

## **BASF-Position: Nationale Umsetzung der Renewable Energy Directive (RED III), RFNBO-Quote für die Industrie**

### **Ausgangslage BASF**

- Wasserstoff (H2) spielt als Rohstoff für die Chemieproduktion bereits heute eine essenzielle Rolle. BASF benötigt H2 in unterschiedlichen chemischen Prozessen, daher ist der Gesamtbedarf an ausschließlich stofflich genutztem H2 am BASF-Verbundstandort Ludwigshafen mit rund 250.000 Tonnen/a sehr hoch. Der überwiegende Anteil fällt intrinsisch (v.a. Ammoniakproduktion) und als Nebenprodukt (v.a. Synthesegas) in anderen Prozessen an und wird ebenfalls stofflich genutzt. Diese Mengen können nicht beziehungsweise nur in eingeschränktem Umfang direkt mit emissionsfreiem H2 aus Pipelinebezug oder durch Eigenproduktion substituiert werden.
- Vielmehr sind Investitionen in neue Anlagen und Verfahren notwendig. Neben diesen Transformationsanstrengungen erwarten wir perspektivisch weitere H2-Anwendungen (CCU, energetische Nutzung) und damit tendenziell steigende Bedarfe. Der Transport/Import via Pipeline wird daher künftig eine zentrale Rolle für die Versorgung des Verbundstandortes Ludwigshafen einnehmen.
- BASF unterstützt daher einen schnellen, wirtschaftlich darstellbaren und einen an der Emissionsreduktion/CO<sub>2</sub>-Fußabdruck (in Bezug auf die „Farbenlehre“) ausgerichteten Markthochlauf in Deutschland und Europa und treibt diesen aktiv voran.
- Unsere Analysen zeigen, dass „blauer“ H2 (Dampfreformierung + CCS, hauptsächlich Import) auch langfristig grünem H2 (Elektrolyse) kosten- und verfügbarkeitsseitig deutlich überlegen sein wird. Hierzu tragen nicht zuletzt regulatorische Einschränkungen bei.
- BASF ist daher sehr skeptisch, ob das mit der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive, RED III) verbundene Ziel des Ausbaus und der deutlich verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien (EE) und ihrer Derivate (z.B. grüner H2) erreicht wird. Insgesamt ist RED III neben ambitionierten Zielen vor allem geprägt von kleinteiligen Kriterien, regulatorisch-vorgegebenen Technologiepfaden und unterschiedlich gestalteten Quoten/Zielen für einzelne Sektoren. Daraus ergibt sich eine Konkurrenzsituation zwischen den Sektoren, die voraussichtlich vor allem den kostensensitiveren Industriesektor negativ betreffen wird. Hinzu kommen erheblicher Umsetzungsbedarf durch die Mitgliedstaaten und damit Rechtsunsicherheiten für die Unternehmen, die Investitionsentscheidungen zur weiteren Emissionsminderungen bereits sehr zeitnah treffen müssen und sich unklaren Rahmenbedingungen gegenübersehen.
- Eine pragmatische Umsetzung der RED III durch die Bundesregierung unter Nutzung der im EU-Rechtsakt ermöglichten Flexibilität ist aus BASF-Sicht erfolgskritisch für die Energietransformation der Industrie, insbesondere, aber nicht nur im Bereich der H2-Anwendung und -nutzung.
- Diese Stellungnahme bezieht sich hauptsächlich auf die Implementierung des H2-Ziels („RFNBO-Quote“) für die Industrie (Art. 22a RED III) und damit verbundener Regelungen.

## Zielerreichung

- Grundsätzlich ist Direktelektrifizierung Verfahren mit erheblichen Umwandlungsverlusten, wie z.B. der Produktion von grünem H<sub>2</sub>, überlegen. Verbindliche RFNBO-Quoten reizen jedoch an, dass Strom aus erneuerbaren Energien nicht direkt genutzt, sondern für die Produktion von grünem H<sub>2</sub> eingesetzt wird. Ein höherer Einsatz von grünem H<sub>2</sub> führt damit auch zu einem deutlich höheren EE-Ausbaubedarf in Deutschland, Europa und global.
- Die in der RED III neu festgeschriebenen Ziele erhöhen zudem zunächst ausschließlich die Nachfrage nach EE und EE-Derivaten wie grünem H<sub>2</sub> – ungeachtet von Verfügbarkeit, Kosten und Infrastrukturbedingungen. Beispiele dafür sind:
  - Erhöhung des Anteils von EE am EU-Bruttoendenergieverbrauch auf min. 42,5 % in 2030 (Art. 3),
  - Erhöhung des Anteils erneuerbarer Brennstoffe nicht-biogenen Ursprungs (Renewable Fuel of non-biological Origin, RFNBO) am industriellen Verbrauch auf min. 42% 2030 (60% 2035) (Artikel 22a) (RFNBO-Quote)
  - weitere Verpflichtungen im Transportsektor, wie zum Beispiel ein Mindestanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch im Verkehr von 29 % (Artikel 25 i.V.m. Art. 27), und in verbundenen Regulierungen, wie ReFuel-Aviation Regulation und FuelEU Maritime Regulation
- Um diese Ziele bereits 2030 zu erreichen, ist ein erheblicher Ausbau von EE- und H<sub>2</sub>-Produktion und Importstrukturen sowie der entsprechenden Infrastrukturen notwendig. Es erscheint daher aus heutiger Sicht fraglich, ob diese Ziele angesichts des knappen Vorlaufs von sechs Jahren im europäischen Energieverbund erreicht werden können. Allein Großprojekte wie Wind Offshore inklusive Ausschreibungsprozess sowie Anschluss ans Festland dauern für einen Windpark etwa 5-7 Jahre. Hinzu kommt der notwendige Netzausbau. Große Leitungsprojekte dauern durchschnittlich etwa 10-12 Jahre von der Planung bis zur finalen Umsetzung.
- Auch wenn die Bundesregierung mit dem Beschleunigungspaket für den EE-Ausbau bereits notwendige Maßnahmen auf den Weg gebracht hat, bleibt abzuwarten, ob diese Maßnahmen angesichts der massiven Herausforderungen (Rohstoffe, Materialien, Fachkräfte, Kostensteigerungen...) und dem sehr kurzen zeitlichen Vorlaufs ausreichen.
- Die Bundesregierung steht daher in der Verantwortung, weiterhin alle Maßnahmen zu ergreifen, um die Rahmenbedingungen für die RED III-Zielerreichung zu schaffen. Dazu gehört neben den notwendigen Mengen, attraktiven Kosten und bedarfsgerechter Infrastruktur auch eine langfristige Perspektive für den wirtschaftlichen Betrieb der Chemieproduktion einschließlich eines Marktes, der bereit ist, höhere Kosten zu tragen.

## Grünstromkriterien (DA RED II, Art. 27)

- Die im Delegierten Rechtsakt der RED festgelegten Kriterien für die Anerkennung von grünem H<sub>2</sub> (Additionalität, zeitliche und geografische Korrelation) gelten mit Inkrafttreten von RED III für alle Sektoren und somit auch für die Industrie.
- Aus Sicht von BASF überregulieren diese Kriterien den Markt noch vor seinem Hochlauf, wirken investitionshemmend und verknappen die Verfügbarkeit von H<sub>2</sub> im Markt. Sie sollten daher erneut geändert und deutlich pragmatischer auf Basis bereits bestehender Regelungen ausgestaltet werden. Mit dem europäischen Emissionshandel zur Steuerung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes und dem etablierten EU-Herkunftsachweissystem für EE-Strom bestehen Leitplanken, die sicherstellen, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den H<sub>2</sub>-

Hochlauf nicht steigen und dass der Nachweis für die Nutzung von EE-Strom erfolgt. Weitere Kriterien sind daher nicht notwendig.

- Die Grünstromkriterien auch auf importierten H2 anzuwenden (u.a. im Hinblick auf das Verbot von CAPEX- und OPEX-Förderung bei der EE-Erzeugung) wird dazu führen, dass H2 von potenziellen Partnerländern (z.B. USA) nicht im notwendigen Maß auf die RFNBO-Quote einzahlen kann. Die Anwendung der Grünstromkriterien auf Drittstaaten verknüpft somit ebenfalls die Verfügbarkeit von grünem Import-H2 für europäische Nutzern z.B. in der chemischen Industrie und verursacht einen Wettbewerbsnachteil bei den Downstream-Chemikalien im Vergleich zu anderen Import-Regionen wie z.B. Asien.

#### **RFNBO-Quote für die Industrie**

- Laut Art. 22 a (1) müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass der Anteil von RFNBO in der Industrie bis spätestens 2030 mindestens 42 % und bis 2035 60% beträgt.
- Für den anstehenden Transformationspfad von BASF ist es erfolgskritisch, dass es auch bei der nationalen Umsetzung, wie vom europäischen Gesetzgeber vorgesehen, bei einem mitgliedstaatlichen Ziel bleibt und das Ziel nicht auf Unternehmensebene angewandt wird.
- Im Fall einer Anwendung auf Unternehmensebene müssten Technologierouten über grünen H2 priorisiert werden, obwohl sie nicht kosteneffizient und/oder aufgrund von Knappheit nicht verfügbar sind, um die Quote zu erfüllen. Eine wirtschaftlich attraktivere und verfügbarkeitsseitig darstellbare Investition in eine alternative Technologieroute, z.B. über blauen oder türkisen H2, würde hingegen nicht erfolgen, da über diese Technologierouten die RFNBO-Quote nicht erreicht werden kann. Sehr wahrscheinlich ist, dass Investitionen in diese Technologien gänzlich unterbleiben und H2-nutzungsintensive Anlagen dauerhaft geschlossen/verlagert werden würden (Carbon Leakage).
- Neben der potenziell investitionsschädlichen Wirkung auf alternative Technologierouten dürfte sich die RFNBO-Quote auch negativ auf die bestehende Ammoniakproduktion in Deutschland auswirken, die bereits heute durch nicht wettbewerbsfähige Energie- und Rohstoffkosten und perspektivisch steigende CO<sub>2</sub>-Preise existenziell bedroht ist. Da für die H2-Bedarfe der Ammoniakproduktion explizit keine Abzugsmöglichkeiten in RED III vorgesehen sind, wäre zur Erreichung der RFNBO-Quote perspektivisch der Aufbau einer neuen Ammoniakproduktion auf Basis von grünem H2 erforderlich. Aufgrund der hohen CAPEX- und OPEX-Kosten ist ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Neuanlagen in Deutschland aus heutiger Sicht jedoch praktisch ausgeschlossen.
- Zur Erreichung der RFNBO-Quote sollte analog Art. 27 für den Transportsektor ein Multiplikator auf die abgenommenen Mengen für die Wasserstoffnutzer angewendet werden. Im Referentenentwurf zur 37. BlmSchV-Novelle wird für den Transportsektor ein Multiplikator von 3 eingeführt. Die Festlegung erfolgt auf Basis von umfangreichen Analysen zu den prognostizierten Herstellungskosten von grünem H2 und dessen Derivaten, um die Nutzung von grünem H2 wettbewerbsfähig zu machen. Dieser Logik sollte auch bei der Zielerreichung der Industrie-RFNBO-Quote gefolgt werden, zumal in der Industrie die Preissensitivitäten für H2 nachweislich höher bzw. die Zahlungsbereitschaft der Kunden deutlich niedriger liegen – bei deutlich höheren Zielquoten.

**Definition „Nebenprodukt“**

- Aufgrund der beschriebenen technischen Restriktionen und des hohen Anteils von H2, der als Nebenprodukt anfällt, kommt der Definition von „Nebenprodukt“ in diesem Zusammenhang eine große Bedeutung zu.
- Der Gesetzgeber hat in Anerkennung technologischer Realitäten in der Industrie gewisse Abzugsmöglichkeiten bei der Berechnung der RFNBO-Quote geschaffen. So kann bei der Kalkulation des industriellen Verbrauchs jener H2, der als Neben- oder Kuppelprodukt industrieller Prozesse entsteht, entsprechend ausgenommen werden (Art. 22a (a) III). Ausgehend davon sollten in Hinblick auf die in Art. 22a (a) III geschaffenen Ausnahmen von der RFNBO-Zielerreichung, Nebenprodukte so definiert werden, dass sie den Gegebenheiten von integrierten Chemiestandorten Sorge tragen.
- Insbesondere sollten folgende Arten von H2 als Nebenprodukt anerkannt werden:
  1. als Nebenprodukt in Steamcrackern,
  2. bei der Synthesegasherstellung,
  3. bei partiellen Oxidationsprozessen unter Verwendung von Kohlenwasserstoffen für Acetylenproduktionsprozesse und Dehydrierungsprozesse wie Styrolproduktionsprozesse (aus der Dehydrierung von Ethylbenzol), Propylenproduktionsprozesse (aus der Dehydrierung von Propan) und Formaldehydproduktionsprozesse (Dehydrierung von Methanol) sowie Butyrolactonproduktionsprozesse (Dehydrierung von Butandiol)
  4. als Nebenprodukt bei der Chloralkalisynthese (Elektrolyse zur Herstellung von Natronlauge und Chlor)
  5. als Nebenprodukt bei der Produktion von Kohlmonoxid (im Methanreformer)
  6. als Nebenprodukt, wenn das im Prozess anfallende CO<sub>2</sub> als Feedstock genutzt wird. In der Ammoniakproduktion fällt auch CO<sub>2</sub> als Prozessemission an. Dieses CO<sub>2</sub> wird in Ludwigshafen ausschließlich industriell weiterverarbeitet und überwiegend in Holzwerkstoff-Produkte dauerhaft eingebaut, für die Entstickung von Dieselkraftstoff genutzt (AdBlue), sowie in sensiblen Anwendungen der Lebensmittelindustrie verwendet. Bei einer Umstellung auf ein Wasserelektrolyse („grünes“) Verfahren gibt es keine alternative CO<sub>2</sub> Gewinnung für diese Wertschöpfungsketten.
- Wir verweisen in diesem Zusammenhang auch auf das Positionspapier des EU-Dachverbandes der chemischen Industrie CEFIC zu „Best Practices on RED III Exemptions for Article 22a“.