



Kurzstudie beauftragt von IHK NRW

Engpassfaktor Wasserstoff.

**Anforderungen an die Wasserstoffversorgung für
die Industrie in Nordrhein-Westfalen**

Dr.-Ing. David Franzen

NEA GREEN GmbH & Co. KG

Mobil: +49 1523 8297132

Mail: david.franzen@neuman-esser.com

Datum: 15.05.2024



1 Zielsetzung und Vorgehensweise

Im Zuge der Energiewende wird regenerativ erzeugter Strom einen wesentlichen Bestandteil in der Transformation des Energiesystems einnehmen. Zusätzlich wird Wasserstoff eine zentrale Rolle als speicherbarer, grundlastfähiger und transportabler Energieträger und Energiequelle für nicht elektrifizierbare Wärmeprozesse in der Industrie einnehmen.

Wasserstoff muss an heutigen Produktionsstandorten zu wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung gestellt werden. Kurz- und mittelfristig ist grüner Wasserstoff jedoch ein knappes Gut und die Versorgung von kleinen Unternehmen durch das Wasserstoff-Kernnetz in den ersten Ausbaustufen nicht vorgesehen.

Der schnelle Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist darum Voraussetzung, um die Defossilisierung der Industrie in Nordrhein-Westfalen zu ermöglichen. Dazu braucht NRW eine geeignete Transportinfrastruktur, die Pipelines, LKW-Trailer und dezentrale H₂-Produktionsstätten abdeckt.

Die Politik muss Maßnahmen ergreifen, um vor allem kleinen Unternehmen einen Zugang zur Wasserstoffwirtschaft zu ermöglichen.

Ziel der Studie ist die Identifizierung von regulatorischen Hemmnissen, sowie die Herleitung von Handlungsempfehlungen und politischen Rahmenbedingungen zur Anbindung des industriellen Mittelstands an die Wasserstoffwirtschaft.

Damit die Studie greifbare Ergebnisse liefert und die bevorstehenden Herausforderungen sichtbar werden, wurden stellvertretend für ihre jeweiligen Branchen sieben Unternehmen aus NRW als Querschnitt über Standorte und Industriezweige ausgewählt.

Tabelle 1: Branchen der teilnehmenden Unternehmen

#	Branche
1	Ziegelei
2	Lebensmittel
3	Halbleiter Technologie
4	Chemie
5	Zement & Baustoffe
6	Metallverarbeitung
7	Papier

Die Standorte der Unternehmen werden im Zusammenhang mit der Planung des Wasserstoff-Kernnetz analysiert. Über eine detaillierte Datenerhebung und Interviews werden Energiebedarfe und die zugrunde liegenden Prozesse beleuchtet.

Anhand der ausgearbeiteten Daten werden mögliche Bedarfe, Potentiale und Problemstellungen der repräsentativ gewählten Unternehmen für die jeweilige Branche abgeleitet. Dazu werden notwendige H₂-Prozesse identifiziert und Versorgungsmöglichkeiten bewertet.

Quantifiziert werden die Bedarfe und Potentiale in einer Grenzkosten-Analyse, wobei verschiedene Beschaffungsmethoden gegenübergestellt werden. Hierzu werden unter Berücksichtigung der abgeleiteten Bedarfe und der Standortanalyse im Kontext der Planungen des Wasserstoff-Kernnetz die Grenzkosten der Wasserstoffbeschaffung per Pipeline, Trailer sowie dezentraler Elektrolyse ermittelt.

Anhand der Ergebnisse werden Handlungsempfehlungen für die Unternehmen bzw. Branchen aber auch für die Rahmen bildenden Institutionen wie zum Beispiel der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgesprochen.

2 Branchenspezifische Prozessübersicht

Mithilfe der standardisierten Interviewleitfäden wurden die ausgewählten Unternehmen nach ihren erforderlichen Prozessen und Energieverbräuchen befragt. Aus den aktuellen Energiebedarfen, den diskutierten Alternativen und den weiteren Einsparprognosen wird der mögliche Wasserstoffbedarf der Unternehmen und damit stellvertretend für die Branche ermittelt. Die repräsentativen Prozesse jeder Branche und diskutierte Alternativen werden hier im Detail aufgeführt. Wiederkehrende Prozesse werden weiter unten gesondert behandelt.

2.1 Ziegelei

Primär wird Erdgas für den Betrieb von Brennöfen und zur Trocknung der Ziegel verwendet. Gleichmäßige Temperaturen über einen langen Zeitraum sind für eine gleichbleibende hohe Qualität erforderlich. Die Hauptprozesse sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Stielvertretender Gas- (fossile Brennstoffe) Bedarf in der Ziegelei.

Verfahren	Beschreibung	Temperatur	Alternative
Dampferzeugung	Herstellung von Prozessdampf für weitere Arbeitsschritte	Bis 100 °C	Strombetriebene Dampferzeugung. Geringer Wirkungsgrad bei Verwendung von Heizstäben, bei Elektrodenkesseln entstehen Probleme mit der Verunreinigung des Prozesswassers. Die Verwendung anderer Brennstoffe wie Holz, Biogas/Biomethan oder Wasserstoff ist möglich. Holz und Biogas/Biomethan führen dabei zu lokalen CO ₂ - und ggf. Feinstaub-Immissionen.
Trocknung	Trocknung der Materialien und die Entfernung von Wasser. Für die erforderliche Qualität muss das Material im Vorfeld für ca. 24 – 48 Stunden getrocknet werden.	Bis 120 °C	Die Abwärme des Brennofens kann verwendet werden. Für die gleichbleibende Wärmeverteilung und Qualität des Endprodukts wird zusätzlich ein eigener Brenner vorgesehen. Alternativ könnte in diesem Temperaturbereich auch eine strombetriebene Wärmeezeugung genutzt werden.
Brennen	Die zuvor glasierten Ziegel werden final gebrannt. Alle Materialien verbinden sich fest miteinander und die gewünschten Eigenschaften der Ziegel werden hergestellt. Der Prozess dauert ca. 24 Stunden.	Bis 1020 °C	Alternative Brennstoffe und/oder die Verwendung von CCS-Technologie.

2.2 Lebensmittel

Je nach hergestellten Produkten sind sehr individuelle Prozesse erforderlich. Hohe Erdgasverbräuche sind im speziellen bei der Herstellung von Backwaren vorhanden. Hierfür verwendete Durchlauföfen werden in einer Temperaturspanne von 150 – 500 °C wahlweise mit Erdgas aber auch Strom betrieben. Die Betrachtung muss stärker auf einer unternehmensbezogenen Ebene stattfinden. Pauschale Aussagen für die Lebensmittelindustrie sind nicht möglich.

2.3 Halbleiterindustrie

Ein fossiler Energiebedarf besteht primär für den Betrieb der Infrastruktur. Einen hohen Anteil haben hier die Gebäude- und Raumheizung. Speziell für den Betrieb der Reinräume zur Sicherstellung der erforderlichen Temperatur und Luftfeuchte wird aktuell auf Erdgas zurückgegriffen. In der Regel sind Temperaturniveaus zwischen 50 – 90 °C für diese Anwendungen ausreichend, sodass auch Alternativen zur Verfügung stehen. Wärmerückgewinnung, Wärmepumpen und/oder lokale Wärmenetze können den Bedarf an fossilen Energieträgern stark reduzieren.

Tabelle 3: Stellvertretender Gas- (fossile Brennstoffe) Bedarf in der Halbleiterindustrie

Verfahren	Beschreibung	Temperatur	Alternative
Infrastruktur – Gebäude / Raumluf	Beheizung der Gebäude	50 – 90 °C	Energetische Sanierungen und Einsatz von anderen Wärmequellen, Wärmepumpen, bzw. Anschluss an Nah- bzw. Fernwärmenetze
Konditionierung Reinraum (Temperatur, Luftfeuchte)	Die Frischluft für Reinräume muss in Temperatur und Luftfeuchte exakt eingestellt werden. Durch den Einsatz von Gas wird die Luft erwärmt und befeuchtet	50 – 90 °C	Verwendung anderer Wärmequellen wie Nah- bzw. Fernwärmenetz. Vorlauftemperatur ~90°C erforderlich. Einsatz von elektrischen Heizungen und Verdampfern möglich.

2.4 Chemie

Die betrachteten Prozesse wurden auf eine rein energetische Nutzung reduziert. Bei einer stofflichen Umsetzung von Erdgas bzw. anderen fossilen Fraktionen ergeben sich deutlich mehr Anwendungsmöglichkeiten. Bei einer stofflichen Nutzung muss daher jeder Prozess bzw. jedes Produkt separat betrachtet werden.

Tabelle 4: Stellvertretender Gas- (fossile Brennstoffe) Bedarf in der chemischen Industrie

Verfahren	Beschreibung	Temperatur	Alternative
Dampf- erzeugung	Erzeugung von Prozessdampf zu Nutzung als Wärmequelle in weiteren Prozessen.	Bis 210°C	Strombetriebene Verfahren s.o.
Trocknung	Erwärmung von Luft zur Entfernung von Wasser.	120 – 160 °C	Umstellung auf H ₂ oder alternative Brennstoffe wie Holz oder Biogas/Biomethan.

Im Gegensatz zu der Ziegelei wird mit einer höheren Temperatur getrocknet. Der Einsatz einer Wärmepumpe ist aufgrund der Temperatur bis 160 °C kritischer zu sehen und kann nicht pauschal als Alternative in Betracht gezogen werden.

An anderen Stellen sind teilweise bereits strombetriebene Heizungen in Betrieb. Für einen reibungslosen Ablauf und zum Ausgleich von Wärmeverlusten in Rohrleitungen sind viele Prozesse mit Begleitheizungen ausgestattet. Diese können sowohl über einen Doppelmantel mit einem Wärmedium und externer (fossiler) Beheizung, aber auch als direkte elektrische Heizung realisiert werden.

Tabelle 5: Erprobte strombetriebene Prozesse in der chemischen Industrie

Verfahren	Beschreibung	Temperatur	Kommentar
Begleitheizung Rohrleitungen / Behälter	Heizelemente werden an Rohrleitungen und Behältern angebracht. Wichtig für Transitleitungen, um z.B. Kondensation oder Erstarren zu vermeiden.	Bis 120°C	Begleitheizungen gibt es in verschiedenen Ausführungen. Genaue Temperaturregelungen und lokales Heizen ist möglich. Als Alternative für einen Doppelmantel mit weiterem Heizmedium verfügbar.

2.5 Zement & Baustoffe

Die Zement- und Baustoffindustrie steht vor einer enormen Herausforderung. Die hohen Temperaturen und Durchsätze führen zu einem sehr hohen Energiebedarf, der aktuell vollständig aus fossilen Quellen bedient wird. Zudem wird im Prozess der Zementherstellung generell CO₂ freigesetzt, sodass selbst bei einem klimaneutralen Brennstoff CO₂ emittiert wird. Daher eignet sich die Zement Industrie in Zukunft auch als CO₂ Quelle für weitere chemische Prozesse. Zusammen mit Wasserstoff kann beispielsweise Methanol als Grundstoff für die chemische Industrie hergestellt werden. Hierfür ist die zusätzliche Anwendung von CCU erforderlich. Somit wird in der Zement Industrie Wasserstoff sowohl energetisch für die Hochtemperaturprozesse als auch für die stoffliche Umsetzung benötigt. Damit entsteht in diesem Industriezweig ein sehr hoher Bedarf an Wasserstoff.

2.6 Metallverarbeitung

Im Rahmen der Studie wurden hier primär die Prozesse der Weiterverarbeitung von Metallen betrachtet. Die Gießprozesse und z.B. die Herstellung von Roheisen sind ein weiteres Anwendungsfeld, das in Tabelle 6 und Tabelle 7 nur angeschnitten wird. Hier sind auch viele Umsetzungen möglich, vom klassischen mit Koks betriebenen Hochofen, Gasbrennern zur Bereitstellung der Schmelze, Direktreduktionsanlagen auf Erdgas- und Wasserstoffbasis, bis hin zu Elektroöfen. Die Anwendung muss hier jeweils spezifisch betrachtet werden. Ein pauschaler Einsatz einer Technologie ist nicht möglich.

Bei der Weiterverarbeitung der Metalle ist in der Regel der initiale Herstellungsschritt bereits erfolgt. Die Metallstücke müssen nach einem Transport und ggf. Lagerung wieder erwärmt werden, um in den weiteren Prozessschritten weiterverarbeitet werden zu können. Die Temperatur, Aufheiz- und Abkühlzeiten haben dabei einen erheblichen Einfluss auf die Qualität der Metalle. Auch hier können für jedes Erzeugnis individuelle Voraussetzungen vorliegen. Ein pauschaler Ansatz ist daher auch hier nicht zielführend.

Tabelle 6: Stellvertretender Gas- (fossile Brennstoffe) Bedarf in der Metallindustrie

Verfahren	Beschreibung	Temperatur	Alternative
Warmumformung Stahl oder weitere Metalle	Erhitzung von Halbzeug zur weiteren Verarbeitung. Für die Weiterverarbeitung müssen die Teile gleichmäßig auf die entsprechende Temperatur gebracht werden. Lokale Unterschiede in der Erwärmung und Abkühlung können zu Qualitätseinbußen führen.	Bis 1300 °C	Erhitzung der Halbzeuge durch induktives Verfahren. Die gleichmäßige Erhitzung größerer Teile ist allerdings problematisch und schwieriger zu steuern. Prüfung muss für jedes Werkstück einzeln erfolgen.
Erwärmung von Hilfsmitteln (Pfannen, Rinnen, etc.)	Alle Hilfsmittel, die mit flüssigem Metall in Kontakt kommen, müssen erwärmt werden, um ein Erstarren der Schmelze zu verhindern. Qualitäts- und Materialverlust sind sonst die Folge. Zudem werden die Standzeiten der Hilfsmittel erhöht.	Je nach Anwendung	Einbindung von CCS-Technologie im Abgasstrom möglich. Verwendung von Wasserstoff als Brennstoff. Elektrifizierung müsste individuell abgestimmt werden. Im Allgemeinen bleibt die direkte Behandlung mit einer Flamme aber am effektivsten. Hier kann als Alternative auch Wasserstoff genutzt werden.
Dampferzeugung	Abdeckung der Grundlast.	140 – 160 °C	Einbindung von CCS-Technologie im Abgasstrom, wobei eine lokale Absaugung schwierig umzusetzen ist. Nutzung von Strombetriebenen Prozessen.

Durch den hohen Energiebedarf zur Erwärmung der Metalle kann ähnlich wie in der Zementindustrie auch hier über eine CCS-Technologie nachgedacht werden. Die CCS-Technologie ist aktuell noch in der Entwicklungsphase und nicht in der Lage das CO₂ vollständig aus den Abgasströmen zu entfernen. Bisher sind Abscheidungsraten von maximal 90% CO₂ erreicht worden. Der zusätzliche Energieaufwand ist zudem hoch. Insgesamt ist die zusätzliche Anwendung von CCS nur sinnvoll, wenn ein einzelner (hochkonzentrierter) CO₂-Abgasstrom vorliegt. Bei stärkerer Verteilung der CO₂-Quellen steigen die Kosten an, während die Effizienz sinkt. Durch Brenner an verschiedenen Stellen im Prozess, z.B. bei der Erwärmung von Hilfsmitteln, liegen in der Regel mehrerer CO₂-Quellen vor, die nicht gebündelt werden können. Prozessbedingt sind die CO₂-Konzentrationen in der Zementindustrie im Abgas deutlich höher und sollten daher priorisiert dort eingesetzt werden.

Wie bereits angesprochen gibt es in der Metallindustrie bereits technisch ausgereifte strombasierte Prozesse (siehe Tabelle 7). Als Beispiele sind in der Tabelle Lichtbogenöfen und die induktive Erhitzung aufgeführt, durch die sehr hohe Temperaturen erreicht werden können. Beide Verfahren sind industriell etabliert. Die Metallindustrie kann daher auf sehr gute Erfahrungswerte bei der Elektrifizierung von Prozessen zurückgreifen und damit den Einsatz von Wasserstoff in einer klimaneutralen Produktion einordnen und bewerten.

Tabelle 7: Erprobte strombetriebene Prozesse (Metallverarbeitung)

Verfahren	Beschreibung	Temperatur	Kommentar
Schmelze	Einschmelzen der Metalle mittels Lichtbogentechnologie. Durch Anlegen einer Hochspannung an zwei Kohlenstoffelektroden wird ein Lichtbogen mit hoher Temperatur erzeugt. Die Temperaturen sind ausreichend, um große Mengen Metall zu schmelzen.	Bis 1300 °C	Durch die Kohlenstoffelektroden wird trotz dem Verzicht auf fossile Brennstoffe CO ₂ -emittiert.
Induktionsvergütung	Die Oberfläche eines Werkstücks wird mittels Induktion gezielt erwärmt. Durch das Erwärmen und Abkühlen wird die Oberfläche vergütet und erhält spezielle Eigenschaften. Die Oberflächenqualität wird gezielt beeinflusst.	Bis 1000 °C	Theoretisch ließe sich das Verfahren auch auf die Knüppel übertragen, jedoch ist die homogene Erwärmung des Knüppels deutlich anspruchsvoller (siehe oben unter „Warmumformung Stahl“).

2.7 Papier

Für die Papierindustrie wurde primär der Prozess zur Herstellung der Papierbahn aus einer Suspension untersucht. Die Herstellung der Suspension, inkl. der Reinigung und Aufbereitung der Papierfasern ist individuell abhängig vom primären Einsatzstoff und Einsatzzweck des späteren Produkts. In dem in dieser Studie betrachteten Prozess wird aus der Faserstoffsuspension mit einem Feststoffgehalt < 1 % eine Papierbahn mit einem Feststoffgehalt von > 95 % hergestellt. Das Wasser wird demnach in wenigen Sekunden nahezu vollständig entfernt. Für die Erwärmung und Verdampfung des Wassers werden hohe Energiemengen benötigt. Bei alternativen Brennstoffen ist zudem die Art der Trocknung genauer zu betrachten. Kommt die Papierbahn direkt mit den Verbrennungsprodukten in Kontakt, muss diese Verbrennung Ruß- und Partikelfrei ablaufen. Ansonsten setzen sich diese Partikel im Produkt fest und können nachträglich nicht mehr entfernt werden. Es existieren daher hohe Qualitätsanforderungen an den Trocknungsprozess.

Tabelle 8: Stellvertretender Gas- (fossile Brennstoffe) Bedarf in der Papierindustrie

Verfahren	Beschreibung	Temperatur	Alternative
Dampf- erzeugung	Herstellung von Prozessdampf für weitere Arbeitsschritte.	Bis 100 °C	Strombetriebene Dampferzeugung.
Trocknung	Feuerung und Nutzung des heißen Abgases zur Trocknung von getränktem Rohpapier.	Bis 300° C	Einsatz von Wasserstoff zu überprüfen, direkte Elektrifizierung nicht umsetzbar.

Prinzipiell ist eine Trocknung des Rohpapiers auch elektrisch möglich. In dem betrachteten Beispiel war dies allerdings nicht möglich, da die elektrische Anlage nicht in die alte Infrastruktur integriert werden kann. Der Platzbedarf würde sich stark erhöhen wodurch Gebäudeerweiterungen notwendig werden.

2.8 Dampferzeugung

Viele der befragten Unternehmen nutzen aktuell Gas, um damit Dampf für weitere Prozessschritte zu erzeugen. Klassisch wird demineralisiertes Wasser unter Druck erhitzt, bis es verdampft. Je nach erforderlicher Temperatur kann dies elektrifiziert werden, wobei dies mit steigender Temperatur schwieriger wird.

Erprobte Technologien sind hierbei Heizstäbe. Ein elektrischer Widerstand erwärmt sich unter Last und kann dadurch das Wasser verdampfen. Eine Alternative stellt der Elektrodenkessel dar.

Hierbei wird das Wasser im Gegensatz zur klassischen Dampferzeugung mit Salzen versetzt, um die elektrische Leitfähigkeit zu erhöhen. Das leitfähige Wasser wird zwischen zwei Metallplatten geleitet, an die eine elektrische Spannung angelegt wird. Der resultierende Stromfluss erwärmt das Wasser (analog zur Erwärmung des Heizstabes), bis dieses verdampft. Da hier das Wasser direkt durch den elektrischen Strom erwärmt wird, ist der Wirkungsgrad dieses Verfahrens etwas höher. Jedoch kann die Salzkonzentration im Prozesswasser in den nachgeschalteten Prozessen zu Problemen führen, da diese in der Regel für demineralisiertes Wasser ausgelegt sind.

Als weitere Alternative können Wärmepumpen eingesetzt werden. Der Vorteil hier ist, dass durch die Nutzung von Umgebungswärme (oder Niedertemperatur Abwärmen) der elektrische Wirkungsgrad deutlich größer ist. Z.B. würden 3 kWh Umgebungswärme mit 1 kWh Strom zu 4 kWh Prozesswärme führen. Jedoch sinkt der Wirkungsgrad der Wärmepumpe mit steigender Temperatur. Ein breites Anwendungsfeld liegt in der Bereitstellung von Gebäudewärme bis ca. 60 °C. Höhere Temperaturen sind möglich, aber weniger weit verbreitet. Für den notwendigen Temperaturbereich der Dampferzeugung gibt es nur wenige Prototypen. Daher sind die befragten Unternehmen eher skeptisch, und planen weiter mit der erprobten gasbetriebenen Dampferzeugung.

2.9 Nahwärmenetze

Bei der Bereitstellung von Gebäudewärme kann, falls vorhanden, auf ein Nahwärmenetz zurückgegriffen werden. Statt dezentraler Heizungsanlagen wird hier die gesamte Wärme zentral bereitgestellt. Häufig handelt es sich bei diesen Heizungsanlagen nicht um eine ausschließliche Wärmeproduktion, sondern eine Stromproduktion, bei der die Abwärme in das Wärmenetz eingespeist wird. Je nach Temperaturniveau des Wärmenetzes können verschiedene Prozesse durch dieses versorgt werden. Beispielsweise in der Halbleiterindustrie würde eine Vorlauftemperatur von 90 °C ausreichen, um die fossilen Brennstoffe in allen beschriebenen Prozessen zu ersetzen. Der Einsatz von Nahwärmenetzen ist aber unabhängig der Branche für diesen Temperaturbereich möglich.

Geht es lediglich um die Bereitstellung von Prozess- und Raumwärme bei einer Vorlauftemperatur bis 90 °C können die Wärmenetze auch durch Wärmepumpen gespeist werden. Jedoch gilt, dass mit steigender Temperatur die Technik weniger ausgereift, aber dennoch verfügbar ist. Im Gegensatz zur Dampferzeugung sind etwas niedrigeren Temperaturen erforderlich, sodass hier erprobte Alternativen zur Verfügung stehen.

Die Stärke von Nahwärmenetzen ist, dass in der Regel durch eine zentrale Anlage elektrische Energie und Wärme bereitgestellt wird. Bei einer Umstellung auf den Betrieb einer Wärmepumpe würde das Wärmenetz allerdings zu einer reinen Stromsenke transformieren. Dies könnte einen negativen Einfluss auf das lokale Stromnetz haben und sich in Form von höheren Stromkosten und Netzentgelten, überlasteten Netzknotenpunkten oder dem notwendigen Ausbau von

Umspannwerken äußern. Bei einer Umstellung von Gas- auf Wasserstoffmotoren, oder auch (Hochtemperatur-)Brennstoffzellen als zentrale Versorgungsanlage des Nahwärmenetz, kann die kombinierte Erzeugung weiter betrieben werden. Zudem würde durch eine zentrale Anlage eine erhebliche CO₂-Reduktion erreicht werden. Wird dieser Ansatz über die vollständige H₂-Wertschöpfungskette integriert betrachtet, können an einem Standort die Wasserstofferzeugung, -speicherung und Rückverstromung aufgebaut werden. Der Wasserstoff dient als Langzeitspeicher, um lokale Überschüsse aus der erneuerbaren Stromproduktion, oder Niedrigpreisphasen an der Börse, zu nutzen. Über die Rückverstromung werden Preisspitzen, sowie Dunkelflauten ausgeglichen. Durch den lokalen Ansatz werden dabei die Stromnetze entlastet.

3 Grenzkostenanalyse und geografische Einordnung

Jedes der befragten Unternehmen stellt sich der gemeinsamen Herausforderung, die Industrie in Deutschland zu defossilisieren und auf einen klimaneutralen Pfad zu leiten. Die Unternehmen haben einen Einblick in ihre aktuelle Situation, die unternehmens- und branchenspezifischen Prozesse, sowie die geplanten Maßnahmen für einen klimaneutralen Betrieb gegeben. Trotz der individuellen Betrachtung konnten sehr viele Überschneidungen bei den Unternehmen festgestellt werden. So gehen alle befragten Unternehmen sehr aufgeschlossen mit dem Thema der Klimaneutralität um und sehen dieses als Chance, auch in Zukunft wettbewerbsfähig zu sein.

Jedoch müssen die neuen Technologien zwangsläufig ähnlich effektiv, betriebssicher, wirtschaftlich und stabil sein wie die etablierten Technologien. Hier stellt die Elektrifizierung aus Sicht der Unternehmen aktuell häufig noch keine Alternative zu einem gasbetriebenen Prozess dar. Ein typisches Beispiel wäre hier die notwendige Bereitstellung von Prozessdampf. Die häufig zentrale Bereitstellung bietet einen großen Hebel, mit einem einzigen Prozess große Mengen an CO₂ einzusparen. Daher wurden und werden an dieser Stelle bereits gezielt Energiesparmaßnahmen, wie eine Wärmerückgewinnung oder weitere Isolierung, umgesetzt. Mit einer Temperatur von ca. 150 °C gilt die Dampferzeugung noch als Niedertemperaturprozess und sollte laut politischer Empfehlung elektrifiziert werden. Jedoch entsprechen die Alternativen noch nicht den Anforderungen der Unternehmen. Heizstäbe gelten als wirtschaftlich ineffizient, Hochspannungselektrodenkessel stellen weitere Anforderungen an das Prozesswasser, die nicht mit den aktuellen Anlagen kompatibel sind, und Wärmepumpen sind in diesem Temperaturbereich noch nicht ausreichend erprobt. Eine Umstellung der vorhandenen Gasbrenner auf Wasserstoff ist hingegen mit geringerem Aufwand möglich, zudem besteht reichlich Erfahrung mit Erdgas als Brennstoff.

Der Einsatz von Wasserstoff ist daher die präferierte Lösung zur Umstellung der fossilen Prozesse, jedoch sind die Bezugspfade und die damit verbundenen Kosten für die Unternehmen

bisher noch nicht geklärt. Der geplante Aufbau des Wasserstoff-Kernetzes ist ein erster Schritt in eine breite Versorgung, jedoch können nicht alle Regionen in Nordrhein-Westfalen aufgrund ihrer geografischen Entfernung vom geplanten Kernnetz direkt erschlossen werden. Zudem müsste der Aufbau der Verteilnetze im selben Tempo parallel vorangetrieben werden.

Zur Bewertung einer präferierten Beschaffungsmethode wurden die Grenzkosten des Wasserstoffbezugs in Abhängigkeit der Entfernung vom Kernnetz bestimmt. Dazu wurden die Beschaffungskosten für den Wasserstoff, die voraussichtlichen Kosten für das Kern- und Verteilnetz, die Trailer-Befüllung sowie der Transport, und die Kosten für die dezentrale Erzeugung vor Ort ermittelt und miteinander verglichen. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden potenzielle Zwischenhändler, Margen und sonstige Dienstleistungen wie eine Betriebsführung, die die finalen Kosten beeinflussen, nicht berücksichtigt.

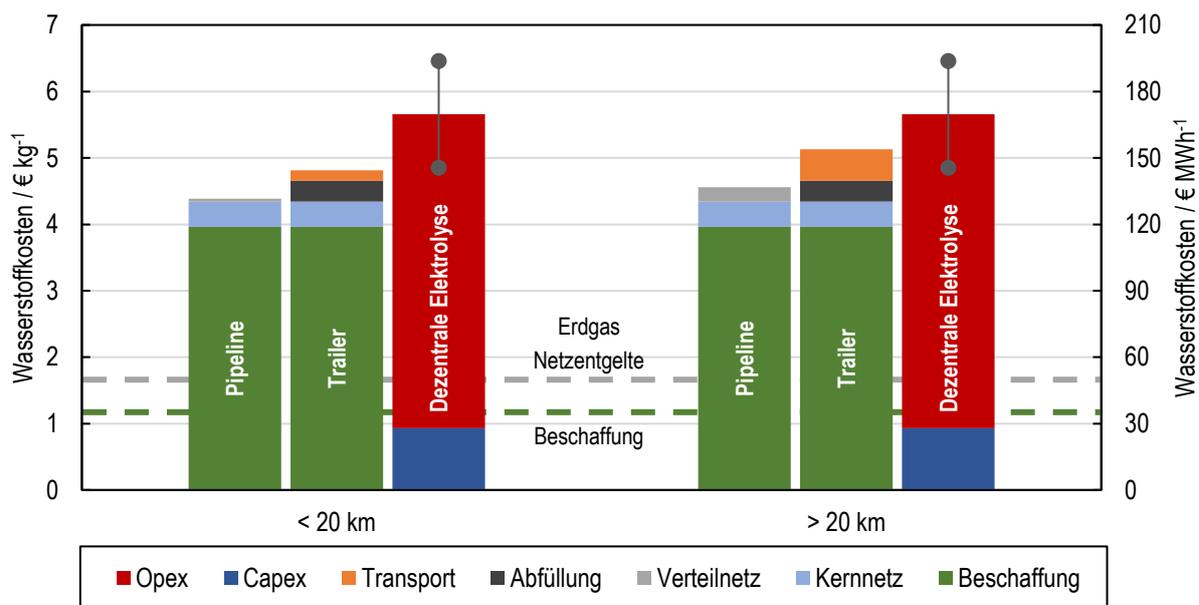


Abbildung 1: Grenzkosten für die Wasserstoffbeschaffung via Pipeline, Trailer und dezentraler Elektrolyse in Abhängigkeit vom Anschlusspunkt des Kernnetzes, Kern- und Verteilnetz mit jeweils einer Auslastung von 50 %. Die H₂-Kosten aus der Elektrolyse werden durch den Strompreis (96 – 64 € MWh⁻¹, obere und untere Grenze) bestimmt. Als Vergleich werden die Beschaffungskosten (arithmetisches Mittel des Großhandelspreises seit 1.1.2023) und Netzentgelte für Erdgas herangezogen.

Aus Abbildung 1 wird deutlich, dass die Versorgung via Pipeline in allen Fällen zu bevorzugen ist, die Grenzkosten aber bereits deutlich über dem aktuellen durchschnittlichen Gasbezugspreis liegen. Die Grenzkosten der dezentralen Elektrolyse werden von der Distanz nicht beeinflusst, lediglich der Strompreis hat einen signifikanten Einfluss auf die Kosten. Jedoch kann durch dezentrale Elektrolyseure bei einer Entfernung zum Kernnetz von mehr als 20 km der Wasserstoff bei günstigem Strombezug zu ähnlichen Grenzkosten produziert werden. Der Transport via Trailer wird dagegen immer teurer als der Transport über die Pipeline bleiben, da sowohl die

erforderliche Abfüllstation als auch der Transport selbst mehr Kosten verursachen als der Aufbau des Verteilnetzes. Der logistische Aufwand ist hierbei sogar noch vernachlässigt. Die täglich transportierte Menge an Wasserstoff in einer konservativ ausgelasteten Verteilnetz-Pipeline entspricht dabei ca. 400 Trailern.

Allerdings muss für den wirtschaftlichen Betrieb des Verteilnetzes auch die kundenseitige Nachfrage vorhanden sein. Erwartungsgemäß sind aus den Befragungen die Bedarfe in der Zement- und Metallindustrie am höchsten, allerdings sind alle Industriezweige auf eine Versorgung mit Wasserstoff angewiesen. Selbst bei verhältnismäßig geringem Bedarf wird bei allen betrachteten Unternehmen eine äquivalente Elektrolyseleistung von mehr als 5 MW am Standort benötigt. Wird auf eine Belieferung mit Trailern zurückgegriffen, muss diese Logistik reibungslos und ausfallsicher aufgestellt werden. Bereits ab einer täglich notwendigen Belieferung steigt das Risiko eines Ausfalls. Bei mehreren Lieferungen pro Tag ist der logistische Aufwand so groß, dass eine Umsetzung nicht sinnvoll ist. Alle betrachteten Unternehmen wären auf mehrere Lieferungen pro Tag angewiesen.

Von den betrachteten Unternehmen würde nur eines den ermittelten Bedarf für den Bau des Verteilnetzes rechtfertigen. Bei allen anderen Betrieben läge die Auslastung einer Pipeline bei weniger als 10%. Aufbau und Betrieb eines Verteilnetzstrangs erfordern in diesen Fällen weitere Abnehmer in der direkten Umgebung. Liegen keine weiteren Abnehmer, zum Beispiel in einem Gewerbegebiet, vor, steigen entweder die Netzentgelte, oder die Regionen werden aus wirtschaftlichen Erwägungen der Verteilnetzbetreiber nicht erschlossen.

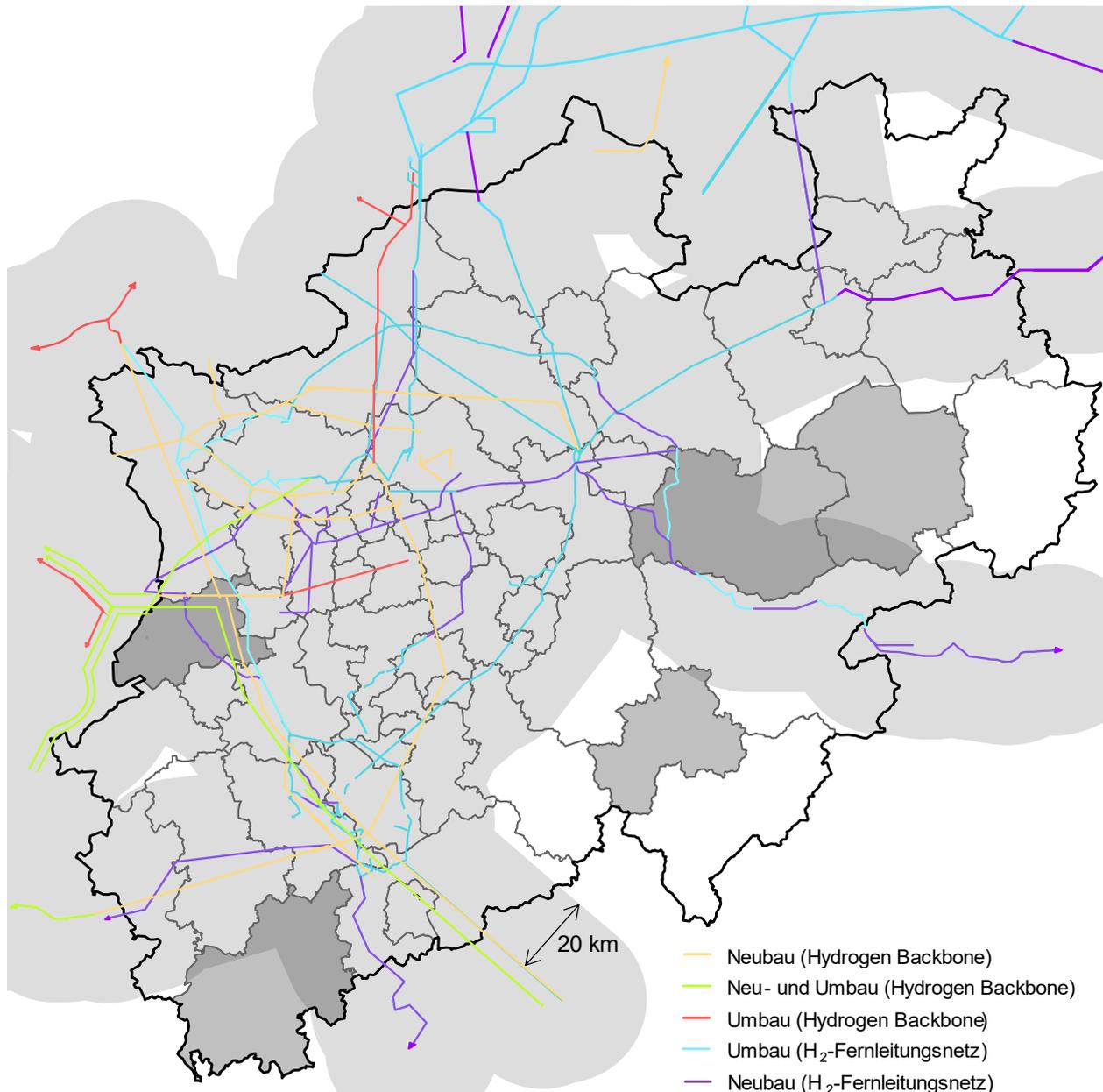


Abbildung 2: Karte der geplanten Wasserstoffleitungen bis 2032 mit Markierung der Fläche in unmittelbarer Nähe (>20 km) in hellgrau und Markierung der Kreise, aus welchen Unternehmen gewählt wurden, in dunkelgrau.

Die Abbildung 2 zeigt den Planungsstand des Wasserstoffkernetzes vom 15.11.2023, inklusive der weiter oben bestimmten 20 km Korridore in Hellgrau, in denen eine direkte Anbindung über das Verteilnetz oder über einen Transport mittels Trailer kostentechnisch günstig ist. In Dunkelgrau sind die Kreise markiert, in denen die befragten Unternehmen ansässig sind. Grundsätzlich zeigt sich eine sehr gute Abdeckung innerhalb NRWs, wobei nicht alle Regionen direkt durch das Kernnetz erschlossen werden. Zudem setzt der 20 km Korridor oben voraus,

dass die Ausspeisepunkte an beliebigen Stellen am Kernnetz vorliegen können. Erst mit einer konkreten Planung der Ausspeisepunkte kann der genau 20 km Korridor ermittelt werden. Dieser wird voraussichtlich kleiner werden als in der Abbildung aufgezeigt. Für alle Unternehmen außerhalb dieser Korridore ist der Anschluss an das Kernnetz weiterhin möglich, jedoch müssen die für die Verteilnetzbetreiber wirtschaftlichen Abnahmestrukturen vorhanden sein. Durch weitere Entfernungen sinkt damit die Wahrscheinlichkeit eines Anschlusses, kann aber nicht pauschal ausgeschlossen werden.

4 Zeitplan und Brückentechnologie

Die Grenzkostenanalyse hat gezeigt, dass unabhängig von Entfernung und Bedarf der direkte Anschluss an eine Wasserstoffpipeline immer die favorisierte Lösung darstellt. Die Planung des Wasserstoffkernnetz schreitet weiter voran und konkretisiert sich mit hoher Geschwindigkeit. Nach aktuellem Zeitplan soll ein Bau bereits im Jahr 2024 starten und der Endausbau bis 2032 abgeschlossen sein. Im aktuellen Planungsstand werden die potenziellen Anschlussleitungen der befragten Unternehmen erst im Endausbau fertiggestellt sein. Die direkte Anbindung der Unternehmen kann erst im Anschluss über die Verteilnetze erfolgen. Inklusiv einer Umstellung der industriellen Prozesse auf Wasserstoff ist daher mit einer Nutzung von Wasserstoff über das Kernnetz erst ab dem Jahr 2033 zu rechnen. Ob der Anschluss allerdings erfolgt ist nach aktuellem Planungsstand nicht abzuschätzen.

Im Gegensatz dazu können eine Versorgung mit Trailern oder über eine dezentrale Elektrolyse bereits zeitnah gestartet werden. Im Fall der Trailerversorgung kann nach erfolgter Prozessumstellung bereits mit Lieferungen begonnen werden. Zum jetzigen Zeitpunkt ist allerdings das Angebot an Wasserstoff noch gering und in der Regel nur aus fossilen Quellen verfügbar. Zudem sind die Transportwege deutlich höher als oben in der Analyse berücksichtigt, wodurch für die Übergangszeit bis zum Aufbau einer flächendeckenden Transportlogistik mit deutlich höheren Kosten zu rechnen ist. Im Gegensatz dazu kann bei der dezentralen Elektrolyse bereits frühzeitig mit einem passenden Strombezugskonzept mit stabilen Wasserstoffkosten gerechnet werden. Bei entsprechender Planung kann ein dezentrales Elektrolyseprojekt in 18 – 24 Monaten realisiert werden, sodass eine frühzeitig Wasserstoffnutzung ermöglicht wird. Beide Versorgungskonzepte bieten dazu die Möglichkeit zunächst nur Teile der Prozesse auf Wasserstoff umzustellen. Nach einem Übergangszeitraum erfolgt die Anbindung an das Kernnetz, sodass eine vollständige Defossilisierung durchgeführt werden kann. Die potenziellen Zeitachsen der einzelnen Beschaffungsmethoden sind grafisch in Abbildung 3 zusammengefasst.

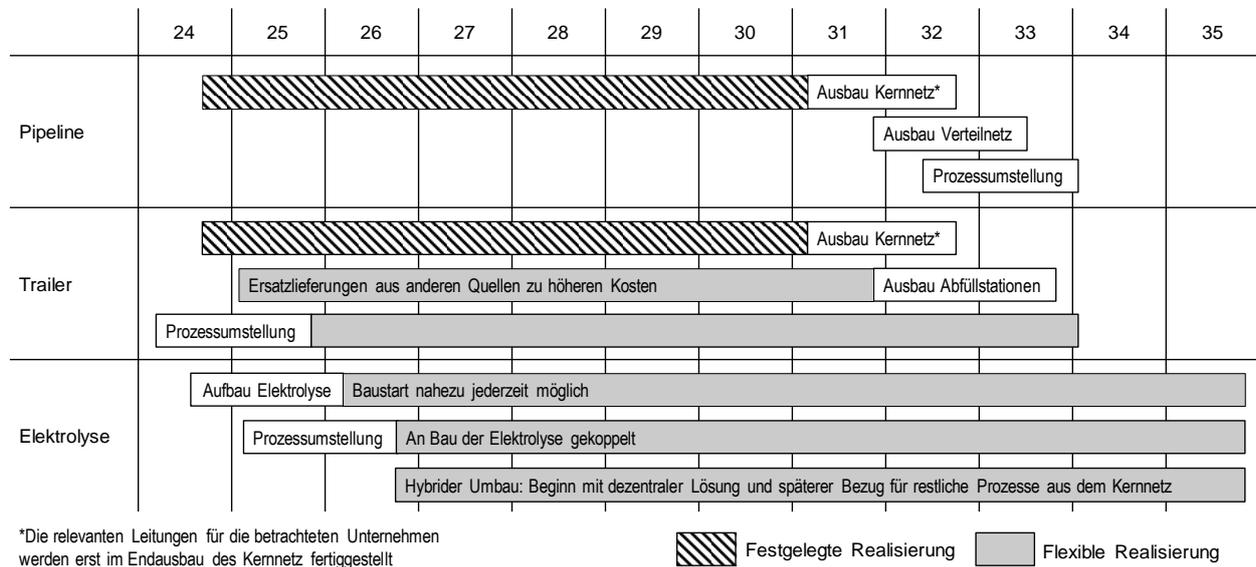


Abbildung 3: Zeitachse der verschiedenen Beschaffungsmethoden.

Es wird deutlich, dass neben den Kosten auch der Zeitpunkt der geplanten Umstellung Einfluss auf die wirtschaftlichste Lösung für die Unternehmen haben kann. Muss bereits vor der direkten Anbindung an das Kernnetz Wasserstoff eingesetzt werden, beispielsweise zur Erfüllung bestimmter Nachhaltigkeitskriterien in der Lieferkette oder selbstgesteckter Unternehmensziele, bleiben keine Alternativen gegenüber einer vorrausichtlich teuren Trailerversorgung oder dem Aufbau einer dezentralen Elektrolyse.

Neben Wasserstoff, unabhängig von der Beschaffungsmethode, kann Biomethan als Ersatz für Erdgas eingesetzt werden. Die exakte CO₂-Einsparung kann mittels etablierter und zertifizierter Berechnungsmethoden aus dem Kraftstoffsektor ermittelt werden. Das Biomethan ist dabei stofflich gleichwertig zum Erdgas und durch den Bezug über die vorhandene Erdgasinfrastruktur müssen vor Ort keine Anpassungen durch die Unternehmen vorgenommen werden. Damit wird es Unternehmen ermöglicht eine sofortige Defossilisierung zu erreichen, bis weitere Details über die bisher beschriebenen Beschaffungsmethoden für Wasserstoff herrscht. Nach aktuellem Stand kann EU-weit betrachtet Biomethan den Erdgasverbrauch zu ca. 25 % decken. Damit konkurriert der übergangsweise Bezug von Biomethan nicht mit dem langfristigen Hochlauf und Bedarf an Wasserstoff.

5 Zusammenfassung

Die Studie wurde im Auftrag der IHK NRW erstellt, um Potenziale für den Einsatz von Wasserstoff im Mittelstand und der Industrie im ländlichen Raum NRW aufzudecken. Dazu wurde ein Querschnitt über das Bundesland NRW nach Örtlichkeiten und Branchen durchgeführt, wobei sieben exemplarische Unternehmen ausgewählt wurden.

Die Herausforderungen der Defossilisierung sind in allen Bereichen vorhanden und die Unternehmen sind in ihrer Grundeinstellung gewillt, die Herausforderungen anzunehmen. Aus den individuellen Interviews zeigt sich, dass Wasserstoff für die Unternehmen in vielen Bereichen als Mittel der Wahl gilt. Für viele Prozesse im Hochtemperatur-Bereich ist die indirekte Elektrifizierung über Wasserstoff alternativlos. Für Prozesse im Niedertemperatur-Bereich ist zwar eine direkte Elektrifizierung möglich, jedoch wird in manchen Anwendungen die technische Reife angezweifelt. So wird beispielsweise die elektrische Dampferzeugung von vielen Unternehmen in ihrer Anwendung und Wirtschaftlichkeit kritisch hinterfragt und tendenziell eher der Umstieg zu Wasserstoff favorisiert.

Für die Beschaffung des Wasserstoffs wurden drei Szenarien untersucht, die direkte Anbindung über das Wasserstoffkern- und Verteilnetz, die Belieferung mittels Trailer und der Aufbau einer dezentralen Elektrolyse am Standort. In der Grenzkostenanalyse zeigt sich, dass unabhängig von der Lage und dem Bedarf der Bezug von Wasserstoff via Pipeline favorisiert wird. Ab Transportlängen via Trailer von 20 km kann bei günstigem Strombezug die dezentrale Elektrolyse geringere Kosten aufweisen. Die Analyse kann aufgrund immer noch bestehender regulatorischer und ökonomischer Unwägbarkeiten noch keinen Aufschluss darüber geben, wie hoch am Ende die tatsächlichen Kosten für die Unternehmen sind. Zwischenhändler, Margen und Steuern wurden in der Analyse nicht berücksichtigt und sind in der aktuellen Situation noch nicht zu beziffern. Aus der Analyse lässt sich ableiten, dass die Grenzkosten für die Beschaffung in allen Fällen höher als die Kosten für den Bezug von Erdgas sind und deshalb eine Defossilisierung nicht ohne Zusatzkosten möglich ist. Hierbei wird die Umrüstung auf die Benutzung von Wasserstoff neben den Margen ebenfalls noch nicht eingepreist, sodass die tatsächlichen Kosten für die Defossilisierung höher ausfallen werden.

Neben den preislichen Unsicherheiten existieren auch Planungsunsicherheiten. So stellt für die günstigste Beschaffungsform von Wasserstoff (per Pipeline) der Ausbau des Kernnetzes eine Hürde für viele Unternehmen dar. Die Unsicherheit der Planung und das Warten auf Fertigstellung bremst Investitionen in diese Richtung. Die dezentrale Elektrolyse stellt bei stabilen (günstigen) Strompreisen eine Alternative dar. In Betrachtung zur Beschaffung per Pipeline ist die dezentrale Elektrolyse voraussichtlich teurer, jedoch früher verfügbar. Weiterhin existiert aber ein First-Mover Risiko und aktuell noch Unsicherheiten in der Strombeschaffung. Real entstehen momentan für die Unternehmen deutlich höhere Kosten als in der Grenzkostenanalyse bestimmt. Die Mehrkosten gegenüber dem aktuellen Erdgasbezug müssen mit Förderinstrumenten überbrückt werden.

Für einen Übergang könnte bereits jetzt Biomethan das Erdgas ersetzen. Dieses kann über die vorhandenen Erdgasinfrastruktur bezogen werden. Im Gegensatz zur Elektrifizierung oder der Nutzung von Wasserstoff müssen auch die vorhandenen Prozesse nicht angepasst werden,

sodass dies als Sofortmaßnahme möglich ist. Bei einem Anschluss der Unternehmen das Kernnetz ab 2032 können die Prozesse noch auf Wasserstoff umgestellt werden.

6 Handlungsempfehlungen und Forderungen

Den Unternehmen selbst bleibt in der aktuellen Situation kaum Handlungsspielraum. Neben generellen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und der Wärmerückgewinnung ist für alle Unternehmen der Zugang zu günstigem Wasserstoff für die vollständige Defossilisierung essenziell. Aktuell können aber aufgrund der dargestellten unklaren Rahmenbedingungen keine (Investitions-)Entscheidungen getroffen werden. Die Kosten für den Wasserstoff sind in allen Bezugsquellen noch unbekannt und können lediglich abgeschätzt werden. Der Aufbau des Kern- und Verteilnetzes, sowie die Logistik für mögliche Letzte-Meile-Transporte über Trailer sind frühestens 2032 abgeschlossen. Engagierte Unternehmen werden hierdurch deutlich ausgebremst. Diese können sich zu Mehrkosten selbst durch eine dezentrale Elektrolyse versorgen, benötigen dafür aber auch einen Zugang zu günstigem Strom. In allen Fällen ist mit Mehrkosten gegenüber dem Erdgasbezug zu rechnen.

Um einen Verbleib insbesondere der energieintensiven Unternehmen in den ländlichen Räumen Nordrhein-Westfalens langfristig zu gewährleisten, müssen diese Mehrkosten ausgeglichen werden. Die Klimaschutzverträge, die mittlerweile von der Europäischen Kommission eine beihilferechtliche Genehmigung erhalten haben, sind ein Instrument, um diese Mehrkosten aufzufangen. Diese Förderung muss aber auch für den Mittelstand ohne zu starke bürokratische Hürden zugänglich gemacht werden.

Der Einsatz von Wasserstoff muss für alle Prozesse möglich gemacht werden. Es existieren zwar teilweise auch für Niedertemperaturprozesse strombetriebene Alternativen, in vielen Fällen sind diese aber noch in der Entwicklung bzw. im Pilotbetrieb. Eine Pauschalisierung zur Elektrifizierung bestimmter Prozesse zum jetzigen Zeitpunkt bremst allerdings die Investitionen und fördert das Festhalten an den bestehenden Anlagen.

Zudem müssen die Kosten und die Zeitpläne für den Ausbau der nationalen Wasserstoffinfrastruktur transparent geteilt werden. Netzentgelte, Kosten für Zwischenhändler, Übergabepunkte vom Kern- ins Verteilnetz, sowie Steuern und weitere Abgaben müssen bekannt sein. Unternehmen müssen jetzt in die Lage versetzt werden Pläne für die Verringerung der CO₂-Emissionen zu entwickeln und entsprechend notwendige Investitionen zu bewerten. Unter der aktuellen Unsicherheit ist dies nicht möglich und potenzielle Klimaschutzmaßnahmen werden weiter in die Zukunft verschoben.

Der Aufbau dezentraler Wasserstoffcluster mit bedarfsgerechten Erzeugungskapazitäten muss gefördert und bürokratisch entlastet werden. Besonders in Regionen abseits des Kernnetzes muss es problemlos möglich sein, Wasserstofferzeugung, Speicherung, und Rückverstromung zum Ausgleich von Preisspitzen am Strommarkt als Inselnetz zu betreiben. Der Aufbau dieser Cluster und erst späterer Einbindung in das Wasserstoffnetz ermöglicht zudem ein schnelleres

Handeln der Unternehmen. Hier sind insbesondere mittelstandsgerechte Planungs- und Genehmigungsverfahren zwingend notwendig, um den Bau und Betrieb von Elektrolyseuren als schnell verfügbare Alternative zu einem erst ab 2032 zu erwartenden Anschluss an das Pipeline-Netz zu nutzen.

Für einen Übergang könnte bereits jetzt Biomethan das Erdgas ersetzen. Dieses kann über die vorhandenen Erdgasinfrastruktur bezogen werden. Im Gegensatz zur Elektrifizierung oder der Nutzung von Wasserstoff müssen auch die vorhandenen Prozesse nicht angepasst werden, sodass dies als Sofortmaßnahme möglich ist. Für den Kraftstoffsektor gibt es bereits zertifizierte Berechnungsmethoden, die den CO₂-Fußabdruck des Biomethans genau bestimmen und in Form von THG-Minderungsquoten die CO₂-Reduktion monetär handelbar wird. Durch eine Ausweitung dieser Methodik auf den Wärmemarkt kann die Nutzung von Biomethan gefördert werden und als Sofortmaßnahme aktiv die CO₂-Emissionen in der Industrie senken.