



Ausschussdrucksache **20(25)569**

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

19. Februar 2024

Stellungnahme
E.ON Hydrogen GmbH

Gesetzentwurf der Bundesregierung
**Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des
Energiewirtschaftsgesetzes**

BT-Drs. 20/10014

Siehe Anlage



Stellungnahme zum Entwurf eines dritten Gesetzes zur Änderung des EnWG – „Wasserstoffkernnetz“

Stand 19.02.2024

Das Wichtigste in Kürze

- Die schnelle Schaffung der Voraussetzungen für ein H2-Kernnetz ist zu begrüßen
- Das Amortisationsmodell ist grundsätzlich ein passendes Instrument
- EK-Verzinsung ist mäßig, aber vor allem der Selbstbehalt ist deutlich zu hoch
- Eine Mithaftung für andere Unternehmen im Kernnetz ist auszuschließen
- Verteilnetzbetreiber müssen dies auch mit Leitungen im Kernnetz bleiben können
- Für das dringend erforderliche Anschlussnetz müssen zügig mit dem Kernnetz vergleichbare gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen werden

Die zeitnahe Schaffung des Kernnetzes begrüßen wir und sind der Ansicht, dass der avisierte Umfang von knapp 10.000 km angemessen gewählt ist, um deutschlandweit künftigen Nutzern von Wasserstoff eine gute Perspektive für die Anbindung an eine Wasserstoff-Versorgung zu bieten. Das Kernnetz wird den H2-Markthochlauf deutlich voranbringen. Dies ist für Kunden, die ihre Prozesse mit H2 dekarbonisieren wollen oder müssen, aber auch Importeure und Produzenten, von großer Bedeutung. Dies ist ein erster wichtiger Schritt, dem aber weitere, insbesondere mit Blick auf das Anschlussnetz, folgen müssen.

Mit der ersten Novellierung des EnWG sind maßgebliche Regelungen für die Schaffung des Kernnetzes bereits vorhanden. Nun gilt es im Zuge der anstehenden EnWG-Novellierung auch die weiteren Rahmenbedingungen zu setzen, die für eine finale Entscheidung der Unternehmen zum Aufbau dieses Kernnetzes zwingend erforderlich sind. Konkret gilt es, ein Finanzierungskonzept zu verankern, welches auf der einen Seite die wirtschaftlichen Anreize für Investitionen in H2-Infrastruktur ausreichend fördert, gleichzeitig aber auch bei den Netznutzern der Wasserstoffinfrastruktur nicht zu Kosten führt, die prohibitiv hoch sind und den H2-Markthochlauf somit im Keim ersticken.

Das vorgesehene Modell eines intertemporalen Kostenallokationsmechanismus, in dem die Entgelte zu Beginn auf ein „Hochlaufentgelt“ gedeckelt werden und die so entstehenden Mindereinnahmen durch spätere Mehreinnahmen, bei gleichzeitiger Zwischenfinanzierung durch eine zentrale Stelle, ausgeglichen werden, halten wir grundsätzlich für geeignet, um sowohl den Netzbetreibern als auch den Netznutzern die erforderliche Klarheit zu geben.

Während wir das Modell vom Grundsatz her begrüßen, bleiben in der konkreten Ausgestaltung aktuell jedoch noch relevante Fragen offen, die hinsichtlich der Bewertung dieses Modells für Netzbetreiber, die evtl. Leitungen in das Kernnetz geben könnten, zu Unsicherheit führen. Als Unternehmen, das dabei helfen will, insbesondere mittelständische Unternehmen mit grünem oder Low-carbon-Wasserstoff zu versorgen, haben wir hohes Interesse daran, dass sowohl Kernnetz als auch Anschlussnetz schon gleich vom Start her gleiche wirtschaftliche Bedingungen bieten.

1. Eigenkapitalverzinsung

Vorgesehen ist eine kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung in Höhe von 6,69 % vor Steuern, die bis zum 31. Dezember 2027 begrenzt ist und als Mischkalkulation der im Strom- und Gasbereich geltenden Zinssätze für Neuinvestitionen und Bestandsanlagen ermittelt wurde. Im Anschluss wird ein von der BNetzA noch festzulegende Zinssatz gelten.

Im Vergleich zu der in § 10 der Wasserstoff-Netzentgeltverordnung (H2-NEV) vorgesehenen Eigenkapitalverzinsung von 9% ist der Zinssatz deutlich niedriger. Durch die subsidiäre Ausfallgarantie des Bundes reduziert sich das Risiko für Netzbetreiber im Kernnetz ggü. sonstigen Wasserstoff-Leitungsinfrastrukturen zwar grundsätzlich; Investitionen sind aufgrund des noch anstehenden Markthochlaufs und dem vorgesehenen Selbstbehalt der Netzbetreiber jedoch weiterhin mit einem deutlich höheren Risiko verbunden, welches in den 6,69% nicht ausreichend berücksichtigt ist.

Vor diesem Hintergrund besteht die große Gefahr, dass die 6,69% auch unter Berücksichtigung des Amortisationskontos und der Risiko(teil-)absicherung durch den Staat für viele Investoren weder im nationalen Vergleich zu anderen Sparten und anderen Wertschöpfungsstufen noch im internationalen Vergleich für angemessen und wettbewerbsfähig angesehen werden.

Auch im Vergleich zu Neuinvestitionen in Stromnetze mit geringerem Risikoprofil ist die vorgesehene Eigenkapitalverzinsung niedriger. Für alle Unternehmen – wie im Übrigen auch E.ON – die nicht nur Gas-, sondern auch Stromnetze betreiben, stellt sich daher die Frage, in welchem Bereich die begrenzten Mittel am besten investiert werden.

Dies ist umso relevanter, da es nicht nur auf die Höhe der Verzinsung, sondern insbesondere auch auf das mit der Investition verbundene Risiko ankommt. Hier spielen das Amortisationskonto und der Selbstbehalt von 24% eine maßgebliche Rolle.

2. Ausgleich Amortisationskonto und Höhe des Selbstbehalts

Der Mechanismus des Hochlaufentgelts i.V.m. dem Amortisationskonto ist darauf ausgelegt, dass beim Gelingen des Markthochlaufs der Saldo im Jahr 2055 ausgeglichen ist. Sollte dies nicht der Fall sein, greift die subsidiäre Absicherung des Staates; es ist jedoch vorgesehen, dass ein Teil des Ausfallrisikos als Selbstbehalt bei den Netzbetreibern verbleibt – aktuell vorgesehen 24%. Zunächst ist festzustellen, dass die Höhe des Selbstbehalts im Gesetzgebungsverfahren weder methodisch hergeleitet noch begründet wurde. Sie ist für die Netzbetreiber daher nur schwer zu bewerten.

Es gilt jedoch, dass der Kapitalmarkt dieses Risiko sieht und einpreist, und zwar unabhängig davon, wie einzelne Unternehmen selbst die Entwicklung einschätzen. Dieses Risiko ist in Verbindung mit der zuvor bereits dargestellten Höhe der Eigenkapitalverzinsung zu sehen und müsste zu einem Risikoaufschlag auf die Eigenkapitalverzinsung führen.

Zusätzlich schließt die vorgesehene Regelung das Risiko nicht hinreichend aus, in die Mithaftung für Unternehmen genommen zu werden, die den Selbstbehalt evtl. nicht aufbringen können. Eine solche Unklarheit führt zu einer weiteren Verschlechterung in der Risikobewertung und stellt bei jedem Investment ein massives Problem für die Entscheidungsträger dar.

Ein weiterer Grund, der dazu führt, dass der Selbstbehalt von 24% von den Netzbetreibern als sehr risikobehaftet bewertet wird, ist die Möglichkeit, den Saldo im Amortisationskonto nicht aktiv beeinflussen zu können. Der H2-Hochlauf, und damit das Transportaufkommen, hängen maßgeblich von Faktoren ab, die Netzbetreiber nicht beeinflussen können – insbesondere von Fördermaßnahmen, die der Staat mehr oder weniger stark ausprägen kann.

Unter Berücksichtigung der zuvor genannten Gründe sehen wir daher insbesondere beim Selbstbehalt großen Änderungsbedarf. Der Bundesrat hat einen Selbstbehalt in Höhe von 15% (unter Beibehaltung der übrigen Mechanismen, wie z.B. auch dem Abschmelzungsfaktor bei vorzeitiger Kündigung des Amortisationskontos durch den Staat) vorgeschlagen. Dieser Vorschlag ist unterstützenswert.

3. Höhe des Hochlaufentgelts

Es ist vorgesehen, dass die Bundesnetzagentur ein sogenanntes einheitliches Hochlaufentgelt festlegt. Aufgrund des noch nicht festgelegten Anfangswertes dieses Entgelts sowie weiterer Faktoren, wie z.B. der Kosten- und Mengensituation der übrigen Netzbetreiber im Kernnetz kann auch der Betrag, der im Amortisationskonto zu berücksichtigen wäre, kaum abgeschätzt werden. Ebenso ist aktuell die Höhe der Verzinsung der im Amortisationskonto erfassten Beträge nicht festgelegt.

Durch die Vielzahl der noch offenen Faktoren ist eine vollständige wirtschaftliche Bewertung der mit der Einbringung von Leitungen in das Kernnetz verbundenen Risiken gegenwärtig nicht möglich.

4. Unbundling von Verteilnetzbetreibern

Neben den wirtschaftlichen Parametern, die einer Klärung bedürfen, gibt es auch mit Blick auf die Anforderungen, die an Verteilnetzbetreiber im Kernnetz gestellt werden, noch Konkretisierungsbedarf. Es ist aktuell nicht eindeutig geregelt, ob Verteilnetzbetreiber, die Leitungen in das Kernnetz einbringen, ebenso FNB werden müssten oder die einzubringenden Leitungen weiterhin in der Rolle als Verteilnetzbetreiber im Kernnetz betreiben können. Die im Rahmen einer Beteiligung am Kernnetz möglicherweise erforderliche vollständige horizontale und eigentumsrechtliche Entflechtung der

Leitungen / Projekte würde hinsichtlich des damit verbundenen Umsetzungsaufwandes und Synergieverlustes in keinem guten Verhältnis zur Größe der eingebrachten Leitungen / Projekte stehen.

5. Netzentwicklungsplan

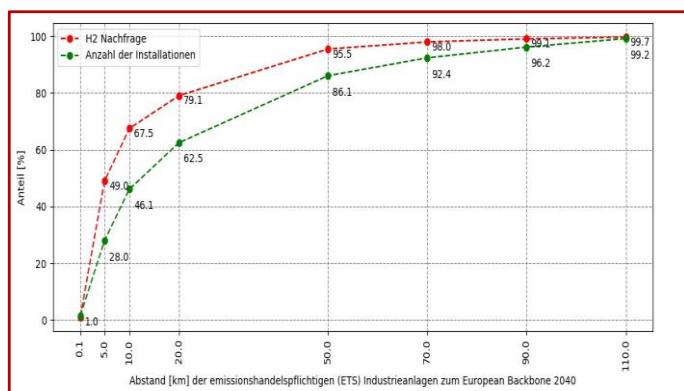
Es ist zu begrüßen, dass es eine gemeinsame Abfrage an Erdgas- und H2-Netzbetreiber gibt. Denn beide Infrastrukturen sollten bereits zu Beginn der Netzplanung, beginnend mit Szenarien-Entwicklung, zusammengedacht werden. Es ist daher wichtig, dass auch die Systementwicklungsstrategie zielgerichtet fortgesetzt wird.

6. Anschlussnetz

Während sich die zuvor genannten Punkte auf das aktuell zur Diskussion stehende Kernnetz beziehen, gibt es mit Blick auf die Versorgung von Kunden, die ja nicht unmittelbar über das Kernnetz versorgt werden sollen, dringenden Handlungsbedarf für das sog. Anschlussnetz.

Das Kernnetz soll die grundlegende Infrastruktur für den Markthochlauf für Wasserstoff darstellen. Daten und Bewertungen, die bei E.ON vorgenommen wurden, legen jedoch nahe, dass mit dem Kernnetz nicht im ausreichenden Maße potenzielle Kunden erreichen werden. Wir gehen davon aus, dass lediglich etwa 28% von Anlagen von fast 1.000 energieintensiven Unternehmen innerhalb von 5 km am Kernnetz in Deutschland liegen (siehe Grafik).

Im Abstand von 5 km um das Kernnetz werden lediglich ca. 28% der emissionshandelspflichtigen Anlagen erreicht



Würde ein vollständiges Verteilernetz von bis zu 20 km Entfernung um das Kernnetz entstehen, würden 40% der Fläche Deutschlands abgedeckt werden.



Ohne ein über das Kernnetz hinausgehendes Anschlussnetz werden solche Anlagen nicht flächendeckend zu erreichen sein. Dafür müssen auch für das Anschlussnetz zügig vergleichbare gesetzliche Voraussetzungen geschaffen werden, die für die Verteilnetzbetreiber zu Finanzierungs-, Netzentgelt- bzw. Netzzugangsbedingungen führen, die keine Benachteiligung im Vergleich zu den Rahmenbedingungen für das Kernnetz nach sich ziehen.