

# Les Ports comme porte incontournable de l'essor de l'hydrogène en Europe du Nord

Graham Weale, Professeur d'économie énergétique à l'université de la Ruhr à Bochum

***Graham Weale, professeur d'économie de l'énergie à l'université de la Ruhr à Bochum, voit trois raisons décisives pour concentrer la stratégie hydrogène en Europe du Nord prioritairement sur les dix ports allant du Havre en France jusqu'à Rostock en Allemagne, afin d'acquérir le plus rapidement possible une expérience et créer une dynamique. Tout d'abord, jusqu'en 2030, les sources d'hydrogène disponibles, issues du craquage de l'ammoniac importé et de la production locale ne couvriront que les deux tiers des besoins des régions portuaires ; pour les régions intérieures, il n'y aura pas assez d'hydrogène. Deuxièmement, une bonne partie de cet hydrogène vert peut remplacer directement sans coûts d'investissement soit l'hydrogène gris dans les raffineries soit la production d'ammoniac. Troisièmement, un démarrage anticipé de la production est possible sans dépenser des sommes importantes pour les infrastructures d'hydrogène vers l'intérieur des terres, ni attendre leur développement. Les fonds publics peuvent donc être dédiés vers ces lieux de demande identifiés et laisser ainsi la construction d'un réseau hydrogène se faire au rythme des disponibilités d'hydrogène sur le marché.***



les 10 ports européens de mer du nord

## 1. Les défis des objectifs de l'UE et de l'Allemagne en matière d'hydrogène

La Commission européenne a fixé pour 2030 l'objectif de 20 millions de tonnes d'hydrogène, dont la majeure partie sera importée. Il existe des projets de développement d'une « dorsale de l'hydrogène » permettant d'acheminer le vecteur énergétique hydrogène vers l'hinterland. L'Allemagne prévoit d'utiliser 10 millions tonnes d'hydrogène propre, et l'Agence Fédérale des réseaux (Bundesnetzagentur ou BNetzA) a récemment publié un plan d'extension du réseau central allemand qui a été approuvé. Les contrats pour les travaux ont été attribués et les pelleuses sont déjà en action. Des adaptations de ce plan en cours de développement du réseau sont toutefois souhaitables et possibles.

Mais presque chaque semaine, de nouveaux revers sont annoncés, dont récemment l'annulation du pipeline d'hydrogène bleu norvégien, le retard de quatre ans également pour le gazoduc d'hydrogène vert danois mais aussi pour le gazoduc de Rotterdam vers la région de la Ruhr. De même, les 10 GW d'électrolyseurs de la stratégie nationale hydrogène 2023 semblent difficilement atteignables. En outre, il existe de sérieuses présomptions au sujet de Thyssenkrupp Steel et de son projet pionnier Direct Reduction Iron (DRI) à Duisbourg qui n'utilisera finalement que de petites quantités d'hydrogène ; le gaz naturel, beaucoup moins cher, sera probablement la principale source d'énergie.

Les raisons du combat pour l'introduction de l'hydrogène/ammoniac vert sont les suivantes:

- Le prix de l'hydrogène s'avère être nettement plus élevé que prévu initialement. Les enchères d'avril 2024 de la Banque européenne de l'hydrogène a révélé des prix pour l'hydrogène vert en Europe du Nord dans la fourchette de 10 à 12 €/kg, contre une fourchette initialement prévue de 2,5 à 4,0 €/kg ; en revanche, selon Platts Hydrogen Price Wall, des prix compris entre 7,5 et 8,0 €/kg pour l'hydrogène vert pourraient être atteints d'ici 2030 pour la production d'hydrogène en Europe du Nord. De même, dans des circonstances optimales, l'hydrogène produit par le craquage de l'ammoniac provenant de pays tiers pourrait coûter seulement 6-8 €/kg. Mais dans les deux cas, il y a toujours un écart de 3 à 5 €/kg avec les prix de l'hydrogène bleu et de l'hydrogène gris (chiffre basé sur les hypothèses de l'IEA 2024 Global Hydrogen Review et sur les prix à terme actuels de l'électricité, du gaz et du CO2)
- Les ressources financières publiques sont limitées et la volonté des consommateurs finaux à payer plus pour des produits propres (voitures, aliments, etc.) est devenue très ténue. Fin novembre 2024, il a été annoncé que le deuxième cycle d'appel d'offres des importants contrats de protection climatique (subventions essentielles pour l'hydrogène dans l'industrie) n'aura pas lieu, car douze milliards euros manquent au budget fédéral.
- Il n'y a qu'un nombre limité de sources d'outre-mer qui visent l'Europe. Elles se présentent toutes sous forme d'ammoniac, qui doit ensuite être transformé en hydrogène. Sept d'entre elles ont des décisions finales d'investissement (FID) qui pourraient donner 1,1 million de tonnes d'hydrogène après craquage, mais seulement si la technologie de craquage continue à se développer (le « Technology Readiness Level » (TRL) de cette technologie est de 7, alors que le niveau 9 est requis pour les projets bancables) et si la capacité est effectivement développée.
- Les Projets nationaux d'hydrogène avec FID le long de la côte ajouteraient 0,3 millions de tonnes.
- L'utilisation d'hydrogène propre et de ses dérivés, comme l'ammoniac et le méthanol dépend de la disponibilité d'installations industrielles et de navires permettant de tirer profit de ces carburants. L'hydrogène propre et l'ammoniac peuvent être utilisés sans investissement respectivement comme substitut direct de leurs équivalents gris dans des raffineries de pétrole ou dans les installations de

production d'engrais sur les sites portuaires. Inversement, il est possible d'utiliser ces produits dans les aciéries et pour les carburants de soute mais il est nécessaire d'attendre que les investissements dans les installations DRI et les navires équipés de nouveaux moteurs soient mis en place.

- Les règles européennes sont très compliquées et ne sont pas nécessairement basées sur des principes de coût/bénéfice. L'accent mis sur l'hydrogène vert plutôt que bleu, aux vues des écobilans respectifs et des prix, ne se justifie pas. Si l'on part du prix le plus optimiste, soit 6 €/kg pour l'hydrogène vert et 3,40 €/kg pour l'hydrogène bleu, le coût supplémentaire de la tonne CO2 évitée lors du passage de l'hydrogène vert à l'hydrogène bleu est de l'ordre de 2 000 €/tonne de CO2.
- Le principal problème mis en évidence par une récente sondage pour Duisburg Business & Innovation est que : « Pour les projets d'hydrogène, il n'y a pas de business case ou il est difficile d'en trouver un ». En bref, pour reprendre une analogie nautique, la stratégie de l'hydrogène risque sérieusement de se noyer. Une stratégie stricte, stratégie basée sur les ports, pourrait faire office de canot de sauvetage.

## 2. Les nombreux avantages de se concentrer sur les ports d'Europe du Nord

Il y a deux fortes raisons de se concentrer dans un premier temps sur les ports d'Europe du Nord : la concentration de la demande en hydrogène et leurs avantages logistiques particuliers.

### ***1.1 Une forte concentration industrielle avec une forte demande en hydrogène et en d'ammoniac.***

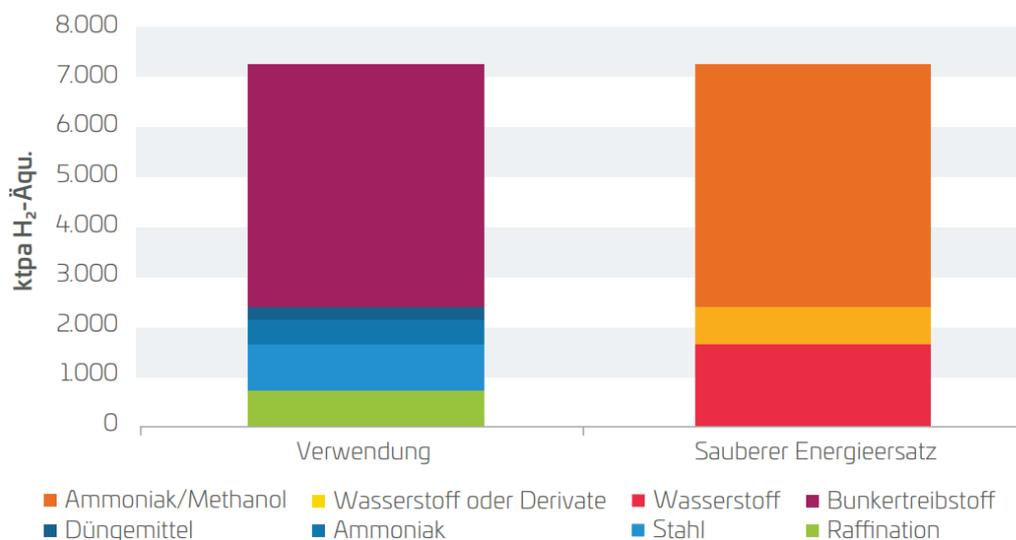


Abb. 3 | Langfristiger Bedarf an Wasserstoff/Derivaten nach Anwendung und Ersatzbrennstoff

Dans aucune autre région de l'UE, l'industrie à forte consommation d'énergie et l'activité internationale de ravitaillement sont aussi concentrée que le long de ce littoral de 1000 km de long avec ses ports, du Havre à Rostock (figure 1 et figure 2). Dans l'Europe à 27, la part du raffinage, de la production d'acier par les hauts fourneaux d'une part et de la production d'ammoniac d'autre part est estimée respectivement à 20 % et 17 %, tandis que la part du ravitaillement est supérieure à 60%.

Les activités recensées dans la région sont estimées à 4 % des émissions de l'UE27. Dans les zones portuaires elles-mêmes, 14 % des émissions sont imputables aux raffineries, 17 % à l'acier et 3 % à l'ammoniac. A cela s'ajoutent 64 % pour le fioul de soute, qui n'est pas émis dans les ports mais pendant la traversée.

Si toutes les activités avec émissions de carbone étaient remplacées par de l'hydrogène ou ses dérivés, cela représenterait un besoin de près de 7 millions de tonnes d'équivalent hydrogène, comme le montrent la figure 3 et la figure 4 : le combustible de soute est de loin le plus important. Par exemple les besoins en combustible de soute de 28 millions de tonnes nécessitent 5 millions de tonnes d'équivalent hydrogène sous forme d'ammoniac ou de méthanol.

Plusieurs points en découlent:

- Le carburant de soute représente de loin la plus grande source de demande ;
- L'utilisation d'hydrogène pour l'acier propre est la source de demande suivante, suivie par le raffinage ;
- Plus de la moitié des besoins peuvent être couverts par l'ammoniac, principal vecteur d'énergie propre disponible ;
- Rotterdam et Anvers sont de loin les ports les plus importants.

### **1.2 Les multiples avantages logistiques des ports pour l'introduction des carburants alternatifs carburants propres.**

Les ports disposent de plusieurs avantages pour l'introduction de carburants propres : Ils sont des points de livraison des sources d'énergie. Par conséquent, pour couvrir la demande intérieure, une infrastructure de pipeline limitée est nécessaire pour acheminer le produit jusqu'au lieu de consommation.

Ils offrent une demande concentrée sur une petite zone ; cette demande représente 8 % des objectifs très optimistes de l'UE pour 2030.

Certains ports se prêtent bien à la production d'hydrogène bleu soit par des possibilités proches de stockage de CO<sub>2</sub>, soit comme point de départ pour l'expédition du CO<sub>2</sub>, par exemple vers la Norvège.

**La transformation de l'hydrogène gris, utilisé dans les raffineries ou pour la production d'ammoniac, en hydrogène bleu par simple captage et stockage du CO<sub>2</sub> doit être le moyen le plus rentable de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> par l'utilisation de ce gaz.** A Rotterdam, deux FID pour de tels projets pour 210 ktonnes par an de capacité ont été prises et le port du Havre envisage le projet ECO2-Normandy pour une capacité pouvant aller jusqu'à 375 ktonnes par an.

Les ports permettent une précieuse flexibilité à court terme pour permuter l'hydrogène d'une installation à l'autre ou vers d'autres sources d'énergie, en cas de défaillance d'une installation ou d'une indisponibilité d'une source d'approvisionnement.

À plus long terme, lorsque le besoin de raffinage sera réduit en raison du développement de la voiture électrique, l'hydrogène pourrait être utilisé dans de nouvelles installations de production d'acier

Land	Projektname	Standort	ktpa	Farbe	In Betrieb
Frankreich	Normand'Hy - Air Liquide	Port Jerome	30	Grüne	2026
Belgien	Keine				
Niederländer	Holland Hydrogen Phase 1	Rotterdam	34	Grüne	2025
	Air Products	Rotterdam	110	Blau	2026
	Air Liquide	Rotterdam	100	Blau	2026
Deutschland*	EWE Clean Hydrogen Coastline Project	Cuxhaven	42	Grüne	2028
<b>SUMME</b>			<b>316</b>		

Tab. 1 | Nationale Projekte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff mit FIDs, Quelle: Autor auf Basis der Informationen aus Häfen, \* Hinweis: Deutschland hat dazu Projekte für grünen Wasserstoff mit FIDs der Niederrhein entlang mit einer gesamten Kapazität von 90 ktpa.

## 2. L'approvisionnement prévu des régions portuaires et leur capacité d'importation

Les tableaux suivants donnent une indication de la position probable de l'offre et de la demande, surtout au début des années 2030, mais aussi à plus long terme :

- Les projets de production locale avec une FID s'élèvent à seulement 316 ktpa.
- Les livraisons d'ammoniac d'outre-mer avec des FID, qui pourraient atteindre des ports d'Europe du Nord (mais qui pourraient aussi être vendues à d'autres régions) s'élèvent à 8.463 ktpa, ce qui, en cas de craquage complet, donnerait 1.111 ktpa d'hydrogène. Ce pourcentage dépendra de la construction de craqueurs, dont aucun plan ferme n'a été établi.

## 3. La préparation relative des ports à la montée en puissance de l'hydrogène

Les ports se trouvent dans des situations différentes pour la montée en puissance, comme le montre la figure 5. Il est particulièrement avantageux de disposer déjà d'une autorisation d'exploitation de l'ammoniac, ainsi que de développer des perspectives pour le craquage. En outre, s'ajoute la possibilité d'un CCS local, pour produire de l'hydrogène bleu et remplacer ainsi facilement l'hydrogène gris par l'hydrogène bleu.

ktpa	Importquellen		Nationale Erzeugung	Gesamtes Angebot	Nachfrage
	Ammoniak	Gecrackte H <sub>2</sub> *	H <sub>2</sub> -äqu.	H <sub>2</sub> -äqu.	H <sub>2</sub> -äqu.
Projekte mit FID	8.463	1.111	395	1.506	1360
Potenzial 2030	24.163	3.171	395	3.566	1360
Potenzial langfristig	54.763	7.188	395	7.583	7293

Tab. 3 | Potenzielle Verfügbarkeit von Ammoniak / Wasserstoff vs. Nachfrage, \* Annahme für Ammoniak-Cracking: 25 % wird als Energiequelle benötigt

Hafen	Hafen Durchsatz (mtpa)	Ammoniak Genehmigung?	Ammoniak Importe und Cracking geplant?	Ammoniak Import Kapazität ktpa	Blau H <sub>2</sub> mit CCS oder CO <sub>2</sub> -Transport geplant	CO <sub>2</sub> -Lagerungs-Potenzial dem Hafen nah?
Le Havre	81	X	-	NA	X	-
Dunkirk	49	-	-	0	-	-
Antwerp-Bruges	289	X	X	1.500	X	-
Rotterdam	439	X	X	3.000	FID	X
Amsterdam	63	-	-	0	-	-
Wilhelmshaven	30	-	X	750	-	-
Bremerhaven	50	-	-	0	-	-
Brunsbüttel	9	X	X	3.000	-	-
Hamburg	100	Beantragt	X	1.200	-	-
Rostock	24	X	X	600	-	-
Total	-	-	-	-	-	-

Tab. 4 | Ausstattung der Häfen für die Einführung, Produktion und Verwendung des Wasserstoffs

#### 4. Un scénario plausible pour le début des années 2030

Les objectifs ambitieux pour 2030 ont déjà été mentionnés. À ce stade, un scénario plausible pour les premières années 2030 (puis « 2030+ ») est esquissé, dans lequel la demande est nettement inférieure au potentiel à long terme, comme l'illustrent les figures suivantes 6 et 7.

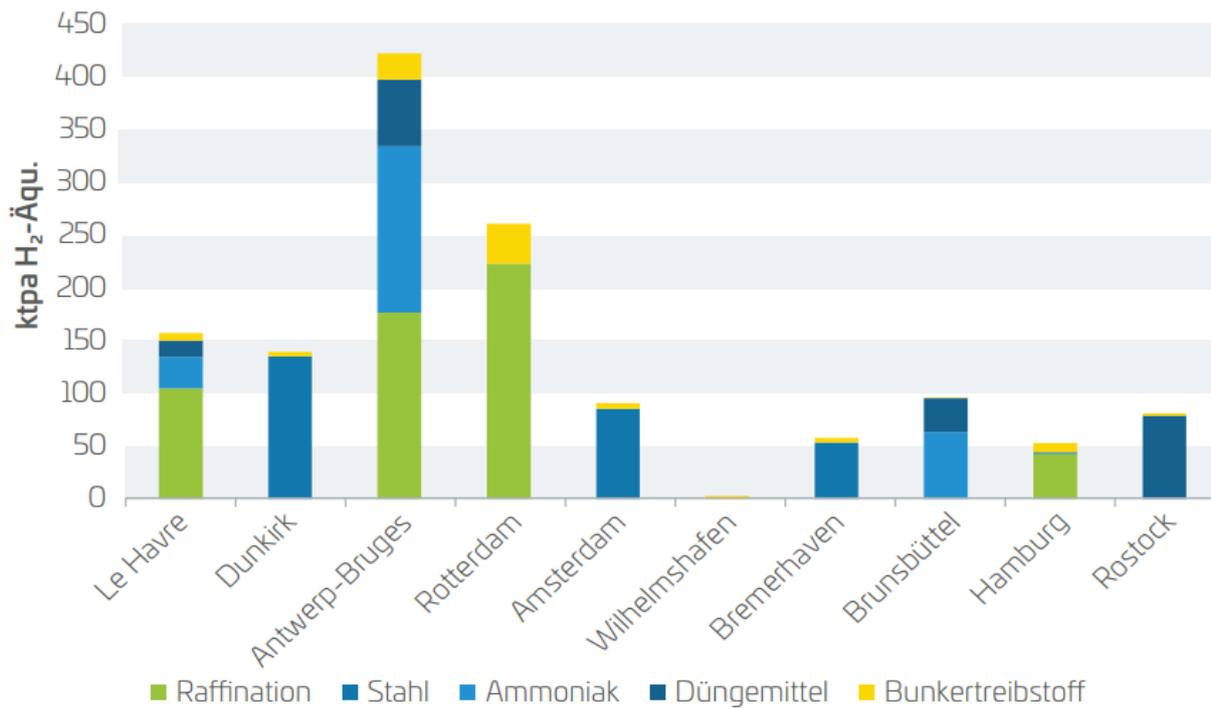
Les hypothèses suivantes expliquent quelle part de la demande à long terme de carburants propres en 2030+ peut être couverte :

- Raffinage et production d'engrais : 75 %, car les produits gris sont directement remplacés par des équivalents verts.
- Production d'acier où les hauts fourneaux sont utilisés : 50 % en raison des coûts d'investissement élevés et des délais de mise en œuvre
- Carburants de soute : seulement 2 % en raison de la lenteur du renouvellement des navires.

Les points suivants sont importants :

- Moins de 50 % de l'approvisionnement visé dispose d'un FID ; plus de la moitié dépend de la construction de craqueurs d'ammoniac.

- L'utilisation d'hydrogène propre en remplacement de l'hydrogène gris dans le raffinage représente la moitié des carburants propres, soit la plus grande source de demande. Elle est suivie par l'acier avec une part de 25% des carburants propres.
- L'utilisation directe potentielle d'ammoniac (1.644 ktpa) correspond à 288 ktpa d'équivalent H<sub>2</sub>. La demande d'hydrogène est loin d'être suffisante pour couvrir les seuls besoins des zones portuaires



**Abb. 6** | Verbrauch von Wasserstoff/Derivaten bis 2030+ nach Anwendung und Kraftstoff

## 5. Conclusion

Les arguments en faveur d'une stratégie nord-européenne de l'hydrogène, axée dans un premier temps sur les sites portuaires, sont décisifs :

- Tout d'abord, jusqu'au début des années 2030, les sources d'hydrogène disponibles provenant du craquage de l'ammoniac importé et de la production locale ne couvrent pas plus des deux tiers des besoins des seules régions portuaires.
- Deuxièmement, une grande partie d'hydrogène gris utilisée dans les raffineries peut être remplacée directement sans frais d'investissement.
- Troisièmement, un démarrage précoce peut avoir lieu sans que de grandes sommes d'argent ne soient nécessaires. Le développement d'infrastructure d'hydrogène à l'intérieur des terres peut attendre.

Cette stratégie basée sur les ports ne doit toutefois pas empêcher le transport ultérieur du gaz dans l'hinterland, mais permet plutôt, d'utiliser l'expérience acquise pour gagner en dynamisme. Le Backbone d'hydrogène se développera progressivement avec la poursuite de la construction de craqueurs d'ammoniac. Le processus sera d'autant facilité que le temps de planification et de construction des craqueurs et des conduites est connu.

Il s'agit probablement du seul moyen de l'introduction de l'hydrogène à grande échelle, ce qui est beaucoup plus pragmatique et plus abordable que le plan global actuellement envisagé. Si cette approche pragmatique ne peut pas réussir, alors les plans pour l'hydrogène ne resteront malheureusement qu'un vœu pieux.

Hafen	Potenzielle H <sub>2</sub> Versorgung ( ktpa – 2030+)				Potenzielle H <sub>2</sub> Nachfrage (ktpa – 2030+)				Überschuss (Mangel)
	Lokale grün H <sub>2</sub> Erzeugung	Lokale blau H <sub>2</sub> Erzeugung	Ammoniak Cracking	Total	Raffination	Stahl	Ammoniak Erzeugung	Summe	
Le Havre	30	< 375 Pl.		30	105	0	30	135	(105)
Dunkirk					0	135	0	135	(135)
Antwerp-Bruges			106	106	177	0	158	334	(228)
Rotterdam	34	210	106	350	223	0	0	223	128
Amsterdam					0	85	0	85	(85)
Wilhelmshaven					0	0	0	0	
Bremerhaven					0	53	0	53	(53)
Brunsbüttel	42		53	95	0	0	63	63	32
Hamburg			53	53	43	1	0	44	8
Rostock			53	53	0	0	0	0	53
Summe	106	210	370	686	547	275	250	1.072	(386)

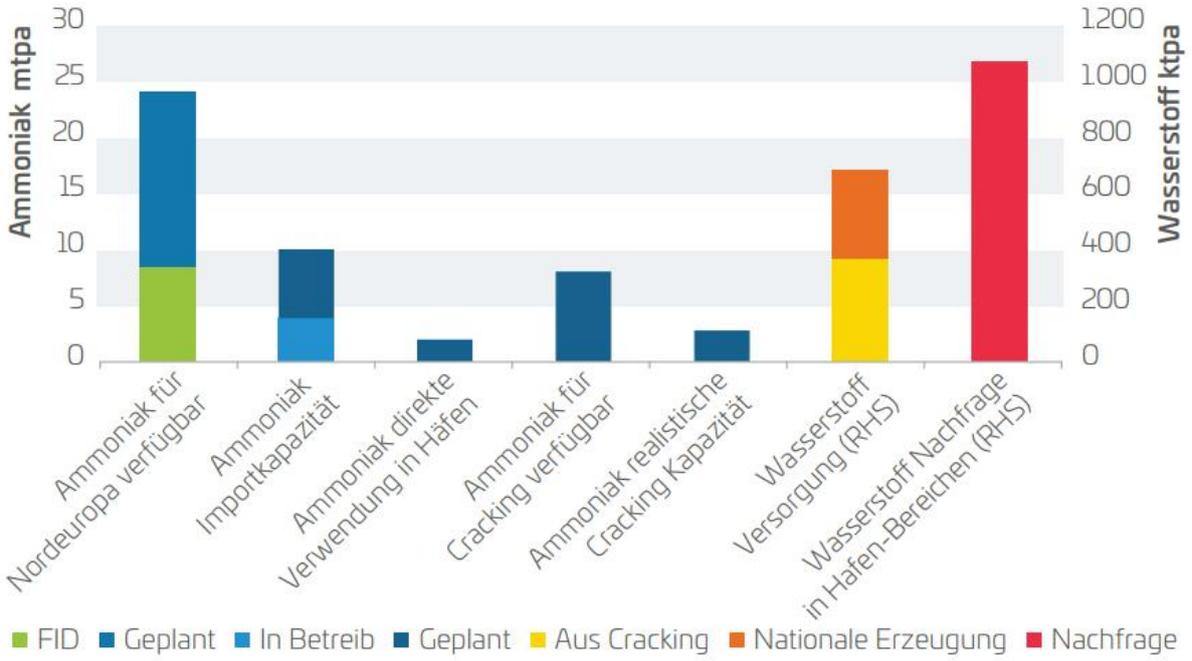


Abb. 7 | Ammoniak- und Wasserstoffbilanzen in nordeuropäischen Hafenregionen – 2030+