

E-Control Austria  
für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft  
Rudolfsplatz 13A  
AT-1010 Wien

Per Email:  
[Marktregeln.H2@e-control.at](mailto:Marktregeln.H2@e-control.at)

Wien, 8. Mai 2025

## Stellungnahme zu den Eckpunkten eines H2-Ziel-Marktmodells

---

Sehr geehrter Damen und Herren,

RAG Austria ist der größte österreichische Speicherbetreiber und ein Pionier in der Wasserstoffspeicherung. Wir haben bereits im April 2023 den ersten 100% Wasserstoffspeicher in einem ehemaligen Gasfeld in Betrieb genommen. Neben dem technischen Know-how, das wir in den letzten 10 Jahren in der Wasserstoffspeicherung aufgebaut haben, konnten wir durch den engen Kundenkontakt bereits Details über die faktische Nutzung und damit den Zugang zum Markt erarbeiten. Wir sehen daher die Einladung zur Stellungnahme zum geplanten H2-Ziel-Marktmodells als wichtige Gelegenheit, unsere praxisnahen Erfahrungen einzubringen:

Grundsätzlich ist eine Orientierung am bestehenden Gas-Marktmodell für uns nachvollziehbar. Dabei sollten aber wichtige Punkte nicht übersehen werden.

- **Marktregeln für den Markthochlauf:**

Wir sehen die **relevante Periode** des Marktmodells für den **Aufbau des H2-Marktes** über die nächsten 10 bis 15 Jahre. Das aktuelle Marktmodell sollte sich daher wesentlich stärker mit den ersten Schritten des Markthochlaufs für Wasserstoff befassen und nicht ein Ziel-Marktmodell im Fokus haben, welches vermutlich erst in den Jahren 2035 ff. Relevanz bekommt. Bis dorthin werden noch viele Erfahrungen gesammelt, die dann ein zukünftiges Marktmodell für Wasserstoff definieren können. Insbesondere sehen wir **in der Planung, Errichtung und im Betrieb der Cluster einen deutlichen Abgrenzungsbedarf** zum bestehenden Gas-Marktmodell bzw. sind Klarstellungen zum gesetzlichen Regelwerk notwendig:

- Wie bereits zur bevorstehenden GWG-Novelle ausgeführt, fallen „**kleine**“ **Wasserstoffspeicheranlagen nicht in den Anwendungsbereich der EU-Richtlinie**. Die Grenze dafür sollte aus Sicht der RAG, die konkrete H2-Speicherprojekte für den Markthochlauf plant, bei einem **Arbeitsgasvolumen von 100 Mio. m<sup>3</sup>** (entspricht einem CH<sub>4</sub> Arbeitsgasvolumen von rd. 30 Mio. m<sup>3</sup>) liegen. Für diese besteht daher kein TPA und der Zugang kann frei verhandelt werden. Es ist besonders wichtig, dass diese kleinen Wasserstoffspeicheranlagen, die vorrangig der Vergleichmäßigung der volatil anfallenden Wasserstoffproduktion (aus volatiler erneuerbarer Stromproduktion) und der Druckhaltung im Clustersystem dienen, dem „allgemeinen Markt aber nicht zur Verfügung stehen“,

- **in den sogenannten Clustern von Anfang an eingebunden werden dürfen.** Wir stellen klar, dass die **Wasserstoffspeicherung in Porenspeichern** bereits technologisch umsetzbar und daher **marktreif** ist und auch Projekte vor 2035 bei entsprechender Nachfrage verfügbar sein könnten (siehe dazu auch die angeschlossene Beilage: Stellungnahme zum GWG an das BMWET).
  - Die **Planung von Clustern** muss in dieser Phase **unabhängig von regulatorischen Prozessen** (Langfristplanung etc. ) erfolgen, da es sich hier um eine wirtschaftlich abgegrenzte Wertschöpfungskette handelt.
  - Um die **Entstehung von lokalen/regionalen Clustern** zu forcieren, müssen in Zusammenarbeit mit den lokalen Netzbetreibern auch **Direktleitungen** (von und zu kleinen Wasserstoffspeichern) möglich sein, ohne damit automatisch eine Qualifizierung als Netz mit der Anwendung der damit verbundenen regulatorischen Vorgaben auszulösen. Wenn ein Cluster ein bestimmtes Ausmaß erreicht hat, soll die Möglichkeit bestehen, die Direktleitung dann nach einem für alle geltenden Procedere an einen Netzbetreiber zu überführen und für jedermann zugänglich zu machen.
  - Wir sehen derzeit für die **Entwicklung „großer“ Wasserstoffspeicheranlagen** für den Markt ein **Manko an Planungssicherheit**, da Import- bzw. Produktionskapazitäten rein auf Schätzungen basieren und es keine verbindlichen Zusagen gibt. Es sollte daher eine Aufgabe der Marktregeln sein, derartige **Zusagen entlang der Wertschöpfungskette aufzubauen**. Österreich sollte für große Wasserstoffspeicheranlagen unbedingt vom **Wahlrecht des verhandelten Speicherzugangs** Gebrauch machen. Die Abb. 1 sollte daher korrigiert werden, da dort die Speicher als reguliert bezeichnet werden.
  - Für die **Einbindung der Cluster** in ein zukünftig verbundenes Wasserstoffsystem **fehlen die Prozesse** und vor allem zentrale **wirtschaftliche (zB Netztarife) und technische Parameter (zB Druckniveau, H2-Qualität)** vollständig. Zuerst muss eine **Bedarfserhebung** erfolgen, ob der Cluster überhaupt zusätzliche Kapazitäten benötigt. Ein Anschluss der Cluster an ein Wasserstoffsystem darf keinesfalls zu einer Kostenwälzung auf die Betreiber der Cluster führen. Sollten Investitionen notwendig sein, sind diese vom übergeordneten System zu tragen, die dann über eine allfällige Kapazitätsbuchung mitfinanziert werden, wenn Bedarf besteht.
  - Vom aktuellen H2-Marktregelprozess auszuschließen sind vorerst die **Themen Handel und Fernleitung**, da diese noch für absehbare Zeit keinen Anwendungsfall haben. Wir unterstützen jedoch einen **zeitnahen zweiten Schritt der Marktregeln**, in dem man diese Themen dann fokussiert behandelt. Aktuell bringt dies jedoch zu viel Komplexität und Probleme in der Abgrenzung mit sich.
- **Einbeziehung des Stromsektors („power to gas – Sektorkopplung“) und dessen Marktregeln fehlen:**  
Wasserstoff steht in einem **starken technischen und wirtschaftlichen Zusammenhang mit dem Stromsektor**. Der aktuelle Entwurf geht auf diese Verschränkung nicht ein. Wir sehen einen wesentlichen **Anpassungsbedarf in den Marktregeln für Stromproduzenten** damit Wasserstoff wirtschaftlich und effizient produziert werden kann. Aktuell müssen Produktionspotenziale von Bestandsanlagen für **erneuerbaren Strom immer öfter abgeregelt** werden bzw. werden schon im Vorfeld aus dem Fahrplan genommen. Damit entsteht ein ständig steigender **volkswirtschaftlicher Schaden**, der durch die Produktion von grünem Wasserstoff ausgeglichen werden könnte und gleichzeitig würden damit unnötige Investitionen in

den Ausbau von Stromnetzen vermieden. Die bloße Möglichkeit Stromspitzen abtransportieren zu können, schafft noch keinen zeitgleichen Bedarf, um diese nutzbar zu machen. Daher ist eine Zwischenspeicherung ohnehin unumgänglich. Angesichts der Tatsache, dass zahlreiche dieser Produktionsanlagen massiv gefördert wurden bzw. werden, scheint es opportun, eine **Produzentenverantwortung für erneuerbaren Strom** einzuführen. Damit soll sichergestellt werden, dass die technischen Potenziale **im größtmöglichen Ausmaß dem Markt zur Verfügung stehen**. Dafür sind Rahmenverträge abzuschließen, wonach allfällige Überschüsse – die im Markt zu negativen oder sehr geringen Preisen führen – maximal zu Grenzkosten abgegeben werden müssen. Ebenso ist die Verantwortung für Produktionsausfälle oder Abweichungen vom Produktionsprofil einzufordern. Da die **Wasserstoffwirtschaft** in einem Energiesystem der Zukunft **als Problemlöser für eine Überproduktion erneuerbarer Stromquellen** fungieren soll, sollte der **Stromsektor auch einen finanziellen Anteil** an der Entwicklung / am Hochlauf eines Wasserstoffmarktes inkl. Kostenwälzungen iZhg. mit einem Wasserstofftransportnetz übernehmen. Diese sektorenübergreifende Betrachtungsweise hin zu einem parallellaufenden und optimierten Ausbau der Wasserstoff- und Strominfrastruktur wird auch seitens McKinsey in verschiedenen Stellungnahmen propagiert (vgl. bspw. Studie McKinsey „Zukunftspfad Stromversorgung“). Gleichzeitig fordern wir **Transparenz für jene Produktionspotenziale, die durch technische Eingriffe abgeregelt** werden, obwohl diese – wenn auch zu ungünstigen wirtschaftlichen Bedingungen – produziert werden hätten können.

- **Simplifizierung der Marktregeln:**

Ein wesentliches Augenmerk bei der Anlehnung an das Gas-Marktmodell sollte darauf liegen, dass gerade beim Hochlauf möglichst einfache Prozesse und Schnittstellen definiert werden, die der deutlich geringeren Anzahl an Marktteilnehmern gerecht wird. Ein gutes Beispiel dafür ist, dass in den abgegrenzten Clustern nur die tatsächlich beteiligten Netzbetreiber etc. eingebunden sind. Die Notwendigkeit zur Einführung eines bzw. Abwicklung über ein Bilanzgruppensystem mit einem eigenen Bilanzgruppenverantwortlichen soll für Cluster verbindlich erst gelten, wenn ein nationales Transportsystem inkl. Importmengen von Wasserstoff etabliert ist.

Zu den konkreten Fragen dürfen wir weiters folgendes vorbringen:

1. *Welche Marktregeln sind für die H2-Startphase (bis ca. 2030) erforderlich für den H2-Netzzugang und die H2-Kapazitätserweiterung?*

Für sogenannte Cluster bzw. Direktleitungen ohne Anbindung an ein übergeordnetes H2-Netz sollten nur die direkt involvierten Marktteilnehmer relevant sein. Dh Netzzugang und Kapazitätsanmeldung nur beim Netzbetreiber, analog dem Prozedere wie im CH4 System.

- 1.1 *Welche Vorteile/Nachteile hätte die Einführung eines Netzzugangsregime analog zum bekannten regulierten Netzzugangsregime des Gasbereichs für den H2-Markt?*

Die Vorgangsweise für einen allgemeinen Netzzugang sollte für alle betroffenen Unternehmen möglichst gleich sein. Allerdings ist die Buchung der Speichertransporte neu zu definieren, da es im Gasbereich derzeit eine Art Buchungspflicht der

Speicherunternehmen gibt – mit einer Wälzung auf allfällige Speicherkunden - um dem Netzbetreiber möglichst stabile Ergebnisse abzusichern. **In einer Markthochlaufphase ist diese Risikoverschiebung nicht sachgerecht.**

In einer Markthochlaufphase sollten allerdings „den wenigen potentiellen Marktteilnehmern“ möglichst viele Freiheiten gewährt werden und individuelle vertragliche Gestaltungen möglich sein, um keine Verzögerungen zu bewirken; siehe dazu auch Punkt 1.4.

- 1.2 *Wie können Lock-in-Effekte und „sunk costs“ vermieden und Kosten beim Übergang von der Startphase (H2-Cluster) zur Marktentwicklungsphase (Netzverbund zwischen den H2- Clustern) minimiert werden?*

Cluster können sich nur entwickeln, wenn innerhalb dieses Verbundes eine Gesamtwirtschaftlichkeit der Wertschöpfungskette besteht (einschließlich Förderungen etc.). Dadurch sind die Kosten kalkulierbar. Wenn mehrere derartige H2-Cluster in einer Region implementiert werden, ist ein Zusammenschluss einfach möglich. Die Kosten für Verbindungsleitungen zwischen den Clustern sollten/müssten vom Staat über ein Finanzierungsmodell (zB intertemporale Kostenverschiebung, etc.) zwischenfinanziert werden. Wir sehen ein unkalkulierbares Risiko eher beim Anschluss an ein überregionales Netz, da dies in der bisherigen Tarifgestaltung der GSNE-VO zu massiven Kostenwälzungen zu Lasten der regionalen Netze geführt hat. Die Auslegung des aktuellen Startnetzes orientiert sich primär am Transit und potenziell zukünftigen Bedarfen und nicht am aktuellen heimischen Bedarf. **Es muss daher ausgeschlossen werden, dass bestehende Cluster und Wertschöpfungsketten die Kosten der überregionalen Netze finanzieren.** Dies kann nur in jenem Ausmaß erfolgen, als zusätzliche Bedarfe entstehen. Daher ist vor dem Anschluss an ein überregionales Netz eine **Bedarfserhebung** erforderlich.

- 1.3 *Welche Vorteile/Nachteile hätte die Festlegung des H2-Jahres entsprechend dem Kalenderjahr und des H2-Tages entsprechend dem Kalendertag?*

Aus unserer Sicht wäre 00:00 Uhr (=Kalendertag) sinnvoller, da die H2-Erzeugung direkt mit dem Strommarkt gekoppelt ist. Die Vereinbarkeit von H2-Kalendertag mit dem Gastag (06:00 Uhr) ist bei RAG jedoch einfach zu implementieren und sollte auch bei anderen Unternehmen kein Thema sein.

- 1.4 *Welche Vorteile/Nachteile hätte die Einführung von standardisierten H2-Transportverträgen und genehmigten allgemeinen Netzbedingungen bereits ab der H2-Startphase?*

In der Startphase sind in den sogenannten Clustern nur eine geringe Anzahl von Marktteilnehmern vertreten. Dem Vorteil einer Harmonisierung und langfristigen Kosteneffizienz von standardisierten Verträgen steht jedoch der lange Vorlauf und administrative Aufwand (Genehmigung durch E-Control?) entgegen. Das Fehlen von standardisierten Verträgen sollte jedenfalls nicht zu einem Zuwarten führen, das mögliche Projekte verzögert. Insofern sprechen wir uns für eine größtmögliche vertragliche Gestaltungsfreiheit aus, solange dabei die Grundprinzipien der Gleichbehandlung gewahrt bleiben.



- 1.5 *Welche Vorteile/Nachteile hätte die Beschränkung der maximalen Laufzeit von H2-Transportverträgen auf 15 Jahre?*

Die Laufzeit der Verträge sollte die langfristige Wirtschaftlichkeit absichern. Je kürzer die Laufzeit desto kritischer wird eine Finanzentscheidung sein. In den bilateral verhandelten Verträgen der Anfangsphase sehen wir mangels verlässlich gesichertem Markthochlauf eine längerfristige Vertragsbindung als sinnvoll.

- 1.6 *Welche Vorteile/Nachteile hätte die Einführung einer 10% Reservierungsquote für kurzfristige Kapazitätsprodukte (unter 1 Jahr)?*

Die anfänglichen Cluster verbinden nur eine sehr limitierte Anzahl an Marktteilnehmern. Da es keine kurzfristigen Transportbuchungen Dritter gibt, ist aus unserer Sicht eine 10% Reservierungsquote nicht sinnvoll.

- 1.7 *Welche Vorteile/Nachteile hätte eine „First-Come-First-Served“ Kapazitätsallokation mit Transparenzanforderungen ab der H2-Startphase?*

Der Aufbau der Netze sollte bedarfsgerecht innerhalb eines regional abgeschlossenen Netzverbundes erfolgen. Die exakte Bedarfserhebung ist daher besonders wichtig, um die korrekte Dimensionierung dieses Netzverbundes zu ermöglichen. Sollten in einer späteren Phase zusätzliche Bedarfe entstehen erscheint eine First-Come-First-Served Regelung sinnvoll. Ungenutzte Kapazitäten sollten nicht blockiert werden.

- 1.8 *Welche Transparenzanforderungen werden ab der Startphase als notwendig erachtet?*

Aufgrund der anfangs überschaubaren Marktteilnehmer sehen wir in Transparenzanforderungen keinen Mehrwert, sondern einen administrativen Mehraufwand. Lediglich die Bedarfserhebung sollte nach transparenten und nicht-diskriminierenden Bedingungen erfolgen.

- 1.9 *Welche Vorteile/Nachteile hätte die Einführung eines Nominierungsregimes in Anlehnung zum Gasbereich bereits ab der H2-Startphase?*

Die SOMA Gas sollten analog (mit entsprechenden Anpassungen) übernommen werden. Der Mehraufwand für eine H2-Implementierung sollte bei den meisten Marktteilnehmern überschaubar sein, da es sich um bekannte Prozesse handelt.

- 1.10 *Welche Vorteile/Nachteile hätte ein Kapazitätserweiterungsregime analog zu den bestehenden Regelungen im Gasbereich auf Verteilernetzebenen ab der H2-Startphase?*

Wir sehen in der anfänglichen Bedarfserhebung eine wesentlich größere Bedeutung. Sollten zusätzliche Kapazitäten zu einem späteren Zeitpunkt erforderlich sein, sollte dies in Verbindung mit einem Anschluss an ein überregionales H2-Netz erfasst werden. Innerhalb der sgn. Cluster sollte die Machbarkeit von zusätzlichen Kapazitäten bilateral mit dem Netzbetreiber erfolgen ohne ein formales Kapazitätserweiterungsregime.

2. *Welche Marktregeln sind für die H2-Startphase (bis ca. 2030) erforderlich für die H2-Bilanzierung?*

Wir sehen die SOMA GAS als geeignete Basis, jedoch mit entsprechenden Anpassungen

*2.1 Welche Vorteile/Nachteile hätte ein H2-Bilanzgruppensystem analog zu dem bestehenden System im Bereich Gas ab der H2-Startphase?*

Die Notwendigkeit zur Einführung eines bzw. Abwicklung über ein Bilanzgruppensystems mit einem eigenen Bilanzgruppenverantwortlichen soll für Cluster verbindlich erst gelten, wenn ein nationales Transportsystem inkl. Importmengen von Wasserstoff etabliert ist. Für die Kommunikation in der Hochlaufphase erscheint die analoge Anwendung der SOMA Gas (siehe Punkt 1.9) mit überschaubarem Aufwand möglich.

*2.2 Welche Vorteile/Nachteile hätte ein H2-Bilanzierungssystem nach dem „Helper-Causer“-Prinzip bereits ab der H2-Startphase?*

In der H2-Hochlaufphase ist aufgrund der beschränkten Anzahl von Kunden/Marktteilnehmern kein komplexes Bilanzierungssystem empfehlenswert. Wir sehen allerdings die Möglichkeit für Ausgleichsmechanismen ohne Speicher als nicht realisierbar. Es sollte daher bereits auf Ebene der Marktregeln festgelegt werden, dass kleine Wasserstoffspeicheranlagen (bis zu 100 Mio m<sup>3</sup>) nicht dem Regelwerk des GWG unterliegen und daher auch ohne TPA im H2-Cluster angeschlossen werden können.

*2.3 Welche Vorteile/Nachteile hätte die Einführung der „allokiert wie nominiert“-Regel ab der H2-Startphase?*

In der Hochlaufphase sollte es für die Bilanzierung grundsätzlich ausreichend sein, dass diese vom Netzbetreiber abgewickelt wird und die Regel „allokiert wie nominiert“ angewandt wird ohne auf Messwerte abzustellen. Dies setzt voraus, dass der Cluster mit einem kleinen Wasserstoffspeicher (bis zu 100 Mio m<sup>3</sup>) verbunden ist. Hilfreich dafür erscheint, dass der Produzent und Speicherbetreiber ein OBA Konto mit dem Netzbetreiber vereinbaren, wobei hier sicher die Systemgrenzen für einen Cluster in der Hochlaufphase erst getestet werden müssen. Für das Clearing erscheint die Abwicklung via zentraler Clearingstelle jedoch sinnvoll, weil bestehende Systeme und Prozesse aus dem Gasbereich ohne großen Mehraufwand entsprechend angewendet werden können. Diese Funktion sollte, um den Aufwand bzw. die Kosten einer zentralen Datenplattform zu vermeiden, ausreichen.

*2.4 Welche Vorteile/Nachteile hätte die Einführung von Demand-Side-Management-Maßnahmen ab der H2-Startphase?*

Wir sehen die Einbindung kleiner Wasserstoffspeicheranlagen bis zu 100 Mio m<sup>3</sup> Arbeitsgasvolumen (entspricht einem CH<sub>4</sub> Arbeitsgasvolumen von rd. 30 Mio. m<sup>3</sup>), die als Ergänzung für die Elektrolysen agieren und damit Einschränkungen in der Versorgung vermeiden als unumgänglich, da die Aufbringung des erneuerbaren Stromes äußerst volatil ist. Demand Side Maßnahmen würden vom Kunden extreme Flexibilität fordern, die nicht adäquat sind. Im Übrigen werden Demand Side Management Maßnahmen ohnehin von Kunden aus freien Stücken ergriffen, solange diese wirtschaftlich im eigenen Betrieb darstellbar sind und Sinn machen. Wir sehen daher derartige explizit angeordnete Regelungen als nicht sinnvoll an.

*2.5 Welche Vorteile/Nachteile hätte eine marktbasierte Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie bereits ab der H2-Startphase?*

Wie oben dargestellt sehen wir in den regional abgegrenzten Netzen einen physikalischen Ausgleich ohne kleine Wasserstoffspeichieranlagen bis zu 100 Mio m<sup>3</sup> Arbeitsgasvolumen (entspricht einem CH<sub>4</sub> Arbeitsgasvolumen von rd. 30 Mio. m<sup>3</sup>) als nicht möglich. Vorgenannte Ausgleichsfunktion wird daher durch die Speicher mitabgedeckt. Eine marktbasierte Beschaffung physikalischer Mengen in einer Hochlaufphase erscheint wenig zielführend bzw. nicht umsetzbar.

*2.6 Welche Vorteile/Nachteile hätte die alternative Etablierung einer für die Bilanzierung verantwortlichen Stelle bereits ab der H2-Startphase?*

Anfangs scheint eine zentrale Stelle für die Bilanzierung nicht erforderlich zu sein, da aufgrund der sehr beschränkten Marktteilnehmerzahl dies auch vom Netzbetreiber abgewickelt werden kann. Allerdings sollte bereits von Beginn an die Clearingstelle abrechnen (siehe Punkt 2.3)

*2.7 Welche Vorteile/Nachteile hätte ein einheitliches, H2-cluster- und H2-marktgebietsübergreifendes H2-Bilanzierungssystem für alle H2-Netzbetreiber und H2-Netzbutzer?*

Es gelten die gleichen Vor- und Nachteile wie im CH<sub>4</sub> System. Eine Erweiterung von der H2 Startphase über eine Verbindung von H2 Clustern bis zum Anschluss an das internationale System wäre bei einer weitgehenden Vereinheitlichung zwar einfach(er) umsetzbar, allerdings bedeutet eine Vereinheitlichung auch zusätzliche Aufwände (und Kosten) und Zeitverzögerungen im Markthochlauf. Insofern bedarf es – speziell für Cluster – in einer Markthochlaufphase keines einheitlichen Bilanzierungssystems, sondern sollte es reichen, wenn die regulatorischen Grundsätze der Gleichbehandlung eingehalten werden. Diese Thematik ist ein wesentlicher Punkt, welcher berücksichtigt werden müsste.

*3. Welche Marktregeln sind für die H2-Startphase (bis ca. 2030) erforderlich für Datenaustausch und Transparenz?*

Basis SOMA GAS mit entsprechender Anpassung

*3.1 Welche Vorteile/Nachteile hätte die Festlegung eines einheitlichen Datenformats bereits für alle regionalen H2-Cluster ab der H2-Startphase?*

Grundsätzlich sollte eine Harmonisierung von Anfang an angestrebt werden. Basis dafür wären die SOMA GAS mit entsprechender Anpassung.

*3.2 Welche Vorteile/Nachteile hätte eine zentrale Datenplattform für den Informationsaustausch und Veröffentlichung) der relevanten Daten über alle regionalen H2-Cluster hinweg ab der H2-Startphase?*

Die zentrale Datenplattform sollte für die **Erfüllung einer konkreten Aufgabe funktional beschrieben** werden. Eine bloße Sammlung von Daten ohne Verwendungszweck sehen wir insbesondere in der Hochlaufphase als weder inhaltlich noch kosteneffizient sinnvoll an. Es gibt bereits aufgrund der europarechtlichen

Vorgaben Transparenzpflichten, welche entsprechend umzusetzen sind. Eine Übererfüllung und damit ein technischer „Overkill“ ist **für First Mover kontraproduktiv**. Diese Datenplattform wird vom deutschen Marktmodell kopiert, wo es aufgrund des deutlich größeren Marktgebietes und der Anzahl möglicher Cluster eher sinnvoll erscheinen würde. Eine zentrale Datenplattform ist aus unserer Sicht erst bei Anschluss an das internationale Netz sinnvoll und auch dort nur, wo es einer funktionalen Rolle dient.

3.3 *Welche Vorteile/Nachteile hätten analoge Transparenzerfordernisse aus dem Gasbereich bereits in der H2-Startphase?*

Für die Startphase ist der Zusatzaufwand nicht angemessen.

3.4 *Welche Informationen sollten jedenfalls bereits vor Erlassung eines H2-Transparenz-Netzkodex veröffentlicht werden, um einen H2-Markthochlauf zu unterstützen?*

Wie oben erwähnt sehen wir in der Hochlaufphase keine besonderen Transparenzanforderungen. Im Zuge der Hochlaufphase könnte ein entsprechender Rechtsrahmen auf Basis des Gassystems erarbeitet werden.

4. *Welche Vorteile/Nachteile hätte eine zeitnahe marktorientierte Weiterentwicklung der H2-Marktegnen in der Marktentwicklungsphase ab 2030?*

Vorteil: bestehende Marktregeln können je nach Markthochlauf des H2 Systems den Anforderungen entsprechend angepasst werden.

5. *Welche Regelungen werden als erforderlich erachtet, um einen H2-Markthochlauf zu beschleunigen?*

Wie in unserer Einleitung (siehe oben) beschrieben, sehen wir folgende Schwerpunkte für einen Hochlauf für unumgänglich:

- Marktregeln für den Markthochlauf
- Einbeziehung des Stromsektors („power to gas – Sektorkopplung“) und dessen Marktregeln fehlt
- Simplifizierung der Marktregeln

Im Strommarktmodell sollten konkrete Anpassungen getroffen werden, die die Kosten für Wasserstoff reduzieren und die **Systemdienlichkeit** reflektieren (vermiedene Ausbaukosten für Stromnetz, Vermeidung von Abregelungen, etc.). Dazu gehört insbesondere auch, dass **Elektrolysen von den Stromnetzgebühren befreit** werden (zumindest für die Umwandlung einer Überschussproduktion oder generell bei niedrigen Strompreisen, um die Systemdienlichkeit zu unterstreichen) und die **Gültigkeit der Grünstromzertifikate** entsprechend der physischen Rahmenbedingungen **verkürzt** wird (stündlich). Weiters sollte für die Vermarktung von Wasserstoff eine **Harmonisierung bzw. breitere Anrechenbarkeit von Herkunftsnachweisen** (zB. länderübergreifende Abwicklung, Synchronisierung von Länderdatenbanken) und



**Unterbrechung der Laufzeit für die Dauer der Speicherung** angestrebt werden. Darüber hinaus sollte das **System der Nachhaltigkeitsnachweise vereinfacht werden** (entsprechend der Stellungnahme des FGW) und die Regeln für die Anrechenbarkeit erweitert werden, insbesondere wären die diesbezüglichen Vorgaben der RED III zu überarbeiten bzw. zu lockern. Bei der Umsetzung des Zertifikats- und Nachweissystems ist vor allem auch auf eine für alle Marktteilnehmer einfach handhabbare Administration ohne Redundanzen bei der Datenerfassung zu achten, andernfalls ein Hochlauf von Wasserstoff und grüner Gase generell nicht gelingen wird und die Strom(netz)kosten noch unkalkulierbarer und weiter massiv steigen werden.

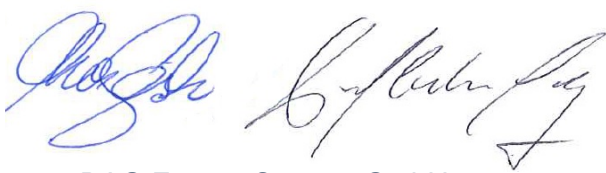
Generell ist für den Ausbau von Infrastruktur ein sinnvolles Finanzierungsmodell zu schaffen.

6. *Die Einführung von H2-Netzkodizes auf europäischer Ebene ist noch nicht absehbar. Gibt es Bereiche in denen bereits vorab eine grenzüberschreitende Festlegung von Regelungen, z.B. entlang des südlichen Importkorridors, als erforderlich erachtet wird? Wenn ja, in welchen Bereichen und ab welchem Zeitpunkt?*

Wir sehen für die Auslegung der Transportkapazitäten von Anfang an eine wichtige Rolle in der korrekten Bedarfserhebung für Inlandsverbrauch sowie für Transitmengen. Aus diesen Bedarfserhebungen sollte sich auch die Kostenzuteilung verursachungsgerecht ableiten. Wir sehen aktuell in der Wälzung der Gasnetztarife eine zunehmend einseitige Belastung des Verteilernetzes zugunsten des Transits.

Für Rückfragen oder weitere Informationen stehen wir jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



RAG Energy Storage GmbH



RAG Austria AG

Beilage:

Stellungnahme RAG / RAG ES zum GWG an das BMWET