

# MACHBARKEITSSTUDIE ZUR KONVERSION DES HEIZKRAFTWERKES HAMBURG MOORBURG



TILIA GMBH



Auftraggeber:	Freie und Hansestadt Hamburg Behörde für Wirtschaft und Innovation Alter Steinweg 4 20459 Hamburg
Ansprechpartner:	Herr Markus Pitz Behörde für Wirtschaft und Innovation  Herr Anselm Sprandel Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft  Kontakt: markus.pitz@bwi.hamburg.de + 49 40 42841-1676 anselm.sprandel@bukea.hamburg.de +49 40 42840-2085
Auftragnehmer:	Tilia GmbH Inselstraße 31 04103 Leipzig
Ansprechpartner:	Herr Dirk Klingen Geschäftsleitung  Kontakt: dirk.klingen@tilia.info +49 1575 7084155
Autoren:	Dirk Klingen, Dr. Stefan Laarmann, Klaus Pfeuffer, Andreas Kästner, Uwe Gähns
Datenstand:	09. Juli 2021
Bearbeitungsstand:	17. Dezember 2021

# INHALT

0	Management Summary .....	1
1	Einleitung.....	5
1.1	Ausgangssituation .....	5
1.2	Zielstellung.....	6
2	Randbedingungen/Prämissen .....	8
2.1	Veränderungen Randbedingungen .....	8
2.1.1	Entscheidung zur Stilllegung des HKW Moorburg.....	8
2.1.2	IPCEI-VORGANG.....	8
2.1.3	EEG-Novelle 2021 .....	8
2.2	Vorgaben aus dem Hamburger Klimaplan .....	10
2.3	Wasserstoffwirtschaft / Elektrolyseur.....	11
2.3.1	Wasserstoffpreise.....	13
2.3.2	Referenzmärkte .....	14
2.3.3	Grüne Strompotenziale .....	15
2.4	Standort.....	17
2.4.1	Bestehende Infrastruktur .....	17
2.4.2	Eigentumsverhältnisse.....	20
2.4.3	Baufeldfreimachung und Terminschiene .....	21
2.4.4	Zusätzliche Nutzungsmöglichkeiten aus erneuerbaren Energien .....	23
3	Wärme .....	25
3.1	Fernwärmepotenziale .....	26
3.2	Potenzial bei Industriebetrieben .....	26
3.3	Vorhandene Fernwärmenetze im Bezirk Harburg.....	26

3.4	Potenzielle Fernwärmekunden außerhalb der Fernwärmenetze .....	27
3.5	Übersicht der Potenziale .....	28
3.6	Neues Fernwärmenetz im Bezirk Hamburg Harburg .....	28
3.7	Anschluss an Tiefstack und das Hamburger Fernwärmenetz .....	29
4	Hochtemperaturspeicher .....	31
4.1	Grundsätzliche Arten der Wärmespeicherung.....	31
4.1.1	Sensible Speicherung.....	32
4.1.2	Latente Speicherung.....	32
4.1.3	Thermochemische Speicherung .....	33
4.2	Sensible Speicherung am Standort Moorburg .....	33
4.2.1	EnergyNest.....	33
4.2.2	Lumenion.....	34
4.2.3	Siemens Gamesa.....	35
4.2.4	Vergleich der Speichervorschläge .....	35
4.3	Wirtschaftliche Betrachtung.....	36
4.3.1	Beispiel Rückverstromung .....	36
4.3.2	Beispiel Wärmespeicherung.....	37
4.4	Empfehlung.....	38
5	Einbindung Elektrolyseur.....	40
5.1	Einleitung und Methodik.....	40
5.2	Verfügbarkeiten Grünstrom für lokale Wasserstofferzeugung.....	41
5.3	Ermittlung des Wasserstoffbedarfes.....	43
5.4	Leistung und Technologie Elektrolyseur.....	45
5.4.1	Standorte Elektrolyseur .....	45
5.4.2	Skalierbare Leistungsgrösse Elektrolyseur .....	47

5.4.3	Technologie Elektrolyseur .....	48
5.4.4	Technologieanbieter Elektrolyseur.....	51
5.4.5	Leistungsumfang Elektrolyseuranlage.....	52
5.5	Verwertungsszenarien Wasserstoff und Abwärme.....	53
5.5.1	Verwertungsszenarien.....	53
5.5.2	Abwärmenutzung .....	55
5.6	Wirtschaftliche und ökologische Bewertung.....	55
5.6.1	Wirtschaftliche Bewertung.....	55
5.6.2	Sensitivitäten .....	59
5.6.3	CO <sub>2</sub> -Einsparung durch Wasserstofferzeugung mit Elektrolyseur .....	60
5.6.4	Genehmigungsgrundlagen .....	60
5.6.5	Empfohlene Variante für „stand alone“-Betrieb.....	61
6	Konversionsvarianten .....	62
6.1	Wasserstofffähige GuD-Anlage .....	64
6.1.1	Technologie GuD .....	66
6.1.2	Wirtschaftlichkeit .....	67
6.2	Einsatz einer großen Brennstoffzellenanlage.....	68
6.3	Pyrolytische Wasserstoffherstellung aus Biomasse .....	70
6.4	Umbau der Bestandsanlage auf Biomasseeinsatz.....	71
6.4.1	Holzartige Biomasse .....	71
6.4.2	Verfügbarkeiten.....	71
6.4.3	Öffentliche Diskussion .....	73
6.4.4	Umbau Bestandsanlage auf Biomasse.....	74
6.5	Detailbetrachtung von zwei Konversionsvarianten .....	77
6.5.1	Ergebnisse der Detailbetrachtung .....	78

6.5.1.1	Ergebnisse Detailbetrachtung H <sub>2</sub> -fähige GuD .....	78
6.5.1.2	Ergebnisse Detailbetrachtung Biomasseumbau Block A.....	80
6.5.2	Ergebnisse betrachteter Szenarien und Sensitivitäten .....	85
7	Gesamtbewertung.....	86
	Quellenverzeichnis .....	XV
	Anhang.....	XVII

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AEL	Alkalische Elektrolyse
BGF	Bruttogeschossfläche
BImSchG	Bundes-Immissions-Schutz-Gesetz
BUKEA FHH	Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft der FHH
BWI	Behörde für Wirtschaft und Innovation der FHH
CAPEX	Einmalige Investitionskosten (Capital Expenditure)
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
DEI	Deionat (vollentsalztes Wasser)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FHH	Freie und Hansestadt Hamburg
GÜST	Gasübergabestation
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
HEL	Leichtes Heizöl
HGHH	Hamburg Green Hydrogen Hub
HGV	Hamburger Grundstücksverwaltungsgesellschaft m.b.H. & Co.KG
HH-WIN	Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz
HKW	Heizkraftwerk
HPA	Hamburg Port Authority
HS	Hochspannung
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
IRR	Interner Zinsfuß (Internal Rate of Return)

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KZÜ	Kalte Zwischenüberhitzung, eine definierte Anzapfung im WDK
MBU	Machbarkeitsuntersuchung
NS	Niederspannung
OPEX	Betriebsabhängige Kosten (Operational Expenditure)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PEM	Proton Exchange Membrane
PV	Photovoltaik
SNH	Stromnetz Hamburg
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
Vlbh	Volllastbenutzungsstunden
WDK	Wasser-Dampf-Kreislauf
ZZEL	Zink-Zwischenschrittelektrolyse

Die aufgeführten Abkürzungen gelten auch für die jeweilige Pluralform.



## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1.1: Gesamtverständnis der Aufgabenstellung.....	6
Abbildung 2.1: H <sub>2</sub> -Gestehungskosten in €/kg ohne Wärmeerlöse.....	12
Abbildung 2.2: Bereitstellungskosten Importwasserstoff .....	13
Abbildung 2.3: Entwicklung der installierten Windkraftleistung 2000 bis 2019 .....	17
Abbildung 2.4: Heizkraftwerk Moorburg.....	18
Abbildung 2.5: Übersicht Anlagen Standort Moorburg.....	19
Abbildung 2.6: Eigentumsverhältnisse Kraftwerksgrundstücke.....	20
Abbildung 2.7: Weiter nutzbare Anlagen je untersuchter Variante .....	23
Abbildung 3.1: Wärmeabsatzgebiete Hamburg Harburg .....	25
Abbildung 3.2: Fernwärmenetze in Hamburg Harburg .....	27
Abbildung 3.3: Möglicher Fernwärmetrassenverlauf Moorburg nach Tiefstack .....	30
Abbildung 4.1: Übersicht Speicherungsmethoden.....	32
Abbildung 4.2: Darstellung der Speicher EnergyNest .....	33
Abbildung 4.3: Darstellung der Speicher Lumenion.....	34
Abbildung 4.4: Darstellung der Speicher Siemens-Gamesa .....	35
Abbildung 5.1: Methodik Ermittlung technisch-wirtschaftliche Machbarkeit Einbindung Elektrolyseur .	40
Abbildung 5.2: Entwicklung Windkraft Norddeutschland .....	41
Abbildung 5.3: Lastgangprofil 400 MW-Offshore Windpark Nordsee .....	42
Abbildung 5.4: Bedarfsprognose H <sub>2</sub> Industrie und Mobilität .....	43

Abbildung 5.5: Potenziell installierbare Elektrolyseurleistung.....	46
Abbildung 5.6: Vorgehen Leistungsausbau Elektrolyseur .....	48
Abbildung 5.7: Technologievergleich Elektrolyseur – Leistungsklasse „10 bis 100“ MW <sub>el</sub> . ....	49
Abbildung 5.8: Entwicklung Technologiekosten AEL und PEM .....	51
Abbildung 5.9: Übersicht Technologieanbieter Elektrolyseur.....	51
Abbildung 5.10: Schnittstellen Baugruppen Elektrolyseur.....	53
Abbildung 5.11: Lastgang TOP15 Industriekunden Erdgas 2020, anonymisiert, Quelle: Gasnetz Hamburg GmbH.....	54
Abbildung 5.12: Energetisch erzeugbarer Wasserstofftertrag.....	55
Abbildung 5.13: Entwicklung Gestehungskosten PEM- Elektrolyseur, 2025-2050 .....	58
Abbildung 5.14: Gestehungskosten bei Veränderung des Strompreises.....	59
Abbildung 6.1: Für eine GuD-Anlage nutzbare Bestandsanlagen .....	65
Abbildung 6.2: Wasserstofffähige GuD-Anlage.....	66
Abbildung 6.3: Anlagenleistungsbereiche von Brennstoffzellentechnologien .....	68
Abbildung 6.4: Internationaler Holzpellet-Handel, 2017/2018 in Mio. t .....	72
Abbildung 6.5: Strompreiskurve und Fahrweise .....	82
Abbildung 6.6: Jahres-Wärme- und -Stromerzeugungsganglinie.....	82
Abbildung 6.7: Kosten und Erlöse im Betrachtungszeitraum.....	83

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2.1: Neue CO <sub>2</sub> -Minderungsziele für 2030 und 2050 in Hamburg .....	10
Tabelle 2.2: Stellschrauben zur Erreichung der Hamburger Klimaziele für das Jahr 2030, Stand Oktober 2019 .....	11
Tabelle 2.3: Stellschrauben zur Erreichung der Minderungsziele für Hamburg, Stand Oktober 2019 .....	11
Tabelle 2.4: Preisentwicklung Importkosten grüner Wasserstoff .....	14
Tabelle 2.5: Preisentwicklung fossile Brennstoffe in Referenzmärkten .....	14
Tabelle 3.1: Gesamtübersicht möglicher Wärmeabsatz im Bezirk Harburg .....	28
Tabelle 4.1: Bewertungsmatrix Hochtemperaturspeicher .....	36
Tabelle 4.2: Beispielrechnungen Rückverstromung .....	37
Tabelle 4.3: Beispielrechnungen Wärmespeicherung .....	37
Tabelle 5.1: Standortauswahlmatrix Einbindung Elektrolyseur .....	46
Tabelle 5.2: Leistungsgrößen/ -kapazitäten Elektrolyseanlage je Ausbaukategorie .....	47
Tabelle 5.3: Berechnung der Investitionen (Capex) .....	56
Tabelle 5.4: Darstellung Opex .....	57
Tabelle 5.5: Wesentliche Parameter .....	57
Tabelle 5.6: Gestehungspreis .....	58
Tabelle 5.7: Sensitivität Volllaststunden bei Strompreis 40 €/MWh .....	60
Tabelle 6.1: Zusammensetzung Opex GuD-Anlage .....	68
Tabelle 6.2: Eigenschaften verschiedener Brennstoffzellentypen .....	69
Tabelle 6.3: Bewertung der vier Konversionsvarianten für eine Detailbetrachtung .....	77

Tabelle 6.4: Zusammensetzung Capex Biomasseumbau .....	81
Tabelle 6.5: Zusammensetzung Opex Biomasseumbau .....	81
Tabelle 7.1: Spezifische CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten .....	89

## ANHANGSVERZEICHNIS

Anhang 1: Prämissen .....	XVII
Anhang 2: European wood pellets specifications .....	XV
Anhang 3: P/Q-Diagramm Block A HKW Moorburg .....	XVI
Anhang 4: Übersicht Hersteller Brennstoffzellen.....	XV

## 0 MANAGEMENT SUMMARY

Die im Fokus der Machbarkeitsuntersuchung stehende potenzielle Konversion des bisherigen Steinkohle-Heizkraftwerkes Moorburg zu CO<sub>2</sub>-neutraler Strom- und Wärmeerzeugung sowie die zu untersuchende Installation einer großen Elektrolyseuranlage von mindestens 100 MW<sub>el</sub> und gegebenenfalls eines Hochtemperaturspeichers können bedeutsame Bausteine für die Dekarbonisierung der Strom- und Wärmeversorgung sowie des Verkehrsbereiches der Freien und Hansestadt Hamburg (FHH) sein.

Die gute Erreichbarkeit über den Seeweg mit Schiffen der Panamax-Klasse, die gute energiewirtschaftliche Anbindung an das 380 kV- und 110 kV-Netz sowie die nahe gelegene Industrie sind Kennzeichen einer sehr guten Infrastruktur des Standortes, die sich energiewirtschaftlich vielseitig für eine Konversion im Sinne der angestrebten Dekarbonisierung eignet.

Die Marktentwicklung von grünem Wasserstoff, der in Hamburg hergestellt und eingesetzt wird, wird maßgeblich durch die politischen Rahmenbedingungen auf nationaler- sowie auf EU-Ebene bestimmt. Auf beiden Ebenen gibt es derzeit teilweise divergierende gesetzgeberische Initiativen, die wie z.B. das Wasserstoff-IPCEI Projekt den Markthochlauf einer grünen Wasserstoffwirtschaft finanziell unterstützen und andererseits behindern, wie zum Beispiel die 5.000 Volllaststundenregel aus dem EEG 2021 oder die in der EU diskutierte Regelung, nur noch Anlagen zu befreien, die keine Förderung erfahren haben und die nicht 1 Jahr älter als der Elektrolyseur sein dürfen. Wesentlich ist insbesondere bei den Grünstromkriterien der europäischen Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Renewable Energy Directive, sog. RED II) die Frage, inwiefern neben Strom aus ungeforderten Neuanlagen auch der Strom aus Bestandsanlagen, die die Förderung verlassen haben, zur Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt werden darf (sog. Zusätzlichkeitskriterium), was den Markthochlauf beschleunigen würde. Um den geplanten Markthochlauf zu ermöglichen und die Wasserstoffstrategie umsetzen zu können, ist eine zielgerichtete Investitionsförderung sowie die Befreiung des in Elektrolyseuren eingesetzten erneuerbaren Stroms von Steuern und Abgaben unabdingbar.

Die Preise des erzeugten grünen Wasserstoffs müssen sich an den vergleichbaren Kosten fossiler Brennstoffe der verschiedenen Einsatzbereiche (Referenzmärkte) messen lassen, wobei auf der Zeitachse die steigende CO<sub>2</sub>-Bepreisung bis 2050 zu diversen Marktpreisparitäten führt. Wir erwarten, dass der grüne Wasserstoff zuerst in den Bereichen eingesetzt wird, die bereits eine Preisparität erreicht haben wie zum Beispiel ab 2025 der Verkehrsbereich, insbesondere Schwerlastverkehr und Öffentlicher

Personennahverkehr (ÖPNV), bzw. in Bereichen, die anderweitig nur sehr schwer oder teurer zu dekarbonisieren sind, wie zum Beispiel der stoffliche Einsatz oder Ofenfeuerungen in der Industrie.

Bei der Betrachtung von zukünftigen Nutzungsmöglichkeiten der dem Energiekonzern Vattenfall, Stromnetz Hamburg und der Hamburg Port Authority (HPA) gehörenden Flächen sind bezüglich der möglichen Terminabläufe etwaige Rückbauverpflichtungen, Entflechtungsmaßnahmen und Genehmigungsfragen zu berücksichtigen. Eine beschleunigte Produktion von grünem Wasserstoff am Standort hängt maßgeblich auch von der weiteren Nutzung bestehender Infrastruktur und der Genehmigungssituation ab; bei weitestgehender Nutzung bestehender Einrichtungen ohne Rückbaumaßnahmen kann ab ca. 2025 die CO<sub>2</sub>-neutrale Produktion von Wasserstoff, Wärme und Strom aufgenommen werden.

Für die Analyse des Potenzials möglicher Wärme aus dem Standort Moorburg ist wesentlich, dass eine zusammenhängende übergeordnete Fernwärmeinfrastruktur im betrachteten Gebiet Bezirk Hamburg Harburg derzeit nicht existiert und der Aufbau nur unter Einsatz von Fördermitteln und langfristiger Vertriebsarbeit zu realisieren wäre. Gleiches gilt für die Option, regenerative Wärme aus Moorburg in das bestehende Hamburger Fernwärmenetz zum Beispiel durch die Errichtung einer Fernwärmeleitung von Moorburg nach Tiefstack einzuspeisen. Von dem auf Basis bestehender Daten für Industrie und Wohnbebauung theoretischen Wärmepotenzial im Bezirk Harburg von fast 900 MW leiten wir aufgrund der Nutzung der eigenen Abwärme im industriellen Bereich sowie vergleichbarer Erfahrungen hinsichtlich privater Anschlussquoten in der jetzigen Situation ein im Zeitverlauf erschließbares Anschlusspotenzial für die Nutzung von Wärme von 100 bis 200 MW ab.

Alle betrachteten Konversionsvarianten, die den vereinbarten Kriterien (Beitrag zum Hamburger Klimaplan, weitgehende Nutzung der bestehenden Infrastruktur, Erhalt einer bedarfsnahen Stromerzeugung für die benachbarte Industrie, Integration eines 100 MW Elektrolyseurs) genügen, setzen erschließbare Wärmesenken je nach Variante von 250 MW bis 450 MW voraus.

Überschüssige erneuerbare Strommengen bzw. je nach der Nutzung des Standorts Moorburg auch überschüssige Hochtemperaturwärme kann am Standort in einem Hochtemperaturspeicher zwischengespeichert werden. Für den Standort Moorburg ist eine Speicherung in Hoch-Temperatur-Speichern nicht zu empfehlen, da diese Form der Speicherung sich weder wärmeseitig für eine saisonale Betriebsweise (zu geringe Zyklenzahl) noch zur Speicherung großer Strommengen eignet (schlechter Nutzungsgrad der Rückverstromung). Auch kostenpflichtige Systemdienstleistungen für das Stromnetz sind weder von den Übertragungsnetzbetreibern gemäß Systemrelevanzprüfung BNetzA noch gemäß Auskunft des regionalen Netzbetreibers von Interesse. Zur Speicherung verfügbare Grünstrommengen

aus Abschaltvorgängen führen zu einer unwirtschaftlichen Fahrweise des Speichers, da nur weniger als 1.000 Vlbh damit erreicht werden können (siehe Kapitel 2.3.3.)

Für die Installation einer mindestens 100 MW<sub>el</sub> großen Elektrolyseuranlage zur Erzeugung von grünem Wasserstoff am Standort Hamburg- Moorburg wurde eine skalierbare Leistung von bis zu 500 MW<sub>el</sub> im Jahr 2040 ermittelt. Als geeignetste Technologie für einen Einsatz ab 2025 wurde nach eingehender technischer und wirtschaftlicher Untersuchung die PEM-Elektrolyseurtechnologie empfohlen. Diese hat im Vergleich mit den derzeit im industriellen Maßstab etablierten Technologien sowohl die günstigeren investiven und operativen Kosten als auch höhere Wasserstoffenerträge.

Als Konversionsvarianten wurden folgende Erzeugungstechnologien anhand von Bewertungskriterien (bspw. Dekarbonisierungsbeitrag, CO<sub>2</sub>-neutrale Erzeugung von H<sub>2</sub>, Strom und Wärme, Umsetzungsgeschwindigkeit, Wirtschaftlichkeit etc.) verglichen:

- Neu zu errichtende H<sub>2</sub>-fähige GuD-Anlage
- Neu zu errichtende große Brennstoffzellenanlage
- Neu zu errichtende Biomassepyrolyseanlage
- Umbau der Bestandsanlage auf Biomasseeinsatz

Dabei zeigt sich, dass eine auf den Brennstoff holzartige Biomasse umgerüstete KWK-Anlage unter weitgehender Nutzung der bestehenden Infrastruktur zeitnah umgesetzt werden kann und unter der Voraussetzung, dass die CO<sub>2</sub>-neutrale Wärme zur Versorgung von bestehenden oder neu zu entwickelnden Fernwärmegebieten eingesetzt wird, mit ca. 175.000 t/a (Wärmeerzeugung ca. 1.000 GWh<sub>th</sub>/a x 175 g/kWh<sub>th</sub>) CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial zur Erreichung der Ziele des Hamburger Klimaplanes beiträgt. In den Berechnungen wurde die im Hamburger Klimaplan angegebene Zielgröße von 175g/kWh, verwendet.

Eine neu zu errichtende wasserstofffähige GuD-Anlage wird unter der Prämisse des Einsatzes von Wasserstoff bei teilweiser Nutzung der bestehenden Infrastruktur und ebenfalls unter der Voraussetzung, dass die gesamte CO<sub>2</sub>-neutrale Wärme zur Versorgung von bestehenden oder neu zu entwickelnden Fernwärmegebieten eingesetzt wird, mit ca. 127.750 t/a CO<sub>2</sub>-Einsparung (Wärmeerzeugung ca. 730 GWh<sub>th</sub>/a x 175 g/kWh<sub>th</sub>) zur Erreichung der Ziele des Hamburger Klimaplanes beitragen.

Bei der Betrachtung aller detailliert untersuchten Varianten zeigt sich, dass die Biomassevariante mit 30 - 40 €/t<sub>CO2</sub> geringere auf die Investitionskosten bezogene CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten als der Elektrolyseur mit 40 – 60 €/t<sub>CO2</sub> aufweist. Die wasserstofffähige GuD-Anlage kann aufgrund des Umstandes, dass grüner



Wasserstoff – aus betriebswirtschaftlicher Sicht unter den aktuellen Rahmenbedingungen - aufgrund der fehlenden Marktpreisparität frühestens ab 2040 zum Einsatz kommt, vorher nicht zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung beitragen.

Die Kombination der Biomassevariante mit einem Elektrolyseur ermöglicht eine umfangreiche Nutzung der bestehenden Infrastruktur. Zusätzlich zu den Synergien kann die Biomasseanlage den Anteil an preiswertem Grünstrom zur Produktion von grünem Wasserstoff am Standort Moorburg unabhängig vom Übertragungsnetz erhöhen.

Um die Klimaschutz-Potenziale zeitnah realisieren zu können, sind Grundsatzfragen, wie insbesondere Eigentümer- und Betreiberfragen, die gesellschaftliche Akzeptanz von Biomasse-Importen sowie die Verfügbarkeit von kostengerechtem grünem Wasserstoff für eine Strom- und Wärmeerzeugung in konventionellen KWK-Anlagen, verbindlich zu klären.

Sobald diese geklärt sind, können Detailuntersuchungen und Investitionsentscheidungen vorbereitet werden, so dass eine zeitnahe Produktionsaufnahme im Zeitraum ab 2025 für solche Varianten, die keine Baufeldfreimachung der Kraftwerksgrundstücke erfordern, ab 2030 für solche Varianten, die eine komplette Baufeldfreimachung erfordern, im Bereich des Möglichen ist.

Um eine zeitnahe Umsetzung einer Elektrolyseuranlage und möglicher Konversionsvarianten zu gewährleisten, müssen die Grundsatzentscheidungen bezüglich Rückbau bzw. Erhalt benötigter Infrastruktur und bestehender Genehmigungen schnellstmöglich und standortumfassend getroffen werden.

## 1 EINLEITUNG

Die Freie und Hansestadt Hamburg (FHH) hat unter der Führung der Behörde für Wirtschaft und Innovation (BWI) sowie der Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft (BUKEA) die Durchführung einer Machbarkeitsstudie zur Umwandlung des Heizkraftwerkes Moorburg und Aufbau einer großen Elektrolyseanlage sowie eines Hochtemperaturspeichers durch Tilia beauftragt.

Gegenstand der vorliegenden Studie ist die Beschreibung und Bewertung verschiedener Varianten zur Umstellung des Heizkraftwerkes Moorburg auf eine sukzessive immer stärkere Reduktion der Schadstoffemissionen bis hin zur vollständigen Klimaneutralität im Sinne des Hamburger Klimaplanes. Das angestrebte Dekarbonisierungsziel soll bei zugleich hoher Versorgungssicherheit und Preiswürdigkeit der zukünftigen Energieversorgung erreicht werden. Die Untersuchung erfolgt unabhängig von Betreiber- und Eigentümerstrukturen, wurde technologieoffen gestaltet und sollte dabei die bestehende Infrastruktur des aktuellen Kraftwerksstandortes weitestgehend berücksichtigen. Im Rahmen der Untersuchung werden dabei Varianten nach technischen, energiewirtschaftlichen und -rechtlichen sowie Klimaschutzkriterien auf ihre technische und betriebliche Umsetzbarkeit, die Wirtschaftlichkeit, die Genehmigungsfähigkeit sowie weitere relevante Effekte bewertet. Dabei ist auftragsgemäß eine Fokussierung der Varianten auf zwei Vorzugsvarianten vorgenommen und ein Meilensteinplan für deren potenzielle Umsetzung erstellt worden. Integraler Bestandteil der Studie bzw. ihrer Varianten ist weiterhin der Aufbau und Betrieb einer großen Elektrolyseanlage zur Erzeugung von Wasserstoff sowie die Prüfung der Installation eines Hochtemperaturspeichers in direkter Verbindung mit dem Kraftwerk und unter Nutzung der dort vorhandenen Infrastruktur (Netzanschluss etc.). Die Ergebnisse dieser Teiluntersuchungen sind jeweils in die Gesamtbewertung einbezogen worden.

### 1.1 AUSGANGSSITUATION

Der Betreiber der steinkohlegefeuerten Doppelblockanlage am Standort Moorburg, der Energiekonzern Vattenfall, hatte für beide Blöcke des Heizkraftwerks im Dezember 2020 jeweils einen Zuschlag in der staatlichen Stilllegungsauktion erhalten. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben daraufhin die stromseitige Systemrelevanz des Heizkraftwerks Moorburg geprüft und im ersten Quartal 2021 mitgeteilt, dass sie es als nicht systemrelevant einstufen. Vattenfall teilte daraufhin mit, dass damit die Stilllegung des Kraftwerks, das am 18. Dezember 2020 den kommerziellen Betrieb eingestellt hat, vorangetrieben und die Nutzung von Kohle spätestens zum 7. Juli 2021 endgültig beendet werden könne.

## 1.2 ZIELSTELLUNG

Im Fokus der Machbarkeitsstudie steht die Dekarbonisierung der Strom- und Wärmeerzeugung am Standort Moorburg. Neben der Umstellung auf einen CO<sub>2</sub>-neutralen Kraftwerksbetrieb steht der Aufbau einer Wasserstoffelektrolyse im Hafen im Fokus (siehe Abbildung 1.1).

### ERSATZ ELEKTRISCHE LEISTUNG

- Ermittlung des bis 2050 erforderlichen Leistungsbedarfes
- Berücksichtigung Ausbauszenarien Erneuerbare Energien und Abschaltpläne Kohle/ Kernkraft
- Entwicklung geeigneter Konversionsvarianten: technische, wirtschaftliche, Klimaschutzbezogene Bewertung

### WÄRMEAUSKOPPLUNG / -VERSORGUNG

- Ermittlung von Wärmeversorgungsbedarfen und Ermittlung der jeweils erforderlichen Investitionen
- Konfiguration von Fernwärmeverbundsystemen unter Berücksichtigung weiterer CO<sub>2</sub>-neutraler Quellen
- Entwicklung geeigneter Speicherkonzepte



### EINSATZ EINER GROßEN ELEKTROLYSEURANLAGE

- Ermittlung der Auslegungsgrundlagen auf der Strom- und auf der H<sub>2</sub>-Bedarfsseite, Berücksichtigung der Szenarien bis 2050
- Konfiguration geeigneter Elektrolyseurtechnologien
- Vorschlag zu Ausbaupfaden
- Erstellung von H<sub>2</sub>-Verwertungsszenarien
- Wirtschaftliche Bewertung

### ÜBERGEORDNETES

- Soziale Auswirkungen
- Kommunikation / Marketing
- Gesamtinfrastrukturelle Einbindung
- Energiewirtschaftliche Digitalisierung
- Einrichten eines Think Tank

→ NICHT MEHR GEGENSTAND DER UNTERSUCHUNG

Abbildung 1.1: Gesamtverständnis der Aufgabenstellung

Quelle: Eigene Darstellung

Der zugrunde gelegte Betrachtungszeitraum läuft bis zum Jahr 2050. Für einen derart langen Betrachtungszeitraum ist es erforderlich, wesentliche energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen wie die gewünschte rückläufige Nutzung fossiler Energien sowie den Ausbau erneuerbarer Energien zu berücksichtigen. Einen Überblick über wesentliche Randbedingungen und energiewirtschaftliche Prämissen, die auch insbesondere für den Auf- bzw. Ausbau einer Wasserstoffwirtschaft in Hamburg relevant sind, werden in Kapitel 2 „Randbedingungen/Prämissen“ vorgestellt.

Auf der Grundlage der aktuellen Wärmeversorgung untersucht Kapitel 3 „Wärme“ das Potenzial möglicher Wärmenutzung von einem zukünftigen Standort Moorburg.

Das Kapitel 4 „Hochtemperaturspeicher“ zeigt unterschiedliche thermische Speichertechnologien auf und analysiert deren Eignung für einen Einsatz am Standort Moorburg.

Die Untersuchung des Einsatzes eines großen Elektrolyseurs wurde bei der Standortbetrachtung auftragsgemäß vorgegeben; Kapitel 5 „Einbindung Elektrolyseur“ untersucht eine CO<sub>2</sub>-neutrale bzw. grüne Wasserstoffproduktion von skalierbaren 100 MW<sub>el</sub> am bestehenden Kraftwerksstandort als

eigenständige Variante („stand alone“) sowie als integrierte Variante in Verbindung mit weiteren Konversionsvarianten.

Kapitel 6 „Konversionsvarianten“ beschreibt technische Konzeptionen, die eine weitgehend sichere Ermittlung des künftigen Anlagenaufbaus auf der Basis der heutigen Kraftwerksinfrastruktur ermöglichen. Bei der Erarbeitung von CO<sub>2</sub>-neutralen Konversionsvarianten wurde die Einbindung der bestehenden Infrastruktur im Sinne einer möglichst weitgehenden Verwertung des Bestandes mitberücksichtigt. Das Kapitel schließt mit einer detaillierteren Betrachtung von zwei Konversionsvarianten ab, die den Zielsetzungen der Machbarkeitsuntersuchung und daraus abgeleiteten gewichteten Prämissen am besten entsprechen.

Im Kapitel 7 „Gesamtbewertung“ werden die Erkenntnisse der vorigen Kapitel zusammengeführt, kritisch gewürdigt und ganzheitlich bewertet. Die wesentlichen Ergebnisse der Analyse werden abgeleitet und eine Empfehlung ausgesprochen.

Kapitel 8 „Schlussbetrachtung“ gibt einen Ausblick auf die mögliche weitere Vorgehensweise.

## **2 RANDBEDINGUNGEN/PRÄMISSEN**

### **2.1 VERÄNDERUNGEN RANDBEDINGUNGEN**

Verschiedene zwischen verbindlicher Angebotslegung und Beauftragung erfolgte Entscheidungen (Stilllegungsentscheidung Moorburg, Wasserstoff-IPCEI Projekte Hamburg) und Entwicklungen (z.B. EEG-Novelle 2021) wurden bei der Erstellung der MBU, soweit hinreichend zum Zeitpunkt der Bearbeitung konkretisiert, entsprechend berücksichtigt. Die wesentlichen Prämissen als Grundlage der vorliegenden Machbarkeitsuntersuchung sind im Anhang 1 tabellarisch dargestellt.

#### **2.1.1 ENTSCHEIDUNG ZUR STILLLEGUNG DES HKW MOORBURG**

Die bereits im Kapitel 1.1 beschriebene Stilllegungsentscheidung hat auch auf die Inhalte der MBU insofern Einfluss, dass keine Untersuchung des Betriebs im Hinblick auf die Stromnetzstabilisierung einer Konversionslösung mehr erfolgt. Nach Auskunft des regionalen Stromnetzbetreibers schließt dies mögliche Systemdienstleistungen wie z.B. Phasenschieberbetrieb eines vorhandenen Generators bzw. Systemdienstleistungen aus grünem Überschussstrom, der in einem HT-Speicher zwischengespeichert und rückverstromt zeitversetzt wieder zur Verfügung gestellt werden kann, mit ein.

#### **2.1.2 IPCEI-VORGANG**

Im Rahmen der nationalen und europäischen Wasserstoffstrategie ist der in Deutschland vom BMWI gesteuerte Förderwettbewerb Wasserstoff-IPCEI (Important Projects of Common European Interest) aufgelegt worden. Für diesen haben verschiedene Konsortien aus ganz Europa Projektskizzen zur Präqualifizierung eingereicht, von denen in Hamburg mehrere eine Wasserstoffproduktion am Standort Moorburg vorsehen. Eine Projektskizze des Konsortiums Vattenfall, Shell, Mitsubishi und Wärme Hamburg, welche die Errichtung eines 100 MW Elektrolyseurs am Standort vorsieht, wurde zur Antragstellung ausgewählt. Parallel dazu ist eine Projektskizze von Gasnetz Hamburg (HH-Win) zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur im Hamburger Hafengebiet zur Antragstellung ausgewählt worden.

#### **2.1.3 EEG-NOVELLE 2021**

Die mit der Verabschiedung der entsprechenden Durchführungsverordnung vollzogene Novellierung des EEG 2021 definiert grünen Strom zur Erzeugung von grünem Wasserstoff und setzt Randbedingungen für die Befreiung dieses Stroms von der EEG-Umlage beim Einsatz in Elektrolyseuren wie folgt:

*„§ 12i*

*Anforderungen an Grünen Wasserstoff*

*(1) Grüner Wasserstoff im Sinn der gesetzlichen Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage nach § 69b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist nur Wasserstoff, der innerhalb der ersten 5.000 Vollbenutzungsstunden eines Kalenderjahres in der Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff elektrochemisch durch den ausschließlichen Verbrauch von Strom hergestellt worden ist,*

- 1. der nachweislich aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Sinn des § 3 Nummer 21 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes stammt,*
- 2. der nachweislich zu einem Anteil von mindestens 85 Prozent aus Anlagen stammt, die ihren Standort in der Preiszone für Deutschland haben, und der nachweislich zu einem Anteil von höchstens 15 Prozent aus Anlagen stammt, die ihren Standort in einer Preiszone haben, die mit der Preiszone für Deutschland elektrisch verbunden ist, und*
- 3. für den weder eine Zahlung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, nach dieser Verordnung oder nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz in der jeweils für die Anlage maßgeblichen Fassung noch eine sonstige Förderung im Sinn des § 9 Nummer 6 Buchstabe b in Anspruch genommen wird.*

*(2) Strom, der in einer Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verbraucht wird, stammt nachweislich aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Sinn des § 3 Nummer 21 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, wenn,*

- 1. im Fall des Verbrauchs von Strom, den ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen über ein Netz an den Betreiber der Einrichtung geliefert hat,*
  - a) für diesen Strom Herkunftsnachweise für erneuerbare Energien nach § 30 der Herkunftsnachweis- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung entwertet wurden und*
  - b) diese Herkunftsnachweise, sofern die Anlage ihren Standort im Bundesgebiet hat, die Angabe zur optionalen Kopplung nach § 16 Absatz 3 der Herkunftsnachweis- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung enthalten, oder*
- 2. im Fall des Verbrauchs von Strom, der nicht durch ein Netz durchgeleitet wird, der Strom in einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Sinn des § 3 Nummer 21 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erzeugt und zeitgleich bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall in der*

*Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verbraucht wurde.*

*Eine mess- und eichrechtskonforme Messung der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch ist zur Erfüllung der Anforderung nach Satz 1 Nummer 2 nur erforderlich, wenn nicht schon anderweitig sichergestellt ist, dass Strom, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall, höchstens bis zur Höhe der tatsächlichen Erzeugung als Verbrauch der Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff als erzeugt und verbraucht in Ansatzgebracht wird.*

*(3) Im Sinn dieses Paragraphen ist die Anzahl der Vollbenutzungsstunden der Quotient aus dem gesamten kalenderjährlichen Stromverbrauch und dem maximalen Stromverbrauch der Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff im Auslegungszustand während einer Betriebsstunde unter normalen Einsatzbedingungen.“*

## 2.2 VORGABEN AUS DEM HAMBURGER KLIMAPLAN

Die vom Hamburger Senat bereits mit dem Klimaplan von 2015 beschlossenen Ziele für Emissionsminderungen sind in 2019 wie nachfolgend beschrieben weiterentwickelt worden:

**Tabelle 2.1: Neue CO<sub>2</sub>-Minderungsziele für 2030 und 2050 in Hamburg**

Zeitachse	CO <sub>2</sub> -Minderungsziele (bezogen auf die Verursacherbilanz und das Vergleichsjahr 1990)
	Neues Ziel (Fortschreibung 2019)
2030	55% CO <sub>2</sub> -Reduktion
2050	klimateutral d.h. min. 95% CO <sub>2</sub> -Reduktion

Quelle: Stadt Hamburg, [1]

Die größten in Hamburger Zuständigkeit liegenden Stellschrauben sind einerseits der Ausbau und andererseits die umweltfreundlichere Wärmeerzeugung der bestehenden Fernwärmeversorgung, mit dem Ziel einer auf mittlere Sicht vollständigen Dekarbonisierung. Bedeutende Eckpfeiler dafür sind das Abschalten und der klimafreundliche Ersatz des Kraftwerks Wedel sowie die klimafreundliche Umrüstung des Kraftwerks Tiefstack. Der Anteil der leitungsgebundenen Wärmeversorgung an der Gesamtversorgung soll bis 2030 auf mind. 35% ausgebaut werden. Der Anteil erneuerbarer Energien (EE) soll deutlich steigen. Unter Berücksichtigung dieses Zieles wird von einem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor im Jahr 2030 für Fernwärme von 175 g/kWh ausgegangen (siehe nachfolgende Tabelle 2.1).

**Tabelle 2.2: Stellschrauben zur Erreichung der Hamburger Klimaziele für das Jahr 2030, Stand Oktober 2019**

Stellschrauben	Ziel	CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor (g/kWh)
Bundes-Strommix	65% erneuerbare Energie (EE)	300
Fernwärme	Kohlefreie Fernwärme	175

Quelle: Stadt Hamburg, [1]

Um die in Tabelle 2.1 dargestellten Reduktionsziele zu erreichen, müssen die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030 bezogen auf 2017 um rd. 7 Mio. t auf 9,3 Mio. t gemindert werden. Dazu bleibt unter Berücksichtigung der Potenziale beim Bundesstrommix und der Hamburger Fernwärme (Einsparungen durch Energiemix) eine Differenz von jährlich ca. 4,1 Mio. t/a CO<sub>2</sub>, die durch einen Mix weiterer eigenständiger Hamburger Maßnahmen reduziert werden müssen (siehe Tabelle 2.3).

**Tabelle 2.3: Stellschrauben zur Erreichung der Minderungsziele für Hamburg, Stand Oktober 2019**

Minderungsziel 2030 für Hamburg			
CO <sub>2</sub> -Emissionen (in 1.000 t)			
Ziel 2030	Minderungsbedarf 2030 (ab 2017)	Einsparung durch Energiemix bis 2030	Verbleibender Maßnahmenmix (zur Erreichung 55%-Ziel)
9.318	-7.080	-2.941	-4.139

Quelle: Stadt Hamburg, [1]

Demnach trägt CO<sub>2</sub>-neutral erzeugte Fernwärme aus grünem Wasserstoff bzw. Biomasse sowie am Standort erzeugter grüner Wasserstoff zur Erfüllung des Hamburger Klimaplanes bei. Einsparungen auf der Stromerzeugungsseite gegenüber dem aktuellen Strommix Deutschland werden nicht angerechnet.

## 2.3 WASSERSTOFFWIRTSCHAFT / ELEKTROLYSEUR

Zur Definition von grünem Wasserstoff gibt es zum Zeitpunkt der Untersuchung auf nationaler Ebene die Festlegungen der EEG-Novelle 2021 (§ 12 i), die jedoch dem Wasserstoff-IPCEI-Kriterium, dass grüner Strom nur aus den Quellen Wind und Photovoltaik stammen darf, widersprechen. Im Rahmen der Untersuchung wird darunter die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse, die mit CO<sub>2</sub>-neutralem Strom (Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft, Geothermie und Biomasse) betrieben wird, verstanden.

Die Errichtung einer lokalen Erzeugung von grünem Wasserstoff ist maßgeblich abhängig von den verfügbaren grünen Strommengen und deren Preisniveau. Da der größte Teil des erwarteten Wasserstoffbedarfs voraussichtlich durch Importe abgebildet werden muss (zur Ableitung siehe



Kapitel 5.3), müssen die Gestehungskosten des in Deutschland erzeugten grünen Wasserstoffs in etwa den erwarteten Importkosten für grünen Wasserstoff entsprechen, der in den sonnenenertragreichen Regionen des mittleren Ostens und Nordafrikas produziert und zunächst per Schiff, ggf. in Kombination mit Pipelines, nach Deutschland transportiert werden soll. Darüber liegende Gestehungskosten würden dazu führen, dass die Errichtung einer lokalen Erzeugung aufgrund der direkten Konkurrenz mit dem Importwasserstoff nicht wirtschaftlich abbildbar ist.

Um auf vergleichbare Gestehungskosten für lokale Wasserstoffproduktion zu kommen, müssen gemäß der Potenzialstudie Wasserstoffwirtschaft IPP ESN (Quelle: IPP ESN, [2]) lokale Elektrolyseure bei einem Strompreis von maximal 5 ct/kWh (siehe Kapitel 2.3.3.) eine jährliche Betriebszeit von ca. 6.000 Vlbh erreichen (siehe Abbildung 2.1).

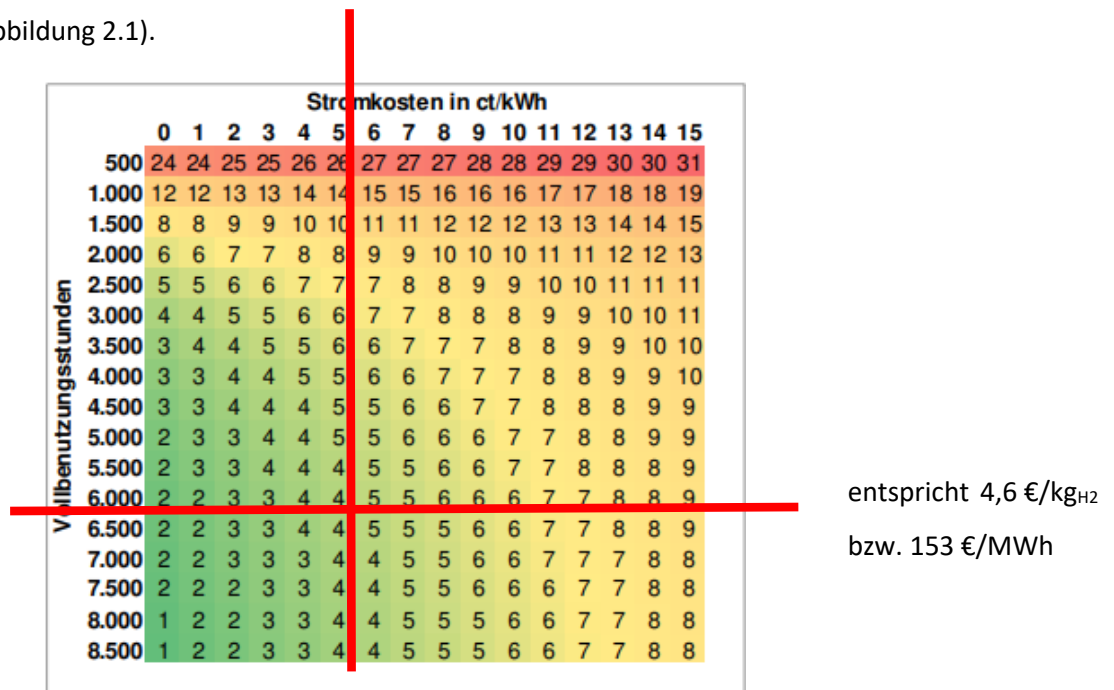


Abbildung 2.1: H<sub>2</sub>-Gestehungskosten in €/kg ohne Wärmeerlöse

Quelle: IPP ESN, [2]

Der maximale Strominputpreis von 5 ct/kWh leitet sich aus der Zielgröße Wasserstoffgestehungskosten von ca. 5 ct/kWh ab. Die Preise des so erzeugten grünen Wasserstoffs müssen sich dann unter den aktuellen Bedingungen aus einer betriebswirtschaftlichen Logik an den vergleichbaren Kosten fossiler Brennstoffe der verschiedenen Einsatzbereiche (Referenzmärkte) messen lassen, wobei auf der Zeitachse die steigende CO<sub>2</sub>-Bepreisung zu beachten ist.

### 2.3.1 WASSERSTOFFPREISE

Die Preise für grünen Importwasserstoff liegen im Jahr 2025 inkl. einer angenommenen Marge von 10 €/MWh bei ca. 160 €/MWh (dies entspricht mit einem Umrechnungsfaktor von 33,33 kWh/kg Wasserstoff ca. 5 €/kg Wasserstoff; im weiteren Verlauf der Untersuchung wird die Einheit €/MWh verwendet) frei Schiffsterminal Deutschland. Das heißt, die Transportkosten inklusive des Betriebs eines Belade- und eines Entladeterminals sind in diesen Kosten enthalten, um eine Vergleichbarkeit mit lokal erzeugtem Wasserstoff herzustellen. (vgl. Prognos-Studie 2020, Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger' im Auftrag des BMWi).

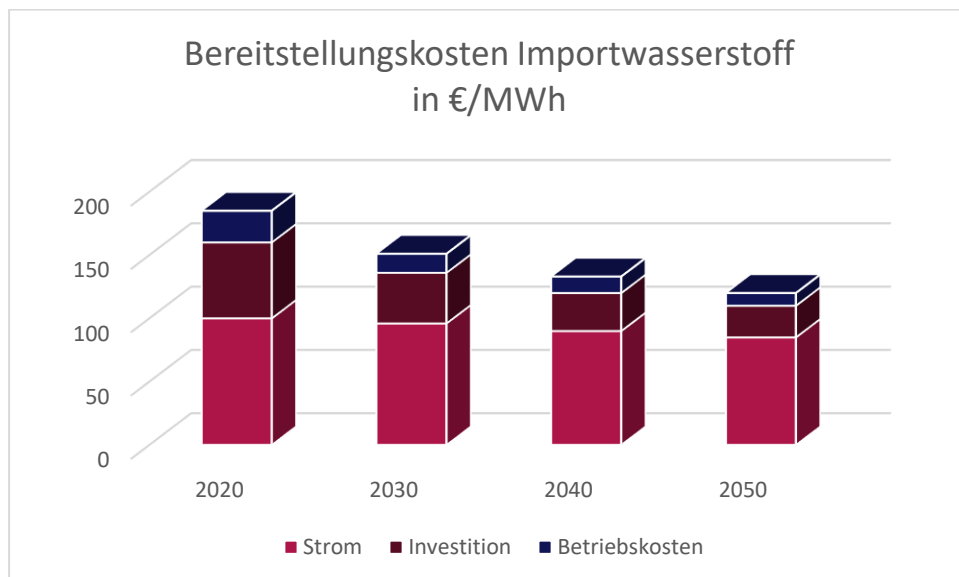


Abbildung 2.2: Bereitstellungskosten Importwasserstoff

Quelle: Eigene Darstellung, nach [3]

Die erwarteten Kostenreduktionen bei in späteren Jahren errichteten Elektrolyseuren ergeben sich bezüglich der strombasierten Kosten aus der erwarteten steigenden Effizienz der Elektrolyseure, bezüglich des Investitionsanteils aus den sinkenden Stückkosten bei einer Massenproduktion und bezüglich der Betriebskosten aus einem zunehmenden Automatisierungsgrad der Anlagen.

Die Gestehungskosten für grünen Wasserstoff aus lokalen Elektrolyseuren sowie die Importkosten über einen Pipelinetransport aus Rotterdam bzw. Dänemark sind hier als Zielgröße zu verstehen, da sie aus betriebswirtschaftlicher Sicht aufgrund der Wettbewerbssituation nicht über den Importpreisen via Schiff/Terminal liegen sollten.

Tabelle 2.4: Preisentwicklung Importkosten grüner Wasserstoff

	Wasserstoffpreise (€/MWh)					
	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Schiff/ Terminal	160	150	140	130	120	110
Pipeline Rotterdam/ Dänemark	160	150	140	130	120	110
Erzeugung lokal	160	150	140	130	120	110

Quelle: Eigene Darstellung nach [3]

### 2.3.2 REFERENZMÄRKTE

Die nachfolgende Tabelle 2.5 zeigt die für Wasserstoff relevanten Referenzmärkte mit den entsprechenden fossilen Energieträgern und deren angenommene preisliche Entwicklung bis 2050. Dabei wurde davon ausgegangen, dass sich das heutige jeweilige Preisniveau der fossilen Energieträger nicht ändert und lediglich die steigenden CO<sub>2</sub>-Kosten als entsprechender Aufschlag abgebildet werden.

Tabelle 2.5: Preisentwicklung fossile Brennstoffe in Referenzmärkten

Preisentwicklung		Preise					
		2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO <sub>2</sub> (€/t)		55	99	143	187	231	275
Erdgas Heizgas (€/MWh)	(Referenzmarkt Energie/ Heizgas)	70	78	86	94	102	110
Erdgas Industrie (€/MWh)	(Referenzmarkt Energie/ Industrie)	40	48	56	64	72	80
Diesel (€/MWh)	(Referenzmarkt PKW/ LKW-Verkehr)	136	149	162	175	187	200
Kerosin (€/MWh)	(Referenzmarkt Luftverkehr)	52	65	78	90	103	116
H <sub>2</sub> grau (€/MWh)	(Referenzmarkt Industrie stofflich)	82	91	100	109	118	127

Quelle: Eigene Darstellung

Aus dem Vergleich der Entwicklung der Wasserstoffpreise (Tabelle 2.4) mit der in obiger Tabelle dargestellten Preisentwicklung der fossilen Energieträger ergibt sich, dass der grüne Wasserstoff zuerst im Verkehrsbereich, insbesondere im Schwerlastverkehr und ÖPNV eingesetzt werden sollte, da wasserstoffangetriebene PKW in direkter Konkurrenz zu reinen Elektroantrieben stehen (in Tabelle 2.5 grün gekennzeichnet). Aus volkswirtschaftlicher Sicht sollte auch die Dekarbonisierung der

Schwerindustrie möglichst früh und wenn ausreichend grüner Wasserstoff zur Verfügung steht, umgesetzt werden, da dieser Bereich aus heutiger Sicht nicht auf alternativem Wege dekarbonisiert werden kann. Da der Ersatz von Erdgas zur Erzeugung von Prozesswärme in der Industrie oder zum Einsatz in KWK-Anlagen voraussichtlich frühestens ab 2040 betriebswirtschaftlich sinnvoll sein wird, kann aus Sicht des Klimaschutzes auch ein Vorziehen dieses Markteintritts in ansonsten schwer zu dekarbonisierenden Bereichen wie zum Beispiel bestimmter energieintensiver Industriebereiche sinnvoll sein. Dies setzt allerdings den gezielten Einsatz geeigneter Förderinstrumente voraus, da eine einseitige nationale Verteuerung der CO<sub>2</sub>-Kosten die internationale Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Industrien maßgeblich verschlechtern würde.

Ab 2040 besteht die Möglichkeit Heizgas durch grünen Wasserstoff zu ersetzen, wenn dies in der Kombination mit dann entsprechend effizienten Brennstoffzellen geschieht und die Strompreisentwicklung eine entsprechende Subventionierung der Heizwärme ermöglicht (in Tabelle 2.5 gelb gekennzeichnet). Grauer Wasserstoff zum stofflichen Einsatz in der Chemischen Industrie und Raffinerien sowie Kerosin könnten in diesem Szenario ab 2045 durch grünen Wasserstoff ersetzt werden.

### 2.3.3 GRÜNE STROMPOTENZIALE

Der wesentlichste limitierende Faktor für lokal zu errichtende Elektrolyseurleistung zur Produktion von grünem Wasserstoff ist die Verfügbarkeit von kostengerechtem Strom aus erneuerbaren Energien. Hierbei sind insbesondere verschiedene aktuelle politische Initiativen auf europäischer und nationaler Ebene zu berücksichtigen.

Es besteht im Zusammenhang mit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2021 eine Verordnung, Strom aus erneuerbaren Energien nur bis zu 5.000 Vlbh von allen Umlagen für den Einsatz in Elektrolyseuren zu befreien. Dies stellt eine zusätzliche Restriktion dar, welche die für das Erreichen der Wirtschaftlichkeit wichtige Zielgröße von 6.000 Vlbh (siehe Kapitel 2.3) für den Elektrolyseurbetrieb erschwert. Auf EU-Ebene gibt es eine Initiative, den Strom nur für Neuanlagen zu befreien, die nicht ein Jahr älter als der Elektrolyseur sein dürfen und die keinerlei Förderung erhalten haben. Sollte diese Initiative umgesetzt werden, stehen insbesondere in Deutschland derzeit keine preiswerten Grünstrompotenziale für die Produktion von grünem Wasserstoff zur Verfügung.

Bei dem Einsatz von grünem Strom zur Wasserstoffelektrolyse wird zwischen grünem Strom für IPCEI-geförderte Projekte, der nur aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen stammen darf, und bislang nicht speziell geförderten Projekten, die grünen Strom gemäß der EEG-Novellierung vom 19. Mai 2021 aus Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft, Geothermie und Biomasse einsetzen, unterschieden.

Zur Zeit beträgt der Anteil von Schleswig-Holstein an den bundesweiten Abregelungen ca. 60% und liegt absolut bei ca. 3,4 TWh (Quelle: Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume, 2021, [4])

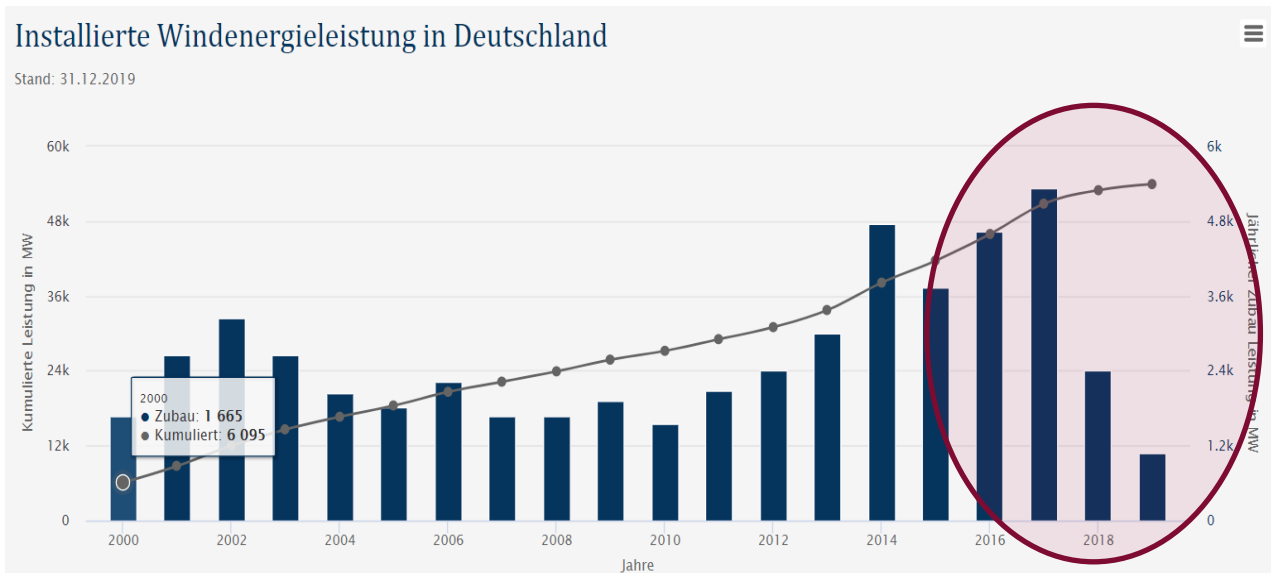
Die Analyse der Abschaltvorgänge hat ergeben, dass ein 100 MW-Elektrolyseur bei heutigem Stand weniger als 1.000 Volllaststunden erreicht. Der die Abschaltungen verursachende zu beseitigende Netzengpass liegt zwischen Hamburg und dem nordwestlichen Schleswig-Holstein. Da auch die Netzinfrastruktur südlich von Hamburg ausreichend ausgebaut ist, um den aus Schleswig-Holstein kommenden Strom abzuleiten, wird dieser Engpass durch den Neubau einer 380 kV-Trasse an der Westküste Schleswig-Holsteins voraussichtlich 2023/24 beseitigt, und die Abregelungen werden sich dadurch deutlich reduzieren.

Mit einem wachsenden Ausbau der erneuerbaren Energien, der zurzeit aber deutlich hinter den Planungen zurückbleibt (siehe Abb. 2.3), werden zukünftig auch die Abschaltzeiten, insbesondere von Windkraftanlagen, zunehmen. Diese Zeiten könnten zusätzlich genutzt werden, um preiswerten Strom für Elektrolyseure zu produzieren. Auch dieser Strom müsste allerdings von Netzentgelten und sonstigen Umlagen/Abgaben befreit werden, um für die Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt zu werden.

Unter Berücksichtigung des Status Quo stehen absehbar insbesondere Strommengen aus Post-EEG-Anlagen zur Verfügung beziehungsweise Offshore-Windkraftanlagen, die sich in der niedrigen Vergütungsphase des EEG (40 €/MWh) befinden.

Alle erneuerbaren Energieanlagen, die sich noch in der Standard-EEG-Vergütungsphase befinden, bekommen so hohe Einspeisevergütungen, dass sie für die erforderliche preisgünstige Belieferung von Elektrolyseuren nicht in Betracht kommen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der installierten Windkraftleistung in den Jahren von 2000 bis 2019.



**Abbildung 2.3: Entwicklung der installierten Windkraftleistung 2000 bis 2019**

Quelle: BWE, [5]

In Abbildung 2.3 wird ersichtlich, dass der Zubau im Bereich Windkraft mit der Einführung des Auktionsverfahrens im Jahr 2017 nahezu zum Erliegen gekommen ist. Insbesondere in der Offshore-Windkraft besteht in Deutschland eine Ausbaulücke. Es befinden sich derzeit weder Offshore-Windparks im Bau noch im Planungs- oder Genehmigungsverfahren und das nächste Ausschreibungsverfahren wird nicht vor 2024 erwartet. Daraus kann abgeleitet werden, dass neue Offshore-Windleistung frühestens ab 2027 ans Netz gehen könnte.

## 2.4 STANDORT

### 2.4.1 BESTEHENDE INFRASTRUKTUR

Der Standort des für den 07.07.2021 zur Stilllegung vorgesehenen Kohle-Heizkraftwerkes Moorburg (HKW Moorburg) liegt inmitten des Industrie- und Hafenstandortes Hamburg an der Süderelbe.



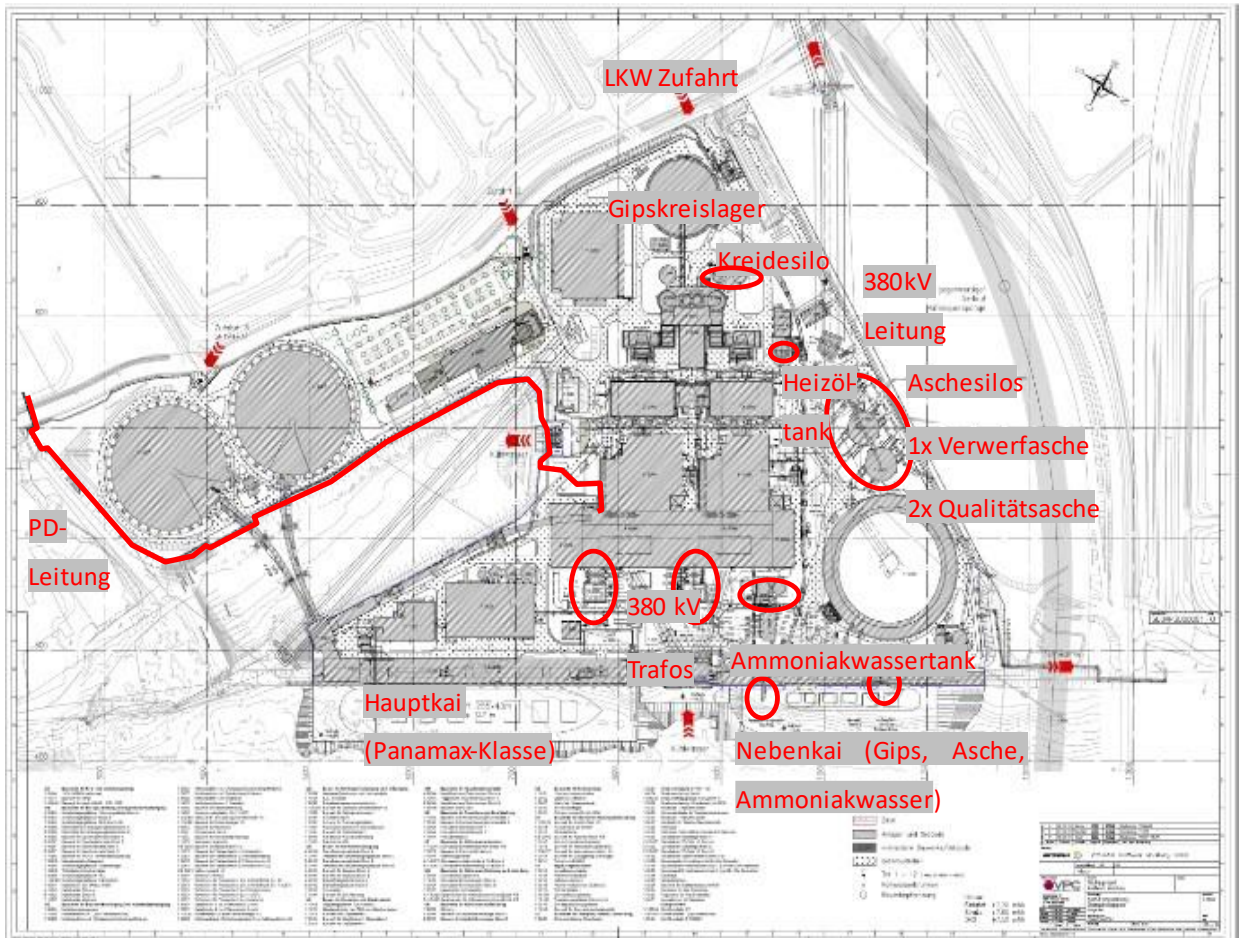
**Abbildung 2.4: Heizkraftwerk Moorburg**

Quelle: Vattenfall, [6]

Neben den für den Betrieb eines konventionellen Kohlekraftwerkes benötigten standardmäßigen Hauptanlagen wie Dampferzeuger, Dampf-Turbo-Satz und dreistufiger Rauchgasreinigungsanlage zur Reduzierung der Staub-, Stickoxid und Schwefelemissionen sowie Nebenanlagen wie Hochspannungs-/Niederspannungs-Schaltanlagen, Wasseraufbereitung, Transport und Lagerkapazitäten für Massengüter, Werkstatt/Lager, Verwaltung etc. verfügt der Standort über folgende hervorzuhebenden technischen und infrastrukturellen Besonderheiten:

- Zwei Schiffsanleger, Hauptkai für Panamax-Schiffsklasse (ca. 65.000 t Kapazität, ca. 300 m lang, 30 m breit und 12 m Tiefgang) und Nebenkai für Verladung von Kraftwerksnebenprodukten (Asche, Gips) zur Entlastung des LKW-Verkehrsaufkommens
- Zwei 380 kV/1.080 MVA- sowie einen 110 kV/40 MVA-Netzanschluss
- Zwei Kühltechnologien (Durchlaufkühlung mit Elbwasser und Kreislaufkühlung mit Hybridkühlturm)
- Zwei überdachte Kreisläger (Kapazität insgesamt 280.000 m<sup>3</sup> bzw. rd. 240.000 t Kohle)
- Wärmeauskopplungsmöglichkeiten für Prozessdampf und Fernwärme. Eine Prozessdampfleitung zur Holborn-Raffinerie existiert, ein Anschluss an ein Fernwärmenetz ist nicht realisiert.





**Abbildung 2.5: Übersicht Anlagen Standort Moorburg**

Quelle: Eigene Darstellung, auf Grundlage des Lageplans vom Heizkraftwerk Moorburg

Bis zu seiner Stilllegung war das Heizkraftwerk Moorburg als Großfeuerungsanlage mit dem Energieträger Import-Steinkohle sowie Beimischung von Ersatzbrennstoffen gemäß BImSchG genehmigt. Die Auslegung der brennstoffabhängigen Anlagenteile, im Wesentlichen Kohlemühlen, Gebläse und Kesselfeuerung, ist entsprechend dimensioniert, um schwankende Qualitäten der gehandelten Import-Steinkohlen sicher verbrennen zu können.

Die aktuelle wasserrechtliche Erlaubnis gestattet es dem Kraftwerk, den Wasser-Dampf-Kreislauf (WDK) ausschließlich über den für beide Kraftwerksblöcke dimensionierten Hybrid-Kühlturms zu betreiben, um den Wärmeeintrag in die Süderelbe in Grenzen zu halten. Die Nettonennleistung beträgt dabei 2 x 760 MW<sub>el</sub>.

Jeder Kraftwerksblock verfügt über einen separaten 380 kV-Netzanschluss mit 1.080 MVA Leistung. Übertragungsnetzbetreiber für das HKW Moorburg ist 50 Hertz. Über diesen wird die erzeugte Nettostrommenge dem Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt und weiterverteilt. Über beide

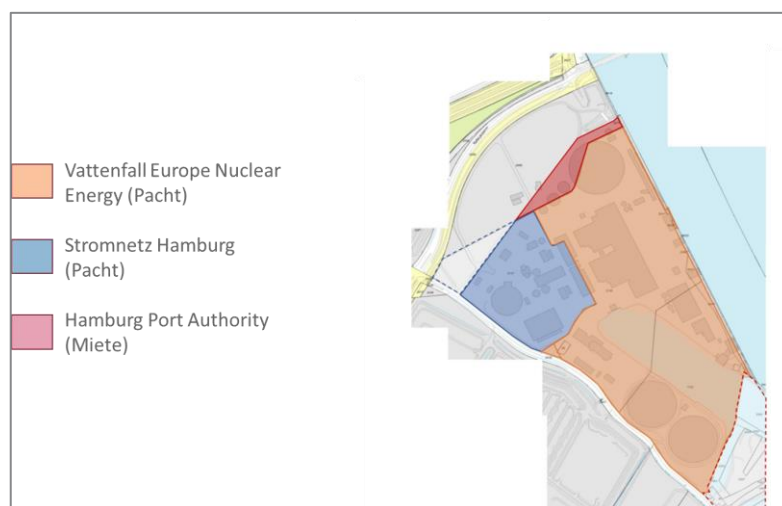


380 kV-Netzanschlüsse kann auch Strom zum Anfahren der Kraftwerksanlagen aus dem Stillstand bezogen und Netzdienstleistungen wie Frequenzstützung etc. angeboten werden.

Der 110 kV-Netzanschluss von Stromnetz Hamburg sichert den Standort bei Ausfall der 380 kV-Anlagen ab. Es erfolgt seitens des HKW Moorburg keine Stromeinspeisung in das 110 kV-Verteilnetz und es existiert am Standort Moorburg auch keine Kopplung zwischen den beiden Spannungsebenen 380 kV und 110 kV.

## 2.4.2 EIGENTUMSVERHÄLTNISSE

Die Eigentumsverhältnisse gehen aus der folgenden Abbildung hervor:



**Abbildung 2.6: Eigentumsverhältnisse Kraftwerksgrundstücke**

Quelle: Vattenfall, [6]

Die aktuell genehmigten Kraftwerksanlagen befinden sich im Wesentlichen auf drei Grundstücken mit unterschiedlichen Eigentümern (siehe Abbildung 2.6):

1. Auf dem vom Eigentümer Hamburg Port Authority (HPA) gepachteten Grundstück (rot markiert) befinden sich Teile des Hybridkühlturms und der Reststoff-Silos.
2. Auf dem vom Eigentümer Stromnetz Hamburg (SNH) gepachteten Grundstück (blau markiert) befinden sich neben der 110 kV-Schaltanlage der Stromnetz Hamburg Teile der dreistufigen Rauchgasreinigungsanlagen und die Werkstatt-/Lagergebäude.
3. Der überwiegende Teil der Kraftwerksanlagen (orange markiert) inkl. Kaimauer befindet sich auf Grundstücken im Eigentum des Vattenfall-Konzerns.

Die genauen Flurstückbezeichnungen können dem Anhang 1 entnommen werden.

Abhängig von einer Nachnutzung sowohl für skalierbare Elektrolyseurleistung zur Herstellung von grünem Wasserstoff ( $H_2$ ) als auch für weitere zielführende Konversionsvarianten sind mehr oder weniger Anlagenteile des stillgelegten HKW Moorburg zurückzubauen. Eine gegebenenfalls notwendige Baufeldfreimachung (vollständig oder teilweise) der erst im Jahr 2015 in Betrieb gegangenen Kraftwerksanlagen ist bei der Bewertung aller betrachteten Varianten zu berücksichtigen.

### 2.4.3 BAUFELDFREIMACHUNG UND TERMSCHIENE

Mit offizieller Beendigung der Kohleverbrennung der Kraftwerksanlagen zum 07.07.2021 ist seitens des Betreibers Vattenfall ein modulares Rückbaukonzept zu erstellen, um die so zurückgebauten Pachtflächen ihren Eigentümern zurückzugeben bzw. die Flächen im Besitz von Vattenfall für eine Nachnutzung zur Verfügung stellen zu können.

Der für eine ordnungsgemäße Baufeldfreimachung benötigte voraussichtliche Zeitrahmen könnte aus unserer Erfahrung in etwa wie folgt aussehen:

1. Bis ca. Ende 2022 sind aus brandschutztechnischen Gründen sämtliche Gefährdungspotenziale wie Öle, Chemikalien, Restbestände Brennstoff etc. aus den Kraftwerksanlagen zu entfernen (Quelle: Erfahrung Tilia auf Basis stillgelegter Blöcke im Ruhrgebiet (Kraftwerke Voerde, Gersteinwerk, Westfalen)).
2. Bis ca. Ende 2023 ist ein modulares Rückbaukonzept seitens Vattenfall zu erstellen und seitens der Hamburger Behörden zu genehmigen. Ein Rückbaukonzept für nicht mehr benötigte Anlagenteile beinhaltet voraussichtlich sowohl einen Sicherheitsbericht als auch eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), die eine Öffentlichkeitsbeteiligung beinhaltet. Wir gehen davon aus, dass trotz der dichten Bebauungssituation und der Nähe zur Elbe dieser Genehmigungsprozess im Falle Moorburg nur 1-2 Jahre dauern wird.
3. Bis ca. 2028 erfolgt der eigentliche Rückbau der nicht mehr benötigten Kraftwerksanlagen, vermutlich beginnend am Gips-Kreislager und endend an der Kaimauer oder umgekehrt. Die Tatsache, dass es sich um eine noch junge Kraftwerksanlage handelt, verlängert unseres Erachtens den Rückbauzeitraum, da die noch neuwertigen Anlagenteile vor einem Rückbau erst fachgerecht ausgebaut und gelagert werden, um Rückbaukosten durch Verkäufe zu minimieren. Auch wird der Rückbau erfahrungsgemäß mehr Zeit in Anspruch nehmen als bisher geplante und begonnene Rückbauten von Kohlekraftwerken wie z.B. Kraftwerke Knepper, Voerde und Lünen, da im Fall Moorburg nicht der gesamte Kraftwerksstandort mit allen Anlagen abgerissen werden kann, sondern einzelne Anlagen für den Elektrolyseur bzw. weitere Konversionsvarianten

weitergenutzt werden sollen. Dies verhindert z.B. einen zeitlich schnellen Abriss durch Sprengung, so dass mit deutlich mehr Zeit für Entflechtungs- und Sicherungsmaßnahmen sowie kleinteiligem Abriss kalkuliert werden muss.

Für das Kraftwerk Voerde der STEAG, das nach fast 50-jährigem Betrieb (1970 bis 2017) planmäßig stillgelegt wurde und das gesamte Grundstück ohne Rücksicht auf erhaltenswerte Anlagen freigemacht werden kann, um ein neues Wohn- bzw. Gewerbegebiet, einen Innovationsstandort oder ein Logistikdrehkreuz direkt am Rhein anzusiedeln, wird ein reiner Rückbau-/Abrisszeitraum von ca. 4 Jahren veranschlagt (Quelle: STEAG/RWE).

Die Rückgabe von gepachteten Flächen an die Eigentümer HPA und SNH erfolgt erst nach vollständigem Rückbau der stillgelegten Kraftwerksanlagen durch den Betreiber Vattenfall und Abnahme seitens der Behörde. Die erforderlichen Sicherungsmaßnahmen beim Rückbau behindern eine Teilbaufeldfreimachung und vorzeitige Rückgabe von Flächen/Gebäuden/Anlagen und Inbetriebnahme von neuen Produktionsanlagen. Dies behindert eine zeitnahe Betriebsaufnahme derjenigen Konversionsvarianten inkl. Elektrolyseur und HT-Speicher, die nur auf zuvor rückgebauten Flächen errichtet werden können. Unter Berücksichtigung der eigentlichen Errichtungszeit auf den dafür frei geräumten Flächen ist somit nach 2025 mit einer Betriebsaufnahme solcher Anlagen zu rechnen.

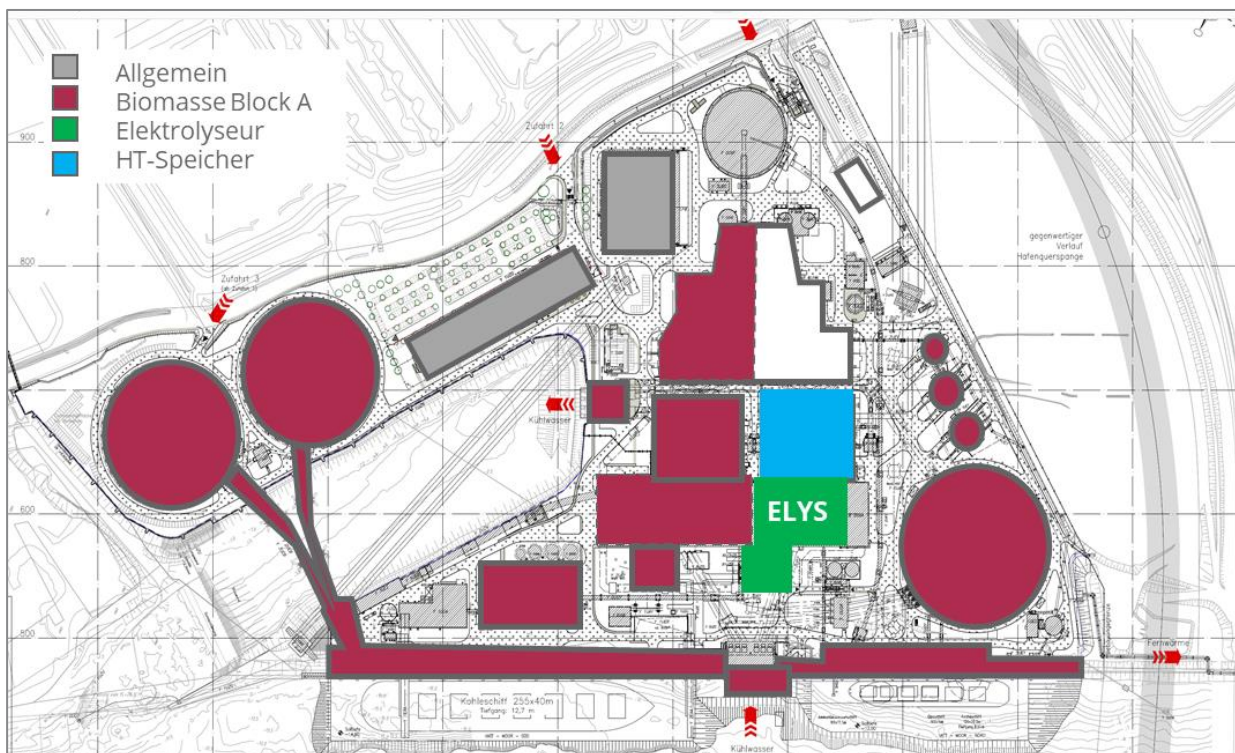
Insofern ist für die beauftragte Machbarkeitsuntersuchung (MBU) wichtig zu betrachten, inwieweit für die untersuchten Varianten vorhandene Infrastruktur, die nicht zuvor zurückgebaut werden muss, weitergenutzt werden können, um falls gewünscht vorzeitig, wie z.B. im Falle des gesetzten 100 MW<sub>el.</sub> Elektrolyseurs, in Betrieb gehen zu können.

Ebenfalls wichtig zu beachten ist, dass wenn z.B. einzelne Gebäude wie Maschinensaal B bzw. Anlagenteile wie 380 kV-Schaltanlage, Wasseraufbereitung, Entnahme- und Einleitbauwerke etc. frühzeitig weitergenutzt werden sollen, dies den Rückbau umliegender Gebäude/Anlagenteile aus Sicherheitsgründen behindert, ggf. sogar unmöglich macht. Somit ist es unseres Erachtens unumgänglich, die zukünftige Nutzung des gesamten Grundstücks mit allen darauf stehenden Anlagen/Gebäuden frühzeitig, d.h. noch vor Baubeginn neuer Konversionsvarianten inkl. Elektrolyseur und HT-Speicher, verbindlich festzulegen.

Im Zusammenhang mit der Baufeldfreimachung der Kraftwerksgrundstücke ist der Vollständigkeit halber noch erwähnt, dass sich auf einem der beiden Kohle-Kreislager eine 750 kW<sub>p</sub>-Photovoltaik-Anlage befindet, die im Falle eines erforderlichen bzw. gewollten Rückbaus der Kraftwerksanlagen vorzeitig demontiert werden müsste, wodurch ca. 700 MWh/a erneuerbare Energien am Standort Moorburg

verloren gehen würden. Der Standort Moorburg bietet mit Ausnahme gebäudespezifischer Anlagen keine weiteren hervorzuhebenden Standortpotenziale für eine Errichtung neuer erneuerbarer Technologien.

Die folgende Abbildung zeigt in einer ersten groben Betrachtung unabhängig von einer tatsächlichen wirtschaftlichen Umsetzbarkeit die für jede in den Kapiteln 4 bis 6 untersuchte Variante als „stand alone“ Lösung weiter benötigten Kraftwerksanlagen. Varianten, die einen vorherigen Rückbau benötigen, sind hier nicht dargestellt.



**Abbildung 2.7: Weiter nutzbare Anlagen je untersuchter Variante**

Quelle: Eigene Darstellung, auf Grundlage des Lageplans vom Heizkraftwerk Moorburg

#### 2.4.4 ZUSÄTZLICHE NUTZUNGSMÖGLICHKEITEN AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

Im Falle eines komplett freigemachten Grundstückes ergeben sich die nachfolgend aufgeführten Freiflächenphotovoltaikpotenziale für die einzelnen Teilgrundstücke gemäß Abbildung 2.6:

	Fläche	PV-Potenzial
Grundstück Vattenfall:	180.000 m <sup>2</sup>	21,6 MWp
Grundstück Stromnetz Hamburg:	70.000 m <sup>2</sup>	8,4 MWp
Grundstück Hamburg Port Authority:	15.000 m <sup>2</sup>	1,8 MWp

Damit ergeben sich in Summe 31,8 MWp als maximal zu installierende Leistung mit einem jährlichen Ertrag von ca. 29 GWh, was für den Standort mit der bestehenden Infrastruktur keine sinnvolle Konversionslösung darstellt.

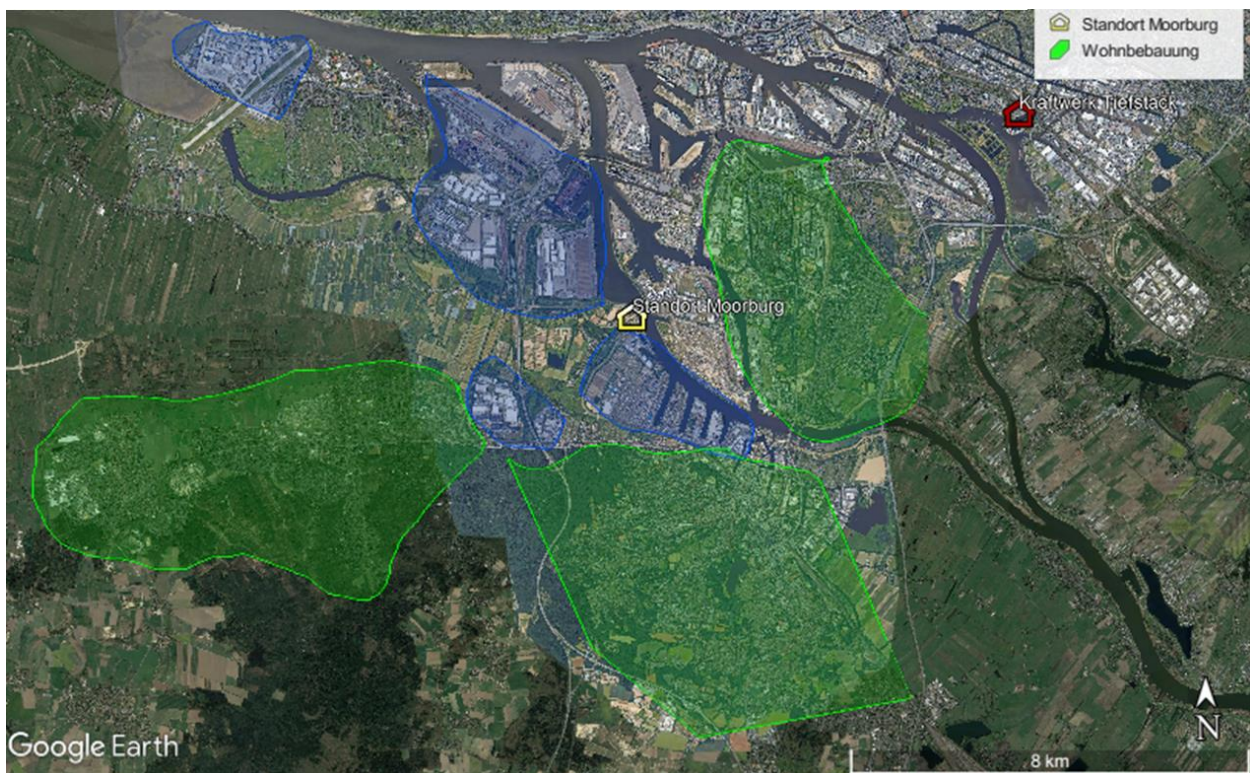
Die Installation von solarthermischen- oder Flusswasserwärmepumpenanlagen ist aufgrund des fehlenden Fernwärmeanschlusses beziehungsweise des nicht vorhandenen örtlichen Wärmebedarfs (siehe Kapitel 3) am Standort nicht zu empfehlen. Auch eine Kombination mit den in Kapitel 6 beschriebenen Konversionsvarianten ist aus energiewirtschaftlichen Gründen und aufgrund der Tatsache, dass die Konversionsvarianten alle Überschusswärme im höheren Temperaturbereich erzeugen, nicht zu empfehlen.



### 3 WÄRME

In diesem Kapitel wird überschlägig untersucht, welches Potential zur Nutzung der anfallenden Wärme vom Standort Moorburg vorhanden ist. Dabei werden die im Bezirk Hamburg Harburg ansässigen Industrien und Wohnbebauung betrachtet. Weiterhin wird aufgezeigt, wie ein Anschluss an das bestehende Fernwärmenetz von Hamburg Wärme möglich ist. Die Machbarkeitsuntersuchung hatte nicht zum Ziel Umsetzungspfade zur Erschließung der ausgewiesenen Wärmepotentiale aufzuzeigen. Die Annahmen zur Höhe des Potenzials stammen aus den Erfahrungen von Tilia bei der wärmeseitigen Erschließung von Städten oder Stadtteilen, unter anderem auch in Hamburg.

Fern- oder Nahwärmenetze, die im Bezirk Harburg vorhanden sind, werden als erschlossene Gebiete berücksichtigt. Außerhalb dieser Inselnetze gibt es im Bezirk Harburg keine übergeordnete Wärmeinfrastruktur, auf die zurückgegriffen werden kann.



**Abbildung 3.1: Wärmeabsatzgebiete Hamburg Harburg**

Quelle: Eigene Darstellung, auf Basis Google Earth

### 3.1 FERNWÄRMEPOTENZIALE

Auf Basis von Daten und Informationen, die u.a. von der BUKEA zur Verfügung gestellt wurden oder die öffentlich zur Verfügung stehen sowie durch eigene Recherche wurde das Potenzial möglicher Wärmebedarfe, die vom Standort Moorburg aus versorgt werden können, untersucht. Die aktuelle dezentrale Wärmeversorgung in Hamburg ist im Wesentlichen erdgas-/strom- bzw. heizölbasiert. Nur in der Industrie wird neben fossilen Energieträgern auch regenerative Energie eingesetzt.

Aus umgesetzten Quartierslösungen außerhalb Hamburgs, die von Tilia verantwortlich begleitet wurden, hat sich herausgestellt, dass nur ca. 10% der an der Trasse liegenden Abnehmer sich im Vorfeld zum Anschluss an eine neue Wärmetrasse entscheiden. Sobald regulatorische oder gesetzliche Grundlagen geschaffen sind, die fossile Energieträger untersagen, wird sich die Anzahl der Abnehmer, die bereit sind, sich sofort an die vorhandene oder neu zu errichtende Fernwärmenetze anzuschließen, deutlich erhöhen und einen Wert über 50% erreichen. Mit dem Anschluss an eine Fernwärmetrasse mit ausreichend niedrigem Primärenergiefaktor können die Abnehmer die gesetzlichen Vorgaben über eine Beschränkung der CO<sub>2</sub>-Emission einhalten.

### 3.2 POTENZIAL BEI INDUSTRIEBETRIEBEN

Zur Ermittlung des Wärmebedarfes der benachbarten Industrie wurde hier insbesondere eine Befragung im Auftrag der BUKEA der im Bezirk Hamburg Harburg ansässigen Industriebetriebe genutzt und um eigene Recherchen ergänzt. Hieraus ergab sich, dass ca. 100 MW Wärmebedarf vorhanden ist. In Abbildung 3.1 sind vier Industriegebiete (blau markiert) gekennzeichnet. Ausgehend vom Standort Moorburg sind dies in Finkenwerder Airbus, im Nordwesten Altenwerder und Waltershof, im Südwesten der alte Harburger Hafen sowie das Gebiet um die BAB-Anschlussstelle Hausbruch. Nicht einbezogen wurden die Unternehmen Trimet und Airbus, da Trimet vorrangig Strom benötigt und durch die Aluminiumverarbeitung ein nicht unbedeutendes eigenes Abwärmepotenzial hat. Eine Recherche bei Airbus wurde nicht unternommen, da die Anbindung zu aufwendig wäre und daher im Rahmen der MBU nicht weiterverfolgt wurde.

### 3.3 VORHANDENE FERNWÄRMENETZE IM BEZIRK HARBURG

Zurzeit werden im Bezirk Harburg 10 Wärmenetze mit unterschiedlichen Größen von unterschiedlichen Unternehmen betrieben (siehe Abbildung 3.2). Der gesamte Wärmeabsatz aller Netze beträgt ca. 84 GWh. Das entspricht bei 1.900 Vlbh einer Anschlussleistung von ca. 44 MW. Diese Angaben sind dem



„Integrierten Klimaschutzkonzept Hamburg Harburg“ entnommen. Eigene Recherchen aus dem Wärmekataster Hamburg haben diese Annahmen bestätigt. Eine Wärmetrasse des Standortes Moorburg sollte zunächst diese bestehenden Wärmenetze anbinden und so ein Rückgrat schaffen über das die flächige Erschließung des Bezirkes Harburg möglich wird.



**Abbildung 3.2: Fernwärmenetze in Hamburg Harburg**

Quelle: Eigene Darstellung, auf Basis Google Earth

### **3.4 POTENZIELLE FERNWÄRMEKUNDEN AUßERHALB DER FERNWÄRMENETZE**

Die Gebiete mit Wohnbebauung sind in der Abbildung 3.1 grün gekennzeichnet. Hierbei handelt es sich um das Gebiet Wilhelmsburg zwischen Norder- und Süderelbe. Das Gebiet des Bezirkes Harburg wird durch die Autobahn A7 getrennt. Der östliche Teil ist geprägt durch die Innenstadt Harburg mit einer größeren Wärmedichte als der westliche Teil, in dem es auch sehr viele Einfamilienhäuser gibt. Das Wärmepotenzial der nicht bereits an ein Fernwärmenetz angeschlossenen Verbraucher in Hamburg Harburg außerhalb der vorhandenen Fernwärmenetze, wurde über das Wärmekataster mit einer Leistung von 788 MW ermittelt. In dieser Anschlussleistung sind die Fernwärmenetze (Abbildung 3.2)



enthalten, um die sich die Anschlussleistung reduziert, da die Fernwärmenetze separat betrachtet werden. Damit verbleiben ein mögliches Anschlusspotenzial von 744 MW.

Bei der Umsetzung neuer Fernwärmeversorgung in Bestandsgebieten, vorrangig Stadtgebiete mittlerer Städte, die Tilia konzeptioniert und begleitet hat, haben wir die Erfahrung gemacht, dass ca. 10% bis 15% des vorhandenen Wärmepotenzials sich zeitnah und verbindlich an eine zukünftige Fernwärmeversorgung anschließen lassen. Daraus ergibt sich eine mögliche Anschlussleistung von ca. 110 MW<sub>th</sub>.

### 3.5 ÜBERSICHT DER POTENZIALE

Zusammenfassend ist auf Grundlage der jetzigen Situation ein Wärmeanschlusspotenzial von bis zu 200 MW<sub>th</sub> in den Gebieten, die in Abbildung 3.1 farblich hinterlegt sind, vorhanden. Diese Leistung ist ein Orientierungswert und über das gesamte Gebiet verteilt (in Abbildung 3.1 grün bzw. blau hinterlegt). Um das in den in Abbildung 3.1 gekennzeichneten Gebieten vorhandene Anschlusspotential erschließen und terminlich einordnen zu können, ist ein Masterplan und entsprechende Förderungen erforderlich.

**Tabelle 3.1: Gesamtübersicht möglicher Wärmeabsatz im Bezirk Harburg**

	Industrie		Wohnbebauung		Wärmenetze	
Wärme-potential	100 MW	Der größte Teil wird aus der eigenen Abwärmeproduktion genutzt.	788 MW	Hier ist der Bedarf aller Häuser (EFH, MFH, Innenstadt und Außenbereich) im Bestand erfasst.	44 MW	Entnommen dem Wärmekataster und eigenen Recherchen
Wärme-potential	292 GWh/a	Berechnet mit 3000 Vbh	1500 GWh/a	Berechnet mit 1900 Vbh	84 GWh/a	Berechnet mit 1900 Vbh
Abzüglich	50 MW	Entfernung vom Standort, nicht passend.	44 MW	Über vorhandene Wärmenetze abgedeckt		
Abzüglich			634 MW	Nach unseren Erfahrungen bei der Umsetzung neuer Netze im Bestand schließen sich zwischen 10 und 15% der Abnehmer an das neue Netz an. Weitere Abnehmer folgen erst, wenn das Netz installiert ist.		
Wärme-abnahme	50 MW		110 MW		44 MW	
Wärme-abnahme	150 GWh/a	Berechnet mit 3000 Vbh	209 GWh/a	Berechnet mit 1900 Vbh	84 GWh/a	Berechnet mit 1900 Vbh

Quelle: Eigene Darstellung

### 3.6 NEUES FERNWÄRMENETZ IM BEZIRK HAMBURG HARBURG

Um dieses Wärmepotenzial von bis zu 200 MW<sub>th</sub> für CO<sub>2</sub>-neutrale Wärme zu erschließen, ist der Aufbau einer Fernwärmeinfrastruktur erforderlich. Da diese im bebauten Gebiet verlegt werden muss, ist mit Investitionskosten von ca. 1.000 bis 2.000 € je Trassenmeter zu rechnen. Kostenschätzungen über die

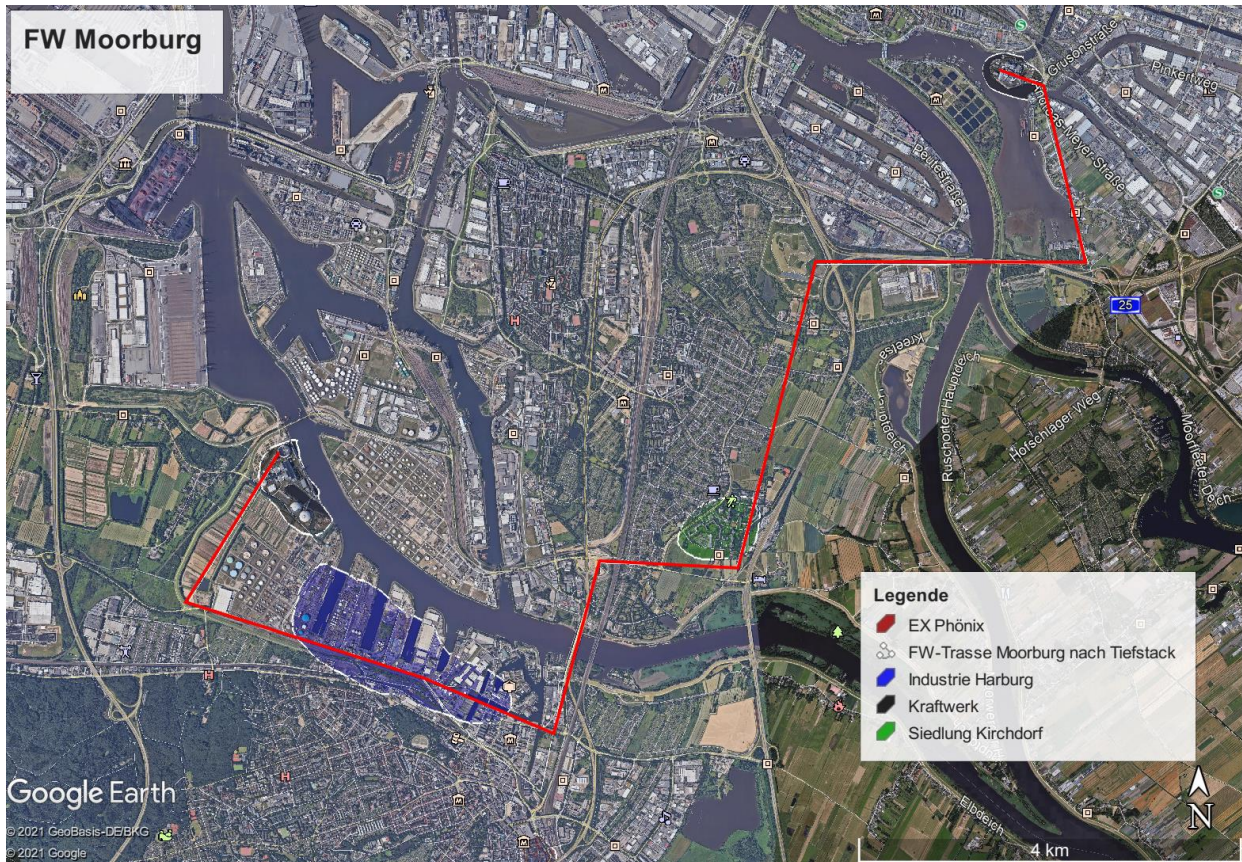
Aufwendungen für den Aufbau einer Fernwärmeinfrastruktur sind aktuell nicht möglich, da diese unmittelbar von der Vertriebsstrategie des erschließenden Unternehmens abhängig sind.

Die vorhandenen Wärmenetze einzeln an den Standort Moorburg anzuschließen ist nicht wirtschaftlich. Ausnahme ist die Wärmetrasse der HanseWerk Natur von der Müllverbrennung (MVR Rugenberger Damm nach Neuwiedenthal), die in Nähe zu Moorburg verläuft. Hamburg Wärme errichtet eine neue Trasse von der Dradenau zum bestehenden Fernwärmenetz nördlich der Elbe, in die zukünftig auch die MVR Rugenberger Damm einspeisen wird. Die dann für Neuwiedenthal nicht mehr verfügbaren Wärmemengen könnten bei Umsetzung entsprechender Konversionsvarianten durch den Standort Moorburg CO<sub>2</sub>-neutral ersetzt werden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass es ein bedeutendes Potential an Fernwärmebedarf im Bezirk Hamburg-Harburg gibt, jedoch fehlt die übergeordnete Infrastruktur, um dieses Potential zu erschließen.

### **3.7 ANSCHLUSS AN TIEFSTACK UND DAS HAMBURGER FERNWÄRMENETZ**

Eine weitere Option ist die Einspeisung der regenerativen Wärme aus Moorburg in das Hamburger Fernwärmenetz, indem eine Fernwärmeleitung von Moorburg nach Tiefstack verlegt wird. Damit könnte zumindest die kohlebasierte Wärmeerzeugung in Tiefstack eingestellt werden. Die hier eingesparten Gelder könnten zur Errichtung der Wärmetrasse genutzt werden. Nach groben Schätzungen würde eine ausreichend dimensionierte Fernwärmetrasse für den Ersatz Tiefstack ca. 250 bis 300 Mio. € kosten. Berücksichtigt werden müssen in diesem Fall Fördergelder aus nationalen und EU-Fördermitteln, die nach derzeitigem Stand von 40% bis 70% der Investitionskosten betragen können. Die Fördermittelprogramme sind zeitlich und im Umfang begrenzt, sodass hier nur auf die Situation zum Zeitpunkt der Berichterstellung hingewiesen werden kann. Diese Trasse, deren möglicher Verlauf in Abbildung 3.3 dargestellt ist, könnte dann auch als Basistrasse genutzt werden, um neue Gebiete entlang dieser zu erschließen. Diese Gebiete könnten zum Beispiel das Industriegebiet Harburger Hafen, die Gebäude im Harburger Hafenquartier oder das Gebiet Kirchdorf an der BAB-Anschlussstelle Stillhorn umfassen. Auch die in Abbildung 3.2 gezeigten Inselnetze mit einer bereits bestehenden Anschlussleistung von 44 MW könnten auf diese Weise über die Trasse nach Tiefstack an den Standort Moorburg angebunden und CO<sub>2</sub>-neutral versorgt werden.



**Abbildung 3.3: Möglicher Fernwärmetrassenverlauf Moorburg nach Tiefstack**

Quelle: Eigene Darstellung, auf Basis Google Earth

## 4 HOCHTEMPERATURSPEICHER

Je nach Nutzung des Standortes Moorburg kann es erforderlich sein, vorhandene Energie, die im Moment der Verfügbarkeit nicht genutzt werden kann, zwischenspeichern, was insbesondere auf grünen, volatilen Strom zutrifft. Gleiches gilt auch für Wärme aus regenerativer Erzeugung, die nicht genutzt werden kann und über Kühleinrichtungen abgefahren werden muss. Diese Energien können kurzfristig in Form von Wärme in Hochtemperaturspeichern gespeichert werden, um sie entweder in Strom zurück zu wandeln oder Fernwärmenetze zu versorgen bzw. industriellen Prozesswärmebedarf zu bedienen.

Die Speicherung großer Mengen Energie an einem zentralen Standort wie z.B. Moorburg ist nur dann sinnvoll, wenn sie nicht direkt anderweitig genutzt oder aber dezentral gespeichert werden kann. Zum Beispiel kann bei Überproduktion von Strom aus Photovoltaik oder Windkraftanlagen dieser gespeichert oder in grünen Wasserstoff umgewandelt werden, anstatt die Anlagen abzuregeln. Eine zentrale große Speicheranlage für Strom und Wärme wie z.B. ein HT-Speicher macht dort Sinn, wo aufgrund der Standortspezifika wie Temperaturniveau verfügbarer Abwärme, Anzahl Speichervorgänge, Bedarfsträger, etc. ideale Voraussetzungen vorzufinden sind. In den meisten Fällen bietet eine dezentrale Speicherung deutliche Vorteile ggü. einer zentralen Großspeicheranlage, zumal bei der dezentralen Speicherung das Stromnetz zusätzlich entlastet wird.

### 4.1 GRUNDSÄTZLICHE ARTEN DER WÄRMESPEICHERUNG

Es werden drei Arten der thermischen Speicherung unterschieden, auf die in den Unterpunkten weiter eingegangen wird. Neben der technologischen Entwicklung und dem Fortschritt bei der Zuverlässigkeit unterscheiden sich die Arten in der Speicherdichte/Energiemenge und Temperaturspreizung. Weiterhin ist zu beachten, dass die gespeicherte Energie Wärme ist und entsprechende Umwandlungstechnologien (z.B. von Strom zu Wärme und umgekehrt) beim Ein- bzw. Ausspeichern zusätzlich zum eigentlichen Speicher vorgehalten werden müssen.



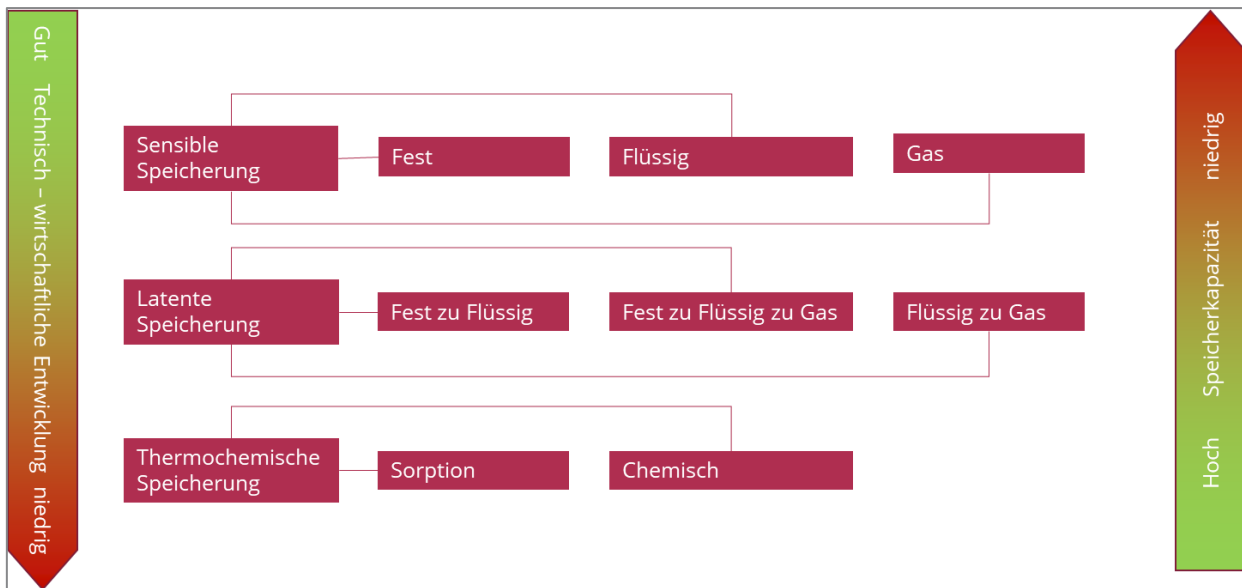


Abbildung 4.1: Übersicht Speichermethoden

Quelle: Eigene Darstellung

#### 4.1.1 SENSIBLE SPEICHERUNG

Unter sensibler Speicherung wird die Speicherung in einem Medium verstanden, ohne den Aggregatzustand des Mediums zu ändern. Speichermedien sind hier zum Beispiel Wasser, Öl oder feste Stoffe (Metall, Steine, u.a.). Die Kapazität ist von der maximal verträglichen Temperatur des Speichermediums abhängig (Wasser bei 100°C, Öl bis zu 350°C, Steine 1.000°C etc.). Neben der Speicherhülle, die auf das Speichermedium abgestimmt sein muss, spielt die Differenz zwischen Speicher- und Umgebungstemperatur und damit die Isolierung eine entscheidende Rolle. Diese Speichertechnologie ist bewährt, langlebig, robust und verschleißfrei.

#### 4.1.2 LATENTE SPEICHERUNG

Bei dieser Speicherart handelt es sich um die Speicherung unter Nutzung des Phasenwechsels, also der Änderung des Aggregatzustandes, des Mediums. Eine verbreitete Art sind Eisspeicher, bei denen die Enthalpie des Phasenübergangs genutzt wird, um größere Energiemengen zu speichern. Der Einsatz dieser Speichertechnologie ist davon abhängig, welche Temperaturniveaus für die Nachnutzung benötigt werden. Weiterhin ist auch hier die Speicherhülle der Speicherart anzupassen. Aus den in diesem Absatz genannten Gründen wird diese Art der Speicherung für den Standort Moorburg nicht empfohlen und damit nicht weiter betrachtet.

### 4.1.3 THERMOCHEMISCHE SPEICHERUNG

Bei der thermochemischen Speicherung wird die chemische Reaktion eines Stoffes genutzt. Grundsätzlich ist die Einlagerung endotherm, während die Entnahme exotherm ist. Diese Art der Speicherung befindet sich im Versuchsstadium und ist noch nicht langfristig erprobt. Aus diesem Grund wird auch diese Speicherart für den Standort Moorburg nicht weiter in Betracht gezogen.

## 4.2 SENSIBLE SPEICHERUNG AM STANDORT MOORBURG

Um mit der gespeicherten Energie eine Rückverstromung zu realisieren ist es bewährte Technologie, einen Abhitzeessel und einen Turbosatz zu nutzen. Nachfolgend werden drei Anbieter vorgestellt deren Speicher diese Technologie unterstützten. Alle drei Technologien sind über das Versuchsstadium hinaus und werden kommerziell eingesetzt. Die Leistung der jeweiligen Speicher ist von der tatsächlichen Nutzung und der damit verbundenen maximalen Temperatur der Einspeicherung und minimalen Temperatur der Entladung abhängig. Bei einer angenommenen Endtemperatur im Speichermedium von 1.000°C beträgt das Delta zur Dampferzeugung maximal 850 K und zur Wärmeversorgung 900 K.

### 4.2.1 ENERGYNEST

Die Speicherelemente bestehen aus einem Spezialbeton, welcher von HeidelbergCement entwickelt wurde. Die Speicherung erfolgt, indem die Speicherelemente durch eingelassene Rohre von einem Transportmedium durchflossen werden. Das Transportmedium, dessen Auswahl variabel ist (Öl, Dampf, Gas oder Wasser), gibt dabei die Wärmeenergie an den Beton ab. Einzelne Speicherelemente werden zu Modulen zusammengefasst.

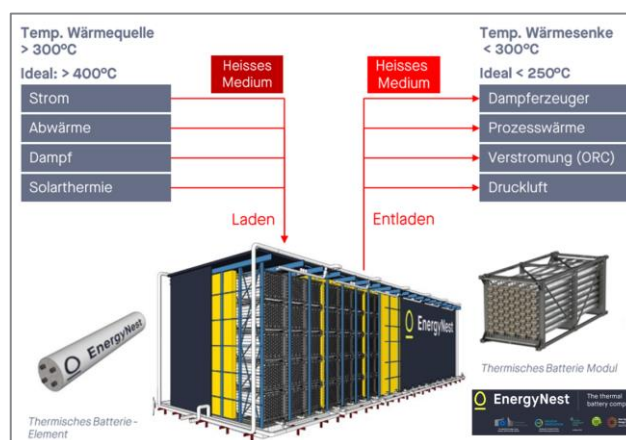


Abbildung 4.2: Darstellung der Speicher EnergyNest

Quelle: EnergyNest, [7]

Ein Modul wird von EnergyNest mit einer Kapazität von 2 MWh bis 3 MWh angegeben und kostet 25 T€, entspricht 10 €/kWh. Dieser Preis ist ohne Peripherie berechnet. Kosten für Einspeisung (z.B. Heizstab) und Ausspeisung (Abhitzeessel), Rückverstromung (Turbosatz) sowie Steuerung und Nebenaggregate sind nicht enthalten. Diese müssen den Investitionen noch hinzugerechnet werden. Die Module können kaskadenförmig zusammengeschlossen werden, so dass, sofern ausreichend Platz vorhanden ist, eine hohe Skalierbarkeit der Speicherkapazität erreicht werden kann. Die Container selbst sind nicht isoliert, sondern der gesamte Containerblock wird mit einer Isolierung umbaut. EnergyNest konzentriert sich auf den Speicher, akzeptiert fast jede Form der Einlagerung und überlässt dem Nutzer die Umwandlung in Nutzenergie. Der Verbleib zum Ende der Nutzungsdauer ist noch nicht geklärt.

#### 4.2.2 LUMENION

Während bei EnergyNest fast jedes Medium durch die Betonzylinder geführt werden kann, erhitzt Lumenion Stahlplatten mit einem Schutzgas. Das Schutzgas wird von einem Wärmetauscher erhitzt und gibt diese Energie in einem separaten Kreislauf an die Stahlplatten ab. Sollte Strom als Primärenergie zur Verfügung stehen, so wird das Schutzgas im Speicher über Heizstäbe erhitzt. Das Schutzgas muss die Energie über einen Wärmetauscher abgeben, bevor die Energie wieder zur Stromerzeugung genutzt werden kann.

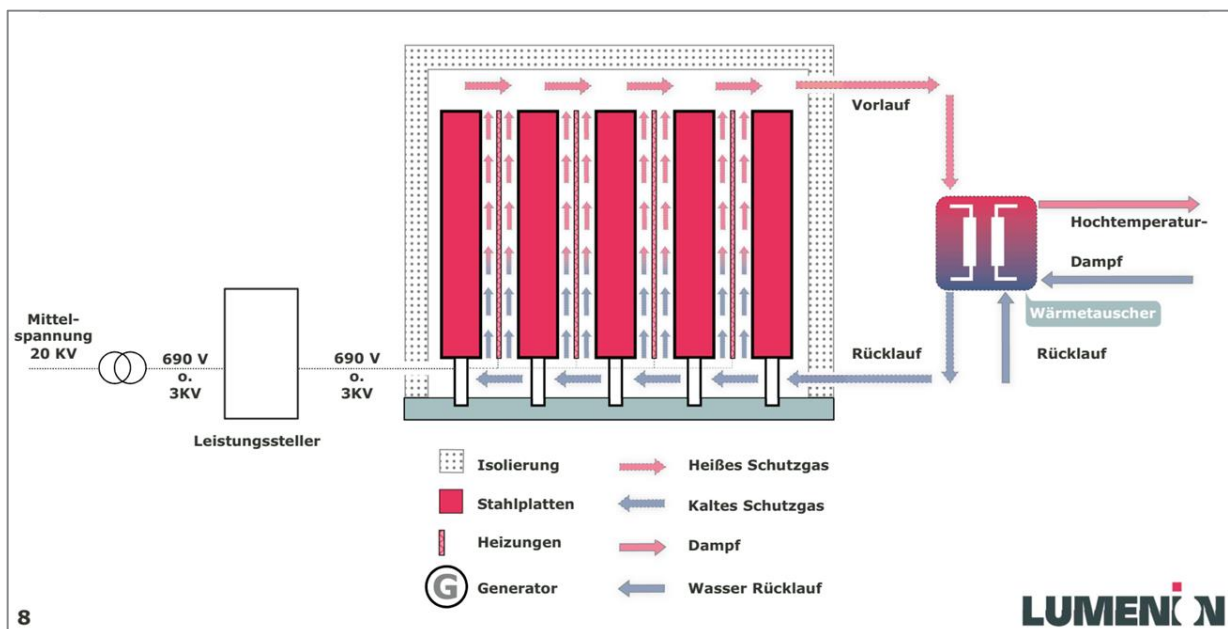


Abbildung 4.3: Darstellung der Speicher Lumenion

Quelle: Lumenion, [8]

Der Einsatz von Stahlplatten erhöht die Investition deutlich, es entsteht dadurch jedoch ein hoher „Wiederverkaufswert“ am Ende der Lebensdauer. Lumenion gibt die Investitionskosten mit 140 €/kWh Speicherkapazität für das gesamte System an, wobei die Komponenten außerhalb des Systems (Peripherie) nicht enthalten sind.

#### 4.2.3 SIEMENS GAMESA

Siemens-Gamesa setzt als Speichermedium Vulkan- oder Granitgestein ein. Dieses Speichermedium ist ein natürliches Produkt und damit entsprechend kostengünstig und ressourcenschonend. Der Speicher von Siemens-Gamesa ist ein „liegender“ Speicher, der horizontal beladen wird. Als Transportmedium wird Luft eingesetzt, die über außenliegende Wärmetauscher mit Strom oder Abgasen aufgeheizt wird. Die Entnahme erfolgt über einen Abhitzekeessel, der Dampf erzeugt, welcher auf eine Turbine gegeben werden kann.

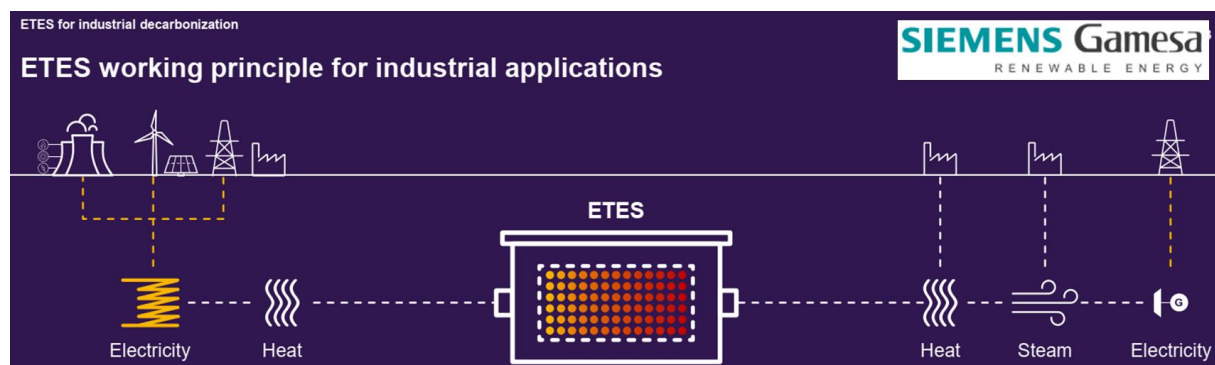


Abbildung 4.4: Darstellung der Speicher Siemens-Gamesa

Quelle: Siemens Gamesa, [9]

Damit hat der Speicher eine hohe Skalierbarkeit. Da nur natürliche Materialien eingesetzt werden, ist auch die Entsorgung am Ende der Lebensdauer unproblematisch. Der Speicher würde ca. 3.200 €/MWh kosten. Auch dieser Preis ist ohne Berücksichtigung der Peripherie.

#### 4.2.4 VERGLEICH DER SPEICHERVORSCHLÄGE

Die nachfolgende Gegenüberstellung zeigt die Unterschiede sowie die Vorteile und Nachteile der untersuchten Speicher. Die Speicherkapazität selbst ist kein Unterscheidungskriterium, da alle Anbieter keine Begrenzung der maximalen Speicherkapazität angeben. Diese Skalierbarkeit wird bei allen Speichern durch Kaskadenbauweise erreicht.



**Tabelle 4.1: Bewertungsmatrix Hochtemperaturspeicher**

	Lumenion	EnergyNest	Siemens Gamesa
Skalierbarkeit	—	○	+
Be-/Entladen	○	+	○
Recyclingfähigkeit	+	— —	++
Umweltverträglichkeit / CO <sub>2</sub> Footprint	○	○	++
Investitionskosten	— —	○	+
Ergebnis	—	○	+

Quelle: Eigene Darstellung

### 4.3 WIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG

Die Wirtschaftlichkeit wird maßgeblich durch die Häufigkeit (Zyklen) der Be- und Entladung bestimmt. Im Folgenden wird dies an zwei Beispielen dargestellt.

#### 4.3.1 BEISPIEL RÜCKVERSTROMUNG

Im Zusammenhang mit einem 100 MW<sub>el</sub> Elektrolyseur bzw. einer CO<sub>2</sub>-neutralen KWK-Anlage am Standort Moorburg werden 400 MWh Speicherkapazität als beispielhafte Größe betrachtet. Ein solcher Speicher kann in vorhandenen Gebäuden auf dem Standort Moorburg, die damit eine Folgenutzung erfahren, untergebracht werden. Bei einer Einspeicherleistung von 50 MW beträgt die Ladezeit mindestens 8 Stunden.

Die im Folgenden betrachteten Beispiele unterscheiden sich in der Anzahl der Be- und Entladezyklen des Speichers innerhalb eines Jahres. Betriebskosten, Reinvestitionen oder weitere Kosten sind nicht berücksichtigt.

**Tabelle 4.2: Beispielrechnungen Rückverstromung**

		50 MW/400 MWh	50 MW/400 MWh
Einspeisetechnik	Heizstab für Strom	250.000,00 €	250.000,00 €
Speicher	Hülle, Iso., Stein	1.280.000,00 €	1.280.000,00 €
Rückwandlung	Abhitzeessel	200.000,00 €	200.000,00 €
Verstromung	Turbine	500.000,00 €	500.000,00 €
Summe Invest		2.230.000,00 €	2.230.000,00 €
Anzahl der Zyklen		312	100
gespeicherte Jahresmenge		124800 MWh	40000 MWh
Entnommene Menge, Verluste berücksichtigt		82368 MWh	26400 MWh
Kosten / MWh		27,07 €/MWh	84,47 €/MWh
Kosten / kWh		2,71 €-cent/kWh	8,45 €-cent/kWh

Quelle: Eigene Darstellung, Herstellerangaben Siemens Gamesa

Die Anzahl der Zyklen sind berechnet aus sechs Zyklen/Woche für ein Jahr und in der zweiten Spalte nur in den Sommermonaten. An den spezifischen Kosten ist deutlich zu erkennen, dass die Anzahl der Zyklen ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit ist. Die Verluste entstehen im Abhitzeessel und Turbosatz und betragen zusammen ca. 34%.

#### 4.3.2 BEISPIEL WÄRMESPEICHERUNG

Hierbei erfolgt keine Rückverstromung, sondern es wird Wärme z.B. aus heißen Abgasen gespeichert und auch wieder als Wärme z.B. in ein Fernwärmenetz eingespeist. Deutlicher Unterschied sind die Investitionen in die Peripherie und die Ladezyklen. In diesem Beispiel beträgt die Einspeiseleistung aufgrund der spezifischen Anwendung nur 25 MW statt 50 MW.

**Tabelle 4.3: Beispielrechnungen Wärmespeicherung**

		25 MW/400 MWh	25 MW/400 MWh
Einspeisetechnik	Wärmetauscher	50.000,00 €	50.000,00 €
Speicher	Hülle, Iso., Stein	1.280.000,00 €	1.280.000,00 €
Rückwandlung	Wärmetauscher	50.000,00 €	50.000,00 €
Verstromung	entfällt		
Summe Invest		1.380.000,00 €	1.380.000,00 €
Anzahl der Zyklen		100	3
gespeicherte Jahresmenge		40000 MWh	1200 MWh
Entnommene Menge, Verluste berücksichtigt		36000 MWh	1080 MWh
Kosten / MWh		38,33 €/MWh	1277,78 €/MWh
Kosten / kWh		3,83 €-cent/kWh	127,78 €-cent/kWh

Quelle: Eigene Darstellung, Herstellerangaben Siemens Gamesa

Bei der Annahme von 100 Zyklen wurde davon ausgegangen, dass über das gesamte Jahr Spitzen geglättet werden und in der Übergangszeit (Herbst/Frühjahr) mehrfach ein- und ausgespeichert wird. Die drei Zyklen stellen die Situation eines saisonalen Speichers dar.

#### 4.4 EMPFEHLUNG

Für den Standort Moorburg ist eine Speicherung in Hoch-Temperatur-Speichern nicht zu empfehlen, da diese Form der zentralen Speicherung sich weder für eine thermische saisonale Betriebsweise (zu geringe Zyklenzahl) noch zur Speicherung großer Strommengen eignet (schlechter Nutzungsgrad der Rückverstromung).

Darüber hinaus kann ein mit Strom betriebener gespeister HT-Speicher keine wirtschaftlichen Synergien mit dem am Standort zu errichtenden Elektrolyseur erschließen. Das Temperaturniveau der Abwärme eines Elektrolyseurs ist zu niedrig, als dass es sich lohnt, diese Abwärme zwischen zu speichern. Der Wirkungsgrad der Rückverstromung eines HT-Speichers ist schlecht und liegt bei ca. 60%, so dass sich eine Zwischenspeicherung von Grünstrommengen auch zur Erfüllung ggf. vorhandener Systemdienstleistungen nicht wirtschaftlich darstellen lässt.

Alle Speicheranbieter stellen eine Wirtschaftlichkeit des Speichers ab 4.000 Vlbh dar. Die derzeit und absehbar verfügbaren überschüssigen Grünstrommengen lassen Befahrungen eines Speichers in der Größenordnung von maximal 1.000 Vlbh zu (siehe Kapitel 2.3.3.).

Sowohl 50 Hertz als auch Stromnetz Hamburg sehen keinen Bedarf an Systemdienstleistungen für die 380 KV bzw. 110 kV-Spannungsebene vom Standort Moorburg aus.

Sollte dennoch über einen HT-Speicher nachgedacht werden, wäre der Speicher von Siemens Gamesa zu empfehlen. Neben geringeren Investitionskosten und einer höheren ökologischen Verträglichkeit spricht insbesondere die weitere Verwendbarkeit bestehender Gebäude für den Speicher aus Vulkan- und Granitgestein. Sowohl die Kohlekreislager, das Gipslager als auch die Aschesilos können ohne weitere Umbauten genutzt werden. Hierbei ist auf eine Verträglichkeit mit den später untersuchten Konversionsvarianten und dem skalierbaren Elektrolyseur zu achten.

Grundsätzlich steht preisgünstiger regenerativer Strom zur Speicherung nicht in ausreichender Menge zur Verfügung. Sollte dieser durch einen weiteren Ausbau der Windkraft und von PV-Anlagen entstehen, sollte bevorzugt der Elektrolyseur erweitert werden, da hier keine zusätzlichen Verluste wie beim Speicher entstehen.

Überschüssige Wärme fällt am Standort Moorburg im benötigten Temperaturbereich ( $> 400^{\circ}\text{C}$ ) nicht an, denn im Falle einer Realisierung einer Konversionsvariante kann die Wärmeerzeugung dem Bedarf entsprechend angepasst werden.

## 5 EINBINDUNG ELEKTROLYSEUR

### 5.1 EINLEITUNG UND METHODIK

In diesem Abschnitt wird im Hinblick auf den Hamburger Klimaplan, die technisch-wirtschaftliche Machbarkeit einer CO<sub>2</sub>-neutralen bzw. grünen Wasserstoffproduktion von skalierbaren 100 MW<sub>el</sub> (siehe Abbildung 5.1) am bestehenden Kraftwerksstandort untersucht.

In der Betrachtung wird zunächst eine stationäre Elektrolyseuranlage mit einer Leistungsgröße von 100 MW<sub>el</sub> untersucht. Ebenfalls wird aufgezeigt, bis zu welcher maximalen Elektrolyseurleistung der Standort ausgerüstet werden kann. In Kombination mit Konversionsvarianten werden daraus folgende Synergieeffekte in Kapitel 6 bei den jeweiligen Konversionsvarianten aufgezeigt.

Zur Ermittlung einer technisch- wirtschaftlichen Machbarkeit wird dabei folgende Methodik angewendet:

Im ersten Schritt wird der aktuelle und zukünftige Wasserstoffbedarf für das Bedarfsumfeld aus der umgebenden Region (Industrie, Verkehr etc.) und das verfügbare Potenzial aus erneuerbaren Energien (Wind-Onshore und -Offshore, PV etc.) aus Hamburg und Norddeutschland ermittelt. Aus diesen Ergebnissen wird dann ein aktueller und zukünftiger Bedarfs- und Verfügbarkeitslastgang entwickelt. Im zweiten Schritt erfolgt auf Basis dieser Lastgänge die Auswahl der erforderlichen Leistungsgröße des Elektrolyseurs sowie die Auswahl einer geeigneten Erzeugertechnologie. Anschließend werden Verwertungsszenarien der aus dem Elektrolyseur entstehenden Energie- und Stoffströme (Wasserstoff, Abwärme etc.) aufgezeigt. Im vierten und letzten Schritt wird auf der Grundlage von Leistungsgröße und Technologie eine technisch-wirtschaftliche Betrachtung erstellt. Hierbei werden technische Notwendigkeiten, Schnittstellen und Leistungsumfang der Elektrolyseuranlage beschrieben und daraus die Kosten für Anschaffung und Betrieb mit den jeweils erzeugten H<sub>2</sub>-Mengen in einem Business Case ins Verhältnis gesetzt. In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die Gesteungskosten für grünen Wasserstoff ermittelt.

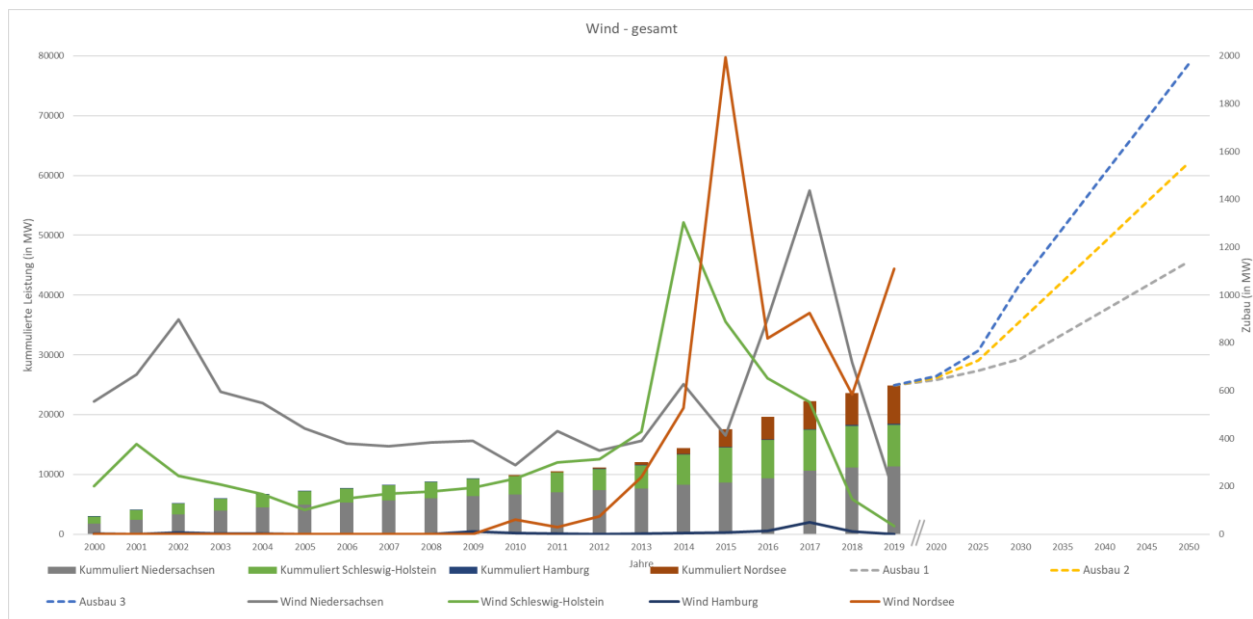


Abbildung 5.1: Methodik Ermittlung technisch-wirtschaftliche Machbarkeit Einbindung Elektrolyseur

Quelle: Eigene Darstellung

## 5.2 VERFÜGBARKEITEN GRÜNSTROM FÜR LOKALE WASSERSTOFFERZEUGUNG

Die an einem Standort Moorburg für einen Elektrolyseur verfügbaren grünen und preiswerten Strommengen leiten sich im Wesentlichen aus der Entwicklung der Windkraft im norddeutschen Raum inkl. Nordsee wie in Abbildung 5.2 dargestellt ab:



**Abbildung 5.2: Entwicklung Windkraft Norddeutschland**

Quelle: Eigene Darstellung

Nach aktuellem Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Norddeutschland und dem in Abbildung 5.2 angenommenen moderaten Ausbauszenario 1 sind günstige Grünstrommengen in einer Größenordnung von 6.000 GWh<sub>el</sub> vorhanden.

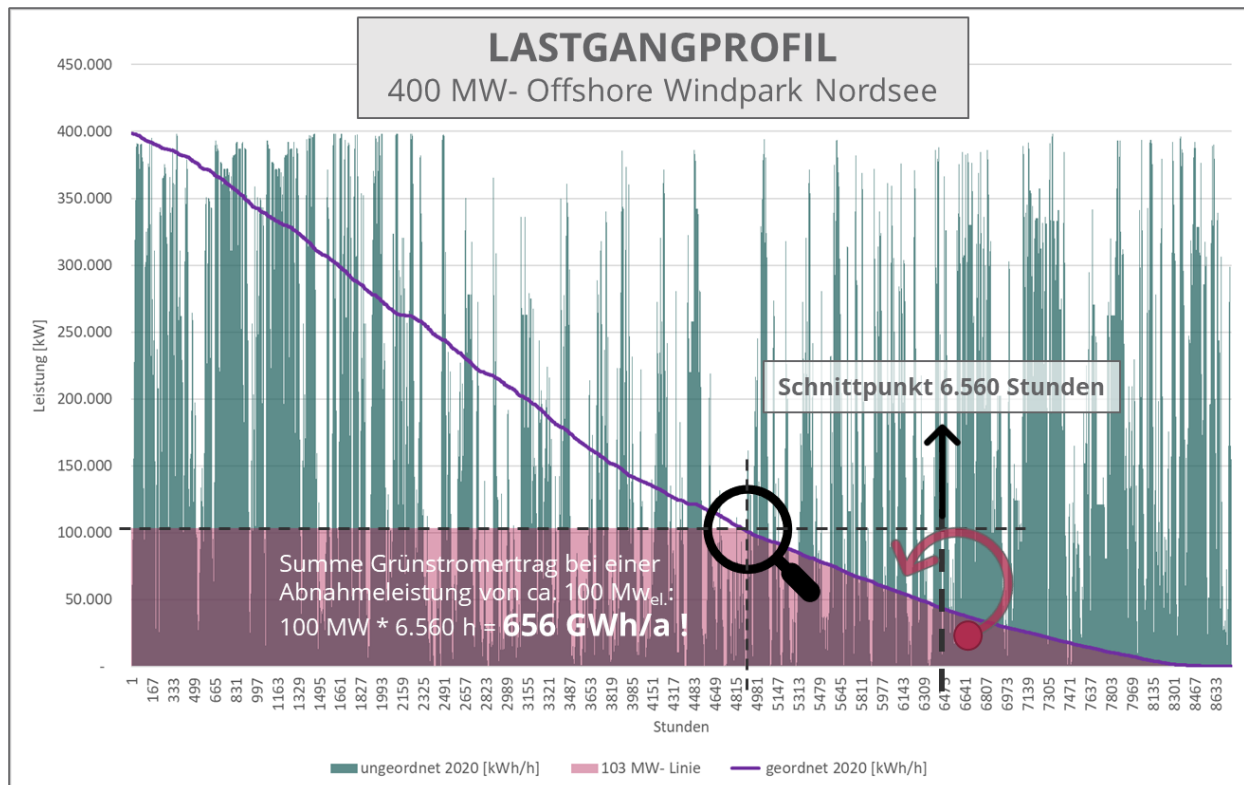
Unter der Annahme, dass die Hälfte des in Norddeutschland zur Verfügung stehenden preiswerten Grünstroms für den Betrieb über 6.000 Vlh von Elektrolyseuren in Hamburg zur Verfügung steht, lässt sich eine maximal installierbare Elektrolyseurleistung von 500 MW<sub>el</sub> ableiten.

Da PV-Anlagen mit jährlichen Vollbenutzungsstunden in Höhe von ca. 1.000 h/a einen sehr ungünstigen Lastgang für einen kontinuierlich zu beschickenden Elektrolyseur aufweisen und die Stromgestehungskosten deutlich über 5 ct/kWh liegen, wird dieses Grünstrompotenzial in Bezug auf den Betrieb von Elektrolyseuren nicht weiter betrachtet.

Abbildung 5.3 zeigt das Lastgangprofil eines 400 MW Offshore-Windparks in der Nordsee im Verlauf des Jahres 2020. Die grünen Ausschläge geben die Leistung an, mit der grüner Strom produziert wird. Die

blaue Linie ist die geordnete Jahresdauerlinie, welche die Stundenleistungen beginnend mit der höchsten und endend mit der niedrigsten über alle 8.760 Jahresstunden darstellt. Die Fläche unter der Jahresdauerlinie entspricht dann der von dem Windpark geleisteten Arbeit.

Die gestrichelte 100 MW Linie ist die ausgewählte maximalen Eingangsleistung des Elektrolyseurs. Die rote Fläche unterhalb der gestrichelten Linie und der Jahresdauerlinie gibt an, wieviel von dem in dem 400 MW Windpark erzeugten Strom für den Einsatz in einem ca. 100 MW Elektrolyseur verfügbar ist (ca. 656 GWh/a). Bei Division der verfügbaren Grünstrommenge durch die Leistung (ca. 100 MW) erhält man die Anzahl der Volllastbenutzungsstunden von 6.560 h/a. (Teillastmengen, die unterhalb von ca. 100 MW liegen, werden dabei zu einem Flächenrechteck aufsummiert, siehe roter Pfeil).



**Abbildung 5.3: Lastgangprofil 400 MW-Offshore Windpark Nordsee**

Quelle: Eigene Darstellung

### Ableitung:

Die verfügbare Grünstrommenge eines 400 MW Windparks ist somit ausreichend, um einen Elektrolyseur mindestens 6.000 Stunden (hier 6.560 Stunden) auf einer Leistung von ca. 100 MW<sub>el</sub> Volllast zu betreiben. Die Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb sind somit erfüllt.

Die gesamte Grünstrommenge entspricht dabei dem Produkt der Abnahmeleistung und der Vlbh:

$$100 \text{ MW} * 6.560 \frac{\text{h}}{\text{a}} = 656 \frac{\text{GWh}}{\text{a}}$$

Auf Basis der Verfügbarkeiten kann abgeleitet werden, dass eine skalierbare Elektrolyseurleistung von bis zu 500 MW<sub>el</sub> am Standort implementiert werden kann.

### 5.3 ERMITTLUNG DES WASSERSTOFFBEDARFES

Auf Basis der im Kapitel 2.3.2 beschriebenen Prämissen und den damit verbundenen Paritäten von Wasserstoff- und Energiepreisen ergeben sich kurz- bis mittelfristig zunächst Bedarfsabnehmer im Verkehrssektor.

Die Bedarfsprognose rechnet generell mit einem Markthochlauf ab 2025, da ab diesem Jahr u.a. die an dem laufenden IPCEI-Programm beteiligten industriellen Abnehmer zu versorgen sind und mit einem entsprechenden Bedarf aus dem Verkehrssektor gerechnet wird.

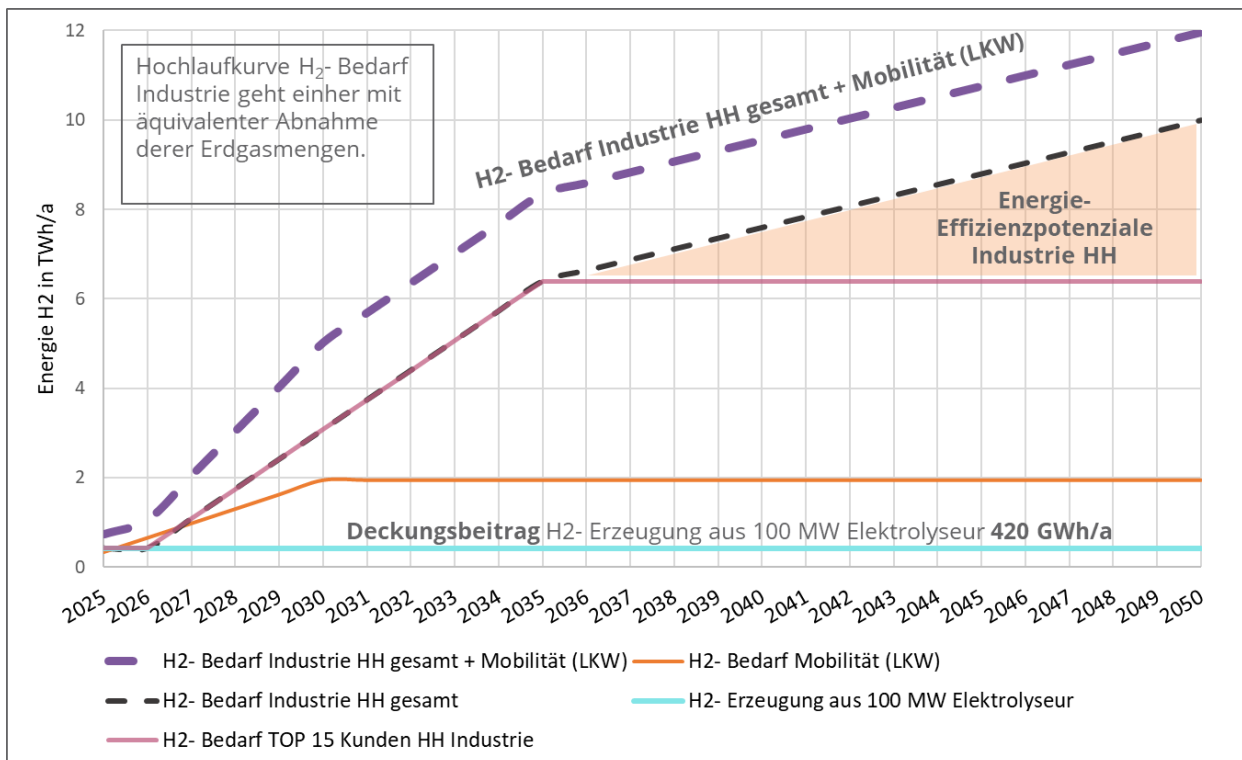


Abbildung 5.4: Bedarfsprognose H<sub>2</sub> Industrie und Mobilität

Quelle: Eigene Darstellung



Die Gasnetz Hamburg GmbH beabsichtigt dazu den Aufbau einer zum bestehenden Gasnetz parallel zu erstellenden Wasserstoffinfrastruktur (Wasserstoffnetz) mit verschiedenen Netzausbaustufen, um im ersten Schritt industrielle Abnehmer mit Wasserstoff zu versorgen. Ein Anschluss des Standorts Moorburg ist dabei vorgesehen. Dies würde einerseits die Versorgung der Konversionsvarianten H<sub>2</sub>-fähige GuD-Anlage sowie große Brennstoffzelle als auch andererseits die Einspeisung von Wasserstoff eines Elektrolyseurs ermöglichen.

Der H<sub>2</sub>-Bedarf Hamburgs wurde auf Basis der zur Verfügung gestellten Daten der Gasnetz Hamburg GmbH und des Auftraggebers ermittelt. Aus diesen Daten geht hervor, dass der jährliche Erdgasbedarf (Stand 2020) ca. 20 TWh beträgt, wovon ca. 10 TWh auf die Industrie und ca. 10 TWh auf private Haushalte entfallen. In Abbildung 5.4 leitet daraus den prognostizierten H<sub>2</sub>-Bedarf in Abhängigkeit von der Zeit ab. Die Bedarfsermittlung bis in das Jahr 2050 setzt sich hierbei aus den folgenden Sektoren zusammen:

### **Industrie**

Im Jahr 2035 wird der H<sub>2</sub>-Bedarf der Industrie etwa 6,3 TWh/a betragen. Der H<sub>2</sub>- Netzausbau der Gasnetz Hamburg GmbH sieht gemäß Ausbauplanung (Quelle: HHWin) bereits ab dem Jahr 2030 eine Wasserstoffmenge von 6,3 TWh/a vor. Da bis zum Jahr 2050 die gesamte Industrie mit Wasserstoff versorgt werden soll, beträgt der Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 dann 10 TWh/a. Dabei soll zuerst der Erdgasbedarf der 15 energieintensivsten Industrieunternehmen in Höhe von 6,3 TWh/a durch den Einsatz von grünen Wasserstoff dekarbonisiert werden (siehe rote Linie in Abbildung 5.4). Anschließend wird im Zeitraum von 2035 bis 2050 der Bedarf der restlichen Unternehmen (3,7 TWh/a) umgestellt (siehe schwarzgestrichelte Linie in Abbildung 5.4). Da die gesamte Industrie (10 TWh/a) fortlaufend auch energieeffizienzsteigernde Maßnahmen im Betrachtungszeitraum bis 2050 durchführt, können bestenfalls Optimierungen erreicht werden, die den Bedarf auf 6,3 TWh/a absenken (siehe Dreiecksfläche zwischen TOP 15 Industrie und Industrie gesamt).

### **Mobilität**

Für den H<sub>2</sub>-Bedarf im Schwerlastverkehr wird ab 2025 bis zum Jahr 2030 ein Hochlauf von 2 TWh/a zu Grunde gelegt (Quelle: Auftraggeber). Er wird in Abbildung 5.4 durch die orangene Linie dargestellt.

Werden die beschriebenen Bedarfe addiert, errechnet sich ein jährlicher H<sub>2</sub>-Bedarf im Jahr 2025 von 746 GWh/a, in 2035 von 8,35 TWh/a und in 2050 mit 12 TWh/a.

Einsparpotenziale durch effizientere Prozesse in der Industrie können diesen prognostizierten Wert etwas reduzieren, eine breitere Berücksichtigung des Mobilitätssektors u.a. bei Betrachtung des H<sub>2</sub>-Bedarfes im gesamten Hamburger Mobilitätssektor, beziehungsweise weitere Sektorteilnehmer wie z.B. Hausbrand könnten ihn wiederum erhöhen.

Aus Kapitel 5.2 wurde abgeleitet, dass eine skalierbare Elektrolyseurleistung von 100 MW<sub>el</sub> am Standort 6.000 Vlbh betrieben werden kann. Diese Elektrolyseurleistung erzeugt auf Basis der eingesetzte Grünstrommenge (656 GWh/a) eine Wasserstoffmenge von ca. 420 GWh/a.

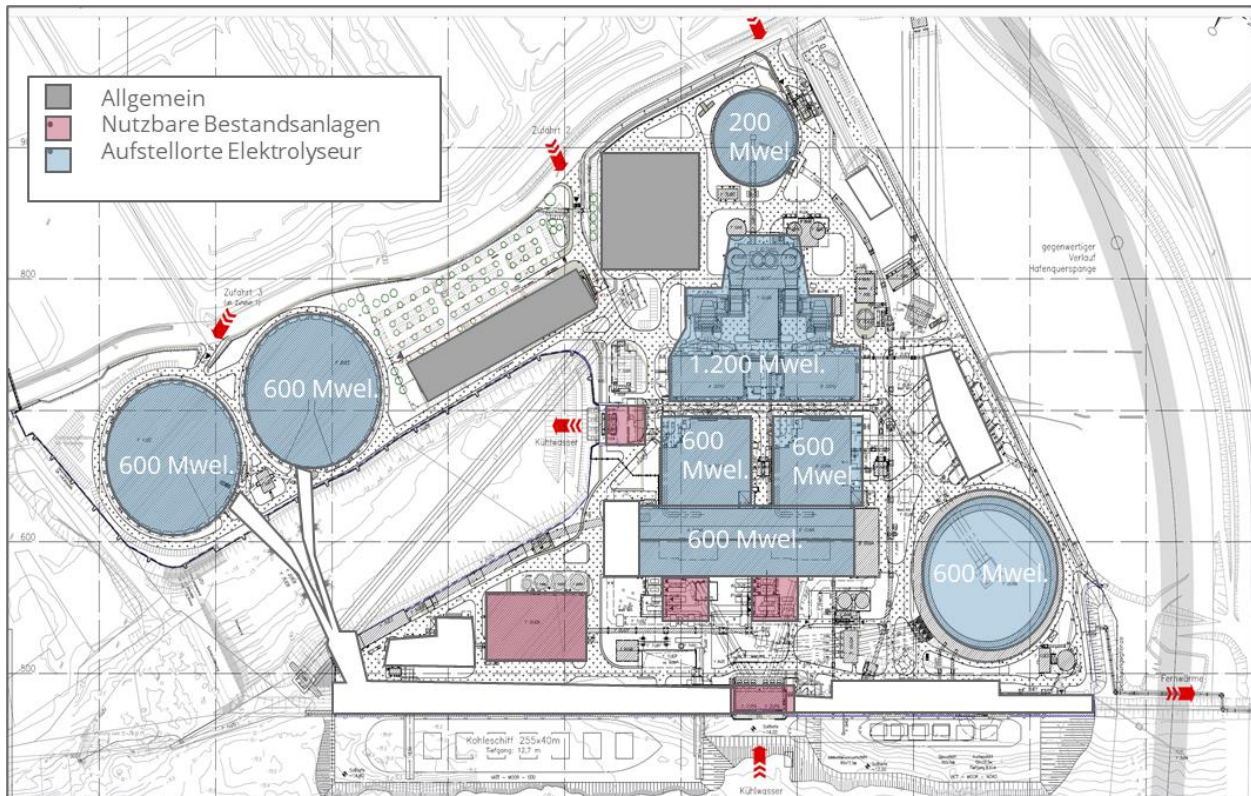
Wird nun die erzeugte Wasserstoffmenge des 100 MW<sub>el</sub>-Elektrolyseurs mit dem prognostizierten Gesamtbedarf (12 TWh/a) ins Verhältnis gesetzt, zeichnet sich ein Beitrag zur Deckung des Hamburger Wasserstoffbedarfes eines 100 MW<sub>el</sub>-Elektrolyseurs von ca. 4% im Jahr 2050 ab. Der wesentliche Bedarfsanteil von 96 % ist über H<sub>2</sub>-Importe oder weitere Elektrolyseurleistung abzudecken.

## 5.4 LEISTUNG UND TECHNOLOGIE ELEKTROLYSEUR

### 5.4.1 STANDORTE ELEKTROLYSEUR

Gemäß nachfolgender Übersicht sind potenzielle Standorte mit potenziellen Leistungsgrößen für den Elektrolyseur an folgenden blau markierten Stellen möglich: Maschinensaal, Kohlekreisläger, Gipslager, Rauchgaseinrichtung, Kühlturm. Ein Elektrolyseur von 100 MW<sub>el</sub> Leistung benötigt ca. einen Platzbedarf von ca. 2.500 – 4.000 m<sup>2</sup> BGF (Bruttogeschossfläche) bei einer Höhe von ca. 8 – 10 m. Auf Basis dieser spezifischen Flächenbedarfe können in den bestehenden Anlagenteilen bzw. auf den entsprechenden Flächen die markierten Elektrolyseurleistungen potenziell verbaut werden. Die Installation der dazu notwendigen Anlagenteile kann dabei nebeneinander und/ oder übereinander erfolgen.

Die rot markierten Flächen sind bestehende Anlagenteile, die dann noch weiterhin genutzt werden können, hier insbesondere die 380 kV-Schaltanlage, die Wasseraufbereitungsanlage sowie die Entnahme- und Einleitbauwerke Süderelbe. Die gesamten verfügbaren Flächen (blau) zur Aufstellung von Elektrolyseuren bieten nach aktuellem Stand der Technik Platz für eine maximale Elektrolyseurleistung von 5,0 GW<sub>el</sub>.



**Abbildung 5.5: Potenziell installierbare Elektrolyseurleistung**

Quelle: Eigene Darstellung, auf Grundlage des Lageplans vom Heizkraftwerk Moorburg

Unter Beachtung einer zunächst zu installierenden Elektrolyseurleistung von 100 MW<sub>el</sub> zeigt die nachfolgende Standortauswahlmatrix, dass der Maschinensaal aufgrund bereits vorhandener Anschlussmedien und Infrastruktur am geeignetsten ist.

**Tabelle 5.1: Standortauswahlmatrix Einbindung Elektrolyseur**

	Maschinensaal	Gipslager	Kohlekreislager
Anschluss 380 kV	Vorhanden	Ist herzustellen	Ist herzustellen
Anschluss Deionat*	Vorhanden	Ist herzustellen	Ist herzustellen

Quelle: Eigene Darstellung

\*vollentsalztes Wasser

### 5.4.2 SKALIERBARE LEISTUNGSGRÖSSE ELEKTROLYSEUR

Generell hängt die maximale Leistungsgröße des Elektrolyseurs am Standort Moorburg von drei wesentlichen Faktoren ab:

- a) Verfügbare Flächen
- b) Preiswert verfügbare grüne Strommengen für eine Elektrolyseurkapazität von bis zu 500 MW<sub>el</sub>. (siehe Kapitel 5.2)
- c) Technische Standortkapazität (Wasseraufbereitung, Netzanschluss)

Wie bereits in Kapitel 5.2. aus dem Verfügbarkeitslastgang abgeleitet, kann eine Elektrolyseurleistung von bis zu 500 MW<sub>el</sub>. versorgt werden. Diese ist in bauartunabhängigen Einzelmodulgrößen ab ca. 20 MW<sub>el</sub>. bis zur jeweiligen Kapazitätsgrenze konfigurierbar.

Tabelle 5.2 zeigt die limitierenden Faktoren für die maximale Leistung eines Elektrolyseurs am Standort Hamburg Moorburg. Hier wird in 2 wesentliche Ausbaukategorien unterschieden:

- a) Einbau Elektrolyseur in den Bestand ohne Rückbau von Bestandsanlagen ab 2025
- b) Einbau Elektrolyseur mit Rückbau von Bestandsanlagen ab ca. 2030

Der wesentliche Unterschied zwischen a) und b) liegt darin, dass bei b) ein Elektrolyseurbetrieb erst ab ca. 2030 erfolgen kann.

**Tabelle 5.2: Leistungsgrößen/-kapazitäten Elektrolyseanlage je Ausbaukategorie**

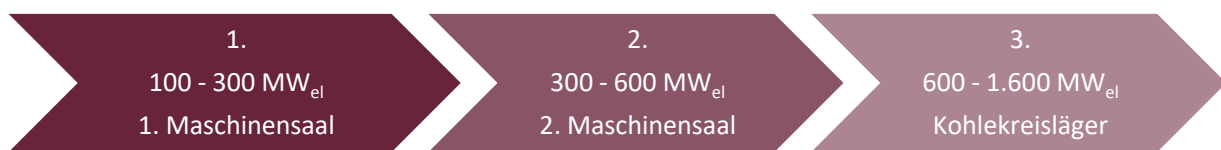
Limitierender Faktor	Maximale Elektrolyseurleistung Ausbaukategorie a) ab 2025 ohne Rückbau	Maximale Elektrolyseurleistung Ausbaukategorie b) ab 2030 mit Rückbau
Flächenkapazität Standort	2.000 MW <sub>el</sub> (8,9 TWh/a H <sub>2</sub> )	5.000 MW <sub>el</sub> (22,5 TWh/a H <sub>2</sub> )
Aktuell preisgünstig verfügbarer Grünstrom (gem. IPCEI)	500 MW <sub>el</sub> (2,2 TWh/a H <sub>2</sub> )	500 MW <sub>el</sub> (2,2 TWh/a H <sub>2</sub> )
Elektrische Standortkapazität	1.600 MW <sub>el</sub> (7,1 TWh/a H <sub>2</sub> )	1.600 MW <sub>el</sub> (7,1 TWh/a H <sub>2</sub> )
Deionatanlage	500 MW (2,2 TWh/a H <sub>2</sub> )	500 MW (2,2 TWh/a H <sub>2</sub> )

Quelle: Eigene Darstellung

Der entscheidende limitierende Faktor für die maximal installierbare Leistung einer Elektrolyseuranlage am Standort Moorburg ist die Verfügbarkeit von preisgünstigem Grünstrom (aus Windkraft und Photovoltaik) mit aktuell bis zu 500 MW<sub>el</sub> (siehe Tabelle 5.2).

Eine weitere Erhöhung der Elektrolyseurleistung erfordert sowohl mehr verfügbaren günstigen Grünstrom als auch den Ausbau vorhandener Standortinfrastruktur (380 kV-Netz, Deionat-Anlage).

Ein Ausbau bis zur elektrischen Kapazitätsgrenze von 1.600 MW<sub>el</sub> könnte theoretisch ohne Inanspruchnahme der Pachtflächen von SNH und HPA wie folgt vorgenommen werden:



**Abbildung 5.6: Vorgehen Leistungsausbau Elektrolyseur**

Quelle: Eigene Darstellung

Die weitere technische und wirtschaftliche Betrachtung erfolgt entsprechend der Vorgaben des Auftraggebers mit einer Elektrolyseurleistung von 100 MW<sub>el</sub>.

### 5.4.3 TECHNOLOGIE ELEKTROLYSEUR

Für einen 100 MW<sub>el</sub>-Elektrolyseur sind Modulgrößen im industriellen Maßstab notwendig. Auf dem Markt stehen dazu grundsätzlich Einzelmodulgrößen ab ca. 1 bis 20 MW<sub>el</sub> zur Verfügung. Die auf dem Markt zur Auswahl stehenden folgenden Technologien werden dazu kurz erläutert und verglichen:

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Polymer-Austauschmembran-Elektrolyse (PEM)
- Hochtemperaturelektrolyse (HTEL)
- Zink-Zwischenschrittelektrolyse (ZZEL)

Die alkalische Elektrolyse (AEL) mit einem Kali- oder Natronlaugen Flüssigelektrolyt wird im Niedertemperaturbereich von ca. 60°C betrieben. Das Verfahren ist in Einzelmodulen in Größenordnungen bis 20 MW<sub>el</sub> auf dem Markt industriell etabliert.

Die Polymer-Austauschmembran-Elektrolyse (PEM = Proton Exchange Membrane) mit einer protonleitenden Membran als Elektrolyt wird im Niedertemperaturbereich von ca. 50°C betrieben. Das Verfahren ist in Einzelmodulen in Größenordnungen bis ca. 17 MW<sub>el</sub> auf dem Markt industriell etabliert.

Die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) mit einer keramischen ionenleitenden Membran als Elektrolyt, arbeitet bei einem hohen Temperaturniveau zwischen 700 und 900°C. Aufgrund der anteiligen Deckung des Energiebedarfs durch Abwärme (von 200°C) kann ein hoher elektrischer Wirkungsgrad erreicht werden. Die HT-Elektrolyse befindet sich noch im Entwicklungsstadium und zukünftige Einsatzpotenziale sind nicht genügend erforscht, um die Elektrolyse als langfristige Lösung zu betrachten.

Das Grundprinzip der Zink-Zwischenschrittelektrolyse (ZZEL) besteht aus zwei Schritten. Im ersten Schritt spaltet die elektrische Energie in einer endothermen Reaktion Zinkoxid in Zink und Sauerstoff auf. Sobald die Energie wieder benötigt wird, lässt man im zweiten Schritt Zink und Wasserdampf miteinander reagieren, wobei Wasserstoff, Zinkoxid für Wiederverwendung und nutzbare Abwärme als Nebenprodukt gewonnen werden können. Die Technologie befindet sich noch im F+E- Status (Forschung und Entwicklung) und ist weder ausreichend erprobt noch stehen dazu genügend Informationen zur Verfügung.

In der nachfolgenden Abbildung 5.7 werden die beschriebenen Technologien auf Basis der wichtigsten charakteristischen Merkmale gegenübergestellt.

	<b>AEL</b> Alkalische Elektrolyse	<b>PEM</b> Proton-Exchange-Membran-Elektrolyse	<b>HTEL</b> Hochtemperatur-Elektrolyse	<b>ZZEL</b> Zink- Zwischenschritt-Elektrolyse
<small>*) Herstellerangaben 2021</small>				
<b>MERKMALE</b>				
ANZAHL MODULE FÜR 103 MW	5 MODULE	6 MODULE	100 MODULE	„kW“- BEREICH
ELEKTRISCHER NUTZUNGSGRAD	62 %	68 %	80 %	k.A.
PLATZBEDARF *	MITTEL	KLEIN	GROSS	k.A.
INVESTITIONSKOSTEN *	600 €/kW <sub>el</sub>	700 €/kW <sub>el</sub>	1.500 – 2.000 €/kW <sub>el</sub>	k.A.
BETRIEBSKOSTEN	HÖHER	NIEDRIGER	NIEDRIGER	k.A.
PRODUKTIONSSTATUS	INDUSTRIELLER MAßSTAB	INDUSTRIELLER MAßSTAB	START UP PHASE	F + E
ANLAUFZEIT BIS 100% LEISTUNG	MEDIUM	SCHNELL	TRÄGE	k.A.
Vorteile	Niedriger in der Investition	Weniger Platzbedarf Geringere Betriebskosten Höherer H <sub>2</sub> - Ertrag	Hoher Wirkungsgrad	-
Nachteile	Höherer Platzbedarf Höhere Betriebskosten Geringerer H <sub>2</sub> - Ertrag	Höher in der Investition	Hoher Platzbedarf F+E Status	Keine Marktreife
<b>Geeignet für MBU</b>	✓	✓	✗	✗

**Abbildung 5.7: Technologievergleich Elektrolyseur – Leistungsklasse „10 bis 100“ MW<sub>el</sub>.**

Quelle: Eigene Darstellung

Aus Abbildung 5.7 kann Folgendes abgeleitet werden:

Die Technologien HTEL und ZZEL befinden sich im Entwicklungs- und Erprobungsstatus und sind in der Leistungsklasse 10 bis 100 MW<sub>el</sub> bzw. im industriellen Maßstab kommerziell nicht verfügbar. Für HTEL existiert derzeit in Deutschland eine Anlage in der Größe von 700 kW<sub>el</sub>.

Die HTEL benötigt darüber hinaus einen sehr großen Flächenbedarf und ist in den Investitionskosten doppelt so teuer wie verfügbaren Technologien (AEL, PEM). Die HTEL ist damit insgesamt aus wirtschaftlichen Gründen gegenüber anderen Technologien noch nicht wettbewerbsfähig. Aus den vorgenannten Gründen kann der Einsatz der Technologien HTEL und ZZEL am Standort Moorburg deshalb nicht empfohlen werden. Diese beiden Technologien werden keiner weiteren Betrachtung unterzogen.

Damit konzentriert sich die weitere Betrachtung in dieser MBU auf die AEL und die PEM. Die AEL weist die etwas niedrigeren Investitionskosten bei gleichzeitig höherem Platzbedarf, höheren Betriebskosten und einem geringeren H<sub>2</sub>- Ertrag auf. Die PEM weist die etwas höheren Investitionskosten bei gleichzeitig effizienterem Platzbedarf, niedrigeren Betriebskosten und einem höheren H<sub>2</sub>-Ertrag auf.

Bauartbedingt benötigt die PEM einen sehr geringen Platzbedarf, da als Elektrolyt keine Flüssigkeit bzw. Chemikalie eingesetzt wird. Dies erklärt im Übrigen die höheren Betriebskosten der AEL. Die AEL weist weiterhin höhere Betriebskosten gegenüber der PEM auf, weil sich ein Stack-Tausch oder Wartungsarbeiten nur in größeren Leistungsgruppen vornehmen lassen. Die PEM wird dagegen in kleinteiligeren Leistungsgruppen verbaut, wodurch auch bei einer Wartung oder Reparatur flexiblere eingegriffen werden kann. Die höheren Investitionen der PEM begründen sich durch die teureren eingesetzten Materialien. Die Hersteller arbeiten hier bereits an Wiedereinsatzverfahren (sog. Cradle to Cradle) im Rahmen des Stack-Tausches oder auch in der Neuproduktion.

Als wesentliches Unterscheidungskriterium zwischen AEL und PEM ist die Anlaufzeit bis zu einer 100% Leistungsproduktion (0% auf 100%) zu bewerten. Die AEL benötigt 40 bis 60 Minuten während die PEM 40-60 Sekunden benötigt. Die PEM kann deshalb auf Leistungsschwankungen volatiler Stromleistungen schneller reagieren und hat u.a. deshalb einen größeren spezifischen H<sub>2</sub>-Ertrag.

Ein weiteres Merkmal der Technologien AEL und PEM ist der spezifische Preistrend für den Kapital- (Capex) und Betriebsaufwand (Opex). Dieser Trend wurde auf Basis bisher vorliegender Studien als auch auf Basis vorliegender Herstellerangaben gebildet. Hieraus geht hervor, dass sich die Technologiekosten wie folgt mittel- und langfristig verändern werden (Basisjahr 2020):



	Capex bis 2030	Capex bis 2050	Opex bis 2030	Opex bis 2050
AEL	-24%	-44%	+27%	+50%
PEM	-45%	-65%	-36%	-48%

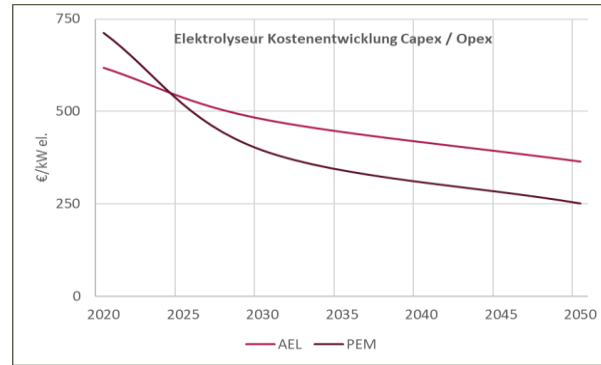


Abbildung 5.8: Entwicklung Technologiekosten AEL und PEM

Quelle: NOW, [10]

Werden AEL- oder PEM-Elektrolyseure in Teillast betrieben, sind Wirkungsgraderhöhungen von mehr als 10%-Punkten möglich. Unter Beachtung aller vorgenannten Vor- und Nachteile der Technologien AEL und PEM ist aus technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten die PEM-Technologie in Bezug zur Aufgabenstellung die passfähigere Technologie. Beide Technologien werden abschließend in einem Business Case betrachtet.

#### 5.4.4 TECHNOLOGIEANBIETER ELEKTROLYSEUR

Da sich die aktuell ermittelte Leistung für den Elektrolyseur von 100 MW<sub>el</sub> am Standort Moorburg in der bis dato höchsten Leistungsgröße befindet, die zurzeit auf dem Markt verfügbar ist, wird in der nachfolgenden Tabelle ein Überblick von möglichen Technologieanbietern auf Basis wichtiger charakteristischer Merkmale gegeben:

	<b>AEL</b> Alkalische Elektrolyse	<b>PEM</b> Proton-Exchange-Membran-Elektrolyse
*) Herstellerangaben 2021		
Hersteller:	NEL, Hydrogen Pro, <b>Thyssen</b> , Green Hydrogen	Linde/ ITM, Mc Phy, <b>Siemens</b> , MAN, Cummins
<b>Merkmale:</b>	<b>Thyssen</b>	<b>Siemens</b>
Technische Unterlagen	Gut	Sehr gut
Referenzen	88 MW HydroQuebec CA 2021 10 MW Duisburg (Demo) VAE < 100 MW	Wunsiedel D 10 MW 2021 Haru Oni CL 80 MW 2022 VoestAlpine Linz 6 MW
Vorteile	Viel Erfahrung Kommt aus Chlor- Alkaline	Produktion und Forschung in D Digitaler Zwilling Neue Serie (P) Ende 2021
Nachteile	Lieferzeit 22 Monate	Lieferzeit 22 Monate
<b>Geeignet für MBU</b>	✓	✓

Abbildung 5.9: Übersicht Technologieanbieter Elektrolyseur

Quelle: Eigene Darstellung



Aufgrund der in diesem Leistungssektor noch nicht so lange am Markt verfügbaren Technologie sind nur wenige Hersteller geeignet. Nach einer ausführlichen Marktrecherche konnten die vorgenannten Hersteller für die Leistungsgröße 10-100 MW<sub>el</sub> identifiziert werden, die bereits kommerziell eingesetzte Technologien zur Verfügung stellen können. Es wurden bei allen Herstellern Anfragen zu technischen Informationen und Referenzen gestellt.

Nach einer Auswertung aller zur Verfügung gestellten Unterlagen liegen seitens der Fa. Thyssen für die AEL und seitens der Fa. Siemens für die PEM Informationen vor, die für die technische und wirtschaftliche Bewertung dieser MBU berücksichtigt werden können. Beide Anbieter verfügen bereits über Referenzen und eigene Forschung und Entwicklung in der vorgesehenen Leistungsklasse.

Die Lieferzeiten beider Technologien liegen bei ca. 2 Jahren. Die Installationszeit eines 100 MW<sub>el</sub>-Elektrolyseurs wird mit ca. 12 Monaten abgeschätzt, so dass ausgehend von einem Produktionsstart im Jahr 2025 der Elektrolyseur spätestens Mitte 2025 implementiert sein sollte, um Inbetriebnahmeleistungen und Leistungstests als Vorbereitung zur Abnahme, sowie die Anpassung von Bestandsanlagen durchzuführen zu können. Daraus folgt, dass der Elektrolyseur Mitte 2022 bereits bestellt werden muss. Daraus kann abgeleitet werden, dass vor der Bestellung die Planungsleistung, eine Fördermittelantragstellung sowie die Beantragung der Genehmigung noch im Jahr 2021 notwendig sind.

#### **5.4.5 LEISTUNGSUMFANG ELEKTROLYSEURANLAGE**

Für die Bestimmung der Investitionskosten ist mit einer Anlagenleistung des Elektrolyseurs von 100 MW<sub>el</sub> kalkuliert worden. Der Elektrolyseur wird für diesen Standort in stationärer, geschlossener „Raum in Raum“-Bauweise betrachtet. Das bedeutet, dass die Elektrolyseuranlage eine eigene bzw. zusätzliche Einhausung erhält. Die nachfolgende Grafik zeigt den generellen Leistungsumfang der Elektrolyseuranlage mit den wesentlichen Bauteilen sowie die Schnittstelle zu nicht in den Investitionskosten berücksichtigten Bauteilen:

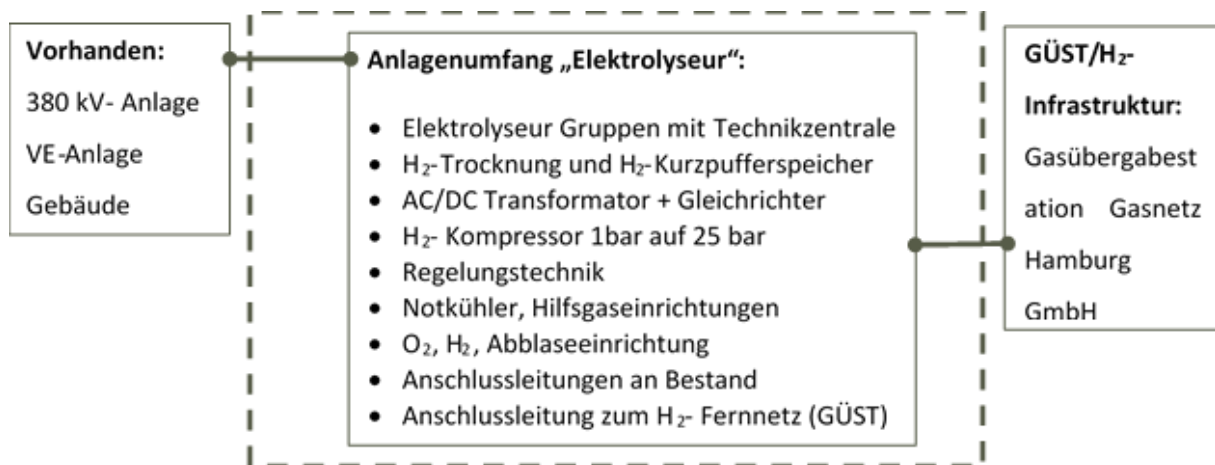


Abbildung 5.10: Schnittstellen Baugruppen Elektrolyseur

Quelle: Eigene Darstellung

Der vom Elektrolyseur produzierte Wasserstoff wird über eine Anschlussleitung an der Gasübergabestation (GÜST) der Gasnetz Hamburg GmbH mit einem Betriebsdruck von 25 bar und einer Qualität von 99,998% Wasserstoffreinheit übergeben. Alle die für diese Wasserstoffqualität notwendigen Anlagenbauteile sind im oben beschriebenen Anlagenumfang enthalten.

## 5.5 VERWERTUNGSSZENARIEN WASSERSTOFF UND ABWÄRME

### 5.5.1 VERWERTUNGSSZENARIEN

Das wesentliche Bindeglied für eine Verwertung von Wasserstoff zwischen Erzeuger und Abnehmer ist die Wasserstoffinfrastruktur, das jedoch nicht Gegenstand dieser MBU ist. Für die MBU wird davon ausgegangen, dass mit Beginn der Wasserstoffherzeugung sowohl ein H<sub>2</sub>-fähiges Netz als auch entsprechende Abnehmer (Verkehr, Industrie etc.) ab 2025 zur Verfügung stehen.

Die H<sub>2</sub>-Netzinfrastruktur kann dabei die folgenden Funktionen erfüllen:

- Anbindung an wichtige Industrie- und Verkehrsteilnehmer über einen parallelen Direktanschluss zum bestehenden Erdgasnetz
- Anbindung an ortsfeste Abnahmestellen etc. zur Versorgung des Verkehrssektors (Luft, Wasser, Straße, Schiene)
- Dezentrale Zuführung und Abnahmemöglichkeiten von Wasserstoff im Hamburger Raum durch weitere Produzenten oder Abnehmer
- Anbindung an die Wasserstofffernleitung (Gasunie) mit Kompressor und Entspannungseinheiten
- Anbindung an spätere Wasserstoffterminals im Hamburger Hafen

- Anbindung eines auf dem Kraftwerksgeländes Moorburg potenziell zu errichtenden Importterminals.
- Möglichkeit zur Rückverstromung in KWK-Anlagen am Standort Moorburg (siehe Kapitel 6.1 und Kapitel 6.2).

Im Folgenden wird der Einsatz eines H<sub>2</sub>-Speichers am Standort Moorburg betrachtet:

Da die derzeitigen Erdgasbedarfe durch den Wasserstoff substituiert bzw. vollständig abgelöst werden sollen, wird zur Beurteilung eines Speichereinsatzes das Lastverhalten der Bedarfsabnehmer anhand des anonymisierten Lastgangprofils der TOP15 Erdgasabnehmer aus der Hamburger Industrieregion herangezogen (Quelle Gasnetz Hamburg GmbH). Hieraus lässt sich ableiten, dass eine ganzjährige Dauerabnahme für eine Elektrolyseurleistung von mindestens 134 MW<sub>el</sub> (größter Einzelverbraucher) bzw. 400 MW<sub>el</sub> (alle Top15 Verbraucher) gegeben ist (siehe Grafik).

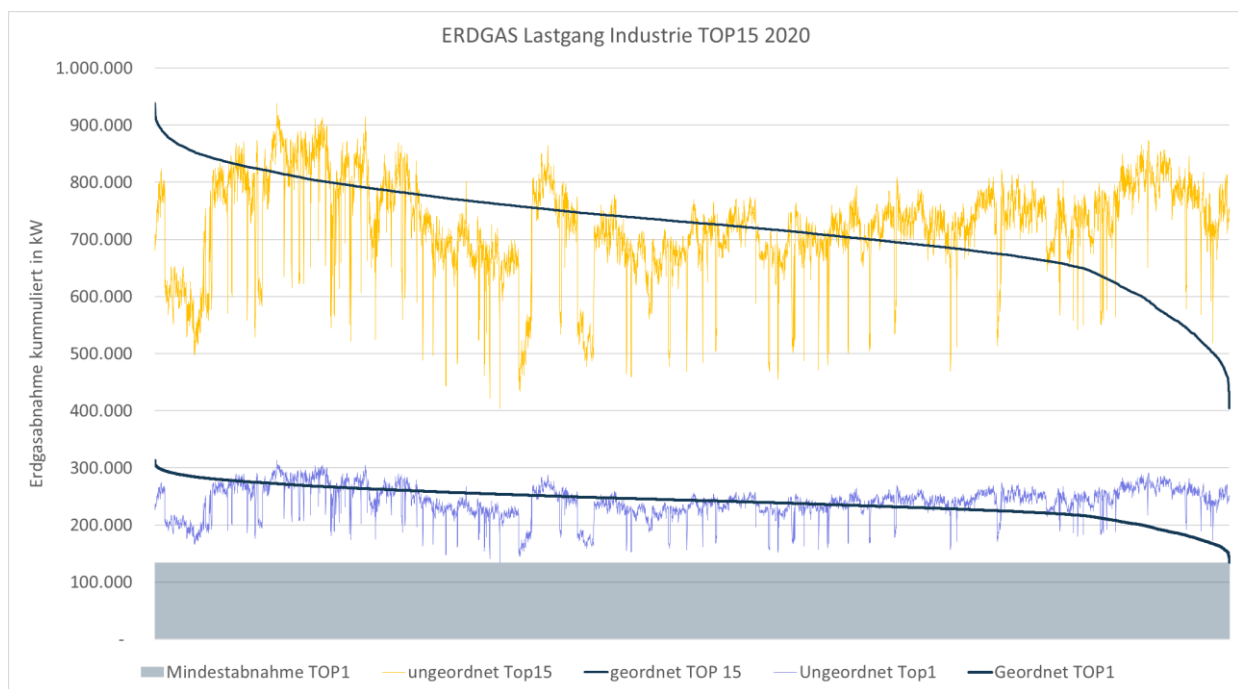


Abbildung 5.11: Lastgang TOP15 Industriekunden Erdgas 2020, anonymisiert, Quelle: Gasnetz Hamburg GmbH

Da zu den Bedarfsabnehmern noch die Mobilität von maximal ca. 500 MW<sub>el</sub> (siehe Kapitel Bedarf) hinzukommt, wird davon ausgegangen, dass eine dauerhafte Mindestabnahme von Wasserstoff von mehr als 600 MW<sub>el</sub> vorhanden ist. Ein Wasserstoffspeicher wird deshalb erst ab einer Bedarfsleistung H<sub>2</sub> von  $\geq 600$  MW<sub>el</sub> notwendig. Für diese MBU wurde deshalb für den Business Case kein H<sub>2</sub>-Speicher berücksichtigt.

## 5.5.2 ABWÄRMENUTZUNG

Die Elektrolyseurtechnologie produziert durch den elektrochemischen Prozess Niedertemperaturabwärme. Die Abwärmtemperatur liegt ca. bei 50 °C und wird über ein Trägermedium abgeführt.

Nach Aussage von Wärme Hamburg ist diese Abwärme jedoch von Interesse, da diese aus 100 % erneuerbaren Energien gespeist wird. Ohne nachgeschaltete Vorlauftemperaturerhöhung ist diese Abwärme allerdings nicht sinnvoll in Fernwärmenetzen nutzbar, so dass bestenfalls statische und dynamische Heizkreise am Standort Moorburg als Senke zur Verfügung stehen.

Optionale Abwärmenutzungen sind bei weiteren Konversionen möglich, wie etwa zur Vorwärmung des Kesselspeisewasser, zur Vorwärmung der Verbrennungsluft oder zur thermischen Einbindung und Nutzung an einem möglichen Wasserstoffimportterminal auf dem Kraftwerksgelände.

## 5.6 WIRTSCHAFTLICHE UND ÖKOLOGISCHE BEWERTUNG

### 5.6.1 WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG

Die Basis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist die Energiebilanz des Elektrolyseurs. Dazu sind als Eingangsgrößen die verfügbare Grünstrommenge (siehe Kapitel Verfügbarkeiten) von 656 GWh/a, die jährlichen Vollastbenutzungsstunden des Elektrolyseurs und die spezifische H<sub>2</sub>-Ertragsrate des Elektrolyseurs notwendig. Aus den Eingangsparametern erfolgt unter Beachtung der jeweiligen technologischen Nutzungsgrade (AEL=62%, PEM=68%) und der jeweiligen baubedingten Nennleistung (AEL= 100 MW<sub>el</sub>, PEM= 103 MW<sub>el</sub>) der energetisch erzeugbare Wasserstofftertrag gemäß nachfolgender Grafik. Die in der Grafik dargestellten Vollastbenutzungsstunden beziehen sich auf die Elektrolyseurleistung abzüglich der Anlaufverluste.

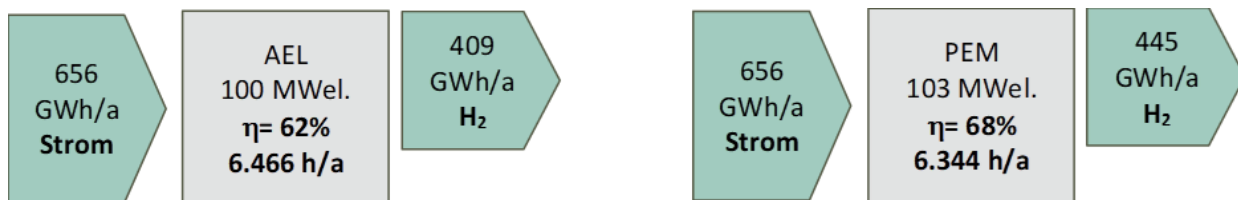


Abbildung 5.12: Energetisch erzeugbarer Wasserstofftertrag

Quelle: Eigene Darstellung

Der Nutzungsgrad ergibt sich dabei aus dem im gesamten Jahr erzeugten Wasserstoff in Bezug zur eingesetzten Strommenge. Die notwendigen Investitionen (Capex) zur Implementierung der stationären Elektrolyseuranlage (siehe Kapitel Leistungsumfang Elektrolyseur) am Standort Moorburg sind gemäß DIN 276 als Kostenschätzung ermittelt worden. Größere Baugruppen wurden dabei auf Basis von Herstellerangaben ermittelt.

Die Zusammenfassung der Investitionen ist in der

Tabelle 5.3 abgebildet

**Tabelle 5.3: Berechnung der Investitionen (Capex)**

KG DIN 276	Titel/ Anmerkungen		Titel netto in T€ AEL 100 MW <sub>el.</sub>	Titel netto in T€ PEM 103 MW <sub>el.</sub>
100	Grundstück Kosten	excl.	0	0
200	Herrichten	excl.	0	0
300	Kosten für Bauleistungen		1.500	1.500
330	Außenwände, Raum in Raum (4000m <sup>2</sup> x300 €/m <sup>2</sup> )		1.500	1.500
400	Bauwerk - Technische Anlagen		84.181	96.614
410	Abwasser-, Wasser-, Gasanlagen		10.606	10.606
430	Lufttechnische Anlagen, Kältetechnische Anlagen		11.482	11.482
440	Starkstromanlagen/ Elektrolyseur		61.458	73.891
480	Gebäudeautomation		135	135
490	Sonstige Maßnahmen f. techn. Anlagen		500	500
700	Baunebenkosten		34.494	39.156
710	Bauherrenaufgaben		1.000	1.000
730	Architekten- und Ingenieursleistungen 25% (+50% UZ) = 37,5% von Investition		32.706	37.369
740	Gutachten und Beratung		100	100
760	Finanzierung		0	0
770	Allgemeine Baunebenkosten		400	400
790	Sonstige Baunebenkosten		288	288
	Summe Herstellkosten in €, netto		120.175	137.271
	<b>Spezifische Herstellkosten, netto</b>	<b>€/kW</b>	<b>1.201,75</b>	<b>1.326,71</b>

Quelle: Eigene Recherche aus Referenzprojekten Hochbau, Herstellerangaben, BKI, Kennzahlen TGA

Zu Ermittlung der Energiekosten und der betriebsgebundenen Kosten (Opex) sind die nachfolgenden Kostenpositionen berücksichtigt worden:

**Tabelle 5.4: Darstellung Opex**

Parameter	Einheit	AEL 100 MW <sub>el.</sub>	PEM 103 MW <sub>el.</sub>
Strompreis für Elektrolyseur	€/MWh	40-50	40-50
Strompreis Hilfsenergie	€/MWh	150	150
Stack-Tausch	€/kW	290	280
Volllastbenutzungsstunden	h/a	6000 - 6.560	6000 - 6.560
Inspektion, Wartung, Reinigung, Hilfsstoffe, Sonstige	€/(kW*a)	18,0	12,5
Personalkosten	€/a	2.400.000	2.400.000
Gebühren, Versicherungen etc.	€/a	400.000	400.000

Quelle: Eigene Recherche aus Referenzprojekten Hochbau, Herstellerangaben, BKI, Kennzahlen TGA, Studie NOW, VDI 2067

Ebenfalls wurden folgende Parameter gewählt:

**Tabelle 5.5: Wesentliche Parameter**

Parameter	Einheit	Wert
Laufzeit Stack	Jahre	10
Abschreibungsdauer Anlage	Jahre	20
Preissteigerung Hilfsstrom	%	3,0
Amortisationszeit	Jahre	13,0

Quelle: Eigene Darstellung

Generell berechnen sich die Gestehungskosten H<sub>2</sub> aus den jährlichen Investitions- und Betriebskosten bezogen auf den jährlichen Wasserstofftertrag des Elektrolyseurs.

Die PEM ist in der Errichtung (Investitionskosten) geringfügig teurer als die AEL. Da ihre Betriebskosten jedoch geringer sind, liegen die Gestehungskosten bei der PEM insgesamt niedriger, was ebenfalls am besseren H<sub>2</sub>-Ertrag liegt. Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Bandbreite (best case – worst case) der Gestehungskosten.

Tabelle 5.6: Gestehungspreis

		AEL 100 MW <sub>el</sub>		PEM 103 MW <sub>el</sub>	
		Best	Worst	Best	Worst
Input Strommenge	GWh/a	656	600	656	600
Output H <sub>2</sub> Ertrag	GWh/a	409	373	445	406
Gestehungskosten der Elektrolyse	T€/a	47.865	54.114	48.312	54.576
<b>Gestehungskosten H<sub>2</sub></b>	<b>€/MWh</b>	<b>117,1</b>	<b>144,9</b>	<b>108,8</b>	<b>134,3</b>
Inkl. Risikozuschlag 15%	€/MWh	134,7	166,6	125,1	154,5
Zielpreis inkl. Marge	€/MWh	144,1	178,3	133,9	165,3

Quelle: Eigene Darstellung

Die Entwicklung der Gestehungskosten für den PEM-Elektrolyseur wird in dem nachfolgenden Diagramm dargestellt. Sie liegen bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2025 im Best Case bei 108,8 €/MWh und enden bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2050 bei 106,3 €/MWh. Sie bleiben damit annähernd konstant.

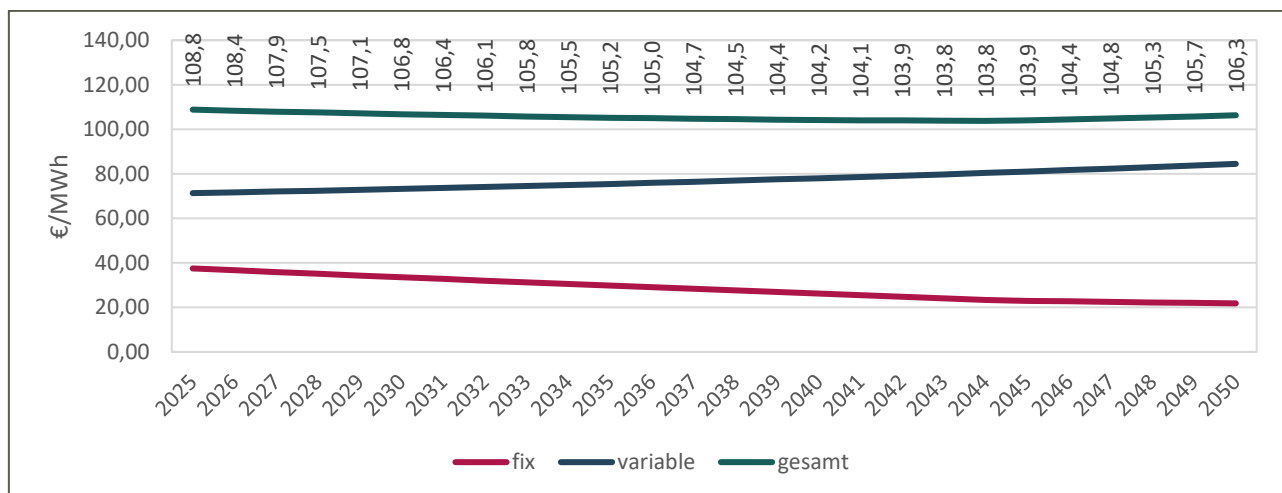


Abbildung 5.13: Entwicklung Gestehungskosten PEM- Elektrolyseur, 2025-2050

Quelle: Eigene Darstellung



## 5.6.2 SENSITIVITÄTEN

### Sensitivität 1: Strompreis

In Abhängigkeit von den Strompreisen für die Wasserstoffproduktion ergeben sich gemäß nachfolgendem Diagramm die Gestehungskosten für AEL und PEM.

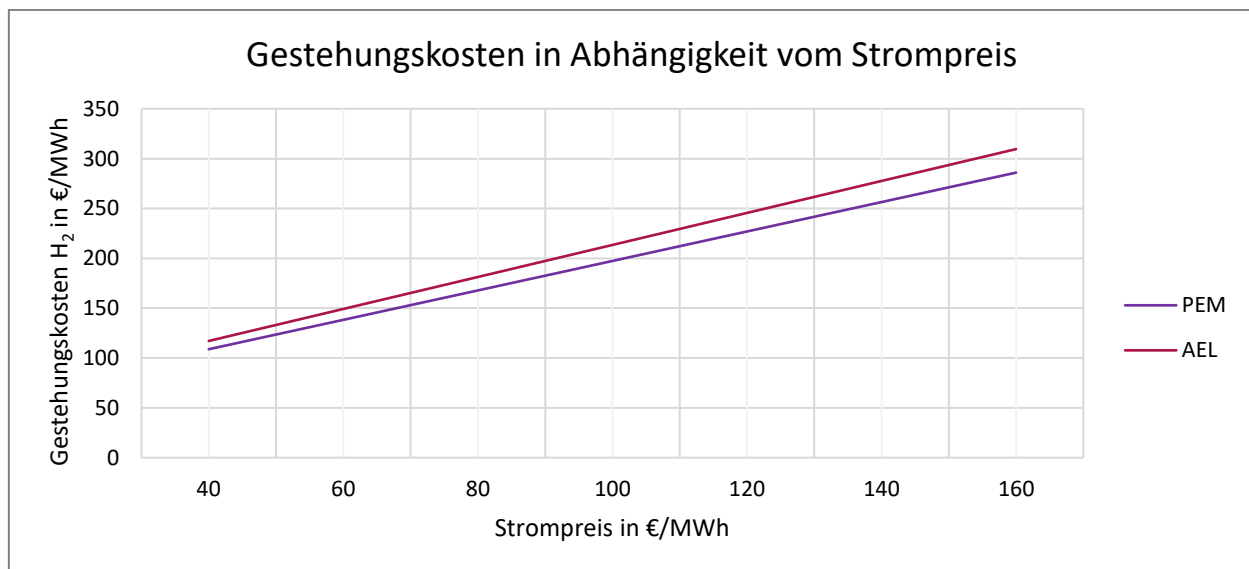


Abbildung 5.14: Gestehungskosten bei Veränderung des Strompreises

Quelle: Eigene Darstellung

Eine Erhöhung des Strompreises um 10 €/MWh bedeutet einen Preisanstieg der Wasserstoff-Gestehungskosten um ca. 18%.

### Sensitivität 2: Limitierte Vollbenutzungsstunden Elektrolyseur

Gemäß Verordnung zur Umsetzung des EEG und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 19.05.2021 beschreibt §12i: „Grüner Wasserstoff im Sinn der gesetzlichen Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage nach § 69b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist nur Wasserstoff, der innerhalb der ersten 5.000 Volllastbenutzungsstunden eines Kalenderjahres in der Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff elektrochemisch durch den ausschließlichen Verbrauch von Strom hergestellt worden ist.“

Tabelle 5.7: Sensitivität Volllaststunden bei Strompreis 40 €/MWh

		PEM 103 MW <sub>el</sub>	PEM 103 MW <sub>el</sub>
Vollbenutzungsstunden günstiger Grünstrom (40€/MWh)	h/a	6.346	5.000
Vollbenutzungsstunden Regulärer Strom (150 €/MWh)	h/a	0	1.346
Input Strommenge	MWh/a	656.629	656.629
Output H <sub>2</sub> Ertrag	MWh/a	444.725	444.725
Gestehungskosten der Elektrolyse	€/a	48.395.757	63.648.812
<b>Gestehungskosten H<sub>2</sub></b>	<b>€/MWh</b>	<b>108,8</b>	<b>143,0</b>
Verkaufspreis inkl. Marge	€/MWh	114,5	153,1

Quelle: Eigene Darstellung

Unter der Bedingung, dass der Elektrolyseur nur noch die ersten 5.000 Volllastbenutzungsstunden mit günstigem Grünstrom und die restlichen Volllastbenutzungsstunden mit nicht befreiten Strommengen Wasserstoff produziert, steigen die Gestehungskosten gemäß Tabelle 5.7 um 31,4%.

### 5.6.3 CO<sub>2</sub>-EINSPARUNG DURCH WASSERSTOFFERZEUGUNG MIT ELEKTROLYSEUR

Je 100 MW<sub>el</sub> Elektrolyseurleistung werden gemäß Energiebilanz 445 GWh H<sub>2</sub> erzeugt und damit 445 GWh Erdgas für den energetischen Einsatz verdrängt. Dies entspricht in Bezug auf den Hamburger Klimaschutzplan einer jährlichen CO<sub>2</sub>-Einsparung von 92.560 t.

Für den Ersatz von grauem Wasserstoff, der über das Steam-Reforming-Verfahren aus Erdgas gewonnen wird (z.B. Raffinerie Holborn), erhöht sich die CO<sub>2</sub>-Einsparung um ca. 70%, da zur Umwandlung des Erdgases in H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> in erheblichem Maße thermische und elektrische Energie aufgebracht werden muss. Dies entspricht in Bezug auf den Hamburger Klimaschutzplan einer jährlichen CO<sub>2</sub>-Einsparung von

### 5.6.4 GENEHMIGUNGSGRUNDLAGEN

Eine zu errichtende stationäre Elektrolyseuranlage am Standort Moorburg unterliegt der Genehmigungspflicht und es werden genehmigungsrechtliche Anforderungen notwendig. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass eine Genehmigung für einen Elektrolyseurbetrieb erteilt wird. Folgende maßgebenden Anforderungen neben den anerkannten technischen Regeln der Technik sind zu beachten:

- Errichtung und Betrieb der Energiezentrale mit Elektrolyseur: §§ 4, 10 BImSchG, Neuanlagen mit Öffentlichkeitsbeteiligung. Einstufung als Anlage zur Herstellung von chemischen Erzeugnissen (4.1.12)
- Errichtung und Betrieb der H<sub>2</sub>-Leitung: Technisches Regelwerk der DVGW (§ 49 Absatz 2 EnWG)
- Errichtung und Betrieb der H<sub>2</sub>-Abfüllung & ggf. Tankstelle: Erlaubnis nach BetrSichV

Die Genehmigungsdauer der Elektrolyseuranlage wird mit ca. 12 Monaten eingestuft und muss vor Umsetzungsbeginn einer Fördermittelmaßnahme vorliegen. Wir empfehlen deshalb mit der Einholung von Genehmigungen so bald wie möglich zu beginnen.

### 5.6.5 EMPFOHLENE VARIANTE FÜR „STAND ALONE“-BETRIEB

Für eine „stand alone“ Variante am Standort Hamburg-Moorburg kann eine Elektrolyseurleistung von bis zu 500 MW<sub>el</sub> installiert werden.

Der PEM-Elektrolyseur ist die wirtschaftlichere Technologie und wird zur Umsetzung empfohlen. Der Maschinensaal ist dabei der geeignetste Standort für den Elektrolyseur. Es wird empfohlen, die jeweils installierte Elektrolyseurleistung im optimalen Betriebspunkt (ca. 80% der installierten Leistung) zu betreiben, da dies zu einer H<sub>2</sub>-Ertragsverbesserung von bis zu 7,5 % führen kann.

Unter Beachtung der Ausbaureihenfolge (siehe Kapitel 5.4.2) und bei Verfügbarkeit entsprechend kostengerechter Grünstrommengen kann zu einem späteren Zeitpunkt dann ggf. Elektrolyseurleistung nachgerüstet werden.

## 6 KONVERSIONSVARIANTEN

Vor dem Hintergrund der vorzeitigen Stilllegung des Kohle-Heizkraftwerks Moorburg mit einer Nettonennleistung bei Kreislaufkühlung von  $2 \times 760 \text{ MW}_{\text{el}}$  und bereits installierten Komponenten für eine maximale Wärmeauskopplung von bis zu  $600 \text{ MW}_{\text{th}}$ , von denen bis zur Stilllegung nur  $30 \text{ MW}_{\text{th}}$  Prozessdampf über eine direkte Dampfleitung der Vattenfall zur benachbarten Holborn Europa Raffinerie ausgekoppelt wurden, ist zu untersuchen, inwieweit die noch jungen Kraftwerksanlagen (Inbetriebnahme 2015) in dieser exponierten Lage (einer der umschlagstärksten Häfen Europas und Sitz zahlreicher energieintensiver Betriebe wie Arcelor Mittal, Trimet, Holborn etc.) einen Beitrag zu den Nachhaltigkeitsbemühungen der Stadt Hamburg beitragen können.

Erste Überlegungen für den Standort Moorburg gehen in Richtung eines weiter zu definierenden „Green Energy Hub“, um den Klimaplan Hamburgs (siehe Kapitel 2.1.3) bis 2035 in der Praxis zu erreichen, ohne an Attraktivität für energieintensive Betriebe und damit an Wirtschaftskraft zu verlieren.

Unter anderem für stromintensive Betriebe wie z.B. Arcelor Mittal und Trimet ist aufgrund gesetzlicher Regelungen und der physikalischen Versorgungssicherheit eine grundlastfähige Stromerzeugungsanlage in direkter Nachbarschaft von Vorteil, um sich von Netznutzungsentgelten befreien zu können (sog. physikalischer Pfad, geregelt in §19 StromNEV). Um einen physikalischen Pfad für das Hamburger-Hafengebiet nach Stilllegung des HKW Moorburg aufrecht zu erhalten, bedarf es einer grundlastfähigen Stromerzeugungsanlage mit mindestens ca.  $250 \text{ MW}_{\text{el}}$ .

Bedingt durch die Energiewende und dem Zubau nicht grundlastfähiger Windkraft- und PV-Anlagen bei gleichzeitiger Stilllegung grundlastfähiger Stromerzeugungsanlagen (Kern- und Kohlekraftwerke) stehen energieintensiven Betrieben absehbar weniger grundlastfähige Stromerzeugungsanlagen zur Verfügung, was lokal zu einer Verteuerung der Energiekosten in Deutschland und damit insbesondere für energieintensive Betriebe zu einem Wettbewerbsnachteil führen kann.

Daher ist es für einen Industriestandort wie dem Hamburger Hafen wichtig, energieintensiven Betrieben bestmögliche Standortvoraussetzungen zu bieten bei gleichzeitig spürbaren Dekarbonisierungserfolgen. Vor diesem Hintergrund werden die betrachteten Konversionsvarianten auch dahingehend bewertet, ob ein „physikalischer Pfad“ beziehungsweise eine relevante grundlastfähige Stromerzeugung für die energieintensive Industrie aufrechterhalten werden kann.

Zusammengefasst werden für die zu betrachtenden Konversionsvarianten folgende Bewertungskriterien zugrunde gelegt:

- Spürbarer Beitrag zur Einhaltung des Klimaplanes der Stadt Hamburg
- Gewünschte Zielprodukte für den Standort Moorburg sind
  - a) Grüner Wasserstoff ( $H_2$ )
  - b)  $CO_2$ -neutrale Prozess- und Fernwärme
  - c)  $CO_2$ -neutraler Strom
- Konversionsvarianten können zeitnah (ca. 2025) und ressourcenschonend (z.B. durch Weiternutzung vorhandener Anlagen) oder aber erst nach durchgeführter Baufeldfreimachung ca. 2030 realisierbar sein
- Konversionsvarianten sollen mit einem skalierbaren Elektrolyseur und einem Hochtemperatur-Speicher, wenn möglich, Synergiepotenziale bieten und sich nicht gegenseitig behindern
- Wenn möglich, Aufrechterhaltung physikalischer Pfad für energieintensive Betriebe
- Wirtschaftlichkeit

Die Kriterien „Beitragshöhe zur Erreichung des Klimaplanes von Hamburg“, „Erfüllungsgrad Zielprodukte“ und „Aufrechterhaltung physikalischer Pfad“ werden bei der Auswahl, der im Detail zu betrachtenden Konversionsvarianten am stärksten gewichtet.

Im Rahmen der beauftragten MBU werden abstimmungsgemäß vier ausgewählte Konversionsvarianten am Standort Moorburg näher untersucht:

1. Neue wasserstofffähige GuD-Anlage
2. Neue Brennstoffzellenanlage
3. Neue Pyrolyse-Anlage
4. Umbau der Bestandsanlage zu einer Biomasse-KWK-Anlage

Zwei der vier im Nachfolgenden beschriebenen Konversionsvarianten, welche die obigen Bewertungskriterien am besten erfüllen, werden abschließend im Rahmen einer detaillierten Betrachtung auf ihre ökonomische und ökologische Umsetzbarkeit bewertet.

Aus den oben beschriebenen Bewertungskriterien und den zu untersuchenden Konversionsvarianten ergibt sich ein erhebliches Abwärmepotenzial von bis zu  $450 \text{ MW}_{th}$ . Um diese Wärme sinnvoll nutzen zu können, ist in Anbetracht der für den Bezirk Harburg ermittelten Wärmeleistungsbedarfe von maximal  $200 \text{ MW}_{th}$ , zzgl. der bestehenden Prozeßdampfleistung von  $30 \text{ MW}_{th}$  für die Raffinerie Holborn, die Anbindung an das bestehende Hamburger Fernwärmenetz der Wärme Hamburg GmbH, z.B. des

Standortes Tiefstack, erforderlich (siehe Kap. 3.7). Mit Ausnahme des Umbaus der Bestandsanlage auf Biomasse sind die übrigen Konversionsvarianten im Wesentlichen Neubauten, die auslegungstechnisch den erwarteten Wärme- und Strom- Bedarfen angepasst werden können. Die elektrische und thermische Leistung des Biomasseumbaus ist durch den Anlagen- und Baubestand jedoch vorgegeben, wobei die nutzbare Wärmeleistung von angeschlossenen Abnehmern technisch zwischen 0 und max. 450 MW<sub>th</sub> flexibel gefahren werden kann.

## 6.1 WASSERSTOFFFÄHIGE GUD-ANLAGE

Im Rahmen der MBU wird eine grundlastfähige Erdgas-GuD-Anlage mit einer elektrischen Leistung von mindestens 250 MW<sub>el</sub> zur Aufrechterhaltung des physikalischen Pfades beziehungsweise einer bedarfsnahen Stromerzeugung für die umliegende stromintensive Industrie (Anforderung Trimet) betrachtet. Daraus abgeleitet ergibt sich eine für eine potenzielle Fernwärmeversorgung nutzbare Wärmeleistung von maximal 325 MW<sub>th</sub>.

Um die Teile der bestehenden Infrastruktur, die für die GuD-Anlage sinnvoll nutzbar sind (Stromnetzanbindung, Schaltanlagen, Wasseraufbereitung, Hybridkühlturm, Entnahme- und Einleitbauwerk), möglichst effizient einsetzen zu können, sollte der teilgeräumte Standort für eine GuD-Anlage möglichst in der Nähe zu diesen Einrichtungen, also im Bereich der Kaimauer, gewählt werden.





Inwieweit die Vorhaltung einer parallelen Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur für den Standort Moorburg sinnvoll ist, wurde nicht geprüft.

### 6.1.1 TECHNOLOGIE GUD

Eine GuD-Anlage besteht aus einer Kombination von Gasturbinen, Abhitzekeßeln, in denen mit den heißen Abgasen der Gasturbine Dampf erzeugt wird und Dampfturbinen, die von diesem angetrieben werden (siehe Abbildung 6.2). Die Turbinen treiben Generatoren zur Stromerzeugung an und an den Dampfturbinen kann Wärme zum Beispiel für Fernwärme oder Prozesswärmeanwendungen entnommen werden. GuD-Anlagen sind grundlastfähig und erreichen elektrische Wirkungsgrade größer 50%.

Eine wasserstofffähige GuD-Anlage unterscheidet sich von einer herkömmlichen mit Erdgas betriebenen GuD-Anlage dadurch, dass die Gasturbinen und ggfs. auch die Zusatzfeuerung in den Abhitzekeßeln mit Wasserstoff betrieben werden können. Wasserstofffähige GuD-Anlagen erreichen bei dem derzeitigen technologischen Entwicklungsstand elektrische Wirkungsgrade größer 40%.

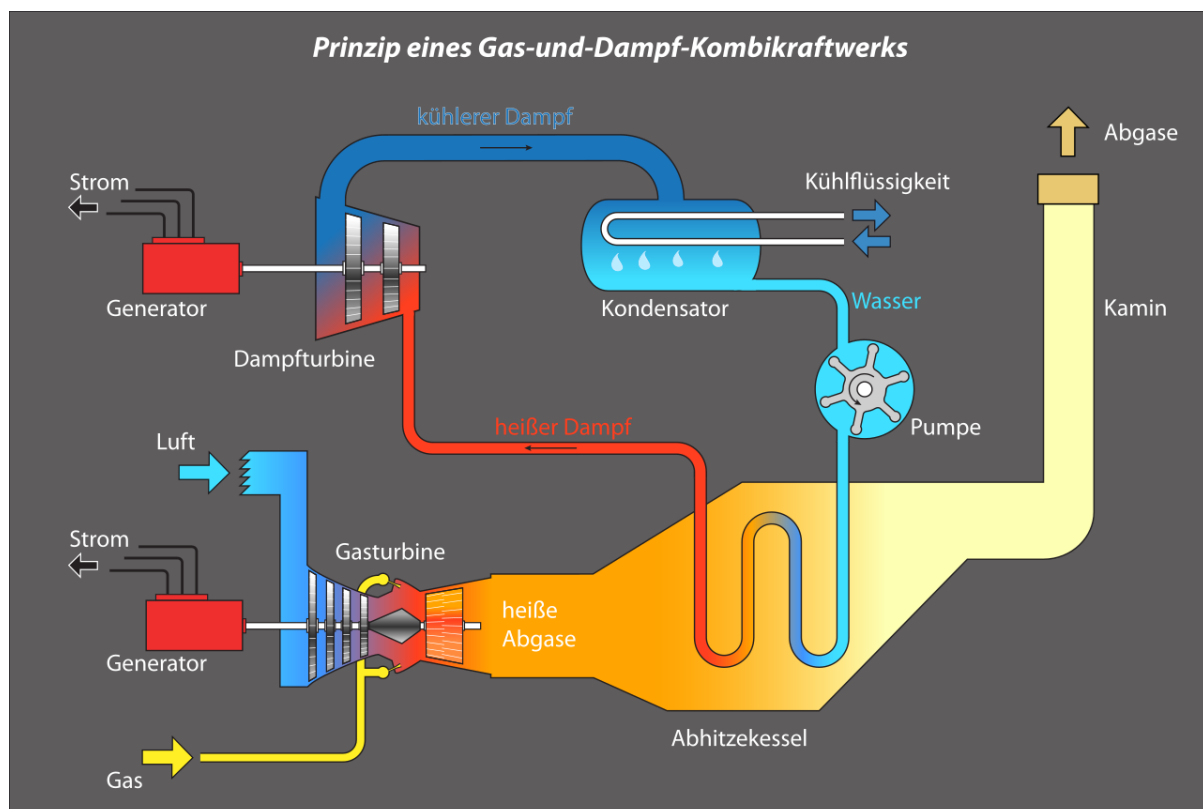


Abbildung 6.2: Wasserstofffähige GuD-Anlage

Quelle: Oldracon, Peter Lehmacher

### 6.1.2 WIRTSCHAFTLICHKEIT

Die Wirtschaftlichkeit einer GuD-Anlage wird bestimmt durch die Investitionskosten, die operativen Kosten und die Kosten des eingesetzten Brennstoffs einerseits sowie die in den jeweiligen Märkten erzielbaren Preise für die Produkte Strom, Wärme und ggfs. Systemdienstleistungen für das Stromnetz andererseits.

Folgende Prämissen liegen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung „Wasserstofffähige GuD-Anlage“ zugrunde:

- Aufnahme einer CO<sub>2</sub>-neutralen Strom- und Wärmeerzeugung durch Einsatz von Wasserstoff frühestens ab 2040, da dann eine Marktparität von grünem Wasserstoff mit Erdgas bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 275 €/t und einem Strompreisniveau von 8 ct/kWh unter den getroffenen Annahmen erwartet wird (vergleiche dazu Kapitel 2.3.2).
- Die GuD-Anlage wird nach erfolgter Teilbaufeldfreimachung mit einer Bauzeit von 2 Jahren errichtet und nutzt die nicht rückgebauten Bestandsanlagen Stromnetzanbindung, elektrische Schaltanlagen, Wasseraufbereitung, Hybridkühlturm, Entnahme- und Einleitbauwerk
- Die in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugte Wärme deckt ganzjährig den Wärmebedarf vorhandener bzw. neu zu erschließender Fernwärme- und Prozesswärmekunden im Hamburger Stadtgebiet. Die unterstellte GuD-Anlage mit maximal 325 MW<sub>th</sub> wird aus Kostengründen wärmegeführt betrieben und erreicht so ca. 2.250 Vlbh. Damit wird eine jährliche Wärmemenge von 730 GWh<sub>th</sub> erzeugt.
- Die CO<sub>2</sub>-Einsparung in Bezug auf den Hamburger Klimaplan ergibt sich beim Einsatz von grünem Wasserstoff und der Annahme, dass die gesamte erzeugte Wärme (730 GWh<sub>th</sub>) in das Fernwärmenetz der Wärme Hamburg z.B. über eine Anbindung des Standortes Tiefstack eingespeist wird, durch den Ersatz von Wärme, die entsprechend dem Hamburger Klimaschutzplan mit 175 g/kWh belastet ist. Daraus ergibt sich beim Einsatz von grünem Wasserstoff eine CO<sub>2</sub>-Einsparung von 180.616 t/a.
- Die auf die Investition bezogenen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten belaufen sich bei einem Einsatz von grünem Wasserstoff ab 2040 auf 98 €/t<sub>CO2</sub>
- die parallel zur Wärme erzeugte Strommenge (maximal 250 MW<sub>el</sub>, Jahreserzeugung 562,5 GWh<sub>el</sub>) wird zu Großhandels-Preisen einer der Wärmeganglinie entsprechenden stündlichen Jahres-Stromganglinie vermarktet, wobei der mittlere gewichtete Großhandelspreis Strom 56 €/MWh beträgt.

- Die spezifischen Investitionskosten liegen für eine wasserstofffähige GuD-Anlage nach Informationen aus in Umsetzung befindlichen Projekten (z.B. Leipziger Stadtwerke) bei 500 €/kW<sub>el</sub>, was zu einer Gesamtinvestition von 125 Mio. € führt.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die operativen Jahreskosten der GuD-Anlage:

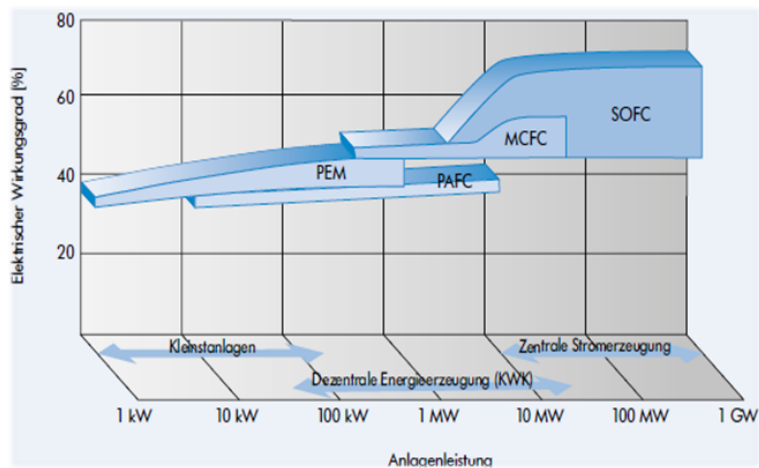
**Tabelle 6.1: Zusammensetzung Opex GuD-Anlage**

Opex gesamt:		
Personalkosten inkl. Dienstleister	2.400.000	€/a
Instandhaltungskosten	2.500.000	€/a
Sonstiges	500.000	€/a

Quelle: Eigene Darstellung

## 6.2 EINSATZ EINER GROßEN BRENNSTOFFZELLENANLAGE

Die in nachfolgender Übersicht gezeigten Brennstoffzellenarten stehen technologisch auf verschiedenen Entwicklungsständen zur Verfügung:



**Abbildung 6.3: Anlagenleistungsbereiche von Brennstoffzellentechnologien**

Quelle: Alstom

Eine Übersicht über etablierte Hersteller von Brennstoffzellen findet sich in im Anhang 4.

Aus der Tabelle 6.2 und der Abbildung 6.3 lässt sich ableiten, dass sich die Festoxid-Brennstoffzelle (Solid Oxide Fuel Cell / SOFC), die Phosphorsäure-Brennstoffzelle (Phosphoric Acid Fuel Cell / PAFC) und die

Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (Molten Carbonate Fuel Cell / MCFC) für einen Einsatz als stationäre Brennstoffzellen-Anlagen im hohen MW Leistungsbereich eignen.

Die größten weltweit gebauten Anlagen gehen jedoch bisher nicht über eine elektrische Leistung von 60 MW<sub>el</sub> hinaus.

Die derzeitige Entwicklung lässt erwarten, dass bis 2025 Brennstoffzellenanlagen mit einer Leistung von > 250 MW<sub>el</sub> kommerziell zur Verfügung stehen.

Wie in nachfolgender Tabelle 6.2 dargestellt, weisen die Technologien unterschiedliche Eigenschaften, wie insbesondere die Lastwechselresistenz und die Betriebstemperatur auf:

**Tabelle 6.2: Eigenschaften verschiedener Brennstoffzellentypen**

	SOFC	MCFC	PAFC
Vorteile	Hoher Wirkungsgrad; Einfacher Aufbau und robuster Aufbau; Keine Edelmetalle; KWK und GuD möglich; BZ interne Brennstoffreformierung (kein reiner H <sub>2</sub> benötigt)	MCFC ist aus relativ preiswerten Materialien wie Nickel, Nickeloxid, Keramik und Stahl aufgebaut; KWK und GuD möglich; Platzeffizienter als SOFC	Einsatz CO <sub>2</sub> -haltiger Brenngase (im Gegensatz zu Niedertemperatur BZ); KWK und GuD möglich (im Gegensatz zu Niedertemperatur BZ); Robust
Nachteile	Hohe Betriebstemperaturen, lange Aufheizphasen nötig ~ 10 Stunden; Hohe Temperaturbeständigkeit des Materials notwendig; An- und Abschaltvorgang reduziert Laufzeit; Schnelle Lastwechsel nicht möglich	Langes Aufheizen, keine schnellen Lastwechsel möglich	Geringerer Wirkungsgrad Aggressiver Elektrolyt reduziert Lebensdauer
Hochlaufdauer	Startzeit von 83 Stunden auf 10 Stunden verkürzt (Quelle: Posco)		Aufheizdauer von 40°C - 180 °C dauert etwa 3 Stunden (Uni Münster)
Beeinflussung der Lebensdauer	Häufiges hoch- und runterfahren der Anlage		Kohldabbrand, Sintern des Platins -> Durch aggressiven Elektrolyten
Hersteller (in relevantem Größenbereich)	Bloom Energy	Fuel Cell Energy, POSCO	DOOSAN Energy
Projekte	Hwasung Power Plant	Gyeonggi Green Energy Facility	Deasan Hydrogen Fuel Cell Power Plant
Investitionskennzahlen	20000 € / kW (!!von 2003) 700\$ / kW (Von der US Regierung 2015 für 2020 prognostiziert)	8000 € / kW (!!von 2003)	5000 € / kW (!!von 2003)
Produktionsvolumen	Von allen Anbietern: 2019: 107 MW (22.000 Einheiten) 2020: 148 MW (25.000 Einheiten)	Nur FuelCell Energy: 2020: 10 MW keine Zahlen zu POSCO	Nur Doosan: 2020: 100 MW 2021: 260 MW (Prognose)
Entscheidungsargumente	a) Höchste Effizienz; bei 240 MW machen wenige Prozent einen großen Unterschied	a) Technologie des aktuell größten Projektes	a) Temperatur bei der Abwärmenutzung noch möglich ist, jedoch kürzere Hochlaufdauer
	b) Keine Edelmetalle, Nachhaltigkeit und Kostenersparnis bei riesigen Anlagen	b) Keine Edelmetalle, Nachhaltigkeit und Kostenersparnis bei riesigen Anlagen	b) Ambitioniertester und größter BZ Hersteller produziert PAFC

Quelle: Eigene Recherche auf Basis Herstellerangaben

Da Brennstoffzellenanlagen sowohl mit Erdgas als auch mit Wasserstoff betrieben werden können, ist auch für diese Anlagen ähnlich wie für die wasserstofffähige GuD-Anlage (siehe Kapitel 6.1) entscheidend, wann der zur Verfügung stehende grüne Wasserstoff preisparitätisch zu Erdgas für KWK-Anwendungen wird.

Da Brennstoffzellen je nach Typ, bei ca. 10% höheren elektrischen Wirkungsgraden die doppelten bis vierfachen spezifischen Investitionskosten und aufgrund der geringeren Langlebigkeit der Stacks auch höhere Betriebskosten haben als eine vergleichbare GuD-Anlage, wird die Installation einer großen Brennstoffzellenanlage am Standort Hamburg Moorburg nicht vertieft betrachtet.

### 6.3 PYROLYTISCHE WASSERSTOFFHERSTELLUNG AUS BIOMASSE

Grundsätzlich kann mittels des Pyrolyseverfahrens bei hohen Temperaturen und unter Sauerstoffabschluss aus Biomasse in Kombination mit der Dampfreformierung Wasserstoff gewonnen werden.

In der ersten Stufe der Pyrolyse werden aus Biomasse bei hohen Temperaturen und unter Sauerstoffausschluss die Endprodukte Primärgase, Koks und Methanol hergestellt. In der zweiten Stufe werden unter weiterer Energiezufuhr diese Produkte mit Wasserdampf versetzt, woraus ein Gasgemisch aus Wasserstoff, Methan, Kohlenstoffmonoxid und Kohlenstoffdioxid entsteht. Das entstandene Methan wird in einem ersten Schritt durch die Zugabe von Dampf in Wasserstoff, CO und CO<sub>2</sub> gespalten. In der nachgelagerten Wassergas-Shift-Reaktion wird unter Zugabe von Wasser das CO zu CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> umgesetzt. Das in dem Synthesegas noch enthaltene CO<sub>2</sub> wird mittels geeigneter Verfahren vom Wasserstoff getrennt. Die für den Prozess benötigte Energie liefert in der Regel der eingesetzte Rohstoff Biomasse.

Die Wirkungsgrade der wichtigsten Verfahren für die Konversion von Biomasse zu Wasserstoff liegen dabei im Bereich von 30% bis 40% (Quelle: DENA-Studie „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“).

Nach einer Studie des Fraunhofer-Instituts für System und Innovationsforschung liegen die spezifischen Gestehungskosten für mit dem Pyrolyseverfahren erzeugtem Bio-Wasserstoff bei ca. 7,1 EUR/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>, was ca. 213 €/MWh<sub>H<sub>2</sub></sub> entspricht und damit deutlich über dem erwarteten Importpreis von grünem Wasserstoff in Höhe von ca. 16 €/MWh<sub>H<sub>2</sub></sub> liegt.

Bislang existieren keine kommerziellen Großanlagen. Der Investor der ersten Großanlage „Blauer Turm“ in Herten, die Solar Millennium AG, geriet 2011 aufgrund des Projektes, das als 10 MW-Anlage 150 m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>/h produzieren sollte, in Insolvenz und das Projekt wurde eingestellt.

Aus den oben genannten Gründen und der nicht zur Verfügung stehenden kommerziell einsetzbaren Großtechnologie wird diese Konversionsvariante für den Standort Moorburg nicht weiter betrachtet.

## 6.4 UMBAU DER BESTANDSANLAGE AUF BIOMASSEEINSATZ

Eine zeitnah umsetzbare Konversionsvariante ist die Substitution des Energieträgers Steinkohle durch einen CO<sub>2</sub>-neutralen Energieträger, der in etwa gleiche Brennstoffqualitäten und Handlingeigenschaften aufweist und überschaubare Modifikationen an den vorhandenen Kraftwerks-Anlagen erfordert. Holzartige Biomasse kommt am ehesten für eine Substitution des Energieträgers Steinkohle infrage.

### 6.4.1 HOLZARTIGE BIOMASSE

Holzartige Biomasse ist die gemeinsame Bezeichnung für das aus dem Wald stammende Holz und die durch die Holzverarbeitung entstandenen Holzreststoffe. Die Reststoffe, die durch Holzfällen (Holzhackstücke, Äste, Blätter, Rinde, Stümpfe) oder industrielle Holzverarbeitung (Holzmehl, Holzwolle, Holzstaub) entstehen sowie erkrankte Bäume und Holz aus den durch Wetter zerstörten Waldgebieten stellen eine CO<sub>2</sub>-neutrale Energiequelle dar.

Im Gegensatz zu anderen fossilen Energieträgern wie Kohle, Gas oder Öl ist Holz für den globalen Umweltschutz per Definition CO<sub>2</sub>-neutral: Holz benötigt zum Wachsen Sonnenenergie und Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>). Diese Energie und der Kohlenstoff werden im Holz gespeichert. Bei der Verbrennung wird Sonnenenergie in Form von Wärme wieder frei. Der gebundene Kohlenstoff wird ebenfalls wieder an die Atmosphäre abgegeben. Es wird nur so viel CO<sub>2</sub> freigesetzt, wie das Holz zuvor beim Wachsen der Umwelt entzogen hat; Aufnahme und Abgabe halten sich die Waage. Wird das Holz nicht verbrannt, sondern lässt man es verrotten, wird der Kohlenstoff ebenfalls wieder in CO<sub>2</sub> umgewandelt und freigesetzt; die gespeicherte Energie bleibt aber i.d.R. ungenutzt.

Holz ist ein sehr heterogener Energieträger, der von Stückgut über Hackschnitzel bis hin zu hochveredelten Pellets reicht. Unter Pellets versteht man kleine, zylindrische Presslinge aus Holzmehl, die unter hohem Druck in eine feste Form gepresst werden. Durch die Zerkleinerung, Trocknung und Verdichtung von Holz werden die Eigenschaften von Holz denen von Kohle ähnlicher und der Anteil, der technisch und logistisch sinnvoll unter weitgehender Nutzung der bestehenden Infrastruktur am Standort Moorburg verbrannt werden kann, erhöht sich dadurch.

### 6.4.2 VERFÜGBARKEITEN

Holzpellets sind in unterschiedlichen Quantitäten und Qualitäten erhältlich, die sich deutlich nach den Anforderungen ihrer Einsatzbereiche unterscheiden. Diese Untersuchung konzentriert sich ausschließlich auf Qualitäten, die für den Einsatz in Biomasse-Verbrennungs-Anlagen im industriellen Maßstab (Spezifikation siehe Anhang 1) geeignet sind.

Diese Industriequalitäten lassen sich in Abhängigkeit von der Dimensionierung der Variante nur teilweise aus regionalen Quellen decken, so dass der überwiegende Anteil international beschafft werden muss. Mit der bestehenden Kai-Anlage verfügt der Standort über eine Infrastruktur, die von im internationalen Seehandel eingesetzten Schiffen der Panamax-Klasse direkt angesteuert werden kann.

Die für den Biomasseeinsatz benötigten Qualitäten werden auf internationalen Märkten gehandelt, wie in Abbildung 6.4 dargestellt. Börsen und spezialisierte Preis-Informationsdienste veröffentlichen Preisindizes für den Handel mit Holzpellets, die für den industriellen Einsatz geeignet sind. Sie beruhen auf Quotierungen, die überwiegend im bilateralen Handel auf dem Markt abgeschlossen und von den Handelspartnern gemeldet wurden. Beispielhaft zeigt der „European Industrial Wood Pellet Index“ von Argus Biomass Markets am 30.06.2021 [11] für eine Belieferung von Nord-West-Europa (inkl. Hamburg) für das Jahr 2024 eine Preisspanne (Bid-Ask-Spread) von 173,50 – 179,50 \$/t (Incoterm cif NWE) auf. Die größten Lieferländer für den zentraleuropäischen Einsatz sind die baltischen und skandinavischen Länder, die USA und Kanada sowie Russland. Eine ausreichende Verfügbarkeit ist somit grundsätzlich gegeben, erfordert allerdings ein aktives Portfolio-Management in der Beschaffung.

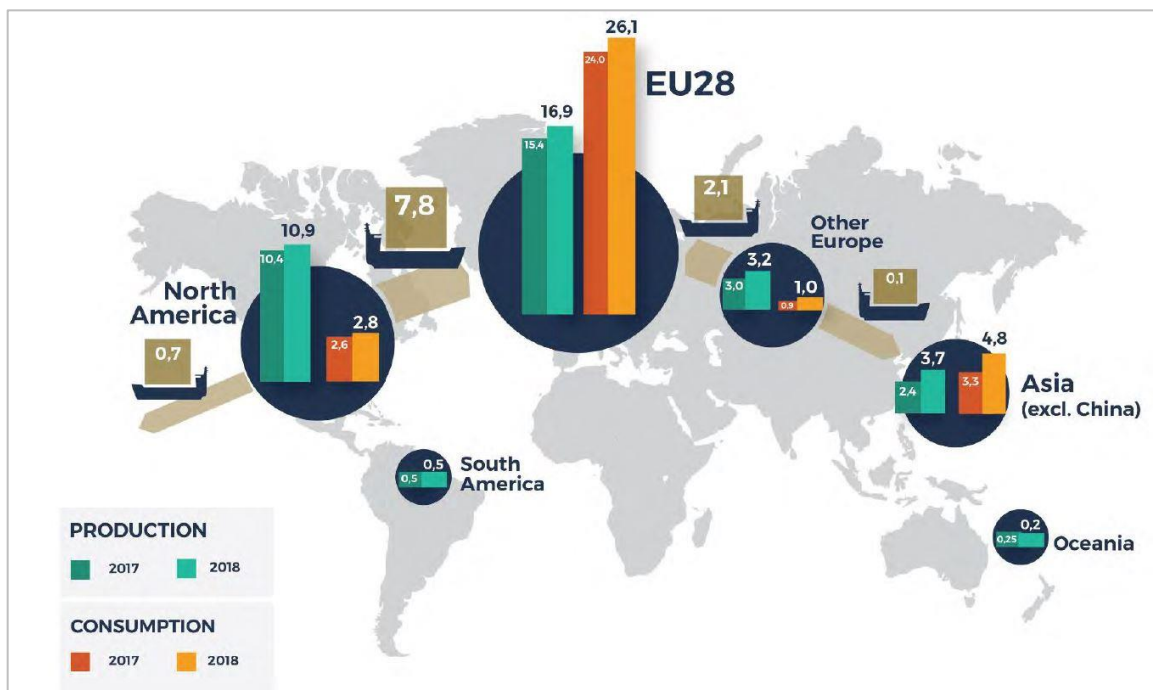


Abbildung 6.4: Internationaler Holzpellet-Handel, 2017/2018 in Mio. t

Quelle: Sustainable Agribusiness Forum (SAF), 2021, Bioenergy Europe Statistical Report 2019, [12]



Der „European Industrial Wood Pellet Index“ definiert physikalisch überprüfbare Produktspezifikationen, die bei der Anlieferung von unabhängigen Instituten geprüft werden und dient dem kommerziellen physischen Handel mit Holzpellets.

Die bisherigen Versuche die Spezifikationen des Index um ein Nachhaltigkeitskriterium zu ergänzen sind v.a. an uneinheitlichen Positionen und Gesetzgebungen der europäischen Importländer gescheitert. Da es sich bei dem Index v.a. um einen preislichen Bezugswert handelt, sind in den tatsächlichen bilateralen Kontrakten, die physisch erfüllt werden, Bezugsquellen und Transportwege zwischen den Vertragspartnern definiert. Große Abnehmer lassen sich die von ihnen gewünschten Standards und ihre regelmäßige unabhängige Überprüfung von ihren Lieferanten vertraglich zusichern. Sollte die Beschaffung auf reine Restholzmengen bei gleichzeitigem Ausschluss von Frischholz-(auch Teillieferungen) fokussiert werden, rechnen wir auf der Basis unserer Erfahrungen mit einem erheblichen Mehraufwand für das Management des Beschaffungsportfolios. Bei ausschließlichen Restholzlieferungen ist neben dem negativen Preiseffekt vor allem kritisch anzumerken, dass sich die erforderlichen Mengenströme gegenwärtig und zukünftig keineswegs verlässlich darstellen lassen.

### 6.4.3 ÖFFENTLICHE DISKUSSION

Die öffentliche Diskussion zur energetischen Nutzung von Biomasse beinhaltet vielfältige Aspekte, die im Rahmen dieser Untersuchung nicht erschöpfend behandelt werden können. Im Folgenden wird auf ausgewählte übergeordnete Aspekte eingegangen.

Wenngleich der Einsatz von holzartiger Biomasse eine regelbare erneuerbare Energiequelle darstellt, die zur Erreichung der Ziele des Hamburger Klimaplanes beitragen kann, ist eine wesentliche Voraussetzung für eine breite gesellschaftliche Akzeptanz die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien bei der Biomassebereitstellung und -nutzung.

Angesichts des Flächenverbrauchs, der mit dem Anbau von Biomasse einhergeht, wird die Nachhaltigkeit der Biomasse in Zweifel gezogen. Es wird bemängelt, dass durch die Verbrennung trotzdem erhebliche Emissionen entstehen, die durch den erneuten Anbau der Rohstoffe erst kompensiert werden müssen. Ob und in welchem Ausmaß dies tatsächlich geschehe, sei nicht immer zweifelsfrei festzustellen.

Damit gewährleistet ist, dass auch importierte Bioenergieträger, die in Deutschland zur Energiegewinnung eingesetzt werden, nachweisbar nachhaltig angebaut, transportiert und weiterverarbeitet werden, ist die Entwicklung auch international anwendbarer, WTO-konformer Nachhaltigkeitsstandards und entsprechender Zertifizierungssysteme notwendig. Dabei sind auch soziale Mindeststandards zu berücksichtigen (Arbeits- und Sozialgesetzgebung, Recht auf Nahrung,

Verhinderung illegaler Landnahme). Es ist sicherzustellen, dass die Anbauflächen für die holzartige Biomasse nicht mit denjenigen der Nahrungsmittelproduktion (sog. Food vs. Fuel- bzw. tank vs. teller-Debatte) konkurrieren. Gerade auch im Hinblick auf den Erhalt der Bio-Diversität wird die Anlage von schnell nachwachsenden Monokulturen kritisch gesehen, die auch bei steigender Nachfrage bestehende Ökosysteme verdrängen. Eine mögliche Lösung wird in dem Verzicht auf Frischholz bzw. der Fokussierung auf Restholz gesehen, das alternativ nicht höherwertig verwertbar ist.

Die Produktion von Bioenergie bietet auch für Entwicklungsländer Chancen. Sie sollten dabei unterstützt werden, diese Chancen im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung nutzen zu können.

Für die Erzeugung der energetisch zu verwertenden Biomassen gelten in Deutschland dieselben Umwelanforderungen wie für die Nahrungs- und Futtermittelerzeugung. So sind z. B. die Anforderungen der guten fachlichen Praxis des Düngemittel- sowie des Pflanzenschutzrechts einzuhalten. [13]

Im Gegensatz zu anderen, nur volatil zur Verfügung stehenden, erneuerbaren Energiequellen ermöglicht der ganzjährig steuerbare Einsatz von Biomasse einen grundlastfähigen Betrieb eines Heizkraftwerks. Dies ist eine unabdingbare Voraussetzung für den sog. physikalischen Pfad, der einen Anreiz für industrielle Großverbraucher darstellt, sich durch die unmittelbare Nähe zu einem Grundlastkraftwerk netzdienlich zu verhalten und deshalb in Teilen von Netzentgelten befreit zu werden.

Durch seine Erreichbarkeit über den Seeweg durch Schiffe der Panamax-Klasse ist der Standort Moorburg im deutschen Vergleich, z.B. mit dem Kraftwerk Voerde, besonders geeignet, eine Versorgung mit Holzpellets im industriellen Maßstab dauerhaft sicherzustellen. Die energetische Nutzung von Restholz steht auch nicht in Nutzungskonkurrenz mit der höherwertigen stofflichen Nutzung bspw. als Konstruktionsholz im baulichen Bereich.

#### **6.4.4 UMBAU BESTANDSANLAGE AUF BIOMASSE**

Vor dem Hintergrund, dass im neuen Jahrtausend konzipierte Steinkohle-Kraftwerksanlagen auf Basis des Energieträgers Importsteinkohle mit stark schwankenden Qualitäten und sehr flexibel in der Fahrweise (Laständerungsgeschwindigkeit, Mindestlast) ausgelegt werden mussten, sind die anlagentechnischen Voraussetzungen im Heizkraftwerk Moorburg für einen Brennstoffwechsel auf holzartige Biomasse grundsätzlich gegeben. Bereits im Jahr 2018 starteten Überlegungen des Kraftwerksbetreibers mit dem Kesselhersteller, den Brennstoff Importsteinkohle durch holzartige Biomasse zu substituieren.

Holzartige Biomasse ist CO<sub>2</sub>-neutral, wird in Form von Holzpellets in großen Mengen weltweit gehandelt und erfüllt die Qualitäts-Anforderungen an einen Brennstoff für moderne konventionelle Kraftwerksanlagen.

Im industriellen Maßstab umgebaute Steinkohle-Kraftwerksanlagen wie z.B. das Kraftwerk Drax in Großbritannien und das Kraftwerk Eemshaven in den Niederlanden belegen beispielhaft die Praxistauglichkeit und Genehmigungsfähigkeit solcher Anlagen/Umbauten.

2010 wurde im Kraftwerk Drax damit begonnen, Holzpellets als Zuschlag der Steinkohle beizugeben. Im Zeitraum 2012 bis 2016 wurden drei der vier Kraftwerksblöcke auf den ausschließlichen Betrieb mit holzartiger Biomasse umgerüstet. Der vierte Block wurde im Jahr 2018 auf 100% Biomassefeuerung umgestellt. Insgesamt wurden im Jahr 2019 pro Jahr rd. sieben Millionen Tonnen Hackgut aus Holz, zumeist Holzabfälle, verbrannt. Aufgrund der nur geringen Mengen an verfügbarem Holz in der Region wird ein Großteil der Biomasse für das Kraftwerk Drax aus Übersee importiert.

Das 2015 in Betrieb gegangene Importsteinkohle-Kraftwerk Eemshaven besteht analog dem HKW Moorburg aus zwei Blöcken mit je brutto 800 MW<sub>el</sub>. Die erteilte Genehmigung sieht außer dem Hauptbrennstoff Importsteinkohle eine Mitverbrennung von bis zu 800.000 t/a holzartiger Biomasse vor. Der Betreiber RWE beabsichtigt aktuell, den Anteil der mitverbrannten Biomasse zu verdoppeln, um den Energieträger Importsteinkohle sukzessive zu verdrängen. Die holzartige Biomasse wird mit Panamax-Schiffsklassen importiert. Auch das RWE-Kohlekraftwerk Amer in den Niederlanden mit 630 MW<sub>el</sub> wird aktuell bereits zu 80% mit Biomasse befeuert. Für das analog Moorburg erst kürzlich stillgelegte Kohlekraftwerk Duisburg-Walsum der STEAG sind ebenfalls Überlegungen im Gange, Block „Walsum 10“ auf Holz-Pellets umzurüsten.

Das HKW Moorburg bringt aufgrund seiner modernen anlagentechnischen Auslegung gute Voraussetzungen für einen Brennstoffwechsel auf Holzpellets mit sich. Da die Brennstoffeigenschaften holzartiger Biomasse sehr stark vom verwendeten Ausgangsmaterial abhängen, ist eine allgemeingültige Aussage zur Eignung für den Einsatz im Kraftwerk ohne genaue Spezifikation nur schwer möglich. In der hier vorliegenden Betrachtung gehen wir von am Entstehungsort getrocknetem und zu Holzpellets gepresstem Holzmehl aus Restholzmengen ohne signifikante Veränderung der chemischen Struktur aus.

Trotz des ca. 30% schlechteren Heizwertes, der geringeren Schüttdichte und der erhöhten Anforderungen an einen Staub- und Explosionsschutz gegenüber dem Brennstoff Steinkohle müssen die vorhandenen Anlagen nur partiell modifiziert werden und die elektrische und thermische

Leistungsfähigkeit, die Flexibilität sowie das Emissionsverhalten ändern sich nicht bzw. verbessern sich sogar geringfügig.

Auch kann davon ausgegangen werden, dass der Verschleiß an den Mühlen und im Kessel bei Betrieb mit holzartiger Biomasse eher geringer sein wird als mit Importsteinkohle, was zu niedrigeren Wartungs- und Instandhaltungskosten führt.

Der größte Anpassungsbedarf bei einem Wechsel auf Holzpellets an den bestehenden Kraftwerksanlagen am Standort Moorburg besteht im Bereich der Standortlogistik (Entladung, Transport und Lagerung), da Holzpellets im Vergleich zur Steinkohle,

- höhere Transport- und Lagervolumina erfordern,
- feuchteempfindlicher sind und
- erhöhte Staub- und Explosions-Schutz-Anforderungen bei Transport und Lagerung aufweisen.

Die in dieser MBU unterstellten Holzpellets müssen während der gesamten Transportkette bis zum Eintrag in den Kessel vor Feuchtigkeit geschützt werden. Hier bringen die vorhandenen Logistikanlagen im Vergleich zu anderen Kraftwerksstandorten bereits günstige Voraussetzungen mit, wie z.B. überdachte Lagermöglichkeiten sowie ein geschlossenes Förderband gegen den Staubaufschlag.

Die Entladezeit pro Schiff würde sich aufgrund der geringeren Schüttdichte der Holzpellets und dem damit erhöhtem Volumenstrom geringfügig erhöhen. Da in dieser Konversionsvariante aber nur ein Block umgerüstet würde, reicht die vorhandene Entlade-, Transport- und Lagerkapazität bei in etwa gleichen Reserven wie für Importsteinkohle aus. Das Schiffsaufkommen würde sich durch den Umbau eines Blockes auf holzartige Biomasse nicht erhöhen.

Anpassungsbedarf besteht bei der Entladetechnik „Schiffsentladung“ (Schutz gegen Feuchteintrag) und bei den überdachten Kreislägern (Inertisierung auf < 5%-O<sub>2</sub>-Gehalt für Explosions-Schutz-Anforderungen und Schubböden für das Ein- und Auslagern zur Sicherstellung eines „first in first out“-Betriebes). Diese Anpassungen in der Entlade-, Transport- und Lagerlogistik erfordern den höchsten Anteil an den Umbau-Investitionen dieser Variante.

Block A, der von der Kaimauer aus betrachtete linke Block, bietet sich für den Umbau an, da er am nächsten zu den Transport- und Lageranlagen angeordnet und als führender Block einer Doppelblockanlage am engsten mit den Nebenanlagen wie Hilfsdampferzeuger, Wasseraufbereitung etc. verbunden ist.

Die blockspezifische Kraftwerkstechnik (Mahlanlagen, Feuerungstechnik, Rauchgasreinigungstechnik) kann im Wesentlichen unverändert bleiben, ohne dass Abstriche an Leistungsparametern gemacht werden müssen.

Für den Umbau von Block A auf den CO<sub>2</sub>-neutralen Energieträger holzartige Biomasse werden mit Ausnahme der Block B spezifischen Gebäude bzw. Anlagen (i.W. 1 x 380 kV-Netzanschluss „B“, Maschinenhaus „B“, Kesselhaus „B“ sowie blockspezifische Rauchgasreinigung „B“) alle Nebenanlagen weiter benötigt. Die Block B spezifischen Gebäude/Anlagen würden im Falle einer zeitnahen Weiternutzung von Block A nicht rückgebaut werden können, da ein Rückbau dieser Gebäude/Anlagen im laufenden Betrieb nicht möglich ist. Somit stünden die Block B spezifischen Gebäude/Anlagen sowie die freigewordenen Kapazitäten in den Nebenanlagen einem skalierbaren Elektrolyseur bzw. HT-Speicher zeitnah zur Verfügung.

Zur Umsetzung einer Biomassekonversionsvariante sind im Vorfeld weniger technische als energiewirtschaftliche und politische Fragestellungen, wie zum Beispiel die Akzeptanz internationaler Biomasseimporte bzw. die Anbindung an das bestehende Hamburger Fernwärmenetz, zu lösen.

## 6.5 DETAILBETRACHTUNG VON ZWEI KONVERSIONSVARIANTEN

Nachdem nun zusätzlich zum skalierbaren Elektrolyseur und einem HT-Speicher vier mögliche Konversionsvarianten aufgezeigt wurden, sind die beiden Konversionsvarianten festzulegen, die die im Kapitel 6 aufgestellten Prämissen am besten erfüllen.

Die folgende Tabelle zeigt das Ergebnis der Bewertung für die vier Konversionsvarianten im Überblick:

**Tabelle 6.3: Bewertung der vier Konversionsvarianten für eine Detailbetrachtung**

	H <sub>2</sub> -fähige GuD	Brennstoff- zelle	Pyrolyse	Biomasse- umbau
Dekarbonisierungsbeitrag	++*	+	+	++
Zielprodukte	++	++	+	++
Umsetzungszeitraum	0	-	-	++
Synergiepotenzial	+	-	-	++
Physikalischer Pfad	++	-	-	++
Wirtschaftlichkeit	0	--	0	0

Quelle: Eigene Darstellung

\*sofern grüner H<sub>2</sub> anstelle von Erdgas eingesetzt wird

Das Ergebnis der zu bewertenden Kriterien für die Vorteilhaftigkeit einer Konversionsvariante kommt zu einem eindeutigen Ergebnis. Die Konversionsvarianten „H<sub>2</sub>-fähige GuD“ und „Umbau Bestandsanlage auf Biomasse“ erfüllen die Bewertungskriterien am besten.

Insbesondere die Höhe des Dekarbonisierungsbeitrages, die Zielprodukte Strom und Wärme, die Wirtschaftlichkeit sowie die Aufrechterhaltung eines physikalischen Pfades fallen im Vergleich der Konversionsvarianten positiv auf.

Im direkten Vergleich der beiden präferierten Konversionsvarianten ist erwähnenswert, dass die H<sub>2</sub>-fähige GuD-Anlage nach der erforderlichen (Teil-) Baufeldfreimachung den Betrieb aufnehmen kann und weniger von der Bestandstechnik nutzt. Dafür kann die GuD-Anlage den CO<sub>2</sub>-freien Energieträger Grünen Wasserstoff einsetzen, was wiederum ein deutlicher Vorteil gegenüber der Variante „Umbau Bestandsanlage auf Biomasse“ darstellt, da diese Variante den energiepolitisch umstrittenen CO<sub>2</sub>-neutralen Energieträger holzartige Biomasse nutzt.

Auf Basis dieser Bewertung der Einzelergebnisse der vier betrachteten Konversionsvarianten wurde mit dem Auftraggeber festgelegt, dass die Wirtschaftlichkeit des Umbaus eines Bestandsblockes auf holzartige Biomasse in Form von importierten Holzpellets und eine H<sub>2</sub>-fähige GuD-Anlage im Rahmen dieser MBU detaillierter untersucht werden sollen. Diese Detailbetrachtung soll die grundsätzliche Machbarkeit der Varianten prüfen, ist jedoch noch nicht abschließend für eine finale Investitionsentscheidung geeignet.

## **6.5.1 ERGEBNISSE DER DETAILBETRACHTUNG**

### **6.5.1.1 Ergebnisse Detailbetrachtung H<sub>2</sub>-fähige GuD**

Für die Konversionsvariante „Wasserstofffähige GuD-Anlage“ am Standort Moorburg werden folgende Ergebnisse erreicht:

1. Wenn die GuD-Anlage mit kostengünstigem grünen Wasserstoff am Standort Moorburg betrieben wird, realisiert diese Konversionsvariante spürbare Beiträge zum Hamburger Klimaplan. Sollte hingegen Erdgas als Brennstoff eingesetzt werden, weist die in KWK erzeugte Wärme keinen besseren Primärenergiefaktor (PEF) als den von Wärme Hamburg oder anderen Hamburger Wärmeversorger auf und leistet somit bis zum Einsatz von grünem Wasserstoff keinen Beitrag zum Hamburger Klimaplan.
2. Die Aufrechterhaltung des physikalischen Pfades, beziehungsweise die bedarfsnahe Stromerzeugung für die umgebende Industrie wird mit einer installierten grundlastfähigen

elektrischen Leistung von 250 MW<sub>el</sub> gewährleistet, was unter den aktuellen Rahmenbedingungen für die einzelnen Industriebetriebe Netzentgelteinsparungen im Millionenbereich ermöglicht.

3. Ein 100 MW<sub>el</sub>-Elektrolyseur am Standort bietet in Verbindung mit einer wasserstofffähigen GuD-Anlage überschaubare Synergiepotenziale über gemeinsam genutzte Anlagen und geteilte laufende Betriebskosten.
4. Die Kombination der GuD-Anlage mit einem Hochtemperatur-Speicher (siehe Kapitel 4) bietet keine weiteren Synergiepotentiale. Dies gilt ebenfalls für die Kombination mit einer der weiteren Konversionsvarianten bzw. diese schließen sich z.B. wegen des Platzbedarfes gegenseitig aus.
5. Wird die GuD-Anlage in der betrachteten (250 MW<sub>el</sub>, 325 MW<sub>th</sub>) Größenordnung errichtet, ohne dass gleichzeitig am Standort entsprechende Wärmesenken, zum Beispiel industrieller Wärmebedarf, entstehen, ist der Standort Moorburg aufgrund der relativ komplizierten und teuren Anbindung des Standortes Tiefstack und der Erschließung des Bezirks Harburg nicht geeignet. Für eine solche Anlage wäre beispielsweise die Errichtung direkt am bestehenden Kraftwerksstandort Tiefstack sinnvoller.
6. Sollte sich abzeichnen, dass sich am Standort Moorburg aufgrund der günstigen Rahmenbedingungen Industrien ansiedeln, die Wärmebedarf haben, ist die Errichtung einer wasserstofffähigen GuD-Anlage, die auf diese Wärmebedarfe ausgelegt ist, sinnvoll.

#### **VORTEILE:**

- + Bei 100% Wasserstoffeinsatz CO<sub>2</sub>-freie, grundlastfähige KWK-Anlage
- + Bedarfsnahe relevante Stromerzeugung für energieintensive Betriebe
- + Ressourcenschonung und Vermeidung Rückbaukosten durch Weiternutzung von Bestandsanlagen (Stromnetzanbindung, Schaltanlagen, Wasseraufbereitung, Hybridkühlturm, Elbwasserkühlung)

#### **NACHTEILE:**

- Wirtschaftlicher Einsatz von Wasserstoff zur konventionellen Strom- und Wärmeerzeugung voraussichtlich frühestens ab 2040
- Baubeginn erst nach (Teil-)Baufeldfreimachung möglich



### 6.5.1.2 Ergebnisse Detailbetrachtung Biomasseumbau Block A

Folgende grundsätzliche Annahmen/Randbedingungen liegen der Detailbetrachtung „Biomasseumbau“ der MBU zugrunde:

- Aufnahme einer CO<sub>2</sub>-neutralen Strom- und Wärmeerzeugung in 2025 (parallel zur Aufnahme der H<sub>2</sub>-Produktion eines 100 MW<sub>el</sub> Elektrolyseurs); Betrachtungszeitraum 26 Jahre (bis 2050)
- Holzpellets werden entsprechend vorab definierter Nachhaltigkeitsstandards weltweit eingekauft und in Panamax-Schiffsklassen zum Kraftwerksanleger transportiert. Die Brennstoffkosten für weltweit gehandelte Holzpellets werden beginnend im Jahr 2025 mit 149 €/t (Preisspanne (Bid-Ask-Spread) für 2024 von 173,50 – 179,50 \$/t (Quelle: European Industrial Wood Pellet Index von Argus Biomass; Stand: 30.06.2021, [11]) angenommen. Diese Preise entsprechen den derzeit gängigen bilateral zu vereinbarenden Lieferkettennachweisen. Werden spezifische Nachhaltigkeitsstandards, wie zum Beispiel die ausschließliche Nutzung von Restholz angelegt, liegen die Preise prohibitiv höher.
- Die in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugte Wärme deckt ganzjährig den Wärmebedarf vorhandener bzw. neu zu erschließender Fernwärme- und Prozesswärmekunden im Hamburger Stadtgebiet. Hierzu wurde eine typische, stundenscharfe Jahres-Wärmeganglinie mit folgenden Parametern unterstellt: Winterspitzenlastbedarf 200 MW<sub>th</sub> für die Variante „nur Wärmepotenzial Hamburger Süden“ (siehe Kapitel 3.5.) bzw. 450 MW<sub>th</sub> als maximale Wärmeauskopplungsvariante des auf Biomasse umgebauten Blockes A, Sommermindestlastbedarf für Warmwasser und Netzverluste 10% des Spitzenbedarfs, Volllastbenutzungsstunden 2.250 Vlbh.
- Die parallel zur Wärme errechnete Strommenge (maximal 760 MW<sub>el</sub>, minimal 200 MW<sub>el</sub>, Jahreserzeugung 3,5 TWh<sub>el</sub>) wird zu Großhandels-Preisen entsprechend einer aus der Vergangenheit abgeleiteten stündlichen Jahres-Stromganglinie verkauft und reduziert die WärmeGESTEHUNGSKOSTEN.

Der durchschnittliche Brennstoffnutzungsgrad der umgebauten Biomasse-KWK-Anlage steigt ggü. der stillgelegten konventionellen Kohle-Kraftwerksanlage (ca. 45%) auf über 50% (siehe Anhang 3).

Mit folgenden Kosten- und Erlösannahmen wurde in der Detailbetrachtung gerechnet:

**Tabelle 6.4: Zusammensetzung Capex Biomasseumbau**

<b>Umbaukosten gesamt (Capex)</b>	<b>111</b>	<b>Mio. €</b>
für Logistik	72	Mio. €
für Kessel/Dampfturbosatz	24	Mio. €
Für Diverses inkl. UV	15	Mio. €

Quelle: Eigene Darstellung

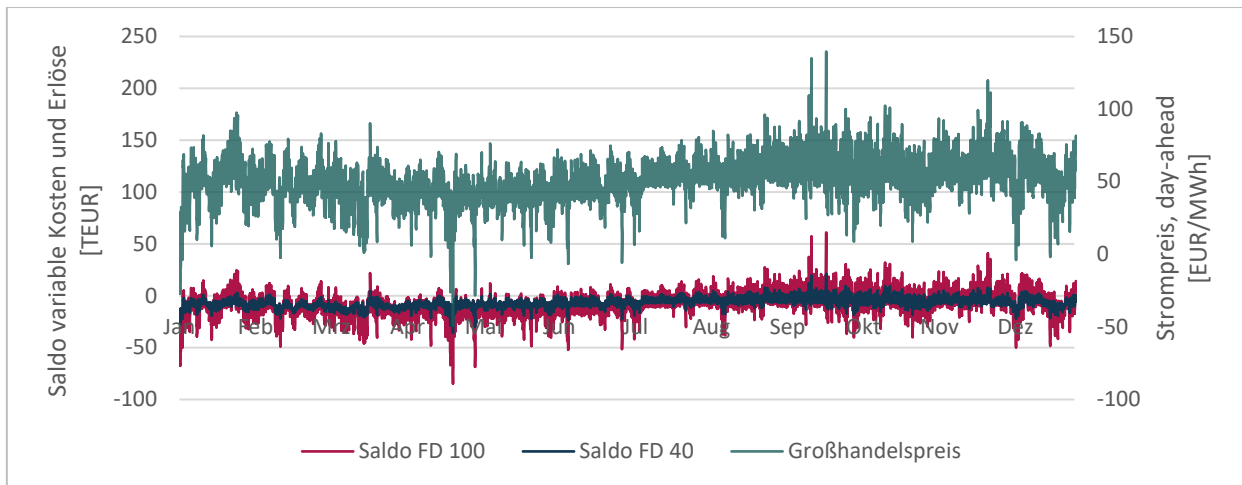
**Tabelle 6.5: Zusammensetzung Opex Biomasseumbau**

<b>Opex gesamt:</b>		
Personalkosten inkl. Dienstleister	10,8	Mio. €/a
Instandhaltungskosten Block A	7,0	Mio. €/a
Hilfs- und Betriebsstoffe, Entsorgung	0,34	€/ MWh <sub>(Hi)</sub>
Sonstiges	4,0	Mio. €/a
durchschnittliche jährliche Revisionskosten	5,0	Mio. €/a

Quelle: Eigene Darstellung

Der mittlere gewichtete Großhandelspreis Strom beträgt 56 €/MWh.

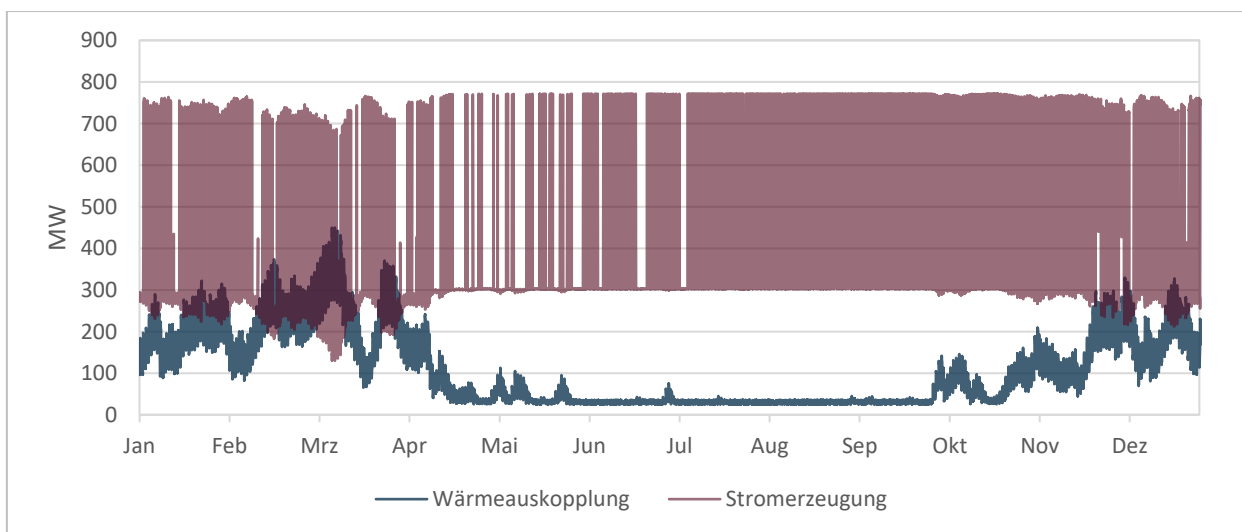
Die folgenden Tabellen und Grafiken zeigen die Ergebnisse der Detailbetrachtung der Biomasse-Variante 450 MW<sub>th</sub> im Überblick auf. Die gemäß Wärmeganglinie angeforderte Wärme wird dabei stets in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt und nur die parallel erzeugte Strommenge schwankt je nach aktuell erzielbarem Strompreis zwischen Mindestlast 200 MW<sub>el</sub> und Nennleistung 760 MW<sub>el</sub>. Der Kraftwerksblock ist im elektrischen Leistungsbereich zwischen Mindestlast und Nennleistung in der Lage, den zeitgleich angeforderten Wärmebedarf von 0 bis zur unterstellten Wärmespitzenlast jederzeit zu bedienen. Um einen hohen KWK-Anteil für einen besseren Jahresnutzungsgrad von über 50% zu erreichen, ist eine Wärmeabnahme von ca. 1 TWh<sub>th</sub> (450 MW<sub>th</sub> x 2.250 Vlbh) Voraussetzung, um eine wirtschaftliche Fahrweise der Anlage zu ermöglichen.



**Abbildung 6.5: Strompreiskurve und Fahrweise**

Quelle: Eigene Darstellung

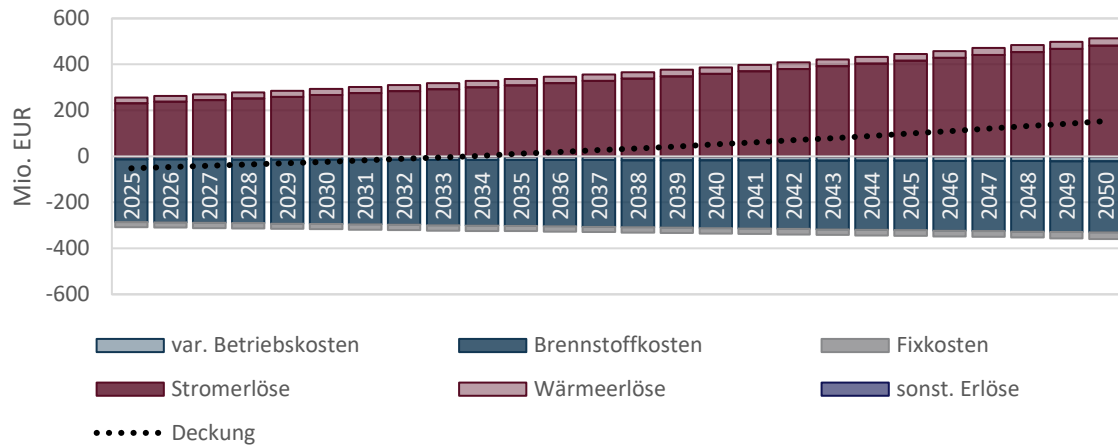
Abhängig vom day-ahead-Strompreis (außerbörslich ausgehandelter Strompreis für den Folgetag) fährt die KWK-Anlage elektrisch im 100% Lastpunkt (Saldo FD 100) bzw. bei Strompreisen kleiner den variablen betriebsabhängigen Kosten im Mindestlastpunkt (Saldo FD 40).



**Abbildung 6.6: Jahres-Wärme- und -Stromerzeugungsganglinie**

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 6.6 zeigt die in KWK erzeugte elektrische und thermische Leistung im Jahresverlauf. Während die stündliche Wärmeleistung exakt dem tatsächlichen Bedarf im Jahresverlauf folgt, schwankt die stündliche elektrische Netzeinspeisung zwischen Mindestlast und Vollast. Dies zeichnet einen wärmegeführten Anlagenbetrieb aus.



**Abbildung 6.7: Kosten und Erlöse im Betrachtungszeitraum**

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 6.7 zeigt die jährlichen Kosten und Erlöse der umgebauten Biomasse KWK-Anlage. Gegen Ende des ersten Drittels des Betrachtungszeitraums (ab ca. 2033) werden positive Deckungsbeiträge erwirtschaftet. Die wirtschaftliche Amortisationszeit in der Basisvariante beträgt ca. 15-20 Jahre.

Für die Konversionsvariante „Umbau auf Biomasse-KWK-Anlage Block A“ am Standort Moorburg können für die Detailbetrachtung der Basisvariante somit folgende Ergebnisse festgehalten werden:

1. Sowohl der Emissionsfaktor Wärme Biomasse HKW (16 kg CO<sub>2</sub>/MWh) ggü. Wärme Hamburg-Portfolio mit dem im Klimaplan vorgegebenen Zielemissionsfaktor von von 175 kg CO<sub>2</sub>/MWh als auch der Emissionsfaktor Strom Biomasse HKW (69 kg CO<sub>2</sub>/MWh) ggü. Strommix Inland (401 kg CO<sub>2</sub>/MWh) reduzieren sich um rd. 85%. Auf den Klimaschutzplan Hamburgs zählt die Dekarbonisierung der Fernwärme jährlich mit rd. 175.000 t<sub>CO2</sub>, bzw. 78.000 t<sub>CO2</sub> im Falle von maximal nur 200 MW<sub>th</sub> Wärmeabnahme) ein.
2. Der Biomasse-KWK-Block A würde rd. 20% des Jahres mit maximaler Stromerzeugung von 760 MW<sub>el</sub> betrieben werden, da für diese Stunden die unterstellten Großhandelspreise über den variablen Stromerzeugungskosten der Anlage liegen. Insgesamt würden für Hamburg rd. 1 TWh Wärme bei der Basis-450 MW<sub>th</sub>-Variante bzw. 450 GWh Wärme in der 200 MW<sub>th</sub>-Variante und 3,5 TWh Strom CO<sub>2</sub>-neutral erzeugt.
3. Wird der Biomasse-KWK-Block A in der betrachteten (760 MW<sub>el</sub>, 450 MW<sub>th</sub>) Größenordnung am Standort Moorburg weitergenutzt, ist eine Anbindung des Standortes Tiefstack und eine Erschließung des Bezirks Harburg zwingende Voraussetzung, da ein langjähriger Teillastbetrieb mit

nur 40% der Wärmeauslegungsleistung von 450 MW<sub>th</sub> keine Vorteile ggü. dezentralen KWK-Anlagen bietet.

4. Die Investitionen für den Biomasse-Umbau auf Holzpellets liegen unabhängig von der Wärmeauskopplungsleistung bei rd. 111 Mio. €. In Verbindung mit dem CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial im Betrachtungszeitraum ergeben sich globale CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von 35 €/t CO<sub>2</sub> bezogen auf die Investition. Im Vergleich dazu erfordert der Elektrolyseur eine Investition von ca. 137 Mio. € und verfügt über ein jährliches CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial von mindestens 92.560 t/a, so dass sich hierbei CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von 40 - 60 €/t CO<sub>2</sub> ergeben. Die weiterhin zu berücksichtigenden Brennstoffkosten (Holzpellets und Gas) sind über den Betrachtungszeitraum nicht verlässlich zu modellieren; allerdings ist grundsätzlich von steigenden Holzpelletpreisen und volatilen Gaspreisen auszugehen.
5. Ein 100 MW<sub>el</sub>-Elektrolyseur am Standort bietet in Verbindung mit einer Biomasse-KWK-Anlage große Synergiepotenziale. Zusätzlich zu den Synergien gemeinsam genutzter Anlagen und laufender Betriebskosten könnte ein Elektrolyseur auch direkt mit Grünstrom aus der KWK-Anlage versorgt werden. Damit könnte entweder der vorhandene 100 MW<sub>el</sub>-Elektrolyseur mit höheren Volllastbetriebsstunden gefahren werden (mit Grünstrom aus dem Netz sind Vlbh auf 5.000 begrenzt) oder auch ein zweiter 100 MW<sub>el</sub>-Elektrolyseur mit Grünstrom unabhängig vom Übertragungsnetz betrieben werden. Für den Fall, dass ein zusätzlicher Elektrolyseur immer dann, wenn die Großhandelsstrompreise unter 40 €/MWh fallen, mit 100 MW<sub>el</sub> zu 40 €/MWh direkt aus der Biomasse-KWK-Anlage versorgt werden würde, könnten sowohl die Wärmegestehungskosten um etwa 10% reduziert als auch zusätzlich 130 GWh grüner Wasserstoff erzeugt werden.
6. Die Begrenzung der Wärmeauskopplung auf Wärmepotenziale im Hamburger Süden (200 MW<sub>th</sub> / 450 MWh<sub>th</sub>) verschlechtert die Ergebnisse gegenüber einer maximalen Wärmeauskopplung von (450 MW<sub>th</sub> / 1 TWh<sub>th</sub>). Die jährlich einsparbare globale CO<sub>2</sub>-Menge beträgt rd. 100.000 t/a weniger und die Wärmegestehungskosten frei Kraftwerk für die um ca. 55% zurückgegangene Wärmemenge verdoppeln sich. Die CO<sub>2</sub>-freie Wärme und Strommenge könnte mangels Rückbaunotwendigkeit und überschaubarem Nachrüstungsaufwand vorbehaltlich einer unanfechtbaren BImSch-Genehmigung frühestens ab 2025 zur Verfügung stehen.
7. Der größte Teil der Arbeitsplätze am Standort könnte mit Umsetzung dieser Konversionsvariante erhalten werden.

### 6.5.2 ERGEBNISSE BETRACHTETER SZENARIEN UND SENSITIVITÄTEN

Die grundsätzliche Umsetzbarkeit dieser im Detail betrachteten Konversionsvarianten ist gegeben und die Wärmegestehungskosten frei Kraftwerk und der Dekarbonisierungsbeitrag für den Hamburger Klimaschutzplan lassen sich für diverse Szenarien und Sensitivitäten in Bandbreiten darstellen.

Besonders sensibel reagieren die Ergebnisse beider KWK-Konversionsvarianten auf Annahmen zu Brennstoff- und Strompreisentwicklungen, während hingegen erforderliche Investitionen (Capex) und sonstige Betriebskosten (sonstiger Opex) nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Weitere Berechnungen von Szenarien und Sensitivitäten für beide Konversionsvarianten machen jedoch erst dann Sinn, wenn auf Basis der positiven Ergebnisse der Detailbetrachtung dieser MBU zum einen die grundsätzliche Umsetzbarkeit von Biomasse-Importen am Standort Moorburg zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele für Hamburg geprüft und zum anderen die Verfügbarkeit bezahlbarer grüner Wasserstoffmengen für eine GuD-Anlage am Standort Moorburg geklärt wurden.

## 7 GESAMTBEWERTUNG

Im Rahmen dieser MBU konnte aufgezeigt werden, dass ein großes Dekarbonisierungspotenzial am Industrie- und Hafenstandort Hamburg mittelfristig erschlossen werden kann, wenn am ehemaligen Kohle-Kraftwerksstandort Moorburg vorhandene Infrastruktur für eine klimaschonende Energieerzeugung umfassend weitergenutzt wird.

Der im Rahmen der MBU betrachtete skalierbare Elektrolyseur mit einer Bedarfsleistung von 100 MW<sub>el</sub> auf dem Kraftwerksstandort Moorburg soll unter Nutzung vorhandener Kraftwerksinfrastruktur als Kristallisationszelle den Aufbau einer H<sub>2</sub>-Wertschöpfungskette in Hamburg unterstützen.

Der von Gasnetz Hamburg betriebene Aufbau eines „Wasserstoff-Starternetzes“ (HH-WIN), über das grüner Wasserstoff von mehreren Produktions- und Einspeisepunkten (i.W. Import-Terminals, H<sub>2</sub>-Pipelines, verbrauchsnahe Elektrolyseure) an industrielle Abnehmer verteilt wird, soll die bisher verbrauchte Erdgasmenge der Top 15 Industriebetriebe (ca. 6,3 TWh/a) substituieren und damit Hamburgs CO<sub>2</sub>-Ausstoß um ca. 1,3 Mio. t<sub>CO2</sub> reduzieren.

Der empfohlene 100 MW<sub>el</sub>-PEM-Elektrolyseur würde jährlich 445 GWh grünen Wasserstoff in die neu zu schaffende Transportinfrastruktur von HH-WIN einspeisen und so bei den Abnehmern durch Verdrängung von Erdgas mindestens 92.600 t CO<sub>2</sub> einsparen. Beim stofflichen Einsatz in der Industrie oder Verwendung im Mobilitätssektor können deutlich höhere CO<sub>2</sub>-Einsparungen erreicht werden. Mit betriebswirtschaftlichem Blick auf die Preisentwicklung in den Referenzmärkten eignet sich unter den aktuellen Rahmenbedingungen der Verkehrssektor (Schwerlast und ÖPNV) für einen Einsatz von grünem Wasserstoff ab 2025. Da die Liefer- und Installationszeit eines 100 MW<sub>el</sub>-Elektrolyseurs ca. 3 Jahre beträgt, müsste dieser bis Mitte 2022 bestellt werden. Demzufolge müsste die Bestellung der Planungsleistung, eine Fördermittelantragstellung sowie die Beantragung der Genehmigung noch im Jahr 2021 erfolgen.

Wird die erzeugte Wasserstoffmenge des 100 MW<sub>el</sub>-Elektrolyseurs mit dem prognostizierten Gesamtbedarf (12 TWh/a) ins Verhältnis gesetzt, zeichnet sich ein Beitrag zur Deckung des Hamburger Wasserstoffbedarfes eines 100 MW<sub>el</sub>-Elektrolyseurs von ca. 4% im Jahr 2050 ab. Der wesentliche Bedarfsanteil von 96 % ist über H<sub>2</sub>-Importe oder weitere Elektrolyseurleistung abzudecken.

Limitiert durch das absehbar begrenzte Angebot von preiswertem grünem Strom (< 50 €/MWh), ist am Standort Moorburg eine Elektrolyseurleistung von bis zu 500 MW<sub>el</sub> ab 2025 vorstellbar.



Die Analyse der Wärmebedarfspotenziale im weiteren Umfeld des Standortes hat ergeben, dass es ein erschließbares Potenzial von bis zu 200 MW<sub>th</sub> im Bezirk Hamburg-Harburg gibt. Da eine übergeordnete Fernwärmeinfrastruktur fehlt, sind, um dieses Potential zu erschließen, im ersten Schritt ein Masterplan zu erstellen und entsprechende Fördermöglichkeiten zu eruieren.

Eine weitere Option ist die Einspeisung der regenerativen Wärme aus Moorburg in das Hamburger Fernwärmenetz, indem eine Fernwärmetransportleitung von Moorburg nach Tiefstack verlegt wird. Damit könnte zumindest die kohlebasierte Wärmeerzeugung in Tiefstack eingestellt werden. Diese Trasse könnte auch die Basis für den Aufbau einer Fernwärmeinfrastruktur im Bezirk Harburg sein.

Für den Standort Moorburg ist eine Speicherung in Hoch-Temperatur-Speichern nicht zu empfehlen, da diese Form der Speicherung sich weder für eine saisonale Betriebsweise (zu geringe Zyklenzahl) noch zur Speicherung großer Strommengen eignet (schlechter Nutzungsgrad der Rückverstromung). Damit fällt auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen für das Stromnetz aus. Darüber hinaus kann ein mit Strom betriebener HT-Speicher keine wirtschaftlichen Synergien mit dem am Standort zu errichtenden Elektrolyseur erschließen.

Grundsätzlich steht preisgünstiger regenerativer Strom zur Speicherung nicht in ausreichender Menge zur Verfügung. Sollte dieser durch einen weiteren Ausbau der Windkraft und von Photovoltaikanlagen entstehen, sollte bevorzugt der Elektrolyseur erweitert werden, da hier keine zusätzlichen Verluste wie beim Speicher entstehen.

Im Rahmen der MBU wurden die folgenden Konversionsvarianten betrachtet:

- Neu zu errichtende H<sub>2</sub>-fähige GuD-Anlage
- Neu zu errichtende große Brennstoffzellenanlage
- Neu zu errichtende Biomassepyrolyseanlage
- Umbau der Bestandsanlage auf Biomasseeinsatz

Der Einsatz von grünem Wasserstoff in einer H<sub>2</sub>-fähigen GuD-Anlage zur CO<sub>2</sub>-freien konventionellen Strom- und Wärmeerzeugung am Standort Moorburg bietet sich erst an, wenn der höherwertige Bedarf im Industrie- und Mobilitätssektor vollständig gedeckt ist. Davor würde die GuD-Anlage als konventionelle Erdgas-GuD-Anlage ohne eine CO<sub>2</sub>-Einsparung betrieben werden, was am Standort Moorburg keine Vorteile gegenüber Standorten mit sich bringt, die bereits an ein Fernwärmenetz angeschlossen sind.

Die Installation einer großen Brennstoffzellenanlage am Standort Hamburg Moorburg wird nicht vertieft betrachtet, da Brennstoffzellen je nach Typ, bei ca. 10% höheren elektrischen Wirkungsgraden die doppelten bis vierfachen spezifischen Investitionskosten und aufgrund der geringeren Langlebigkeit der Stacks auch höhere Betriebskosten haben als eine vergleichbare GuD-Anlage.

Die Herstellung von pyrolytisch erzeugtem Biowasserstoff wird für den Standort Moorburg aufgrund der nicht zur Verfügung stehenden kommerziell einsetzbaren Großtechnologie und der fehlenden Standortsynergien nicht empfohlen.

Von den untersuchten Konversionsvarianten bietet sich neben einer CO<sub>2</sub>-freien GuD-Anlage noch die Umstellung von einem der beiden stillgelegten Kohleblöcke auf den CO<sub>2</sub>-neutralen Energieträger Holzpellets an. Diese ebenfalls grundlastfähige, aber nur CO<sub>2</sub>-neutrale Wärme- und Stromerzeugungsanlage würde dem Hamburger Stadtgebiet jährlich maximal 450 MW<sub>th</sub> bzw. ca. 1 TWh Wärme, die unmittelbar auf den Hamburger Klimaplan wirken, und ca. 3,5 TWh Grünstrom zur Verfügung stellen. Ca. 175.000 t CO<sub>2</sub> würden über die Dekarbonisierung der Fernwärme zum Hamburger Klimaschutzplan beitragen.

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist bei der Biomasse-Variante vorteilhaft, dass sie die vorhandene, erst sechs Jahre alte Infrastruktur am umfangreichsten nutzt und damit ressourcenverzehrende Rückbaumaßnahmen vermeidet. Weiterhin würde eine sehr gut regelbare grundlastfähige grüne Strom- und Wärmeerzeugung am Standort Moorburg entstehen, die einen oder mehrere Elektrolyseure am Standort direkt mit preisgünstigem Grünstrom beliefern kann. Aufgrund der vorhandenen Blockgröße ist bei der Biomasse-Variante (760 MW<sub>el</sub> und 450 MW<sub>th</sub>) die Voraussetzung für einen ökologischen und wirtschaftlichen Betrieb, dass eine jährliche Wärmeabnahme größer 1 TWh<sub>th</sub> sichergestellt ist, damit die Blockanlage möglichst oft im KWK-Modus betrieben werden kann. Nur eine konventionelle Stromerzeugung ohne nennenswerte Wärmeauskopplung ist bei der durch den Bestand vorgegebenen Blockgröße nicht sinnvoll und trägt auch nicht zum Erreichen des Hamburger Klimaschutzplan bei. Kleinere Wärmeleistungen von bis zu 200 MW<sub>th</sub> sollten weiterhin bedarfsnah errichtet werden, um Verteilungsverluste zu minimieren.

Zur Umsetzung einer Biomassekonversionsvariante sind im Vorfeld weniger technische und energiewirtschaftliche, sondern vielmehr politische Fragestellungen, insbesondere zum Beispiel die gesellschaftliche Akzeptanz erheblicher internationaler Biomasseimporte bzw. die erforderliche Fernwärmeleitung zum Standort Tiefstack, zu lösen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass auf internationalen Handelsmärkten verbindliche Nachhaltigkeitsstandards fehlen, die zwischen den Handelspartnern bilateral festgelegt werden sollen. Sollte beispielsweise beim Biomassebezug der Fokus

ausschließlich auf Restholzlieferungen gelegt werden, ist neben dem negativen Preiseffekt vor allem kritisch anzumerken, dass sich die erforderlichen Mengenströme gegenwärtig und zukünftig keineswegs verlässlich darstellen lassen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass - die Akzeptanz von internationaler Biomasse im großen Maßstab in Hamburg zur energetischen Nutzung vorausgesetzt - der Standort Moorburg aufgrund seiner See-Anbindung mit Schiffen der Panamax-Klasse, der vorhandenen Infrastruktur und seines Umfeldes hervorragende Voraussetzungen für den Aufbau eines Green Energy Hubs für grünen Wasserstoff, grüne Wärme und grünen Strom bietet.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die auf die Investitionskosten bezogenen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten im Betrachtungszeitraum bis 2050:

**Tabelle 7.1: Spezifische CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten**

Erzeugungsvariante	Betrachtungszeitraum	spez. CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten in €/t <sub>CO2</sub> im Betrachtungszeitraum bis 2050
Elektrolyseur	2025 - 2050	ca. 30 – 40 €/t
H <sub>2</sub> -fähige GuD	2040 - 2050	ca. 100 €/t
Biomasseumbau Block A	2025 - 2050	ca. 20 - 30 €/t

Quelle: Eigene Berechnungen

Bei der Betrachtung aller detailliert untersuchten Varianten zeigt sich, dass die Biomassevariante mit 20 - 30 €/t<sub>CO2</sub> geringere CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten als der Elektrolyseur mit 30 – 40 €/t<sub>CO2</sub> aufweist. Die wasserstofffähige GuD-Anlage kann aufgrund des Umstandes, dass grüner Wasserstoff voraussichtlich aufgrund der fehlenden Marktpreisparität erst ab 2040 zum Einsatz kommt, nur für 10 Jahre im Betrachtungszeitraum bis 2050 zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung beitragen, was zu den relativ hohen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von ca. 100 €/t<sub>CO2</sub> in Bezug auf den Hamburger Klimaschutzplan führt.

## QUELLENVERZEICHNIS

- [1] Stadt Hamburg, 2019, Erste Fortschreibung Hamburger Klimaplan, <https://www.hamburg.de/contentblob/13287332/bc25a62e559c42bfaae795775ef1ab4e/data/d-erste-fortschreibung-hamburger-klimaplan.pdf>, letzter Zugriff 16.05.2021.
- [2] IPP ESN Power Engineering GmbH, 2019, im Auftrag der EE.SH Netzwerkagentur Erneuerbare Energien, Potenzialstudie Wasserwirtschaft.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020, Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger.
- [4] Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume, 2021, Bericht zum Engpassmanagement in Schleswig-Holstein [https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/Themen/Energie/Energiewende/Strom/pdf/berichtEngpassmanagement.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/Themen/Energie/Energiewende/Strom/pdf/berichtEngpassmanagement.pdf?__blob=publicationFile&v=3) letzter Zugriff 02.08.2021.
- [5] Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), 2021, Installierte Windenergieleistung in Deutschland, <https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/deutschland/>, letzter Zugriff 23.03.2021.
- [6] Vattenfall Heizkraftwerk Moorburg GmbH (Vattenfall), 2021, Das Heizkraftwerk in der lokalen Politik, <https://kraftwerk-moorburg.hamburg/moorburg-in-stadt-bezirk/energiepolitik/>, letzter Zugriff 21.06.2021.
- [7] EnergyNest AS (EnergyNest), 2021, Thermal Battery Technology, <https://energy-nest.com/technology/>, letzter Zugriff 22.05.2021.
- [8] Lumenion GmbH (Lumenion), 2021, Funktionsprinzip Lumenion-Hochtemperaturspeicher, <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/oekostrom/energiespeicher/hochtemperatur-waermespeicher>, letzter Zugriff 20.06.2021.

- [9] Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. (Siemens Gamesa), 2021, Energy storage on the rise, <https://www.siemensgamesa.com/en-int/explore/innovations/energy-storage-on-the-rise>, letzter Zugriff 22.05.2021.
  
- [10] NOW GmbH (NOW), 2018, im Auftrag des BMVI, Studie IndWEDe – Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie\\_v04.1.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie_v04.1.pdf), letzter Zugriff, 20.06.2021.
  
- [11] Argus Biomass Markets 30.06.2021
  
- [12] Sustainable Agribusiness Forum (SAF), 2021, Bioenergy Europe Statistical Report 2019, <https://saf.org.ua/en/library/877/>, letzter Zugriff 21.06.2021.
  
- [13] Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (NM), 2021, Biomassenutzung, [https://www.umwelt.niedersachsen.de/startseite/themen/energie/erneuerbare\\_energien/bioenergie/biomassenutzung/biomassenutzung-121352.html](https://www.umwelt.niedersachsen.de/startseite/themen/energie/erneuerbare_energien/bioenergie/biomassenutzung/biomassenutzung-121352.html), letzter Zugriff 22.06.2021.

## ANHANG

### Anhang 1: Prämissen

Quelle: Tilia/Auftraggeber

Strombezug	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ HH CO<sub>2</sub>-neutral bis 2050 gemäß den Rahmenbedingungen des vorliegenden Klimaplane</li> <li>▪ Fertigstellung der 3380 KV Nord-Süd-Trassen in SH und weiterer Netzausbau südl. HH bis spätestens 2025 → Beseitigung Engpässe → Reduzierung Abschaltungen</li> <li>▪ Ausbauszenario Wind moderat</li> <li>▪ Ausbauszenario PV überdurchschnittlich, aber Gesamtdimension nicht bedeutsam</li> <li>▪ Die Regulierung befreit Wind- und Sonnenstrom zum Einsatz in Elektrolyseure von allen übergeordneten Kosten (Netze, EEG, KWK, Steuern, ...) ab 2026 - 2030 (post IPCEI)</li> <li>▪ Der Gesamtertrag Wind in Deutschland sind derzeit 123 TWh. Ungeachtet der Grünstrompreise könnte damit eine Elektrolyseurleistung von ca. 5 GW befahren werden</li> </ul>
Stromerzeugung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ In einem Biomasseheizkraftwerk erzeugter Strom und Wärme ist grün im Sinne der CO<sub>2</sub>-Neutralität</li> <li>▪ Strom aus einem Biomassekraftwerk oder aus einem durch ein BMHKW beladenen Heißspeicher ist nicht für die Produktion von grünem Wasserstoff geeignet</li> <li>▪ In einer Brennstoffzelle/GuD-Anlage erzeugter Strom und Wärme ist grün, sofern der eingesetzte Energieträger ausschließlich aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Andernfalls ist er "nur" CO<sub>2</sub>-reduziert</li> </ul>
Wärme	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ablösung Hausbrand durch FW aus Moorburg in Neuwiedenthal, Kirchdorf und Harburg, Anbindung und weiterer Ausbau Wilhelmsburg;</li> <li>▪ Wärme Hamburg macht eigene CO<sub>2</sub>-neutrale Erzeugungskonzepte für das bestehende Versorgungsgebiet</li> <li>▪ Die Planungen zum Energiepark Hafen sind zu berücksichtigen</li> <li>▪ Einzig sinnvoll versorgbarer Abnehmer für Prozessdampf ist Holborn; Ersatz des Steamreforming bis 2035, Einstellung Raffineriebetrieb ab 2040</li> <li>▪ zur Erreichung der Klimaschutzziele wird der bisherige Erdgasbedarf (inkl. Hausbrand) größtenteils durch Wasserstoff ersetzt werden</li> </ul>

Infrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Konversionsvarianten auf der Kraftwerksfläche haben Vorrang vor Neubauvarianten auf unbebauten Grundstücken</li> <li>▪ Die weitestgehende wirtschaftliche Nutzung bestehender Infrastruktur hat Vorrang vor Neubebauung</li> <li>▪ Das prognostizierte Bevölkerungswachstum wird nicht weiter berücksichtigt (Annahme: wenn die komplette Infrastruktur 2050 CO<sub>2</sub>-neutral aufgestellt ist, hat Bevölkerungswachstum keine spürbaren Auswirkungen)</li> </ul>
Biomasse/Reststoffe	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Biomasse-Import ist OK; Reststoffe nicht</li> <li>▪ Biomasseimport am sinnvollsten in Form von Pellets --&gt; dafür gibt es ein ausreichendes Angebot (aber, bilaterale Kontrakte --&gt; aktive Bewirtschaftung erforderlich) / Anlieferung Panamax-Klasse</li> </ul>



Verfügbarkeit grüner Strom	Mengen						Preise (€/t; €/MWh)						Kommentar
	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Abschaltung (GWh)	1.500	1.750	2.000	2.500	3.000	3.500	125	30	30	30	30	30	Gesamt Norddeutschland ca. 3 TWh - davon die Hälfte für HH verfügbar. Bis 2038 nur moderater Zuwachs der Abschaltmengen (Zubau Wind vs. Abschaltung Kohle). Danach erweiterter Ausbau Wind. Dieses Potential steht einem 100 MW-Elektrolyseur 750 Vlbh/a zur Verfügung (Studie SH/eigene Berechnung) Bis 2025 keine wesentliche gesetzliche Entlastung; danach nur noch Erzeugerpreise + Netz
Verfügbar für 100 MW-Elektrolyseur	75	88	100	125	150	175							

	Mengen						Preise (€/t; €/MWh)						Kommentar
	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Entfall EEG (GWh)	981	1.500	2.000	2.000	1.500	1.500	135	40	40	40	40	40	Mengen im Wesentlichen Schleswig Holstein und Offshore - davon die Hälfte für HH verfügbar; Gleiches Szenario wie Abschaltung, aber erhöhte Erzeugerpreise wg. Anlagenalter. Weiterbetrieb der Anlagen nur ca. für 5 Jahre im Schnitt (inkl. Stilllegungen) möglich.
Verfügbar für Elektrolyseur	336	514	685	685	514	514							
Einspeiseanlagen (GWh)	7.000	8.000	9.000	10.000	11.000	12.000	130	130	130	130	130	130	
Verfügbar für Elektrolyseur	115	176	235	235	176	176							Noch ohne offshore, 3 TWh - davon die Hälfte für HH verfügbar
Wirtschaftlich verfügbar für Elektrolyseur	0	0	0	0	0	0							

Biomasse Bedarf	Mengen						Preise (€/t; €/MWh)						Kommentar
	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Energie- erzeugung (kt)	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500							Annahme: 1 Block des Kohlekraftwerkes wird auf Biomasse umgestellt,
Stoffliche Verwertung (kt)	100	100	200	300	400	500							Annahme: es wird eine Bioraffinerie u.a. zur Herstellung von H2 und Treibstoffen errichtet und ab 2030 sukzessive erweitert
regional (kt)	100	100	100	100	100	100	60	80	100	120	140	160	
Namibia (kt)	50	100	200	400	700	1.000	100	120	140	160	180	200	Entwicklung der Infrastruktur erforderlich, vor allem Kollektorinfrastruktur/Eisenbahn Preise im internationalen Vergleich
Südamerika (kt)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	100	120	140	160	180	200	ausreichendes Angebot
Nord- amerika(kt)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	100	120	140	160	180	200	
Baltikum/ Russland (kt)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	100	120	140	160	180	200	

Wärmebedarfe	Mengen						Preise (€/t; €/MWh)						Kommentar
	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Wärme Hamburg (MW)							90	100	110	120	130	140	Referenzmarkt Erdgas für Heizzwecke, über Jahresnutzungsgrade und Ho/Hu abgeleitete Wärmepreise
Wärme Hamburg (GWh)	0	0	0	0	0	0	90	100	110	120	130	140	Referenzmarkt Erdgas für Heizzwecke, über Jahresnutzungsgrade und Ho/Hu abgeleitete Wärmepreise
Gebäudeheizung Hamburg Süd (MW)	0	10	20	40	60	80	90	100	110	120	130	140	Referenzmarkt Erdgas für Heizzwecke, über Jahresnutzungsgrade und Ho/Hu abgeleitete Wärmepreise
Gebäudeheizung Hamburg Süd (GWh)	0	20	40	80	120	160	90	100	110	120	130	140	Referenzmarkt Erdgas für Heizzwecke, über Jahresnutzungsgrade und Ho/Hu abgeleitete Wärmepreise
Prozesswärme (MW)	30	30	20	0	0	0	45	50	55	60	65	70	Referenzmarkt Erdgas für Industrie, über Ho/Hu abgeleitete Preise
Prozesswärme (GWh)	210	210	140	0	0	0	45	50	55	60	65	70	Referenzmarkt Erdgas für Industrie, über Ho/Hu abgeleitete Preise

Wasserstoffbedarf		Mengen						Preise (€/t; €/MWh)						Kommentar
		2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
	PKW/LKW Tankstellen (GWh)													Referenzmarkt Diesel
	Schifffahrt (GWh)													Referenzmarkt Diesel
	Luftfahrt (GWh)													Referenzmarkt Kerosin
<b>(abgeleitet aus Erdgasbedarf)</b>	Industrie stoffl./Prozesswärme (GWh)	2.800	3.200	6.400	6.400	6.400	6.400							Referenzmarkt grauer Wasserstoff; 3,6 TWh durch Abgänge oder Effizienz substituiert
<b>20 TWh/a - FW-Entwicklung</b>	Energie (Wärme/ Strom auch dezentral) (GWh)					2.000	6.600							Referenzmarkt Erdgas; Umstellung der Erdgasnetze auf Wasserstoff; dezentrale Brennstoffzellen; 2,4 TWh durch Fernwärme substituierbar (400 MW*6000 Vlbh), 1 TWh durch Strom, Biomasse, etc.
<b>Wasserstofferzeugung lokal</b>														
	Elektrolyseure (GWh)	120	600	1.200	1.800	2.400	3.000							
	Pyrolyse (GWh)	100	100	100	100	100	100							

Wasserstoffimport		Mengen					Preise (€/t; €/MWh)							Kommentar
		2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
	Schiff/ Terminal Moorburg NH3 (GWh)							170	150	140	130	120	110	strategische Annahmen der Stadt HH
	Schiff/ Terminal Moorburg LOHC (GWh)							170	150	140	130	120	110	strategische Annahmen der Stadt HH
	Pipeline Rotterdam (GWh)							170	150	140	130	120	110	strategische Annahmen der Stadt HH
Preisentwicklung Erdgas Heizgas	(Referenz-markt Energie/ Heizgas)							69	77	85	92	100	108	Anstieg der CO2-Bepreisung von 55 €/t in 2025 auf 250 €/t im Jahr 2050
Preisentwicklung Erdgas Industrie	(Referenz-markt Energie/ Industrie)							41	45	50	55	59	64	
Preisentwicklung Diesel	(Referenz-markt PKW/LKW-Verkehr)							135	150	165	180	195	210	
Preisentwicklung Kerosin	(Referenz-markt Luftverkehr)							51	66	81	96	111	126	
Preisentwicklung H2 Grau	(Referenzmarkt Industrie stofflich)							82	91	100	109	118	127	

**Anhang 2: European wood pellets specifications**

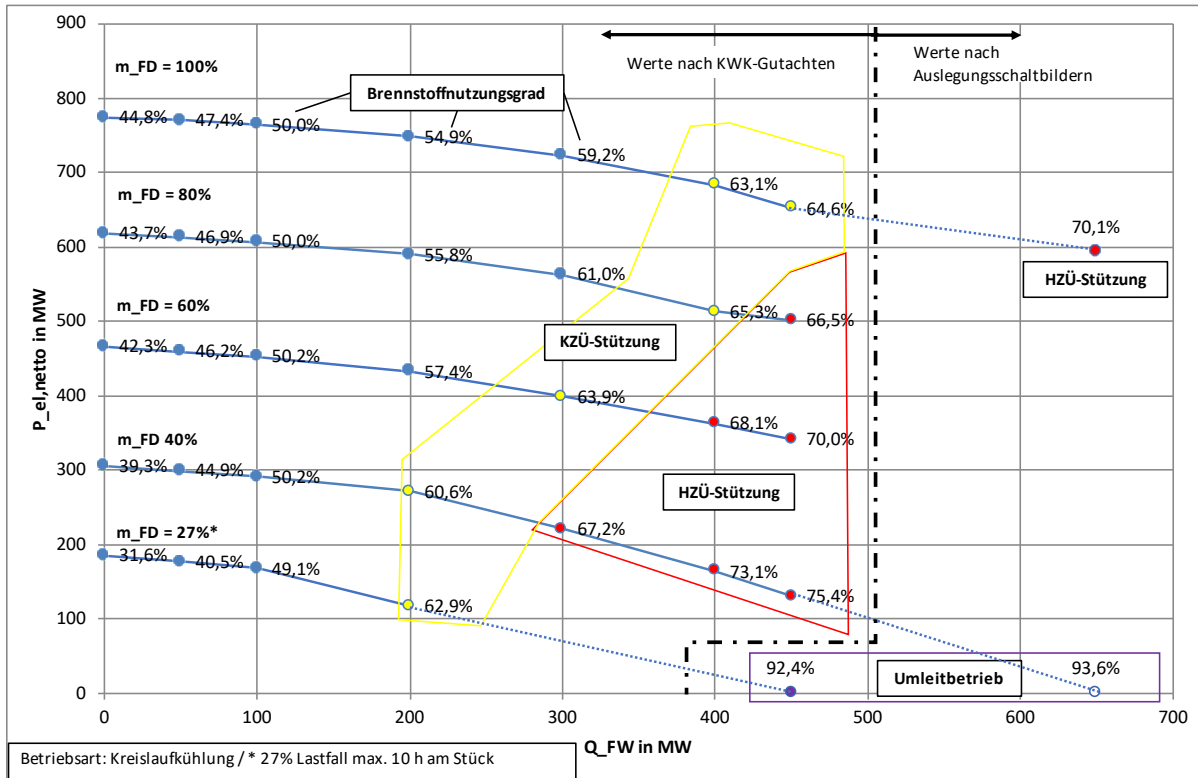
Quelle: Argus media, [11]

Parameters and rejection limits	Units	I2 industrial	
Physical parameters		limit	tolerance
Diameter	mm	6 to 10	within range
Length ≤50 mm	weight%	99.9%	within range
Length ≤40 mm	weight%	99%	within range
Water content	weight% ar	≤ 10 %	0.5% absolute
Bulk (apparent) density	kg/m³	≥ 600	2% of limit
Maximum bulk temperature	°C	≤ 60	1°C
Net calorific value at constant pressure	GJ/tonne ar	≥ 16.5	0
Ash content	weight% DM	≤ 1.5%	10% of limit
Elementary composition			
Chlorine (Cl)	weight% DM	≤ 0.05 %	0.01% absolute
Nitrogen (N)	weight% DM	≤ 0.3 %	10% of limit
Sulphur (S)	weight% DM	≤ 0.2 %	20% of limit
Trace elements			
Arsenic (As)	mg/kg DM	≤ 2	0.064 absolute
Cadmium (Cd)	mg/kg DM	≤ 1	0.06 absolute
Chromium (Cr)	mg/kg DM	≤ 15	0.032 absolute
Copper (Cu)	mg/kg DM	≤ 20	0.043 absolute
Lead (Pb)	mg/kg DM	≤ 20	0.033 absolute
Mercury (Hg)	mg/kg DM	0,1	0.0046 absolute
Zinc (Zn)	mg/kg DM	≤ 200	5.43 absolute
Fines ≤ 3.15 mm (round hole sieves)	weight% ar	≤ 5 %	1% absolute
Durability	weight% ar	97.0-99%	0.5% absolute
<b>Particle size distribution (square hole sieves)</b>			
% < 3.15 mm	weight %	>98%	1% absolute
% < 2.0 mm	weight %	>90%	2% absolute
% < 1.0 mm	weight %	>50%	5% absolute



### Anhang 3: P/Q-Diagramm Block A HKW Moorburg

Quelle: Heizkraftwerk Moorburg



#### Anhang 4: Übersicht Hersteller Brennstoffzellen

Quelle: Eigene Darstellung

					Europäische Anbieter			
		DOOSAN Fuel Cell	Bloom Energy	FuelCell Energy	POSCO	SOLID Power	Bosch	Elcogen
	Ort	USA	USA	Kanada	Südkorea	Italien	Deutschland	Estland
	Referenzen							
	BZ Technologie	PAFC; möchte jedoch auch Weltmarktführer in PEM und SOFC werden	SOFC	MCFC	MCFC	SOFC	SOFC	SOFC
	Produktions- kennzahlen	Verkaufte 2019 alle 318 BZ Stacks (140 MW), kommt schweine mit der Produktion nach; Verkaufsziel in 2023: 300 MW	132 MW in 2020				10KW in 5 Produktionswerken	Plant auf 2 MW / Jahr zu erhöhen
	Weitere Infos	Übernahm UTC und deren Forschung in PAFC, Iksan (Korea) und Windsor (USA)	Bezeichneten 2020 als "best year yet"	Fuelcellenergy.com hat keine Verbindung zum Webserver (12.05.2021)			Erhöht Anstrengungen massiv	
Produkt	Name	PureCell Model 400	Hydrogen Energy Server	Sure Secure 4000	2,5 MW Fuel Cell power System	BlueGen BG-15		E 3000
	Leistung (Output elekt.)	440 kW	300 kW	4 MW	2,5 MW	1,5 kW		3 kW
	Größe	8,3 x 2,5 x 3,0 m	5,4 x 2,6 x 2,1 m		22 x 12 x 7 m	1,2 x 0,55, 0,8 m		0,19 x 0,23 x 0,28 m
	Datenblatt		Link		link	Link		Link
Referenzprojekt	Name	Daejeon Hydrogen Fuel Cell Power Plant	Hwasung Power Plant	Source 4000 für die US Navy	Gyeonggi Green Energy facility	<a href="#">Kleinere Projekte bis 10 kW</a>		Conlinvon
	Technologie	PAFC	SOFC	MCFC	MCFC	SOFC (Viele Forschungsprojekte)		SOFC
	Leistung	50 MW	19,8 MW	7,4 MW	59 MW	KWK Expertise		50 kW
	Ort	Seosan, Südkorea	Hwasung, Südkorea	Groton, USA	Hwasung City, Südkorea	Hauptsächl. Europa		Finnland
	Status	Fertiggestellt Juli 2020	Fertiggestellt	Fertiggestellt 2020	Fertiggestellt 2014			Fertiggestellt
	Betriebsdauer	20 Jahre (geplant)						
	Weitere Infos	<a href="https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1464285920303448">https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1464285920303448</a>	Zweites Projekt in Hwasung mit SK E&C bereits angekündigt	Außerdem Teile der BZ für Gyeonggi Green Energy Facility	BZ von POSCO und FuelCell Energy	<a href="https://www.solidpower.com/wir-entwickeln-die-energie-der-zukunft-solidpower/forschung-entwicklung-solidpower-projekte/">https://www.solidpower.com/wir-entwickeln-die-energie-der-zukunft-solidpower/forschung-entwicklung-solidpower-projekte/</a>		
	Quelle	<a href="https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1464285920303448">https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1464285920303448</a>	<a href="https://www.powermag.com/new-fuel-cell-power-plants-deployed-in-south-korea/">https://www.powermag.com/new-fuel-cell-power-plants-deployed-in-south-korea/</a>	<a href="https://www.ap2h2.pt/download.php?id=221">https://www.ap2h2.pt/download.php?id=221</a>	<a href="https://www.powermag.com/worlds-largest-fuel-cell-plant-opens-in-south-korea/">https://www.powermag.com/worlds-largest-fuel-cell-plant-opens-in-south-korea/</a>			
Kosten	212 Mio. \$							