

thyssenkrupp Steel Europe AG, Postfach, 47161 Duisburg

An die  
Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.  
Georgenstr. 23  
10117 Berlin

Steel

Dr. Markus Schöffel  
Telefon: 0174 6824484  
E-Mail:  
markus.schoeffel@thyssenkrupp.com

16.07.2021  
Seite 1/7

## Stellungnahme zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für den von den FNB Gas ausgearbeiteten und am 21.06.2021 veröffentlichten Szenariorahmen des NEP Gas 2022-2032 und möchten dazu im Namen der thyssenkrupp Steel Europe AG (tk SE) wie folgt Stellung nehmen:

- **Ein- und Ausspeisemengen gemeldet im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase (Tab. 9, S. 27)**

tk SE trägt heute durch die Stahlerzeugung über die kohlebasierte Hochofenroute mit gut 2,5 % zu den deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei und hat sich vor dem Hintergrund des Pariser Klimaschutzabkommens das ehrgeizige Ziel einer klimaneutralen Produktion bis zum Jahr 2050 gesetzt. Durch die kürzlich beschlossenen ambitionierteren deutschen und europäischen Klimaziele besteht nun in Unterstützung zu den unternehmenseigenen Zielen auch ein verbindlicher und klarer gesetzlicher Rahmen zur Erreichung der Klimaneutralität.

Die einzige kurz- bis mittelfristig großtechnisch verfügbare Lösung zur signifikanten CO<sub>2</sub>-Emissionsreduzierung besteht für die Stahlindustrie in einer Technologietransformation hin zur gas- und hierbei langfristig insbesondere wasserstoffbasierten Direktreduktion gekoppelt mit CCU-Lösungen zur Weiterverarbeitung metallurgisch prozessbedingter und unvermeidbarer Restemissionen. Hierfür sind erhebliche Mengen an klimaneutralem Wasserstoff erforderlich. Allein tk SE wird zu Erreichung des gesetzten Zwischenklimaziels von 30 % CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion im Jahr 2030 Wasserstoff mit einem thermischen Energieinhalt von 21 TWh benötigen. Dieser Bedarf wird bis zum Jahr 2050 weiter auf 28 TWh wachsen.

Vor diesem Hintergrund begrüßen wir ausdrücklich die große Zahl an gemeldeten Erzeugungs- und Einspeiseprojekten, die dazu führen, dass ab dem Jahr 2027 und bis zum Ende des Planungszeitraumes 2032 die gesamte gemeldete Wasserstoffbedarfsmenge gedeckt werden kann. Auch die Prognose für die Jahre 2040 und 2050 lässt auf eine Bedarfsdeckung schließen. Hinzu kommen ab dem Jahr 2027 erhebliche Mengen an synthetischem Methan, welches falls erforderlich auch in klimaneutralen Wasserstoff umgesetzt werden kann.

16.07.2021  
Seite 2/7

Der Vergleich mit der Grüngasabfrage des NEP Gas 2020-30 zeigt eine erhebliche Steigerung des Wasserstoffaufkommens aber auch der Nachfrage. Wichtig ist jetzt, dass die Verbindlichkeit der Ein- und Ausspeisemengen in einem kontinuierlichen Prozess weiter gesteigert wird, so dass Projektentwickler auf Seiten der Erzeuger und Abnehmer in die nächsten konkreten Planungsschritte einsteigen können.

- **Zusätzliche Einspeiseleistungen aus dem Ausland (Tab. 13, S. 31 sowie Kap. 7.3, S. 60)**

Die FNB bitten, zu prognostizierten Wasserstoffherstellungsleistungen im Ausland, die für einen Import in das deutsche Marktgebiet vorgesehen sind, Stellung zu nehmen. tk SE hat zusammen mit seinen Partnern Equinor und OGE im Januar 2021 eine Machbarkeitsstudie für das Projekt H2morrow steel erfolgreich abgeschlossen, welches die Errichtung einer autothermen Reformierungsanlage zur Erzeugung von klimaneutralem blauen Wasserstoff aus Erdgas in Eemshaven in den Niederlanden vorsieht. Die Anlage mit einer Endausbaukapazität von 2,7 GW Wasserstoffherstellungsleistung soll ab dem Jahr 2027 in Betrieb gehen, wobei die Wasserstofflieferung von Eemshaven nach Duisburg zunächst auf niederländischem Gebiet im *hydrogen backbone* der Gasunie bis zu einem geeigneten Grenzübergangspunkt (GÜP) und von dort weiter auf deutschem Gebiet über umgestellte Erdgasleitungen und einen etwa 30 km langen Neubauabschnitt, der die abschließende Verbindung bis zum Werksgelände von tk SE ermöglicht, erfolgen soll.

Die Wasserstoffimportkapazitäten aus den Niederlanden nach Deutschland orientieren sich dabei an den von uns gemeldeten Bedarfen entsprechend der Inbetriebnahme von Direktreduktionsanlagen und dem Ausbau von Carbon2Chem in Duisburg und erreichen für das Modellierungsjahr 2027 einen Wert von etwa 400 MW und 2,5 GW für das Modellierungsjahr 2032.

Diese Importkapazitäten sind in Tab. 13 noch nicht enthalten und wären zu den angegebenen Kapazitäten zu ergänzen. Für eine detailliertere jahresscharfe Darstellung der Importkapazitäten aus den Niederlanden nach Deutschland verweisen wir auf die Stellungnahme unseres Projektpartners Equinor. Abschließend ist anzumerken, dass das Projekt H2morrow steel die von den FNB getroffene Feststellung, wonach sich insbesondere die Niederlande als potentielle Importquelle von Wasserstoff auszeichnen, unterstützt.

- **Gasbedarfsentwicklung (Abb. 4 sowie Tab. 18 und 19, S. 39 ff.)**

Hinsichtlich der Prognose für die Gasbedarfsentwicklung für die Jahre 2027 und 2032 sowie den Ausblick auf die Jahre 2040 und 2050 werden die Szenarien I „dena-TM95/FNB“ sowie II „NECP KSP“ verwendet. Während im Szenario I der

Gesamtbedarf gasförmiger Energieträger auch im Jahr 2050 weiterhin bei etwa 1.000 TWh und damit auf heutigem Niveau liegt, fällt dieser im Szenario II auf etwa 350 TWh. Der Wasserstoffbedarf der Industrie erreicht im Szenario I 75 TWh im Jahr 2032 und 204 TWh im Jahr 2050, wohingegen im Szenario II entsprechend nur 2 TWh und 43 TWh prognostiziert werden.

16.07.2021  
Seite 3/7

tk SE als Stahlhersteller fällt in den Bereich der Industrie und kann daher zur Plausibilisierung der beiden Szenarien die darin vorgenommenen Bedarfsannahmen mit den eigenen Bedarfsberechnungen sowie branchenaggregierten Zahlen vergleichen. Im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase haben wir für 2032 einen Wasserstoffbedarf von 21 TWh und für 2050 von 28 TWh gemeldet. Die VW Stahl hat in einer Erhebung im Jahr 2020 für die gesamte deutsche Stahlindustrie einen Wasserstoffbedarf von 79 TWh für das Jahr 2050 ermittelt<sup>1</sup>. Wie bereits vorher erwähnt, hat die Stahlindustrie im Bereich der Primärstahlerzeugung als einzige Dekarbonisierungsoption die Umstellung der kohlebasierten Hochofenroute auf eine wasserstoffbasierte Direktreduktionsroute, eine weitergehende Elektrifizierung der Prozesse und damit ein Übergang von Gas zu Strom ist nicht möglich. Es ist daher davon auszugehen, dass die aktuell prognostizierten Bedarfe auch in Zukunft nicht fallen werden.

Der Vergleich der Werte zeigt, dass allein bei Berücksichtigung der Stahlindustrie das Szenario II unrealistisch ist. Weiterhin weisen die im Rahmen der WEB Wasserstoff und Grüne Gase gemeldeten und kumulierten Wasserstoffbedarfe für die Jahre 2040 und 2050 eine gute Übereinstimmung mit den Werten des Szenarios I (Abb. 14, S. 61) auf, was als zusätzliches Indiz für die sachgerechte Verwendung dieses Szenarios gewertet werden kann. Im Szenariorahmen wird auch bereits festgestellt, dass das Szenario II mit den Zielen der deutschen Nationalen Wasserstoffstrategie inkompatibel ist. Wir unterstützen daher die Entscheidung der FNB, Szenario I für die langfristige Planung der Gasinfrastruktur einzusetzen, da auch in einer dekarbonisierten Welt Moleküle eine zentrale Rolle spielen werden.

- **Methanmodellierung der Wasserstoffvariante (Kap. 7.1, S. 55 ff.)**

Die FNB führen aus, dass bei der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante auch der Neubau kürzerer Leistungsabschnitte im Methanetz berücksichtigt wird, welcher gleichzeitig die Umstellung längerer Leitungsabschnitte von Erdgas auf Wasserstoff ermöglicht. Dieses Vorgehen entspricht der Ende Juni 2021 schließlich vom Bundestag verabschiedeten Novellierung des EnWG, wo in §113 b ausgeführt wird, dass der „Netzentwicklungsplan Gas zusätzliche Ausbaumaßnahmen des Erdgasnetzes in einem geringfügigen Umfang ausweisen“ kann, sofern bestehende Gasversorgungsleitungen „perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden“.

Auch wenn vor dem Hintergrund der europäischen und deutschen Klimaziele der Transportbedarf an fossilem Erdgas langfristig zurückgehen wird, entstehen unserer Meinung nach bei Ausbaumaßnahmen im Erdgasnetz keine versunkenen Kosten. Kurz- bis mittelfristig wird der Erdgasbedarf durch einen *fuel switch* in Kohlefeuerungsanlagen steigen und auch langfristig in einer dekarbonisierten Welt

---

<sup>1</sup> [https://issuu.com/stahlonline/docs/wv-stahl\\_fakten-2020\\_rz\\_web](https://issuu.com/stahlonline/docs/wv-stahl_fakten-2020_rz_web)

wird Methan, in diesem Fall Biomethan und synthetisches Methan, für spezifische Prozesse erforderlich sein und daher auch transportiert werden müssen. Aus Tab. 9 geht für das Jahr 2050 eine Einspeisemenge an synthetischem Methan und Biomethan von gut 100 TWh hervor, die in etwa 10 % der heute transportierten Erdgasmenge entspricht, und damit nicht vernachlässigbar ist.

16.07.2021  
Seite 4/7

Neben dem Aspekt der Ermöglichung des Transportes der Gase Methan und Wasserstoff in getrennten Leitungsinfrastrukturen, ist das von den FNB vorgeschlagene Vorgehen auch aus Sicht der volkswirtschaftlichen Kostenoptimierung sinnvoll, da die geringsten Gesamtkosten für das Methan- und Wasserstofftransportsystem dann entstehen, wenn der kumulierte Neubaubedarf geringgehalten werden kann. Auch wenn die gerade verabschiedete Novellierung des EnWG, die aktuell und bis zu einer angestrebten Änderung des europäischen Regulierungsrahmens eine getrennte Finanzierung der Methan- und Wasserstoffinfrastrukturen vorsieht, die Kosten für den zusätzlichen Neubau von Wasserstofftransportinfrastruktur den Wasserstoffkunden auferlegt, würde diese vollständige Umwälzung zu prohibitiv hohen Kosten in Form von Netzentgelten für die ersten Wasserstoffkunden führen. Um einer Verlangsamung des Einsatzes von Wasserstoff und damit voraussichtlich einer Verfehlung der Klimaziele vorzubeugen, müsste durch eine entsprechend höhere Förderung entgegengesteuert werden, welche aber ihrerseits wiederum zu volkswirtschaftlichen Kosten führen würde. Da diese Kosten aber insgesamt höher wären, als bei der Gesamtminimierung des Neubaubedarfs, ist das vorgeschlagene Vorgehen sinnvoll und richtig.

- **Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz (Kap. 7.1.2, S. 57)**

Eine grundsätzliche Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas auf Transportnetzebene ist abzulehnen, da sie weder den Ansprüchen der Verbraucher gerecht wird, welche reines Methan noch reinen Wasserstoff benötigen. Geringe Einsparungen beim Aufbau zweier getrennter Leitungssysteme würden zu hohen Kosten bei der Trennung der Gase vor sensiblen Verbrauchern führen, die zusätzlich noch mit einem Teilverlust insbesondere des mit Energieaufwand erzeugten klimaneutralen Wasserstoffs verbunden wären. Die von den FNB für die Modellierung beabsichtigte Zugrundelegung einer maximalen Beimischungsquote von 2 Vol.-% Wasserstoff zu Methan ist einerseits mit sensiblen Anwendungen wie z. B. bei Erdgasfahrzeugen kompatibel, erlaubt aber andererseits auch die Anbindung erster kleinerer Elektrolyseanlagen in Gebieten, welche erst später durch eine Wasserstoffpipeline abgedeckt werden können, und erscheint uns daher sinnvoll.

- **Berücksichtigung Elektrolyseleistungen NEP Strom (Kap. 7.2, S. 58 f.)**

Da sich die NEP Strom und Gas auf unterschiedliche Zeiträume beziehen und insbesondere der NEP Strom nicht die Modellierungsjahre 2027 und 2032 des NEP Gas abbildet, schlagen die FNB vor, diese Zwischenzeitpunkte aus den Daten für die Modellierungsjahre 2030 und 2035 des NEP Strom durch Interpolation zu berechnen. Dieses Verfahren erscheint uns in Anbetracht der vorliegenden Daten sinnvoll, zeigt aber auch, dass die Einführung eines gemeinsamen und den NEP Strom und Gas vorgelagerten Systementwicklungsplans zusammen mit der Vorgabe einheitlicher Modellierungsjahre unbedingt erforderlich ist und so schnell

wie möglich umgesetzt werden sollte. Durch die möglichen Umwandlungen der Energieträger durch Elektrolyse (Strom zu Wasserstoff), Methanisierung (Wasserstoff zu Methan), Reformierung (Methan zu Wasserstoff) sowie Verstromung in Turbinen oder Brennstoffzellen (Methan bzw. Wasserstoff zu Strom) wird mit dem Aufbau der Wasserstoffwirtschaft eine starke Verknüpfung der drei Energieträger Strom, Methan und Wasserstoff einhergehen, die in einer Welt, welche nur die beiden Energieträger Strom und Erdgas kennt, nicht gegeben ist. Dieser neuen Verknüpfung kann mit dem Systementwicklungsplan Rechnung getragen werden, der einheitliche Modellierungsannahmen in die im weiteren Verlauf getrennten Prozesse für Strom, Methan und Wasserstoff liefert.

16.07.2021  
Seite 5/7

- **Nord-Süd-Verbindung im Wasserstoffstartnetz**

Seit der Veröffentlichung der Ergebnisse der Modellierung der Grüngasvariante im NEP Gas 2020-30 hat das BMWi im Mai 2021 die Auswahl von 62 Wasserstoffgroßprojekten bekannt gegeben, die im Rahmen des Wasserstoff-IPCEI staatlich gefördert werden sollen. Die Verteilung dieser Projekte über Deutschland gibt unserer Meinung nach neue Impulse für die Planung des deutschen Wasserstoffstartnetzes. Aus der Grüngasvariante des NEP Gas 2020-30 haben sich für 2025 zwei regionale Wasserstoffcluster ergeben, wobei einer eine West-Ost-Verbindung im nördlichen Niedersachsen darstellt und der zweite das westliche Niedersachsen mit dem Ruhrgebiet und insbesondere unserem Stahlerzeugungsstandort in Duisburg verbinden soll<sup>2</sup>. In der Modellierung für das Jahr 2025 ist noch keine Verbindung dieser beiden Regionalcluster – zumindest auf deutschem Staatsgebiet – vorgesehen, diese soll erst im Jahr 2030 folgen (Abb. 1 A, orange gekennzeichnete Leitungsabschnitte).

Die zur IPCEI-Förderung ausgewählten Wasserstoffquellen- und -senkenprojekte mit Anbindungsmöglichkeit an Wasserstoffpipelines liegen wiederum entlang einer Achse zwischen dem westlichen Niedersachsen und dem Ruhrgebiet sowie einer Achse im nördlichen Niedersachsen, die jedoch eine Verlängerung in Richtung Sachsen-Anhalt und Brandenburg findet. Eine vollständige Vernetzung der pipelinegebundenen IPCEI-Wasserstoffprojekte in Deutschland ist durch die Verbindung der beiden vorgenannten Achsen möglich (Abb. 1 B, oranger durchgezogener Pfeil) und würde sich positiv auf die Flexibilität sowie die Versorgungssicherheit auswirken.

Es ist daher wünschenswert, eine solche Verbindung bereits vor 2030 zu realisieren, insbesondere vor dem Hintergrund, dass eine alternative Verbindung über die Niederlande im Hinblick auf die beschränkte Kapazität des GÜP Vlieghuis mit einer Engstelle behaftet wäre (Abb. 1 B, oranger gepunkteter Pfeil). Zusätzlich wurden im Rahmen der WEB Wasserstoff und Grüne Gase sehr große Importkapazitäten in Wilhelmshaven gemeldet, welche über die Nord-Süd-Verbindung auch bis ins Ruhrgebiet transportiert werden und zu einem Ausgleich von Flüssen aus verschiedenen Erzeugungsverfahren beitragen könnten. Wir bitten daher die FNB

---

<sup>2</sup> NEP Gas 2020-30, Abb. 50, S. 170  
[https://www.fnb-gas.de/media/fnb\\_gas\\_nep\\_gas\\_2020\\_de.pdf](https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_nep_gas_2020_de.pdf)

im Rahmen der Modellierung zu prüfen, inwiefern eine solche Nord-Süd-Verbindung schon im Jahr 2027 zur Verfügung gestellt werden kann.

16.07.2021  
Seite 6/7

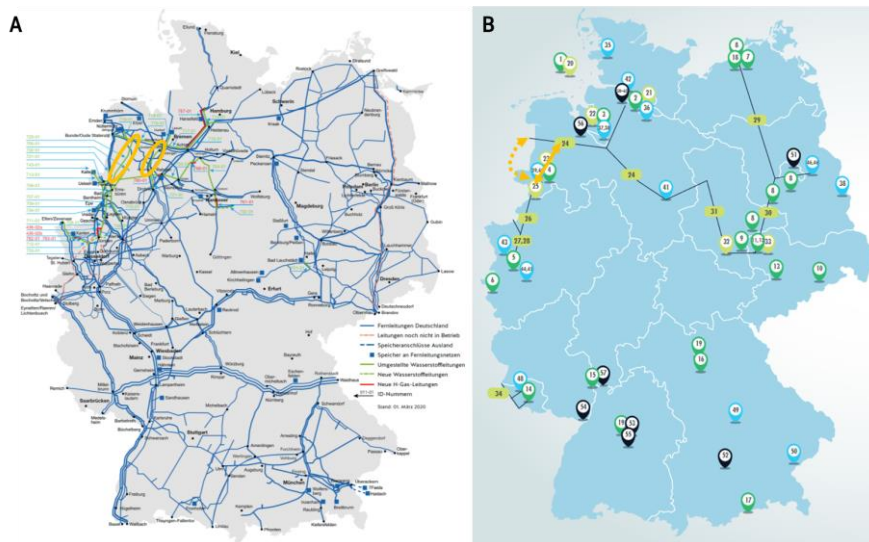


Abbildung 1. A: Ergebnis der Grüngasvariante des NEP Gas 2020-30 für das Jahr 2030<sup>3</sup>, B: Wasserstoff-IPCEI Standortkarte (Pipelines als schwarze Linien)<sup>4</sup>

- **Reinheit des Wasserstoffs auf Fernleitungsebene**

Während die Infrastrukturplanung hinsichtlich der Lage zukünftiger Wasserstoffpipelines schon fortgeschritten ist, bleibt noch zu klären, welche Qualität bzw. Reinheit der Wasserstoff in diesem Rohrleitungssystem haben soll. Gemäß DVGW Arbeitsblatt G 260 existieren in der 5. Gasfamilie die Gruppe A, welche einen Wasserstoffgehalt von  $\geq 98$  mol-% aufweist, sowie die Gruppe D, für welche der Wasserstoffgehalt  $\geq 99,97$  mol-% betragen muss. Hinsichtlich der Direktreduktion in der Stahlindustrie ist eine Reinheit entsprechend Gruppe A ausreichend, da die Anlagen eine gewisse Flexibilität aufweisen und z. B. auch mit jedem Mischungsverhältnis zwischen Methan und Wasserstoff betrieben werden können, solange dieses zeitlich konstant ist. Aber auch viele weitere Anwendungen, wie die Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme, benötigen keine höhere Reinheit.

Es verbleiben also Anwendungen in Brennstoffzellenfahrzeugen und in einigen chemischen Syntheseprozessen, welche auf eine Reinheit jenseits der Gruppe A angewiesen sind. Hier stellt sich nun die Frage der volkswirtschaftlichen Gesamtoptimierung des Systems mit den Optionen des Betriebs des Wasserstofffernleitungsnetzes auf der Stufe einer geringeren Reinheit entsprechend der Gruppe A und nachfolgender Aufreinigung vor sensiblen Verbrauchern oder des Betriebs auf der Stufe der höheren Reinheit entsprechend der Gruppe D und dann erforderlicher Aufreinigung an den Einspeisestellen. Im zweiten Fall ist zu beachten, dass insbesondere bei der Umstellung von Leitungen, die vorher ein anderes

<sup>3</sup> NEP Gas 2020-30, Abb. 51, S. 171

[https://www.fnb-gas.de/media/fnb\\_gas\\_nep\\_gas\\_2020\\_de.pdf](https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_nep_gas_2020_de.pdf)

<sup>4</sup> [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/l/ipcei-standorte.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/l/ipcei-standorte.pdf?__blob=publicationFile&v=6)

Medium transportiert haben, nicht garantiert werden kann, dass eine solche hohe Reinheit auch nach einem längeren Transportweg wieder aus der Leitung entnommen werden kann. Elektrolyseanlagen stellen Wasserstoff bereits in hoher Reinheit zur Verfügung, so dass auf eine zusätzliche Aufreinigung bei der Einspeisung aus dieser Quelle verzichtet werden kann. Für Methanreformierungsanlagen, welche in Abhängigkeit der weiteren Verwertung des anfallenden CO<sub>2</sub> blauen oder grünen Wasserstoff herstellen und gewöhnlich im GW-Maßstab arbeiten, wären aber erhebliche zusätzliche finanzielle Aufwendungen für die Aufreinigung von Gruppe A zu D erforderlich, die einhergehen mit einem Verlust eines Teils des klimaneutral erzeugten Wasserstoffs. Da gleichzeitig Anwendungen, welche Wasserstoff zwar mit höherer Reinheit aber in geringeren Mengen benötigen, auch durch dezentrale Elektrolyseanlagen versorgt werden können, gehen wir auf der Grundlage dieser Abwägung davon aus, dass ein Transport des Wasserstoffs auf Fernleitungsebene mit einer Reinheit  $\geq 98$  mol-% erfolgen sollte.

16.07.2021  
Seite 7/7

Nach unseren Erkenntnissen ist diese Reinheitsstufe auch die Planungsprämisse insbesondere in den Niederlanden, so dass eine höhere Reinheit in einem deutschen Wasserstoffstartnetz auch nicht mit dem grenzüberschreitenden Austausch von Wasserstoffströmen vereinbar wäre. Wir bitten die deutschen FNB zu diesem Thema innerhalb ENTSO-G den Austausch mit den anderen europäischen FNB zu suchen und im Sinne der Planungssicherheit für Projektentwickler zeitnah zu einer entsprechenden Normierungsinitiative zu kommen.

- **Erste Einschätzung der BNetzA anlässlich des Workshops am 01.07.2021**

Wir begrüßen, dass die BNetzA die Weiterführung der Wasserstoffvariante befürwortet, welche durch die Verabschiedung der Novellierung des EnWG nun auch auf eine robuste gesetzliche Grundlage gestellt wurde. Wir unterstützen weiterhin den Wunsch der BNetzA nach mehr Transparenz innerhalb der Tabelle in Anlage 2. Im Formular der Marktpartnerabfrage wurden verschiedene Informationen wie z. B. der Kreis des Projektstandortes oder die Projektbeschreibung abgefragt, für die auch eine Zustimmung zur Veröffentlichung gegeben werden musste, damit das entsprechende Projekt Berücksichtigung bei der weiteren Planung finden kann. Diese Informationen finden sich nun aber nicht in Anlage 2 wieder und sollten ergänzt werden. Zusätzlich sollten bei künftigen Marktpartnerabfragen auch das einreichende Unternehmen, der genaue Projektstandort sowie die Art der Wasserstoffherzeugung sowie ggf. die gewünschte Art des Wasserstoffbezugs mit der Notwendigkeit einer Veröffentlichungsfreigabe versehen werden. Ausführlichere Projektdaten würden es auch den Marktteilnehmern ermöglichen, weitere Partnerschaften zwischen Quellen- und Senkenprojekten einzugehen.

Für Rückfragen zu den obigen Ausführungen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Markus Schöffel  
Center for Decarbonization  
thyssenkrupp Steel Europe AG