgasanlagen nach GasNEV Anlage 1. Hierbei fand eine Orientierung an der erwarteten Nutzungsdauer von Elektrolyseuren statt, um einen gewissen Sicherheitsabschlag zu berücksichtigen. Dies ist gemäß WasserstoffNEV § 8 Abs. 4 zulässig.

Des Weiteren wird ein Körperschaftssteuersatz von 15,8 % angenommen, welcher dem Steuersatz in § 23 KStG inklusive Solidaritätszuschlag entspricht. Der Gewerbesteuerhebesatz wird mit 400 % angenommen und liegt leicht unter dem durchschnittlichen Gewerbesteuerhebesatz im Jahr 2022 (Destatis 2023). 14 % sind für den Gewerbesteuersatz angenommen, welche der Gewerbesteuermesszahl für Gewerbeerträge von 3,5 % nach § 11 Abs. 2 GewStG multipliziert mit dem Gewerbesteuerhebesatz entspricht.

Weitere zentrale Annahmen des FNB Gas-Rechentools stellt Tabelle 1 dar.

Tabelle 1: Diskussionsstand weiterer Annahmen in der Modellrechnung des FNB Gas

Parameter	Angesetzter Wert	Quellenverweis
Eigenkapitalverzinsung in %	6,69	Gesetzentwurf EnWG § 28r Abs. 1 (16.11.2023)
Fremdkapitalverzinsung in %	4,00	Diskussionsstand Dezember 2023
Verzinsung Amortisationskonto in %	4,00	Diskussionsstand Dezember 2023
Höhe des Selbstbehalts bei Auflösung des Amortisationskontos in %	24,00	Gesetzentwurf EnWG § 28s Abs. 2 (16.11.2023)
Minderung Selbstbehalt bei vorzeitiger Auflösung des Amortisationskontos pro Jahr in %	0,50	Gesetzentwurf EnWG § 28s Abs. 2 (16.11.2023)

Quelle: Modellrechnung der FNB Gas (06.12.2023) und (Gesetzentwurf der Bundesregierung 16.11.2023)

Neben den zuvor beschriebenen Parametern werden im Blatt „Input“ die geplanten Investitionen in Neuanlagen, GDRM und Verdichter, welche auf dem Antragsentwurf des FNB Gas vom 15.11.2023 basieren (FNB Gas 2023), auf die entsprechenden Aktivierungsjahre aufgeteilt. Die Investitionen in die Umstellung der Bestandsanlagen sind in den Investitionen in Neuanlagen und GDRM enthalten, wobei

nach Angaben des FNB Gas die Aufteilung 87,7 % der Umstellungsinvestitionen in Investitionen der Neuanlagen und 12,3 % in den Investitionen in GDRM enthalten sind. Somit ergibt sich eine Summe von Investitionen in Neuanlagen von 14.927 Mio. €, in GDRM von 821 Mio. € und in Verdichter von 1.698 Mio. €. Zuzüglich der Investitionen in IPCEI (Important Project of Common European Interest) Projekte enthält die Modellrechnung des FNB Gas Investitionen in Höhe von 19.792 Mio. €, welche der gesamten Investitionshöhe im Antragsentwurf des FNB Gas entspricht und über einen Zeitraum von 2023 bis 2032 getätigt werden. Die Investitionen, ohne die Investitionen in IPCEI-Projekte, werden basierend auf dem Jahr der geplanten Inbetriebnahme (Aktivierung) anteilig auf fünf Jahre verteilt, um die Kosten der Anlagen im Betrieb zu ermitteln. Der Verteilungsschlüssel ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Aufteilung der Investitionen in Jahresscheiben in der Modellrechnung des FNB Gas

Jahr	t-4	t-3	t-2	t-1	t (Jahr der Inbetriebnahme)
Anteil der Investition	2 %	5 %	10 %	28 %	55 %

Quelle: Modellrechnung des FNB Gas (06.12.2023)

Bei Zeiträumen, die geringer sind als fünf Jahre vor geplanter Inbetriebnahme, werden die Kostenanteile der fehlenden Jahre auf die restlichen Jahre anteilig aufgeteilt.

Des Weiteren werden im Blatt „Input“ die kalkulatorischen RBW der umzustellenden Bestandsanlagen und deren Jahr der Umstellung aufgeführt. Die Höhe der RBW wurde mittels der Annahme, dass diese 25 % der vergleichbaren Neubaukosten entsprechen, ermittelt.

Abschließend werden die Betriebskosten abgeleitet. Die Betriebskosten für Neuanlagen und Verdichter basieren auf den Rechnungen in Blatt „Berechnung 1“. Für die Betriebskosten der Bestandsanlagen werden ebenfalls die Betriebskosten aus dem Blatt „Berechnung 1“ übernommen und durch 25 % geteilt, sodass diese den Betriebskosten basierend auf den AHK der Bestandsanlagen entsprechen. Basierend auf den installierten Verdichterleistungen, dem Wirkungsgrad von Power-to-Gas-Verdichtereinheiten, dem Strompreis und den Benutzungsstunden der Verdichter, werden die Stromkosten der Verdichter ermittelt.

Berechnung 1

Mit dem Excel-Blatt „Berechnung 1“ werden als Erstes die Summen der gesamten Investitionen ohne IPCEI-Projekte für Neuanlagen, GDRM und Verdichter in den Jahren ihrer Inbetriebnahme aufsummiert sowie die Summe der RBW der Bestandsanlagen im Jahre deren Inbetriebnahme für das Wasserstoffnetz gebildet. Des Weiteren werden die Summen der Anlagen im Bau in den verschiedenen Jahresscheiben ermittelt. Die Anlagen im Bau entsprechen den Anlagen in die bereits investiert wird, die aber noch nicht in Betrieb genommen wurden.

Zur Ermittlung der Betriebskosten werden die Investitionen inklusive der IPCEI-Projekte je Anlagen-gruppe und die RBW der Bestandsanlagen kumuliert und mit der entsprechenden Betriebskostenpau-schale aus dem Excel-Blatt „Input“ multipliziert. Ab 2032 werden keine weiteren Investitionen getätigt bzw. keine weiteren Bestandsanlagen übernommen, sodass die Betriebskosten konstant bleiben.

Berechnung 2

Das Excel-Blatt „Berechnung 2“ dient zur Berechnung der kalk. Abschreibung und kalk. Restwerte der berücksichtigten Anlagen. Hierfür werden die AHK (Investition bereinigt um IPCEI-Förderung) der ver-schiedenen Anlagen, bzw. deren RBW bei Bestandsanlagen zu Beginn des Jahres der Inbetriebnahme, aus dem Excel-Blatt „Berechnung 1“ übernommen. Mittels der entsprechenden Nutzungsdauern aus dem Excel-Blatt „Input“ werden die Nutzungsjahr ermittelt und basierend auf diesen eine lineare Ab-schreibung und entsprechende Restwertermittlung durchgeführt. Für die einzelnen betrachteten Jah-resschritte werden die Summen der kalk. Abschreibung und der kalk. Restwerte zum Ende der be-trachteten Jahre gebildet.

CAPEX

Die kalkulatorischen Restwerte zum 31.12. der betrachteten Jahre aus dem Excel-Blatt „Berechnung 2“ und die jährlichen Summen der AHK der Anlagen im Bau aus Excel-Blatt „Berechnung 1“ werden im Excel-Blatt „CAPEX“ zu den kalk. Restwerten des Sachanlagevermögens aufsummiert. Die AHK der Anlagen im Bau werden nicht abgeschrieben, da diese den bereits vorhandenen Werten der im Bau befindenden Anlagen entsprechen und noch keine Wertminderung durch die Nutzung entsteht. Ab Inbetriebnahme der Anlagen werden die gesamten AHK der Anlagen zu Beginn des Inbetriebnahme-Jahres abgeschrieben, sodass am Jahresende ein kalk. Restwert berücksichtigt wird. Somit wird sichergestellt, dass keine Doppelberücksichtigung der AHK der Anlagen im Bau und der in Betrieb genommenen Anlagen entsteht.

Das verzinsliche Fremdkapital wird als 60 % der kalk. Restwerte des Sachanlagenvermögens ermittelt. Dies entspricht der Vorgabe im WasserstoffNEV § 8 Abs. 2, welche das anzusetzende Eigenkapital auf höchstens 40 % begrenzt. Des Weiteren werden, entsprechend WasserstoffNEV § 10, die Eigenkapital- (EK) und Fremdkapital- (FK) Verzinsung basierend auf den Mittelwerten aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand abgeleitet.

Zur Ermittlung der EK-Verzinsung wird zuerst das betriebsnotwendige Vermögen bestimmt. In der Modellrechnung des FNB Gas entspricht dies dem Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand des kalk. Restwertes des Sachanlagenvermögens. Restwerte aus immateriellen Vermögensgegenständen und das Umlaufvermögen (Forderungen, Vorräte und Kassenbestand) werden vernachlässigt, da es sich um unternehmensspezifische Größen handelt. Zur Bestimmung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals wird von dem betriebsnotwendigen Vermögen das verzinsliche Fremdkapital abgezogen. Das Abzugskapital, wie Verbindlichkeiten, Rückstellungen, Baukostenzuschüsse und An-/ Vorauszahlungen, wird ebenfalls vernachlässigt, da es schwer zu prognostizierende, unternehmensspezifische Größen sind. Basierend auf dem ermittelten betriebsnotwendigen Eigenkapital und dem EK-Zinssatz aus dem Excel-Blatt „Input“ wird die kalk. EK-Verzinsung ermittelt. Zur Berechnung der kalk. FK-Verzinsung wird das ermittelte verzinsliche Fremdkapital mit dem entsprechenden FK-Zinssatz aus dem Excel-Blatt „Input“ multipliziert.

Die berechnete kalk. EK-Verzinsung dient als Grundlage für die Bestimmung der kalk. Gewerbesteuer anhand der Gewerbesteuermesszahl von 3,50 % nach § 11 Abs. GewStG und dem in Excel-Blatt „Input“ vorgegebenen Gewerbesteuerhebesatz.

Ergebnis

Im Excel-Blatt „Ergebnis“ werden als Erstes die kalk. Kapitalkosten ermittelt, indem die in Excel-Blatt „CAPEX“ ermittelten kalk. Restwerte, kalk. EK-Verzinsung, kalk. FK-Verzinsung, kalk. Gewerbesteuer mit den kalk. Abschreibungen, basierend auf Excel-Blatt „Berechnung 2“, addiert werden. Anschließend werden die Betriebskosten der Neuanlagen, Bestandsanlagen und Verdichter inkl. Stromkosten aus dem Excel-Blatt „Input“ sowie die Betriebskosten der GDRM aus dem Excel-Blatt „Berechnung 1“ hinzuaddiert. Dies ergibt die anzusetzenden bzw. einzureichenden Netzkosten, welche in der Modellrechnung des FNB Gas als „Erlösobergrenze“ bezeichnet wurden, aber keiner Erlösobergrenze entsprechen.

In einem zweiten Schritt werden die Netzentgelte und Erlöse vor dem Amortisationskonto ermittelt. Dabei werden die gebuchten Kapazitäten mittels der maximalen Auslastung der Gesamtkapazität und der Hochlaufgeschwindigkeit aus der Excel-Mappe „Input“ ermittelt. Die ungedeckelten Netzentgelte basieren auf den anzusetzenden Netzkosten und den gebuchten Kapazitäten des jeweils gewählten Hochlaufpfads. Anschließend wird das Minimum zwischen berechnetem ungedeckeltem Netzentgelttarif und gedeckeltem Netzentgelttarif, welcher im Excel-Blatt „Input“ ausgewählt wurde, berechnet. Dieses Minimum wird verwendet, um die Erlöse vor Amortisationskonto zu bestimmen, sodass so lange die gedeckelten Netzentgelte verwendet werden, wie diese niedriger sind als die ungedeckelten Netzentgelte.

Im Amortisationskonto werden die Minder- und Mehrererlöse verbucht. Die Mindererlöse ergeben sich aus der Differenz der anzusetzenden Netzkosten und der Erlöse vor Amortisationskonto. Mehrererlöse treten auf, sobald die ungedeckelten Netzentgelte geringer sind als die gedeckelten. Die Differenz aus

Erlösen, basierend auf gedeckelten Netzentgelten, und Erlösen, basierend auf ungedeckelten Netzentgelten, entspricht dann den Mehrerlösen. Diese Mehrerlöse dienen ab diesem Zeitpunkt dem Abbau des Amortisationskontos.

Die Mindererlöse sind über das Amortisationskonto zu decken und werden entsprechend verzinst. Die Verzinsungsbasis des Amortisationskontos ergibt sich aus dem Saldo des Amortisationskontos zum Jahresanfang sowie den durchschnittlichen Mindererlösen abzüglich der durchschnittlichen Mehrerlöse des betrachteten Jahres. Die Verzinsungsbasis wird mit dem Zinssatz des Amortisationskontos aus dem Excel-Blatt „Input“ multipliziert.

Ist das Amortisationskonto im Jahr der Auflösung, welches auf 2055 festgelegt wurde, nicht ausgeglichen, so wird die Summe aus Saldo des Amortisationskontos am Jahresanfang, der Mindererlöse, der Verzinsung und des Abbaus des Amortisationskontos ermittelt. Diese Summe entspricht den Verlusten des Wasserstoffnetzaufbaus. Der Selbstbehalt der Netzbetreiber bei einer Auflösung im Jahr 2055 wurde auf einen prozentualen Anteil der Verluste aus dem Excel-Blatt „Input“ festgelegt. Wird das Amortisationskonto vor dem Auflösungsjahr 2055 aufgelöst, so verringert sich der anteilige Selbstbehalt pro verfrühtem Auflösungsjahr um einen in Excel-Blatt „Input“ gesetzten Anteil.

Businessplan

Im letzten Excel-Blatt „Businessplan“ werden die Gewinn- und Verlustrechnung (GuV), die operativen, investiven und finanziellen Cashflows, sowie die Bilanz des betrachteten Basisnetzbetriebs aufgestellt. Die berücksichtigten Umsatzerlöse werden aus der Summe der Erlöse nach Amortisationskonto und der Differenz aus Minder- und Mehrerlösen durch den Unterschied der gedeckelten und ungedeckelten Netzentgelte ermittelt. Der Selbstbehalt bei einer Auflösung des Amortisationskontos wird als sonstiger betrieblicher Aufwand in der GuV berücksichtigt.

Die aufgestellte Bilanz beinhaltet die kalk. Restwerte des Anlagenvermögens, inklusive der Werte der Anlagen im Bau, als Aktiva und das Eigenkapital sowie das Fremdkapital für das Sachanlagenvermögen als Passiva. Immaterielle Vermögensgegenstände, Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte sowie das Umlaufvermögen werden vernachlässigt.

Darüber hinaus werden die Rendite der EK-Geber und die Gesamtkapitalrendite berechnet.

2.3 Zusammenfassung

Die Modellrechnung des FNB Gas beinhaltet alle kostenrechnerischen Angaben sowie relevanten Funktionen zur Ermittlung der anzusetzenden Netzkosten, Ableitung der Netzentgelte und Anwendung des Amortisationskontos. Die Angaben zum seitens des FNB Gas unterstellten Wasserstoff-Mengengerüsts des Markthochlaufs sind hingegen spärlich in dem Sinne, als dass nur die für die ursprünglichen Berechnungen erforderlichen Daten enthalten sind. Für die Zwecke dieses Gutachtens weisen die Angaben somit zwei wesentlichen Lücken auf: Zum einen die in Anspruch genommenen Leistungen bzw. transportierten Wasserstoffmengen, zum anderen die Aufteilung der angenommenen Entry- und Exit-Buchungen auf die maßgeblichen Nutzungen (auf Entry-Seite v. a. Importe, Erzeugung, Ausspeicherung; auf Exit-Seite v. a. Industrieverbrauch, Kraftwerke und Einspeicherung). Diese bilden aber die Bezugsgrößen für die Wasserstoff-Netzentgelte und sind daher ausschlaggebend für die Bewertung, ob die Wasserstoff-Netzentgelte marktgängig sind.

Die getroffenen kostenrechnerischen Annahmen sind plausibel. Die berücksichtigten Betriebskostenauspauschalen entsprechen den Erdgas-seitigen Vorgaben der ARegV § 23 und den Beschlüssen der BNetzA (BNetzA - Beschlusskammer 4 2019a, 2019b). Für die Nutzungsdauern erlaubt die WasserstoffNEV gewisse Freiheiten, welche begründet im FNB-Gas-Rechentool genutzt werden. Die angenommene EK-Verzinsung und Regelung des Selbstbehalts bei einem nicht ausgeglichenen Amortisationskonto entsprechen den Vorgaben in § 28r und § 28s des Gesetzentwurfs der Bundesregierung (Gesetzentwurf der Bundesregierung 16.11.2023) und die angenommenen Investitionen stimmen mit den Investitionen im Antragsentwurf des FNB Gas überein (FNB Gas 2023). Hingegen wurden der FK-Zinssatz und der Zinssatz des Amortisationskontos basierend auf Diskussionen im Erstellungsprozess des FNB-Gas-Rechentools festgelegt. Kostenrechnerisch kann die Modellrechnung daher als korrekt bewertet werden.

Wie bei jeder Modellrechnung wird auch in dieser eine Vereinfachung der Realität dargestellt, sodass von einem generischen Netzbetreiber ausgegangen wird, welcher alle Investitionen tätigt. Unternehmensspezifische Daten, wie immaterielle Vermögensgegenstände, Gebäude, Umlaufvermögen oder Abzugskapital, werden in den Berechnungen vernachlässigt. Nach Einschätzung der BNetzA bilden diese Größen lediglich einen geringen Anteil der relevanten Daten ab, sodass eine Vernachlässigung sinnvoll ist.

Die Annahmen der Modellrechnung des FNB Gas unterliegen großen Unsicherheiten v. a. auf der Seite der Kapazitätsbuchungen. Angaben zur Aufteilung der Buchungen fehlen, ebenso Angaben zur Inanspruchnahme der Netzkapazitäten (GW) und transportierten Wasserstoffmengen (TWh), welche daher im Rahmen dieses Gutachtens durch Füllung der Datenlücken genauer untersucht werden müssen. Dabei werden unterschiedliche Hochlaufsznarien und zeitliche Verzögerungen des Wasserstoff-Markthochlaufs variiert, um die Auswirkungen von Abweichungen zum in der Modellrechnung hinterlegten Hochlaufsznario aufzuzeigen. Des Weiteren erfolgt eine in der ursprünglichen Version noch nicht angelegte Analyse von Inflationseffekten durch Baukostensteigerungen für den Fall, dass diese höher ausfallen als die Steigerung des harmonisierten Verbraucherpreisindex. Die Betriebskosten werden mittels Betriebskostenpauschalen und den AHK ermittelt, weshalb Abweichungen zu diesen ebenfalls betrachtet werden. Zum Zeitpunkt der Erstellung der Modellrechnung des FNB Gas lagen keine genauen Informationen zu den Restwerten der umzustellenden Bestandsanlagen vor, weshalb diese ebenfalls einer gewissen Unsicherheit unterliegen und deren Einfluss auf die Modellergebnisse analysiert wird. Die gedeckelten Netzentgelte sind ein Modellinput, welcher in den folgenden Betrachtungen variiert werden, um deren Einfluss auf die Entwicklung der Finanzierung darzustellen.

3 Szenarien für die Finanzierung des Kernetzes

Die quantitativen Analysen dieses Kapitels adressieren die Frage, wie die Finanzierung des Wasserstoff-Kernetzes in unterschiedlichen Szenarien gelingen kann. Eine gelingende Finanzierung bedeutet in diesem Fall, dass das Konto in 2055 ausgeglichen und bis dahin nicht auf Zuschüsse des Bundes angewiesen ist. Für die Berechnungen wurde das von den FNB entwickelte Rechentool weiterentwickelt, nachdem, wie in Kapitel 2 dargelegt, dessen kostenrechnerische Richtigkeit untersucht und sichergestellt wurde. Dieses wird im folgenden Abschnitt dargestellt.

3.1 Das Gutachten-Rechentool

Die Tragfähigkeit des vorgeschlagenen Finanzierungskonzepts hängt stark davon ab, mit welcher Geschwindigkeit und in welchem Umfang der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft gelingt. Die Einnahmeseite speist sich aus Netzentgelten, die von den Netznutzenden getragen werden. Ein langsamer Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft führt zu geringen Einnahmen, sodass die Differenz aus Aufwänden und Erträgen zu einem größeren Stand der Amortisationskontos führt. Andererseits führen nicht marktgängige Netzentgelte zu einem langsamen Markthochlauf, der wiederum die Einnahmen mindert.

In der ursprünglichen Version des Rechentools wurde ein linearer Hochlauf der angeschlossenen Leistung bis 2045 unterstellt. Die am Ende des Hochlaufs vermarktete Leistung wurde berechnet, indem die Exitleistung von 86,5 GW mit zwei multipliziert wurde und für den resultierenden Wert eine Ausbuchung von 85 % angenommen wurde. Damit ergibt sich die als „Netto Gesamtkapazität“ bezeichnete maximale vermarktete Leistung von 147,1 GW. Dabei ist in den Daten jedoch keine Unterscheidung nach Entry- und Exit-Kapazitäten oder nach Nutzergruppen o. ä. vorgenommen worden, und es gibt keine Angaben zu den gelieferten Energiemengen.

Für die in diesem Kapitel diskutierten Rechnungen zur Tragfähigkeit des Finanzierungsmodells wurde daher eine neue Version des Tools erstellt, die im Folgenden als *Gutachten-Rechentool* bezeichnet wird. Diese basiert in weiten Teilen auf dem Rechentool des FNB Gas, erweitert dieses aber um eine Reihe von Parametern, die insbesondere dazu dienen, bestimmte für die Finanzierung und Marktgängigkeit maßgeblichen Entwicklungen abzubilden sowie einige zentrale Ergebnisse für unterschiedliche Netzentgeltfestlegungen kondensiert darzustellen. Die Unterschiede des *Gutachten-Rechentools* gegenüber dem FNB-Gas-Rechentool werden im Folgenden näher erläutert; zunächst werden sie hier nur übersichtsweise genannt:

- Das für die vermarktete Netzkapazität relevante Szenario des Wasserstoffhochlaufs
- Verzögerung des Wasserstoffhochlaufs um x Jahre
- Baukostensteigerung als fixer Faktor oder als jährliche Erhöhung gegenüber der Inflation
- Betriebskostensteigerung als fixer Faktor oder als jährliche Erhöhung gegenüber der Inflation
- variable Restbuchwerte für die Bestandsleistungen (0 bis 100 %)
- Netzentgeltrabatt für Speicher (0 bis 100 %)
- Anteil nicht geförderter IPCEI Projekte (0 bis 55 %)

3.2 Ableitung des *Basishochlaufszenarios*

Wie bereits dargestellt erfordern einige der Berechnungen dieses Kapitels explizite Annahmen über die Struktur der Netznutzung, sodass ein hierfür hinreichend detailliert aufgelöstes Ausgangsszenario verwendet werden muss. Ziel des ersten Szenarios ist es auch, zunächst ohne die weiteren Abweichungen, einen insgesamt funktionierenden Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft abzubilden, der konsistent ist mit der deutschen Energie- und Klimapolitik. Hierzu wird auf ein Szenario der BMWK Langfristszenarien zurückgegriffen, da diese in ausreichender technologischer Auflösung vorliegen und einen gelin-

genden Hochlauf beschreiben. Es wird auf das Szenario *T45_Strom* zurückgegriffen; dieses stellt innerhalb der Langfristszenarien das technologieoffenste Szenario dar, in dem die Treibhausgasneutralität zu den geringsten volkswirtschaftlichen Kosten erreicht wird. Ein besonders hoher Wasserstoffeinsatz wird hingegen im Szenario *T45_H2* durch Modellierungsvorgaben bewirkt, die auch mit deutlich höheren volkswirtschaftlichen Kosten einhergehen. Die Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten führt zu einem hohen Direkteinsatz erneuerbar erzeugten Stroms im Szenario *T45_Strom*. Das Szenario ist in seiner Ausrichtung nahe an der Auslegung des Kernnetzes in der derzeitigen Planung, da der Wasserstoffeinsatz sich in diesem Szenario stark auf die Sektoren Industrie und Energiewirtschaft beschränkt.

Bevor das *BasishochlaufszENARIO* detailliert dargestellt wird, ist es wichtig, mehrere Aspekte zu betonen:

- 1. Das *BasishochlaufszENARIO* stellt nur den Ausgangspunkt für die weiteren Betrachtungen dar.**
Wie sich im Folgenden zeigen wird, ist im Falle eines insgesamt gelingenden Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft, das vorgeschlagene Finanzierungskonzept tragfähig. Dies ist wenig überraschend, da das Konzept, wie bereits diskutiert, darauf basiert, dass die Netznutzenden das Netz über Netzentgelte finanzieren und das AMK in den späteren Jahren mit höherem Wasserstoffeinsatz sukzessive abgebaut wird.
- 2. Das *BasishochlaufszENARIO* bildet zwar einen bestimmten Hochlauf ab, steht aber exemplarisch für einen gelingenden Hochlauf.**
In den letzten Jahren wurde in Studien eine Reihe von Zielszenarien betrachtet. Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft fällt dabei jeweils unterschiedlich aus (siehe Abbildung 2). Unterschiede bestehen dabei insbesondere in der Rolle von Wasserstoff im Verkehr sowie in der Gebäudewärme. Gemein ist allen Szenarien der starke Wasserstoffeinsatz im Industriesektor. Die Tragfähigkeit des Finanzierungsmodells im Falle eines insgesamt gelingenden Wasserstoffhochlaufs gilt nicht nur für das Szenario *T45_Strom*, sondern vermutlich für die anderen Zielszenarien. Bei ähnlichen Zusammenhängen zwischen Energie und Leistung, wie im Szenario *T45_Strom*, erfordern langfristig fast alle in Abbildung 2 dargestellten Szenarien Anschlussleistungen, welche die von den FNB angegebene Transportkapazität zur Ausspeisung von Wasserstoff (87 GW Exitleistung) des Kernnetzes deutlich übersteigen.
- 3. Das *BasishochlaufszENARIO* stellt einen alternativen Hochlauf zu den Werten des FNB Gas dar, widerspricht diesen aber nicht.**
Die Werte zum Vermarktungshochlauf im FNB Gas-Rechentool stellen kein Szenario im engeren Sinn dar. Es wird lediglich ein linearer Anstieg auf die vorher abgestimmten Ein- und Ausspeisungen hinterlegt. Das in diesem Gutachten genutzte *BasishochlaufszENARIO* und seine Varianten weichen an verschiedenen Punkten vom Antragsentwurf des FNB Gas ab. Dies liegt ausdrücklich nicht daran, dass dieses Gutachten den Ein- und Ausspeisungen des Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz widerspricht. Unter bestimmten Gesichtspunkten ist der Hochlauf des *Basishochlaufszenarios* aber für die Finanzierung des Kernnetzes im zu untersuchenden Finanzierungskonzept herausfordernder und damit für Fragen der Robustheit geeigneter: Insbesondere wird gegenüber den angeschlossenen Ein- und Ausspeisern im Antragsentwurf bei gleicher Leistung weniger Wasserstoff transportiert (u. a. weil deutlich mehr Gasturbinen als KWK-Anlagen eingesetzt werden) und es gibt deutlich mehr Wasserstoffspeicher (welche unter Umständen teilweise von Netzentgelten befreit werden). Da das Ziel dieses Gutachtens u. a. ist, zu prüfen, ob das Finanzierungskonzept auch unter widrigen Umständen sichergestellt ist, ist das *BasishochlaufszENARIO* für bestimmte Fragen besser geeignet. Die Annahmen im FNB Gas-Rechentool werden an bestimmten Stellen aber reflektiert, um Bandbreiten aufzuzeigen.

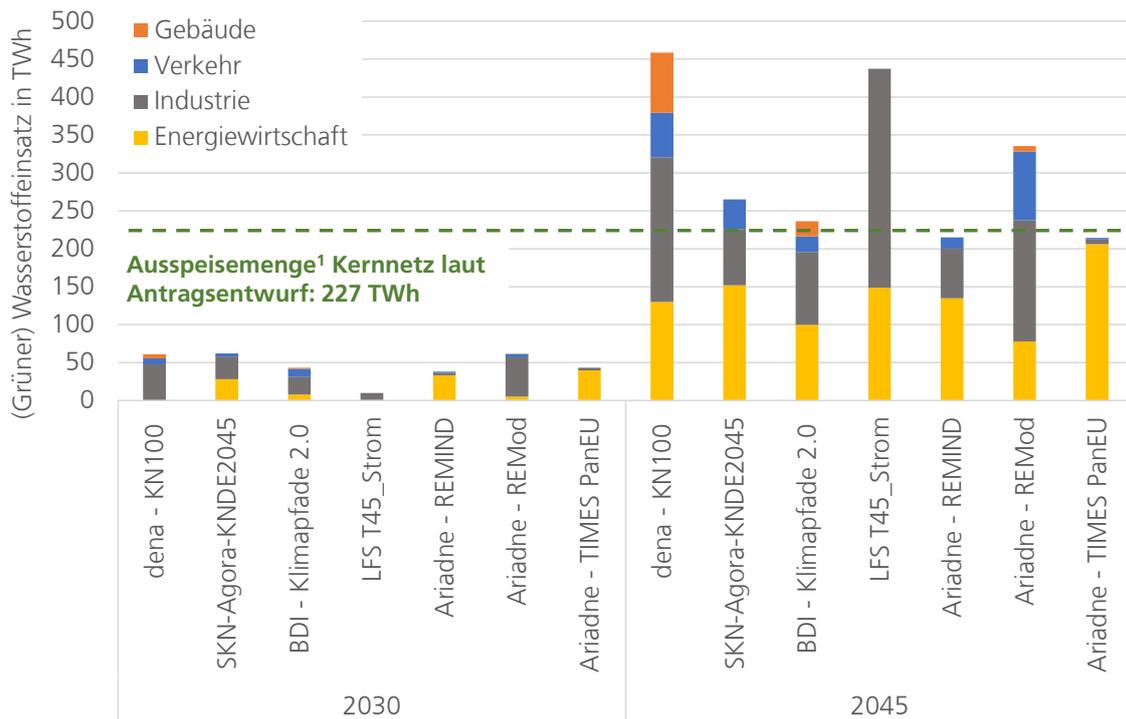


Abbildung 2: Wasserstoffeinsatz in Deutschland in aktuellen Langfristszenarien und Auspeisemenge Kernnetz laut Antragsentwurf¹

Angaben in Heizwert. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Ariadne-Projekt 2022, FNB Gas 2023, Daten zum Szenario *LFS T45_Strom* ergänzt.

Tabelle 3 und Tabelle 4 zeigen die Energiemengen und Leistungen im Szenario *LFS T45_Strom* der Langfristszenarien². Abweichend von den Angaben in den Veröffentlichungen der BMWK-Langfristszenarien beziehen die Angaben sich hier auf den Brennwert, analog zum FNB-Gas-Rechentool und dem Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz. Die Leistungen in Tabelle 4 im Umwandlungssektor sind (in Brennwert umgerechnete) Ergebnisse der BMWK-Langfristszenarien. Zu beachten ist, dass hier die Wasserstoffleistungen angegeben sind; die elektrische Leistung der Kraftwerke fällt durch die Kraftwerkswirkungsgrade geringer aus. Die Daten für Industrie wurden aus den jährlichen Energieverbräuchen berechnet. Dabei wurde die Annahme getroffen, dass sich die Auspeisung auf 90 % des Jahres verteilt, d. h., dass die Industrie ein nahezu kontinuierliches Bandlastprofil fährt. Für die Verwendungen im Gutachten-Rechentool wird zwischen den Stützjahren linear interpoliert, die Daten ansonsten jedoch nicht weiter verändert.

¹ Im Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz wird die Gesamtauspeisemenge mit 279 TWh (Brennwert) angegeben. Der Wert wurde hier um die Auspeisung in Speicher bereinigt und zum Vergleich auf Heizwert umgerechnet. Zu beachten ist bei diesem Vergleich, dass alle Szenarien in den frühen Jahren, in den meisten Szenaren aber auch insgesamt, weniger KWK-Einsatz aufweisen als dies im Antragsentwurf angenommen bzw. vorgegeben wurde. Der KWK-Einsatz ist im Antragsentwurf mit 133 TWh Auspeisung (Heizwert) der maßgeblichste Treiber für die hohe Auspeisung. Der Vergleich legt trotz dieser Unschärfen die Vermutung nahe, dass das Kernnetz in der derzeitigen Auslegung den in den Studien antizipierten Bedarf deutlich übersteigt, langfristig dieser Bedarf aber in allen Studien erreicht wird.

² Die ausführliche Dokumentation der BMWK Langfristszenarien ist auf <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de> zu finden.

Tabelle 3: Wasserstoffmengen in TWh im Szenario *LFS T45_Strom* der BMWK-Langfristszenarien. Angaben in Brennwert.

	2025	2030	2035	2040	2045
Ausspeisung	2,2	20,3	74,6	222,4	429,4
Industrie	2,2	17,2	52,7	142,7	341,2
Grundstoffchemie				85,0	229,1
Metallerzeugung	1,2	12,6	29,5	46,2	73,7
Sonstige chemische Industrie	0,0	0,0	0,7	2,0	8,6
Verarbeitung v. Steine u. Erden	0,1	0,1	1,1	3,1	8,7
NE-Metalle, -gießereien	0,0	0,0	0,4	1,6	6,5
Glas u. Keramik	0,0	0,0	0,3	1,8	5,1
Sonstige Industrie	0,0	0,2	1,2	2,9	9,5
Umwandlung	0,0	3,2	21,9	79,7	88,2
H2-Kraftwerk	0,0	3,2	21,9	49,2	51,4
H2-KWK	0,0	0,0	0,0	30,4	36,0
H2-Kessel	0,0	0,0	0,0	0,1	0,9
Summe	2,2	20,3	74,6	222,4	429,4

Tabelle 4: Wasserstoffleistungen in GW im Szenario LFS T45_Strom der BMWK-Langfristszenarien. Angaben in Brennwert.

	2025	2030	2035	2040	2045
Ausspeisung	0,4	33,0	92,7	167,9	260,6
Industrie	0,3	2,2	6,7	18,1	43,3
Grundstoffchemie	0,1	0,5	2,5	10,8	29,1
Metallerzeugung	0,1	1,6	3,7	5,9	9,3
Sonstige chemische Industrie	0,0	0,0	0,1	0,3	1,1
Verarbeitung v. Steine u. Erden	0,0	0,0	0,1	0,4	1,1
NE-Metalle, -gießereien	0,0	0,0	0,1	0,2	0,8
Glas u. Keramik	0,0	0,0	0,0	0,2	0,6
Sonstige Industrie	0,0	0,0	0,2	0,4	1,2
Umwandlung	0,1	30,9	86,0	149,8	217,3
H2-Kraftwerk	0,0	24,6	69,0	89,9	142,1
H2-KWK	0,0	0,0	0,0	19,7	24,6
H2-Kessel	0,0	0,0	0,0	0,4	1,9
Einspeicherleistung	0,1	6,3	17,0	39,7	48,7
Einspeisung	0,6	37,6	100,4	172,0	265,9
Umwandlung	0,6	37,6	100,4	172,0	265,9
Ausspeicherleistung	0,1	25,5	70,2	109,0	168,8
Elektrolyse	0,2	10,1	27,3	54,1	68,1
Import/Export	0,2	1,9	2,8	8,9	29,0
Gesamtergebnis	1,0	70,6	193,1	339,8	526,5

Im Hochlauf stellt sich nun die Frage, bis zu welchem Punkt im Markthochlauf die Leistungen ans Netz angeschlossen werden können, da die Gesamtleistung von 527 GW im Jahr 2045 offensichtlich die Leistungsfähigkeit des Kernnetzes übersteigt. Hierzu wurden die Angaben des FNB Gas genutzt, dass das Wasserstoff-Kernnetz für eine Einspeiseleistung von 101 GW und eine Ausspeiseleistung von 87 GW ausgelegt ist. Letztere wird mit den Leistungen des Szenarios *LFS T45_Strom* im Jahr 2035 knapp überschritten. Ab diesem Zeitpunkt erfolgt kein weiterer Anschluss an das Wasserstoff-Kernnetz.³ Im Endstadium des Szenarios für die Vermarktung des Wasserstoff-Kernnetzes sind daher 86,5 GW Ausspeiseleistung und 93,7 GW Einspeiseleistung angeschlossen, in Summe also 180,2 GW. Der resultierende Hochlauf wird in Abbildung 3 dargestellt.

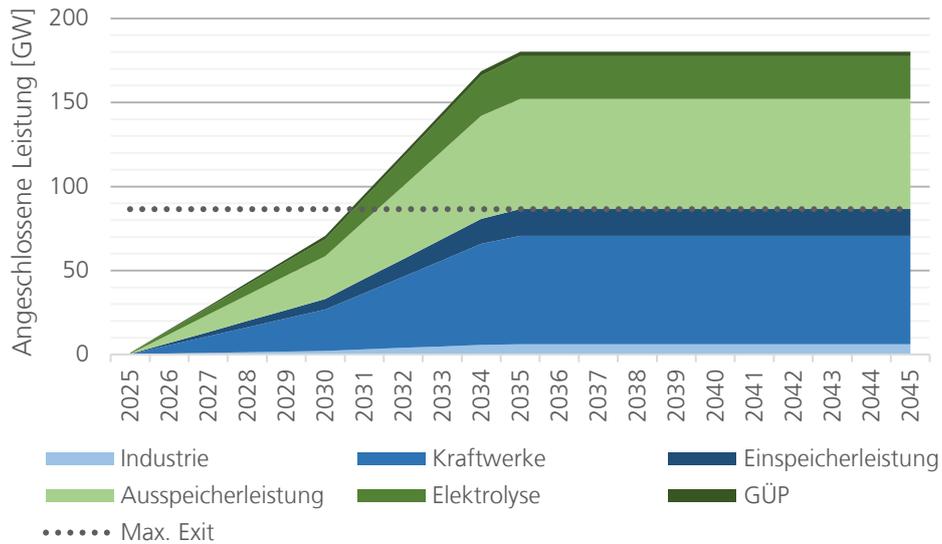


Abbildung 3: Hochlauf der Leistung im Szenario *T45_Strom* der BMWK Langfristszenarien, bis die maximal angenommene Exit-Leistung des Wasserstoff-Kernnetzes erreicht ist.

Zu beachten ist, dass sich insbesondere auf der Einspeiseseite diese Entwicklung sehr deutlich vom Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz unterscheidet (siehe Tabelle 5). In Zeiten mit geringer Einspeisung aus Elektrolyseuren wird im Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz wird Deutschland aus dem Ausland versorgt, in den Langfristszenarien werden hierfür vor allem Speicher in Deutschland genutzt.

Tabelle 5: Einspeiseleistungen für das Wasserstoff-Kernnetz im jeweiligen Endzustand der Anschlüsse in GW (Brennwert).

	GÜP	Elektrolyse	Speicher	Sonstige	Gesamt
Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz	58	15	8	19	101
Basishochlaufszenario	2,6	25,5	65,5	-	93,5

³ Es ist denkbar, dass mit dem Kernnetz auch Kapazitäten jenseits der 101 GW Einspeisung und 87 GW Ausspeisung bedient werden können. Da dies allerdings technisch nicht untersucht ist, von vielen Faktoren abhängt, und des Weiteren ggf. zusätzliche Investitionen erfordert, die nicht über das hier diskutierte Modell finanziert werden, wird dies hier nicht betrachtet.

Ohne weitere Veränderungen ist das in Abbildung 3 dargestellte Szenario aus mehreren Gründen sehr optimistisch, und für die Zwecke dieses Gutachtens sogar zu optimistisch:

1. Bereits ab 2026 findet ein substanzieller Anschluss ans Netz statt, der in dieser Geschwindigkeit auch technisch kaum umzusetzen sein wird.
2. Es findet ein sehr schneller Ausbau der erforderlichen Speicherkapazitäten statt. Dieser müsste um ein Vielfaches schneller stattfinden, als es die vom Speicherverband INES abgeschätzten Zeiten für Neu- oder Umbau zuließen (INES 2023)⁴.
3. Das Szenario würde unterstellen, dass alle Projekte sofort ans Wasserstoffkernnetz angeschlossen werden. Die derzeit oft integriert geplanten Projekte, d. h. Elektrolyse und Wasserstoffeinsatz vor Ort zunächst ohne Netzanschluss, würden ausgeschlossen.
4. Das Szenario ohne weitere Änderungen ginge letzten Endes von einer perfekten Synchronisation von Wasserstoffnetz und Ein- und Ausspeisung aus. Jede sich im Szenario ergebende Nachfrage kann sofort ans Netz angeschlossen werden.

Um das *BasishochlaufszENARIO* nicht auf einen zu optimistischen Ausgangspunkt zu definieren, wird das Szenario daher um drei Jahre nach hinten versetzt. Die Ergebnisse werden im nächsten Abschnitt diskutiert.

Es ist wichtig zu betonen, dass das *BasishochlaufszENARIO* für die Kernfragen dieses Gutachtens nicht maßgeblich ist. Am Szenario sollen die Sensitivitäten des Finanzierungskonzepts hinsichtlich diverser Parameter gezeigt werden. Für Fragen der Robustheit sind aber adverse Szenarien maßgeblicher als der Hochlauf im Idealfall.

⁴ Im Positionspaper wird die Entwicklungszeit für Kavernenspeicher mit 11 Jahre für Neubau und 6,75 bis 10,25 Jahre für Umwidmung angegeben.

3.3 Das BasishochlaufszENARIO

Tabelle 6: Überblick der Ergebnisse des Amortisationskontos im BasishochlaufszENARIO

Überblick Ergebnisse	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Auflösung AMK im Jahr	2055	2048	2041	2038	2037	2035	2035	2034	2033
Ausgleich Amortisationskonto 2055 [Mio. €]	19.403	-	-	-	-	-	-	-	-
Selbstbehalt 2055 [Mio. €]	4.657	-	-	-	-	-	-	-	-
Maximalstand AMK [Mio. €]	19.403	9.613	7.004	5.313	4.130	3.083	2.395	2.161	1.968
Maximalstand AMK in Jahr	2055	2036	2034	2034	2033	2032	2030	2030	2029

Der Hochlauf der angeschlossenen Leistung erfolgt im *BasishochlaufszENARIO* wie in Abbildung 4 dargestellt. Der Hochlauf ist ein um drei Jahre nach hinten versetzter Hochlauf der Leistungen im Szenario *T45_Strom* der BMWK-Langfristszenarien. Das Szenario erreicht im Jahr 2038 die als maximal angenommene Ausspeiseleistung des Wasserstoff-Kernnetzes von 86,5 GW. Ab diesem Jahr ist eine Leistung von 180,2 GW angeschlossen und zahlt die vollen Netzentgelte, da Speicher in diesem Szenario keine Netzentgeltrate bekommen.

Die Settings im Gutachten-Rechentool sind ansonsten unverändert. Auch die Kostenseite entspricht voll der ursprünglichen Ausgangsversion im FNB-Gas-Rechentool.

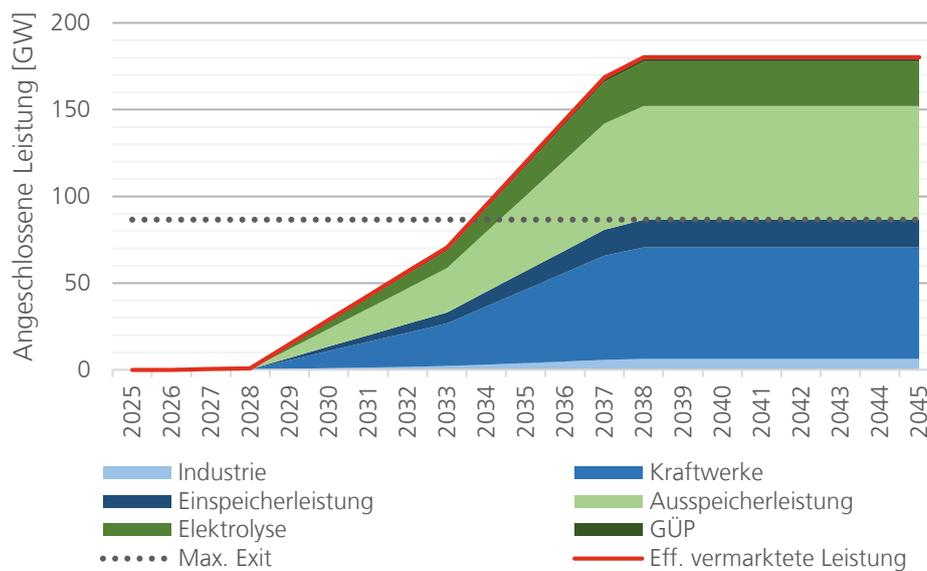


Abbildung 4: Hochlauf der Leistung im Szenario im BasishochlaufszENARIO. Die rote Linie gibt die für die Netzentgelte effektiv vermarktete Leistung wieder. Da im *BasishochlaufszENARIO* kein Rabatt für Speicher erfolgt, ist diese gleich der angeschlossenen Leistung.

Die zentralen Ergebnisse der Rechnungen sind in Abbildung 5 bis Abbildung 8 dargestellt. Im *BasishochlaufszENARIO* ist ein Netzentgelt von 15 €/kWh/h/a ausreichend, um das AMK in 2048 auszugleichen. Den Höchststand von 9,6 Mrd. € erreicht das AMK im Jahr 2036. Sobald die volle Leistung an das Netz angeschlossen ist, wird über Netzentgelte jedes Jahr ein Betrag von 2,7 Mrd. € gezahlt, der zu unterschiedlichen Teilen als Erlös der FNB und zur Tilgung des AMKs dient. Im für die FNB ungünstigen Zeitpunkt einer frühestmöglichen Kündigung in 2038 und Auflösung des AMKs in 2039 ergibt sich ein Selbstbehalt von 1,3 Mrd. €. Gegenüber dem hypothetischen Fall der ungedeckelten Netzentgelte werden bis 2055 5,8 Mrd. € mehr gezahlt.

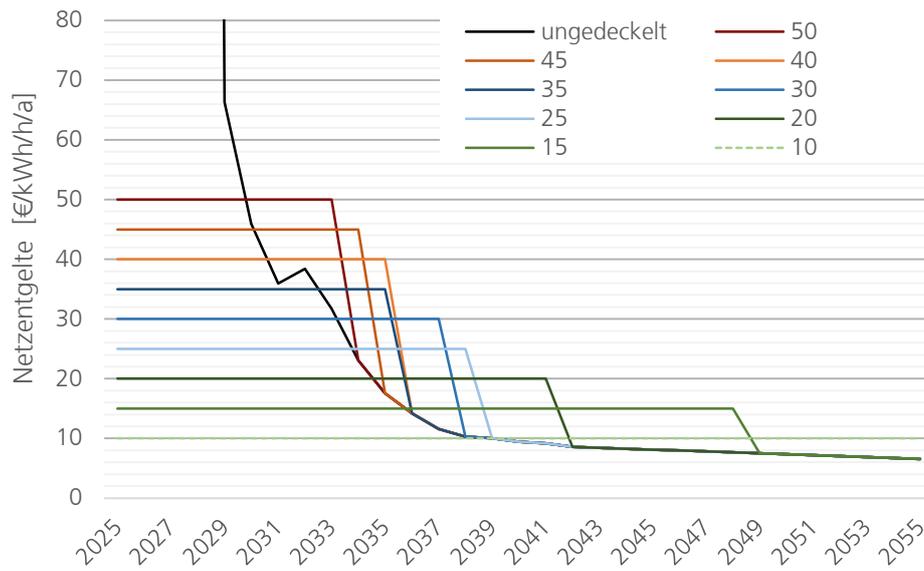


Abbildung 5: Unterschiedliche Netzentgelthöhen im BasishochlaufszENARIO. Das Hochlaufentgelt sinkt auf das ungedeckelte Entgelt, sobald das AMK wieder ausgeglichen ist.

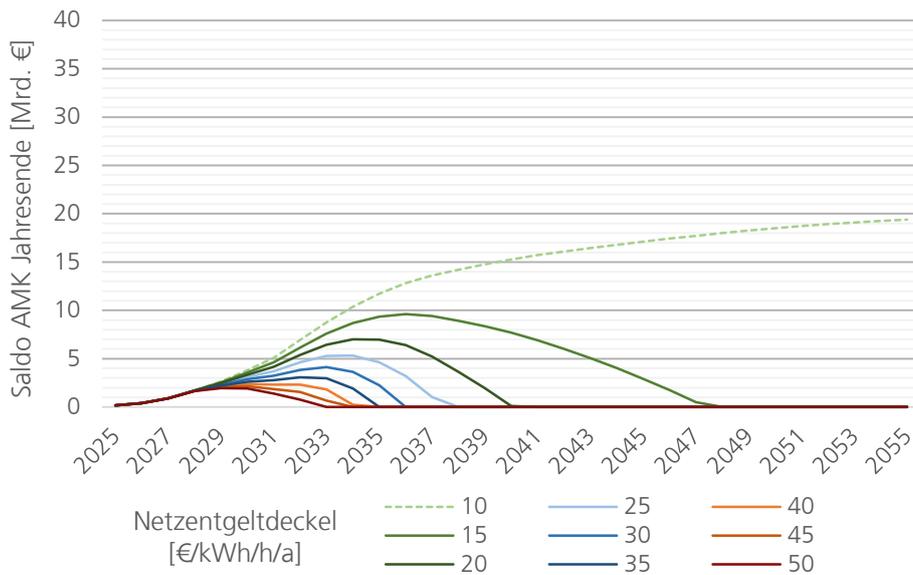


Abbildung 6: Entwicklung des AMK-Saldos bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im BasishochlaufszENARIO.

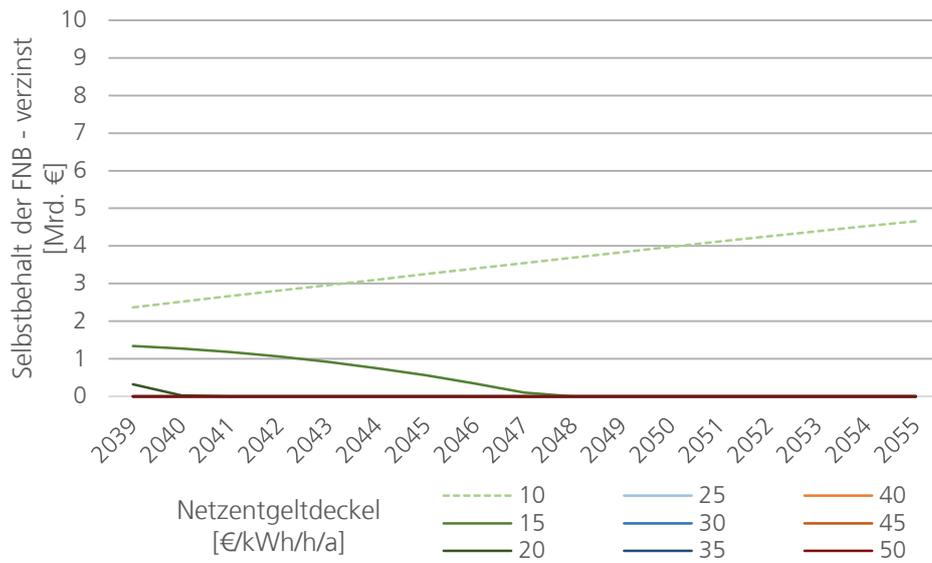


Abbildung 7: Selbstbehalt der FNB nach Kündigungsjahr für unterschiedliche Hochlaufentgelte im *BasishochlaufszENARIO*.

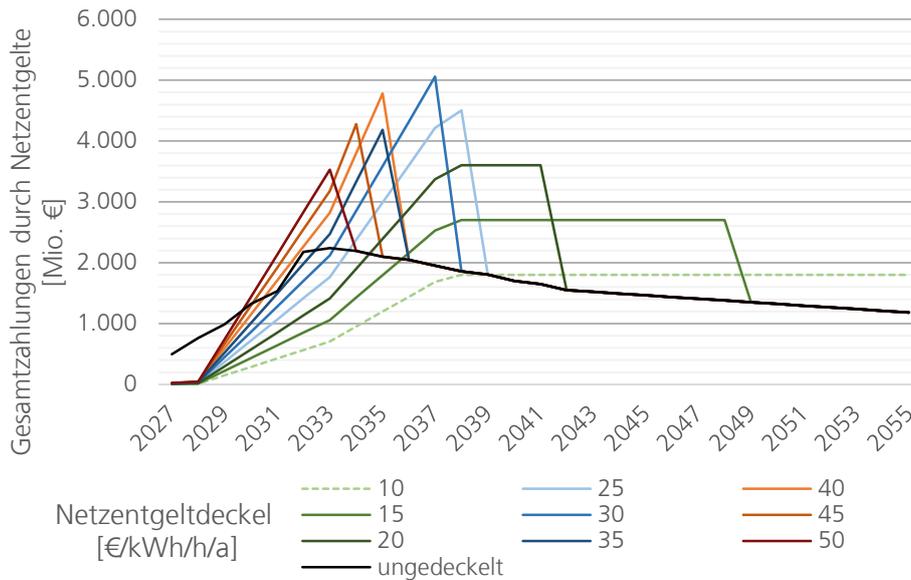


Abbildung 8: Gesamtzahlungen durch die unterschiedlichen Hochlaufentgelte im *BasishochlaufszENARIO*.

3.4 Szenariovarianten des *Basishochlaufszenarios*

In den folgenden Abschnitten werden Parameter jeweils einzeln ggü. dem *BasishochlaufszENARIO* variiert. Kern der Analysen ist dabei die Wirkung der Parameterveränderung auf die Finanzierung. Die Ergebnisgrafiken zum Selbstbehalt der FNB und zu den Gesamtzahlungen durch die unterschiedlichen Hochlaufentgelte sind der Vollständigkeit halber im Anhang zu finden.

3.4.1 Das Szenario *Verzögerter Wasserstoffhochlauf*

Im Szenario *Verzögerter Wasserstoffhochlauf* wird der Hochlauf der angeschlossenen Leistung gegenüber dem *BasishochlaufszENARIO* um drei Jahre verzögert, was in Abbildung 9 dargestellt ist. Alle weiteren Annahmen sind gegenüber dem *BasishochlaufszENARIO* unverändert.

Tabelle 7: Überblick der Ergebnisse des Amortisationskontos im Szenario *Verzögerter Wasserstoffhochlauf*

Überblick Ergebnisse	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Auflösung AMK im Jahr	2055	2055	2048	2044	2042	2041	2040	2039	2039
Ausgleich Amortisationskonto 2055 [Mio. €]	31.618	5.678	-	-	-	-	-	-	-
Selbstbehalt 2055 [Mio. €]	7.588	1.363	-	-	-	-	-	-	-
Maximalstand AMK [Mio. €]	31.618	17.980	15.267	13.514	12.249	11.089	10.309	9.615	9.154
Maximalstand AMK in Jahr	2055	2039	2038	2037	2036	2036	2035	2034	2034

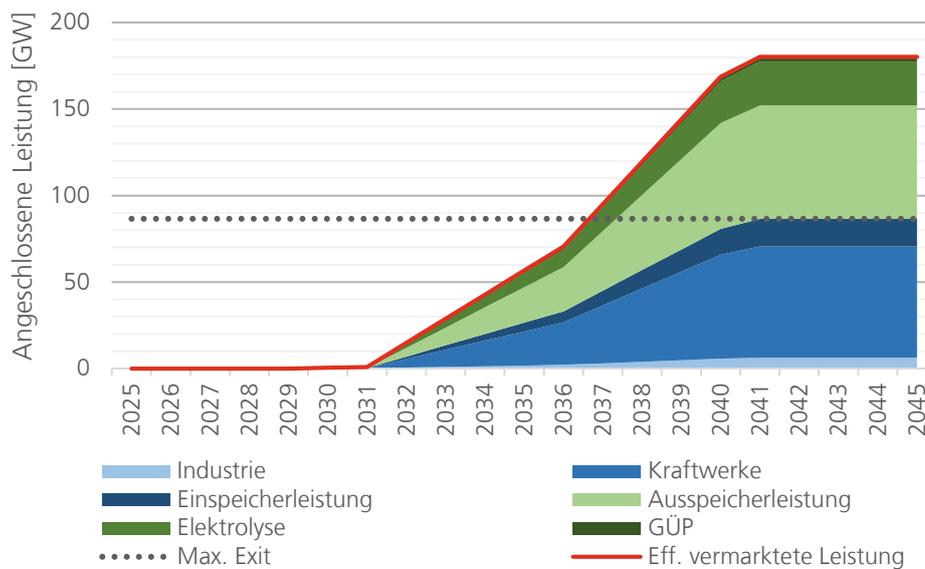


Abbildung 9: Hochlauf der Leistung im Szenario *Verzögerter Hochlauf*.

Die rote Linie gibt die für die Netzentgelte effektiv vermarktete Leistung wieder. Da im *BasishochlaufszENARIO* kein Rabatt für Speicher erfolgt, ist diese gleich der angeschlossenen Leistung.

Die zentralen Ergebnisse der Rechnungen sind in Abbildung 10 und Abbildung 11 dargestellt, weitere Abbildungen sind dem Anhang zu entnehmen. Im Szenario *Verzögerter Wasserstoffhochlauf* ist ein Netzentgelt von 20 €/kWh/h/a erforderlich, um das AMK in 2048 auszugleichen; die Verzögerung von drei Jahren erhöht das erforderliche Netzentgelt also um 5 €/kWh/h/a. Den Höchststand von 15,2 Mrd. € erreicht das AMK im Jahr 2038 und liegt damit um 5,7 Mrd. € über dem Höchststand im *BasishochlaufszENARIO*. Im für die FNB ungünstigen Zeitpunkt der frühestmöglichen Kündigung ergibt sich ein Selbstbehalt von 2,4 Mrd. €. Sobald die volle Leistung an das Netz angeschlossen ist, wird über Netzentgelte jedes Jahr ein Betrag von 3,6 Mrd. € gezahlt, der zu unterschiedlichen Teilen als Erlös der FNB und zur Tilgung des AMKs dient. Gegenüber dem hypothetischen Fall der ungedeckelten Netzentgelte werden bis 2055 10,8 Mrd. € zusätzlich gezahlt.

Es zeigt sich, dass die Auswirkungen eines verzögerten Wasserstoffhochlaufs auf die Finanzierung des Wasserstoff-Kernetzes sehr bedeutend sind: Sie führt zu einer längeren Phase niedriger Auslastung des Netzes, welche den Stand im AMK deutlich erhöht. Das Gelingen des Wasserstoffhochlaufs insgesamt muss daher als eine zentrale Größe für eine solide Finanzierung des Netzes gesehen werden.

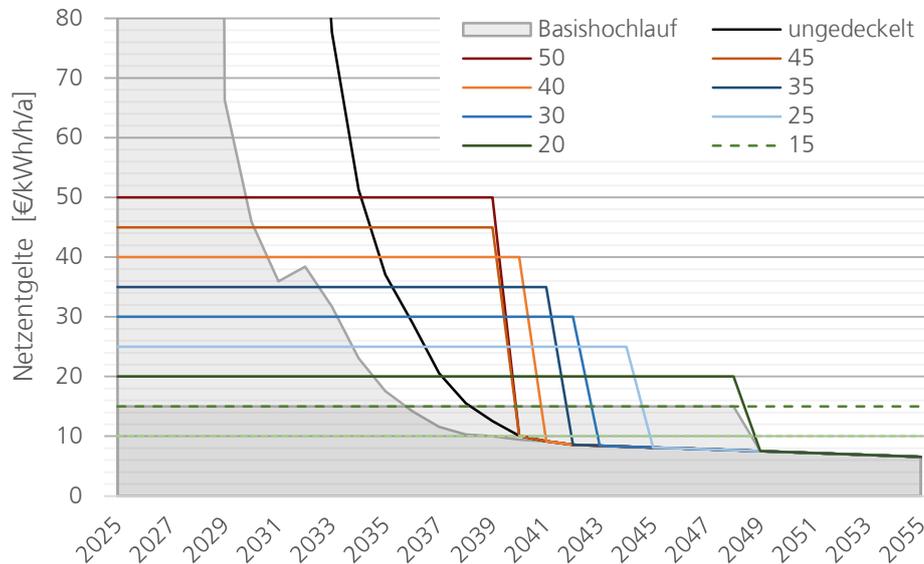


Abbildung 10: Unterschiedliche Netzentgelthöhen, im Fall, dass der Hochlauf der angeschlossenen Leistung ggü. dem *Basishochlauf* um drei Jahre verzögert ist. Das Hochlaufentgelt sinkt auf das ungedeckelte Entgelt, sobald das AMK wieder ausgeglichen ist.

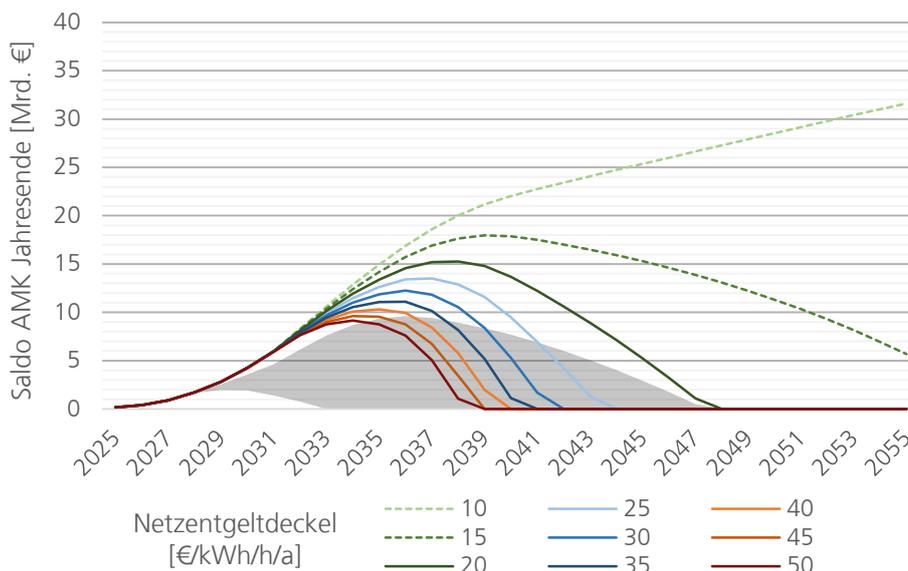


Abbildung 11: Entwicklung des AMK-Saldos bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im Szenario *Verzögerter Wasserstoffhochlauf*. Die graue Fläche zeigt zum Vergleich die Saldos im *Basishochlauf* Szenario für Hochlaufentgelte von 15 bis 50 €/kWh/h/a.

3.4.2 Das Szenario *Netzentgeltrabatt*

Im Szenario *Netzentgeltrabatt* wird unterstellt, dass Speicher einen Rabatt in Höhe von 75 % auf ihre Netzentgelte erhalten, sowohl für die Ein- als auch die Ausspeisung. Dies verändert nicht die angeschlossene Leistung, verhält sich jedoch für die Einnahmeseite der Wasserstoff-Kernnetz-Betreibenden so, als wäre weniger Leistung angeschlossen (siehe rote Linie in Abbildung 12). Speicher stellen in allen hier betrachteten Szenarien 81,4 GW Leistung (15,9 GW für Einspeicherung, 65,5 GW für Ausspeicherung). Der Netzentgeltrabatt senkt somit den Beitrag von 45 % der angeschlossenen Leistung um 75 %. Die „effektiv vermarktete Leistung“ reduziert sich um insgesamt rund ein Drittel, von 180 GW auf 119 GW. Alle weiteren Annahmen sind gegenüber dem BasishochlaufszENARIO unverändert.

Tabelle 8: Überblick der Ergebnisse des Amortisationskontos im Szenario *Netzentgeltrabatt*

Überblick Ergebnisse	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Auflösung AMK im Jahr	2055	2055	2054	2045	2041	2039	2037	2037	2036
Ausgleich Amortisationskonto 2055 [Mio. €]	41.097	19.897	-	-	-	-	-	-	-
Selbstbehalt 2055 [Mio. €]	9.863	4.775	-	-	-	-	-	-	-
Maximalstand AMK [Mio. €]	41.097	19.897	10.875	8.606	7.032	5.907	4.918	4.147	3.375
Maximalstand AMK in Jahr	2055	2055	2037	2036	2035	2034	2033	2033	2033

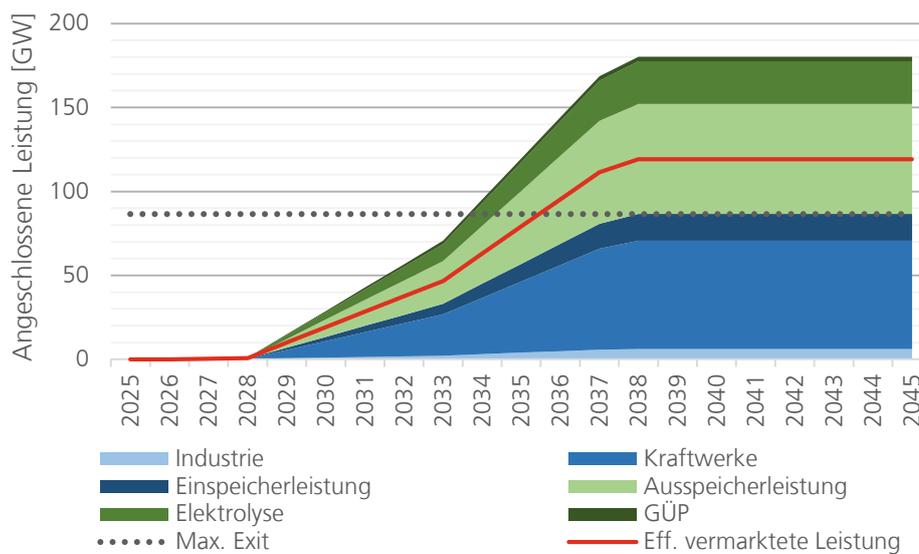


Abbildung 12: Hochlauf der Leistung im Szenario *Netzentgeltrabatt*.

Die rote Linie gibt die für die Netzentgelte effektiv vermarktete Leistung wieder. Da im Szenario *Netzentgeltrabatt* ein Rabatt von 75 % auf die Netzentgelte für Speicher erfolgt, ist diese geringer als die angeschlossene Leistung.

Die zentralen Ergebnisse der Rechnungen sind in Abbildung 13 und Abbildung 14 dargestellt, weitere Abbildungen sind dem Anhang zu entnehmen. Im Szenario *Netzentgeltrabatt* ist ein Hochlaufentgelt von 20 €/kWh/h/a erforderlich, um das AMK in 2054 auszugleichen; der Netzentgeltrabatt für Speicher erhöht das erforderliche Netzentgelt also um 5 €/kWh/h/a, da im *BasishochlaufszENARIO* der Ausgleich des AMK früher erfolgt. Es ist dabei wichtig zu verstehen, dass der Rabatt die Ausgaben der Betreiber für das Wasserstoff-Kernnetz nicht beeinflusst. Die Kosten werden aber auf eine kleinere Grundgesamtheit verteilt, die somit höhere Entgelte zahlen muss.

Den Höchststand von 10,9 Mrd. € erreicht das AMK im Jahr 2037 und liegt damit um 1,3 Mrd. € über dem Höchststand im BasishochlaufszENARIO. Der Rabatt beeinflusst den Höchststand also weniger als

eine Verzögerung des Wasserstoffhochlaufs, führt aber dazu, dass die Tilgung durch geringere Rückzahlungen langsamer erfolgt.

Im für die FNB ungünstigen Zeitpunkt, Kündigung in 2039 und Auflösung des AMKs in 2040, ergibt sich ein Selbstbehalt von 1,7 Mrd. €. Dieser Zeitpunkt tritt in diesem Szenario ein Jahr später auf als in den übrigen Szenarien, in denen die Kündigung in 2038 mit Wirkung in 2039 zur jeweils höchstens Schadenshöhe für Bund und FNB führt.

Sobald die volle Leistung an das Netz angeschlossen ist, wird über Netzentgelte jedes Jahr ein Betrag von 2,4 Mrd. € gezahlt, der zu unterschiedlichen Teilen als Erlös der FNB und zur Tilgung des AMKs dient. Gegenüber dem hypothetischen Fall der ungedeckelten Netzentgelte werden bis 2055 7,5 Mrd. € zusätzlich gezahlt.

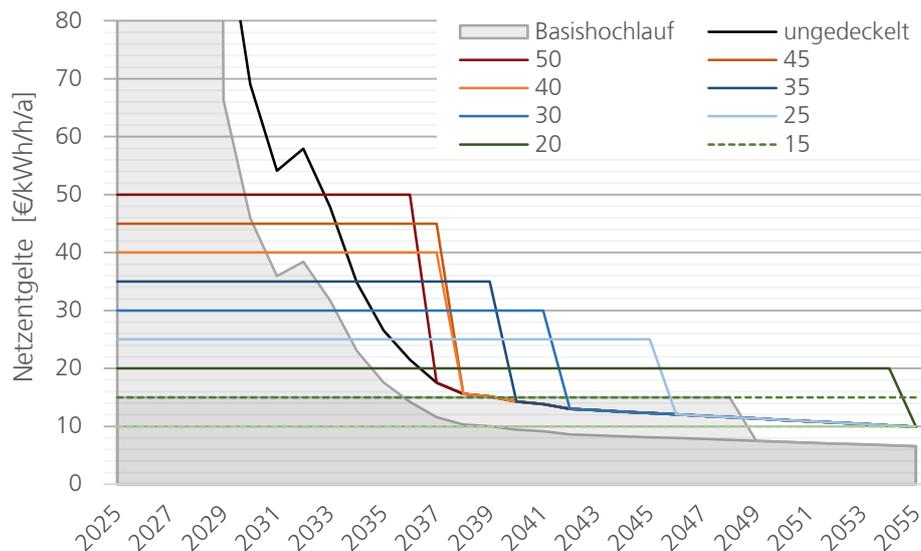


Abbildung 13: Unterschiedliche Netzentgelthöhen im Szenario *Netzentgeltrabatt*. Das Hochlaufentgelt sinkt auf das ungedeckelte Entgelt, sobald das AMK wieder ausgeglichen ist.

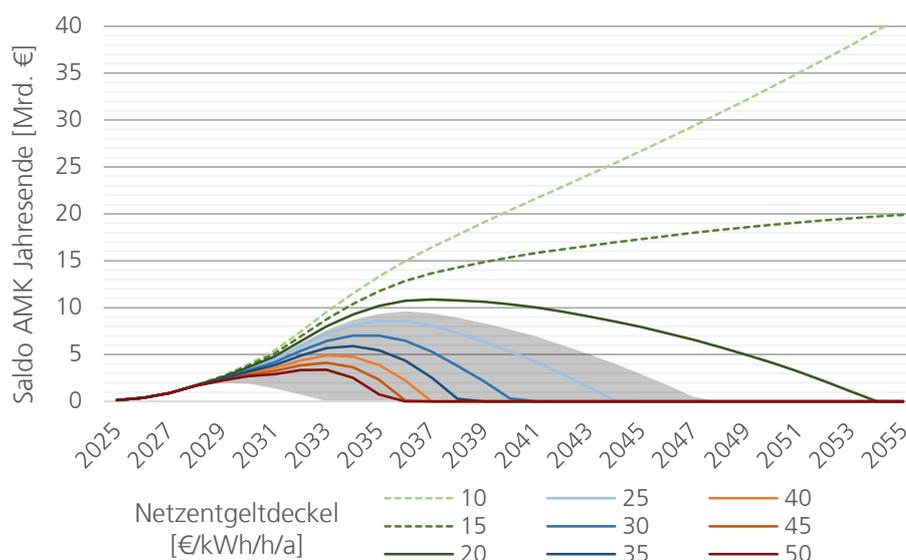


Abbildung 14: Entwicklung des AMK-Saldos bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im Szenario *Netzentgeltrabatt*. Die graue Fläche zeigt zum Vergleich die Saldos im *Basishochlauf*szenario für Hochlaufentgelte von 15 bis 50 €/kWh/h/a.

3.4.3 Das Szenario *Fixe Baukostensteigerung*

Im Szenario *Fixe Baukostensteigerung* werden alle investiven Kosten gegenüber dem BasishochlaufszENARIO um 30 % erhöht. Dies betrifft alle neuen Leitungen, Verdichter, GDRM, sowie Investitionen für die Umrüstung von Bestandsleitungen. Die Betriebskosten und Restwerte der umgestellten Leitungen sind davon nicht betroffen; auch alle weiteren Annahmen sind gegenüber dem BasishochlaufszENARIO unverändert.

Tabelle 9: Überblick der Ergebnisse des Amortisationskontos im Szenario *Fixe Baukostensteigerung*

Überblick Ergebnisse	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Auflösung AMK im Jahr	2055	2055	2044	2040	2038	2037	2036	2035	2034
Ausgleich Amortisationskonto 2055 [Mio. €]	35.552	3.505	-	-	-	-	-	-	-
Selbstbehalt 2055 [Mio. €]	8.533	841	-	-	-	-	-	-	-
Maximalstand AMK [Mio. €]	35.552	13.498	9.986	7.812	6.139	4.979	3.844	3.075	2.684
Maximalstand AMK in Jahr	2055	2038	2035	2034	2033	2033	2032	2032	2030

Die zentralen Ergebnisse der Rechnungen sind Abbildung 15 und Abbildung 16 dargestellt, weitere Abbildungen sind dem Anhang zu entnehmen. Im Szenario *Fixe Baukostensteigerung* ist ein Hochlaufentgelt von 20 €/kWh/h/a erforderlich, um das AMK in 2044 auszugleichen; die fixe Baukostenerhöhung um 30 % erhöht das erforderliche Netzentgelt also ggü. dem *BasishochlaufszENARIO* um weniger als 5 €/kWh/h/a, da im *BasishochlaufszENARIO* der Ausgleich des AMK früher erfolgt.

Den Höchststand von 10,0 Mrd. € erreicht das AMK im Jahr 2035 und liegt damit um rund 370 Mio. € über dem Höchststand im *BasishochlaufszENARIO*. Dies liegt daran, dass das höhere Entgelt den Aufbau des Kontos verlangsamt. Bei einer exakten Wahl des Hochlaufentgelts für einen Ausgleich in genau 2055 wäre die Differenz etwas größer.

Im für die FNB ungünstigen Zeitpunkt einer frühestmöglichen Kündigung in 2038 und Auflösung des AMKs in 2039 ergibt sich ein Selbstbehalt von 1,1 Mrd. €.

Sobald die volle Leistung an das Netz angeschlossen ist, wird über Netzentgelte jedes Jahr ein Betrag von 3,6 Mrd. € gezahlt, der zu unterschiedlichen Teilen als Erlös der FNB und zur Tilgung des AMKs dient. Gegenüber dem hypothetischen Fall der ungedeckelten Netzentgelte werden bis 2055 5,0 Mrd. € zusätzlich gezahlt.

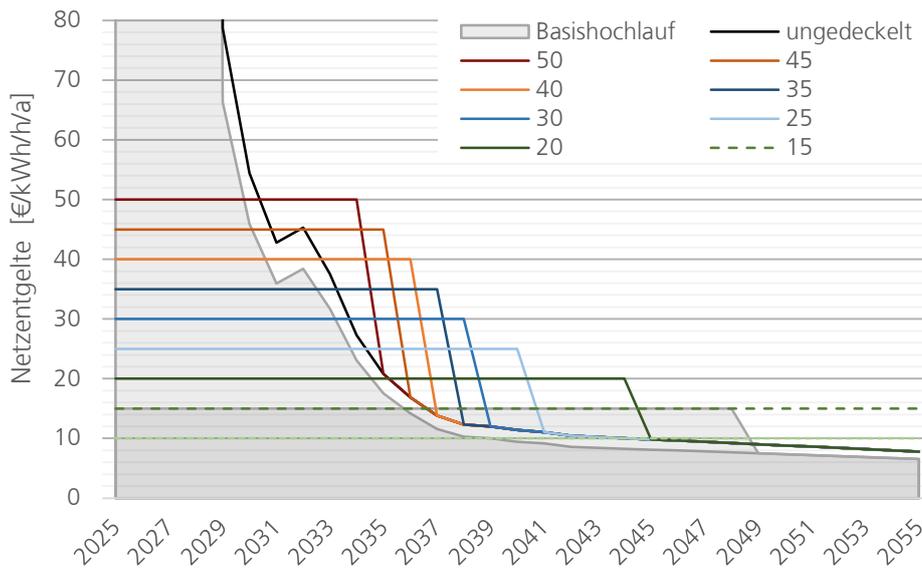


Abbildung 15: Unterschiedliche Netzentgelthöhen im Szenario *Fixe Baukostensteigerung*. Das Hochlaufentgelt sinkt auf das ungedeckelte Entgelt, sobald das AMK wieder ausgeglichen ist.

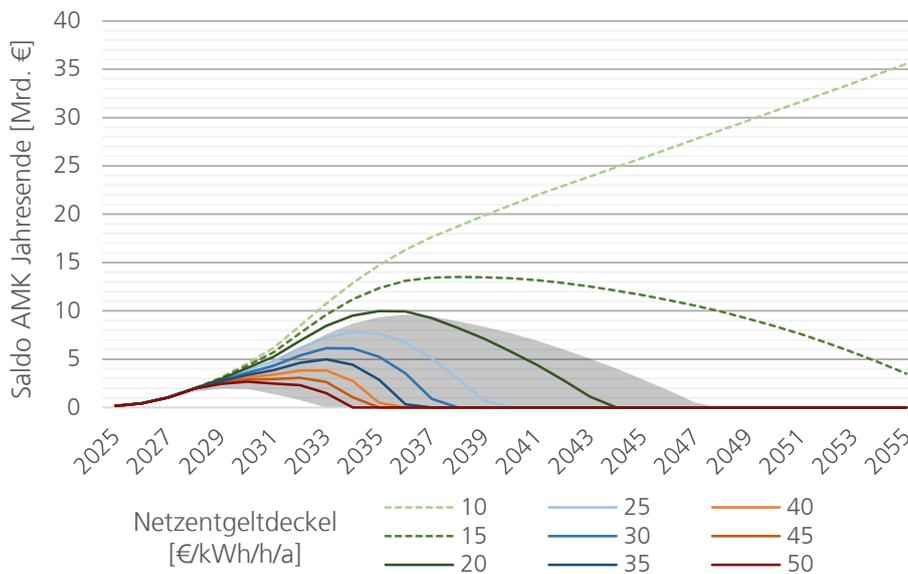


Abbildung 16: Entwicklung des AMK-Saldos bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im Szenario *Fixe Baukostensteigerung*. Die graue Fläche zeigt zum Vergleich die Saldos im *Basishochlauf*szenario für Hochlaufentgelte von 15 bis 50 €/kWh/h/a.

3.4.4 Das Szenario *Jährliche Baukostensteigerung*

In diesem Szenario wird untersucht, wie sich eine jährliche Steigerung der Baukosten um 2 % auf die Ergebnisse auswirkt. Dies betrifft alle neuen Leitungen, Verdichter, GDRM, sowie Investitionen für die Umrüstung von Bestandsleitungen. Je später eine Investition getätigt wird, desto höher ist die Differenz gegenüber dem *BasishochlaufszENARIO*. Die Betriebskosten und Restwerte der umgestellten Leitungen sind davon nicht betroffen; auch alle weiteren Annahmen sind gegenüber dem *BasishochlaufszENARIO* unverändert.

Es ist wichtig zu erwähnen, dass die Netzentgelte ohnehin um die Inflation bereinigt werden müssen. Sind sie nominell fixiert, ist das AMK auch mit einem Hochlaufentgelt von 50 €/kWh/h/a in 2055 nicht ausgeglichen. Dieses Szenario adressiert also nicht eine normale Baukostenerhöhung parallel zur Inflation, sondern den Fall, dass die Kostensteigerung der für das Netz erforderlichen Maßnahmen höher ausfällt als der harmonisierte Verbraucherpreisindex.

Tabelle 10: Überblick der Ergebnisse des Amortisationskontos im Szenario *Jährliche Baukostensteigerung*

Überblick Ergebnisse	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Auflösung AMK im Jahr	2055	2051	2042	2039	2037	2036	2035	2034	2034
Ausgleich Amortisationskonto 2055 [Mio. €]	26.094	-	-	-	-	-	-	-	-
Selbstbehalt 2055 [Mio. €]	6.263	-	-	-	-	-	-	-	-
Maximalstand AMK [Mio. €]	26.094	10.976	8.109	6.222	4.830	3.671	2.810	2.358	2.124
Maximalstand AMK in Jahr	2055	2037	2035	2034	2033	2033	2032	2030	2030

Die zentralen Ergebnisse der Rechnungen sind in Abbildung 17 und Abbildung 18 dargestellt, weitere Abbildungen sind dem Anhang zu entnehmen. Im Szenario *Jährliche Baukostensteigerung* ist ein Hochlaufentgelt von 15 €/kWh/h/a ausreichend, um das AMK in 2051 auszugleichen; die Baukostensteigerung verzögert den Ausgleich des AMKs bei gleichen Netzentgelten ggü. dem *BasishochlaufszENARIO* um drei Jahre. Der Effekt auf die Finanzierung ist also insgesamt deutlich kleiner als bei der fixen Baukostensteigerung um 30 %.

Den Höchststand von 11,0 Mrd. € erreicht das AMK im Jahr 2037 und liegt damit um 1,4 Mrd. € über dem Höchststand im *BasishochlaufszENARIO*.

Im für die FNB ungünstigen Zeitpunkt einer frühestmöglichen Kündigung in 2038 und Auflösung des AMKs in 2039 ergibt sich ein Selbstbehalt von 1,6 Mrd. €.

Sobald die volle Leistung an das Netz angeschlossen ist, wird – wie im *BasishochlaufszENARIO* – über Netzentgelte jedes Jahr ein Betrag von 2,7 Mrd. € gezahlt, der zu unterschiedlichen Teilen als Erlös der FNB und zur Tilgung des AMKs dient. Gegenüber dem hypothetischen Fall der ungedeckelten Netzentgelte werden bis 2055 6,7 Mrd. € zusätzlich gezahlt.

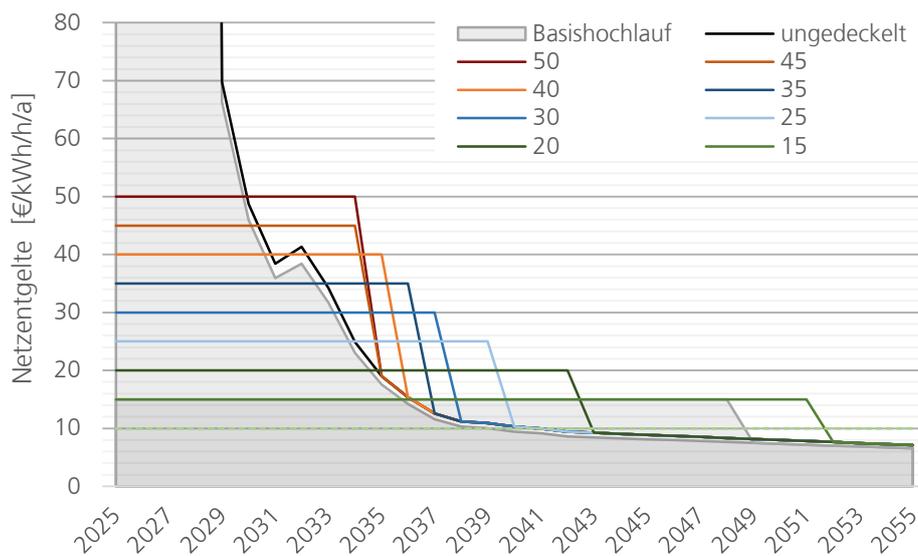


Abbildung 17: Unterschiedliche Netzentgelthöhen im Szenario *Jährliche Baukostensteigerung*. Das Hochlaufentgelt sinkt auf das ungedeckelte Entgelt, sobald das AMK wieder ausgeglichen ist.

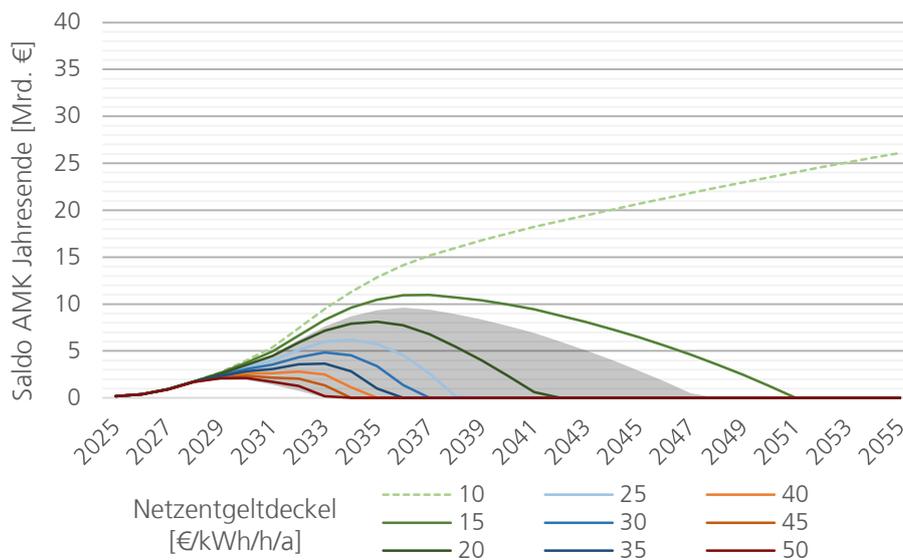


Abbildung 18: Entwicklung des AMK-Saldos bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im Szenario *Jährliche Baukostensteigerung*. Die graue Fläche zeigt zum Vergleich die Saldos im *Basishochlauf*szenario für Hochlaufentgelte von 15 bis 50 €/kWh/h/a.

3.4.5 Das Szenario *Fixe Betriebskostensteigerung*

In diesem Szenario wird untersucht wie sich eine fixe Betriebskostensteigerung um 30 % auf die Ergebnisse auswirkt. Dies betrifft sämtliche Betriebskosten inklusive der Kosten für Treibenergie der Verdichter. Alle weiteren Annahmen sind gegenüber dem BasishochlaufszENARIO unverändert.

Tabelle 11: Überblick der Ergebnisse des Amortisationskontos im Szenario *Fixe Betriebskostensteigerung*

Überblick Ergebnisse	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Auflösung AMK im Jahr	2055	2050	2041	2038	2037	2036	2035	2034	2033
Ausgleich Amortisationskonto 2055 [Mio. €]	23.448	-	-	-	-	-	-	-	-
Selbstbehalt 2055 [Mio. €]	5.627	-	-	-	-	-	-	-	-
Maximalstand AMK [Mio. €]	23.448	10.381	7.640	5.857	4.569	3.421	2.652	2.333	2.099
Maximalstand AMK in Jahr	2055	2036	2035	2034	2033	2032	2032	2030	2030

Die zentralen Ergebnisse der Rechnungen sind in Abbildung 19 und Abbildung 20 dargestellt, weitere Abbildungen sind dem Anhang zu entnehmen. Im Szenario *Fixe Betriebskostensteigerung* ist wie im *BasishochlaufszENARIO* ein Hochlaufentgelt von 15 €/kWh/h/a ausreichend. Das AMK ist dann im Jahr 2050 auszugleichen; die Betriebskostensteigerung verzögert den Ausgleich des AMKs bei gleichen Netzentgelten ggü. dem *BasishochlaufszENARIO* um zwei Jahre. Der Effekt ist also insgesamt deutlich kleiner als bei der fixen Baukostensteigerung um 30 %.

Den Höchststand von 10,4 Mrd. € erreicht das AMK im Jahr 2036 und liegt damit um rund 800 Mio. € über dem Höchststand im *BasishochlaufszENARIO*.

Im für die FNB ungünstigen Zeitpunkt einer frühestmöglichen Kündigung in 2038 und Auflösung des AMKs in 2039 ergibt sich ein Selbstbehalt von 1,5 Mrd. €.

Sobald die volle Leistung an das Netz angeschlossen ist, wird – wie im *BasishochlaufszENARIO* – über Netzentgelte jedes Jahr ein Betrag von 2,7 Mrd. € gezahlt, der zu unterschiedlichen Teilen als Erlös der FNB und zur Tilgung des AMKs dient. Gegenüber dem hypothetischen Fall der ungedeckelten Netzentgelte werden bis 2055 6,7 Mrd. € zusätzlich gezahlt.

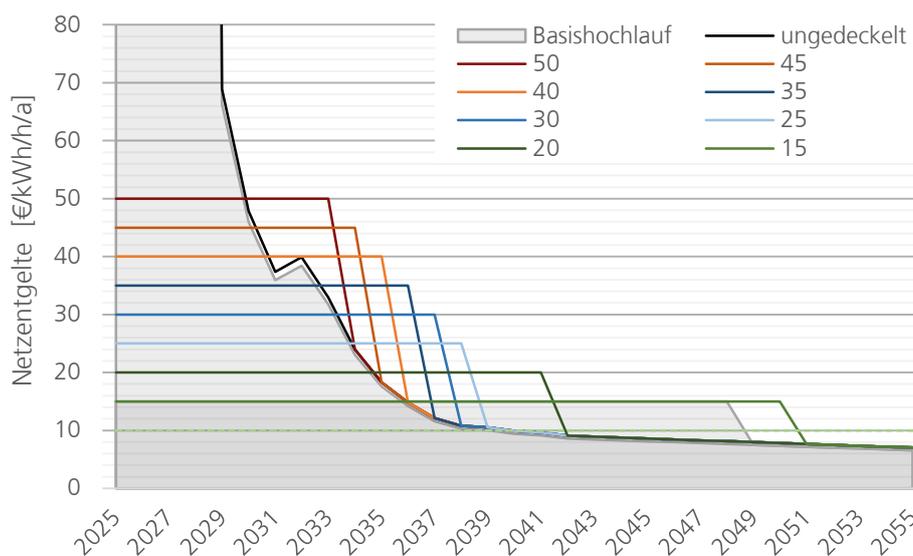


Abbildung 19: Unterschiedliche Netzentgelthöhen im Szenario *Fixe Betriebskostensteigerung*. Das Hochlaufentgelt sinkt auf das ungedeckelte Entgelt, sobald das AMK wieder ausgeglichen ist.

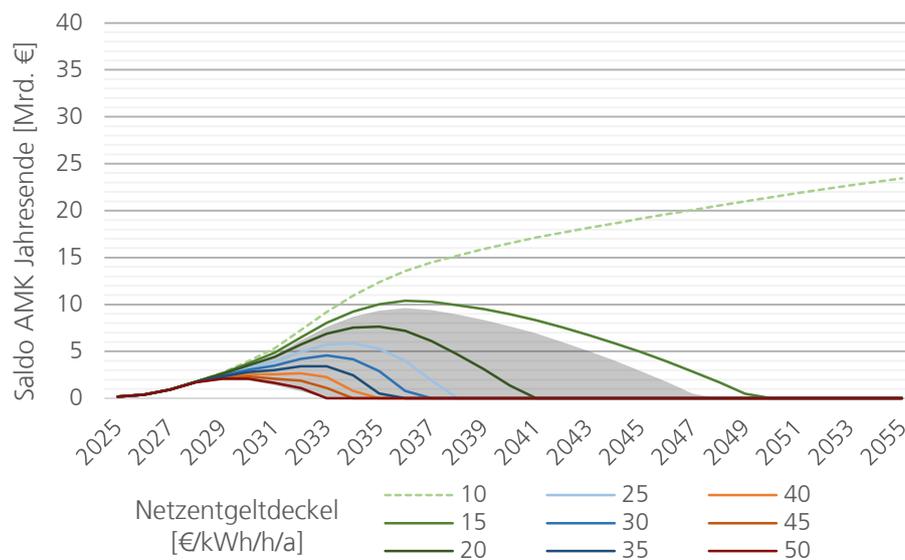


Abbildung 20: Entwicklung des AMK-Saldos bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im Szenario *Fixe Betriebskostensteigerung*. Die graue Fläche zeigt zum Vergleich die Saldos im *BasishochlaufszENARIO* für Hochlaufentgelte von 15 bis 50 €/kWh/h/a.

3.4.6 Das Szenario *Jährliche Betriebskostensteigerung*

In diesem Szenario wird untersucht wie sich eine jährliche Steigerung der Betriebskosten um 2 % auf die Ergebnisse auswirkt. Dies betrifft sämtliche Betriebskosten inklusive der Kosten für Treibenergie der Verdichter. Die Betriebskosten sind in den ersten Jahren nahezu identisch mit denen im *BasishochlaufszENARIO*, für die späteren Jahre ergibt sich eine immer größer werdende Differenz.

Es ist wichtig zu erwähnen, dass die Netzentgelte ohnehin um die Inflation bereinigt werden müssen. Sind sie nominell fixiert, ist das AMK auch mit einem Hochlaufentgelt von 50 €/kWh/h/a in 2055 nicht ausgeglichen. Dieses Szenario adressiert also nicht eine „normale“ Betriebskostensteigerung parallel zur Inflation, sondern den Fall, dass die Kostensteigerung für den Betrieb höher ausfällt als im Gesamtschnitt.

Tabelle 12: Überblick der Ergebnisse des Amortisationskontos im Szenario *Jährliche Betriebskostensteigerung*

Überblick Ergebnisse	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Auflösung AMK im Jahr	2055	2049	2041	2038	2037	2036	2035	2034	2033
Ausgleich Amortisationskonto 2055 [Mio. €]	21.900	-	-	-	-	-	-	-	-
Selbstbehalt 2055 [Mio. €]	5.256	-	-	-	-	-	-	-	-
Maximalstand AMK [Mio. €]	21.900	10.049	7.350	5.608	4.359	3.249	2.480	2.228	2.005
Maximalstand AMK in Jahr	2055	2036	2035	2034	2033	2032	2032	2030	2029

Die zentralen Ergebnisse der Rechnungen sind in Abbildung 21 und Abbildung 22 dargestellt, weitere Abbildungen sind dem Anhang zu entnehmen. Im Szenario *Jährliche Betriebskostensteigerung* ist wie im *BasishochlaufszENARIO* ein Hochlaufentgelt von 15 €/kWh/h/a ausreichend. Das AMK ist dann in Jahr 2049 auszugleichen, die Betriebskostensteigerung verzögert den Ausgleich des AMKs bei gleichen Netzentgelten ggü. dem *BasishochlaufszENARIO* nur um ein Jahr. Von allen untersuchten Parameterveränderungen hat die jährliche Betriebskostensteigerung um 2 % über Inflation den geringsten Effekt.

Den Höchststand von 10,0 Mrd. € erreicht das AMK im Jahr 2036 und liegt damit um rund 400 Mio. € über dem Höchststand im *Basishochlauf*szenario.

Im für die FNB ungünstigen Zeitpunkt einer frühestmöglichen Kündigung in 2038 und Auflösung des AMKs in 2039 ergibt sich ein Selbstbehalt von 1,4 Mrd. €.

Sobald die volle Leistung an das Netz angeschlossen ist, wird – wie im *Basishochlauf*szenario – über Netzentgelte jedes Jahr ein Betrag von 2,7 Mrd. € gezahlt, der zu unterschiedlichen Teilen als Erlös der FNB und zur Tilgung des AMKs dient. Gegenüber dem hypothetischen Fall der ungedeckelten Netzentgelte werden bis 2055 5,1 Mrd. € zusätzlich gezahlt

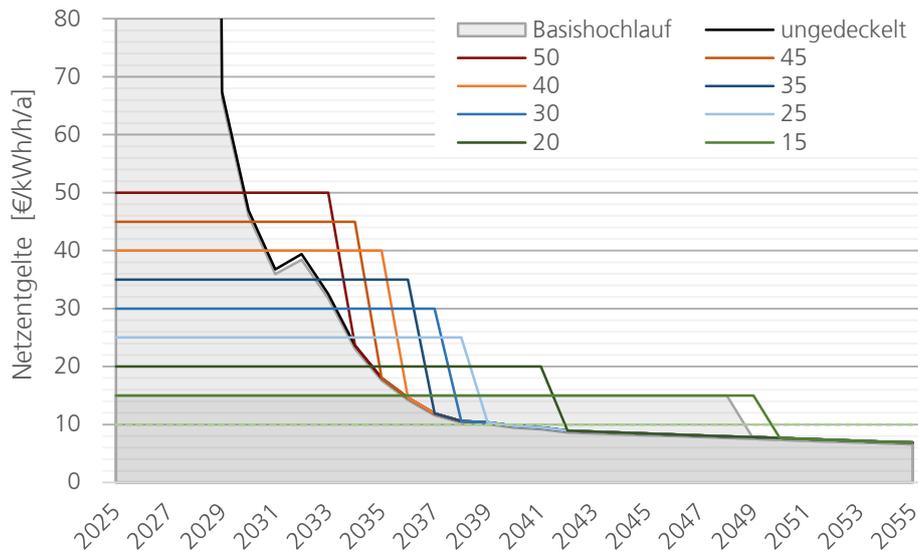


Abbildung 21: Unterschiedliche Netzentgelthöhen im Szenario *Jährliche Betriebskostensteigerung*. Das Hochlaufentgelt sinkt auf das ungedeckelte Entgelt, sobald das AMK wieder ausgeglichen ist.

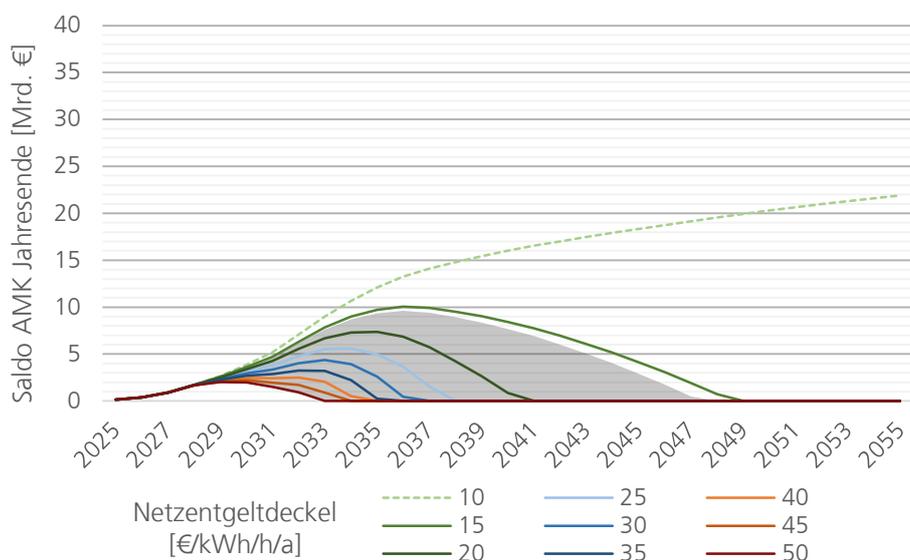


Abbildung 22: Entwicklung des AMK-Saldos bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im Szenario *Jährliche Betriebskostensteigerung*. Die graue Fläche zeigt zum Vergleich die Saldos im *Basishochlauf*szenario für Hochlaufentgelte von 15 bis 50 €/kWh/h/a.

3.4.7 Das Szenario *Höhere Restbuchwerte*

In diesem Szenario wird untersucht wie sich höhere Restbuchwerte auf die Ergebnisse auswirken. Es wird angenommen, dass die Restbuchwerte 30 % der Neubaukosten entsprechen, statt den ursprünglich unterstellten 25 %. Dass die Restbuchwerte sogar noch höher ausfallen, ist vor dem Hintergrund des Durchschnittsalters der Leitungen als nicht wahrscheinlich anzusehen. Alle weiteren Annahmen sind gegenüber dem *BasishochlaufszENARIO* unverändert.

Tabelle 13: Überblick der Ergebnisse des Amortisationskontos im Szenario *Höhere Restbuchwerte*

Überblick Ergebnisse	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Auflösung AMK im Jahr	2055	2050	2041	2038	2037	2036	2035	2034	2034
Ausgleich Amortisationskonto 2055 [Mio. €]	22.507	-	-	-	-	-	-	-	-
Selbstbehalt 2055 [Mio. €]	5.402	-	-	-	-	-	-	-	-
Maximalstand AMK [Mio. €]	22.507	10.647	7.895	6.096	4.780	3.620	2.832	2.451	2.217
Maximalstand AMK in Jahr	2055	2036	2035	2034	2033	2033	2032	2030	2030

Die zentralen Ergebnisse der Rechnungen sind in Abbildung 23 und Abbildung 24 dargestellt, weitere Abbildungen sind dem Anhang zu entnehmen. Im Szenario *Höhere Restbuchwerte* ist ebenfalls ein Hochlaufentgelt von 15 €/kWh/h/a ausreichend, um das AMK in 2050 auszugleichen; die Baukostensteigerung verzögert den Ausgleich des AMKs bei gleichen Netzentgelten ggü. dem *BasishochlaufszENARIO* um zwei Jahre und ist in seiner Wirkung daher vergleichbar mit dem Szenario *fixe Betriebskostensteigerung*.

Den Höchststand von 10,6 Mrd. € erreicht das AMK im Jahr 2036 und liegt damit um 1 Mrd. € über dem Höchststand im *BasishochlaufszENARIO*.

Im für die FNB ungünstigen Zeitpunkt einer frühestmöglichen Kündigung in 2038 und Auflösung des AMKs in 2039 ergibt sich ein Selbstbehalt von 1,6 Mrd. €.

Sobald die volle Leistung an das Netz angeschlossen ist, wird – wie im *BasishochlaufszENARIO* – über Netzentgelte jedes Jahr ein Betrag von 2,7 Mrd. € gezahlt, der zu unterschiedlichen Teilen als Erlös der FNB und zur Tilgung des AMKs dient. Gegenüber dem hypothetischen Fall der ungedeckelten Netzentgelte werden bis 2055 7,2 Mrd. € zusätzlich gezahlt.

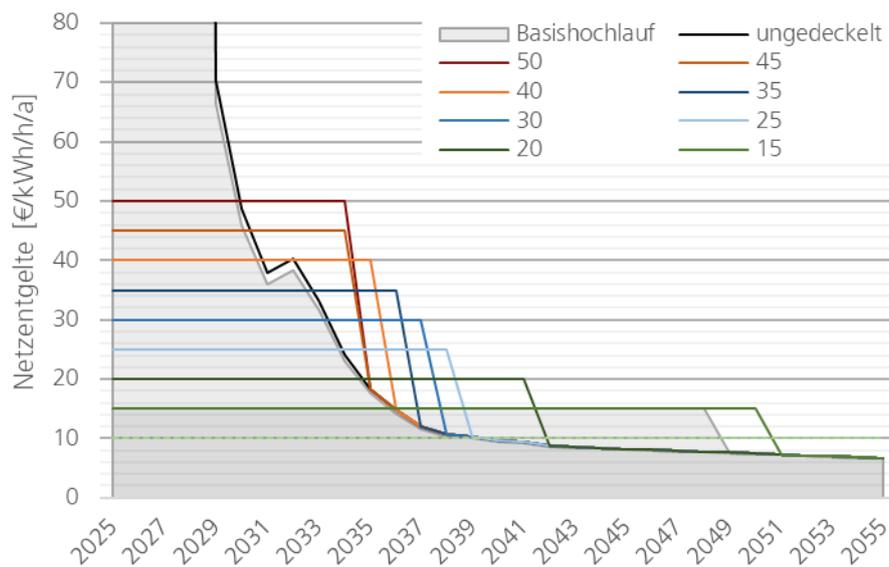


Abbildung 23: Unterschiedliche Netzentgelthöhen im Szenario *Höhere Restbuchwerte*. Das Hochlaufentgelt sinkt auf das ungedeckelte Entgelt, sobald das AMK wieder ausgeglichen ist.

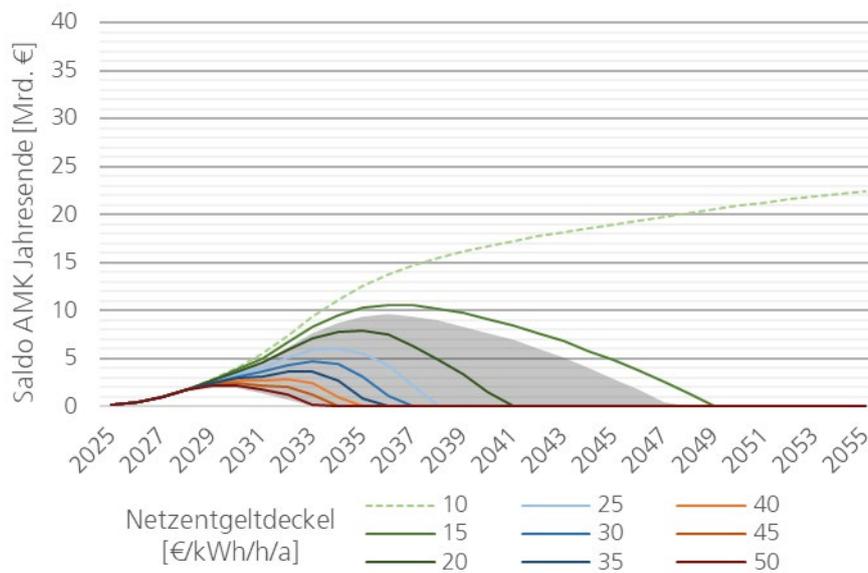


Abbildung 24: Entwicklung des AMK-Saldos bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im Szenario *Höhere Restbuchwerte*. Die graue Fläche zeigt zum Vergleich die Saldos im *Basishochlauf*szenario für Hochlaufentgelte von 15 bis 50 €/kWh/h/a.

3.4.8 Das Szenario *Eingeschränkte IPCEI-Förderung*

In diesem Szenario wird untersucht, wie sich eine Reduktion der IPCEI-Förderung auf die Ergebnisse auswirkt. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Gutachtens ließ sich für nur ein Projekt die Gewissheit der IPCEI-Förderung nicht vollständig klären. Dieses Projekt ist allerdings das größte und macht 55 % der IPCEI-Gesamtförderung für Netze aus. Im Szenario wird daher angenommen, dass 55 % der Förderung nicht stattfindet und regulär über Netzentgelte finanziert werden muss. Alle weiteren Annahmen sind gegenüber dem *BasishochlaufszENARIO* unverändert.

In diesem Szenario wird untersucht, wie sich eine Reduktion der IPCEI-Förderung auf die Ergebnisse auswirkt. Zum Zeitpunkt der Berechnung für dieses Gutachten im Dezember 2023 gab es keine Gewissheit über die IPCEI-Förderung. Insbesondere für das größte IPCEI-Projekt waren zum damaligen Zeitpunkt noch wesentliche Fragen ungeklärt. Im Szenario wird daher angenommen, dass 55 % der Förderung nicht stattfindet und regulär über Netzentgelte finanziert werden muss. Alle weiteren Annahmen sind gegenüber dem *BasishochlaufszENARIO* unverändert.⁵

Tabelle 14: Überblick der Ergebnisse des Amortisationskontos im Szenario *Eingeschränkte IPCEI-Förderung*

Überblick Ergebnisse	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Auflösung AMK im Jahr	2055	2050	2041	2038	2037	2036	2035	2034	2034
Ausgleich Amortisationskonto 2055 [Mio. €]	23.615	-	-	-	-	-	-	-	-
Selbstbehalt 2055 [Mio. €]	5.668	-	-	-	-	-	-	-	-
Maximalstand AMK [Mio. €]	23.615	10.627	7.871	6.072	4.767	3.607	2.831	2.448	2.214
Maximalstand AMK in Jahr	2055	2036	2035	2034	2033	2033	2032	2030	2030

Die zentralen Ergebnisse der Rechnungen sind in Abbildung 25 und Abbildung 26 dargestellt, weitere Abbildungen sind dem Anhang zu entnehmen. Im Szenario *Eingeschränkte IPCEI-Förderung* ist ebenfalls ein Hochlaufentgelt von 15 €/kWh/h/a ausreichend, um das AMK in 2050 auszugleichen; die Baukostensteigerung verzögert den Ausgleich des AMKs bei gleichen Netzentgelten ggü. dem *BasishochlaufszENARIO* um zwei Jahre und ist in seiner Wirkung daher vergleichbar mit dem Szenario *Höhere Restbuchwerte* oder einer fixen Betriebskostensteigerung um 30 %.

Den Höchststand von 10,6 Mrd. € erreicht das AMK im Jahr 2036 und liegt damit um 1 Mrd. € über dem Höchststand im *BasishochlaufszENARIO*.

Im für die FNB ungünstigen Zeitpunkt einer frühestmöglichen Kündigung in 2038 und Auflösung des AMKs in 2039 ergibt sich ein Selbstbehalt von 1,6 Mrd. €.

Sobald die volle Leistung an das Netz angeschlossen ist, wird – wie im *BasishochlaufszENARIO* – über Netzentgelte jedes Jahr ein Betrag von 2,7 Mrd. € gezahlt, der zu unterschiedlichen Teilen als Erlös der FNB und zur Tilgung des AMKs dient. Gegenüber dem hypothetischen Fall der ungedeckelten Netzentgelte werden bis 2055 6,6 Mrd. € zusätzlich gezahlt.

⁵ Die finale Bewilligung der Europäischen Kommission steht zum Veröffentlichungszeitpunkt weiterhin aus, es gibt jedoch bislang keine Anhaltspunkte für ein Ausbleiben der IPCEI-Förderung; das Szenario dient der konservativen Abschätzung.

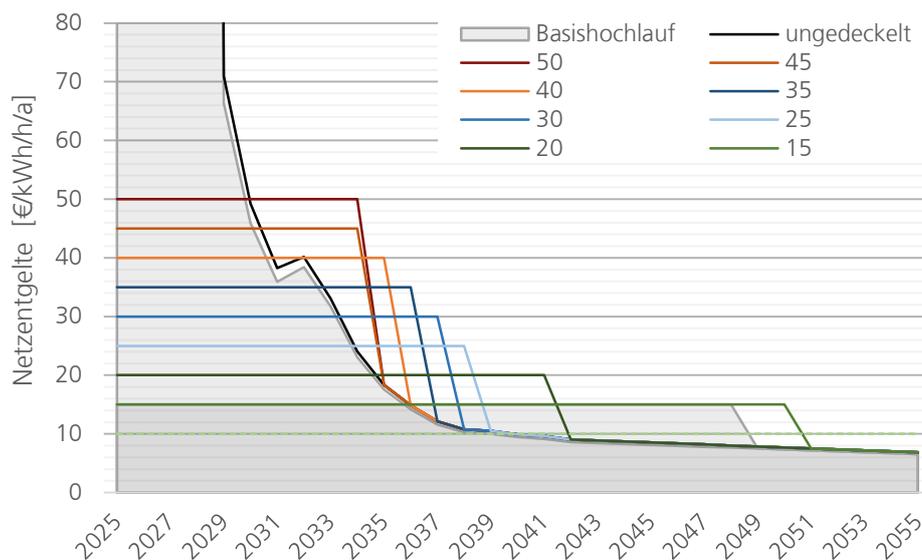


Abbildung 25: Unterschiedliche Netzentgelthöhen im Szenario *Eingeschränkte IPCEI-Förderung*. Das Hochlaufentgelt sinkt auf das ungedeckelte Entgelt, sobald das AMK wieder ausgeglichen ist.

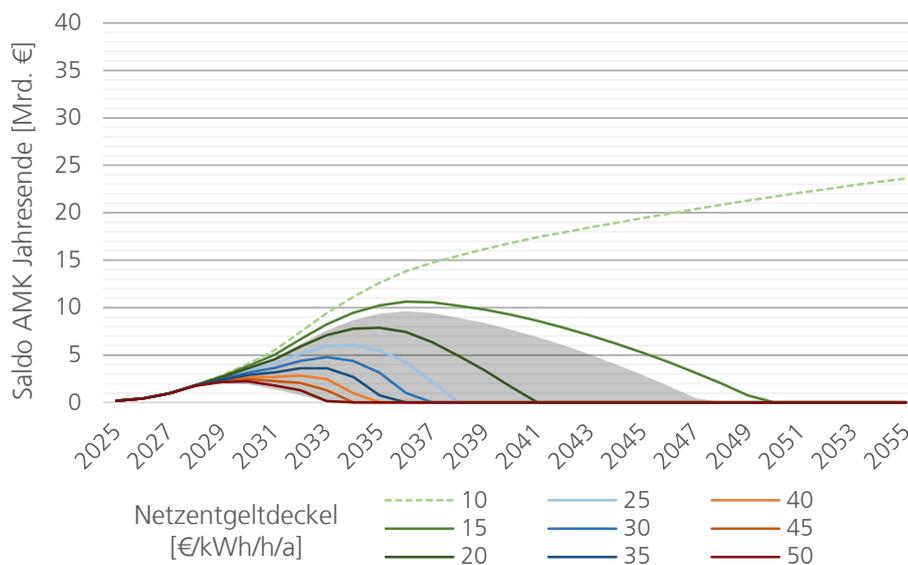


Abbildung 26: Entwicklung des AMK-Saldos bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im Szenario *Eingeschränkte IPCEI-Förderung*. Die graue Fläche zeigt zum Vergleich die Saldos im *Basishochlauf*szenario für Hochlaufentgelte von 15 bis 50 €/kWh/h/a.

3.5 Das *Sehr adverse Szenario*

Das *Sehr adverse Szenario* stellte die Kombination aller in Abschnitt 3.4 dargestellten Parametervariationen dar. Der Hochlauf der angeschlossenen Leistungen ist gegenüber dem *BasishochlaufszENARIO* um drei Jahre verzögert, Speicher erhalten einen Rabatt von 75 % auf die Netzentgelte, die Bau- und Betriebskosten fallen um 30 % höher aus als ursprünglich geplant, die Restbuchwerte der Bestandsleitungen betragen statt der ursprünglich angenommenen 25 % nun 30 % und die Gesamtförderung durch IPCEI ist um 55 % reduziert.

In Summe kann dieser Fall als ein sehr adverser Verlauf angenommen werden. Wie wahrscheinlich das Szenario ist, kann aus heutiger Sicht nicht beurteilt werden. Die Gutachter gehen aber davon aus, dass die einzelnen adversen Entwicklungen jeweils eine nicht zu vernachlässigende Eintrittswahrscheinlichkeit haben; sie sind nicht so undenkbar, dass sie als Ausreißer betrachtet werden können. Das Szenario beschreibt im Kern einen insgesamt schleppenden Hochlauf gegen viele Widerstände, der letzten Endes aber vorangeht. Das Szenario beschreibt kein vollständiges Scheitern des Hochlaufs.

Es gibt darüber hinaus eine Reihe von Risiken, die höchstens implizit in den Szenarien dargestellt sind. So ist z. B. denkbar, dass der Hochlauf von Kernnetz, Angebot und Nachfrage gelingt, Speicherausbau aber nur schleppend vorangeht und blauer Wasserstoff aber nicht ausreichend verfügbar ist. In diesem Fall wäre das Netz in vielen Stunden nicht funktionstüchtig, sodass z. B. die Nachfrage der Kraftwerke nicht bedient werden kann und die Versorgung der Industrie nicht kontinuierlich erfolgt. Ein solcher Fall ist in seinen Wirkungen in Teilen im Szenario *Verzögerter Wasserstoffhochlauf* abgebildet. Treten hier aber gravierende Herausforderungen auf, sind auch größere Verzögerungen als im Szenario *Verzögerter Wasserstoffhochlauf* vorstellbar.

Des Weiteren ist in allen hier betrachteten Szenarien die langfristige Ausspeiseseite sicher. Kommt es zu einer Verlagerung vieler Prozesse der energieintensiven Industrie ins Ausland, z. B. durch *Green Leakage*, oder werden Kraftwerke zu großen Teilen als reine Speicherkraftwerke errichtet, also Kraftwerke mit eigener Elektrolyse und Speicherung, aber ohne Wasserstoffnetzanschluss, ergeben sich Herausforderungen, die von den hier betrachteten Szenarien nicht abgedeckt werden können. Im Extremfall könnte dann das Wasserstoff-Kernnetz für die langfristige Versorgungsaufgabe überdimensioniert sein. Es ist wichtig zu betonen, dass der Bund es zu substantiellen Teilen selbst in der Hand hat, ob oder in welchem Umfang sich diese Herausforderungen einstellen.

Tabelle 15: Überblick der Ergebnisse des Amortisationskontos im *Sehr adversen Szenario*

Überblick Ergebnisse	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Auflösung AMK im Jahr	2055	2055	2055	2055	2055	2052	2048	2046	2044
Ausgleich Amortisationskonto 2055 [Mio. €]	77.004	59.843	42.682	25.521	8.360	-	-	-	-
Selbstbehalt 2055 [Mio. €]	18.481	14.362	10.244	6.125	2.007	-	-	-	-
Maximalstand AMK [Mio. €]	77.004	59.843	42.682	27.338	23.992	21.946	20.375	19.154	18.031
Maximalstand AMK in Jahr	2055	2055	2055	2046	2039	2038	2038	2037	2037

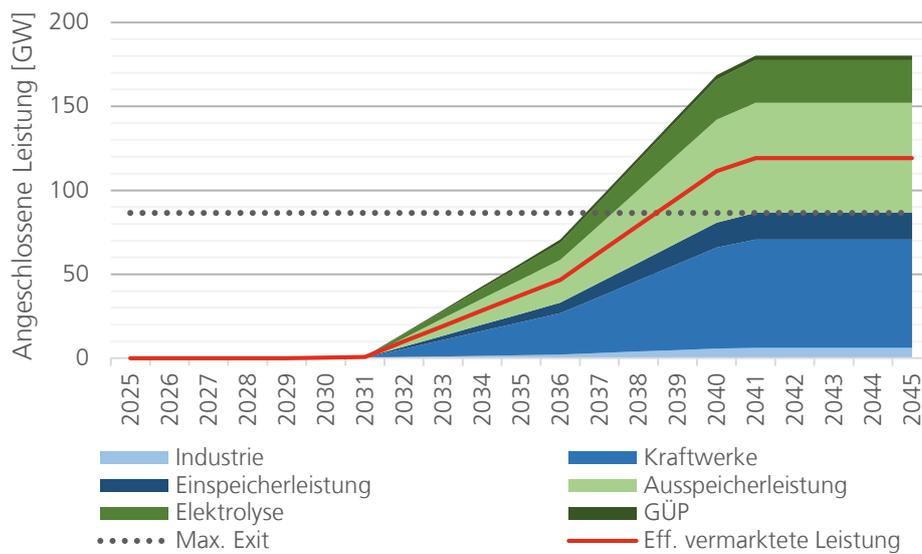


Abbildung 27: Hochlauf der Leistung im Sehr adversen Szenario.

Die rote Linie gibt die für die Netzentgelte effektiv vermarktete Leistung wieder.

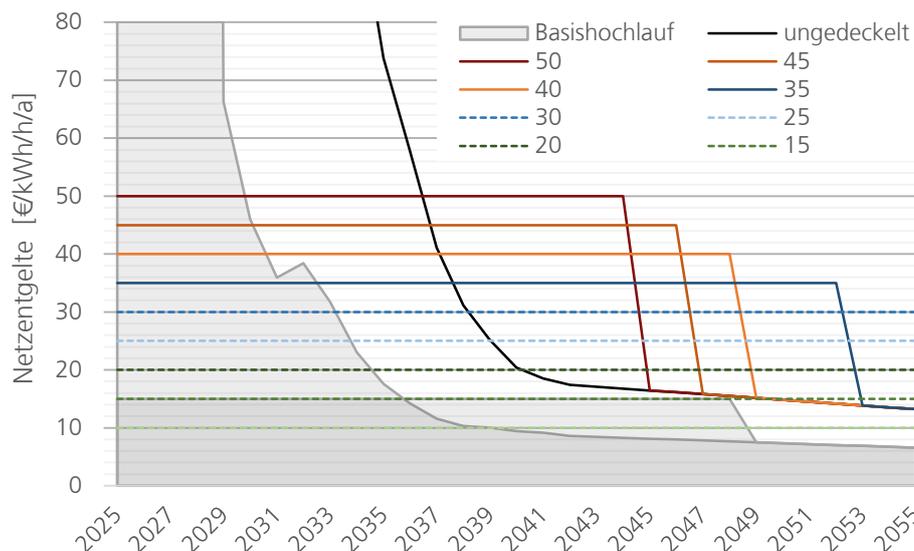


Abbildung 28: Unterschiedliche Netzentgelthöhen im Sehr adversen Szenario. Das Hochlaufentgelt sinkt auf das ungedeckelte Entgelt, sobald das AMK wieder ausgeglichen ist.

Die zentralen Ergebnisse des *Sehr adversen Szenarios* sind in Abbildung 29 bis Abbildung 32 dargestellt. Im Szenario ist ein Netzentgelt von 35 €/kWh/h/a erforderlich, um das AMK in 2052 auszugleichen. Den Höchststand von 21,9 Mrd. € erreicht das AMK im Jahr 2038. Der Höchststand liegt damit um 12,3 Mrd. € über dem Höchststand im *BasishochlaufszENARIO*.

Im für die FNB ungünstigen Zeitpunkt der frühestmöglichen Kündigung im Jahr 2038 und Auflösung des AMKs im Jahr 2039 ergibt sich ein Selbstbehalt von 3,5 Mrd. €.

Sobald die volle Leistung an das Netz angeschlossen ist, wird über Netzentgelte jedes Jahr ein Betrag von 4,2 Mrd. € gezahlt, der zu unterschiedlichen Teilen als Erlös der FNB und zur Tilgung des AMKs dient. Dabei ist zu beobachten, dass die jährlichen Zahlungen durch das Hochlaufentgelt in den späteren Jahren deutlich höher ausfallen, als über den gesamten Zeitraum ohne Deckelung. Dies ist eine erwartbare Folge des Finanzierungskonzepts mit AMK, in der Höhe aber vielleicht doch überraschend.

Gegenüber dem hypothetischen Fall der ungedeckelten Netzentgelte werden bis 2055 16,5 Mrd. € zusätzlich gezahlt.

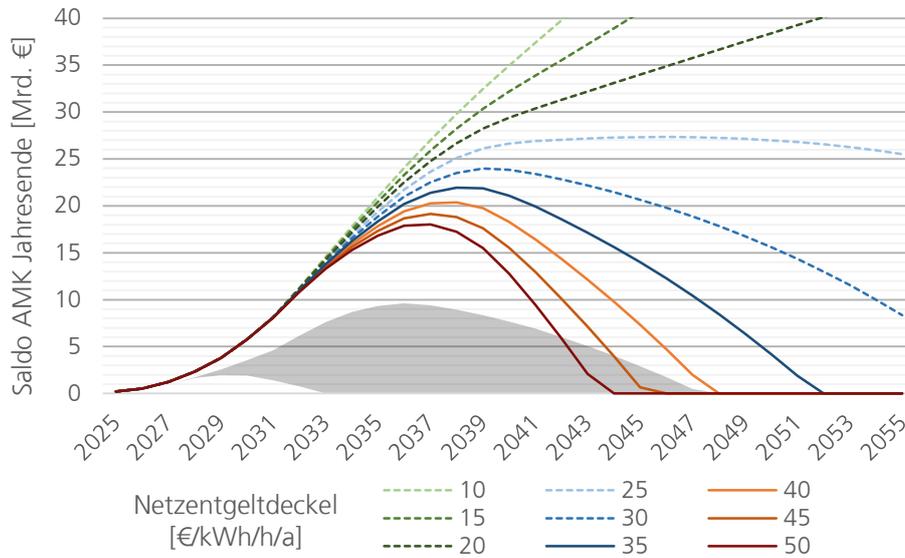


Abbildung 29: Entwicklung des AMK-Saldos bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im *Sehr adversen Szenario*. Die graue Fläche zeigt zum Vergleich die Saldos im *Basis-hochlaufszENARIO* für Hochlaufentgelte von 15 bis 50 €/kWh/h/a.

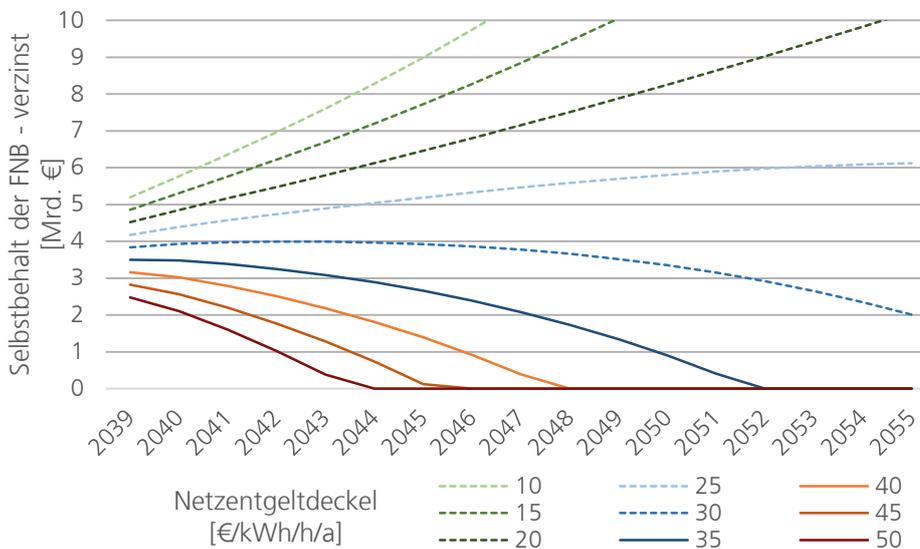


Abbildung 30: Selbstbehalt der FNB nach Kündigungsjahr für unterschiedliche Hochlaufentgelte im *Sehr adversen Szenario*.

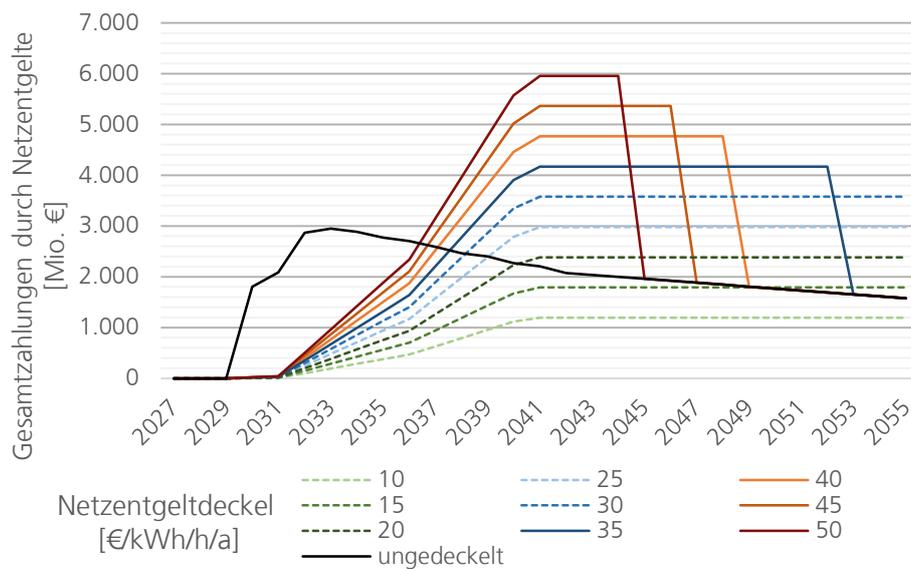


Abbildung 31: Summe der jährlichen Netzentgeltzahlung bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im *Sehr adversen Szenario*.

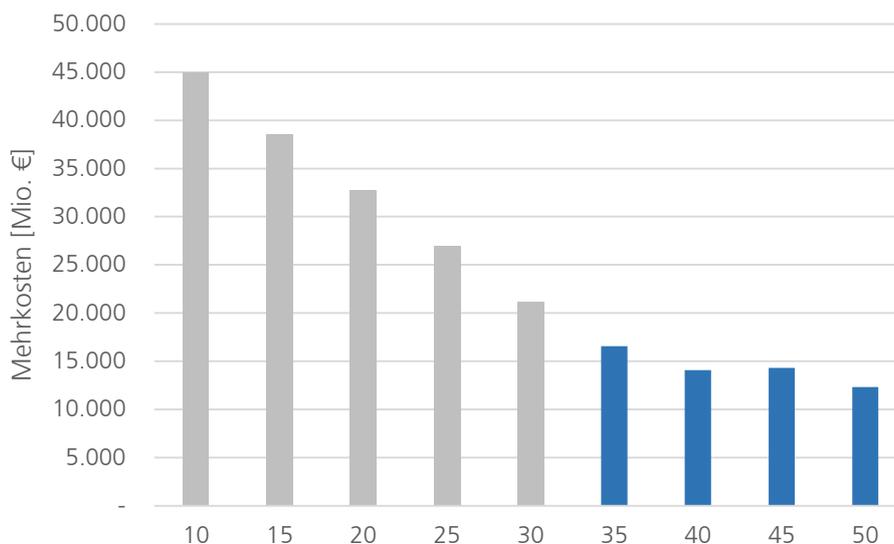


Abbildung 32: Mehrkosten ggü. dem hypothetischen Fall der ungedeckelten Netzentgelte bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im *Sehr adversen Szenario*.

3.6 Auswirkungen einer nachträglichen Erhöhung der Netzentgelte

Ein weiterer Aspekt, der in den bisherigen Szenarien nicht adressiert ist, ergibt sich bei einer Anpassung der Netzentgelte. Je nach Verlauf hat dies unterschiedliche Auswirkungen, die hier nur anhand eines Beispiels dargestellt werden sollen. Als Ausgangsfall wird das *Sehr adverse Szenario* genutzt. In Abbildung 33 ist ein Verlauf dargestellt, bei dem in diesem das Netzentgelt zunächst auf 15 €/kWh/h/a festgesetzt wird, und dann ab 2032 alle drei Jahre um 5 €/kWh/h/a erhöht wird. Durch die zunächst gegenüber dem *Sehr adversen Szenario* niedrigeren Netzentgelte erreicht das AMK höhere Werte (siehe Abbildung 34). Der Höchststand des AMKs erhöht sich um 3,8 Mrd. € auf 25,6 Mrd. €. Ab 2044

muss in diesem Fall sogar ein Netzentgelt von 40 €/kWh/h/a gezahlt werden, damit eine Auflösung des AMK bis 2055 gelingt. Das Konto ist selbst mit dem in späteren Jahren höheren Netzentgelt erst ein Jahr später ausgeglichen als im *Sehr adversen Szenario*.

Neben den Auswirkungen für die Finanzierung sollte auch die Signalwirkung bedacht werden, die von einer Erhöhung ausgeht. Die Erhöhung ist erforderlich, wenn der Markthochlauf weniger positiv ausfällt als ursprünglich angenommen. Eine Erhöhung der Kosten für den Netzzugang wird mutmaßlich nicht zu einer Beschleunigung des Hochlaufs führen.

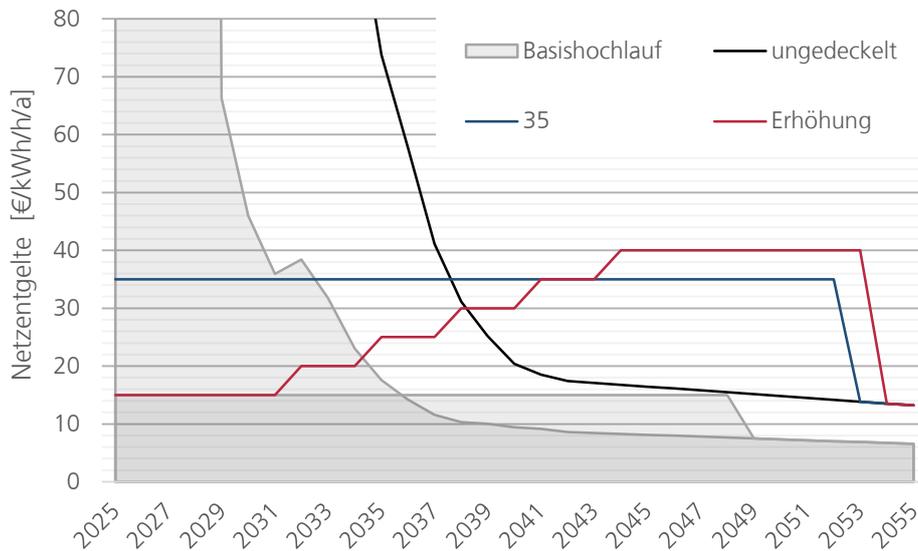


Abbildung 33: Anpassung des Hochlaufentgeltes im Zeitverlauf. Das Hochlaufentgelt sinkt auf das ungedeckelte Entgelt, sobald das AMK wieder ausgeglichen ist.

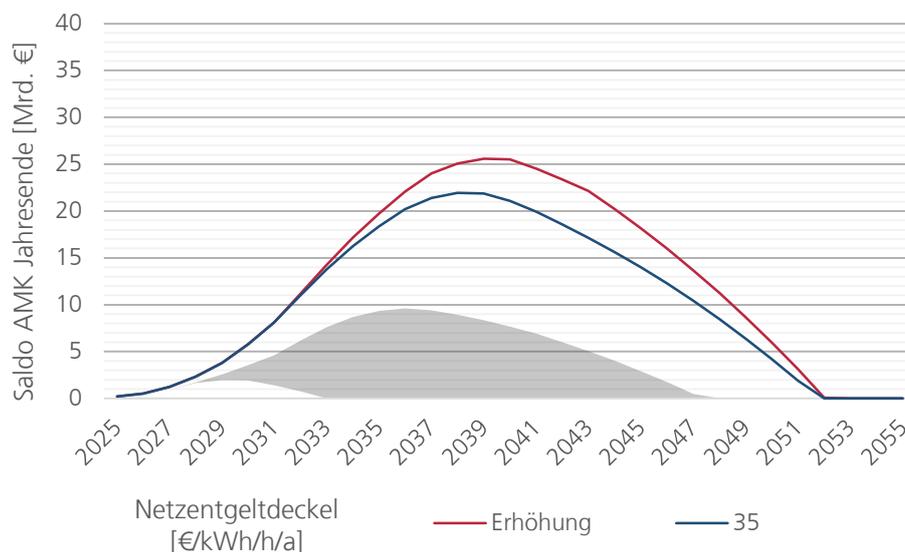


Abbildung 34: Entwicklung des AMK-Saldos bei einer Anpassung des Hochlaufentgeltes im Zeitverlauf im Vergleich zu einem konstanten Hochlaufentgelt von 35 €/kWh/h/a.

Die graue Fläche zeigt zum Vergleich die Saldos im *BasishochlaufszENARIO* für Hochlaufentgelte von 15 bis 50 €/kWh/h/a.

3.7 Zusammenfassung und Fazit

In den vorangegangenen Abschnitten dieses Kapitels wurde mit dem Gutachten-Rechentool, welches auf dem FNB-Gas-Rechentool basiert, eine Reihe von Szenarioanalysen durchgeführt.

Dabei zeigt sich, dass von den betrachteten Eingangsgrößen der Hochlauf der angeschlossenen Leistungen insgesamt die größte Wirkung hat. Gelingt der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft optimal und ist sehr gut mit dem Hochlauf des Wasserstoff-Kernetzes verzahnt, ergibt sich eine insgesamt gut handhabbare Situation für die Finanzierung des Netzes. Die Netzentgelte müssen dann gegenüber dem ungedeckelten Fall in den späteren Jahren nur gering erhöht werden, und der Höchststand des AMK bleibt unter 10 Mrd. €. Gelingt der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft jedoch nicht optimal oder kann die Leistung aus technischen Gründen nicht optimal angeschlossen werden, verschlechtert sich die Finanzierungssituation deutlich.

Ein weiterer sehr wichtiger Parameter ist der Netzentgeltrabatt für Speicher. Obwohl dieser die eigentlichen Kosten des Netzes nicht betrifft, verringert er die Zahlungen eines wichtigen Kund:innensegments und erhöht so die Zahlungen der anderen Kund:innen deutlich. Entsprechend erhöht sich auch der Höchststand des AMK substantiell.

Alle weiteren Parametervariationen betreffen Erhöhungen der Kostenseite des Netzes. Den größten Einfluss hat eine deutliche Erhöhung der spezifischen Investitionen durch gestiegene Baukosten. Im Vergleich dazu haben die anderen Parameter bei den untersuchten Differenzen geringere Auswirkungen. Erst im *Sehr adversen Szenario* summieren sich auch diese eher geringen Effekte zu einer echten Herausforderung.

Im *Sehr adversen Szenario* trifft eine Vielzahl von adversen Entwicklungen zusammen. Wie wahrscheinlich das Szenario ist, kann aus heutiger Sicht nicht beurteilt werden. Im Kern beschreibt das Szenario einen insgesamt schleppenden Hochlauf gegen viele Widerstände, der letzten Endes aber vorangeht. Das Szenario beschreibt kein Scheitern des Wasserstoffhochlaufs insgesamt, der in jedem Fall drastische Auswirkungen auf die Finanzierung hätte. Im *Sehr adversen Szenario* ist ein Hochlaufentgelt von 35 €/kWh/h/a erforderlich. Dessen Wirkung und Marktgängigkeit wird in Kapitel 5 analysiert.

In Summe zeigt sich, dass das Konzept des Amortisationskontos durch den Zinseffekt zu Mehrkosten gegenüber ungedeckelten Netzentgelten führt. Die genaue Höhe der Differenz lässt sich mit dem hier gewählten Analyseansatz nicht exakt bestimmen, da es durch die Staffelung der Netzentgelte in Fünfer-Schritten zu unterschiedlichen Zeitpunkten des Ausgleichs des AMKs kommt. Setzt man das Entgelt – wie im EnWG-Entwurf vorgesehen – so fest, dass das Entgelt einerseits möglichst niedrig, gleichzeitig aber gerade noch einen Ausgleich in 2055 ermöglicht, ergeben sich für die meisten Szenarien höhere Mehrkosten. Mit der hier gewählten Methode liegen die Mehrkosten durch Zinseffekte des AMKs zwischen 5,0 Mrd. € und 16,3 Mrd. €.

4 Risikoverteilung für die beteiligten Parteien

4.1 Risikoverteilung im Finanzierungsmodell

Ein zentraler Bestandteil des Finanzierungsmodells nach §§ 28r-28s EnWG sind die Regelungen für den Fall, dass es bis zum Ablauf des Zeitraums für die Hochlauffinanzierung am 31.12.2055 nicht gelingt, die bis dahin aufgelaufenen Erlösansprüche der Kernnetzbetreiber unter Berücksichtigung des Amortisationskontos vollständig über Netzentgelte zu decken. Für diesen Fall sieht das Konzept eine weitgehende Risikoübernahme durch den Bund vor, aber auch einen Selbstbehalt der Netzbetreiber.

Ziel ist es, für den Weiterbetrieb des Kernnetzes nach diesem Zeitpunkt eine Ausgangslage zu schaffen, in der mit den laufenden Netzentgelteinnahmen keine aus dem Hochlaufzeitraum stammenden Erlösansprüche mehr gedeckt werden müssen. In der dann erreichten Situation können die Netzentgelte jährlich so berechnet werden, dass sie die gemäß den Regelungen zur Entgeltkalkulation – ggf. ergänzt durch Anreizregulierungsmechanismen – ermittelten jährlichen Erlösansprüche vollständig decken. Dies entspricht der regulären Situation von Erdgas- und Stromnetzbetreibern. Es ist anzumerken, dass der Netzbetrieb auch in dieser Situation nicht vollkommen frei von wirtschaftlichen Risiken ist. So stehen die von den Netzbetreibern geltend gemachten Kosten grundsätzlich unter dem Genehmigungsvorbehalt durch die Bundesnetzagentur, und auch bei Erdgas bestünde im Fall einer in den nächsten Jahren schnell sinkenden Nachfrage keine gesetzliche Garantie für eine Deckung von Restbuchwerten und etwaigen nachlaufenden Kosten, die nicht mehr durch Netzentgelte gedeckt werden können.

Bei den Regelungen zur Risikoverteilung im Finanzierungsmodell für das Wasserstoffkernnetz sind zwei Fälle zu unterscheiden, nämlich

- der Fall, dass das Modell bis zum 31.12.2055 aufrechterhalten wird und erst zu diesem Zeitpunkt ein etwaiger Fehlbetrag auf dem Amortisationskonto ausgeglichen werden muss und
- der Fall, dass der Bund das Modell gemäß § 28r Abs. 7 bereits vorzeitig – frühestens aber zum 31.12.2038 – kündigt, weil ein Scheitern des Wasserstoffhochlaufs absehbar ist und somit der Fehlbetrag auf dem Amortisationskonto bereits zu einem früheren Zeitpunkt ausgeglichen werden muss.

Für beide Fälle enthalten die Regelungen eindeutige Vorgaben zur Verteilung des mit der Deckung des Amortisationskontos verbundenen finanziellen Risikos auf den Bund und die Netzbetreiber:

- Wenn das Finanzierungsmodell wie geplant bis zum 31.12.2055 aufrechterhalten wird, beträgt der Selbstbehalt der Netzbetreiber am Fehlbetrag auf dem Amortisationskonto 24 %. Der Bund hat in diesem Fall somit 76 % des Fehlbetrags zu tragen.
- Wenn das Finanzierungsmodell vorzeitig beendet wird, reduziert sich der Selbstbehalt der Netzbetreiber für jedes Kalenderjahr um 0,5 Prozentpunkte. Maßgeblich hierfür ist der Zeitpunkt, in dem die Kündigung des Amortisationskontos wirksam wird. Dieser Zeitpunkt liegt gemäß § 28r Abs. 7 am Ende des Folgejahres des Jahres, in dem die Kündigung ausgesprochen wird. Da die Kündigung erstmals zum 31.12.2038 ausgesprochen werden darf, wird die Kündigung des Amortisationskontos frühestens zum 31.12.2039 wirksam, also 16 Jahre vor dem regulären Endzeitpunkt des Finanzierungsmodells. Der Selbstbehalt der Netzbetreiber beträgt in diesem Fall somit 16 % des Fehlbetrags auf dem Amortisationskontos, und der Bund hat dementsprechend 84 % des Fehlbetrags zu decken.

Der Selbstbehalt der Netzbetreiber, wie § 28s Abs. 2 klarstellt, bezieht sich generell auf den Wert des Fehlbetrags, der sich ohne Berücksichtigung etwaiger zwischenzeitlicher Ausgleichszahlungen oder Zuschüsse des Bundes ergibt. Solche Zahlungen beeinflussen somit nicht den Selbstbehalt der Netzbetreiber, sondern nur den am Laufzeitende des Amortisationskontos vom Bund noch zu deckenden Anteil des verbliebenen Fehlbetrags.

4.2 Risikoverteilung in den untersuchten Szenarien

Als Risikobetrag in den betrachteten Szenarien kann in einer ersten Näherung der Höchststand des AMKs gesehen werden. Dieser beträgt im BasishochlaufszENARIO 9,6 Mrd. €, im *Sehr adversen Szenario* 21,9 Mrd. €.

Die Kündigung im Jahr 2038 und Auflösung des Kontos im Jahr 2039 stellt in fast allen Szenarien den ungünstigsten Zeitpunkt für die Wasserstoff-Kernnetz-Betreibenden dar, da dies zum im Vergleich höchsten Selbstbehalt führt. Dieser beträgt in 2039 16 % und liegt dann zwischen 1,4 Mrd. € (im *BasishochlaufszENARIO*) und 3,5 Mrd. € (im *Sehr adversen Szenario*). Der Bund muss in diesen Fällen 6,6 Mrd. € bzw. 18,4 Mrd. € zum Ausgleich beitragen.

In beiden Fällen ist die Auflösung in 2039 für beide Parteien der schlechteste Zeitpunkt, da in beiden Szenarien die AMK-Stände in den nächsten Jahren wieder sinken. Das Risiko kann daher zumindest in den untersuchten Szenarien als „zeitlich symmetrisch“ angesehen werden: Keine Partei zieht einen Vorteil aus einem (frühen) Scheitern des Finanzierungskonzepts. Der Schaden für beide Parteien nimmt in den darauffolgenden Jahren ab; für den Bund ist die Abnahme höher, da gleichzeitig der anteilige Selbstbehalt der Wasserstoff-Kernnetz-Betreibenden steigt. Im *Sehr adversen Szenario* beispielsweise sinkt der Betrag für den Bund zwischen 2039 und 2045 um 7,0 Mrd. € (eine Reduktion um 38 %), für die Wasserstoff-Kernnetz-Betreibenden nur um 870 Mio. € (eine Reduktion um 24 %). Würde der AMK-Stand in den Jahren nach 2038 absehbar konstant bleiben oder nur leicht steigen, könnte es eine Situation geben, in der es für den Bund vorteilhaft wäre, die Kündigung hinauszuzögern, weil der steigende Selbsthalt der Wasserstoff-Kernnetz-Betreibende die erforderliche Zahlung des Bundes senken würde. Diese Strategie wäre jedoch eine potenziell gefährliche Wette auf ungewisse zukünftige Entwicklungen und nur in einem schmalen Fenster an Entwicklungen für den Bund wirklich verlustminimierend.

Im Falle des Basishochlaufszenarios ist ohnehin nicht mit einer Kündigung zu rechnen, da sich alle relevanten Faktoren positiv entwickeln. Im Falle des *Sehr adversen Szenarios* kommt es nur dann zu einer Kündigung in 2038 oder später, wenn sich die relevanten Größen absehbar noch deutlich schlechter entwickeln werden als in diesem Szenario angenommen. Da sich diese Entwicklungen vermutlich vorher ankündigen werden und auch bis dahin Auswirkungen auf die Finanzierung gehabt haben werden, sind auch höhere Stände des AMK in diesem Fall nicht auszuschließen.

5 Analyse der Wirkung des Hochlaufentgelts

5.1 Ausgestaltungsvarianten des Netzentgelts

In den bisherigen Diskussionen um das Finanzierungskonzept wurden zwischen den beteiligten Institutionen i. W. jährliche Kapazitätsbuchungen für die Ausgestaltung der Netzentgelte diskutiert. Bevor in Abschnitt 5.5 deren Wirkungen diskutiert werden, soll hier zunächst dargestellt werden, dass dies nicht die einzig mögliche Form ist und unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten unterschiedliche Vor- und Nachteile aufweisen.

Netzentgelte bilden für alle Energienetze die zentrale Refinanzierungskomponente, die für sämtliche Netznutzungen entrichtet werden muss. Sie unterliegen der Regulierung, da Energienetze aufgrund ihrer subadditiven Kostenstrukturen ein natürliches Monopol bilden. Die kostenbasierte Kalkulation der Netzentgelte ordnet die Gesamtkosten nach Kostenarten, Kostenstellen und Kostenträgern unterschiedlichen Netzebenen und Bemessungsgrößen zu, die in EnWG und Netzentgeltverordnungen festgelegt sind. Dabei werden – auch international – die Zahlungen der Netzentgelte auf der Seite der Einspeisung und/oder der Ausspeisung der Energie in die bzw. aus den Netzen vorgenommen; Bezüge zu Transport- oder Transaktionspfaden sind aufgrund ihrer markthemmenden Wirkung ausgeschlossen worden.

Die Zahlung der Netzentgelte durch die Kunden kann bei Großkunden direkt erfolgen, bei kleineren Kunden erfolgt sie indirekt, in der Regel durch Einrechnung der Netzentgelte in einen Gesamtversorgungspreis durch den Lieferanten. Unabhängig von der direkten oder indirekten Zahlung sind die Netzentgelte in allen Versorgungsmärkten – und so auch im hochlaufenden Wasserstoffmarkt – Bestandteil der Gesamtkosten der Versorgung, die von den Kunden zu tragen sind.

Die Zuordnung der Kosten auf Kostenträger und die konkrete Ausgestaltung der Preiskomponenten hat dabei einen starken Verteilungseffekt auf verschiedene Kundengruppen. Die wesentlichen Preiskomponenten sind Leistungspreise und Arbeitspreise, zusätzlich Grundpreise oder Sockelbeträge je Anschluss.

Leistungspreise, ausgedrückt in €/kW, beziehen sich auf die maximal bereitzustellende oder abgerufene Leistung innerhalb eines bestimmten Zeitraums. Hierdurch wird die Netzinfrastruktur für Spitzenbelastungen vergütet. Ein Vorteil des Leistungspreises liegt in seiner Fähigkeit, Netzbetreiber für die Bereitstellung von Kapazitäten zur Bewältigung von Spitzenlasten zu entlohnen. Allerdings führt dies für Verbraucher mit zeitlich konzentriertem Verbrauch zu höheren Kosten, selbst wenn der Gesamtverbrauch moderat ist. Dies wird im Wasserstoffmarkt für Speicher und Wasserstoffkraftwerke gelten, insbesondere für Spitzenlastkraftwerke.

Arbeitspreise, ausgedrückt in €/MWh, beziehen sich auf den tatsächlichen Verbrauch. Dieser Bezug ermöglicht eine präzise Abrechnung basierend auf der Menge der verbrauchten Energie. Ein Vorteil des Arbeitspreises liegt in seiner direkten Verknüpfung mit dem individuellen Verbrauch, was Verbrauchern eine klare Transparenz über ihre tatsächlichen Kosten verschafft. Allerdings führt dies im Vergleich zu Leistungspreisen zu höheren Kosten für Verbraucher mit konstant hohem Leistungsbedarf. Dies wird im Wasserstoffmarkt für industrielle Verbraucher gelten.

Nahezu alle Endkunden in Deutschland zahlen ihre Netzentgelte heute auf Grundlage einer Kombination aus Grundpreis, Arbeitspreis und Leistungspreis auf Basis der tatsächlichen Inanspruchnahme. Auf der Transportebene der Erdgasnetze (Fernleitung) wird ein Preissystem angewandt, das nicht auf gemessenen Inanspruchnahmen basiert, sondern auf Buchungen, die vorab eine reservierte Kapazität für die Nutzung bereitstellen. Diese ist auch dann zu bezahlen, wenn die tatsächliche Inanspruchnahme niedriger liegt. Die Buchung und Übernahme einer Zahlungspflicht im Voraus beschränkt das Auslastungsrisiko auf die Kunden, was für den Markthochlauf auf der Ein- und Ausspeiseseite negative Implikationen haben kann. Eine Buchungssystematik lässt sich dadurch begründen, dass nur begrenzte Kapazitäten für die Einspeisung oder Ausspeisung verfügbar sind. Dies ist für den Hochlauf des Wasserstoffmarktes im von den FNB geplanten Kernnetz zunächst nicht zu erwarten. In der Hochlaufphase

ist sicher von einer starken Unterauslastung der Kapazitäten auszugehen, so dass viel dafür spricht, auf eine Buchungssystematik zu verzichten.

Mit Blick auf die Bedeutung von Leistungspreisen und Arbeitspreisen sind fundamentale Unterschiede der Rolle und Nutzung eines Wasserstoffnetzes im Vergleich zu Erdgasnetzen zu beachten: Das Wasserstoffnetz gewinnt seine Bedeutung maßgeblich aus der Eignung von Wasserstoff als Langfristspeicher; die Energiemengen, die das Wasserstoffnetz transportieren muss, werden daher ganz maßgeblich durch die Speicherung geprägt sein. Dies entspricht auch der Ergänzungsfunktion für ein Stromversorgungssystem, das in zunehmendem Maße durch fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bestimmt werden wird. Im Gegensatz dazu weisen Erdgasnetze hohe Durchleitungsmengen von Produktionsstätten zu Verbrauchern auf, die durch die Erdgasspeicherung ergänzt werden. Während die Erdgasspeicherung hauptsächlich jahreszeitlich geprägt ist, muss das Wasserstoffnetz in Verbindung mit der Wasserstoffspeicherung auf dem Weg zu einem treibhausgasneutralen Versorgungssystem sehr viel kurzfristigere Speicherfunktionen übernehmen. Dadurch verstärken sich die Verteilungswirkungen von Leistungspreisen und Arbeitspreisen auf verschiedene Kundengruppen erheblich.

Dies ist besonders ausgeprägt durch die Funktion von Wasserstoffkraftwerken, die der Rückverstromung von Wasserstoff aus der Elektrolyse dienen. Bei diesen kumulieren sich die Effekte einer hohen Leistungsbepreisung mit geringen Volllaststunden für alle Stufen der Wertschöpfungskette – beginnend bei den Elektrolyseuren über die Exit-Kapazitäten zur Einspeicherung, die Entry-Nutzung zur Ausspeicherung bis schließlich zur Ausspeisung an den Wasserstoffkraftwerken.

5.2 Netzentgelte bei Erdgas

Die EU-Verordnung Nr. 715/2009 (Europäische Gemeinschaft) über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen regelt in Art. 13 u. a., dass die Tarife für die Netznutzer

- der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen,
- die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen,
- sowie nichtdiskriminierend sein müssen und
- pro Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz oder pro Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz getrennt voneinander festgelegt werden.

Kostenaufteilungsmechanismen und Ratenfestlegungsmethoden bezüglich der Ein- und Ausspeisepunkte werden von den nationalen Regulierungsbehörden, im Fall der deutschen Netze von Bundesnetzagentur gebilligt (Europäische Gemeinschaft).

Für das deutschlandweite Marktgebiet THE wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern ein Ein- und Ausspeiseentgelt für eine feste frei zuordenbare Jahreskapazität für das Jahr 2023 in Höhe von 6,03 €/kWh/h/a nach 3,51 €/kWh/h/a im Jahr 2022 bekannt gegeben. Für 2024 wird sie 5,10 €/kWh/h/a betragen (Bundesnetzagentur 2023). Im Vergleich zu den in diesem Gutachten untersuchten Netzentgelten für Wasserstoff von 10 bis 50 €/kWh/h/a sind die Erdgasnetzentgelte also um ein Vielfaches geringer. Allerdings liegt auch der Commodity-Preis für Erdgas abgesehen von den durch den Wegfall der Russlandimporte bedingten Preisspitzen im Jahr 2022 deutlich unter der Höhe, die sich für Wasserstoff in diesem Finanzierungsmodell ergeben würden. Somit könnte sich die Relation von Commodity-Preis zu Netzentgelten zumindest in positiven Entwicklungen ähnlich gestalten wie bei Erdgas. Nichtsdestotrotz ist auch die absolute Höhe der Netzentgelte zu betrachten: Sie beeinflussen zum einen die Gesamtkosten in den betriebswirtschaftlichen Entscheidungen potentieller Netzkund:innen. Zum anderen führen hohe Kosten für den Zugang zum Netz dazu, dass Alternativen zu einem Bezug aus dem Netz relativ an wirtschaftlicher Attraktivität gewinnen.

Die künftige Entwicklung von Gasnetzentgelten wurde bisher nur in einer Handvoll Studien untersucht (Agora Energiewende 2023; EWI 2017; Umweltbundesamt 2019). Über die künftige Entwicklung von

Ein- und Ausspeiseentgelten wurden dabei keine Aussagen getroffen. Auf die genutzten Energiemengen umgelegt wird wegen der hohen Fixkostenanteile und zugleich rückläufiger Verbräuche von einem Anstieg der Netzentgelte ausgegangen, der insbesondere dann stark ausfällt, wenn der Umstieg auf Strom und andere Brennstoffe voranschreitet und es zu Stilllegungen im Verteilnetz und damit auch zu einer deutlich verringerten Nutzung der Fernleitungsnetze kommt. Diese Effekte können durch die steigenden Gasnetzentgelte selbstverstärkend sein. Für Anwendungen, bei denen eine Substitution von Erdgas zu Wasserstoff die bevorzugte Option ist (Kraftwerke, DRI-Stahl und bestimmte weitere Industrieprozesse), kann dies zu einer entsprechend steigenden Zahlungsbereitschaft für einen Wasserstoffnetzanschluss führen, wenn die Kosten durch entsprechende Erlöse durch die Nutzung des Wasserstoffs gedeckt werden. Für direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossene Verbraucher:innen wie Gaskraftwerke tritt dies vermutlich aber vergleichsweise spät ein, weil der Verbrauchsrückgang in Fernleitungsnetzen relativ gesehen kleiner ist als in den Verteilnetzen.

5.3 Netzentgelte bei Strom

Im Stromsektor werden Netzentgelte heute nicht auf Basis von Angaben zur gebuchten Netzkapazität ermittelt. Dies wäre schon deswegen nicht möglich, weil im nationalen Rahmen kein Buchungssystem für die Nutzung von Netzkapazität existiert; lediglich für grenzüberschreitende Stromtransporte wird Netzkapazität in marktbasierter Verfahren entgeltlich an die Netznutzer vergeben. Das nationale Netzentgeltsystem basiert für alle Netzebenen auf dem Prinzip des Punkttarifs. Die Netzentgelte, die ein Netznutzer zahlen muss, ergeben sich dabei vollständig aus Angaben, die sich auf seinen Netzananschlusspunkt beziehen. Hierbei wird zudem nur die Netzinanspruchnahme in Richtung des Strombezugs berücksichtigt; für Einspeisungen ins Netz werden keine Netzentgelte erhoben. Aus diesen Gründen wird im Stromsektor auch nicht nach Entry- und Exit-Entgelten unterschieden.

Grundlage für die Ermittlung der Netzentgelte sind im Regelfall die an den Netzanchlusspunkten gemessenen Jahreshöchstleistungs- und Arbeitswerte des Strombezugs. Diese Größen werden mit den Leistungspreisen (LP) und Arbeitspreisen (AP) multipliziert, die für die Ebene des Netzanchlusses gelten. Dabei werden sieben Netz- und Umspannebenen unterschieden. Die obersten beiden dieser Ebenen (Netzebene Höchstspannung sowie Umspannebene Höchst-/Hochspannung) werden überwiegend von den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) betrieben. Die Netzentgelte der ÜNB sind seit Anfang 2023 bundesweit einheitlich, wohingegen die Netzentgelte der Verteilernetzbetreiber (VNB) gebietsabhängig erhebliche Niveauunterschiede aufweisen.

Die Entgeltkomponenten LP und AP werden danach differenziert, welche Benutzungstundenzahl (also welches Verhältnis von Jahresarbeit und Jahreshöchstleistung) ein Netznutzer aufweist. Unterhalb des Schwellenwerts von 2.500 Benutzungstunden sind der LP niedriger und der AP höher als im Bereich oberhalb dieses Schwellenwerts. Dies lässt sich auf das zugrunde liegende Modell der „Gleichzeitigkeitsfunktion“ zurückführen. Hiermit wird auf pauschalierende Weise berücksichtigt, dass eine Netznutzung bei gegebener Jahreshöchstleistung statistisch betrachtet umso stärker zur systemweiten Höchstlast beiträgt, je höher ihre Benutzungstundenzahl ist. Im Ergebnis führt diese Systematik dazu, dass – anders als bei einem allein auf Kapazitätsbuchungen beruhenden Entgeltsystem – sowohl die maximale Bezugsleistung eines Netznutzers als auch die bezogene Energiemenge und somit die Charakteristik des Bezugsprofils bei der Entgeltermittlung berücksichtigt werden.

Über die Struktur der Stromnetzentgelte wird allerdings seit vielen Jahren immer wieder diskutiert. Diese Diskussionen betreffen u. a. die Frage, ob zusätzlich oder als Ersatz für die Leistungspreise auch die beanspruchte Netzkapazität bepreist werden sollte. Da – wie oben ausgeführt – keine operativen Buchungen für die Kapazitätsnutzung vorgesehen sind, wird hierbei in der Regel auf die vertragliche Netzananschlusskapazität abgestellt, die zwischen Netzbetreiber und Netznutzer meist für Zeiträume von mehreren Jahren bis hin zu Jahrzehnten vereinbart wird. Wenn diese Überlegungen zu Anpassungen der Entgeltsystematik führen, könnten Netzananschlusskapazitäten in Zukunft größere Bedeutung bei der Ermittlung der Netzentgelte erhalten. Heute ist dies nur punktuell der Fall, etwa weil Baukostenzuschüsse (die wie einmalige Vorauszahlungen von Netzentgelten wirken) in Abhängigkeit von der Netzananschlusskapazität ermittelt werden und manche Netzbetreiber Pönalen erheben, wenn Netznutzer Bezugsleistungen oberhalb der vereinbarten Netzananschlusskapazität in Anspruch nehmen.

Parallel zu den Überlegungen zur Berücksichtigung der Netzanschlusskapazität wird allerdings auch über eine stärkere Variabilisierung der Netzentgelte diskutiert. Hiermit würden Anreize vermittelt, nachfrageseitige Flexibilität so einzusetzen, dass sich Vorteile für die Netzbelastung ergeben. Dies würde im Ergebnis zu einer stärkeren Gewichtung der mengenabhängigen Entgeltkomponenten und des zeitlichen Profils des Strombezugs führen. Ein Entgeltsystem, das ausschließlich auf vertragliche Kapazitätsvereinbarungen abstellt, ist angesichts dessen im Stromsektor kaum vorstellbar.

Die Höhe der Übertragungsnetzentgelte ist in den letzten Jahren deutlich gestiegen, wobei ein noch stärkerer Anstieg in den Jahren 2022 und 2023 infolge der Energiepreiskrise durch signifikante Bundeszuschüsse vermieden wurde. Für das Jahr 2024 wird nach den jüngsten Beschlüssen der Regierungskoalition jedoch kein Bundeszuschuss gewährt werden können. Die ÜNB haben daraufhin die Netzentgelte für 2024 neu berechnet und kommuniziert, dass damit die durchschnittlichen Entgelte auf 64,30 €/MWh ansteigen, im Vergleich zu 31,20 €/MWh in 2023.

5.4 Grundsätzliche Überlegungen bezüglich der Zahlungsbereitschaft der Marktakteure für Wasserstoff-Netzentgelte

Die in Kapitel 3 analysierten Netzentgelte in unterschiedlichen Szenarien haben für den zukünftigen Wasserstoffmarkt eine komplexe und vielfältige Wirkung. Diese sind aus heutiger Sicht schwer zu bewerten, da der deutsche, europäische und globale Wasserstoffmarkt derzeit nicht existiert und selbst die Regeln für diesen noch nicht feststehen. Darüber hinaus wird der Wasserstoffmarkt mit Wertschöpfungsketten in Deutschland, Europa und der Welt interagieren, sowie mit dem Stromsystem und dem Wärmesektor. Im Folgenden soll daher für unterschiedliche Nutzungen diskutiert werden, welche Folgen die Höhe der Netzentgelte für diese konkret bedeuten könnten und wie diese getragen werden können. Zunächst sollen jedoch einige grundlegende Aspekte diskutiert werden, die für die Zahlungsbereitschaft im Hochlauf insgesamt und für alle Anwendungen gelten.

Im Folgenden wird von der Prämisse ausgegangen, dass es das Ziel ist, langfristig marktgängige Entgelte zu erreichen. Ein solcher Zustand ist erreicht, wenn die Netzentgelte von den angeschlossenen Kund:innen rein privatwirtschaftlich ohne Subventionen durch die mit dem Wasserstoffeinsatz erwirtschafteten Erlöse getragen werden. Es ist wichtig zu betonen, dass dies mittelfristig nicht erreichbar sein wird. Wasserstoffprojekte müssen für eine Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich in Gänze tragfähig sein. Sowohl grüner als auch blauer Wasserstoff sind derzeit insgesamt noch nicht marktfähig und würden ohne finanzielle Förderung oder einen die Nutzung erzwingenden regulatorischen Rahmen weder erzeugt noch eingesetzt. Eine reale Zahlungsbereitschaft für Wasserstoffnetze aus allein privaten Mitteln ist daher derzeit nicht gegeben.⁶

Förderprogramme für die Produktion und Nutzung von Wasserstoff können Netze indirekt anreizen, müssen dies jedoch nicht zwangsläufig. Eine Anreizwirkung bzw. indirekte Förderung für Netze kann gegeben sein, wenn

- die Subvention für die Produktion oder den Einsatz dies qualifizierend vorschreibt oder explizit stärker fördert als rein lokale Projekte,
- eine Wasserstoffnutzung am Standort der Produktion nicht möglich ist bzw. eine Wasserstoffproduktion am Standort der Nutzung nicht möglich ist, oder
- wenn an einem Standort eine Wasserstoffnutzung in einer Weise erfolgt, die eine kontinuierliche Bereitstellung oder eine Langfristspeicherung erfordert (z. B. in Kraftwerken oder Industrieprozessen mit Bandlast), ohne dass am Standort selbst eine geologische Speicherung möglich ist, oder
- der Wasserstoffnetzanschluss weitere Vorteile aufweist, wie ein Hedging von Risiken, z. B. gegenüber den konkreten Verpflichtungen in Klimaschutzverträgen.

⁶ Als plastisches Beispiel: Nehmen wir an, ein Weltraumbahnhof kann nur errichtet werden, wenn eine staatliche Förderung von X Mrd. € gezahlt wird. Fordert man nun, dass die Startrampe privat finanziert und nicht gefördert wird, sinkt der Gesamtförderbedarf nicht, es verschieben sich bestenfalls nur Posten in der Bilanz.

Vereinfacht ausgedrückt stellt eine Förderung für den Wasserstoffhochlauf auf der Angebots- und Nachfrageseite nur dann eine Förderung für Wasserstoffnetze dar – die dann auch die Zahlungsfähigkeit für Netzentgelte erhöht –, wenn Wasserstoffnetze für die Anlagen erforderlich sind und wenn die Höhe der Förderungen gleichzeitig eine Querfinanzierung der Netze zulässt. Als Beispiel: Werden für den Umstieg in einer Industrieanwendung von Erdgas auf Wasserstoff nur die Mehrkosten des Wasserstoffs gegenüber Erdgas gefördert, nicht jedoch die gegenüber Erdgas absehbar deutlich höheren Netzentgelte, macht das für das Unternehmen einen Umstieg nicht wirtschaftlich. Ob das Unternehmen dennoch auf Wasserstoff umsteigt, hängt von einer Vielzahl von sehr ungewissen Faktoren ab, die im Rahmen dieses Gutachtens nicht vertieft werden können.

Eine Anbindung an das Wasserstoffnetz wird für nahezu alle denkbaren Anlagen grundsätzlich vorteilhaft sein und zu einer potenziellen Zahlungsbereitschaft führen. Einen Anschluss an das Wasserstoffnetz wird für praktisch alle denkbaren Anlagen einen Nutzen stiften, der zu einer potentiellen Zahlungsbereitschaft führt. Da die Projekte in den nächsten Jahren jedoch insgesamt auf Förderung angewiesen sind, werden höhere Kosten für einen Netzschluss c.p. den Förderbedarf erhöhen. Dies gilt jedoch gleichsam für alle Kostenbestandteile der Wasserstoffprojekte. Der Förderbedarf lässt sich somit nicht eindeutig in Bestandteile aufschlüsseln; die Projekte müssen insgesamt wirtschaftlich sein und benötigen dafür mittelfristig Förderung.

In Summe sollte jedoch davon ausgegangen werden, dass zumindest solange die Produktion und Nutzung von Wasserstoff insgesamt nicht marktfähig sind, auch die Wasserstoffnetzwerke letztlich nicht oder nicht vollständig privatwirtschaftlich von den Netzkund:innen getragen werden können, sondern direkt oder indirekt gefördert werden müssen.

Anders gestaltet sich die Situation, sobald Wasserstoff in bestimmten Bereichen marktfähig ist. Dies gilt z. B., wenn der CO₂-Preis eine Höhe erreicht hat, bei welcher die Endverbraucherkosten für Erdgas oder andere Energieträger über den Endverbraucherkosten von Wasserstoff liegen. Hierbei ist zu beachten, dass höhere Netzentgelte diesen Break-Even-Point (BEP) zeitlich nach hinten schieben: Höhere Netzentgelte erhöhen die Endverbraucherkosten für Wasserstoff und sorgen so dafür, dass die Nutzung von Wasserstoff später wirtschaftlich wird als mit geringeren Netzentgelten. Ein um 10 €/MWh höheres Netzentgelt erfordert c.p. einen um 50 €/t höheren CO₂-Preis, um den BEP zu erreichen. Im Falle von Kapazitätsbuchungen erfordert ein um 10 €/kWh/h/a höheres Netzentgelt bei einem Bandlast-Industriekunden c.p. einen um 6,3 €/t höheren CO₂-Preis, bei einem Spitzenlastkraftwerk mit nur 500 Vollbenutzungsstunden jedoch einen um 100 €/t höheren CO₂-Preis. Höhere Netzentgelte verzögern daher potentiell die Marktfähigkeit von Wasserstoff. Hier zu beachten, dass die Erdgasnetzentgelte im Zeitverlauf steigen werden (siehe Ausführungen in Abschnitt 5.2), dramatische Erhöhungen sind jedoch erst langfristig zu erwarten.

Auch im Falle der Marktfähigkeit von Wasserstoff insgesamt ist jedoch nicht zwangsläufig eine Situation erreicht, in der ein Wasserstoffbezug aus dem Netz wirtschaftlich ist und gleichzeitig mit dem Abbau des Amortisationskontos die Kosten der Vergangenheit privatwirtschaftlich abbezahlt werden können. Hierzu muss die betriebswirtschaftliche Perspektive der unterschiedlichen potentiellen Netzkunden eingenommen werden. Dabei ist vor allem die Perspektive der Endnutzer:innen von Wasserstoff relevant: Diese müssen letzten Endes die Gesamtkosten für Wasserstoffproduktion, Speicherung und Transport tragen, da nur sie durch den Wasserstoffeinsatz einen Mehrwert generieren können, der das Wasserstoffsystem als Ganzes trägt. Die Produktion und Speicherung von Wasserstoff wird ihre jeweiligen Kosten inklusive ihrer Netzkosten weiterreichen. Höhere Netzentgelte werden den Verkaufspreis der Wasserstoffproduktion und den Preis für die Speicherung und somit auch die Bezugskosten für die Endnutzung erhöhen. Unterstellt man diese Annahme, sind die Gesamtkosten des Wasserstoffnetzes inklusive des Abbaus des Amortisationskontos im Verhältnis zur insgesamt für die Endanwendungen bereitgestellten Wasserstoffmenge eine wichtige Bezugsgröße.

Ein möglicher Sonderfall in diesen Betrachtungen könnte sich durch die Rolle von blauem Wasserstoff ergeben, allerdings nur wenn die folgenden drei Bedingungen eintreten:

1. Die Produktion von blauem Wasserstoff ist in Deutschland nicht oder nur an wenigen Standorten möglich.
2. Ein Import von blauem Wasserstoff ist in großen Mengen möglich.

3. Blauer Wasserstoff ist langfristig substantiell günstiger als grüner Wasserstoff.

Wenn dies gilt, ermöglichen die Wasserstoffnetze einen Zugang zu deutlich günstigerem Wasserstoff als dem in Deutschland produzierbaren. In diesem Fall erhöht sich die Zahlungsbereitschaft der Endanwendungen für das Wasserstoffnetz, weil durch dieses der Energieträger deutlich günstiger beschafft als lokal bereitgestellt werden kann. Im Rahmen dieses Gutachtens wird dieser Fall nicht vertieft betrachtet: Zum einen, da alle drei Bedingungen in unterschiedlichem Umfang ungewiss sind; zum anderen, da in diesem Fall die Finanzierung des Netzes vermutlich insgesamt einfacher zu realisieren ist und dieses Gutachten darauf abzielt, ob die Finanzierung auch in adversen Szenarien noch sichergestellt ist.

5.5 Spezifische Kosten des Wasserstoffnetzes in den Szenarien

Abbildung 35 stellt dies für zwei Szenarien und unterschiedliche Hochlaufentgelte dar. Die hier *spezifische Netzkosten* genannte Größe stellt in vereinfachter Weise dar, welche Kosten von den Endnutzern zu tragen wären, wenn diese voll auf einen Arbeitspreis umgelegt würden. Die Berechnung der Größe ist dabei recht einfach. Zunächst werden die jährlichen Zahlungen bestimmt, die sich durch die Kapazitätsbuchungen ab dem Zeitpunkt der Auslastung des Kernnetzes einstellen. Im ursprünglichen FNB-Gas-Rechentool wurde hier eine Leistung von 147,1 GW unterstellt, im *BasishochlaufszENARIO* ergeben sich 178,6 GW. Multipliziert mit dem jeweiligen Hochlaufentgelt ergibt sich somit die jährliche Zahlung, die als Erlös der Kernnetzbetreiber und zum Abbau des Amortisationskontos dient. Diese Zahlung bleibt konstant bis das Amortisationskonto aufgelöst wird und bildet in dieser Phase gewissermaßen die gesamten Kosten des Netzes inklusive der Tilgung des AMK ab. Diese Summe wird umgelegt auf die Gesamtmenge an Wasserstoff, die das Kernnetz an die Endkund:innen in Energiewirtschaft und Industrie ausspeist. Im Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz sind dies 279 TWh, im *BasishochlaufszENARIO* 110 TWh. Die Differenz ergibt sich vor allem aus der hohen KWK-Leistung von 62 GW, für die dort jeweils 2.500 Vollbenutzungsstunden angenommen wurden; diese hohe Leistung ist das Ergebnis der Setzung, Kraftwerkstandorte mit einer elektrischen KWK-Leistung über 100 MW in die Planung des Kernnetzes aufzunehmen. In gewisser Weise stellen die sich für das Kernnetz ergebenden Eckdaten eine sehr optimistische Abschätzung dar, da sowohl auf der Ein- als auch der Auspeiseseite sehr hohe Vollbenutzungsstunden unterstellt sind, die zu einer hohen Ausnutzung des Netzes und damit zu geringen spezifischen Kosten des Netzes führen. Das in diesem Gutachten erstellte *BasishochlaufszENARIO* kann demgegenüber als eine konservative Abschätzung angesehen werden.

Im *Sehr adversen Szenario* (siehe Abschnitt 0) ergibt sich ein Netzentgelt von ca. 35 €/kWh/h/a, was spezifischen Netzkosten in Höhe von 18,5 €/MWh mit den Größen des Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz entspricht, bzw. 37,8 €/MWh mit den Größen des adversen Szenarios. Bezogen auf den Heizwert, der für viele Ausspeisungen in Industrie, Stromerzeugung und Fernwärmebereitstellung die gängigere Größe ist, sind es 44,6 €/MWh.

Zum Vergleich: Im Jahr 2055 stellt sich nach dem Auflösen des AMK im adversen Szenario ein Gesamtbetrag der durch Netzentgelte zu deckenden Netzkosten von 1,6 Mrd. € ein. Verteilt auf die Energiemengen des Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz und des Basishochlaufszenarios ergäbe dies spezifische Netzkosten in Höhe von 5,8 €/MWh bzw. 14,6 €/MWh. Die Netzkosten in der Phase des Hochlaufentgelts liegen somit um Faktor 2,5 bis 3,1 über denen nach der Phase des Hochlaufentgelts.

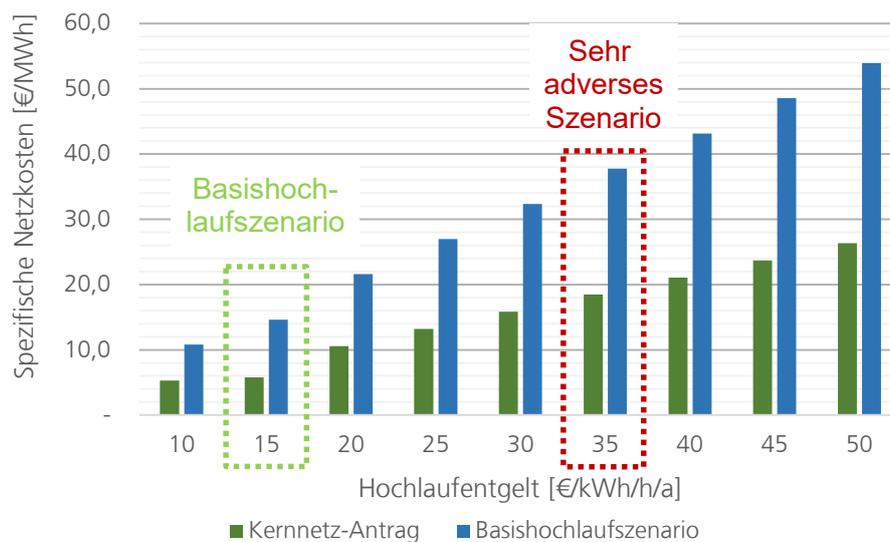


Abbildung 35: Netzkosten für Endkunden während des Hochlaufentgelts, wenn die gesamten Zahlungen durch Netzentgelte auf die Endkund:innen umgelegt werden.

5.6 Wasserstoffnetzentgelte aus der betriebswirtschaftlichen Perspektive der Endanwendungen

In den folgenden drei Unterkapiteln soll daher die betriebswirtschaftliche Perspektive für die Endanwendungen in den späteren Jahren des Wasserstoffhochlaufs diskutiert werden, in denen für Wasserstoff insgesamt der Bereich der Marktfähigkeit gegenüber anderen Energieträgern inklusive des CO₂-Preises erreicht ist. Hierbei sind die spezifischen Netzkosten in der Hochlaufphase eine besonders relevante Größe.

5.6.1 Zahlungsbereitschaft für Wasserstoffbezug aus dem Netz in der ungekoppelten Stromproduktion

Wasserstoffkraftwerke sind von allen möglichen Wasserstoffwendungen am stärksten auf Speicher angewiesen. Die Rückverstromung wird (nahezu) ausschließlich in Stunden stattfinden, in denen keine Grünwasserstoffproduktion stattfindet. Die Kraftwerke sind auf Speicher in einer Größe angewiesen, für die aus heutiger Sicht nur geologische Speicher in Frage kommen. Die können und sollen an das Netz angeschlossen werden, so dass ein Anschluss der Kraftwerke an das Netz zunächst folgerichtig erscheint. Es stellt sich allerdings die Frage, ob für die Kraftwerksbetreiber Alternativen vorhanden sind. Eine Option besteht darin, die Kraftwerke direkt an den Standorten von existierenden oder neu zu errichtenden Kavernenspeichern zu errichten und eine entsprechend groß dimensionierte Elektrolyse zu installieren. Die Elektrolyse kann passgenau die für den Kraftwerksbetrieb erforderlichen Mengen produzieren und vor Ort speichern. Ein solches nicht an das Wasserstoffnetz angeschlossen Speicherwerk hat in vielen Aspekten mit einem ans Wasserstoffnetz angeschlossen Kraftwerk die gleichen oder vergleichbaren Kosten: Wasserstoffproduktion und -speicherung werden ähnliche oder vergleichbare Kosten haben, das Kraftwerk selbst kann nahezu identisch sein. Die Speicherkosten könnten leicht höher sein, da im Falle einer geteilten Nutzung mit anderen Wasserstoffanwendungen die unterschiedlichen Nutzungsprofile in Summe einen günstigeren Speicherbetrieb ermöglichen könnten. Dafür entfällt jedoch komplett der Kostenblock für das Netz, sowohl die direkten Kosten für den Netzanschluss des Kraftwerks, als auch die weitergegebenen Kosten des Netzanschlusses für Produktion und Speicherung. Es stellt sich daher die Frage, warum ein:e Investor:in ein Kraftwerk ans Netz anschließen soll, wenn der eigentlich gewünschte Nutzen des Netzes – die Speicherung – an anderen

Standorten völlig ohne Netzkosten zu realisieren ist. Ein wichtiges Argument könnten hier Standortvorteile sein, wenn bestehende Kraftwerkstandorte erhalten werden können und sollen. In der Phase des Hochlaufentgelts erreichen die Netzkosten (also inklusive der weitergereichten Netzentgelte für Produktion und Speicherung) im *Sehr adversen Szenario* über 37,8 €/MWh (bzw. 44,6 €/MWh bezogen auf den Heizwert). Dass derart hohe Mehrkosten durch Standortvorteile aufgewogen werden können, muss als sehr fraglich angesehen werden.

Es könnte sein, dass für die robuste Versorgung des deutschen Stromsystems auch Kraftwerke an Standorten erforderlich sind, an denen keine geologischen Speicher errichtet werden können, oder an denen das Stromsystem keine Elektrolyse in der erforderlichen Größe zulässt. Potentialanalysen in Caglayan et al (2020)⁷ zeigen, dass die für Salzkavernen erforderlichen geologischen Formationen in Norddeutschland sehr verbreitet sind und dort ein theoretisches Gesamtpotential von über 4.400 TWh berechnet wurde (siehe Abbildung 36). Das Potential zeigt eine hohe Deckung mit den in den meisten Studien berechneten Gebieten für Elektrolysestandorte im windreichen Norden. Es ist möglich, dass aus unterschiedlichen Gründen für das Stromsystem auch weiter südlich Kraftwerke erforderlich sind. Ob und in welchem Umfang dies zutrifft, lässt sich nicht ohne Weiteres abschätzen. Stunden, in denen in Deutschland insgesamt Spitzenlastkraftwerke hochgefahren werden, werden im Regelfall in Situationen liegen, in denen das EE-Dargebot insgesamt gering ist. In diesen Stunden sind die Nord-Süd-Trassen dann für einen Stromtransport verfügbar, wodurch im Norden rückverstromter Wasserstoff in den Süden transportiert werden kann. In welchem Umfang darüber hinaus noch Kraftwerke im Süden zur Lastdeckung erforderlich sind, ist derzeit nicht genau zu quantifizieren. Es sollte für die Fragestellungen dieses Gutachtens im Sinne einer für die Frage konservativen Abschätzung jedoch davon ausgegangen werden, dass ein substantieller Teil der Spitzenlastkraftwerke ohne einen Netzanschluss im Norden Deutschlands realisiert werden könnte, wenn Standorte im Süden durch das Wasserstoffnetz deutlich teurer sind.

⁷ Siehe: D.G. Caglayan, N. Weber, H.U. Heinrichs, J. Linßen, M. Robinius, P. A. Kukla, D. Stolten: Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. International Journal of Hydrogen Energy, Volume 45, Issue 11, 2020.

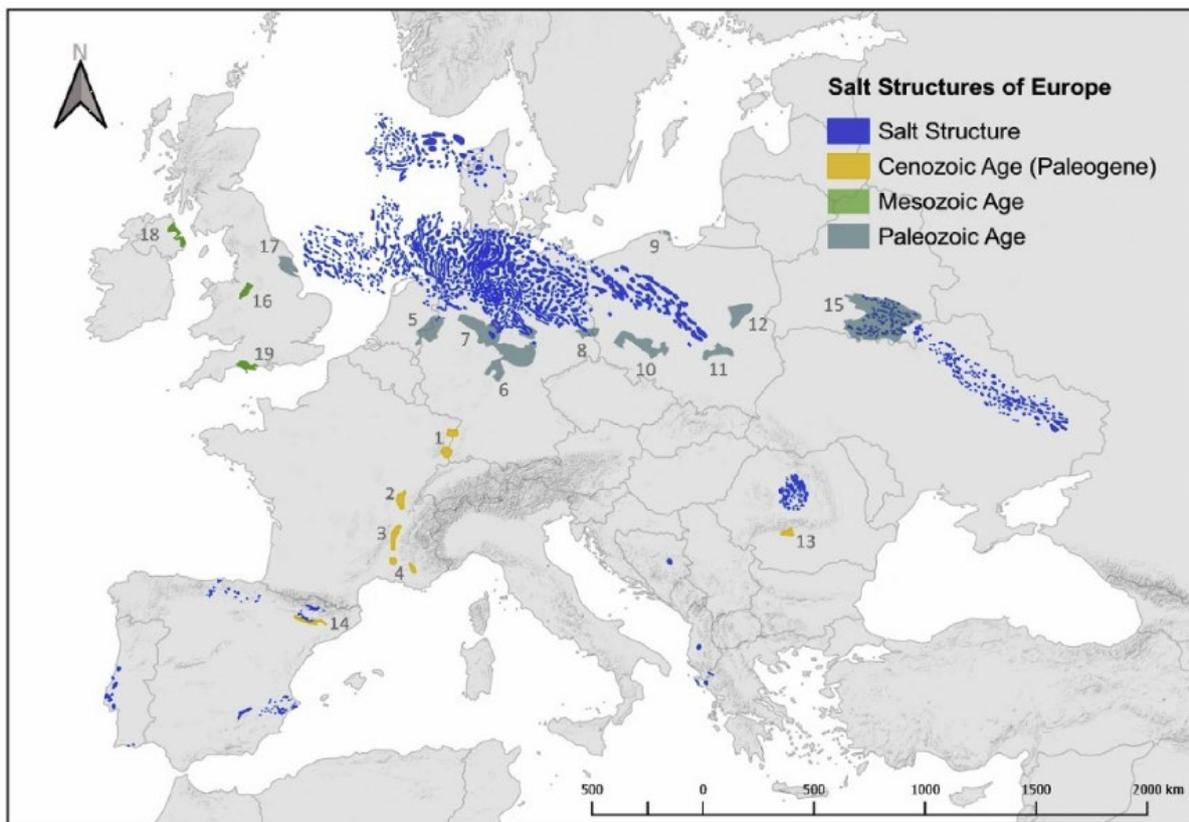


Abbildung 36: Salzstrukturen in Europa (Quelle: in Caglayan et al. 2020)

Die Kraftwerke könnten zwar theoretisch die Kosten für den Netzanschluss durch höhere Gebotspreise an den Strommarkt weitergeben; allerdings ist dann fraglich, ob und in welchem Umfang die Kraftwerke zum Einsatz kommen, da die Konkurrenzsituation im deutschen und europäischen Strommarkt beachtet werden muss. Ans Netz angeschlossene Kraftwerke stünden in Konkurrenz zu den zuvor geschilderten Speicherkraftwerken, sowie zu (Wasserstoff-)Kraftwerken im europäischen Ausland. Für Letztere ist noch nicht absehbar, welche Netzkosten dort entstehen und wie diese gewälzt werden. Wenn in Nachbarländern zum Beispiel die Kosten für den Aufbau des Netzes direkt staatlich subventioniert werden, ist dort später kein Ausgleich eines Amortisationskontos oder eines ähnlichen Konstrukts erforderlich. Die Kraftwerke dort hätten geringe Netzkosten, und deutsche Kraftwerke am Kernnetz hätten gegenüber diesen Kraftwerken Wettbewerbsnachteile. Um ein Level-Playing-Field zu erreichen, müsste der Netzanschluss der Kraftwerke subventioniert werden, was die privatwirtschaftliche Tragung der Netzkosten beschränkt. Positiv ist dabei zu beachten, dass nicht alle europäischen Länder über ein so hohes Potential für Wasserstoffspeicher verfügen; einige Länder könnten sogar darauf angewiesen sein, Speicherkapazitäten in Deutschland zu buchen. Es kann daher auch gewisse Standortvorteile für Deutschland geben. Es sollte jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass diese die im *Sehr adversen Szenario* in den späteren Jahren deutlich erhöhten Hochlaufentgelte vollständig kompensieren können.

Diese Überlegungen verdeutlichen, dass in späteren Jahren zwar eine Zahlungsbereitschaft der Kraftwerke für Netzanschluss gegeben sein kann, deren Höhe jedoch sehr ungewiss ist. Die Anbindung an das Netz ist für die Kraftwerke nicht alternativlos, und hohe Netzentgelte mindern die Attraktivität eines Netzanschlusses. Dass Kraftwerke in Anbetracht der Konkurrenz im deutschen und europäischen Strommarkt in der Lage sind, neben den realen jährlichen Kosten, die sich aus seitens der BNetzA genehmigten Netzkosten ergeben, auch noch die Kosten des anfänglichen Hochlaufs durch die Tilgung des Amortisationskontos zu tragen, muss als fraglich angesehen werden. In der Phase des Hochlaufentgelts sollte davon ausgegangen werden, dass mindestens im *Sehr adversen Szenario* das Netzentgelt für Kraftwerksbetreiber nicht marktgängig ist.

Abschließend ist zu erwähnen, dass Netzentgelte in Form von jährlichen Kapazitätsbuchungen für Spitzenlastkraftwerke mit geringen Vollbenutzungsstunden zu sehr hohen spezifischen Kosten führen. Ein Kraftwerk mit 500 Vollbenutzungsstunden zahlt im Falle eines Netzentgelts von 35 €/kWh/h/a entsprechend 70 €/MWh allein an direkten Netzentgelten für Wasserstoff; die Netzkosten der Vorkette für Produktion und Speicherung in Höhe von ca. 15,9 €/MWh kämen zusätzlich hinzu.

Diese Situation ist in Abbildung 37 dargestellt. In dieser wird davon ausgegangen, dass Wasserstoffherzeugung und -speicherung ihre Netzkosten auf Arbeitspreise umlegen und weitergeben, und diese so von den Endnutzungen gezahlt werden. Für Industrie und Wasserstoff ergäben sich somit spezifische Netzkosten von 20,2 bzw. 85,9 €/MWh. Bezogen auf den Heizwert entspräche dies 24,0 bzw. 101,5 €/MWh.

Zum Vergleich: Im Falle eines reinen Arbeitspreises ergäben sich für Endanwendungen hingegen spezifische Kosten von 38 €/MWh (bzw. 45 €/MWh bezogen auf den Heizwert). Dies verdeutlicht die Herausforderungen eines rein auf jährliche Maximalleistung bezogenen Netzentgeltregimes.

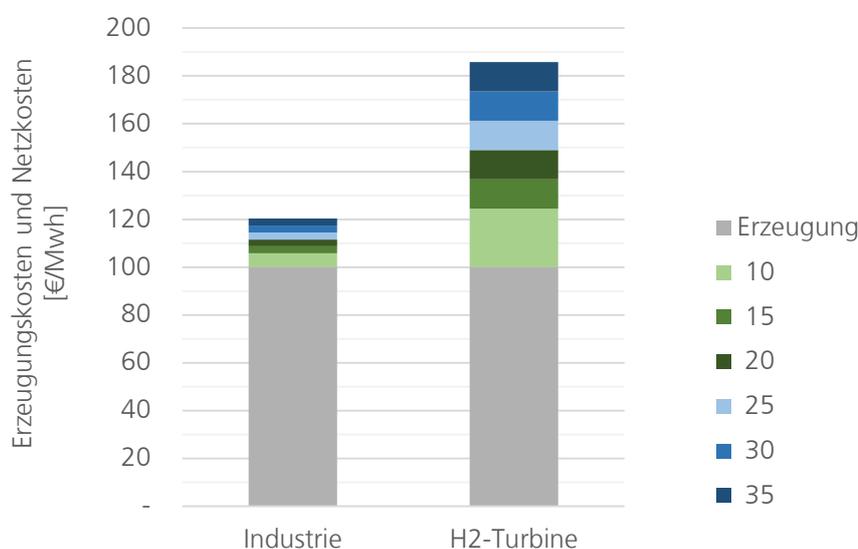


Abbildung 37: Belastungen im Falle von jährliche Kapazitätsbuchungen bei unterschiedlichen Entgelthöhen in Relation zu beispielhaften Wasserstoffherzeugungskosten von 100 EUR/MWh.

Die Balken enthalten sowohl die direkten Kosten der beiden Verbraucher durch die Kapazitätsbuchungen (in der Legende rechts als €/kWh/h/a), als auch die weitergereichten Netzkosten der Erzeuger und Speicherbetreiber. Für die H2-Turbine sind 500 Vollbenutzungsstunden angenommen.

5.6.2 Zahlungsbereitschaft für Wasserstoffbezug aus dem Netz in KWK-Anlagen

Prinzipiell gelten für die Stromseite der KWK-Kraftwerke ähnliche Überlegungen wie für Spitzenlastkraftwerke. Allerdings ist hier die Standortwahl weniger frei: Für viele Standorte im Norden bestünde zwar theoretisch die Möglichkeit, eine eigene Kaverne zu errichten, allerdings ist die Nachfrage für viele einzelne kleine und mittelgroße Kommunen vermutlich nicht groß genug, als dass sich die Investition lohnen würde. Für größere Städte mit einer hohen Nachfrage im Wärmenetz oder Verbünde aus Kommunen könnte dies jedoch eine Option sein. Im Süden Deutschlands ohne Potential für hinreichend flexible geologische Speicher ist ein Anschluss an das Kernnetz jedoch die einzige Option, um Wasserstoff stets für KWK-Anlagen verfügbar bereitzustellen.

Des Weiteren ist die betriebswirtschaftliche Situation der KWK-Anlagen eine andere als bei reinen Kraftwerken, da Wasserstoff hierbei auch auf der Wärmeseite einen Nutzen schafft. Die Anlagen laufen zu Zeiten, in denen Strom teuer ist. Sie bieten dabei einerseits am Strommarkt an und ergänzen andererseits auf der Wärmeseite Großwärmepumpen, deren Betrieb in diesen Stunden nicht wirtschaftlich ist. Wasserstoff, sowohl in KWK als auch als bei Wasserstoffkesseln zur Spitzlastdeckung der Wärmenachfrage im Winter, steht hier allerdings in Konkurrenz zu anderen Optionen: Wärmespeicher oder die Feuerung von Biomasse und zukünftig möglicherweise Methanol sind Konkurrenztechnologien, deren Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu Wasserstoff ungewiss ist und stark von lokalen Gegebenheiten abhängt. Klar ist, dass höhere Netzentgelte die relative Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff schwächen.

Damit sich H₂-KWK-Anlagen am Strommarkt aber gegen die oben diskutierten nicht ans Netz angeschlossenen Speicherkraftwerke durchsetzen können, muss auf der Wärmeseite ein hoher Nutzen realisiert werden. Anders ausgedrückt bedeutet dies, dass H₂-KWK-Anlagen nur dann eine Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff insgesamt – und damit potentiell auch für das Kernnetz – haben, wenn die Alternativen zum Wasserstoffeinsatz auf der Wärmeseite nicht vorhanden, stark potentialbeschränkt oder teuer sind.

In den BMWK-Langfristszenarien beträgt die in diesem Bereich installierte Gesamtleistung je nach Szenario zwischen 0 und 20,8 GW_{H₂}, der Wasserstoffbedarf zwischen 0 und 30,4 TWh. Die höheren Werte werden im Szenario *T45_Strom* erreicht, an welches das *BasishochlaufszENARIO* dieses Gutachtens angelehnt ist. Bis zum Jahr 2035 findet kein Wasserstoff-KWK-Einsatz statt.

Eine privatwirtschaftliche Zahlungsbereitschaft für das Hochlaufentgelt im adversen Fall ist aufgrund der komplexen Gemengelage nicht abschließend zu bewerten, sollte aber ebenfalls als fraglich angesehen werden. Hohe Netzentgelte mindern das Marktpotential dieser Option und verschieben den Einsatz bzw. marktlichen Betrieb der Anlagen nach hinten.

5.6.3 Zahlungsbereitschaft für Wasserstoffbezug aus dem Netz in der Industrie

Als Vorbemerkung sollte gesagt werden, dass Netzentgelte mit hoher Leistungsbepreisung besonders für Industrieprozesse mit einer Bandnachfrage ein vorteilhaftes Modell darstellen. Die Entgelte werden dabei auf eine vergleichsweise hohe Menge bezogenen Wasserstoffs umgelegt, so dass die spezifischen Mehrkosten für das Netz vergleichsweise gering ausfallen. Allerdings wurde in Abschnitt 5.6.1 bereits diskutiert, dass diese Form der Entgeltgestaltung für Kraftwerke zu extrem hohen spezifischen Kosten führt und daher langfristig kaum zweckmäßig erscheint. Des Weiteren werden in einem rein privatwirtschaftlich betriebenen Wasserstoffsystem und -netz die Netzkosten der Produktion und Speicherung auch an die Industrie durchgereicht. Aus diesen Gründen werden im Folgenden die in Abschnitt 5.4 ermittelten maximalen spezifischen Netzkosten von 37,8 €/MWh (bzw. 44,6 €/MWh bezogen auf den Heizwert) auch hier als Proxy für die in adversen Szenarien erforderliche Zahlungsbereitschaft in der Hochlaufentgeltphase genutzt.

In der Abschätzung der Zahlungsbereitschaft für Netzentgelte der Industrie muss die hier sehr heterogene Gemengelage beachtet werden. Für das Kernnetz wurden sehr unterschiedliche Prozesse als potentielle Nachfragen qualifiziert, die sich in ihrer Energieintensität, Wertschöpfung und Konkurrenzsituation unterscheiden. Dieser Komplexität kann im Rahmen dieses Gutachtens nur unzureichend Rechnung getragen werden.

Zumindest für einige energieintensive Prozesse besteht potentiell das Risiko, dass auch langfristig Förderung erforderlich ist, um „Green-Leakage“ zu verhindern, also eine Abwanderung der Prozesse in Länder, in denen sich diese günstiger dekarbonisieren lassen. Diese Gefahr wird insbesondere für die Reduktion von Eisen in der Stahlproduktion diskutiert sowie für Ammoniak; letzten Endes gilt sie aber für alle Bereiche, in denen Industrie mit Wasserstoff dekarbonisiert wird. Aus industrie- und teilweise auch sicherheitspolitischen Überlegungen kann es sinnvoll sein, dem Green-Leakage-Potential insgesamt oder in bestimmten Bereichen durch Förderungen entgegenzuwirken. Ist dies der Fall, erhöhen aber höhere Netzentgelte gleichermaßen den Förderbedarf. In Branchen und Bereichen, in denen auch

ohne Förderung der Standort Deutschland erhalten werden kann, könnte die Entscheidung aber möglicherweise knapp ausfallen. Die hohen Kosten in der langen Phase des Hochlaufentgelts wären dabei ein Standortnachteil gegenüber Ländern, in denen Netzentgelte subventioniert, oder in späteren Phasen zumindest nicht durch nachgeholte Zahlungen auf ein Amortisationskonto erhöht werden.

In Summe kann auch für diesen Bereich die Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff insgesamt und für das Kernnetz im Speziellen nicht eindeutig ermittelt werden. Die Betrachtung schneidet hier die komplexe Diskussion um Green-Leakage-Gefahren und eine diese berücksichtigende Industriepolitik. Es besteht zumindest das Risiko, dass die Marktgängigkeit auch mittel- und ggf. sogar langfristig nicht voll gegeben ist, dass also weiter Förderung notwendig sein wird, um manche Prozesse und Branchen in Deutschland zu halten. Selbst in einem für Deutschland und den Wasserstoffhochlauf insgesamt günstigen Verlauf ist fraglich, ob in der Hochlaufphase neben den Kosten für das jeweils aktuelle Netz auch dessen vergangene Kosten im Hochlauf getragen werden können.

5.7 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Die Analyse der Zahlungsbereitschaft dieser drei Schlüssel-Anwendungsbereiche des Kernnetzes zeigt einige Herausforderungen für eine mittelfristig rein privatwirtschaftliche Finanzierung des Kernnetzes. Solange Wasserstoff für eine Anwendung insgesamt nicht marktfähig ist, besteht auch keine reale privatwirtschaftliche Zahlungsbereitschaft für Netzentgelte. Höhere Netzentgelte erhöhen in diesem Fall im Wesentlichen den Förderbedarf. Das gedeckelte Hochlaufentgelt führt in den späteren Jahren in allen Anwendungen dazu, dass die Marktfähigkeit des Wasserstoffeinsatzes insgesamt später erreicht wird als mit den – zu diesem Zeitpunkt niedrigeren – ungedeckelten Netzentgelten. In allen drei Anwendungsbereichen kann daher in der Phase des Hochlaufentgelts zumindest im *Sehr adversen Szenario* nicht davon ausgegangen werden, dass die angeschlossenen Endanwendungen die Netzentgelte aus ihren Erlösen ohne Inanspruchnahme von Förderung vollständig tragen können. Für die Industrie und mindestens einen substantiellen Teil der Kraftwerke ist ein Anschluss an das Kernnetz nicht alternativlos und es besteht wirtschaftlicher Konkurrenzdruck. Für KWK und den Wasserstoffeinsatz zur Wärmebereitstellung in Wärmenetzen ist die Gemengelage durch lokale Faktoren zu komplex, um die für das Finanzierungskonzept in einem ungünstigen Fall erforderliche Zahlungsbereitschaft hinreichend präzise abschätzen zu können.

Der Förderbedarf eines derart komplexen Systems wie dem Wasserstoffsystem lässt sich letzten Endes nicht klar auf seine Komponenten aufschlüsseln. Solange das Wasserstoffsystem in Gänze einen substantiellen Förderbedarf hat, kann schwerlich ein Teil ausgeklammert werden und für diesen Marktgängigkeit gefordert oder sachgemäß belegt werden. In der frühen Phase des Wasserstoffhochlaufs ist eine direkte oder indirekte Förderung des Wasserstoffnetzes in allen untersuchten Szenarien unvermeidbar. Dies würde unserer Einschätzung nach aber für alle denkbaren Finanzierungsregime gelten.

In der späten Phase des Markthochlaufs wird Wasserstoff insgesamt durch hohe CO₂-Preise und gesunkene Kosten bei der Produktion nicht mehr oder nur geringfügig auf Förderung angewiesen sein. In dieser Phase stellen zumindest im *Sehr adversen Szenario* die durch den Ausgleich des Amortisationskontos hohen Netzentgelte eine Herausforderung dar. Ob diese von dem im Wettbewerb stehenden Endanwendungen in der Energiewirtschaft und Industrie rein aus Erlösen des Wasserstoffeinsatzes getragen werden können, muss als sehr fraglich angesehen werden.

In Summe sollte davon ausgegangen werden, dass im untersuchten Finanzierungsmodell zumindest im *Sehr adversen Szenario* in der gesamten oder zumindest dem Großteil der Phase des Hochlaufentgelts eine direkte oder indirekte Förderung der Kosten des Kernnetzes erforderlich ist.

Vor diesem Hintergrund empfehlen wir auch, den Ansatz zu überprüfen, in allen Fällen ein möglichst niedriges Hochlaufentgelt anzusetzen. Da die Marktgängigkeit bereits in einigermaßen adversen Szenarien erst nach der Hochlaufentgeltphase erreicht wird, sprechen viele Gründe für einen Ansatz, anfangs höhere Netzentgelte in Kauf zu nehmen und so den Zinseszinsseffekt des Amortisationskontos zu verringern und somit schneller ein ungedeckeltes und potentiell eher marktgängiges Entgelt zu erreichen.

6 Zusammenfassung und Fazit

In diesem Gutachten werden im Kern vier Aspekte adressiert:

Zunächst wurde in Kapitel 2 eine **Prüfung des von den FNB entwickelten Rechentools** vorgenommen. Das FNB-Gas-Rechentool beschreibt die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes und wurde in den bisherigen Prozessen als Grundlage der quantitativen Bewertung eingesetzt. Hierzu stellt das Gutachten fest:

Das von den FNB erstellte Rechentool ist kostenrechnerisch korrekt und beschreibt die Kosten des vorgeschlagenen Kernnetzes sowie das Finanzierungsmodell adäquat.

Danach wird in Kapitel 3 mit einem modifizierten und erweiterten Rechentool im Rahmen einer **Szenarioanalyse** analysiert, welche Auswirkungen unterschiedliche Entwicklung auf die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes haben. Hierzu stellt das Gutachten fest:

- Das Finanzierungskonzept basiert darauf, dass die hohen Investitionen bei anfänglichem Leerstand des Netzes in den späteren Jahren durch die Netzkund:innen zurückgezahlt werden sollen.
- In günstigen Verläufen des Wasserstoffhochlaufs und des Netzausbaus insgesamt verschiebt das vorgeschlagene Finanzierungskonzept die Marktgängigkeit von Wasserstoff nach hinten; Dies geschieht durch die gegenüber dem ungedeckelten Fall lange erhöhten Netzentgelte. Das Finanzierungsmodell scheint in diesen Fällen jedoch insgesamt tragfähig.
- Das *Sehr adverse Szenario* erfordert zum Ausgleich des Amortisationskontos ein Hochlaufentgelt von ca. 35 €/kWh/h/a über die gesamte Zeit. Dies führt zu Höchstständen des Amortisationskontos von über 20 Mrd. €.

Im nächsten Schritt wird in Kapitel 4 die **Risikoverteilung zwischen Staat und Wasserstoff-Kernnetz-Betreibende** diskutiert. Hierzu zeigen die Analysen:

- Über die Eintrittswahrscheinlichkeiten der möglichen Schadensfälle kann derzeit aufgrund der hohen Unsicherheiten keine belastbare Aussage gemacht werden.
- Im *Sehr adversen Szenario* erreicht das AMK einen maximalen Stand von 21,87 Mrd. € im Jahr 2039, dem ersten Jahr nachdem eine in 2038 beschlossene Auflösung möglich ist. Diese Summe kann als potentielle Schadenshöhe im *Sehr adversen Szenario* gelten. Der Selbstbehalt der FNB startet in diesem Jahr bei 16 % und steigt in den späteren Jahren. Die Wasserstoff-Kernnetz-Betreibenden müssten in 2039 einen Selbstbehalt 3,50 Mrd. € tragen, der Bund entsprechend 18,37 Mrd. €.
- Szenarien, in denen zunächst von einem gut gelingenden Hochlauf ausgegangen wird und entsprechend niedrige Hochlaufentgelte angesetzt werden, die später nach oben korrigiert werden müssen, können zu noch höheren Ständen des AMK und damit des potentiellen Schadens für Bund und Wasserstoff-Kernnetz-Betreibende führen.

In Kapitel 5 wird die **Wirkung und Marktgängigkeit der erforderlichen Hochlaufentgelte** in den unterschiedlichen Szenarien betrachtet. Hierbei geht es insbesondere um die Frage, ob diese auch in einem adversen Szenario vollständig, ohne die Inanspruchnahme von Förderung getragen werden können. Hierzu stellt das Gutachten fest:

- Alle Kosten des Netzes müssen letztendlich durch die Endverbraucher:innen am Netz getragen werden: Elektrolyse und Speicherung geben ihre Netzkosten an Kraftwerke und Industrie weiter. Legt man die jährlichen Kosten des Netzes auf den gesamten gelieferten Wasserstoff um, ergeben sich im *Sehr adversen Szenario* spezifische Netzkosten von bis zu 37,8 €/MWh bezogen auf den Brennwert, bzw. 44,6 €/MWh bezogen auf den Heizwert.
- Die reine Leistungsbepreisung durch jährliche Kapazitätsbuchungen, würde im *Sehr adversen Szenario* für ein Wasserstoffkraftwerk mit 500 Vollbenutzungsstunden inklusive der Netzentgelte der Vorkette aus Produktion und Speicherung spezifische Netzkosten von 86 €/MWh bedeuten (bezogen auf den Brennwert), bzw. 101 €/MWh bezogen auf den Heizwert.

- Es bestehen deutliche Zweifel, dass die erforderlichen Hochlaufentgelte des *Sehr adversen Szenarios* vollständig ohne Inanspruchnahme von Förderung getragen werden können.
 - Spitzenlastkraftwerke stehen im europäischen Wettbewerb und könnten zumindest zu substantiellen Teilen im Norden Deutschlands mit eigenen Kavernenspeichern errichtet und ohne H₂-Netz betrieben werden. Diese Option besteht unabhängig vom spezifischen Finanzierungsmechanismus, höhere Netzentgelte erhöhen jedoch den Anreiz, diese Option zu wählen.
 - Bei der Industrie besteht gerade in energieintensiven Branchen auch langfristig die Gefahr eines „Green Leakage“. Dieses Risiko besteht grundsätzlich und losgelöst vom Finanzierungsmechanismus. Die gegenüber den ungedeckelten Netzentgelten in der späten Phase bis 2055 erhöhten Hochlaufentgelte sind jedoch entweder ein Standortnachteil oder müssen durch Förderung aufgefangen werden.
- Die frühe Phase des Wasserstoffhochlaufs und des Ausbaus des Netzes wird in allen denkbaren Szenarien und Finanzierungsmodellen des Netzes auf staatliche Förderung angewiesen sein. Auch im vorgeschlagenen Finanzierungsmodell kann der Markthochlauf nur gelingen, wenn die gedeckelten Netzentgelte für einen längeren Zeitraum direkt oder indirekt durch staatliche Förderung beglichen werden.
- Dieses Gutachten fokussiert sich auf die Robustheit der Finanzierung in ungünstigen Verläufen und hat daher nicht explizit untersucht, ob in insgesamt günstigen Szenarien in den späteren Jahren des Hochlaufs die erforderlichen Hochlaufentgelte marktgängig sein könnten. Dies kann somit weder ausgeschlossen noch bestätigt werden.
- Das Gutachten befasst sich nur mit Szenarien, in denen das Kernnetz entsprechend dem Antragsentwurf der FNB umgesetzt wird. Vor dem Hintergrund der großen Unsicherheiten und dem zu erwartenden Erkenntnisgewinn in den nächsten Jahren erscheint es dringend geboten, diesen ersten Plan kontinuierlich zu überprüfen und entsprechend anzupassen; dies sollte u.a. im integrierten Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff geschehen. Dieses Gutachten zeigt deutlich, dass ein möglicher Leerlauf des Netzes durch eine zu frühe Errichtung des Netzes die Finanzierung vor große Herausforderungen stellt. Wird jedoch auf absehbar niedrigere Bedarfe mit einer Verkleinerung oder zeitlichen Verschiebung der Planungen reagiert, können unnötige bzw. verfrühte Investitionen vermieden und Netzkosten reduziert werden. Dies erfordert jedoch die Bereitschaft seitens Netzbetreibenden und Politik, auch bereits genehmigte Projekte im Lichte neuer Erkenntnisse zu hinterfragen, anzupassen und gegebenenfalls auch einzustellen.
- Ein Ausgleich des Amortisationskonto durch Staat und FNB muss nur dann erfolgen, wenn der Wasserstoffhochlauf insgesamt scheitert; fördert der Staat in der Hochlaufphase Angebot, -Nachfrage und -Speicherung von Wasserstoff in einer Weise, dass damit mindestens indirekt das Kernnetz mitfinanziert werden kann, ist das Konto bis 2055 ausgeglichen.

7 Literaturverzeichnis

Ariadne-Projekt (2022): Szenarien zur Klimaneutralität: Vergleich der „Big 5“-Studien. <https://ariadneprojekt.de/news-de/big5-szenarienvergleich/>, zuletzt geprüft am 016.12.2023.

BNetzA - Beschlusskammer 4 (2019a): Beschluss BK4-19-075. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2019/BK4-19-0075/BK4-19-0075_Beschluss_download.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 07.12.2023.

BNetzA - Beschlusskammer 4 (2019b): Beschluss BK4-19-076. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2019/BK4-19-0076/BK4-19-0076_Beschluss_download.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 07.12.2023.

Destatis (2023): Durchschnittlicher Gewerbesteuerhebesatz 2022. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/_Grafik/_Interaktiv/steuereinnahmen-hebesaetze-gewerbesteuer-laender.html, zuletzt geprüft am 07.12.2023.

FNB Gas (2022): Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032. Konsultation. Online verfügbar unter https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/12/2022_12_16_FNB_GAS_2022_P3_NEP_Konsultation_DE.pdf, zuletzt geprüft am 07.12.2023.

FNB Gas (2023): Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz. Hg. v. Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas). Berlin. Online verfügbar unter <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>, zuletzt geprüft am 10.02.2024.

Gesetzesentwurf der Bundesregierung (16.11.2023): Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes, vom 590/23. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/brd/2023/0590-23.pdf>, zuletzt geprüft am 08.12.2023.

INES (2023): Positionspapier: Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern. https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006_INES-Positionspapier_Vorschlaege-Marktrahmen_Entwicklung-H2-Speicher.pdf

A.1 Für das Finanzierungskonzept zentrale Paragraphen der EnWG-Novelle, Bundesrat Drucksache 590/23

§ 28r

Grundsätze der Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes und der Entgeltbildung; Abweichungsbefugnis der Bundesnetzagentur und Kündigungsrecht; Festlegungskompetenz

- (1) Die Errichtung und der Betrieb des Wasserstoff-Kernnetzes nach § 28q wird über die von den Netznutzern für den Zugang zu dem Wasserstoff-Kernnetz zu zahlenden kostenorientierten Entgelte finanziert. Dazu hat die Bundesnetzagentur nach Maßgabe der nachfolgenden Vorschriften und unter Berücksichtigung eines im Auftrag des Bundes erstellten Gutachtens zur Validierung der Tragfähigkeit des nachfolgend geregelten Finanzierungsmodells einen intertemporalen Kostenallokationsmechanismus durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 vorzugeben, der eine Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes bis zum Ablauf des 31. Dezember 2055 ermöglicht. Sofern das in Absatz 3 Satz 2 bezeichnete Amortisationskonto vor einer Beendigung nach § 28s Absatz 1 Satz 1 durch Entgelte ausgeglichen ist, endet der intertemporale Kostenallokationsmechanismus zur Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes. Die Höhe der Entgelte für den Zugang zu dem Wasserstoff-Kernnetz soll ab dem 1. Januar 2025 bundesweit einheitlich auf der Grundlage der aggregierten Netzkosten aller Betreiber von Leitungsinfrastrukturen, die Teil des Wasserstoff-Kernnetzes sind (Wasserstoff-Kernnetzbetreiber), bestimmt werden. Dazu hat jeder Wasserstoff-Kernnetzbetreiber seine Netzkosten individuell nach Maßgabe des § 28o Absatz 1 Satz 3 zu ermitteln. Als Netzkosten können auch Vorlaufkosten berücksichtigt werden, die vor dem 1. Januar 2025 entstanden sind. Bis zum Ablauf des 31. Dezember 2027 beträgt die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung 6,69 Prozent vor Steuern. Mehr- oder Mindererlöse, die den einzelnen Wasserstoff-Kernnetzbetreibern durch das bundesweit einheitliche Entgelt entstehen, sind durch eine finanzielle Verrechnung zwischen den Wasserstoff-Kernnetzbetreibern auszugleichen.
- (2) Um den zügigen Hochlauf des Wasserstoffmarktes in der Bundesrepublik Deutschland zu ermöglichen und das in § 28q Absatz 1 Satz 2 benannte Ziel zu erreichen, hat die Bundesnetzagentur im Rahmen der Ausgestaltung des intertemporalen Kostenallokationsmechanismus nach Absatz 1 ein Hochlaufentgelt festzulegen. Die Festlegung des Hochlaufentgelts nach Satz 1 soll einen Ausgleich des Amortisationskontos nach Absatz 3 Satz 2 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 kann insbesondere im Fall von Kostensteigerungen beim Bau des Wasserstoff-Kernnetzes mit dem durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtsindex jährlich indiziert werden.
- (3) Weichen die mit dem kalenderjährlichen Hochlaufentgelt erzielten Erlöse und die aggregierten genehmigten Kosten der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber voneinander ab, hat die Bundesnetzagentur jährlich für jeden Wasserstoff-Kernnetzbetreiber die Differenz aus seinen genehmigten Kosten und seinen erzielten Erlösen aus Entgelten unter Berücksichtigung der finanziellen Verrechnung nach Absatz 1 Satz 8 zu ermitteln. Diese Differenz ist zulasten oder zugunsten eines Amortisationskontos zu verbuchen, das im Auftrag des Bundes von einer kontoführenden Stelle geführt wird, wobei im Fall einer Differenz zulasten des Amortisationskontos entsprechende Zahlungen von der vom Bund beauftragten kontoführenden Stelle an den jeweiligen Wasserstoff-Kernnetzbetreiber und im Fall einer Differenz zugunsten des Amortisationskontos entsprechende Zahlungen des jeweiligen Wasserstoff-Kernnetzbetreibers an die vom Bund beauftragte kontoführende Stelle erfolgen.
- (4) Die Teilnahme am intertemporalen Kostenallokationsmechanismus einschließlich der Nutzung des Amortisationskontos zur Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes ist davon abhängig,

dass der jeweilige Wasserstoff-Kernnetzbetreiber für den Fall eines Ausgleichs des Amortisationskontos nach § 28s Absatz 1 unwiderruflich darauf verzichtet, den auf ihn entfallenden Selbstbehalt nach § 28s durch Entgelte zu vereinnahmen.

- (5) Erstmals zum 1. Januar 2028 und sodann alle drei Jahre führt die Bundesnetzagentur eine Überprüfung des Hochlaufentgelts durch. Stellt die Bundesnetzagentur bei der Überprüfung fest, dass die tatsächliche Entwicklung des Wasserstoffhochlaufs oder des Amortisationskontos erheblich von den Annahmen abweicht, die der vorangegangenen Festlegung des Hochlaufentgelts zu Grunde lagen, soll sie das Hochlaufentgelt im Wege der Festlegung nach § 29 Absatz 1 so anpassen, dass ein Ausgleich des Amortisationskontos nach Absatz 3 Satz 2 bis zum Ablauf des 31. Dezember 2055 durch Entgelte ermöglicht wird. Ist ein Ausgleich des Amortisationskontos bis zum Ablauf des 31. Dezember 2055 nach Auffassung der Bundesnetzagentur nicht erreichbar, soll sie das Hochlaufentgelt so niedrig festlegen, dass es einen höchstmöglichen Gesamterlös ermöglicht.
- (6) Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nach § 28o Absatz 3 von einzelnen Vorgaben der Absätze 1, 2 und 5 abweichende Regelungen treffen. Die Wasserstoffnetzentgeltverordnung vom 23. November 2021 (BGBl. I S. 4955) ist mit Ausnahme von § 10 Absatz 3 und Absatz 4 solange auf die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber anzuwenden, bis die Bundesnetzagentur durch Festlegung nach § 28o Absatz 3 in Verbindung mit § 29 Absatz 1 anderes bestimmt.
- (7) Ergibt sich in Folge der Überprüfung nach Absatz 5, dass der Wasserstoff-Hochlauf absehbar scheitert, ist der Bund berechtigt, das Finanzierungsmodell durch Kündigung des Amortisationskontos zum 31. Dezember eines Kalenderjahres, erstmals zum 31. Dezember 2038, mit Wirkung zum Ablauf des jeweiligen Folgejahres zu beenden. Von einem absehbaren Scheitern ist auszugehen, wenn ein vom Bund beauftragtes wissenschaftliches Gutachten feststellt, dass ein Entgelt, das die von der Bundesnetzagentur genehmigten Kosten der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber decken würde, zum Ablauf des 31. Dezember 2055 noch deutlich über dem als marktgängig einzuschätzenden Entgelt liegen wird. Dies ist insbesondere dann anzunehmen, wenn sich die für das Wasserstoff-Kernnetz in dem in Absatz 1 Satz 2 bezeichneten initialen Gutachten zur Validierung der Tragfähigkeit des Finanzierungsmodells des Amortisationskontos unterstellte Transportkapazitätsauslastung zum Zeitpunkt der Begutachtung weder eingestellt hat, noch absehbar im Wesentlichen einstellen wird. Den Wasserstoff-Kernnetzbetreibern ist hinsichtlich des in Satz 2 bezeichneten Gutachtens Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Bei der Ausübung des Kündigungsrechtes nach Satz 1, der Beauftragung des Gutachtens nach Satz 2 und der Einholung von Stellungnahmen nach Satz 3 wird der Bund jeweils durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz vertreten.
- (8) Sofern Wasserstoff-Kernnetzbetreiber neben dem Wasserstoff-Kernnetz weitere Wasserstoffnetze betreiben, sind sie verpflichtet, für das Wasserstoff-Kernnetz eine getrennte Buchführung nach § 28k Absatz 2 vorzunehmen mit der Maßgabe, dass sie getrennte Konten führen und ein eigener Tätigkeitsabschluss für den Betrieb des Wasserstoff-Kernnetzes aufzustellen und dem Abschlussprüfer im Rahmen der Jahresabschlussprüfung vorzulegen ist.

§ 28s

Ausgleich des Amortisationskontos und Selbstbehalt der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber

- (1) Sofern das Amortisationskonto bei Beendigung der Hochlauffinanzierung bis zum Ablauf des 31. Dezember 2055 oder bei der Kündigung nach § 28r Absatz 7 Satz 1 einen Fehlbetrag aufweist, gleicht der Bund diesen gegenüber der vom Bund beauftragten kontoführenden Stelle aus. Dies ist auch für Beträge anzuwenden, die zwischen dem für die Ermittlung des Fehlbetrages nach Satz 1 maßgeblichen Zeitpunkt und dem tatsächlichen Ausgleich entstehen.

- (2) Im Falle des Ausgleichs des Amortisationskontos durch den Bund nach Absatz 1 sind die Wasserstoff-Kernetzbetreiber verpflichtet, gegenüber der vom Bund beauftragten kontoführenden Stelle, einen Selbstbehalt an dem Fehlbetrag des Amortisationskontos zu leisten. Der Fehlbetrag ergibt sich aus der Summe der nach § 28r Absatz 3 auf das Amortisationskonto gebuchten und verzinsten Beträge ohne Ansehung von vorherigen Ausgleichszahlungen und Zuschüssen durch den Bund, die der Verringerung des Fehlbetrages des Amortisationskontos dienen. Der Selbstbehalt beträgt bei Beendigung der Hochlauffinanzierung zum 31. Dezember 2055 insgesamt 24 Prozent des Fehlbetrages des Amortisationskontos zu diesem Zeitpunkt und wird zu diesem Zeitpunkt fällig. Der Betrag des Selbstbehalts nach Satz 3 ist anteilig von den Wasserstoff-Kernetzbetreibern im Verhältnis ihrer jeweiligen prozentualen Beteiligung an den kumulierten genehmigten Netzkosten nach § 28o des Wasserstoff-Kernetzes bis zum jeweiligen Beendigungszeitpunkt zu tragen. Im Falle einer Kündigung nach § 28r Absatz 7 Satz 1 hängt die Höhe des Selbstbehalts vom Zeitpunkt des Eintritts der Wirksamkeit der Kündigung ab, wobei der Selbstbehalt zum jeweiligen Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Kündigung fällig wird. Die Höhe des Selbstbehalts nach Satz 3 verringert sich ausgehend von dem Ablauf der Laufzeit des Amortisationskontos im Jahr 2055, kalenderjährlich um jeweils 0,5 Prozentpunkte. Satz 4 ist entsprechend anzuwenden.
- (3) Erfolgt vor Beendigung des gesamten Finanzierungsmodells zum 31. Dezember 2055 oder vor einer Kündigung nach § 28r Absatz 7 Satz 1 zum entsprechend früheren Zeitpunkt, eine vollständige oder teilweise Übertragung der Leitungsinfrastruktur des Wasserstoff-Kernetzes an einen anderen Wasserstoff-Kernetzbetreiber oder einen Dritten, ist der übertragende Wasserstoff-Kernetzbetreiber vorbehaltlich von Satz 3 verpflichtet, spätestens zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Übertragung einen Selbstbehalt an die vom Bund beauftragte kontoführende Stelle zu leisten. Dieser Selbstbehalt beträgt 24 Prozent des auf ihn nach Absatz 2 Satz 4 entfallenden Anteils des Fehlbetrages des Amortisationskontos zum Zeitpunkt des Eintritts der Wirksamkeit der Übertragung. Die Pflicht zur Zahlung des Selbstbehalts nach Satz 1 ist nicht anzuwenden, sofern der Erwerber in sämtliche Rechte und Pflichten des übertragenden Wasserstoff-Kernetzbetreibers bezüglich des Amortisationskontos, insbesondere die Pflicht zur Tragung des Selbstbehalts nach Absatz 2, bei der Übertragung eintritt. Der Erwerber ist verpflichtet, der kontoführenden Stelle spätestens mit Unterzeichnung der schuldrechtlichen Vereinbarung, die der Übertragung nach Satz 1 zu Grunde liegt, durch geeignete Kennzahlen, seine wirtschaftliche Leistungsfähigkeit nachzuweisen und darzulegen, dass er die damit einhergehenden Rechte und Pflichten aus dem Amortisationskonto übernehmen und insbesondere den Selbstbehalt nach Absatz 2 leisten kann. Der übertragende Wasserstoff-Kernetzbetreiber ist verpflichtet, bis spätestens zum Tag der Unterzeichnung der vorgenannten schuldrechtlichen Vereinbarung, der vom Bund beauftragten kontoführenden Stelle eine von der Bundesnetzagentur bestätigte Aufstellung der bei ihm aufgelaufenen kumulierten genehmigten Netzkosten nach § 28o vorzulegen. Sofern die jeweiligen Verpflichtungen nach den Sätzen 4 und 5 nicht erfüllt sind, ist der übertragende Wasserstoff-Kernetzbetreiber verpflichtet, den Selbstbehalt nach Satz 2 zu leisten. Die Pflicht zur Tragung des Selbstbehalts nach den Sätzen 1 und 2 ist bei Einstellung des Betriebs der Leitungsinfrastruktur des Wasserstoff-Kernetzes vor Beendigung des gesamten Finanzierungsmodells entsprechend mit der Maßgabe anzuwenden, dass auf den Zeitpunkt der Einstellung des Betriebs abzustellen ist. Erfolgt die Einstellung des Betriebs nach Satz 7 aufgrund oder im Rahmen einer Eröffnung eines Insolvenzverfahrens, kann die betroffene Leitungsinfrastruktur zulasten des Amortisationskontos abgeschrieben werden, sofern keine vorherige Übertragung nach Satz 1 erfolgt. Der Restwertanspruch nach Satz 8 entsteht in der Höhe des kalkulatorischen Restwerts der Leitungsinfrastruktur abzüglich des Selbstbehalts nach Satz 2.
- (4) Sofern die Wasserstoff-Kernetzbetreiber im Falle einer Kündigung des Amortisationskontos durch den Bund nach § 28r Absatz 7 Satz 1 nicht über die notwendigen finanziellen Mittel zur Begleichung des Selbstbehalts verfügen, sind die Wasserstoff-Kernetzbetreiber, die an dem intertemporalen Kostenallokationsmechanismus einschließlich der

Nutzung des Amortisationskontos zur Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes teilnehmen, gemeinschaftlich verpflichtet, dem Bund ihr jeweiliges Eigentum am Wasserstoff-Kernnetz gegen Zahlung des kalkulatorischen Restwerts abzüglich des Selbstbehaltes, der sich nach Absatz 2 bemisst, zu übertragen. Sofern der Betrieb des Wasserstoff-Kernnetzes fortgeführt wird, können die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber eine außerplanmäßige Abschreibung zulasten des Amortisationskontos bis zur Höhe der regulierten kalkulatorischen Restwerte durchführen. Die außerplanmäßige Abschreibung ist auf den Selbstbehalt nach Absatz 2 erhöhend anzurechnen.“

A.2 Abbildungen zu Selbstbehalt und Netzentgeltsummen

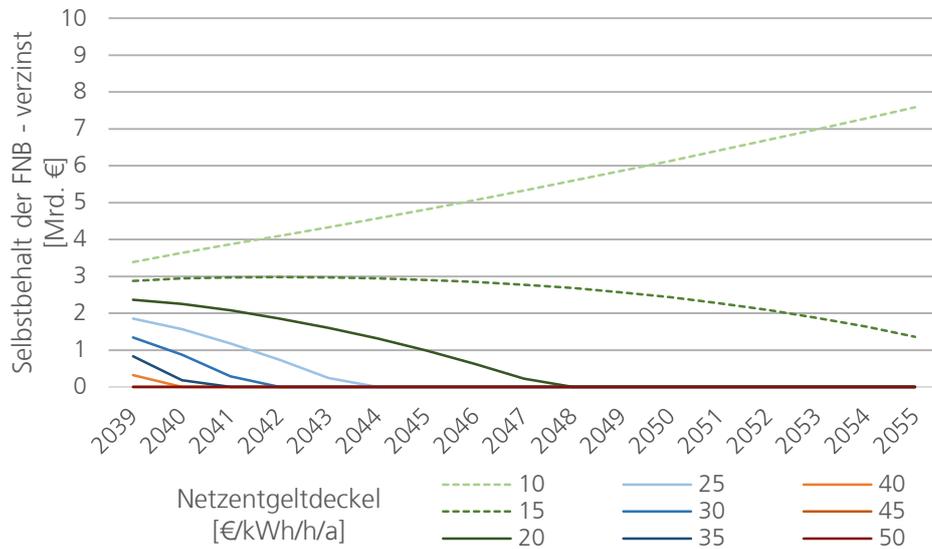


Abbildung 38: Selbstbehalt der FNB nach Kündigungsjahr für unterschiedliche Hochlaufentgelte im Szenario *Verzögerter Wasserstoffhochlauf*.

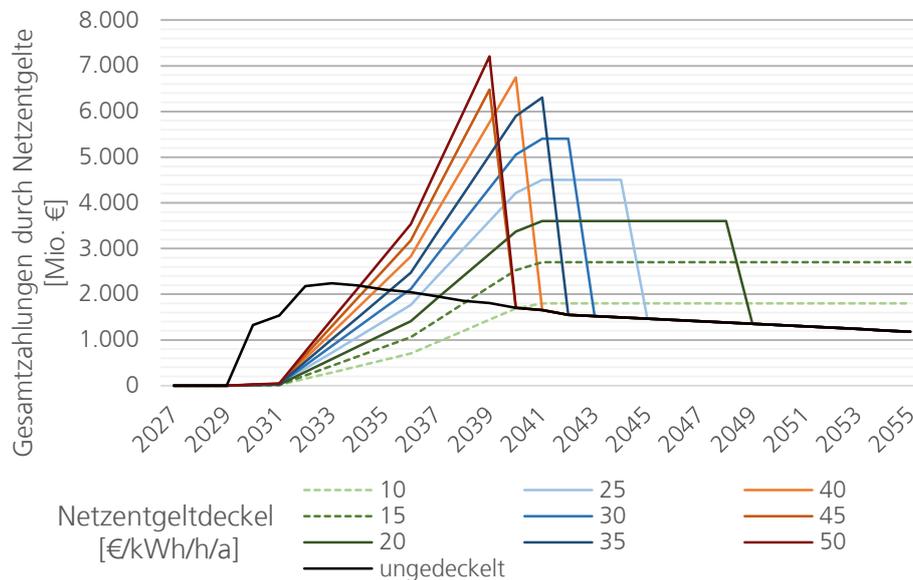


Abbildung 39: Summe der jährlichen Netzentgeltzahlung bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im Szenario *Verzögerter Wasserstoffhochlauf*.

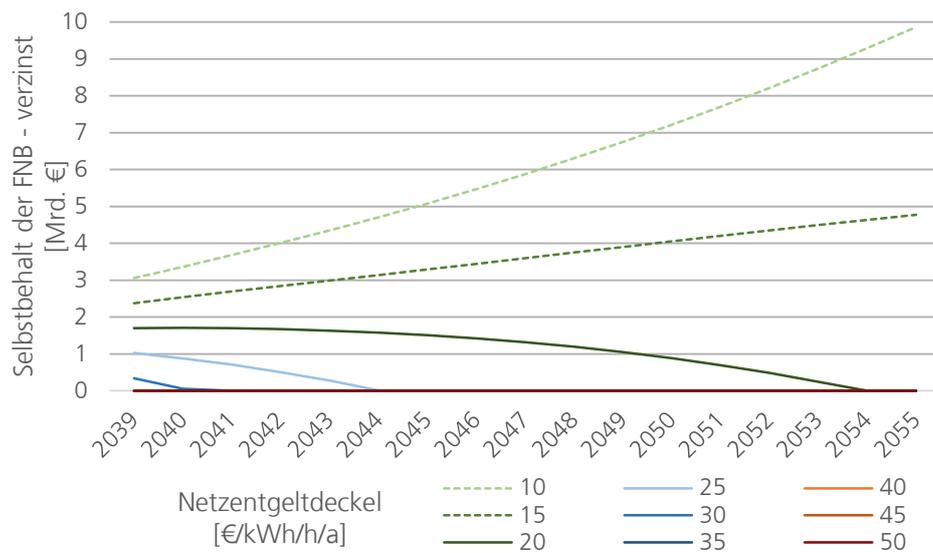


Abbildung 40: Selbstbehalt der FNB nach Kündigungsjahr für unterschiedliche Hochlaufentgelte im Szenario *Netzentgeltrabatt*.

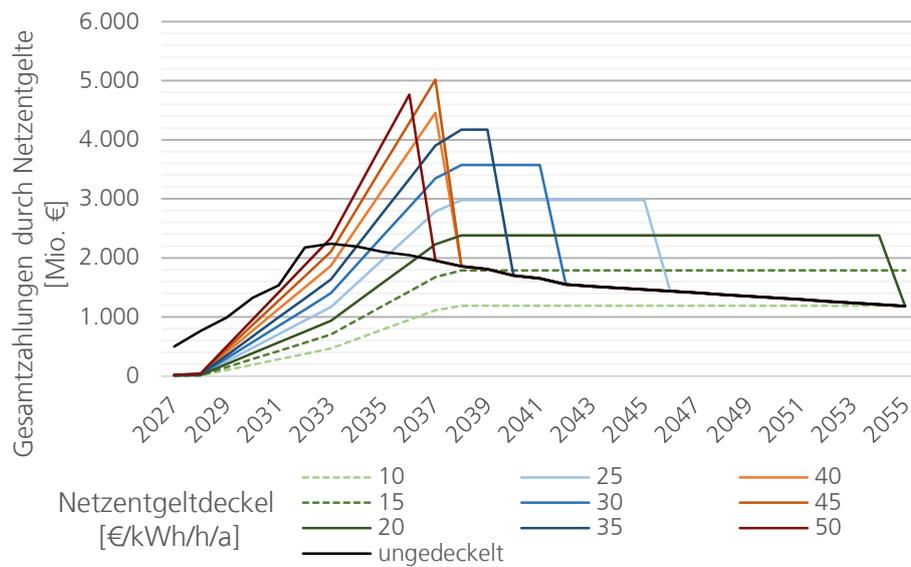


Abbildung 41: Summe der jährlichen Netzentgeltzahlung bei unterschiedliche Hochlaufentgelten im Szenario *Netzentgeltrabatt*.

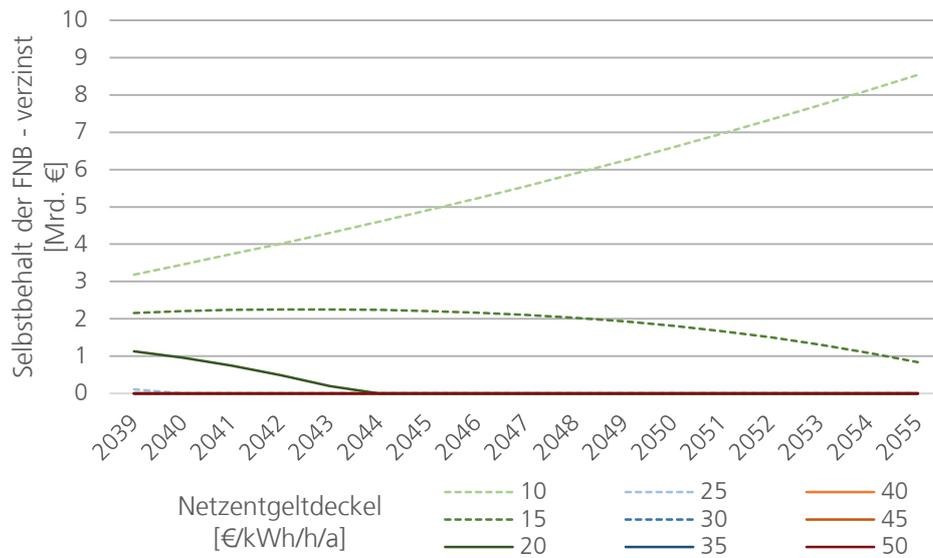


Abbildung 42: Selbstbehalt der FNB nach Kündigungsjahr für unterschiedliche Hochlaufentgelte im Szenario *Fixe Baukostensteigerung*.

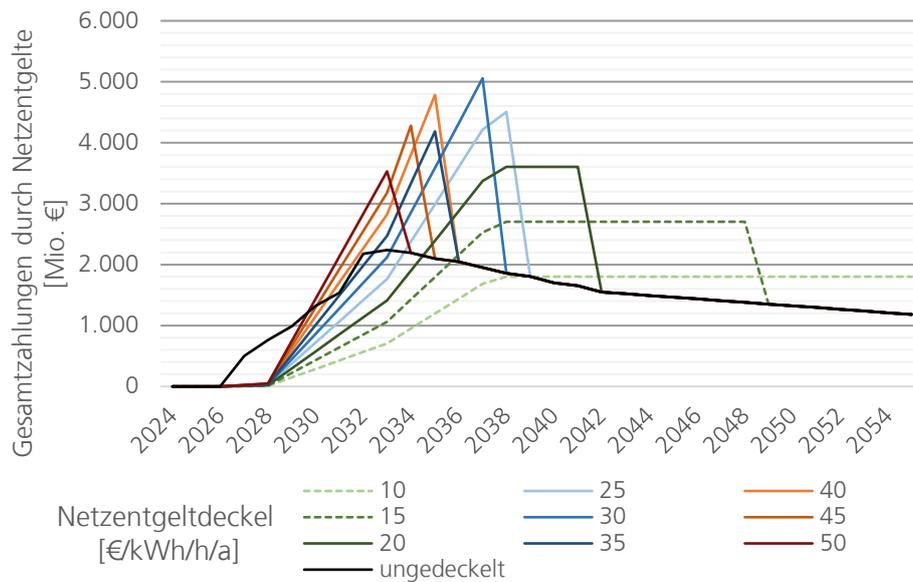


Abbildung 43: Summe der jährlichen Netzentgeltzahlung bei unterschiedliche Hochlaufentgelten im Szenario *Fixe Baukostensteigerung*.

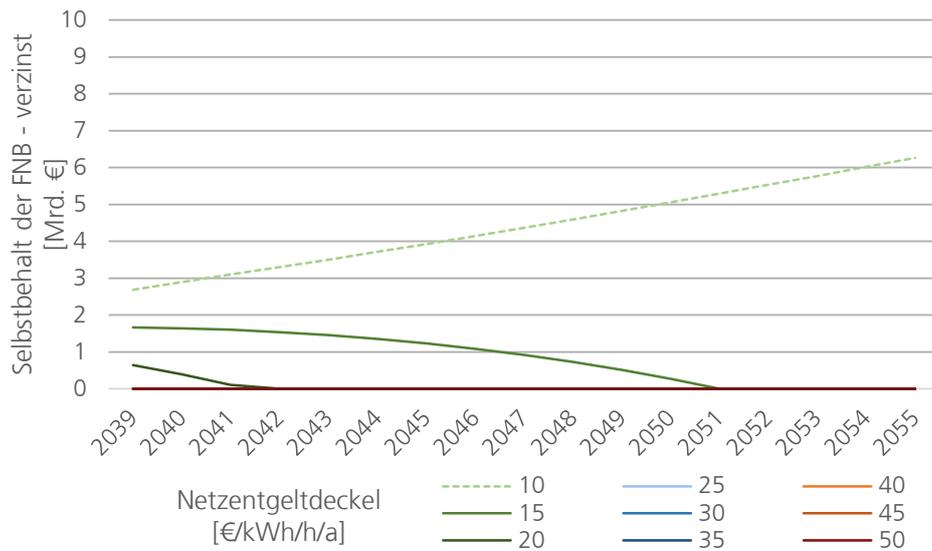


Abbildung 44: Selbstbehalt der FNB nach Kündigungsjahr für unterschiedliche Hochlaufentgelte im Szenario *Jährliche Baukostensteigerung*.

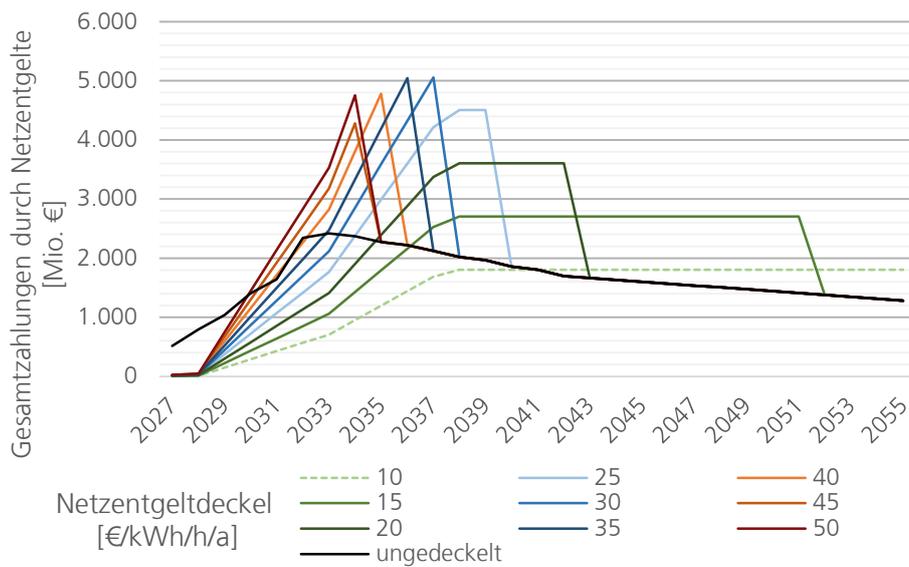


Abbildung 45: Summe der jährlichen Netzentgeltzahlung bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im Szenario *Jährliche Baukostensteigerung*.

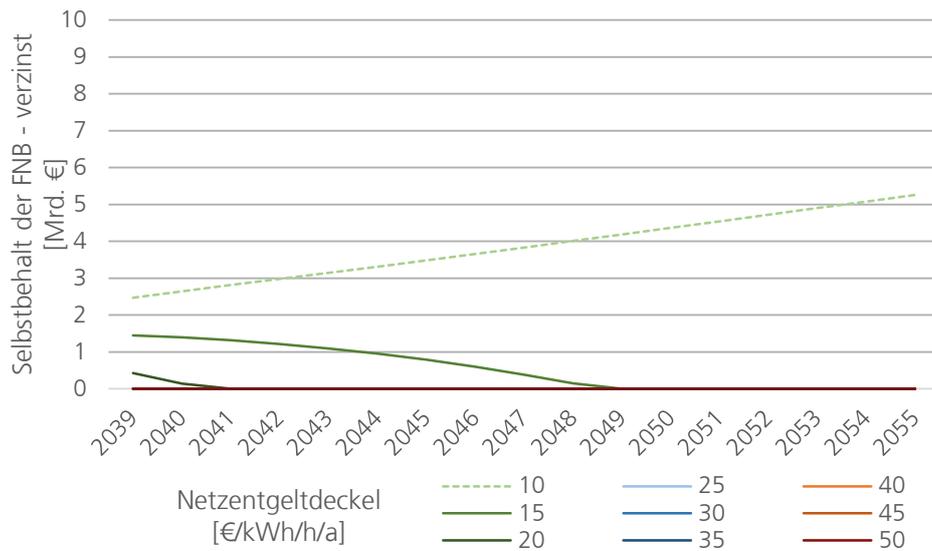


Abbildung 46: Selbstbehalt der FNB nach Kündigungsjahr für unterschiedliche Hochlaufentgelte im Szenario *Fixe Betriebskostensteigerung*.

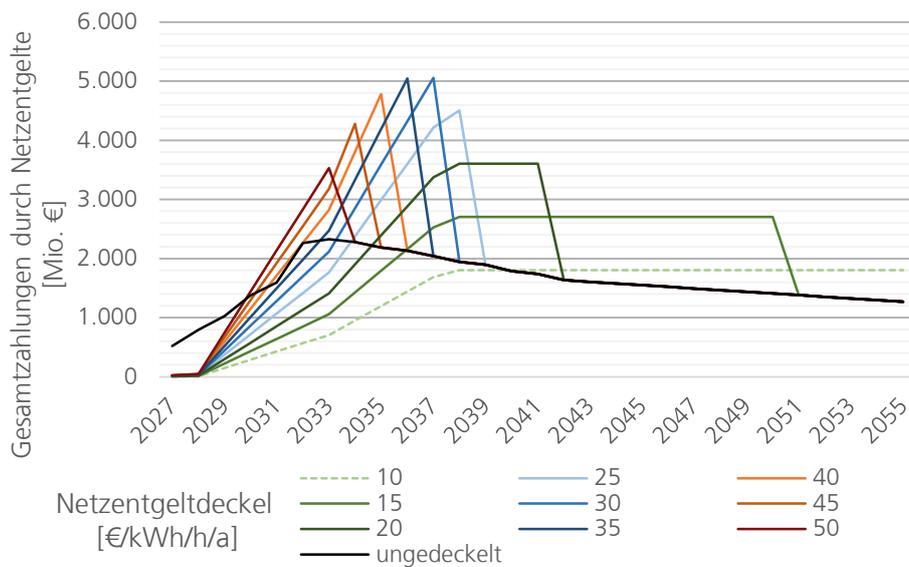


Abbildung 47: Summe der jährlichen Netzentgeltzahlung bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im Szenario *Fixe Betriebskostensteigerung*.

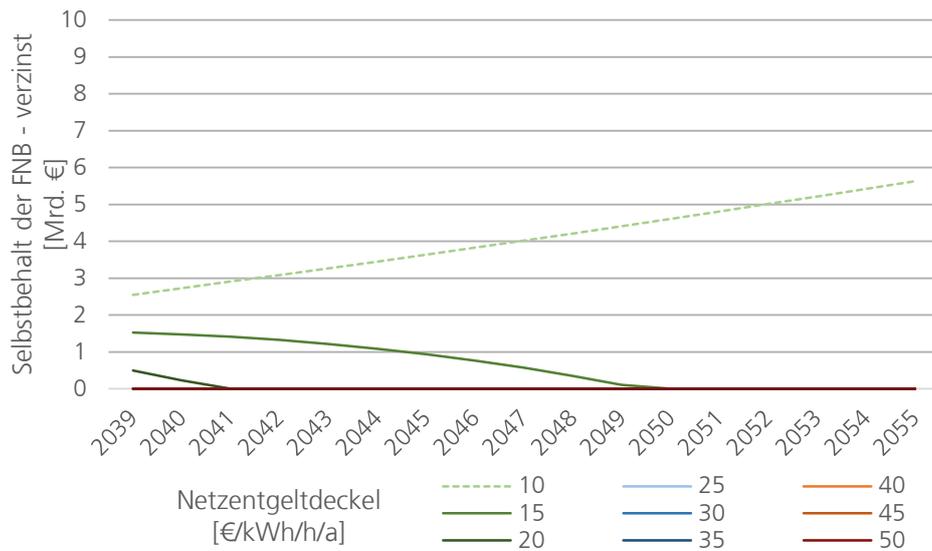


Abbildung 48: Selbstbehalt der FNB nach Kündigungsjahr für unterschiedliche Hochlaufentgelte im Szenario *Jährliche Betriebskostensteigerung*.

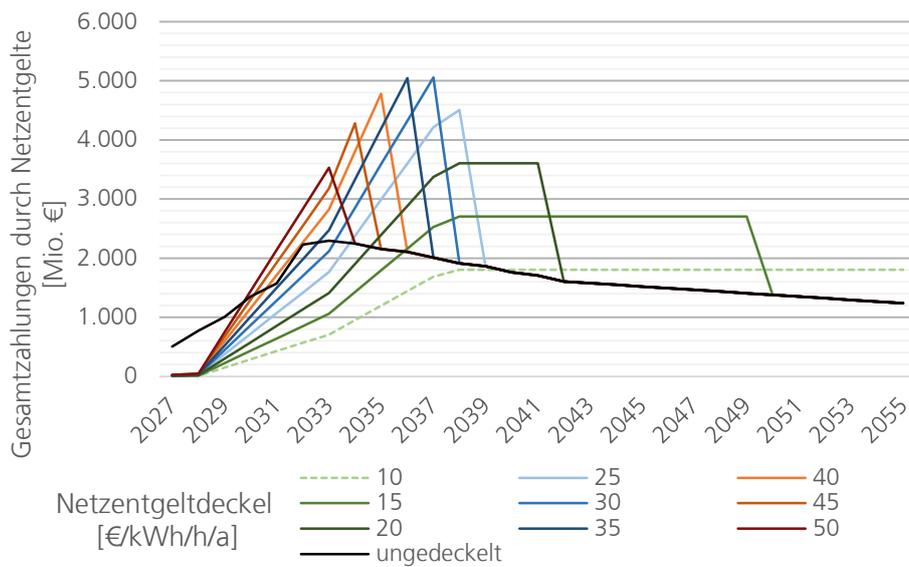


Abbildung 49: Summe der jährlichen Netzentgeltzahlung bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im Szenario *Jährliche Betriebskostensteigerung*.

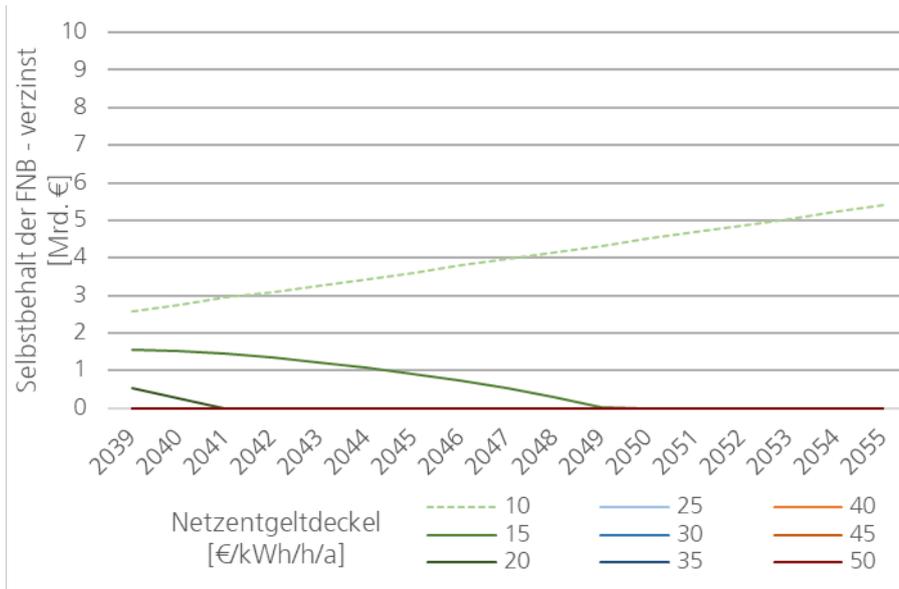


Abbildung 50: Selbstbehalt der FNB nach Kündigungsjahr für unterschiedliche Hochlaufentgelte im Szenario *Höhere Restbuchwerte*.

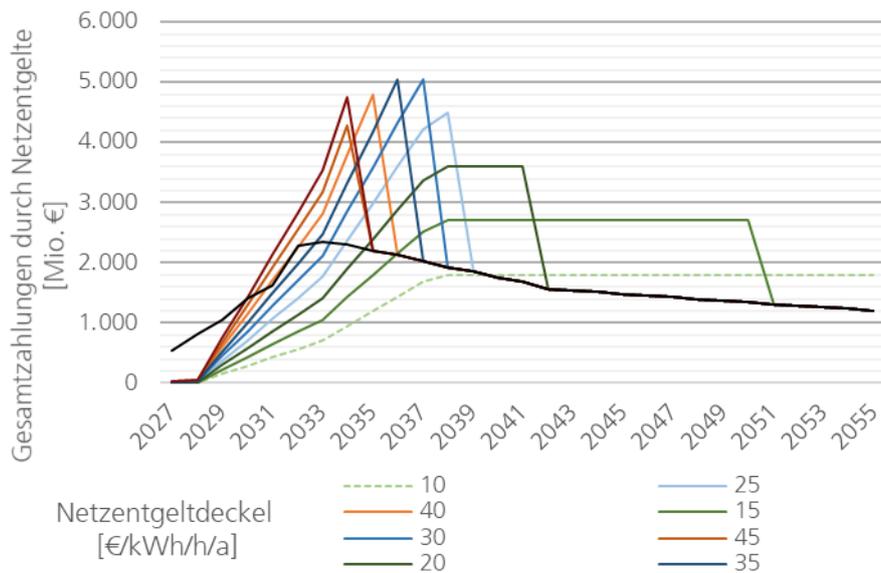


Abbildung 51: Summe der jährlichen Netzentgeltzahlung bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im Szenario *Höhere Restbuchwerte*.

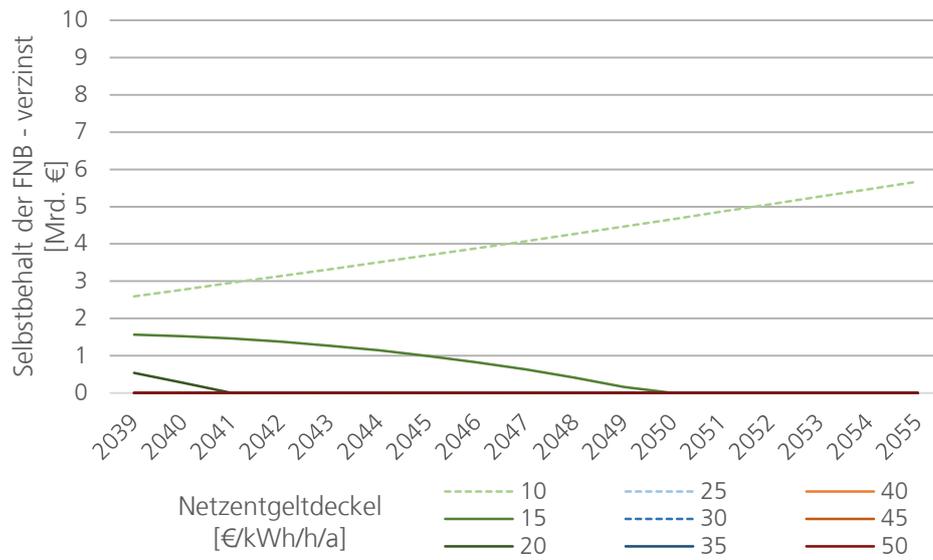


Abbildung 52: Selbstbehalt der FNB nach Kündigungsjahr für unterschiedliche Hochlaufentgelte im Szenario *Eingeschränkte IPCEI-Förderung*.

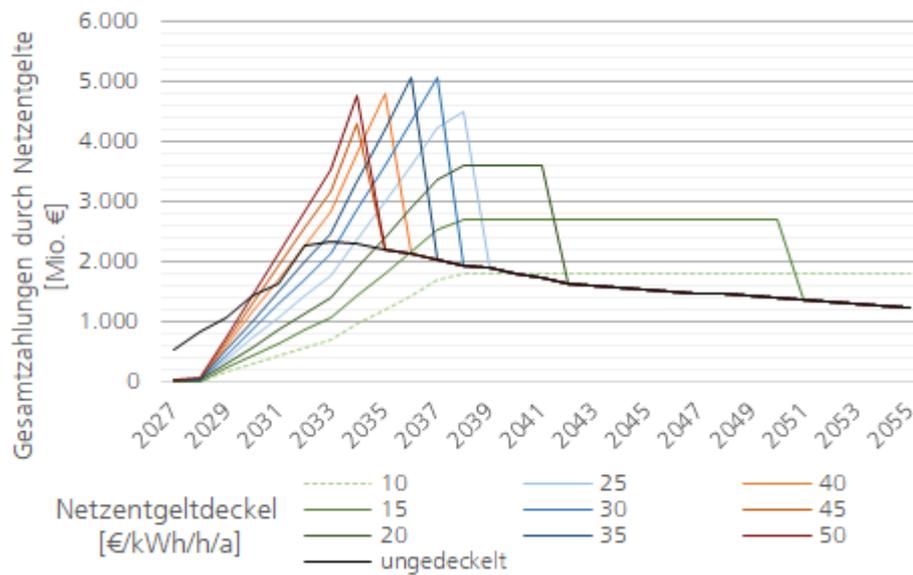


Abbildung 53: Summe der jährlichen Netzentgeltzahlung bei unterschiedlichen Hochlaufentgelten im Szenario *Eingeschränkte IPCEI-Förderung*.