

Berlin, 31. März 2025

BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin  
www.bdew.de

## Stellungnahme

zur öffentlichen ACER-Konsultation zu Mechanismen für  
eine intertemporale Kostenallokation zur Finanzierung  
einer Wasserstoffinfrastruktur

Versionsnummer: final

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## Inhalt

<b>A</b>	<b>Risks underpinning the development of hydrogen networks</b> .....	<b>4</b>
1	In your view, what are the main risks faced by the following parties? Please elaborate. (1800 characters max.).....	4
2	What are the main reasons preventing <u>hydrogen end-users</u> from signing long term hydrogen off-take agreements? (1800 characters max.).....	5
3	Main reasons preventing hydrogen suppliers from signing long term capacity booking contracts (e.g. ship-or-pay contracts)? .....	6
<b>B</b>	<b>Scope of intertemporal cost allocation mechanisms</b> .....	<b>8</b>
4	What strategy is preferable for the development of hydrogen transmission networks? .....	8
5	What criteria should be used to identify the infrastructure to be financed by inter-temporal cost allocation mechanisms? .....	8
6	What measures, besides binding open seasons, can enhance the accuracy of hydrogen demand projections over time and consequently optimize the planning of hydrogen networks? .....	9
7	Should an intertemporal cost allocation mechanism be used for transmission networks, distribution networks or both? .....	10
<b>C</b>	<b>Intertemporal cost allocation network tariffs</b> .....	<b>11</b>
8	What tariff levels can be considered affordable and competitive in the early stages of the hydrogen market development and what methodology can be used to calculate these levels? .....	11
9	What design elements of the intertemporal cost allocation mechanisms can facilitate recovering the full investment costs in view of the sector's uncertainties and the potential absence of long-term commitments? .....	12
10	How should the risk of potential cost overruns for infrastructure developed under intertemporal cost allocation mechanisms be dealt with and who should	

	<b>bear this risk (e.g. hydrogen network operators, users of the hydrogen network, state/governments)? .....</b>	<b>12</b>
<b>D</b>	<b>Cross border elements .....</b>	<b>14</b>
11	<b>What are the relevant cross-border impacts to consider when designing intertemporal cost allocation mechanisms? .....</b>	<b>14</b>
12	<b>Should intertemporal cost allocation mechanisms be harmonised across the EU? If yes, which elements of the intertemporal cost allocation mechanisms should be harmonised (e.g. assessment of needs, tariff structures, duration)?.....</b>	<b>14</b>
13	<b>Are locational signals (tariffs differentiated depending on the location in the network) relevant for the development of the hydrogen market? .....</b>	<b>15</b>
14	<b>What negative impacts on cross-border trade and market integration can result from the application of national intertemporal cost allocation mechanisms? ....</b>	<b>16</b>
15	<b>What type of coordination at EU level is necessary to enable cross-border trade and market integration when using intertemporal cost allocation mechanisms? .....</b>	<b>16</b>
16	<b>What are the key elements that should be considered when using intertemporal cost allocation mechanisms for cross-border infrastructure projects?.....</b>	<b>17</b>
<b>E</b>	<b>Final Questions .....</b>	<b>18</b>
17	<b>Which of the following elements of an intertemporal cost allocation mechanism are most important (select in order of importance, from high to low): .....</b>	<b>18</b>
18	<b>Please provide any other view relevant to the topic of the consultation (1800 characters max.) .....</b>	<b>18</b>

## **A Risks underpinning the development of hydrogen networks**

### **1. In your view, what are the main risks faced by the following parties? Please elaborate. (1800 characters max.)**

#### **Allgemein**

Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung der Netzinfrastruktur, der Netzentgelte sowie der Verfügbarkeit und der Kosten von Wasserstoff

Erhebliche finanzielle Risiken für alle Wertschöpfungsstufen aufgrund schwer prognostizierbarer Marktentwicklung

#### **Wasserstoff-Endnutzer**

Unsicherheit über wirtschaftliche Anwendungsgebiete in Verbindung mit hohen Investitionskosten

Risiko Lock-in-Effekt bei Festlegung auf Wasserstoff

Für Anwender ohne alternative Dekarbonisierungsoptionen: Bindung an Standort kann zu Verlust von Wettbewerbsfähigkeit führen

#### **Wasserstoff-Lieferanten**

Aufwändige Zertifizierungsanforderungen, Unsicherheit z.B. hinsichtlich der Zertifizierung

Unsicherheit bezüglich der Berechnung der Methanintensität und zukünftiger Änderungen der Vorschriften

Unsicherheit bezüglich der Verbrauchsentwicklung

#### **Wasserstoff-Netzbetreiber**

Abnahmerisiken

Fehlen einer adäquaten Verzinsung der Risiken

Bedarfsgerechte Dimensionierung der Netze

Verzögerung bei Schaffung sowie Unsicherheit bzgl. Stabilität des regulatorischen Umfelds

Lange Vorlaufzeiten für die Kündigung von Netzanschlüssen führt zur Verzögerung von Leitungsumstellungen

## **Andere Entwickler von Wasserstoffinfrastruktur (Speicher, Terminals)**

Ähnlich wie Infrastrukturbetreiber

Regulatorische Risiken

Risiken in der Planung und bei der öffentlichen Akzeptanz

Speicher: Unsicherheit hinsichtlich Zeitpunkts der Umstellung auf H2

## **2. What are the main reasons preventing hydrogen end-users from signing long term hydrogen off-take agreements? (1800 characters max.)**

- › Die Unsicherheit im Zusammenhang mit Wasserstoff ist nach wie vor groß, insbesondere aufgrund unklarer und sich ändernder politischer und marktlicher Bedingungen.
- › Hohe Produktionskosten, fehlende Technologien für bestimmte Wasserstoffanwendungen und eine unsichere Entwicklung von Preisen und Produktionskapazitäten erschweren langfristige Investitionen für die Umstellung auf Wasserstoff.
- › Unsichere Zertifizierungsanforderungen, die mit noch zu entwickelnden Vorschriften verbunden sind, schaffen Unsicherheit darüber, welche Arten von Wasserstoff in Frage kommen, was es für die Endverbraucher riskant macht, langfristige Verträge abzuschließen.
- › Wasserstoff ist nach wie vor deutlich teurer als fossile Brennstoffe, und die Preisentwicklung ist unvorhersehbar. Es besteht eine erhebliche Diskrepanz zwischen den Kosten auf der Angebotsseite und der Zahlungsbereitschaft auf der Nachfrageseite (Finanzierungslücke). Bestehende Finanzierungsinstrumente zielen hauptsächlich auf große Industrien wie die Stahlindustrie ab, so dass KMU trotz ihres Interesses an Wasserstoff für die Dekarbonisierung nur unzureichend unterstützt werden.
- › Fehlende kontinuierliche finanzielle Unterstützung durch z.B. CCFDs.
- › Regulierungsunsicherheit wirkt sich ebenfalls komplizierend aus, da die derzeitigen Rahmenbedingungen bestimmten Wasserstoffarten (z. B. RFNBO) Vorrang einräumen, während andere an den Rand gedrängt werden.
- › Die Diskrepanz zwischen den Investitionszyklen der Wasserstoffnetzbetreiber und den Planungshorizonten der Endverbraucher erschwert die Entwicklung der Infrastruktur zusätzlich. Die Endverbraucher müssen ihren Bedarf 5-10 Jahre im Voraus anmelden, was unter den derzeitigen wirtschaftlichen Bedingungen nahezu unmöglich ist.

- › Aufgrund der derzeit hohen Kosten und des prognostizierten künftigen Preisverfalls besteht die wirtschaftlich rationale Strategie darin, die Markttrends zu beobachten und auf eine Marktstabilisierung zu warten. Daher müssen attraktive Verträge für die Endverbraucher mit bestimmten Garantien einhergehen, die den Vertrag wirtschaftlich unrentabel machen oder für den Anbieter mit erheblichen Risiken verbunden sein können (Frontrunner-Problem).

### **3. Main reasons preventing hydrogen suppliers from signing long term capacity booking contracts (e.g. ship-or-pay contracts)?**

- › Eine Bindung an langfristige Kapazitätsbuchungsverträge würde voraussetzen, dass die Lieferanten langfristige Wasserstofflieferverträge abschließen. Der Hauptgrund dafür, dass dies nicht geschieht, ist, dass es derzeit keine große Nachfrageseite gibt, die bereit wäre, langfristige Lieferverträge zu den erwarteten Preisen abzuschließen.
- › Das unklare regulatorische Umfeld in Bezug auf erneuerbaren Wasserstoff und kohlenstoffarmen Wasserstoff stellt für die Anbieter ein hohes Risiko dar. Es ist unklar, ob ihr Wasserstoff im Rahmen künftiger Vorschriften noch förderfähig sein wird, was es schwierig macht, verbindliche Infrastrukturverpflichtungen wie Ship-or-Pay-Verträge einzugehen.
- › Finanzinstrumente wie CCFDs, öffentliche Garantien, Subventionen für Kapazitätsbuchungen oder Modelle zur Risikoteilung sind nur begrenzt verfügbar. Ohne solche Instrumente zur Risikominderung tragen die Anbieter das volle wirtschaftliche Risiko, wenn ihre Produktionsmengen nicht mit der Transportnachfrage übereinstimmen, was langfristige Buchungen unattraktiv macht.
- › Langfristige Verträge werden eher mit großen Industriekunden abgeschlossen, die über die notwendige langfristige Nachfrage und die finanziellen Möglichkeiten (einschließlich Zugang zu Finanzmitteln) verfügen, um kostenintensive Investitionen in die H<sub>2</sub>-Produktion zu finanzieren.
- › Sicherung der wirtschaftlichen Lebensfähigkeit von H<sub>2</sub>-Projekten – Verringerung der Wettbewerbsverzerrung durch THG-Quoten: Fortgeschrittene H<sub>2</sub>-Erzeugungsprojekte für Raffinerien werden durch den Preisdruck auf dem THG-Quotenmarkt unwirtschaftlich. Regelungslücken zur Verhinderung von Missbrauch bei der Anrechnung außereuropäischer Biodieselimporte auf die THG-Quote sind dafür mitverantwortlich.
- › Eine große Herausforderung ist die Realisierung der notwendigen Transportinfrastruktur, was zu einem „Henne-Ei“-Problem führt: Die Anbieter brauchen Garantien hinsichtlich der Nachfrage, um investieren zu können, während die Käufer Sicherheit bezüglich

der Infrastruktur benötigen, bevor sie sich binden, derzeit aber keinen Druck für eine solche Bindung haben.

- › Auch Energieaggregatoren (insbesondere für Erdgas), die so genannten „Midstreamer“, zeigen bereits großes Interesse am Eintritt in den Wasserstoffmarkt, können aber die Preis- und Mengenrisiken nicht ohne zusätzliche Absicherung übernehmen. Um die Investitionsrisiken zu verringern, könnte eine Kombination aus Differenzkontrakten (CfD) und Garantien dazu beitragen, die Preis- und Mengenrisiken zu mindern und private Investitionen zu fördern. Diese marktorientierte Absicherung würde Vorteile wie Versorgungssicherheit, Risikominderung, Marktzugang und -entwicklung, Effizienz und Struktur umfassen.

## **B Scope of intertemporal cost allocation mechanisms**

### **4. What strategy is preferable for the development of hydrogen transmission networks?**

**Option 2:** Ein Kernnetz mit regelmäßiger Überprüfung der Notwendigkeit einzelner Teilprojekte in Abhängigkeit der weiteren Marktentwicklung ist zu präferieren. Eine regelmäßige Überprüfung erscheint dahingehend sinnvoll, um inhärenten Risiken des Kernnetzes und daraus resultierenden Verlusten für den Netzbetreiber und für den Staat (bei einer anteiligen staatlichen Bürgschaft) vorausschauend entgegenzutreten. Gleichzeitig ermöglicht das Kernnetz am besten, dem Henne-Ei-Problem zu begegnen.

Ein je Mitgliedsland zu entwickelndes Kernnetz sollte nicht nur die Transportnetzinfrastruktur, sondern auch die Verteilernetzinfrastruktur berücksichtigen, da an dieser in der Regel ein Großteil der Industrie- und Gewerbekunden angeschlossen ist. Ein Kernnetz schafft für Marktteilnehmer darüber hinaus Sicherheit hinsichtlich der bedarfsgerechten Verfügbarkeit von Wasserstofftransportkapazität in großen Teilen des Mitgliedstaates.

Nach dem Aufbau eines Kernnetzes werden vermutlich eher schrittweise weitere Netzabschnitte hinzukommen, die auf verifizierten Abnahmeprognosen (fortlaufende Netzentwicklungsplanung) beruhen.

### **5. What criteria should be used to identify the infrastructure to be financed by intertemporal cost allocation mechanisms?**

Die Kriterien zur Ermittlung relevanter und intertemporal zu finanzierender Teile der Netzinfrastruktur sollten so gewählt werden, dass ein optimaler Aufbau des für die Wasserstoffnutzung erforderlichen Gesamtsystems erreicht wird. An einem ITCA-Mechanismus sollen alle Netzteile (Wasserstofffernleitungsnetze und Verteilernetzinfrastruktur) partizipieren können. Nur so wird eine Diskriminierung bzw. Ungleichbehandlung zwischen Kernnetz und sonstigen Netzteilen vermieden.

Die Infrastrukturelemente dienen vornehmlich in einem (perspektivischen) europäischen Wasserstoffnetz

- › der Dekarbonisierung der wesentlichen auf Wasserstoff und grüne Gase angewiesenen Industriezweige, -prozesse und -kunden sowie ähnlicher/anderer Anwendungsbereiche,
- › der Einspeisung von Wasserstoff, der von Onshore-Elektrolyseanlagen erzeugt wird,
- › der Einspeisung von Wasserstoff, der von Offshore-Elektrolyseuren oder durch Methanpyrolyse erzeugt wird,

- › der Speicherung von Wasserstoff und
- › KWK-Kraftwerksstandorten zur Erzeugung von Strom für das gesamte Energiesystem.

Die zukünftige Nachfragesituation sollte ein wichtiges Kriterium dafür sein, welche Infrastruktur durch ITCA-Mechanismen finanziert werden sollte. Mögliche Prozesse zur Erfassung zukünftiger Nachfrage werden unter Frage 6 beantwortet.

## **6. What measures, besides binding open seasons, can enhance the accuracy of hydrogen demand projections over time and consequently optimize the planning of hydrogen networks?**

Wasserstoffbedarfsprognosen können anhand folgender Maßnahmen optimiert werden:

- › Investitionsmaßnahmen zukünftiger (großer) Kunden zur Nutzung von Wasserstoff
- › Wo frühzeitige verbindliche H<sub>2</sub>-Kapazitätsbuchungen noch nicht möglich sind: Eine angemessene Vorauszahlung von Reservierungsgebühren, die mit den Gebühren für die spätere Nutzung verrechnet werden kann
- › Kontinuierliche Bedarfsabstimmung in der Kaskade von Fern- und Verteilnetzbetreibern bei (potenziellen) Industriekunden. Die Abfragen sollte Angaben über den Realisierungsgrad der gemeldeten Nachfrage enthalten
- › Rechtzeitige Abstimmung der Kraftwerks-Planung mit der Netzplanung
- › Eine integrierte Sicht und Planung ist notwendig, um auszuschließen, dass Kunden sicherheitshalber einen Anschluss an mehrere Transportnetze oder ohne eine realistische Nutzungsplanung anfragen und die Netze in der Folge über Gebühr und ineffizient ausgebaut werden
- › Regelmäßige Aktualisierung von Wärmeplänen sowie der Einbezug der Ergebnisse von Wärmeplänen der Kommunen in die Netzentwicklungsplanung, um Bedarfe abzuleiten
- › Kontinuierliches Monitoring geplanter und sich in Umsetzung befindlicher Projekte, um auch kurzfristig die Netzplanung, aber auch den Netzausbau anpassen zu können
- › Kriterien gemäß § 28q Abs. 4 EnWG (IPCEI, Großindustrie, etc.)

Auf diese Weise ist es möglich, den Bedarf sukzessive zu erfassen und das Wasserstoffnetz kontinuierlich anhand der jeweiligen Nachfragesituation auf- und auszubauen.

## **7. Should an intertemporal cost allocation mechanism be used for transmission networks, distribution networks or both?**

Insofern die entsprechende Nachfrage nach Wasserstoff besteht und Versorger diese Nachfrage bedienen können, sollten die Mitgliedstaaten den grundsätzlichen Mechanismus sowohl für Fernleitungsnetze als auch für Verteilernetze ermöglichen können, da die Herausforderung einer anfänglich geringen Kundenzahl für Netzbetreiber aller Netzebenen besteht. In Deutschland beziehen rund 500 Unternehmen ihr Gas direkt aus den Ferngasleitungen. Allerdings sind rund 1,4 Millionen Gewerbe- und Industriekunden an das Gasverteilernetz angeschlossen. Um regionale Unterschiede zu berücksichtigen, ist es wichtig, dass die Netzbetreiber eine Wahlfreiheit haben, ob sie von der zeitlichen Kostenverschiebung Gebrauch machen möchten. Netzgebiete mit einem schnellen Markthochlauf werden vermutlich früher kostendeckend wirtschaften können und benötigen somit vielleicht keine Kostenverschiebung in die Zukunft. Anders als beim deutschen Wasserstoffkernnetz sollte ein zukünftiger intertemporaler Kostenallokationsmechanismus deshalb auch jeweils spezifisch für den jeweiligen Netzbetreiber und nicht netzbetreiberübergreifend wirken. Kernelement eines solchen Mechanismus ist, dass die zeitliche Entkopplung von Kosten und Erlösen durch staatliche Maßnahmen abgesichert wird (siehe Antwort zu Frage 9).

Der ITCA stellt nur eine Methode dar, wie eine finanzielle Darstellbarkeit des Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur anfänglich gewährleistet werden kann. Auch andere Herangehensweisen sollten den Mitgliedstaaten weiterhin offenstehen, wie etwa in Artikel 5 der EU-Gas-VO vorgesehen. Die jeweiligen Vor- und Nachteile der verschiedenen Instrumente sollten von den Mitgliedstaaten gründlich geprüft werden und gemäß den örtlichen Gegebenheiten angewandt werden können.

Es sollte den Mitgliedstaaten zudem ermöglicht werden, den grundsätzlichen Mechanismus auch für andere Teile der Wasserstoffinfrastruktur, wie bspw. Speicher, nutzen zu können.

## C Intertemporal cost allocation network tariffs

### 8. What tariff levels can be considered affordable and competitive in the early stages of the hydrogen market development and what methodology can be used to calculate these levels?

In der Anfangsphase der Entwicklung des Wasserstoffmarktes sollten die Entgelte so gestaltet werden, dass sie ein Gleichgewicht zwischen Erschwinglichkeit und Wettbewerbsfähigkeit herstellen und gleichzeitig die Kostendeckung für Infrastrukturinvestitionen gewährleisten. Dies wird auch den Eintritt potenzieller neuer Kunden in den Wasserstoffmarkt fördern. Außerdem sollten einheitliche Entgelte bevorzugt werden.

Die angemessene Höhe der Entgelte hängt von Faktoren wie Standort, Marktpreisniveau (einschließlich verfügbarer Finanzmittel), Entwicklung von Wasserstofftransport und Wasserstoffnachfrage, Engagement der Nutzer und Gesamtdauer des Kostenverteilungsmechanismus ab.

Um den Markthochlauf zu fördern, sollten die Investitionskosten für die Infrastruktur über einen längeren Zeitraum gedeckt werden, damit Spitzen bei den jährlichen Netzgebühren vermieden werden. Dies ist besonders wichtig, da auf die Endverbraucher nicht nur Kosten für die Energieversorgung (Handel + Netz), sondern auch ein erheblicher Investitionsbedarf für die Umstellung ihrer Anlagen von Erdgas auf Wasserstoff zukommen wird.

Anstatt sich nur auf die Entgeltberechnung zu konzentrieren, sollte die Methodik vorrangig darauf abzielen, die Lücke zwischen den tatsächlichen Kosten und den marktfähigen Entgelten zu schließen. Dies kann folgendermaßen erreicht werden:

- › Mechanismen zur Risikoteilung oder garantierte Renditen durch Regierungen/Regulierungsbehörden, um die Risiken der Anleger zu mindern.
- › Anreizstrukturen zur Förderung frühzeitiger Investitionen und Abnahme.
- › Gerechtfertigte höhere Eigenkapitalrenditen, um Investitionen anzuziehen.
- › Langfristige Finanzierungsmodelle mit attraktiven Entgelten zu Beginn, um Anreize für den Markteintritt zu schaffen.

Ein ausgewogener Entgeltansatz ist von entscheidender Bedeutung, um den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zu erleichtern und einen wettbewerbsfähigen und nachhaltigen Wasserstoffmarkt zu gewährleisten.

### **9. What design elements of the intertemporal cost allocation mechanisms can facilitate recovering the full investment costs in view of the sector's uncertainties and the potential absence of long-term commitments?**

Ein gut strukturierter Mechanismus für die Kostenverteilung könnte Garantien der Mitgliedstaaten und/oder Kommunen beinhalten, um die Investitionsrisiken zu mindern, nach dem Beispiel der ITCA des deutschen Wasserstoffnetzes. Er könnte auch begrenzte Finanztransfers beinhalten, um Investitionen in das Wasserstoffnetz anzustoßen.

Die Einnahmen aus dem Emissionshandelssystem könnten zur Deckung der Kosten eines Wasserstoffnetzes verwendet werden. Einnahmelücken könnten auch durch öffentliche Darlehen (z. B. der KfW) mit niedrigen Zinssätzen und langen Rückzahlungsfristen gedeckt werden, um die Risiken für Investoren zu minimieren. Staatliche Garantien könnten die Investitionsrisiken weiter mindern. Die Schaffung geringer Risiken, Vorhersehbarkeit und Stabilität auf dem Markt sollte im Mittelpunkt der gewählten Strategie stehen.

Die Kostendeckung durch den Mechanismus sollte auf tragfähige Projekte beschränkt werden, die durch ausreichende Buchungen oder angemessene Verpflichtungen untermauert sind. Dies würde sicherstellen, dass das Gleichgewicht zwischen Risiken und Gewinnen während des gesamten Zeitraums gewahrt bleibt. Das anfängliche Entgelt sollte nur dann angepasst werden, wenn dies notwendig ist, um die Rückzahlung der Kostendeckung zu gewährleisten und den Marktteilnehmern so viel Sicherheit wie möglich zu bieten.

### **10. How should the risk of potential cost overruns for infrastructure developed under intertemporal cost allocation mechanisms be dealt with and who should bear this risk (e.g. hydrogen network operators, users of the hydrogen network, state/governments)?**

Zunächst ist es zentral, zu Beginn des Aufbaus der Infrastruktur anhand der unter Frage 6 beschriebenen Maßnahmen einen möglichst soliden Planungsprozess unter Berücksichtigung tatsächlicher Bedarfe aufzusetzen (in einem iterativen Zusammenspiel von Bottom-Up- und Top-Down-Ansätzen) und diesen regelmäßig zu überarbeiten, basierend auf den tatsächlichen Entwicklungen. Dadurch kann von vorneherein das Risiko eines Missverhältnisses zwischen entwickelter Infrastruktur und Nutzung verringert werden.

Zudem sollte der Staat einen stabilen energiepolitischen Rahmen gewährleisten, um für Investoren ein Umfeld zu schaffen, das Planungssicherheit schafft. Starke Veränderungen in der Ausrichtung der Energiepolitik, beispielsweise plötzliche Anpassungen etwa bei Verfehlen der Klimaziele, können dazu führen, dass Verbraucher verunsichert werden und der Hochlauf sowie die Nutzung von Wasserstoff nicht im antizipierten Maß stattfinden.

Die genannten Maßnahmen sind allein von den Mitgliedsstaaten zu beeinflussen, was dafür spricht, dass diese auch einen hohen Anteil des Ausfallrisikos übernehmen sollten. Es gilt auch zu bedenken, dass wenn hohe Unsicherheit über die zukünftigen (Transport-)kosten bei Verbrauchern, Transportkunden oder den Netzbetreibern besteht, der Wasserstoffhochlauf sowie der Netzausbau nicht oder nur schleppend stattfinden wird. Eine Tragung von erhöhten Transportkosten sollte Nutzern oder Netzbetreibern daher nur in begrenztem Rahmen zugemutet werden.

Zudem gilt es zu beachten, dass beispielsweise in Deutschland einige Verteilnetzbetreiber (anteilig) in kommunaler Hand sind. Die Haftung eines Verteilnetzbetreibers für das Scheitern des Wasserstoffhochlaufs in anderen Netzgebieten erscheint kaum vorstellbar, insbesondere dann, wenn die Verteilnetzlandschaft von einer Vielzahl von Akteuren geprägt ist. Eine Solidarisierung von Risiken unter den Verteilnetzbetreibern sollte daher nicht stattfinden. Diese Überlegung spricht also ebenfalls für eine zumindest anteilige Allokation des Ausfallrisikos bei einer zentralen staatlichen Stelle.

## D Cross border elements

### 11. What are the relevant cross-border impacts to consider when designing inter-temporal cost allocation mechanisms?

Hinsichtlich der intertemporalen Kostenaufteilung sollte bei grenzüberschreitenden Projekten und im Speziellen bei strategisch bedeutenden Wasserstoff-Importrouten (hydrogen corridors) geprüft werden, inwieweit das für Deutschland entwickelte Amortisationskontomodell international übertragbar bzw. auf europäischer Ebene angewendet werden könnte.

### 12. Should intertemporal cost allocation mechanisms be harmonised across the EU? If yes, which elements of the intertemporal cost allocation mechanisms should be harmonised (e.g. assessment of needs, tariff structures, duration)?

Das künftige Wasserstoffsystem wird voraussichtlich nicht national aufgebaut sein, sondern grenzüberschreitend bzw. europaweit. Es werden sich verschiedene Importkorridore ausbilden, die eine Zusammenarbeit zwischen den Staaten erfordern. Wichtig wird sein, einen möglichst großen, liquiden Markt zu schaffen.

Eine Harmonisierung der intertemporalen Kostenallokationsmechanismen zwischen den verschiedenen Ländern ist dafür nicht zwingend erforderlich. Sie wird aufgrund voraussichtlich unterschiedlicher Startzeitpunkte des Hochlaufs der Wasserstoffinfrastruktur ohnehin schwer realisierbar sein. Allerdings sollte dafür gesorgt werden, dass unterschiedliche zeitliche Verläufe des H<sub>2</sub>-Infrastruktur-Hochlaufs oder auch unterschiedliche Ausprägungen von ITCA-Mechanismen einem großen, liquiden H<sub>2</sub>-Markt sowie der Realisierung von grenzüberschreitenden Infrastrukturprojekten nicht entgegenstehen. Um dies zu erreichen, sollte in allen Staaten ein vergleichbares Niveau von Transparenz-Anforderungen eingerichtet werden.

Auch wenn ein zeitlicher Gleichlauf des H<sub>2</sub>-Infrastrukturhochlaufs in allen Staaten nicht realisierbar erscheint, so könnte doch eine Verständigung auf grundsätzliche Elemente von ITCA-Mechanismen zumindest für die Ebene der H<sub>2</sub>-Fernleitungsnetze von Vorteil sein, etwa auf die zeitliche Komponente des Kostenallokationsmechanismus. Besonders lange oder besonders kurze Betrachtungszeiträume in einem Land würde dort zu besonders niedrigen bzw. besonders hohen Entgelten führen. Strukturell unterschiedliche Entgelt-niveaus könnten die Entwicklung des Gesamtsystems negativ beeinflussen, vor allem dann, wenn bedeutende Transitländer betroffen sind.

Auch bei einer Harmonisierung der grundsätzlichen Elemente sollte jedoch die Möglichkeit gewahrt bleiben, dass die Ausprägung dieser Elemente in den einzelnen Ländern an die nationalen Bedürfnisse angepasst werden. Dies gilt insbesondere dann, wenn der Hochlauf der Infrastruktur und die H<sub>2</sub>-Marktentwicklung in verschiedenen Ländern zeitlich versetzt erfolgt.

Auch bei den Bedarfsprognosen sollten die jeweiligen nationalen Abschätzungen eine führende Rolle spielen, denn sie hängen immer auch von energiepolitischen Weichenstellungen ab. Geht man davon aus, dass energiepolitische Entscheidungen weiterhin auch durch die einzelnen Mitgliedstaaten getroffen werden, kann die Entwicklung der H<sub>2</sub>-Bedarfe in den einzelnen Ländern stark unterschiedlich verlaufen. Wichtig ist, die einzelnen Bedarfe bei gemeinsamen Projekten sachgerecht zu berücksichtigen. Der in einem Mitgliedstaat ermittelte Bedarf sollte in gleicher Höhe im Transportbedarf von Transitländern berücksichtigt werden. So können effizient Infrastrukturen geschaffen werden und Fehlinvestitionen reduziert werden.

### **13. Are locational signals (tariffs differentiated depending on the location in the network) relevant for the development of the hydrogen market?**

Grundsätzlich sollte das Entgelt für den überregionalen Transport innerhalb eines Mitgliedstaates bzw. eines Marktgebietes transportpfadunabhängig ausgestaltet sein.

Ansiedlungspolitik zur regionalen bzw. lokalen Förderung von Abnahme-, Produktions- oder Importzentren einzelner Industrien sollte nicht über die H<sub>2</sub>-Netzentgelte, sondern durch andere Maßnahmen erfolgen.

Unterschiede in den Kosten für Netzkunden können sich von Netzgebiet zu Netzgebiet in der Ausgestaltung der Beteiligung an den Kosten für den Anschluss an die Transportinfrastruktur ergeben.

Im Interesse eines optimierten Funktionierens des sektorübergreifenden Energiesystems könnte auch in Betracht gezogen werden, im Stromnetz Signale für den Bau von Elektrolyseuren an den aus Netzsicht günstigen Stellen zu geben, etwa durch entsprechende Anreize bei den Stromnetzentgelten oder den Baukostenzuschüssen oder durch direkte staatliche Förderung des Baus von Elektrolyseuren.

#### **14. What negative impacts on cross-border trade and market integration can result from the application of national intertemporal cost allocation mechanisms?**

Nationale ITCA-Mechanismen hätten dann einen Einfluss auf den grenzüberschreitenden Handel und die Marktintegration, wenn sie sich auf die Entscheidungen der Netznutzer auswirken würden. Theoretisch ist denkbar, dass sich Netznutzer gegen bestimmte Import- bzw. Handelsrouten zugunsten anderer Routen entscheiden, wenn sich die Bedingungen für die Nutzung der H<sub>2</sub>-Infrastruktur in den Ländern, durch die diese Routen jeweils führen, stark voneinander unterscheiden. Dies wäre bei stark unterschiedlichen Niveaus der Netzentgelte denkbar. Solch unterschiedliche Niveaus könnten z. B. entstehen, wenn manche Länder einen ITCA-Mechanismus anwenden, andere jedoch nicht, oder wenn die zeitlichen Rahmen der ITCA-Mechanismen stark voneinander abweichen.

Allerdings ist – gerade zu Beginn der leitungsgebundenen H<sub>2</sub>-Nutzung in Europa – nicht zu erwarten, dass die H<sub>2</sub>-Netzentgelte einen Einfluss auf die Wahl von Import- bzw. Handelsrouten haben. Für die Belieferung vieler Regionen wird (zumindest zu Beginn) ohnehin die Anzahl der möglichen Importrouten begrenzt sein. Es ist somit nicht davon auszugehen, dass nationale ITCA-Mechanismen einen (negativen) Einfluss auf den grenzüberschreitenden Handel oder die Marktintegration haben. Daher ist auch – wie bereits unter Frage 12 dargestellt – eine Harmonisierung der ITCA-Mechanismen zwischen den verschiedenen Ländern nicht erforderlich.

Allerdings sollte, um einen großen, liquiden H<sub>2</sub>-Markt zu realisieren, in allen Staaten ein vergleichbares Niveau von Transparenz-Anforderungen eingerichtet werden.

#### **15. What type of coordination at EU level is necessary to enable cross-border trade and market integration when using intertemporal cost allocation mechanisms?**

Grundsätzlich sollten die Mitgliedstaaten nicht in ihrer Souveränität hinsichtlich ihrer Entscheidungen über den Weg in eine klimaneutrale Wirtschaft eingeschränkt werden. Eine Zusammenarbeit und regelmäßiger Austausch über den Aufbau von H<sub>2</sub>-Infrastruktur und über die Ausgestaltung der Mechanismen zu deren Finanzierung ist allerdings zielführend.

Die ITCA-Mechanismen sollten auf die Unterstützung des Aufbaus der H<sub>2</sub>-Infrastruktur beschränkt bleiben. Der H<sub>2</sub>-Markt sollte sich hingegen frei entwickeln dürfen, regulierende Eingriffe sollte auf das notwendige Maß begrenzt bleiben.

Da sich der H<sub>2</sub>-Markt noch im Anfangsstadium befindet, ist es auch noch zu früh, um zu beurteilen, wann und wo eine ausreichende Liquidität entstehen wird, die harmonisierende Marktregeln rechtfertigen könnte.

**16. What are the key elements that should be considered when using intertemporal cost allocation mechanisms for cross-border infrastructure projects?**

Bei einer zentralen, gemeinsamen Finanzierung einer grenzüberschreitenden Infrastruktur kann die Zuordnung der Kosten z. B. an der Nutzungsidentität ausgerichtet werden (vgl. auch Antwort zu Frage 11). Daneben ist eine (national) separate Finanzierung der Teilstrecken möglich. Eine Risikoverschiebung zwischen benachbarten H<sub>2</sub>-Fernleitungsnetzbetreibern muss aber vermieden werden.

## **E Final Questions**

### **17. Which of the following elements of an intertemporal cost allocation mechanism are most important (select in order of importance, from high to low):**

Reihenfolge (beginnend mit dem bedeutendsten Element):

1. Other: de-risking of investments e.g. by state guarantees
2. Simplicity and understandability
3. Transparency and reproducibility
4. Stability and predictability
5. Flexibility and adaptability (scalable tariffs to ensure cost recovery)
6. Maintaining locational price signals (ensure cheaper supply routes are used first)

### **18. Please provide any other view relevant to the topic of the consultation (1800 characters max.)**

Die Einführung eines breiten Mixes von Instrumenten ist der richtige Weg. Auch auf Verteilnetzebene sollte ein intertemporales Kostenumlagemechanismus für den Aufbau neuer Wasserstoffinfrastrukturen etabliert werden können.

Gleichzeitig sollte der regulatorische Rahmen für die Umstellung der bestehenden Gasverteilnetzinfrastrukturen optimiert werden. Darüber hinaus sollten weitere Maßnahmen entwickelt werden, um regionale Besonderheiten zu berücksichtigen und den Netzausbau zu optimieren.

Neben der intertemporalen Verteilung der Kosten zum Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur sollten die einzelnen Mitgliedstaaten zudem von der Möglichkeit Gebrauch machen, Finanztransfers gemäß Artikel 5 Abs. 4 der EU-Verordnung zu prüfen (vgl. auch Frage 7).