

Flexibilisierungsbedarfe und -möglichkeiten im Hamburger Wasserstoffindus­trienetz

David Wohlleben*

Gasnetz Hamburg GmbH,
Lehrstuhl für Energiesystemökonomik
der RWTH Aachen

*david.wohlleben@yahoo.de

Elisabeth Ziemann

Gasnetz Hamburg GmbH
elisabeth.ziemann@gasnetz-hamburg.de

Aaron Praktiknjo, Christina Kockel
Lehrstuhl für Energiesystemökonomik
der RWTH Aachen

Kurzfassung – Für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist die Errichtung einer effizienten Infrastruktur entscheidend. So soll bereits im Jahr 2027 das erste Cluster des Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netzes (HH-WIN) durch Gasnetz Hamburg in Betrieb genommen werden. Im Vergleich zu Erdgasverteilnetzen können in Wasserstoffverteilnetzen neue Dynamiken im Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage entstehen. Daher wird in diesem Beitrag der Frage nachgegangen, welche Flexibilisierungsbedarfe in einem Wasserstoffverteilnetz entstehen können und mit welchen Maßnahmen diesen begegnet werden können. Dazu wird das Ökosystem rund um das Wasserstoffverteilnetz auf Grundlage von dreizehn durchgeführten Experteninterviews beschrieben. Darauf basierend werden stündliche Einspeise- und Lastprofile in ein Python-basiertes Modell eingelesen, um für unterschiedliche Szenarien Flexibilisierungsbedarfe zu ermitteln und die Flexibilisierungsmöglichkeiten Netzpufferung, Speicher und Lastmanagement zu bewerten. Die Ergebnisse zeigen, dass die Flexibilisierungsbedarfe in HH-WIN maßgeblich vom Verhältnis der Höhe der Gesamt-Einspeisungen und -Auspeisungen sowie von deren Volatilität abhängen. Insbesondere bei volatilen Einspeisungen in ähnlicher Höhe der Auspeisungen kann es zu einer schwankenden Residuallast mit mehrfachen Wechseln zwischen vorgelagerter Versorgung und potenziellen Rückeinspeisungen in das Fernleitungsnetz kommen. Flexibilisierungsmöglichkeiten auf Verteilnetzebene können Flexibilisierungsbedarfe abmildern, allerdings ist das Fernleitungsnetz immer mit einzubeziehen.

Stichworte – Wasserstoff, Flexibilisierung, Wasserstoffinfrastruktur, Hamburger-Wasserstoff-Industrienetz (HH-WIN), Netzpufferung

NOMENKLATUR

DA	European Delegated Act on Green Hydrogen
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
HH-WIN	Hamburger Wasserstoff Industriernetz
PPA	Power Purchase Agreement
VNB	Verteilnetzbetreiber

I. EINLEITUNG

Wasserstoff hat das Potenzial, eine zentrale Rolle in der Umsetzung der deutschen Energiewende zu spielen. Wasserstoff kann als Energiespeicher fungieren und so ein wesentliches Element der Sektorenkopplung darstellen. Zudem gilt Wasserstoff nach dem aktuellen Stand der Wissenschaft in Bereichen der Grundstoffchemie und Primärstahlproduktion als vielversprechendste Möglichkeit

zur Dekarbonisierung [1]. Daher wird von einer Erhöhung der Wasserstoffnachfrage von rund 55 TWh im Jahr 2020 auf 90-110 TWh im Jahr 2030 mit erneut deutlicher Steigerung bis zum Jahr 2045 ausgegangen [2]. Der in Zukunft genutzte Wasserstoff soll dabei treibhausgasarm als grüner Wasserstoff produziert werden, wozu deutschlandweit bis zum Jahr 2030 Elektrolyseure mit einer Gesamtkapazität von 10 GW_{el} errichtet werden sollen. Die in Deutschland installierten Kapazitäten der Elektrolyseure und erneuerbaren Energien werden allerdings nicht ausreichen, um die gesamte Nachfrage bedienen zu können, weshalb ebenfalls ein Import per Pipeline und über See angestrebt wird [3].

Hamburg kann im Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft eine bedeutende Rolle spielen. So gibt es zahlreiche potenzielle Großabnehmer von Wasserstoff aus der Industrie und durch den Hafen die Möglichkeit zum Schiffsimport [4]. Erfolgsentscheidend ist hierbei die Errichtung einer effizienten Infrastruktur, um Einspeiser und Verbraucher miteinander zu vernetzen. Das durch Gasnetz Hamburg betriebene Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz (HH-WIN) soll daher einen Großelektrolyseur, Importterminals und das Fernleitungsnetz mit Nachfragern aus der Industrie und Mobilität verbinden. Hierbei soll das Cluster Süd ab 2027 (IPCEI-Förderung beantragt) in Betrieb gehen, bevor HH-WIN durch weitere Cluster erweitert werden soll.

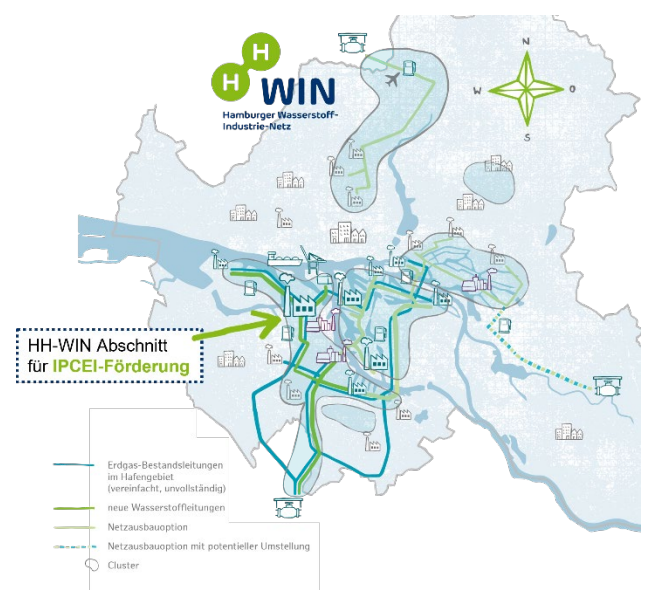


ABBILDUNG 1: DAS HAMBURGER WASSERSTOFF-INDUSTRIE-NETZ (HH-WIN).

Der Betrieb von einem Wasserstoffverteilnetz bringt im Vergleich zu einem Erdgasverteilnetz neue Herausforderungen mit sich. Durch den Anschluss von Elektrolyseuren wird erwartet, dass dezentrale und volatile Einspeisungen auf der Angebotsseite zunehmen. Das Nachfrageverhalten wird zudem insbesondere im Markthochlauf von einigen wenigen Nachfragern gekennzeichnet sein, welche daher große Auswirkungen auf die Gesamtlast haben können. Außerdem können neuartige Anwendungsgebiete zu geänderten Lastprofilen im Vergleich zur Erdgaswirtschaft führen. Die Sektorenkopplung und die geringere volumetrische Energiedichte können ebenfalls Faktoren im Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage darstellen.

Vor diesem Hintergrund ist es von Bedeutung zu untersuchen, wie Angebot und Nachfrage in HH-WIN und in Wasserstoffnetzen allgemein zeitlich gegenüberstehen können und welche Flexibilisierungsbedarfe ableitbar sind. Das Ziel des vorliegenden Beitrags ist es, die Frage zu beantworten, welche Flexibilisierungsbedarfe in HH-WIN entstehen können und mit welchen Flexibilisierungsmöglichkeiten diesen begegnet werden kann. Zur Beantwortung wird eine vierstufige Methodik, wie in **ABBILDUNG 2** dargestellt, angewendet.

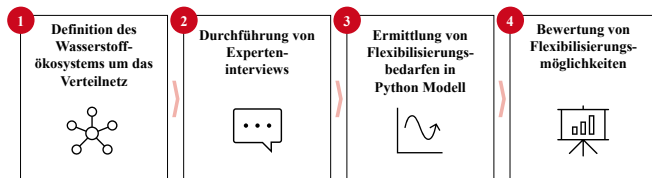


ABBILDUNG 2: METHODIK ZUR ERMITTLUNG DER FLEXIBILISIERUNGSBEDARFE UND -MÖGLICHKEITEN.

II. DAS WASSERSTOFFÖKOSystem UM DAS VERTEILNETZ

A. Definition des Wasserstoffökosystems

Die Wasserstoffinfrastruktur ist in der Wertschöpfungskette die Schnittstelle zwischen Erzeugern und Verbrauchern. Die für HH-WIN relevantesten Akteure zur Ermittlung von Flexibilisierungsbedarfen sind in **ABBILDUNG 3** geclustert dargestellt. Innerhalb von diesem Ökosystem wurden 13 Experteninterviews durchgeführt, um Informationen über die Aspekte Markthochlauf von Wasserstoff, Einspeise- und Lastprofile sowie Flexibilisierung zu erhalten. Die Aussagen der Experten geben gute Hinweise über die genannten Aspekte – sie sind allerdings nicht als repräsentativ und insgesamt erschöpfend zu erachten.

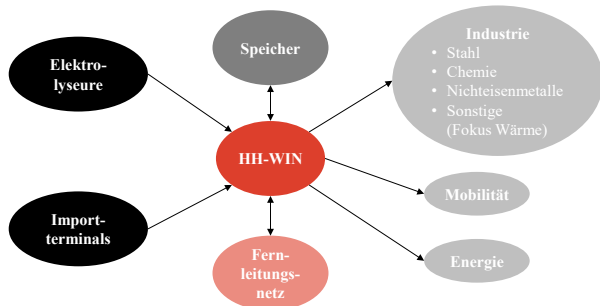


ABBILDUNG 3: DAS WASSERSTOFFÖKOSystem UM DAS VERTEILNETZ.

B. Ergebnisse der Experteninterviews

Für den Markthochlauf von Wasserstoff in der Industrie sind die wirtschaftlichen Gesichtspunkte Preise, Anlagenkosten und Verfügbarkeit entscheidend [4] [5] [6] [7].

Für finale Investitionsentscheidungen ist zudem regulatorische Klarheit insbesondere zur Umsetzung des European Delegated Act on Green Hydrogen (DA) und zu Carbon Contracts for Differences erforderlich [4] [8] [9]. Für die Etablierung von Schiffsimporten müssen zudem eine neue Wertschöpfungskette zwischen Import und Netzeinspeisung errichtet und Akteure miteinander vernetzt werden [10] [11]. Durch die Ungewissheit der genannten Aspekte ist der Zeitpunkt und Verlauf des Markthochlaufs schwierig abzuschätzen. Zudem sind die nachgefragten Mengen aus der Industrie unsicher und lassen sich insbesondere dann nicht aus bisherigen Erdgasverbräuchen ableiten, wenn eine direkte Elektrifizierung als Alternative zur Verfügung steht. Insgesamt wird die Wasserstoffnutzung für stoffliche Anwendungen wahrscheinlicher als für thermische Anwendungen angesehen. [4] [6] [7]

Die Einspeisepprofile der Elektrolyseure werden durch die Ausgestaltung des DA zentral beeinflusst. Eine zentrale Anforderung ist die in der Regel notwendige stundengleiche Stromversorgung durch Power Purchase Agreements (PPA) aus Erneuerbaren Energien und Wasserstoffherzeugung im Marktgebiet Deutschland ab 2030, wodurch sich ein volatiles Einspeiseprofil von Elektrolyseuren ergibt [8] [9]. Die Einspeisepprofile von Importterminals werden durch die Rückumwandlungsanlage bestimmt, weshalb bedarfsorientierte Einspeisepprofile möglich sind und wodurch große Flexibilisierungsbeiträge entstehen könnten [10] [11]. Die angestrebten Lastprofile aus der Industrie für stoffliche Anwendungen und zur Erzeugung von Prozesswärme auf hohem Temperaturniveau sind mehrheitlich konstant. Hauptgründe hierfür sind die Minimierung der Kapitalkosten und technische Prozesse, von denen nicht abgewichen werden kann, da ansonsten Schäden des Produkts oder massive Effizienzverluste folgen können [4] [5] [12].

Elektrolyseurbetreiber können die geforderten Lastprofile aus der Industrie wahrscheinlich nicht abbilden, weshalb Flexibilisierungsbedarfe im Wasserstoffnetz entstehen [8]. Diese Flexibilisierungsbedarfe müssen für einen erfolgreichen Markthochlauf von Wasserstoff berücksichtigt werden, da eine unterbrechungsfreie Versorgung unerlässlich ist [4] [5] [7] [13]. Die Analyse der Flexibilisierungsbedarfe auf Verteilnetzebene ist ebenfalls für Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) hochrelevant, da diese in der Kapazitäts- und Flexibilisierungsplanung der Fernleitungsnetze beachtet werden müssen [14].

Dezentrale Wasserstoffspeicher am Standort der Wasserstoffnutzung können einen Flexibilisierungsbeitrag liefern. Limitierende Faktoren sind der Platzbedarf und Genehmigungsprozesse, wobei eine Speichergröße von 5 Tonnen eine kritische Grenze darstellt, da ab dieser Größe eine Einstufung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung in den Störfallbereich erfolgt [15]. Bei großen Verbrauchern ist die mögliche Speichergröße im Vergleich zum Tagesverbrauch somit sehr gering [4] [16]. Die Flexibilität und eine hohe Auslastung in der Produktion haben eine hohe Priorität, weshalb Lastmanagementmaßnahmen entsprechende Anreize erfordern [7]. Eine Umsetzung von Lastmanagement ist herausfordernd, da Hoch- und Runterfahrzeiten von Anlagen berücksichtigt werden müssen oder nur kurze Zeiträume in Frage kommen [4] [6]. Auf Fernleitungsebene können Skalen- und Gleichzeitigkeitseffekte Vorteile bieten [14].

III. MODELLIERUNG DER FLEXIBILISIERUNGSBEDARFE UND -MÖGLICHKEITEN

ABBILDUNG 4 zeigt das für die Arbeit entwickelte Modell zur Ermittlung der Flexibilisierungsbedarfe und -möglichkeiten. Es werden stündliche Einspeise- und Lastprofile für die zuvor beschriebenen Akteure erstellt, welche je nach Analyse variiert werden können. Für unterschiedliche Szenarien können nun beliebig viele Profile ausgewählt, angepasst und in das Modell eingelesen werden.

Im Anschluss werden Kennzahlen, Zeitreihen und Jahresdauerlinien durch das Modell berechnet. Wichtige Kennzahlen sind die Ausspeisungen, Einspeisungen und die Residuallast, welche die Differenz von Ausspeisungen und Einspeisungen im Verteilnetz darstellt. Ohne weitere Flexibilisierungsmaßnahmen muss die Residuallast vom Fernleitungsnetz getragen werden. Ist die Residuallast negativ, ist bei Beibehalten der Einspeiseprofile eine Rückeinspeisung in das Fernleitungsnetz möglich, wozu ein bidirektionaler Betrieb der entsprechenden Leitung erforderlich ist. Zusätzlich wird die Volatilität der Residuallast analysiert, um die Schwankungen im Netzbetrieb zu bewerten. In dem Modell können die Flexibilisierungsmaßnahmen Netzpufferung, Speicher und Lastmanagementmaßnahmen hinzugefügt werden und mit dem Standardfall verglichen werden. Zur Bewertung der Netzpufferung werden außerdem die Druckverläufe im Netz berechnet, zur Bewertung der Speicher die Speicherstände.

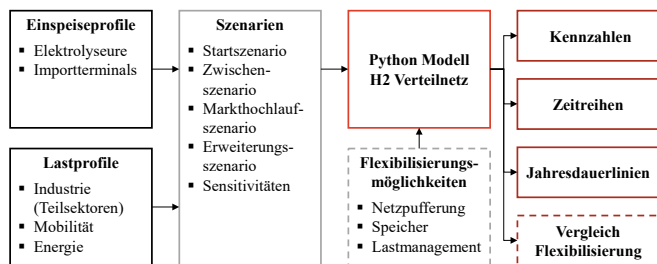


ABBILDUNG 4: MODELLIERUNG DER FLEXIBILISIERUNGSBEDARFE UND -MÖGLICHKEITEN.

IV. ERGEBNISSE DER FLEXIBILISIERUNGSBEDARFE UND -MÖGLICHKEITEN

A. Flexibilisierungsbedarfe im Wasserstoffverteilstnetz

Für den Hochlauf von HH-WIN wurden für zahlreiche Szenarien Flexibilisierungsbedarfe ermittelt. Hierbei wurden insbesondere ein Startscenario für das Jahr 2027, ein Zwischenszenario für das Jahr 2029, ein Markthochlaufscenario ab dem Jahr 2030 und ein Erweiterungsszenario betrachtet. Die Szenarien unterschieden sich dabei insbesondere in der Anschlussleistung und Anzahl der Wasserstoffkunden und Einspeiser sowie der gewählten Last- und Einspeiseprofile. Durch die Variationen haben sich die Flexibilisierungsbedarfe teilweise erheblich voneinander unterschieden, wobei hierfür zwei Faktoren ausschlaggebend waren. Diese waren (1) das Verhältnis der Gesamtausspeisungen und -einspeisungen zueinander sowie (2) die Volatilität der Last- und Einspeiseprofile. Hierdurch konnte eine Systematik zur Beschreibung der Flexibilisierungsbedarfe im Wasserstoffverteilstnetz erstellt werden, welche in ABBILDUNG 5 dargestellt ist.

Eine exakte Darstellung der für HH-WIN untersuchten Szenarien erfolgt aus Gründen des Datenschutzes nicht, wobei

in ABBILDUNG 6 eine exemplarische Zeitreihe dargestellt ist, welche an ein Szenario in HH-WIN angelehnt ist.

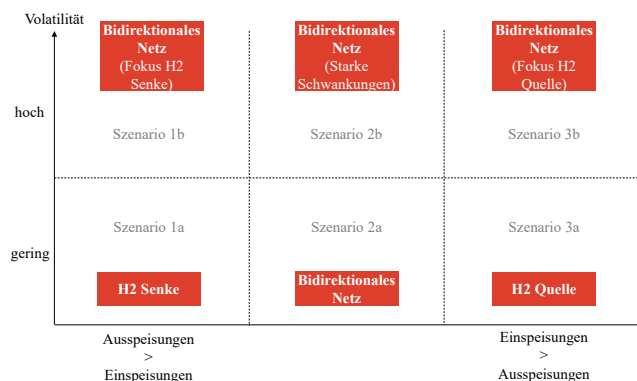


ABBILDUNG 5: EINORDNUNG DER FLEXIBILISIERUNGSBEDARFE IM WASSERSTOFFVERTEILNETZ.

In Szenarien höher Ausspeisungen als Einspeisungen und geringer Volatilität (Szenario 1a) stellen Wasserstoffverteilstnetze eine Wasserstoffsenke dar und könnten ähnlich wie heutige Erdgasverteilstnetze betrieben werden. Fernleitungsnetze könnten die Flexibilisierungsbedarfe durch die Bereitstellung der leicht schwankenden Residuallast decken. Das Szenario 1a kann insbesondere bei Wasserstoffverteilstnetzen mit sehr geringen Einspeisungen durch Elektrolyseure eintreten. Bei erhöhter Volatilität der Ein- und Ausspeisungen könnten auch in Szenarien höherer Ausspeisungen Einspeisungen kurzzeitig die Ausspeisungen übertreffen und es gäbe Potenziale für Rückeinspeisungen in das Fernleitungsnetz (Szenario 1b). Eine gesteigerte Volatilität kann sich insbesondere durch die im DA geforderte Stundengleichheit von Elektrolyse und PPA-Versorgung aus erneuerbaren Energien entwickeln. Außerdem kann die Volatilität steigen, wenn Gleichzeitigkeitseffekte aufgrund nur weniger Anschlusspunkte im Markthochlauf geringer ausgeprägt sind. Die gesteigerte Volatilität führt in jedem Fall zu einer schwankenden Residuallast des Fernleitungsnetzes, wozu eine enge Abstimmung zwischen VNB und FNB notwendig ist.

Bei der Betrachtung der möglichen Einspeisungen in das Wasserstoffverteilstnetz zeigt sich, dass HH-WIN durch seine mögliche Anbindung an Importterminals ein Sonderfall darstellt. Bei erfolgreicher Einbindung der Importterminals könnten sehr schnell zusätzliche Einspeisungen in der Größenordnung mehrerer Großelektrolyseure denkbar sein [10] [11]. Somit könnten die Gesamteinspeisungen eine ähnliche Größenordnung wie die Gesamtausspeisungen erreichen. Bei Beibehalten der Profile würde es sich nun bei HH-WIN um ein bidirektionales Netz handeln (Szenario 2a und 2b). Eine exemplarische Zeitreihe von Szenario 2b ist in ABBILDUNG 6 dargestellt.

Exemplarische Zeitreihe in HH-WIN
(Szenario 2b)

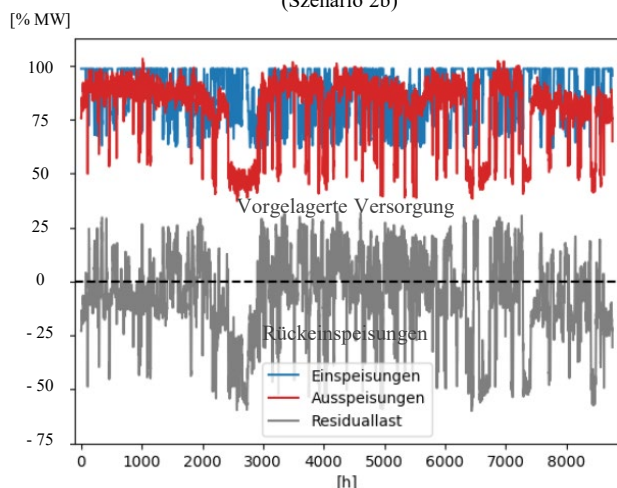


ABBILDUNG 6: JÄHRLICHE ZEITREIHE VON SZENARIO 2B (AUSPEISUNGEN ÄHNLICH WIE EINSPEISUNGEN, VOLATILITÄT: HOCH).

In Szenario 2b kommt es zu zahlreichen Wechsels von vorgelagerter Versorgung und potenziellen Rückeinspeisungen in das Fernleitungsnetz. Hier sollten Rückeinspeisungen in jedem Fall ermöglicht werden, um keine Einspeiser abstellen zu müssen, wobei die Einspeisebedingungen des Fernleitungsnetz beachtet werden müssen. Diese sind insbesondere die Einspeisedruckbedingungen und Kapazitätsbuchungen. Durch die Einspeisedruckbedingungen könnte eine Netzpufferung als Übergang von vorgelagerter Versorgung und Rückeinspeisung notwendig sein, durch die erforderlichen Kapazitätsbuchungen eine vorausschauende Planung. Es ist zudem zu diskutieren, ob der Fernleitungsbetreiber die Versorgungssicherheit vollständig garantieren sollte oder ob dies teilweise durch die Einspeiser abgedeckt werden kann.

Bei Ausbau der Importterminals könnten die Einspeisungen die Ausspeisungen in der jährlichen Zeitreihe fast dauerhaft übersteigen. In diesem Fall würde Hamburg zur Wasserstoffquelle werden und die Durchleitung von Wasserstoff in das Fernleitungsnetz würde von Bedeutung gewinnen (Szenario 3a und 3b). Je nach Volatilität der Einspeiseprofile können sich die Schwankungen der Rückeinspeisungen erheblich ändern, welche für mögliche Kapazitätsbuchungen beim FNB hochrelevant sind. Für den Standort Hamburg und Gasnetz Hamburg kann die Durchleitung von bedeutenden Mengen Wasserstoff eine große Chance darstellen.

B. Netzpufferung

Zur Begegnung der Flexibilisierungsbedarfe wurde eine Netzpufferung auf Verteilnetzebene untersucht. Hierbei wird in geeigneten Netzabschnitten der Druck variiert, um so das Verteilnetz als Wasserstoffspeicher zu nutzen. Das Speichervolumen kann dabei als Regelenenergie für kurzfristige Schwankungen oder planmäßig als Ausgleich längerfristiger Schwankungen genutzt werden. Für einen 13 km langen Abschnitt einer DN 500 DP 84 Leitung, welcher einen Transportabschnitt zwischen Fernleitungs- und Verteilnetz darstellen kann, stehen bei Ausnutzung einer Druckdifferenz von 40 bar 337,7 MWh Wasserstoff (brennwertbezogen) zur Verfügung. Dies entspricht der Menge Wasserstoff, welche ein Elektrolyseur mit einer elektrischen Leistung von 100

MW_{el} und einem Wirkungsgrad von 74 % in 4 Stunden und 31 Minuten produziert oder ein Großabnehmer mit einer Anschlussleistung von 200 MW_{H2} in 1 Stunde und 40 Minuten verbraucht. Es wird somit deutlich, dass bei entsprechendem Ausgangsdruckniveau auf Schwankungen bis zu einem gewissen Grad reagiert werden kann, der Gesamtpuffer insbesondere bei mehreren Anschlüssen allerdings schnell aufgebraucht sein wird. Bei Einbezug von längeren Leitungen, etwa durch das Fernleitungsnetz, kann deutlich mehr Puffer zur Verfügung stehen. Leitungen mit geringerem Durchmesser können nur einen geringeren Beitrag durch Regelenenergiebereitstellung leisten.

TABELLE 1: REGELENERGIEVERFÜGBARKEIT DER NETZPUFFERUNG FÜR UNTERSCHIEDLICHE LEITUNGSPARAMETER.

Leitungsabschnitt	Gesamtpuffer-volumen	Gesamtpufferzeit Elektrolyseur 100 MW _{el}	Gesamtpufferzeit Großabnehmer 200 MW _{H2}
DN 500 DP 84 ($\Delta p = 40 \text{ bar}$) ($l = 13 \text{ km}$)	333,7 MWh _{H2}	4 h 31 min	1 h 40 min
DN 500 DP 84 ($\Delta p = 40 \text{ bar}$) ($l = 100 \text{ km}$)	2.566,8 MWh _{H2}	34 h 41 min	12 h 50 min
DN 300 DP 25 ($\Delta p = 10 \text{ bar}$) ($l = 10 \text{ km}$)	23,1 MWh _{H2}	18,7 min	6,9 min

Die Analyse der Netzpufferung hat für alle betrachteten Szenarien ergeben, dass Schwankungen über mehrere Tage nicht abgefangen werden können. Die Netzpufferung kann vielmehr als natürlicher Übergang zwischen vorgelagerter Versorgung und Rückeinspeisung gesehen werden. Dies kommt insbesondere dann zum Tragen, wenn eine Druckdifferenz zwischen vorgelagerter Versorgung und Rückeinspeisedruck vorliegt und diese besonders groß ist. Eine exemplarische Zeitreihe in HH-WIN mit einer Netzpufferung als Flexibilisierungsmöglichkeit und Übergang zwischen vorgelagerter Versorgung und Rückeinspeisung ist in ABBILDUNG 7 dargestellt.

Exemplarische Zeitreihe in HH-WIN mit Netzpufferung
(Szenario 2b)

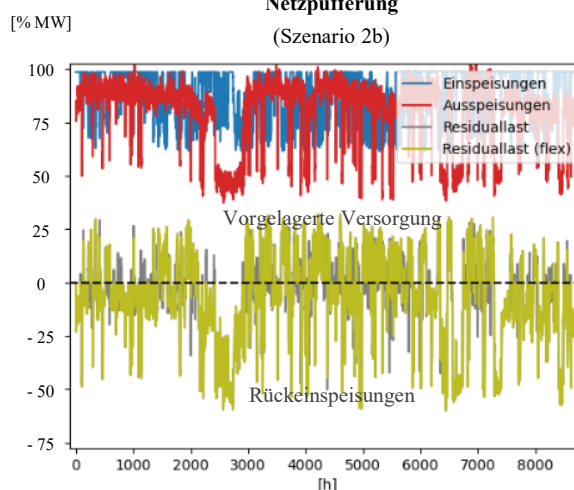


ABBILDUNG 7: JÄHRLICHE ZEITREIHE VON SZENARIO 2B MIT NETZPUFFERUNG (AUSPEISUNGEN ÄHNLICH WIE EINSPEISUNGEN, VOLATILITÄT: HOCH, PUFFERLÄNGE 13 KM, ROHRDURCHMESSER: 500 MM, DRUCKDIFFERENZ: 40 BAR).

Die ersten Stunden einer Überdeckung oder einer Unterversorgung können durch die Netzpufferung nun oft abgefangen werden; danach müssten Flexibilisierungsbedarfe weiterhin durch das Fernleitungsnetz abgedeckt werden. Die Anzahl der Stunden der vorgelagerten Versorgung sinken dabei im analysierten Szenario von 3.221 auf 2.144, die der Rückeinspeisung von 5.539 auf 4.505. Jedoch kann es bei Ausspeisungen und Einspeisungen in ähnlicher Größenordnung mit hoher Volatilität zu zahlreichen Druckwechseln kommen – im betrachteten Szenario ergäben sich 100 Druckvolllastwechsel in einem Jahr.

Der Druckverlauf ist beim Betrieb der Leitung zu beachten, da er das Risswachstum befördert und somit die Lebensdauer der Leitung beeinträchtigen kann. Hierbei sind die Bestimmungen der DVGW G434 heranzuziehen [17]. Ein durchgeführter bruchmechanischer Festigkeitsnachweis liefert, dass viele Druckwechsel insbesondere in umgewidmeten Erdgasleitungen mit hoher Startstiefe kritisch sein können. Bei der Netzpufferung sollte der Nutzen mit dem Aufwand ins Verhältnis gesetzt werden.

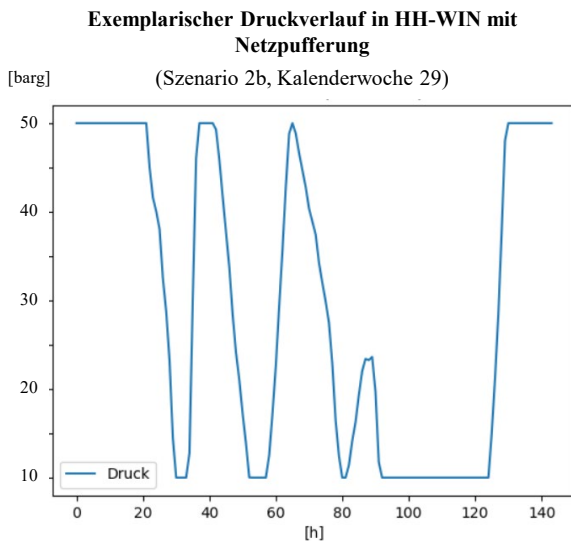


ABBILDUNG 8: EXEMPLARISCHER DRUCKVERLAUF IN HH-WIN MIT NETZPUFFERUNG.

C. Speicher

Die Forschung betont insbesondere die hohe Relevanz von Kavernenspeichern für eine funktionierende Wasserstoffwirtschaft [19]. Kavernenspeicher können allerdings nur dort an Wasserstoffnetze angeschlossen werden, wo entsprechende geologische Gegebenheiten vorliegen [20]. Im Fall von HH-WIN kann daher zunächst nur von einer indirekten Anbindung über das Fernleitungsnetz an Kavernenspeicher ausgegangen werden. Daher wurden mit dem Flexibilisierungsmodell neben der Integration von Kavernenspeichern auch oberirdische Speicher und dezentrale Speichern auf dem Kundengelände untersucht.

Die Ergebnisse zeigen, dass den Flexibilisierungsbedarfen von HH-WIN in keinem Szenario ohne Kavernenspeicher oder weitere Einspeiser und Verbraucher auf Fernleitungsnetzebene vollständig begegnet werden kann. Die notwendige Speichergöße zur vollständigen Versorgungssicherheit hängt dabei zentral von dem Szenario (Verhältnis von Gesamteinspeisungen zu -ausspeisungen und Volatilität) sowie von weiteren im Einzugsgebiet des Kavernenspeichers liegenden Verbrauchern und Einspeisern ab.

Mit oberirdischen Speichern könnte lediglich die Autarkiequote von HH-WIN etwas erhöht werden, sodass sich die Stunden von vorgelagerter Versorgung und Rückeinspeisung verringern. Zudem könnten die Druckvolllastwechsel einer Netzpufferung signifikant verringert werden, wenn vor der Pufferung zunächst ein oberirdischer Speicher zum Ausgleich von Schwankungen genutzt wird. Die Speicherzyklen von oberirdischen Speichern wären dabei aufgrund der geringeren Speichergöße um ein Vielfaches höher als die von Kavernenspeichern. Die Zeitreihe des Speicherstandes wird zentral von dem verfügbaren Angebot beeinflusst. Treten auf Nachfrageseite wenig Jahreszeitenschwankungen auf und wird das Angebot entscheidend durch windstrombetriebene Elektrolyseure bestimmt, so könnten, anders als in der Erdgaswirtschaft, auch im Winter Überschüsse vorliegen.

Die Analyse von dezentralen Wasserstoffspeichern liefert, dass mittelgroße Abnehmer (Last: 20 MW_{H₂}) bis sehr große Abnehmer (Last: 200 MW_{H₂}) ihre Flexibilisierungsbedarfe nicht durch oberirdische dezentrale Speicher mit einer Kapazität von 5 Tonnen Wasserstoff decken können. Der Flexibilisierungsbeitrag ist bei mittelgroßen Abnehmern deutlich höher und ein Einsatz von Speichern könnte sich auch aus wirtschaftlichen Aspekten lohnen.

D. Lastmanagement

Lastmanagementmaßnahmen könnten insbesondere dann in Frage kommen, wenn Flexibilisierungsbedarfe entstehen und andere Flexibilisierungsmaßnahmen wie Speicher oder eine Netzpufferung nur unzureichend zur Verfügung stehen. In den im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Experteninterviews wurden daher die möglichen Verbraucher bezüglich der Maßnahmen Lastverschiebung, Lastreduktion und Lastabschaltung befragt.

TABELLE 2: LASTMANAGEMENT BEI VERBRAUCHERN (NICHT REPRÄSENTATIVE ERGEBNISSE AUS EXPERTENINTERVIEWS).

Verbraucher	Lastverschiebung	Lastreduktion	Lastabschaltung
Stahlindustrie	Nicht möglich	Eingeschränkt möglich	Eingeschränkt möglich
Nichteisenmetalle	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich
Chemieindustrie	Nicht möglich	Eingeschränkt möglich	Eingeschränkt möglich
Industrie Fokus Wärme	Eingeschränkt möglich	Eingeschränkt möglich	Eingeschränkt möglich
Mobilität	Eingeschränkt möglich	Nicht möglich	Nicht möglich

Die meisten Experten haben sich kritisch zu Lastmanagementmaßnahmen geäußert. Es ist allerdings zu beachten, dass jede potenzielle Lastmanagementmaßnahme, je nach technischem Prozess, unterschiedlich durchzuführen wäre. Somit besteht weiterhin Forschungsbedarf von Lastmanagementpotenzialen in der Nutzung von Wasserstoff insbesondere für einschlägige Anwendungen in der Industrie.

Aus den vorangegangenen Ergebnissen ergibt sich dennoch eine Motivation, regelnd in den Netzbetrieb einzugreifen, um die Volatilität der Residuallast zu begrenzen. Hierzu wurde der Einfluss von variablen Lasten, welche als Lasterhöhung und -reduktion dargestellt werden, in einer Spannweite von 5 % bis 20 % analysiert (ABBILDUNG 9).

Exemplarische Zeitreihe in HH-WIN mit Netzpufferung und 20% variablen Lasten (Szenario 2b)

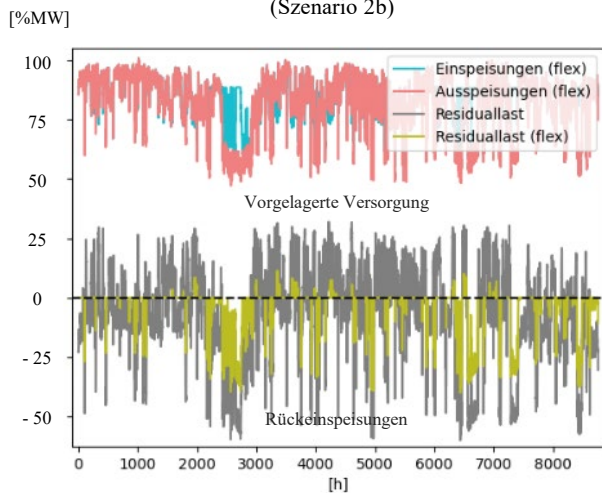


ABBILDUNG 9: JÄHRLICHE ZEITREIHE VON SZENARIO 2B MIT NETZPUFFERUNG SOWIE 20 % VARIABLEN LASTEN UND EINSPEISUNGEN.

Es zeigt sich, dass sich in diesem Szenario Einspeisungen und Auspeisungen erheblich angleichen. Somit kommt es deutlich seltener zu einem Wechsel von vorgelagerter Versorgung und Rück einspeisung (vgl. ABBILDUNG 7), weshalb die Druckvolllastwechsel im betrachteten Szenario von 100 auf 34 sinken (Bei 5 % variablen Lasten auf 71, bei 10 % auf 51). Bei der Umsetzung müssten allerdings Phasen von Lastreduktionen kritisch beobachtet werden, da in diesen ein wirtschaftlicher Schaden bei Unternehmen entsteht, welcher Entschädigungen erfordert. Es ist insgesamt fraglich, wie viele variable Lasten und Einspeisungen zur Verfügung stehen. Einen großen Beitrag könnten Importterminals leisten.

V. DISKUSSION UND ZUSAMMENFASSUNG

Für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft scheinen ökonomische Faktoren und regulatorische Klarheit entscheidend zu sein. Es zeichnet sich ab, dass insbesondere die Wasserstoffproduktion von Elektrolyseuren volatil sein wird, wobei die geforderten Lastprofile aus der Industrie konstant sein werden. Hieraus entstehen Flexibilisierungsbedarfe. Diese können in Wasserstoffverteilnetzen gut durch das Verhältnis von Gesamteinspeisungen und -auspeisungen sowie der Volatilität beschrieben werden. Für HH-WIN sind derzeit noch unterschiedliche Szenarien denkbar. Durch die hohen Einspeisepotenziale von Importterminals könnte allerdings ein bidirektionaler Betrieb notwendig werden und Hamburg insgesamt zur Wasserstoffquelle werden.

Den Flexibilisierungsbedarfen kann in keinem betrachteten Szenario vollständig auf der Verteilnetzebene begegnet werden. Die Ausnutzung eines Netzpuffers kann insbesondere als Übergang von vorgelagerter Versorgung und einer Rück einspeisung gesehen werden, wobei Druckschwankungen begrenzt werden sollten. Die indirekte Anbindung an Kavernenspeicher ist für die Begegnung der Flexibilisierungsbedarfe hochrelevant, da diese durch oberirdische Speicher nicht gedeckt werden können. Lastmanagementmaßnahmen können einen großen Beitrag liefern, allerdings auf Akzeptanzprobleme stoßen. Die Importterminals könnten einen großen Flexibilisierungsbeitrag liefern.

Weiterer Forschungsbedarf besteht in der exakteren Beschreibung der Einspeise- und Lastprofile, um die Simulationen zu verbessern. Zudem sind für eine genauere Bewertung von Lastmanagementmaßnahmen detaillierte Prozessbeschreibungen von der Wasserstoffnutzung in der Industrie notwendig.

VI. ALLGEMEINE ANMERKUNGEN

Der Beitrag ist eine Kurzfassung ausgewählter Inhalte meiner Masterarbeit mit dem Titel „Flexibilisierungsbedarfe und -möglichkeiten im Hamburger Wasserstoffindustriernetz“, welche ich zwischen Oktober 2022 und Juni 2023 bei Gasnetz Hamburg GmbH erstellt habe. Die Betreuung erfolgte durch Dr. Elisabeth Ziemann, welche im Fachbereich Wasserstoff bei Gasnetz Hamburg tätig ist. Zudem wurde die Arbeit durch Prof. Dr. Aaron Praktikno und Christina Kockel des Lehrstuhls für Energiesystemökonomik der RWTH Aachen betreut.

LITERATUR

- [1] BMWK (ehem. BMWi), „Nationales Reformprogramm 2020 - Die Nationale Wasserstoffstrategie,“ 2020.
- [2] Wuppertal Institut und DIW Econ, „Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung,“ 2020.
- [3] N. Wasserstoffrat, „Eckpunktepapier zur Überarbeitung der nationalen Wasserstoffstrategie,“ 2022.
- [4] BWI Hamburg, „Green Hydrogen Hub Europe,“ 2022.
- [5] *Experteninterview Stahlindustrie*. 2023.
- [6] *Experteninterview Nichteisenmetalle (Aluminiumindustrie)*. 2023.
- [7] *Experteninterview Chemieindustrie (Pflanzenölraffinerie)*. 2023.
- [8] *Experteninterview Produzierendes Gewerbe (Automobilindustrie)*. 2023.
- [9] *Experteninterview Elektrolyseurbetreiber 1*. 2023.
- [10] *Experteninterview Elektrolyseurbetreiber 2*. 2023.
- [11] *Experteninterview Wasserstoffimporteure 1*. 2023.
- [12] *Experteninterview Wasserstoffimporteure 2*. 2023.
- [13] *Experteninterview Produzierendes Gewerbe (Luftfahrt)*. 2023.
- [14] *Experteninterview Mobilität (Tankstelle Schwerlast)*. 2023.
- [15] *Experteninterview Fernleitungsnetzbetreiber*. 2023.
- [16] K. e. al., „Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Power-to-Gas Anlagen,“ 2020.
- [17] *Experteninterview Mobilität (Tankstelle Containerterminals)*. 2023.
- [18] DVGW, „DVGW G 464: Bruchmechanisches Bewertungskonzept für Gasleitungen aus Stahl,“ 2023.
- [19] Franhofer ISI et al., „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland,“ 2022.
- [20] Nationaler Wasserstoffrat, „Stellungnahme: Wasserstoffspeicher Roadmap 2030 für Deutschland,“ 2022.