

Evaluierungsplan für das Finanzierungsmodell zum Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes bei subsidiärer staatlicher Absicherung (gem. § 28r und § 28s EnWG) im Rahmen der beihilferechtlichen Notifizierung nach KUEBLL

1. Einleitung

Der Aufbau eines Wasserstoffnetzes ist zentraler Baustein der Transformation hin zur Klimaneutralität und hat daher hohe Priorität für die Bundesregierung. Aufgrund des bisher noch geringen und nicht ausreichend belastbar prognostizierbaren Wasserstoffbedarfs blieben substantielle Investitionsentscheidungen dazu bislang aus: Denn zu Beginn der Hochlaufphase der Wasserstoffinfrastruktur, wenn die Zahl der Netznutzer noch klein ist, können die (anfänglich hohen) Investitionskosten sowie Betriebskosten nicht voll auf die Netznutzer umgelegt werden, da ansonsten initial prohibitiv hohe Entgelte drohten, die auf der Nachfrageseite ein Hemmnis für den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur wären. Auf der Angebotsseite ergibt sich daraus ein Amortisationsrisiko, das privatwirtschaftliche Investitionen in Wasserstoffnetze aktuell hemmt.

Unter Beteiligung der Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die Bundesregierung daher ein Finanzierungsmodell entwickelt, das den privatwirtschaftlichen Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes ermöglicht und eine subsidiäre staatliche Absicherung vorsieht. Grundsätzlich soll der Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes damit, analog zu den Gas- und Stromnetzen, vollständig über Netzentgelte finanziert werden.

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 zunächst gedeckelt und die Differenz zwischen anfangs hohen Kosten des Netzaufbaus und geringen Einnahmen durch wenige Netznutzer auf dem AMK fortgeschrieben. Die Erlöslücke wird von der staatlichen Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) zwischenfinanziert. Wenn zu einem späteren Zeitpunkt eine ausreichende Anzahl von Netznutzern an das Netz angeschlossen sind und die Einnahmen aus Netzentgelten die Kosten für den Netzaufbau übersteigen, wird die anfängliche Erlöslücke bis spätestens zum Zieljahr 2055 ausgeglichen. Im Rahmen eines regelmäßigen Revisionsmechanismus ist der Ausgleich des AMKs sicherzustellen. Dies kann eine Erhöhung des Netzentgeltes notwendig machen. Das verbleibende Risiko, dass das

Amortisationskonto nicht bis 2055 ausgeglichen werden kann, wird durch eine subsidiäre staatliche Garantie abgesichert. Sofern das Amortisationskonto bis 2055 aus heute nicht vorhersehbaren Gründen nicht ausgeglichen sein sollte, gleicht der Bund den verbleibenden Fehlbetrag im Rahmen der Garantie aus. Die Betreiber des Wasserstoffkernnetzes beteiligen sich mit einem Selbstbehalt von bis zu 24 Prozent am Ausgleich des Fehlbetrags. Es wurde mit dem Zieljahr 2055 eine lange Laufzeit des Amortisationskontos gewählt, um auch bei Verzögerungen des Wasserstoff-Hochlaufs mit hoher Wahrscheinlichkeit eine vollständige Finanzierung aus Netzentgelten zu gewährleisten.

Die Bundesregierung schafft damit eine staatliche Absicherung für den Fall, dass der Wasserstoff-Hochlauf entgegen der eigenen Pläne und Erwartungen scheitern oder sehr viel langsamer verlaufen sollte als heute von Experten prognostiziert und mit wissenschaftlichen Gutachten belegt. Denn gerade in Transformationsphasen kann es Innovationen und Veränderungen geben, die heute nicht absehbare Auswirkungen auf die Nachfrage nach Wasserstoff haben könnten. Wenn beispielsweise die Entwicklung einer Super-Batterie oder andere Methoden die Energiespeicherung revolutionieren sollten oder sich Wertschöpfungsketten verändern, könnte dies zu einem nachhaltigen Einbruch bzw. dem Ausbleiben der Nachfrage nach Wasserstoff führen. In solchen unwahrscheinlichen Szenarien blieben Entgelterlöse aus und der Staat müsste einen Fehlbetrag des Amortisationskontos ausgleichen, woran sich die Betreiber des Wasserstoff-Kernnetzes mit ihrem Selbstbehalt beteiligen. Diese subsidiäre staatliche Absicherung ist also unerlässlich, um privaten Investoren die verbleibende Unsicherheit hinsichtlich eines gelingenden Wasserstoff-Hochlaufs zu nehmen und so die notwendigen Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur zu ermöglichen.

Mit dem Wasserstoffnetz sollen die bislang geplanten bzw. bekannten großen Verbrauchs- und Erzeugungsregionen für Wasserstoff in Deutschland erreicht und so zentrale Standorte – wie große Industriezentren, Speicher, Kraftwerke und Importkorridore – angebunden werden. Das Kernnetz soll wichtige Wasserstoffinfrastrukturen beinhalten, die bis 2032 in Betrieb gehen sollen.

Die Begünstigten der Maßnahme sind damit alle zukünftigen Betreiber des Wasserstoffnetzes. Diese müssen nach § 28r Abs. 2 EnWG einen gemeinsamen Antrag für das Wasserstoffnetz bei der BNetzA stellen. Dem vorausgegangen war eine öffentliche Ausschreibung bis zum 28. Juli 2023. Diese wurde auf der Website der

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber („FNB Gas“) in deutscher und englischer Sprache veröffentlicht. Zum informellen Antragsentwurf der FNB (15.11.2023) erfolgte dann eine zweite öffentliche Konsultation des Antragsentwurfs durch die BNetzA bis zum 8. Januar 2024. Der finale Antrag ist unmittelbar nach Veröffentlichung der beihilferechtlichen Genehmigung des Finanzierungsmodells durch die Europäische Kommission zu erwarten. Im Anschluss wird die BNetzA diesen Antrag prüfen und genehmigen.

Weitere Stakeholder des Finanzierungsmodells sind die KfW und die Trading Hub Europe GmbH (THE). Die KfW finanziert die Entgeltlücke auf dem AMK zu ihren eigenen Finanzierungs- und Verwaltungskosten. Die THE führt das AMK und erhält ebenfalls lediglich einen Kostenersatz. KfW und THE sind keine Begünstigten des Finanzierungsmodells.

2. Interventionslogik

Das Finanzierungsmodell für das Wasserstoff-Kernnetz enthält drei Elemente, die gemeinsam dem Ziel dienen, das Henne-Ei-Problem in der Wasserstoff-Wirtschaft zu überwinden. Ohne diese Intervention fehlt es aufgrund zunächst fehlender Endnutzer an Anreizen für den Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur – und diese wiederum ist Voraussetzung für neue Nachfrage durch Endnutzer in Industrie und Energiewirtschaft.

Hier setzt das Finanzierungsmodell dreifach an, indem es

1. durch eine subsidiäre **staatliche Absicherung** frühzeitig positive Investitionsentscheidungen ermöglicht (bevor belastbare Nachfrageprognosen vorliegen),
2. durch die staatliche **garantierte Zwischenfinanzierung** über die KfW die Finanzierungskosten des AMK reduziert und damit langfristig günstigere Netzentgelte für die Endnutzer ermöglicht,
3. durch die **Flexibilisierungsoption** im Zeitverlauf eine Anpassungsmöglichkeit hinsichtlich der tatsächlichen Bedarfsentwicklung bietet, welche die Durchführung von Projekten potentiell zeitlich verschiebt und teuren Leerstand von Leitungen verhindert.

Die staatliche Garantie macht also den frühzeitigen Aufbau des Wasserstoff-Kernetzes überhaupt erst möglich, während die Finanzierung des AMKs und die Flexibilisierungsoption dafür sorgen sollen, dass die Netzentgelte für die Kunden bezahlbar sind und die private Finanzierung des gesamten Netzaufbaus gelingt. Letzteres ist Voraussetzung dafür, dass die ursprünglichen Mindererlöse in der Aufbauphase des Netzes durch Mehrerlöse in der Rückführungsphase (bis spätestens 2055) ausgeglichen werden können.

Es muss allerdings betont werden, dass die gewünschte Wirkung des Finanzierungsmodells auf der Ergebnis-/Outcome-Ebene von einer Vielzahl weiterer Faktoren (u.a. der Förderung der Nachfrage, CO₂-Preis, Standortentscheidungen von Industrieunternehmen etc.) abhängt, die außerhalb des Einflussbereichs der hier zu evaluierenden Finanzierungslösung liegen. Am Ende gelingt die Rückgewinnung der Investitionskosten des Wasserstoff-Kernetzes nur, wenn sich die Nachfrage nach Wasserstoff durch Endnutzer in wesentlichen Teilen so einstellt wie prognostiziert. Denn ohne ausreichende Nachfrage nach dem Energieträger Wasserstoff sind die für den Ausgleich des AMKs notwendigen Erlöse aus Netzentgelten nicht zu erzielen. Für die Entwicklung der Nachfrage sind jedoch Netzentgelte nur ein Faktor; wesentlich bedeutender aus Sicht der Endnutzer dürfte die Preisentwicklung des Energieträgers Wasserstoff im Verhältnis zu seinen Alternativen sein (insbesondere die Entwicklung des CO₂-Preises ist für das Delta zwischen (grünem) Wasserstoff und fossilen Energieträgern eine entscheidende Größe).

Aus diesen Gründen sollte sich die Evaluierung hinsichtlich der Wirkung auf die Beihilfeempfänger auf die Output- und Outcome-Ebene fokussieren und den Impact der Maßnahme lediglich kontextualisierend behandeln. Bezüglich der Entwicklung auf Nachfrageseite (d.h. der Wasserstoff-Nutzung bestimmter Kundengruppen des Wasserstoff-Kernetzes) soll die Evaluierung dagegen die Impact-Ebene in den Fokus nehmen (vgl. Abschnitt 6).

Input/Intervention	Produkte/Output	Ergebnisse/Outcome	Wirkungen/Impact
Subsidiäre staatliche Garantie	<ul style="list-style-type: none"> privatwirtschaftliche Finanzierung erfolgt plangemäß - positive FIDs durch FNB/Investoren 	<ul style="list-style-type: none"> Frühzeitige Bereitstellung von H2-Transportkapazität (plangemäße Inbetriebnahme von Leitungen) 	<p><u>Indirekte Wirkung:</u> Beschleunigung des Wasserstoffhochlaufs (Nachfrage entsteht früher):</p> <ul style="list-style-type: none"> Investitionen in H2-basierte Technologien werden vorgezogen frühzeitige Dekarbonisierung von Industrieprozessen, die nicht elektrifizierbar sind Erzeugungs- und weitere Transportkapazitäten werden früher aufgebaut (auch außerhalb DE)
Zwischenfinanzierung durch AMK	<ul style="list-style-type: none"> günstige Bereitstellung von Liquidität zur Finanzierung von Mindererlösen in der Hochlaufphase 	<ul style="list-style-type: none"> Netzentgelte der Endnutzer reflektieren reduzierte Finanzierungskosten des AMK 	
Flexibilisierungsoption kommt im Bedarfsfall zur Anwendung	<ul style="list-style-type: none"> effektive zeitliche Verschiebung von Baumaßnahmen im Falle von Verzögerungen des Markthochlaufs 	<ul style="list-style-type: none"> Inbetriebnahme von Leitungen wird an aktuelle Bedarfsprognosen angepasst / Verhinderung von Leerstand 	

3. Evaluierungsfragen und Ergebnisindikatoren

Die folgenden Evaluierungsfragen leiten sich aus der Interventionslogik ab und sind jeweils mit quantitativen und qualitativen Ergebnisindikatoren hinterlegt.

3.1 Direkte Auswirkungen auf die Beihilfeempfänger:

- Haben die Finanzierungsregeln es den Kernnetzbetreibern ermöglicht, Final Investment Decisions (FIDs) ihrer Investoren bezüglich der von ihnen eingebrachten Leitungsteile früher zu erreichen als dies ohne das Finanzierungsmodell erfolgt wäre?
 - Anteil der Leitungsprojekte mit positiver FID (an den im Kernnetzantrag eingebrachten Leitungsprojekten je Kernnetzbetreiber) pro Jahr (bis 2037)
 - Jährlich im Kernnetz verfügbare Transportkapazität
- Haben die Finanzierungsregeln es den Kernnetzbetreibern ermöglicht, sich sukzessive früher ein neues Geschäftsfeld zu erschließen als dies ohne das Finanzierungsmodell erfolgt wäre?
 - Entgelterlöse des gesamten Wasserstoff-Kernnetzes und jeweiliger Anteil der über das AMK finanzierten Mindererlöse (jährlich).
 - Anteil der Umsätze aus der Wasserstoffinfrastruktur relativ an den Gesamtumsätzen der Kernnetzbetreiber (jährlich)
 - Entwicklung der relevanten Kapitalmarkt- und Nachhaltigkeitsindikatoren je Kernnetzbetreiber.
- Haben die Finanzierungsregeln und insb. die Flexibilisierungsmöglichkeiten (zeitliche Verschiebung von Baumaßnahmen; Anpassung Hochlaufentgelt) die finanzielle Tragfähigkeit des Kernnetzes stärker unterstützt, als dies bei alternativen Finanzierungsansätzen erfolgt wäre?
 - Entwicklung Hochlaufentgelt im Zeitverlauf
 - Anteil von relativ kostengünstigeren Umstellungsleitungen im Wasserstoff-Kernnetz
 - Anteil von leerstehenden Wasserstoff-Leitungen im Wasserstoff-Kernnetz
 - Anteil von Leitungsprojekten im Wasserstoff-Kernnetz mit Anpassungen im Zeitverlauf (als Teil des integrierten Netzentwicklungsplans Gas/H₂)
- Inwieweit bestehen hinsichtlich erfolgreicher Durchführung der Baumaßnahmen bzw. Entwicklung des Geschäftsmodells Unterschiede zwischen den Kernnetzbetreibern?
 - Entwicklung EBITDA (Geschäftsfeld Wasserstoffinfrastruktur / insgesamt)

- Anteil Wasserstoffinfrastruktur am Gesamtumsatz der Unternehmen

3.2 Indirekte Auswirkungen:

- Hat die frühzeitige Bereitstellung des Wasserstoff-Kernnetzes dazu beigetragen, dass lokale Infrastruktur (Verteilnetze, Anschlussleitungen von Einzelkunden) früher errichtet wurden?
 - Kilometer an Anschlussleitungen, die mit dem Kernnetz verbunden sind
- Wurde das europäische Backbone-Netz schneller aufgebaut und somit der EU-weite Handel mit Wasserstoff stärker begünstigt als ohne das Wasserstoff-Kernnetz?
 - Anzahl von an das Kernnetz angeschlossenen Grenzübergangspunkten (jährlich)
 - Umfang des jährlichen Handelsvolumens an Grenzübergangspunkten (in GW / €)
- Wurde der Energieträger Wasserstoff durch das Wasserstoff-Kernnetz relativ kostengünstiger bereitgestellt als ohne Amortisationskonto?
 - Entwicklung des Anteils der Netzkosten an den Gesamtkosten für verschiedene Nutzergruppen (insb. Industriekunden und H₂-Kraftwerke)
 - Kumuliertes Delta der Kosten im Finanzierungsmodell zum hypothetischen kontrafaktischen Szenario mit kostendeckenden Netzentgelten
- Haben Infrastruktur-Investoren in den Aufbau von privatwirtschaftlich finanzierter Infrastruktur in Nachbarländern weniger investiert, als dies ohne private Investitionen in das Wasserstoff-Kernnetz der Fall gewesen wäre?
 - Für wesentliche Investoren in das Wasserstoff-Kernnetz (>5% der Gesamtinvestition in das Kernnetz): Anteil des Investment-Portfolios in Deutschland relativ zum Rest der Europäischen Union vor und nach der Intervention (Zeitreihe min. 2015-2040).
- Haben Endnutzer Investitionen in die Umstellung Ihrer Produktionsprozesse früher getätigt, als dies ohne Kernnetz-Zugang erfolgt wäre?
 - Umfragedaten: Anteil von Wasserstoff-Kunden, die angeben, aufgrund der Bereitstellung des Wasserstoff-Kernnetzes Investitionen vorgezogen zu haben
- Haben Erzeuger Investitionen in die Erzeugung von Wasserstoff früher getätigt, als dies ohne das Wasserstoffnetz erfolgt wäre?

- Umfragedaten: Anteil von Wasserstoff-Erzeugern, die angeben, aufgrund der Bereitstellung des Wasserstoff-Kernnetzes Investitionen vorgezogen zu haben.

3.3 Angemessenheit und Geeignetheit

- Ist das Finanzierungsmodell zur Lösung des Problems geeignet oder hätten die unter 3.1 und 3.2 quantifizierten Effekte auch mit einem alternativen Finanzierungskonzept realisiert werden können?¹
 - Quantitative Bewertung der Kosten der intertemporalen Entgeltverschiebung relativ zu (hypothetischen) Szenarien mit ungedeckelten Entgelten (s.u.)
 - Qualitative Bewertung von hypothetischen kontrafaktischen Szenarien, basierend auf Expertenbefragungen

4. **Datenverfügbarkeit und -erhebung**

Die Evaluierung wird auf umfangreiche bestehende Datengrundlagen zurückgreifen können. Diese umfassen

- a) ein bereits vorliegendes initiales Gutachten zur Validierung der Tragfähigkeit des Finanzierungsmodells² (mit detaillierten Szenarien für die Entwicklung der Nachfrage und Kosten) sowie
- b) die im Rahmen des periodischen Revisionsmechanismus³ der Bundesnetzagentur zukünftig zu erstellenden Datengrundlagen.

Beginnend ab dem Jahr 2028 und danach alle drei Jahre überprüft die BNetzA die Tragfähigkeit des Finanzierungsmodells, da davon auszugehen ist, dass sich während der Laufzeit des AMKs die Parameter ändern werden, die für ein ausgeglichenes Konto zum Ablauf der Laufzeit relevant sind. § 28r Absatz 5 des EnWG führt daher einen regelmäßigen Revisionsmechanismus ein, der überprüft, ob Anpassungen in der Höhe des Hochlaufentgelts erforderlich sind, um das AMK im Jahr 2055 allein durch

¹ unter Berücksichtigung der 2024 bestehenden Rahmenbedingungen, insb. der beihilfe- und haushaltsrechtlichen Einschränkungen

² https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gutachterliche-validierung-des-finanzierungsmodells-zum-aufbau-eines-wasserstoff-kernetzes-bei-subsidiarer-staatlicher-absicherung.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Netzentgelte auszugleichen. Die BNetzA kann das Hochlaufentgelt periodisch anpassen, falls im Rahmen dieser Analysen festgestellt wird, dass dies erforderlich ist.

Im Rahmen des regelmäßigen Revisionsmechanismus' werden folglich durch die BNetzA umfangreiche Datengrundlagen geschaffen, insbesondere hinsichtlich der entscheidenden Parameter auf Nachfrage- und Kostenseite: stellt sich die Nachfrage im Wesentlichen so ein wie bei der Entwicklung des Finanzierungsmodells angenommen? Sind darüber hinaus nicht antizipierte Kostensteigerungen (Baukosten oder Betriebskosten) zu beachten? Diese Datengrundlagen werden dem die Evaluierung durchführenden externen Evaluierungsunternehmen zur Verfügung gestellt.

Die im Rahmen des Revisionsmechanismus entstehenden Datengrundlagen umfassen beispielsweise die folgenden Variablen:

- Gültiges Hochlaufentgelt
- Gesamtsumme des jährlichen Investitionsvolumens
- Summe der jährlich vermarkteten Kapazitäten
- Summe der jährlich über das Amortisationskonto zur Verfügung gestellten Liquidität
- jährlicher Stand des intertemporalen Kostenallokationskontos (regulatorische Entsprechung des AMK) und der Abweichung zum jeweiligen Prognosewert dem das jeweilige Hochlaufentgelt zugrunde lag
- Länge der Leitungskilometer, die jährlich in Betrieb genommen werden (umgestellte Leitungen und Neubauleitungen)
- Jährliche Investitionssumme je Kernnetzbetreiber und insgesamt
- Jährliche Kapazitätsbuchungen der Kernnetz-Kunden
- Anzahl von an das Kernnetz angeschlossenen Grenzübergangspunkten (jährlich)
- Umfang des jährlichen Handelsvolumens an Grenzübergangspunkten (in GW / €)
- Länge der Anschlussleitungen auf Ebene der Verteilnetze, die jährlich an das Kernnetz angeschlossen werden
- Projekte, deren Inbetriebnahme in Anwendung der Flexibilisierungsoption (im Rahmen des Netzentwicklungsplans) zeitlich verschoben wird:
 - Anzahl der Projekte
 - Davon betroffene Leitungskilometer
 - Investitionssumme der Projekte

- Jährliches inländisches Wasserstoff-Produktionsvolumen (Kapazität der Elektrolyseure und des produzierten Wasserstoffs in Deutschland)

Weitere Daten zur Herleitung wichtiger Kontextvariablen, die sich nicht direkt aus dem Revisionsmechanismus ergeben, werden den Evaluierenden ebenfalls durch die Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt, so z.B.

- Verhältnis Netzkosten zu Wasserstoff-Kosten
- Verhältnis Netzkosten zu Commodity in vergleichbaren Bereichen (Gas, Strom)

Das Statistische Bundesamt (StBA) erhebt und dokumentiert darüber hinaus bereits Kennzahlen, mit deren Hilfe u.a. die CO₂-Emissionen der Produktionsbereiche, die absehbar zu Wasserstoff-Kunden im Inland werden, ermittelt werden können.

Darüber hinaus sollen im Rahmen der Evaluierung eine (möglichst) repräsentative Umfrage unter den Wasserstoff-Nutzern durchgeführt werden. Hier bietet sich der Fokus auf bestimmte Nutzergruppen an wie etwa Industriezweige, deren Produktionsprozesse nicht elektrifiziert werden können (z.B. Stahl, Grundstoffchemie), oder Betreiber von Wasserstoffkraftwerken. Die Umfrage soll unternehmensspezifische quantitative und qualitative Daten erheben, welche die BNetzA und die Kernnetzbetreiber im Rahmen des Betriebs des Kernnetzes nicht erheben können, z.B. unternehmensspezifische Angaben zu:

- Jährliche Nachfrage von Wasserstoff (kWh/h/a)
- Bei Industrieunternehmen: jährliches Produktionsvolumen CO₂-neutraler Produktion (in € bzw. industriespezifische Kennzahlen wie x Tonnen grüner Stahl)
- Bei Kraftwerksbetreibern: jährliches Volumen an Wasserstoff-basierter Stromproduktion
- Jährliches Investitionsvolumen in klimaneutrale Produktionsprozesse
- Jährlich erhaltene Förderung in €
- Jährliche CO₂-Emissionen

Darüber hinaus sollten im Rahmen der Datenerhebung qualitative Einschätzungen eingeholt werden, z.B. zu folgenden Fragen:

- Hat Ihr Unternehmen aufgrund der Bereitstellung von Wasserstoff-Transportkapazität durch das Wasserstoff-Kernnetz geplante Investitionen in klimafreundliche Produktionsprozesse vorgezogen?

- Wenn ja, bitte Angabe zu Art und Umfang der Investitionen sowie zur zeitlichen Planung dieser vor / nach Bereitstellung des Wasserstoff-Kernetzes.

Als weitere Datenquelle zur qualitativen Bewertung der Angemessenheit und Geeignetheit der Maßnahme wird empfohlen, dass die Evaluierenden zusätzlich 5-10 semi-strukturierte Interviews mit Wasserstoff-Experten durchführen.

5. Zeitliche Planung der Evaluierung

Mit Blick auf die lange Laufzeit des Finanzierungsmodells (bis zu 2055), kommt der Zwischenevaluierung eine besondere Bedeutung zu. Während der finale Evaluierungsbericht sinnvollerweise erst nach Beendigung des AMKs (31. Dezember 2055) vorgelegt werden kann, soll ein Zwischenbericht zum 31. Dezember 2038 vorgelegt werden. Zu diesem Zeitpunkt liegen die Analysen von vier der insgesamt zehn planmäßigen Durchführungen des Revisionsmechanismus‘ bereits vor (2028, 2031, 2034, 2037) und können im Rahmen der Zwischenevaluierung nutzbar gemacht werden.

Zudem sieht das EnWG in §28r Absatz 7 mit Wirkung zum Jahresende 2039 erstmals die Möglichkeit einer vorzeitigen Beendigung des Finanzierungsmodells durch den Bund vor: sofern sich vor dem Laufzeitende des AMKs zeigt, dass der Wasserstoffhochlauf absehbar scheitert, ist der Bund berechtigt, das AMK zu kündigen. Durch das Kündigungsrecht des Bundes wird verhindert, dass sich der Fehlbetrag des AMKs bis 2055 über zusätzliche Finanzierungskosten und operative Kosten weiter aufbaut, ohne dass eine Deckung dieser zusätzlichen Kosten durch Netzentgelte absehbar ist. Ein absehbares Scheitern des Wasserstoffhochlaufs ist anzunehmen, wenn zum Beurteilungszeitpunkt davon auszugehen ist, dass das kostendeckende Entgelt auch zum Laufzeitende des AMKs in 2055 noch deutlich über dem als marktgängig einzuschätzenden Entgelt liegen wird, wenn also die Kosten des Wasserstoff-Kernetzes sich auch unmittelbar nach Laufzeitende in 2055 nicht aus Entgelten finanzieren lassen.

Da zudem zum Jahresende 2037 die vierte Durchführung des Revisionsmechanismus abgeschlossen ist, sollte die Ausschreibung der externen Evaluierung durch ein spezialisiertes Evaluierungsunternehmen für den Zwischenbericht so erfolgen, dass ein Auftragsbeginn zum 1. Januar 2038 ermöglicht wird. Durch Anwendung der geltenden Vorschriften für Vergaben an externe Dienstleister wird die Unabhängigkeit, Erfahrung und Expertise des Auftragnehmers gewährleistet. Der Bearbeitungszeitraum sollte

das Kalenderjahr 2038 nicht überschreiten, sodass der Bericht der Zwischenevaluierung spätestens zum 31. Dezember 2038 vorliegt.

Damit ist gewährleistet, dass die Erkenntnisse der Zwischenevaluierung auch in einem (sehr unwahrscheinlichen) Worst Case Szenario rechtzeitig vorliegen, um ggf. eine Entscheidung des Bundes für oder gegen Beendigung des Finanzierungsmodells durch eine unabhängige wissenschaftliche Analyse zu unterstützen.

Analog sollte die Ausschreibung der externen Evaluierung für den finalen Evaluierungsbericht so erfolgen, dass ein Auftragsbeginn direkt nach Beendigung des AMKs, d.h. zum 1. Januar 2056 ermöglicht wird. Der Bearbeitungszeitraum sollte das Kalenderjahr 2056 nicht überschreiten, sodass der finale Evaluierungsbericht spätestens zum 31. Dezember 2056 vorliegt.

6. Methodik zur Messung der Auswirkungen

Die Evaluierung basiert grundsätzlich auf der Rekonstruktion und Plausibilitätsprüfung der Wirkannahmen wie in Abschnitt 2 dargestellt. Sie listet die Produkte (Outputs), Ergebnisse (Outcomes) und die Wirkungen (Impacts) auf, zu denen die relevanten Indikatoren in Abschnitt 3 dargestellt wurden. Dies ermöglicht die Analyse unterschiedlicher Fragestellungen und die Anwendung sowohl qualitativer als auch quantitativer Methoden. Die Rekonstruktion von Wirkungsmodellen gibt Hinweise auf mögliche Herausforderungen bei der Erzielung gewünschter Wirkungen und beim Entstehen möglicher unerwarteter Nebenwirkungen.

Zur Messung der direkten und indirekten Auswirkungen des Kernnetz-Finanzierungsmodells sollen idealerweise kontrafaktische Methoden angewendet werden, um kausale Effekte der Maßnahme zu ermitteln.³ Die Evaluierung soll daher durch kontrafaktische Evaluierungen ergänzt werden, wo dies möglich ist. Im Fall des Wasserstoff-Kernnetzes sind allerdings diesbezüglich Einschränkungen zu beachten, die der Logik des durch diese Maßnahme adressierten Henne-Ei-Problems inhärent sind. So besteht insbesondere beim sukzessiven Hochlauf des Wasserstoff-Marktes eine enge Interdependenz zwischen Bereitstellung von Infrastruktur und Entstehung von Nachfrage. In anderen Worten: die Wirkungslogik läuft prinzipiell in beide Richtungen. Daher sind die kontrafaktischen Analysen, die hier zum Einsatz kommen können, beschränkt auf rein

³ SWD (2014) 179: Common methodology for State aid evaluation

Wie aus der Beispielgrafik hervorgeht, sinkt das jeweils durch die BNetzA bestimmte gedeckelte Hochlaufentgelt auf das ungedeckelte Entgelt, sobald das AMK ausgeglichen ist. Dieser Logik folgend ergibt sich aus dem kumulierten Delta aus gedeckelten Entgelterlösen und (hypothetischen) ungedeckelten Entgelterlösen damit gewissermaßen das „Preisschild“ der intertemporalen Entgeltverschiebung. Auf Basis der realen Nachfragedaten und der jeweils durch die BNetzA bestimmten Entgelthöhe kann die Evaluation so die Mehrkosten des gewählten Finanzierungsmodells bestimmen.

Für die Entwicklung weiterer hypothetischer kontrafaktischer Szenarien (wie beispielsweise 2a oder 2b) müssen Annahmen hinsichtlich der Rückkopplung von Bedarfserhebung, Planung und (Aus-)Bau von Leitungen getroffen werden. Hier könnte auf Basis der erhobenen Daten zur Nachfrageentwicklung ex post ein hypothetisches Szenario mit einer der Nachfrage entsprechenden Inbetriebnahme von Leitungen des Kernnetzes modelliert werden.

Die Gegenüberstellung der Entwicklung der Kernnetzbetreiber mit der Entwicklung einer Kontrollgruppe (bestehend aus Unternehmen ohne Zugang zu den Regelungen für die Kernnetz-Finanzierung) ist in Ermangelung einer sinnvollen Vergleichsgruppe nicht praktikabel. Es könnten zwar prinzipiell ergänzend vergleichende Analysen bzgl. der Key Performance Indikatoren (KPI) vorgenommen werden, welche die Kernnetzbetreiber und Betreiber von vergleichbaren Infrastrukturen in anderen EU-Ländern gegenüberstellt (z.B. könnten der grundsätzlichen Logik einer Difference-in-Difference Analyse entsprechend KPI-Zeitreihen von 2010-2040 (2055) verglichen werden, wobei das Inkrafttreten der Regelungen für das Wasserstoff-Kernnetz in 2024/25 das Treatment darstellt). Diese Gegenüberstellung kann sinnvoll jedoch nur auf Basis deskriptiver Statistiken erfolgen; angesichts der vielen variierenden Kontextfaktoren zwischen EU-Jurisdiktionen, der extrem langen Zeitreihe und der sich im Verlauf des Wasserstoff-Hochlaufs ggf. dynamisch verändernden Akteurslandschaft, wäre eine solche Analyse zudem stark kontextualisierungsbedürftig.

Während es auf der Ebene der Beihilfeempfänger folglich an einer praktikablen Kontrollgruppe mangelt, sollten im Rahmen der Evaluierung die (indirekten) **kausalen Effekte der Maßnahme auf Ebene der Wasserstoff-Kunden** vsl. besser geschätzt werden können. So sollte beispielsweise analysiert werden, ob Investitions- und Emissionsverhalten relevanter Kundengruppen durch die frühzeitige Bereitstellung von Wasserstoff-Transportkapazität kausal beeinflusst wurde.

Hier kann die Evaluierung den Umstand nutzen, dass das Wasserstoff-Kernnetz nicht in Gänze zu einem einzigen Zeitpunkt in Betrieb genommen wird, sondern im Zeitraum 2025 bis 2032 (spätestens 2037) entsteht. Beispielsweise sehen die aktuellen Planungen vor, dass die Kernnetz-Leitungen im Nordwesten Deutschlands besonders frühzeitig in Betrieb genommen werden.⁴ Sofern die Bereitstellung der Infrastruktur einen kausalen Effekt auf das Investitionsverhalten und die Produktionsweisen der vor Ort produzierenden Industrieunternehmen und Kraftwerksbetreiber hat, so sollte sich dieser Effekt zuerst in den Regionen mit früher Inbetriebnahme einstellen.

Die zentrale unabhängige (erklärende) Variable wäre damit das Jahr der Inbetriebnahme der Kernnetz-Leitungsprojekte.

Als mögliche abhängige Variablen kommen in Betracht:

- Investitionsvolumen von Unternehmen in CO₂-neutrale Produktionsprozesse;
- Jährliche CO₂-Emissionen;
- Jährliches Volumen an Wasserstoffbasierter Stromerzeugung (in
- Jährliches Produktionsvolumen CO₂-neutraler Produkte (z.B. grüner Stahl)

Zur Ergänzung dieser Variablen könnten und sollten geeignete Kontrollvariablen verwendet werden, um den kausalen Effekt des Wasserstoff-Kernnetzes auf das Verhalten der (möglichen) Wasserstoff-Kunden im Rahmen der ökonometrischen Analyse zu schätzen, z.B. :

- Commodity-Preis für Wasserstoff (Import sowie lokal produziert)
- Volumen an Investitionsförderung für Wasserstoffkraftwerke (H₂-ready Kraftwerke)
- Volumen an erhaltener Förderung für die Produktion CO₂-neutraler Produkte (z.B. Klimaschutzverträge zur Herstellung von grünem Stahl)
- Strompreis / Preis erneuerbaren Stroms (als Einflussgröße für die lokale Produktion CO₂-armen bzw. grünen Wasserstoffs)
- Lokales BIP

Operationalisierung

⁴ Die regionale Verteilung der jährlichen Inbetriebnahme 2025-2032 nach aktuellem Planungsstand lässt sich anhand der Karten auf der Website des FNB-Gas anschaulich nachvollziehen: https://fnb-gas.de/pressematerialien/wasserstoffnetz_entwicklung-des-wasserstoff-kernnetzes/

Die abhängigen Variablen als Outcome von Interesse – Investitionsvolumen, Emissionen, nachhaltige Stromerzeugung, Produktion Produktionsvolumen CO₂-neutraler Produkte – können dabei als jährlicher Zuwachs operationalisiert werden, was zu einem Panel-Datensatz führt.

Die zentrale unabhängige Variable ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der lokalen Leitungsprojekte des Kernnetzes. Sie muss analog zur abhängigen Variablen operationalisiert werden, was entweder als jährlich zur Verfügung stehenden Transportkapazität oder als jährliche Dummy-Variable (Inbetriebnahme der lokalen Projekte: ja/nein) geschehen kann. Da sämtliche Variablen von Interesse dank der im Rahmen des Revisionsmechanismus' erhobenen Daten jährlich erhoben werden, erscheint dieses Vorgehen aus heutiger Sicht empfehlenswert.

Für die Analyse ist dabei die Ebene der Messung entscheidend (16 Bundesländer, 44 Regierungsbezirke bzw. Statistische Regionen; ggf. sogar 489 Kreise und kreisfreie Städte). Hier ist zunächst durch die Bundesnetzagentur festzulegen, auf welcher Ebene die Daten sinnvoll und praktikabel erhoben werden können. Auf dieser Basis kann im Rahmen der Evaluierung die Stratifizierung der Datenbasis erfolgen. So könnte beispielsweise die Einteilung der 44 Regierungsbezirke und Statistischen Regionen anhand des Dummy-Indikators „Inbetriebnahme ja/nein) in eine Treatment- (Inbetriebnahme erfolgt) und eine Kontrollgruppe (Inbetriebnahme noch nicht erfolgt) aufgeteilt werden.

Im Rahmen der Zwischenevaluierung 2038 sollten ggf. weitere systematische Datenerhebungen im Rahmen des regelmäßigen Revisionsmechanismus' angelegt werden. Ggf. kann auf dieser Basis zur Verbesserung der Datenlage bis zur Erstellung des finalen Evaluationsberichts im Jahr 2056 eine regelmäßige Datenerhebung unter Wasserstoff-Kunden erfolgen.

7. Veröffentlichung

Dieser Evaluierungsplan sowie der Bericht über die Zwischenevaluierung (31.12.2038) und der finale Evaluierungsbericht (31.12.2056) werden auf der Homepage des BMWK veröffentlicht.