

STELLUNGNAHME DER SALZGITTER AG

Konsultation der Bundesnetzagentur zu GBK-24-02-2#4 und GBK-24-01-2#2

Einleitung

Der EU-Emissionshandel ist das zentrale Klimaschutzinstrument der EU und wirksamer Garant dafür, dass die Europäische Union ihre gesetzlich verankerten Klimaziele erreichen kann. Stahlerzeuger, die sich vorausschauend auf diese Entwicklung einstellen, sind also wegen der in Europa eingeführten CO₂-Besteuerung angehalten, ihre aktuellen Produktionsprozesse mit milliardenschweren Investitionen CO₂-arm zu gestalten. **Der öffentliche Auftrag zur Dekarbonisierung bringt im internationalen Vergleich einseitige Wettbewerbsverzerrungen mit sich und erfordert als gesellschaftliche Aufgabe und Daseinsvorsorge den Aufbau und die Bereitstellung neuer Energieinfrastrukturen wie dem Wasserstoff-Kernnetz.**

Für die stufenweise Transformation der deutschen Stahlindustrie hin zu einer wasserstoffbasierten Stahlherstellungsrouten wird ein zuverlässiger, rechtzeitiger und kosteneffizienter Zugang zu dem Wasserstoff-Kernnetz benötigt. Damit die Stahlindustrie ihrer Leuchtturmrolle als netzdienlicher Grundlast-Anker für den Ausbau der deutschen Wasserstoffwirtschaft gerecht werden kann, bedarf es einer engen Abstimmung der Regulierung mit den spezifischen Anforderungen industrieller Ankerverbraucher und den zukünftigen Herausforderungen volatiler Lieferungen.

Höhe des Hochlaufentgeltes für das Wasserstoff-Kernnetz

Die geplanten Regelungen zum Transportnetzentgelt sowie WANDA¹ haben direkten Einfluss auf die künftige Wasserstoffversorgung sich transformierender Hüttenwerke. Ihre Ausgestaltung ist eine entscheidende regulatorische Rahmenbedingung hin zu einer CO₂-reduzierten und wettbewerbsfähigen heimischen Stahlindustrie.

Zum einen müssen die Entgelte für das Wasserstoff-Kernnetz eine Refinanzierung sicherstellen, zum anderen muss für den notwendigen Wasserstoff-Markthochlauf ein wettbewerbsfähiger Einsatz möglich sein, insbesondere für die Ankerabnehmer der hard-to-abate Sektoren. Gerade zu Beginn dürfen die Netzentgelte daher keine überdimensionale Kostenbelastung für die Ankerkunden darstellen.

Die Höhe des Entgelts von 25 €/kWh/h/a muss nach dem Gutachten des Fraunhofer-Instituts sowie nach Angaben der Bundesnetzagentur sowohl am Entry- als auch Exit-Point des Netzes entrichtet werden. Damit ist nicht nur eine doppelte Belastung, sondern mit Ein- und Auspeisung von Speichern mit durchschnittlich dem Vierfachen des Hochlaufentgeltes pro genutzte Kilowattstunde zu rechnen.

Das entspricht in vielen Fällen einem Vielfachen der Gasnetzentgelte.

Gerade in Verbindung mit den bereits hohen Preisen für Wasserstoff stellt das Hochlaufentgelt eine deutliche zusätzliche Kostenbelastung dar. Das Hochlaufentgelt muss bei einem für Abnehmer wettbewerbsfähigen Niveau festgelegt werden. Dazu sollten unter anderem **folgende Maßnahmen** geprüft werden:

¹ Bestimmungen zur Bildung der für den Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz zu erhebenden Netzentgelte und zur Einrichtung eines für eine gewisse Dauer wirksamen Amortisationsmechanismus



- **Zeitliche Verschiebung des Baus einzelner Teile des Netzes**, die in den ersten Hochlaufjahren keine oder nur äußerst geringe Wasserstoffbedarfe aufweisen, auf einen späteren Zeitpunkt. Dies kann, wie im Gutachten des Fraunhofer Instituts erwogen, durch Reduzierung der Leerstandskosten zu einer Kostensenkung von 10% führen.
- **Eine verursachergerechtere Kostenallokation als bislang vorgesehen**. So stellt das Fraunhofer Gutachten dar (S. 59), dass Kraftwerke für einen Großteil der Netzkosten verantwortlich sind, aber in Relation zur Industrie einen kleineren Beitrag zur Deckung der Kosten leisten. Ziel muss eine verursachergerechte Verteilung der Netzkosten sein.
- **Eine Streckung des Amortisationszeitraums**.

Aufgrund eines zu Beginn des Hochlaufs fehlenden Wasserstoffmarktes, werden erste Lieferverträge langfristig gemäß den Abschreibungszeiträumen der Erzeugungsanlagen zu schließen sein. Eine mögliche Anpassung der Netzentgelte innerhalb dieses Zeitraums führt zu einem unkalkulierbaren Kostenrisiko und stellt somit ein Hemmnis für den Einstieg dar. Deshalb sollten die dann auf einem wettbewerbsfähigen Niveau festgelegten Netzentgelte gerade zu Beginn des Wasserstoff-Markthochlaufes möglichst langfristig gesichert sein.

Multiplikatoren für Tages- und Monatsprodukte

Zusätzlich zur Differenzierung von Tages-, Monats-, und Jahresprodukten mit unterschiedlichen Multiplikatoren sollten langfristig kontinuierlich netzdienliche Abnehmer in der Systematik berücksichtigt werden und entsprechend finanziell hervorgehoben werden. Im Rahmen langfristiger Kapazitätsbuchungen (>5 Jahre) sollte daher zusätzlich zu den einzelnen Jahresbuchungen ein **Laufzeitrabatt für langfristige Kapazitätsbuchungen** berücksichtigt werden.

Wenn ein solcher Rabatt für langfristige Kapazitätsbuchungen nicht eingeführt werden sollte, sollte eine verursachergerechte Erhöhung der Multiplikatoren für Tages- und Monatsprodukte bei gleichzeitiger Reduzierung der Transportnetzentgelte für Jahresbuchungen geprüft werden. Die Planung der Kapazitätsprodukte mit Jahres-, Monats- und Tagesprodukten könnte in der geplanten Struktur zur Folge haben, dass vor allem kontinuierliche Nutzer zur Finanzierung der Netze herangezogen werden, während tageweise, aber mit hohen Kapazitätsbedarfen zugeschaltete Nutzer wie etwa Kraftwerke proportional weniger belastet sind.

In Bezug auf die Festlegung der Höhe und der Anpassungs-Zyklen von Tagesmultiplikatoren, ist eine jährliche Betrachtung sinnvoll, um der Auslastungssituation des Kernnetzes gerecht zu werden und eine mögliche Kapazitätsbuchungslücke wirtschaftlich zu schließen.

Weitere notwendige Schritte

Das Gutachten des Fraunhofer Institutes, welches der Festlegung des Hochlaufentgeltes zu Grunde gelegt wurde, beschreibt die Herausforderungen des Wasserstoff-Markthochlaufes treffend. Dabei sind insbesondere folgende Absätze zu unterstreichen:

„Es gibt noch keine Investitionsentscheidung, die die Realisierung eines Importkorridors sicherstellen würde. Investitionssicherheit für den Neubau oder die Umwidmung einer Pipeline bedarf es typischerweise gesicherter, langfristiger Abnahmeverträge für Wasserstoff. Aufgrund der Wettbewerbslücken zwischen teurem Wasserstoff und fossilen Energieträgern bedarf es hierfür wiederum gezielter staatlicher Unterstützung.“ (S. 20)



„Für alle betrachteten Szenarien gilt, dass in ihnen Wasserstoff langfristig die bedeutende Rolle im Energiesystem einnimmt, die ihm in vielen Langfriststudien und der Systementwicklungsstrategie zugewiesen wird. Um das Kernnetz wirtschaftlich betreiben zu können, sind Ankerkunden mit hohen Wasserstoffbedarfen aus der Stahl- und Chemiebranche sowie aus der Stromerzeugung erforderlich.“ (S. 68)

„Ein weiterer möglicher Hebel für die Nutzung von Wasserstoff ist die Nachfrage nach klimafreundlich hergestellten Produkten. Über Kennzeichnungen zum Beispiel für grünen Stahl, der in einem Auto verbaut wurde, könnte diese die klimafreundliche Herstellung anreizen.“ (S. 31)

Die notwendige staatliche Unterstützung sollte auf die hard-to-abate Sektoren wie die Stahlindustrie fokussiert werden, die laut Gutachten mit 7,8 GW eine substantielle Exit-Leistung für das H2-Kernnetz sicherstellt. Darüber hinaus muss darauf hingewiesen werden, dass im Rahmen der Kernnetzplanung eine Exit-Leistung von 62 GW für KWK-Anlagen und Kraftwerke vorgesehen ist. Im Gutachten des Fraunhofer zur Berechnung der H2-Netzentgelte ist in diesem Kontext explizit auf folgenden Absatz zu verweisen:

„Die große vorgesehene Anschlussleistung der Kraftwerke im geplanten Kernnetz ist (...) insofern kritisch zu hinterfragen, als das sehr klar absehbar ist, dass bis zum Jahr 2032 die geplante Anschlussleistung nicht voll in Anspruch genommen werden wird. Im Gegenteil muss mit Blick auf die aktuellen Pläne – insbesondere die Kraftwerksstrategie – eigentlich davon ausgegangen werden, dass bis zu diesem Zeitpunkt gar keine für das Wasserstoff-Kernnetz relevanten Wasserstoffkraftwerke in Betrieb gehen.“ (S.42)

Um die Refinanzierung des H2-Kernnetzes in seiner aktuell geplanten Dimension sicherzustellen, müsste die Dekarbonisierung der Kraftwerke daher über die Wasserstoff-Route deutlich stärker priorisiert oder aber eine zeitliche Streckung bzw. Reduzierung der Kernnetzabschnitte für die Versorgung von H2-Kraftwerken geprüft werden.

