

**Deadline: 13.09.2022**

**Dekarbonisierungsmöglichkeiten der energieintensiven Industrie**

**Wasserstoff als Brennstoff in der Spezialglasindustrie**



**Foto: © SCHOTT /Alexander Sell**

## **Vorspann**

Die Glasindustrie gehört zur energieintensiven Industrie, die vor allem Energie in Form von Prozesswärme durch Erdgas benötigt. Im Zuge der unsicheren Gasversorgungslage ist die konstante Energiezufuhr wichtiger denn je. Das Ausbleiben der Energiezufuhr würde zu irreversiblen Schäden am Ofen führen. Darüber hinaus muss dem Klimawandel entgegengewirkt werden. Die folgende modellbasierte Analyse diskutiert ökologische und techno-ökonomische Herausforderungen hin zu einer Spezialglasproduktion, die CO<sub>2</sub>-arme Prozesswärme verwendet.

## **0 Einleitung**

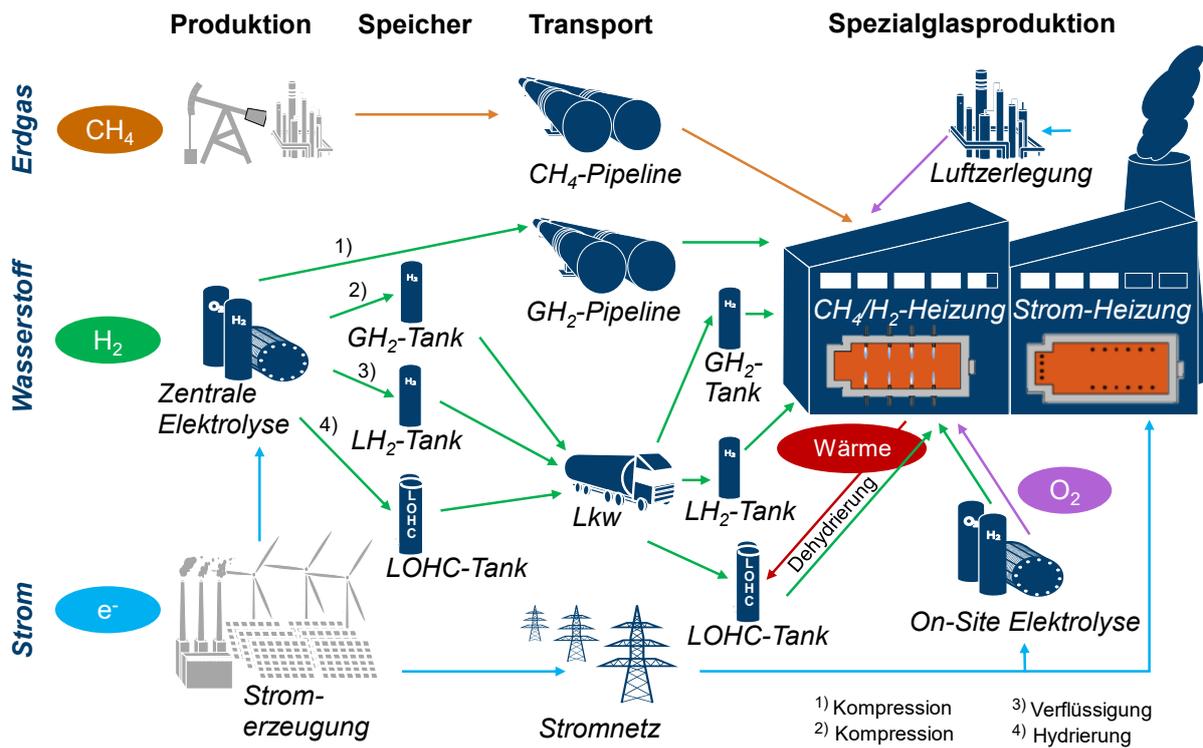
Die energieintensive Industrie in Deutschland wird derzeit mit zwei großen Problemen konfrontiert, die unsichere Gasversorgungslage und die damit einhergehende Preissteigerung für

Energieträger sowie die langfristige Dekarbonisierung zur Bekämpfung des Klimawandels. Als Teil der energieintensiven Industrie benötigt die Glasproduktion große Mengen an fossilen Energieträgern, hauptsächlich Erdgas. Um die langfristige Dekarbonisierung der Glasindustrie zu unterstützen, fördert das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) das Kopernikus P2X-Projekt. Im Rahmen dieses Projektes werden Prozesse für den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger für die Industrie entwickelt. Dabei wurden erste Tests im kleinen Maßstab in einer realen Anlage mit Wasserstoffbeheizung erfolgreich durchgeführt. Parallel wurden ökologische und techno-ökonomische Analysen durchgeführt [1], die hier näher erläutert werden sollen. Im Detail werden alternative Prozesswärmeoptionen für die Spezialglasproduktion analysiert. Dazu gehört eine vollelektrische und eine Wasserstoffbeheizung im Vergleich zur Erdgasbeheizung. Der Wasserstoff wird mit Hilfe der Polymer Elektrolyt Membran Wasserelektrolyse (im folgenden nur Elektrolyse oder PEMEL) hergestellt. Für die Analyse werden Projektionen basierend auf aktuellen Energiesystemmodellen herangezogen, um nicht nur 2020, sondern auch 2030 und 2050 zu betrachten.

## I Prozessbeschreibung

In **Abbildung 1** sind die untersuchten Prozesswärmeoptionen der Spezialglasproduktion dargestellt. Darüber hinaus sind der **Tabelle 1** grundlegende Annahmen der unterschiedlichen Optionen zu entnehmen.

Der fossile Referenzprozess verwendet Erdgas im Oxy-Fuel-Verfahren mit Sauerstoffanteilen > 93 Vol.-% zum Schmelzen der Rohstoffe. Der Sauerstoff wird durch eine kryogene Luftzerlegungsanlage unter Einsatz von Strom On-site produziert. Alternativ kann die Prozesswärme durch getauchte Elektroden in elektrischer Form in die Schmelze eingebracht werden.



**Abbildung 1** Untersuchte Formen der Prozesswärmebereitstellung für die Spezialglasproduktion. Grafik: Forschungszentrum Jülich

Wasserstoff ist technisch geeignet, Erdgas als Brennstoff zu ersetzen. Für den Anwendungsfall der Spezialglasproduktion wird eine Wasserstoffmenge von ca. 12 t<sub>H<sub>2</sub></sub>/d benötigt, um in drei Glasöfen mit einer Kapazität < 50 t<sub>Glas</sub>/d emissionsarm Prozesswärme zu erzeugen.

Der Wasserstoff wird per Elektrolyse hergestellt – entweder am Standort der Glasproduktion (On-Site-Elektrolyse) oder außerhalb des Standorts der Glasproduktion (Zentrale Elektrolyse) mit anschließendem Wasserstofftransport. Bei der On-Site-Elektrolyse kann neben dem produzierten Wasserstoff auch der als Ko-Produkt erzeugte Sauerstoff sinnvoll für die Oxy-Fuel-Verbrennung genutzt werden.

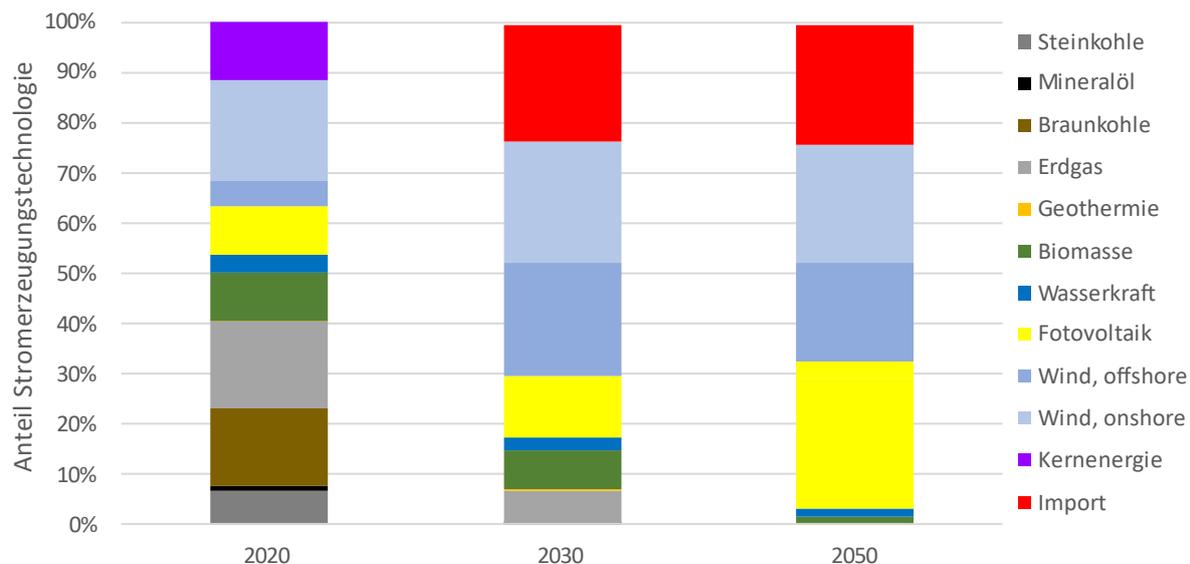
**Tabelle 1:** Annahmen zu unterschiedlichen Formen der Prozesswärmebereitstellung. Detaillierte Angaben sind dem Technischen Anhang der Kopernikus Roadmap 4.0 zu entnehmen [1].

	Energieträger [-]	Elektrolysekapazität [MW <sub>El</sub> ]	Distanz [km]
Erdgas (Fossile Referenz)	Erdgas	-	-
Elektrisch	Strom	-	-

On-Site PEMEL	Gasförmiger Wasserstoff (30 bar)	2020: 29,3 2030: 26,7 2050: 24,9	-
GH2-Pipeline (Zentrale PEMEL)	Gasförmiger Wasserstoff (bis 100 bar)	2020: 29,3 2030: 100 2050: 100	215
GH2-Lkw (Zentrale PEMEL)	Gasförmiger Wasserstoff (500 bar)		200
LH2-Lkw (Zentrale PEMEL)	Flüssiger Wasserstoff		
LOHC-Lkw (Zentrale PEMEL)	Chemisch gebundener Wasserstoff		

Der Wasserstofftransport wird per Pipeline (gasförmig bis zu 100 bar komprimiert – GH2-Pipeline ab 2030) oder mittels Lkw und Sattelzug (gasförmig bei 500 bar komprimiert – GH2-Lkw; flüssig gekühlt – LH2-Lkw oder chemisch gebunden an Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) – LOHC-Lkw) unterschieden. Abwärme aus den heißen Abgasen des Glasofens wird in einem Temperaturintervall zwischen 280 und 400 °C genutzt, um 35 % des erforderlichen Wärmebedarfs der Dehydrierung für die LOHC-Variante zu decken. Für den Pipelinetransport wird angenommen, dass Teile des deutschen Erdgasnetzes umgerüstet werden [2].

Eine herausragende Bedeutung für dieses System kommt dem zukünftigen Strommix zu. Dafür wird in dieser Analyse auf die Ergebnisse der Modellierung aus dem Kopernikus Projekt P2X zurückgegriffen [3]. Dieses Energiesystem erfüllt die Ziele der Bundesregierung und erzeugt den Strom bis 2045 klimaneutral. Die Entwicklung der Zusammensetzung des Strommix zeigt **Abbildung 2** für die drei Jahre.



**Abbildung 2** Anteile der Stromerzeugungstechnologien am Strommix der Jahre 2020, 2030 und 2050 [3]. Grafik: Forschungszentrum Jülich

## II Umweltwirkungen der Prozesswärmebereitstellung

Um die Umweltwirkungen die alternative Bereitstellung von Prozesswärme in der Spezialglasproduktion genauer zu analysieren, bietet sich die Ökobilanz nach den ISO Standards 14040 und 14044 an. Mit Hilfe dieser Methode kann ein Produkt oder eine Dienstleistung hinsichtlich ihres potenziellen Einflusses auf die Umwelt oder die menschliche Gesundheit bewertet werden. Dabei werden nicht nur direkte Emissionen berücksichtigt, sondern auch Emissionen, die über den kompletten Lebenszyklus anfallen. Weit verbreitet ist die Methode, um den Einfluss von Treibhausgasemissionen auf die Klimaänderung zu bewerten. Jedoch können auch diverse andere Wirkungen auf die Umwelt, die menschliche Gesundheit und Ressourcen ermittelt werden.

Für die Bewertung des Einsatzes in der Spezialglasproduktion wurden neun unterschiedliche Wirkungskategorien ausgewählt, siehe **Tabelle 2**. Diese werden nach der ReCiPe Methode berechnet [4].

**Tabelle 2: Übersicht der untersuchten Umweltkategorien [4]**

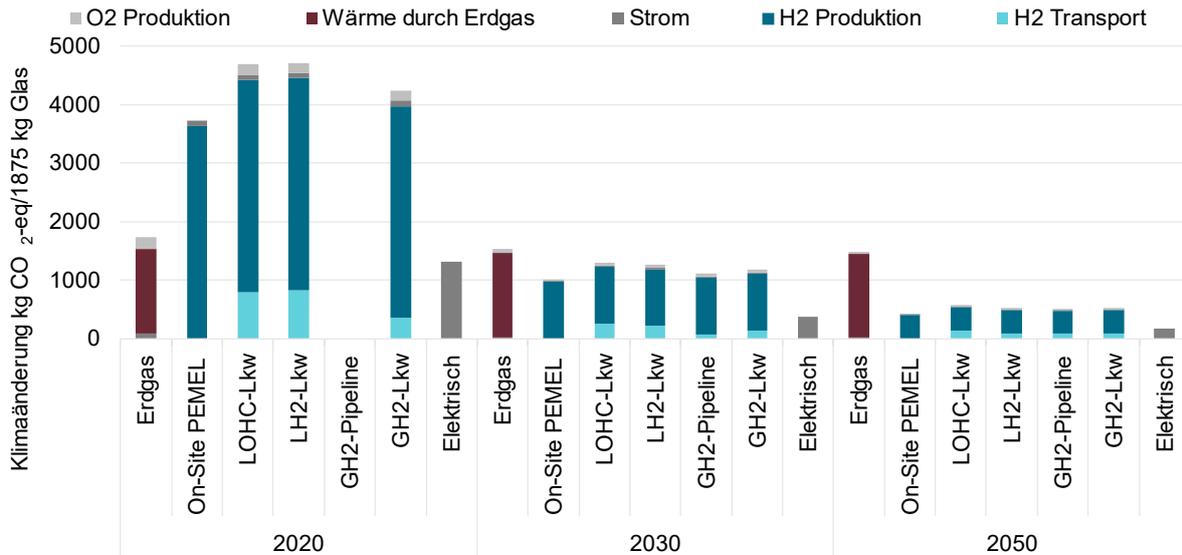
Wirkungskategorie	Referenzeinheit:
Klimawandel	kg CO <sub>2</sub> -eq
Feinstaub	kg PM <sub>2.5</sub> -eq
Stratosphärischer Ozonabbau	kg CFC-11-eq
Sommersmog	kg NO <sub>x</sub> -eq
Versauerung	kg SO <sub>2</sub> -eq

Wasserverbrauch	m <sup>3</sup>
Fossiler Ressourcenverbrauch	kg oil-eq
Landnutzung	annual crop-eq·a
Mineralischer Ressourcenverbrauch	kg Cu-eq

Der Vergleich der unterschiedlichen Wasserstoffoptionen mit der herkömmlichen und voll-elektrischen Wärmebereitstellung ist für die Umweltwirkung Klimawandel in **Abbildung 3** dargestellt. Dabei werden die Ergebnisse für die drei Jahre gezeigt. Die elektrische Beheizung würde bereits auf Basis des heutigen Strommix die niedrigsten Treibhausgasemissionen verursachen und eine frühe Umrüstung auf ein solches Beheizungssystem dient maßgeblich dem Klimaschutz. Ist eine vollelektrische Beheizung nicht realisierbar, wären wasserstoffbasierte Systeme bereits ab 2030 aus Klimagesichtspunkten eine sinnvolle Alternative. Derzeit würde eine Wasserstoffbeheizung mit nicht-grünem Wasserstoff noch zu deutlich höheren Treibhausgasemissionen führen als die konventionelle Erdgasbeheizung, weil der Strom für die Wasserstoffproduktion noch zu häufig mit fossilen Energieträgern erzeugt wird (**Abbildung 2**).

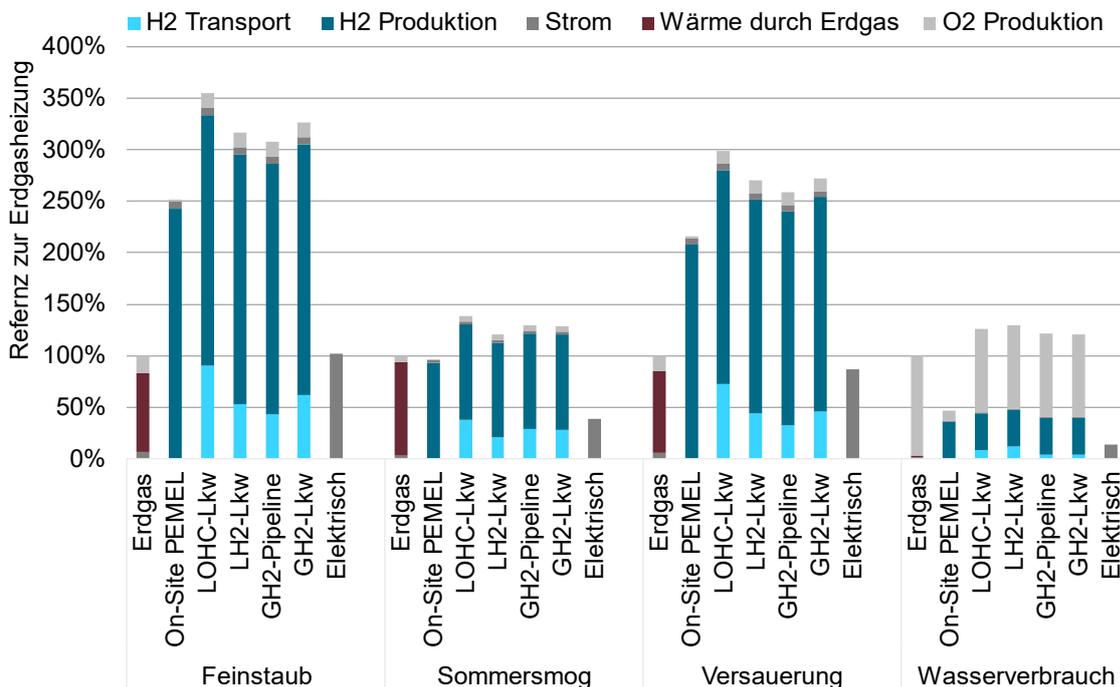
Von den wasserstoffbasierten Systemen emittiert die On-Site Wasserstoffproduktion die wenigsten Treibhausgase, weil nicht nur der Transport des Wasserstoffs entfällt, sondern auch der Sauerstoff, der als Nebenprodukt des Wasserstoffs in der Wasserelektrolyse produziert wird, verwendet wird.

Da auch zukünftig die Menge an Treibhausgasemissionen stärker von der Wasserstoffproduktion abhängt und weniger vom Wasserstofftransport, gibt es zwar Tendenzen bezüglich der besten Transportoption, aber insbesondere im Jahr 2050 nähern sich die unterschiedlichen Optionen immer mehr an. Ein Wasserstofftransport per Pipeline hat zukünftig die geringsten Treibhausgasemissionen, weil deutlich weniger Energie für Konditionierung zum Transport, d. h. Verdichtung, Verflüssigung oder Hydrierung/Dehydrierung, aufgewendet werden muss.



**Abbildung 3 Umweltwirkung der Prozesswärmeoptionen für die Spezialglasherstellung pro Stunde auf den Klimawandel. Grafik: Forschungszentrum Jülich**

Für eine detaillierte Diskussion aller betrachteten Umweltkategorien sei auf den IRES-Konferenzbeitrag 2022 von Wulf und Zapp [5] verwiesen. Eine kleine Übersicht gibt **Abbildung 4**.



**Abbildung 4 Ergebnisse ausgewählter Umweltkategorien für alternative Prozesswärmebereitstellung für die Spezialglasherstellung im prozentualen Vergleich zur Erdgasbeheizung. Grafik: Forschungszentrum Jülich**

Neben dem Beitrag zum Klimaschutz tritt auch eine Senkung des Verbrauchs fossiler Ressourcen durch die alternativen Wärmebereitstellungsoptionen ein. Die meisten anderen Umwelteffekte verschlechtern sich jedoch, wenn Erdgas durch Wasserstoff substituiert wird. Neben den in **Abbildung 4** dargestellten Umweltkategorien betrifft dies zusätzlich die Landnutzung

und den Min. Ressourcenverbrauch sowie in geringeren Maßen den Ozonabbau in der Stratosphäre. Bei einer Umstellung auf eine vollelektrische Beheizung ergeben sich nur für die Umweltkategorien Landnutzung und Min. Ressourcenverbrauch höhere Wirkungen. Diese weisen jedoch, wie bei allen anderen Umweltkategorien, deutlich niedrigere Werte als für wasserstoffbasierte Systeme auf. Der erhöhte Verbrauch an Metallen wird durch den Einsatz von Fotovoltaik getrieben. Im Jahr 2050 werden 30 % des Strombedarfs durch Fotovoltaik gedeckt, aber 43 % des Metallverbrauchs stammt aus dieser Technologie.

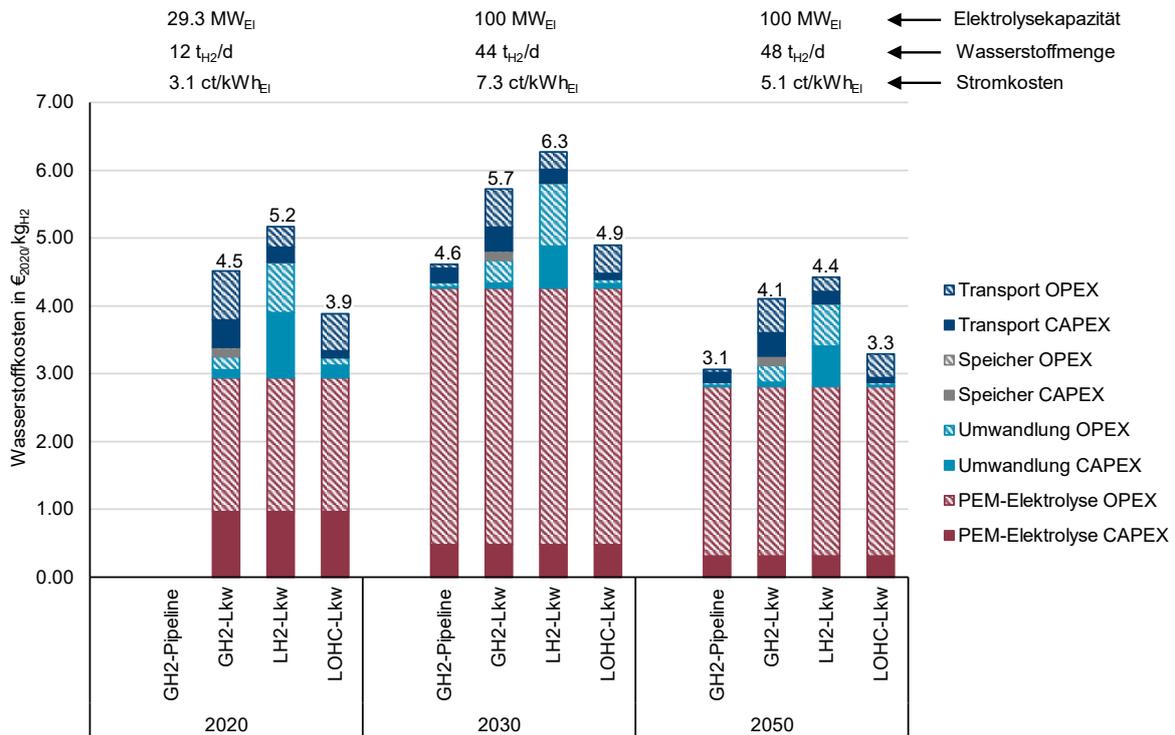
Eine Ausnahme stellt die Umweltkategorie Wasserverbrauch dar. Diese wird durch den Kühlwasserbedarf für die Sauerstoffproduktion der Oxy-Fuel-Verbrennung dominiert und nicht durch die Stromerzeugung. Da bei der On-Site-Elektrolyse nur wenig zusätzlicher Sauerstoff durch die Luftzerlegungsanlage produziert werden muss und für die vollelektrische Option gar keiner, schneiden diese beide Optionen deutlich besser ab als die Erdgasoption oder die übrigen wasserstoffbasierten Optionen, die alle zusätzlich Sauerstoff benötigen.

### III Techno-ökonomische Analyse

Die Grundlage der techno-ökonomischen Analyse ist die Simulation (bzw. Optimierung) der unterschiedlichen Prozessoptionen, wobei die entwickelten Modelle in Zusammenarbeit mit technischen Projektpartnern und/ oder auf Basis von Literaturquellen parametrisiert wurden. Das Ziel ist es, Wasserstoff- bzw. Gasproduktionskosten zu bestimmen, welche sich aus Abschreibungen für die Investitionsausgaben (CAPEX) und anfallenden Betriebskosten (OPEX) zusammensetzen. Ausgehend vom Basisjahr 2020 werden der aktuelle Stand technischer und kostenseitiger Kennzahlen ermittelt und unter technologiespezifischen Annahmen zum Markthochlauf Produktionskosten für die Jahre 2030 und 2050 berechnet.

**Abbildung 5** zeigt die Kosten der betrachteten Wasserstoffoptionen auf Basis der zentralen Elektrolyse für die Jahre 2020, 2030 und 2050. Die Elektrolyse ist der dominante Kostentreiber. Je nach Versorgungsoption liegt ihr Anteil an den Kosten zwischen 60 – 90 %. Mit einem Anteil von 60 - 85 % stellen die Stromkosten den signifikanten Teil der Elektrolysekosten. Durch Lern- und Skaleneffekte können CAPEX der Elektrolyse um die Hälfte bis 2030 und um zwei Drittel bis 2050 vermindert werden. Der Wasserstoffbezug per Pipeline ist ab 2030 die wirtschaftlichste Versorgungsoption. Alle betrachteten Lkw-Optionen zeigen von 2020 bis 2050 eine Reduzierung der OPEX, die hauptsächlich durch die steigende Wasserstoffkapazität und weniger durch die Verringerung des Brennstoffverbrauchs zu erklären ist. Bei der Verflüssigung von Wasserstoff und anschließendem Lkw-Transport (LH2-Lkw) sind hohe Investitionskosten für die Verflüssigungsanlage erforderlich. Weiterhin sind der Stromverbrauch und Stromkosten maßgebliche Hebel für die Kosten der Verflüssigung. Aufgrund von Lerneffekten nehmen die Hydrierkosten der LOHC-Option im betrachteten Zeitraum stark ab. In **Abbildung**

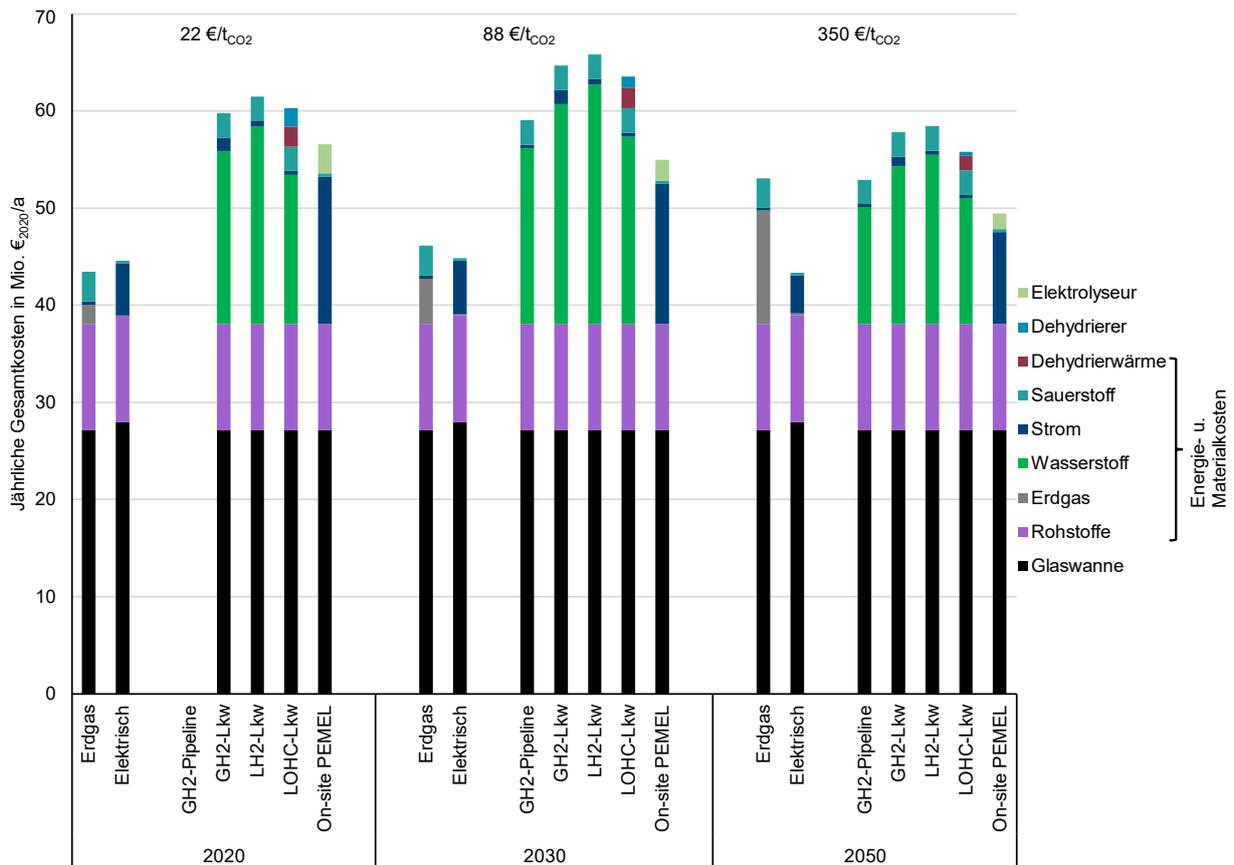
5 ist die Dehydrierung der LOHC-Option nicht berücksichtigt. Da ein wärmeintegrierter Ansatz deutliche Kosteneinsparungen verspricht, wird die Dehydrierung in **Abbildung 6** betrachtet.



**Abbildung 5: Wasserstoffkosten der einzelnen Prozesswärmeoptionen für eine Transportdistanz von 200 km – LOHC-Prozesskette ohne Dehydrierung. Grafik: Forschungszentrum Jülich**

**Abbildung 6** demonstriert die jährlichen Gesamtkosten der Spezialglasproduktion für den erdgasbasierten Referenzprozess, die vollelektrische Beheizung und die wasserstoffbasierten Optionen für 2020, 2030 und 2050. Die Gesamtkosten werden von CAPEX und fixen OPEX der Glasöfen sowie den Rohstoffen für das Glasprodukt dominiert.

Der Kostenvergleich der Jahre 2020 und 2030 illustriert signifikante Vorteile der Erdgas- und elektrischen Optionen gegenüber den Wasserstoffoptionen. Die Kostenvorteile resultieren zum einen aus den angenommenen günstigen Erdgaspreisen und zum anderen aus deutlichen Effizienzvorteilen der vollelektrischen Beheizung. Dabei wird unterstellt, dass sich der Erdgaspreis von 2030 wieder auf das Vorkrisenniveau von 2020 stabilisiert. Im Jahr 2050 haben die Kosten des erdgasbasierten Referenzprozesses wegen steigender CO<sub>2</sub>-Preise deutlich zugenommen, sind in etwa auf einem Niveau mit der Wasserstoffpipeline und übersteigen die On-Site-Elektrolyse deutlich.



**Abbildung 6: Jährliche Gesamtkosten für die Produktion von Spezialglas über unterschiedliche Prozesswärmeeoptionen. Die LOHC-Option behandelt eine Nischenanwendung, bei der 35 % der Dehydrierwärme durch Abwärme in einem Temperaturbereich von 280 – 400 °C genutzt werden kann. Grafik: Forschungszentrum Jülich**

Unter den Wasserstoffoptionen ist die On-Site-Elektrolyse durchweg die wirtschaftlichste Option. Neben der zunehmenden Effizienz der Elektrolyseure ist der sinkende Strompreis der Hauptgrund für die deutliche Kostenreduzierung im Verlauf des Analysehorizontes. Des Weiteren kann bei der On-Site-Elektrolyse ein Großteil der Sauerstoffkosten eingespart werden und Lerneffekte führen zu sinkenden CAPEX. In Abhängigkeit von der Elektrolyseeffizienz muss für die On-Site-Elektrolyse jedoch 2,35 bis 2,9-mal mehr Strom als bei der vollelektrischen Beheizung aufgebracht werden.

Die LOHC-Option ist im Jahr 2020 die zweitgünstigste und im Jahr 2030 sowie 2050 die günstigste Lkw-Transportoption. Diese Technologie profitiert dabei sehr von den Annahmen zur Distanz und der erforderlichen Wasserstoffmenge [6]. CAPEX der Dehydrieranlage sinken durch angenommene Lerneffekte erheblich auf ca. 20 % des ursprünglich im Jahr 2020 angenommenen Wertes. Strom für die Dehydrierwärme durch elektrische Heizelemente ist ein maßgeblicher Kostentreiber, da die nutzbare Abwärme aus den heißen Abgasen des Glasofens in einem Temperaturintervall zwischen 280 und 400 °C lediglich 35 % des erforderlichen Bedarfs der Dehydrierung decken kann. Dass Abwärme auf einem Temperaturniveau oberhalb von 280 °C genutzt werden kann, ist dabei höchstwahrscheinlich eine Nischenanwendung.

## **IV Fazit**

Die Szenario-basierte Analyse zeigt, dass Wasserstoff mittel- bis langfristig eine wirtschaftlich konkurrenzfähige Alternative zu Erdgas für die Prozesswärmebereitstellung in der Spezialglasproduktion sein kann. Die Grundvoraussetzung sind steigende CO<sub>2</sub>-Preise und sinkende Wasserstoffkosten. Bei konsequentem Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung ist Wasserstoff gegenüber Erdgas auch aus Klimagesichtspunkten ab 2030 zu bevorzugen. Zu beachten ist allerdings, dass sich andere Umweltwirkungen 2050 verschlechtern, insbesondere der Metallverbrauch sowie geringfügig Partikelemissionen und Versauerung. Im Vergleich zur effizienteren Elektrifizierung ist Wasserstoff dagegen höchstwahrscheinlich weniger wirtschaftlich und mit höheren Umweltwirkungen verbunden. Allerdings ist eine (komplette) Elektrifizierung vieler Prozesse häufig technisch nicht möglich. Wird Wasserstoff in der Spezialglasproduktion eingesetzt, ist die On-Site-Elektrolyse ökologisch und kostenseitig die attraktivste Option. Die Belieferung per Pipeline stellt die zweitgünstigste (Ökologie und Ökonomie) Option.

### **Hinweis**

Die Autor:innen danken dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die zur Verfügung gestellten Fördermittel innerhalb des Projekts Kopernikus ‚P2X: Erforschung, Validierung und Implementierung von “Power-to-X” Konzepten‘.

### **Autor:innen**

Michael Zier, M.Sc.: Wissenschaftlicher Mitarbeiter des Instituts für Energie- und Klimaforschung – Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) am Forschungszentrum Jülich GmbH

Dr.-Ing. Christina Wulf: Wissenschaftliche Mitarbeiterin des Instituts für Energie- und Klimaforschung – Systemanalyse und Technologische Entwicklung (IEK-STE) am Forschungszentrum Jülich GmbH

Dr.-Ing. Noah Pflugradt: Gruppenleiter für Regionale Energiesysteme des Instituts für Energie- und Klimaforschung – Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) am Forschungszentrum Jülich GmbH

Dr.-Ing. Petra Zapp: Gruppenleiterin für Technologiebewertung des Instituts für Energie- und Klimaforschung – Systemanalyse und Technologische Entwicklung (IEK-STE) am Forschungszentrum Jülich GmbH

Dr.-Ing. Leander Kotzur: Abteilungsleiter für Integrierte Modelle und Strategien des Instituts für Energie- und Klimaforschung – Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) am Forschungszentrum Jülich GmbH

Prof. Detlef Stolten: Direktor des Instituts für Energie- und Klimaforschung – Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) am Forschungszentrum Jülich GmbH

Dr. Wilhelm Kuckshinrichs: Kommissarischer Direktor des Instituts für Energie- und Klimaforschung – Systemanalyse und Technologische Entwicklung (IEK-STE) am Forschungszentrum Jülich GmbH

## Literatur

- [1] Ausfelder F, Tran DD. 4. Roadmap des Kopernikus-Projektes P2X - Phase II - Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien: Transformation – Anwendungen – Potenziale. Frankfurt am Main: DECHEMA 2022.
- [2] Cerniauskas S, Jose Chavez Junco A, Grube T, Robinius M, Stolten D. Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020;45:12095-107.
- [3] Bauer F, Gawlick J, Sterner M, Hamacher T. Einbettung der Analysen in den Gesamtkontext der Energiewende und Klimaschutzziele - Übergreifende Energiesystemmodellierung. In: Ausfelder F, Tran DD, editors. 4 Roadmap des Kopernikus-Projektes P2X Phase II - Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien. Frankfurt am Main: DECHEMA; 2022.
- [4] Huijbregts MAJ, Steinmann ZJN, Elshout PMF, Stam G, Verones F, Vieira MDM, et al. ReCiPe 2016 - A harmonized life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level. Bilthoven: National Institute for Public Health and the Environment; 2016.
- [5] Wulf C, Zapp P. Environmental impacts of using hydrogen for defossil-izing industrial specialty glass production. *International Renewable Energy Storage Conference*. Düsseldorf2022.
- [6] Reuß M, Grube T, Robinius M, Wasserscheid P, Stolten D. Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. *Applied Energy*. 2017;200:290–302.