

GRUNDLAGE FÜR DIE POSITIONIERUNG ZU WASSERSTOFF

Bericht für OesterreichsEnergie

April 2021



INHALT

Executive Summary	4
1 Hintergrund und Auftrag	11
1.1 Ausgangslage der Studie	11
1.2 Zweck der Studie	11
1.3 Struktur des Berichts	12
2 Energie- und Klimapolitik und Implikationen für die Rolle von Wasserstoff	13
2.1 Europäische Wasserstoffstrategien	13
2.2 Ziele der Energie- und Klimapolitik in Österreich: Meilenstein 2030 und 2040	14
2.3 Schlussfolgerung – Herausforderungen und Rolle von Wasserstoff	18
3 Nutzungsmöglichkeiten von „grünem“ Wasserstoff	21
3.1 Überblick: Arten und Ziele der Nutzung von „grünem“ Wasserstoff	21
3.2 Produktion von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse – Schritt 1	23
3.3 Rückverstromung mit Endenergieverbrauch – H ₂ Blending	24
3.4 Endenergieverbrauch – Wärme, Industrie, Verkehr	27
3.5 Umwandlungseinsatz/stoffliche Nutzung von H ₂ in der Industrie	30
3.6 Alternative Dekarbonisierungsoptionen	31
3.7 Schlussfolgerung – Nutzungsmöglichkeiten von „grünem“ Wasserstoff	33
4 Betriebsweisen von Elektrolyseuren	35
4.1 Auswirkung der Betriebsweise auf das Stromsystem	35
4.2 Auswirkung der typisierten Betriebsweise von Elektrolyseuren auf deren Wirtschaftlichkeit	45
4.3 Schlussfolgerungen – Betriebsweisen und Auswirkung auf Stromsystem	51
5 Rahmenbedingungen für „grünen Wasserstoff“	54
5.1 Stand der Diskussion in Österreich	54
5.2 Was ist „grüner Wasserstoff“?	56
5.3 Klimavorteil vergüten – Energieabgabe, CO ₂ -Abgabe und Ökostromumlage	63
5.4 Systemvorteile vergüten	69
ANNEX A Nationale Wasserstoffstrategie – Deutschland	72
ANNEX B Nutzungsmöglichkeiten	74
ANNEX C Annahmen für die Berechnung der Gestehungskosten	78
ANNEX D Technische Daten und Kosten	79

EXECUTIVE SUMMARY

Ausgangslage und Zielsetzung der Studie

Die Bundesregierung in Österreich hat sich ehrgeizige Ziele für die Klima- und Energiepolitik gesetzt. Dabei soll es zu einem starken Ausbau von Erneuerbaren Energien sowie zu einer Dekarbonisierung der Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie kommen. In diesem Zusammenhang wird auch eine Wasserstoffstrategie für Österreich erarbeitet. „Grünem“ Wasserstoff, erzeugt aus erneuerbarem Strom, werden dabei unterschiedliche Rollen zugewiesen. In dieser Studie soll eine **langfristige Perspektive (etablierte Wasserstoffwelt) eingenommen werden**, und aufgezeigt werden, wie die Rahmenbedingungen für die Nutzung und Erzeugung von Wasserstoff aus der Sicht der Stromwirtschaft ausgestaltet werden können. Der Fokus liegt dabei auf „grünem“ Wasserstoff, d.h. Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom erzeugt wird.

Von der langfristigen Perspektive (etablierte Wasserstoffwelt) ist die **Markthochlaufphase** klar abzugrenzen. In letzterer geht es darum, den Hochlauf der „grünen“ Wasserstoffwirtschaft durch gezielte Maßnahmen zu unterstützen. Dies kann z.B. durch gezielte Ausnahmen bei Steuern und Abgaben, Netzentgelte und/oder weniger strenge Definitionen für Strombezugskriterien für „grünen“ Wasserstoff erfolgen. Diese Ausnahmen beruhen oft auf anderen Zielsetzungen wie etwa Technologieentwicklung und haben meist temporären Charakter.

Der Fokus in dieser Studie liegt im Wesentlichen auf der etablierten Wasserstoffwelt. Fragen wie kurzfristige Förderprogramme, Rolle von Pilotprojekten oder strommarktseitige (befristete) Ausnahmeregelungen für Wasserstoff werden am Rande mitdiskutiert, sind aber nicht Fokus der Analyse. Dies ist auch bei der Einordnung der dargestellten Grundsätze für die langfristigen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.

Energie- und Klimapolitik und Implikationen für die Rolle von Wasserstoff

Die **Rolle von Wasserstoff** im Rahmen der Energie- und Klimapolitik in Österreich ist **multidimensional**. Wasserstoff kann dabei als Speichermedium für saisonale Verlagerung von „grünem“ Strom (es werden in Österreich mittelfristig erhebliche Stromüberschüsse im Sommer erwartet) dienen, sowie als Energieträger für die Dekarbonisierung von Verkehr, Industrie und Wärme.

Österreich plant den schrittweisen Ausbau des Anteils erneuerbarer Energieträger mit dem Ziel, bis 2030 eine **100 %-ige (national bilanzielle) Versorgung der Stromnachfrage aus erneuerbarem Strom** zu sichern. Dazu ist bis zum Jahr 2030 ein Zubau von ca. 27 TWh (PV + 11 TWh; Wind + 10 TWh; Wasser + 5 TWh; Biomasse + 1 TWh) an erneuerbarer Erzeugung vorgesehen. Insbesondere der Ausbau der PV-Erzeugung führt zu einem Anstieg der Saisonalität bei der Stromerzeugung mit hoher Erzeugung in den Sommermonaten. Die **Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff kann eine zusätzliche Flexibilitätsoption zur vollumfänglichen Nutzung von „grünem“ Strom darstellen**. Gleichzeitig kann

Wasserstoff als **Speichermedium für die saisonale Verlagerung** von Energie von den Sommer- in die Wintermonate verwendet werden.

Zur Erreichung der Klimaneutralität bis zum Jahr 2040 liegt der Substitutionsbedarf in Österreich für fossile Energieträger im Verkehrssektor, der Industrie und Wärme bei ca. 180 TWh (gegenüber heutigen Werten exklusive möglicher Reduktionen durch Energieeffizienz). Wasserstoff stellt dabei eine wichtige Option (z. B. neben der Elektrifizierung) für die Dekarbonisierung der einzelnen Sektoren dar. Das regionale Auseinanderfallen zwischen Potentialen zur Wasserstoffherzeugung in Europa (z.B. Offshore Wind Potential in Nordeuropa, PV Potential in Südeuropa) – aber auch global (z.B. Nordafrika, Australien) – sowie den potentiellen Nachfrageclustern (z.B. Stahlerzeugung in Österreich bzw. Mitteleuropa) wird langfristig auch zu der Notwendigkeit von umfangreichen Wasserstoff-Importen führen. Dazu sind europäische und globale Rahmenbedingungen für den Handel mit „grünem“ sowie anderen Arten von Wasserstoff erforderlich.

Nutzungsmöglichkeiten für Wasserstoff und klimapolitische Zielsetzungen

Die Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff sind mit unterschiedlichen Zielsetzungen verbunden, die auf dem Weg zur Klimaneutralität alle eine wichtige Rolle spielen:

- **Dekarbonisierung:** Die Nutzung von Wasserstoff stellt eine Option zur Dekarbonisierung dar, insbesondere für jene Anwendungen, bei welchen es keine oder nur eingeschränkte Optionen zur direkten Elektrifizierung gibt.
- **Saisonale Speicherung/Verschiebung:** Zudem ermöglichen Wasserstoff und synthetische Energieträger die großskalige und langfristige Speicherung und somit saisonale Verschiebung von EE-Strom vom Sommer in den Winter.
- **Versorgungssicherheit (langfristig):** Die Nutzung von Wasserstoff kann insbesondere durch Rückverstromung einen Beitrag zur langfristigen Versorgungssicherheit im Stromsektor leisten.

Dabei tragen die unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff in unterschiedlicher Weise zu den angeführten Zielen bei.

Abbildung 1 Grüner Wasserstoff und synthetische Energieträger ermöglichen Dekarbonisierung, saisonale Verschiebung und erhöhen Versorgungssicherheit

		Dekarbonisierung	Saisonale Speicherung/ Verschiebung	Versorgungssicherheit
Endenergieverbrauch	Rückverstromung	Mittel „Grünes“ Gas als Energieträger für flexible Kraftwerke	Hoch Saisonale Speicherung von EE-Strom von Sommer in den Winter	Hoch Grünes Gas als CO ₂ freier Primärenergieträger für flexible Gaskraftwerke
	Wärme	Mittel Grünes Gas als Option. Andere CO ₂ freie Optionen verfügbar	Hoch Saisonalität des Wärmeverbrauchs	Mittel Grünes Gas als Option zur Reduktion der Stromhöchstlast im Winter
	PKW, leichte Nutzfahrzeuge, öffentl. Personenverkehr	Mittel Dekarbonisierung überwiegend durch Elektrifizierung	Gering	Gering Grünes Gas als Option zur Reduktion der Stromhöchstlast im Winter
	Schwerlastverkehr, Schiff, Flugzeug	Hoch E-Fuels und z.T. auch grünes Gas als einzige Dekarbonisierungsoption	Gering	Gering Grünes Gas als Option zur Reduktion der Stromhöchstlast im Winter
Nicht-energ.	Industrie	Hoch Grünes Gas zur Dekarbonisierung von nicht/schwer elektrifizierbaren Prozessen	Gering Tendenziell Bandbetrieb bei Industrieprozessen. Saisonale Verschiebung eher untergeordnete Rolle	Gering

Quelle: Frontier Economics

Eine **a-priori Ausklammerung von Wasserstoff aus einem Sektor bzw. einer Nutzungsmöglichkeit erscheint** vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Zielsetzungen aus unserer Sicht daher **nicht sinnvoll**.

Eindeutige Definition von „grünem“ Strom zur Herstellung von „grünem“ Wasserstoff liegt noch nicht vor

Eine eindeutige Definition von „grünem“ Strom für „grünen“ Wasserstoff liegt derzeit weder auf europäischer Ebene noch auf nationaler Ebene vor. Für Investoren in „grüne“ Wasserstoffanwendungen ist allerdings die Klarheit für eine Definition von „grünem“ Strom für „grünen“ Wasserstoff essentiell, da nur bei einer Klassifizierung als „grüner“ Wasserstoff damit verbundene Umweltvorteile vergütet werden können. Da grüner Wasserstoff in der Herstellung deutlich teurer ist als der auf dem Weltmarkt verfügbare graue Wasserstoff, bedarf es einer Form der Monetarisierung der Umweltvorteile (als Prämie oder Pönale), damit die Herstellung von grünem Wasserstoff in Österreich attraktiv wird. Das aktuelle Preisniveau des EU ETS von ca. 40 EUR/t CO₂, das für Teile der Industrie gilt, würde hierfür alleine nicht ausreichen. Allerdings gilt hier, dass selbst ein steigender CO₂ Preis keinen Substitutionseffekt von „grauen“ auf „grünen“ Wasserstoff induzieren wird, wenn „grauer“ Wasserstoff weiterhin auf der Carbon Leakage Liste verbleibt. Ähnliches gilt auch in anderen Sektoren wie Verkehr oder Wärmemarkt. Politisch stellt sich die Frage, in welchem Maße man einen Heimatmarkt für grünen Wasserstoff fördern möchte, wenn es beispielweise durch

komparative Vorteile bei den Gestehungskosten (z.B. durch Wind- oder Sonnendargebot) auch günstiger sein kann, erforderliche nachhaltige Wasserstoffmengen zu importieren.

Die Umwandlung von Strom in Wasserstoff ist kein Endenergieverbrauch

Allen Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff als Endenergieverbrauch oder der stofflichen Nutzung geht der Schritt „Produktion von grünem Wasserstoff durch Strom“ voraus. Dieser bewirkt die Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger, der in der Folge einem Endenergie- bzw. stofflichen Verbrauch zugeführt wird. Eine **Klassifikation des Stromverbrauchs zur Herstellung von Wasserstoff als „Endverbrauch“** ist somit **nicht sachgerecht**.

Auf dem Weg von Wasserstofferzeugung zu Endverbrauch fallen verschiedene Netzentgelte, Steuern und Abgaben an

Die Nutzungsmöglichkeiten zur Rückverstromung, im Wärmesektor, Industrie und Verkehr zeigen, dass auf dem Weg von der Wasserstofferzeugung zum Endverbrauch teilweise mehrere Schritte durchlaufen werden, bei denen jeweils Netzentgelt, Steuern und Abgaben anfallen können. Dabei dürfen keine mehrfachen Belastungen anfallen. Aktuell bzw. in Diskussion gibt es verschiedene Ausnahmen und Befreiungen auf diesem Weg, allerdings fehlt hier mancherorts ein schlüssiger roter Faden.

Alternative Optionen zur Dekarbonisierung und „Level-Playing-Field“

Bei der Evaluierung der Netzentgelte, Steuern und Abgaben auf dem Weg von Wasserstofferzeugung zum Endverbrauch dürfen alternative Optionen zur Dekarbonisierung nicht außer Acht gelassen werden. Dies bedeutet, dass die Anpassungen der Rahmenbedingungen der Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff auf allgemeinen Grundsätzen beruhen sollten, die beispielsweise auch für Optionen auf Basis einer Elektrifizierung anwendbar sind (und umgekehrt). Das „Level-Playing-Field“ sollte auch zwischen „grünem“ und „grauem“ Wasserstoff gelten. Letzterer steht gegenwärtig auf der Carbon Leakage Liste, was es derzeit unmöglich macht, die „grüne“ Eigenschaft des „grünen“ gegenüber dem „grauen“ Wasserstoff zu monetarisieren.

Betriebsweisen von Elektrolyseuren und Auswirkung auf Energiesystem sowie Wirtschaftlichkeit

Saisonale Speicherung von EE-Strom von Sommer in den Winter bedingt hohen Leistungsbedarf und geringe Auslastung des Elektrolyseurs

Die Betriebsweise eines Elektrolyseurs, welcher die saisonale Speicherung oder Verschiebung insbesondere von Sommer-lastigen PV-Erzeugungsprofilen unterstützt, bedingt für den Elektrolyseur einen hohen Leistungsbedarf (zur Abdeckung von PV-Erzeugungsspitzen) bei gleichzeitig geringer Auslastung (ausgedrückt in Volllaststunden). Dies wirkt sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus und erhöht den erforderlichen Förderbedarf.

Bei hoher Auslastung von Elektrolyseuren tritt der Aspekt der saisonalen Speicherung in den Hintergrund

In der internationalen Diskussion zu Wasserstoffstrategien wird häufig der Fokus auf den Einsatz von „grünem“ Wasserstoff in Sektoren gelegt, die schwer zu dekarbonisieren sind, d. h. energieintensive Industrien oder der Schwerlastverkehr. Diese Industrien haben tendenziell einen kontinuierlichen Bedarf von H₂ über das gesamte Jahr. Dieser Bedarf ermöglicht eine hohe Auslastung eines Elektrolyseurs, was sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit bzw. die Herstellungskosten von Wasserstoff auswirkt. Die hohe Auslastung ist allerdings nicht durch Strom aus PV-/Wind-Kraft zu erzielen, sondern erfordert den Strombezug aus dem öffentlichen Netz und/oder von bandförmigen EE-Technologien (z. B. Laufwasserkraft, Biomasse-Kraftwerke). Somit tritt die Zielsetzung der saisonalen Speicherung in den Hintergrund und wird durch jene der Dekarbonisierung der Industrie ersetzt. Beim Strombezug aus dem öffentlichen Netz stellt sich allerdings unweigerlich die Frage nach der Klassifikation als „grüner“ Wasserstoff.

Elektrolyseur kann Beitrag zur kurzfristigen Systemstabilität durch Anbieten von Systemdienstleistungen leisten

Abhängig von der Betriebsweise kann ein Elektrolyseur durch das Anbieten von Systemdienstleistungsprodukten (positive oder negative Sekundär-/Tertiärregelleistung) einen Beitrag zur kurzfristigen Systemstabilität leisten. Dieser Beitrag wird durch den Systemdienstleistungsmarkt entsprechend vergütet.

Der Elektrolyseur leistet durch seine Betriebsweise allerdings für die langfristige Versorgungssicherheit (im Sinne der Erzeugungsadäquanz) keinen unmittelbaren Beitrag. Der Beitrag für die Erzeugungsadäquanz ist nur mittelbar, indem Strom in H₂/synthetisches Gas umgewandelt wird, das für die Rückverstromung in flexiblen Gaskraftwerken in Zeiten mit hohem Strombedarf und wenig EE-Erzeugung verwendet werden kann. Die Vergütung für diese Stromerzeugung erfolgt allerdings an das flexible H₂-Gaskraftwerk über den Strommarkt.

Elektrolyseur kann Beitrag zur Netzdienlichkeit leisten, wenn er an der „richtigen“ Stelle im Netz steht

Durch einen Elektrolyseur (als zusätzliche Last) an der richtigen Stelle kann „netztechnisch“ mehr EE-Strom integriert werden und der Netzausbau verhindert/aufgeschoben werden. Ansonsten sind die Kosten für die Benutzung des Stromnetzes durch den Elektrolyseur durch das Benutzungsprofil getrieben.

Rahmenbedingungen für „grünen“ Wasserstoff

Was ist „grüner“ Wasserstoff?

Die Kriterien aus der RED II, deren Umsetzung derzeit im Verkehrsbereich diskutiert werden, setzen sehr strenge Kriterien an die Herkunft des Stroms, der für die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff verwendet werden darf. Hier spielt insbesondere die „Additionalität“ eine bedeutende Rolle, die die Nutzung von

Strom aus bestehenden EE-Anlagen zur Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff – einschränkt. Aufgrund des bestehenden und auch geplanten Anstiegs des EE-Anteils hat Österreich allerdings auch eine günstige Position bei Bezug von Börsenstrom aus dem öffentlichen Netz, denn dieser könnte zumindest größtenteils als „grüner“ Wasserstoff klassifiziert werden. Bei Erreichung des Zieles von 100 % (bilanziell) erneuerbarem Strom bis 2030 und einer Beibehaltung dieses Zieles auch über 2030 hinaus, würde die für den gesamten erzeugten Wasserstoff gelten.

Außerhalb des Verkehrssektors fehlen derzeit noch klare Regeln. Die HKN-Zertifizierung, welche den Strombezug auch von EE-Bestandsanlagen ermöglichen würde, ist in ihrer derzeitigen Ausgestaltung kein geeignetes System für die Definition von „grünem“ Wasserstoff. Es sieht keine Nachhaltigkeitskriterien vor und ist nicht als Zählinstrument für den Nachweis zur Erfüllung von Erneuerbarenquoten ausgelegt.

Grundsätzlich ist anzumerken, dass insbesondere für die Markthochlaufphase die Kriterien der RED II sehr restriktiv sind und dadurch das Risiko bergen, dass mögliche erste Projekte im Verkehrssektor aber auch außerhalb verunmöglicht werden. In der Markthochlaufphase ist zumindest außerhalb des Verkehrssektors – sofern hier noch Spielraum besteht – eine Anpassung der Kriterien für „grünen“ Wasserstoff zu überlegen. Bei der konkreten Ausgestaltung ist darauf zu achten, dass EE-Ziele im Stromsektor berücksichtigt werden und einzelne Sektoren nicht zu stark belastet werden. Zudem müssen die Vorgaben aus dem europäischen Beihilferecht beachtet werden.

Klimavorteil vergüten – Energieabgabe, CO₂-Abgabe und Ökostromumlage

Die Ausgestaltung von Abgaben von der Wasserstofferzeugung zum Endverbrauch könnte nach den folgenden Grundsätzen erfolgen:

Für die **Energieabgabe mit Zielsetzung Energieeffizienz** gilt:

- In einer Welt mit hohem EE-Anteil (und vielen Stunden mit Überschussstrom) sind zeitunabhängige Energieabgabensätze nicht mehr zeitgemäß.
- Zeitabhängige Signale dafür, wann Energieeffizienz sinnvoll ist, werden am besten durch Marktpreissignale, welche zeitgenau die Knappheiten widerspiegeln, gegeben.
- Strom, der bei der Erzeugung im Energieträger Wasserstoff „weiterlebt“, stellt keinen Endverbrauch dar und sollte jedenfalls nicht einer Energieabgabe unterliegen.
- Mittel-/langfristig sollten Energieabgaben in der heutigen Form abgeschafft werden und die Reduktion der CO₂ Emissionen im Vordergrund stehen.

Die **Zielsetzung der Reduktion von CO₂ Emissionen** sollte künftig die Abgaben auf Energie dominieren:

- Durch eine CO₂ Abgabe wird sichergestellt, dass „grüne“ Energie genutzt wird. Dadurch wird auch die Wettbewerbsposition von „grünem“ Wasserstoff gegenüber fossilen Energieträgern verbessert.

- Mittel-/langfristig sollte aus ökonomischer Perspektive eine übergreifende europäische Lösung der CO₂-Bepreisung über Sektorengrenzen und Ländergrenzen hinaus das Ziel sein.

Die mögliche Befreiung von der **Ökostrom Umlage** kann sich grundsätzlich an der Frage orientieren, inwieweit der Elektrolyseur durch den Strombezug von einer EE-Förderung profitiert. Wenn durch den Strombezug des Elektrolyseurs eine inkrementelle Erhöhung von EE-Strom außerhalb des Fördersystems (das letztlich durch die Ökostromumlage für Endverbraucher finanziert wird) sichergestellt ist, dann sollte für diese Strommengen keine Ökostrom-Pauschale anfallen (der Elektrolyseur zahlt seinen Grünstrombezug und damit die Mehrkosten ggü. Börsenstrom ja bereits und belastet den Fördertopf durch seinen Strombezug nicht zusätzlich).¹

Systemvorteile vergüten – Stromnetzentgelte und „netztechnischer“ Überschussstrom

Damit ein Elektrolyseur an der „richtigen“ Stelle aus Stromnetz-sicht errichtet wird, bedarf es **transparenter Standortsignale durch den Netzbetreiber**. Dies kann beispielsweise durch ein Anschlussentgelt, das auch negativ werden kann, erfolgen. Ein alternatives bzw. ergänzendes Anreizsystem für Elektrolyseure, sich an die „richtige Stelle“ im Netz zu positionieren, könnte die **kostengünstige Aufnahme von „Überschussstrom“** sein, der aufgrund von Netzengpässen ohne den Elektrolyseur hätte abgeregelt werden müssen.

Abhängig vom Benutzungsprofil des Elektrolyseurs verursacht dieser Netzkosten (ähnlich wie andere Netznutzer mit ähnlichen Profilen). Der Elektrolyseur sollte deshalb analog zu anderen Verbrauchern und im Sinne einer Gleichstellung die durch die **Nutzung des Stromnetzes verursachten Kosten** tragen, wobei festzuhalten ist, dass gerade für in der Hochlaufphase errichtete Elektrolyseure eine Befreiung von Netzkosten ein entscheidender Beitrag zur Realisierbarkeit derartiger Projekte ist.

¹ Für die Markthochlaufphase sieht der Ministerratsvorschlag zum Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas eine Befreiung für den „Erneuerbaren-Förderbeitrag“ sowie der „Erneuerbaren Förderpauschale“ vor, wenn die Anlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweist, ausschließlich zu betrieblichen Zwecken eingesetzt wird, ausschließlich erneuerbare Elektrizität bezieht und nicht in das Gasnetz einspeist (§73 Abs1, 3 75 Abs. 1 Erneuerbaren Ausbau Gesetz).

1 HINTERGRUND UND AUFTRAG

1.1 Ausgangslage der Studie

Die Bundesregierung in Österreich hat sich ehrgeizige Ziele für die Klima- und Energiepolitik gesetzt. Dabei soll es zu einem starken Ausbau von Erneuerbaren Energien sowie zu einer Dekarbonisierung der Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie kommen. In diesem Zusammenhang wird auch eine Wasserstoffstrategie für Österreich erarbeitet. „Grünem“ Wasserstoff, erzeugt aus erneuerbarem Strom, werden dabei unterschiedliche Rollen zugewiesen. Einerseits soll der Wasserstoff als saisonales Speichermedium für Energie aus dem Sommer in den Winter dienen und andererseits als „grüner“ Primärenergieträger für jene Sektoren, bei welchen keine anderen Optionen für eine Dekarbonisierung vorliegen.

1.2 Zweck der Studie

In dieser Studie soll eine langfristige Perspektive eingenommen werden, wie die Rahmenbedingungen für die Nutzung und Erzeugung von Wasserstoff aus der Sicht der Stromwirtschaft ausgestaltet werden können. Der Fokus liegt dabei auf „grünem“ Wasserstoff, d.h. Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom erzeugt wird. Wir gehen dabei sequentiell anhand von unterschiedlichen Fragestellungen vor:

- Was sind die Herausforderungen der Klima- und Energiepolitik in Europa und Österreich und welche Rolle kann hier „grüner“ Wasserstoff spielen?
- Welche Nutzungsmöglichkeit für „grünen“ Wasserstoff gibt es und welche alternativen Optionen für die Dekarbonisierung (insbesondere aus der Sicht der Stromwirtschaft) gibt es hier?
- Welche Auswirkungen hat der Betrieb (bzw. die Erzeugung von Wasserstoff) eines Elektrolyseurs auf das Energiesystem und welche Konsequenzen können sich daraus ableiten?
- Wie können langfristige Rahmenbedingungen u.a. hinsichtlich Definition „grüner“ Wasserstoff, Netzentgelte, Steuern und Abgaben aussehen?

Der Bericht nimmt eine langfristige Perspektive ein und klammert damit die Phase des Markthochlaufs in gewissen Aspekten aus. Ein Blick auf die langfristige Perspektive ist deshalb wichtig, da in der Phase nach dem Markthochlauf die Rahmenbedingungen für den Wasserstoff sicherstellen sollten, dass der „marktliche“ Einsatz von Wasserstoff (d.h. ohne Förderungen) möglich wird und gleichzeitig ein „Level-Playing-Field“ zwischen Wasserstoff und anderen „grünen“ und fossilen Energieträgern hergestellt wird. Viele wichtige Weichenstellungen sind können dazu bereits heute angegangen werden oder stellen „no-regret“-Optionen während dem Markthochlauf dar. Wir betonen allerdings, dass in der Phase des Markthochlaufs Abweichungen von den langfristigen Rahmenbedingungen im Sinne einer spezifischen Förderung von „grünem“ Wasserstoff sehr wohl zulässig und sinnvoll sein können.

1.3 Struktur des Berichts

Der Bericht ist wie folgt gegliedert:

- **Abschnitt 2** ordnet die Diskussion zu Wasserstoff in den europäischen und österreichischen Kontext ein. Dabei stellen wir die europäische Wasserstoffstrategie sowie Energie- und Klimaziele in Österreich dar;
- **Abschnitt 3** behandelt die unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten von „grünem“ Wasserstoff. Dabei stellen wir die einzelnen Prozessschritte von der Erzeugung bis zum Endverbrauch von Wasserstoff dar;
- **Abschnitt 4** definiert idealtypische Betriebsweisen für Elektrolyseure und leitet daraus Auswirkungen auf das Energiesystem sowie die Wirtschaftlichkeit der Anwendung ab;
- **Abschnitt 5** skizziert auf Grundlage der Analysen zu den Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff sowie den Betriebsweisen von Elektrolyseuren langfristige Rahmenbedingungen für „grünen“ Wasserstoff. Dabei gehen wir u.a. auf die Definition von „grünem“ Wasserstoff sowie die Belastung von Netzentgelten und Abgaben für den Strombezug eines Elektrolyseurs ein.

2 ENERGIE- UND KLIMAPOLITIK UND IMPLIKATIONEN FÜR DIE ROLLE VON WASSERSTOFF

Österreich hat sich mit dem integrierten nationalen Energie- und Klimaplan für die Periode 2021-2030 und dem aktuellen Regierungsprogramm 2020-2024 ehrgeizige Ziele für die Weiterentwicklung des Energiesystems gesetzt. 2030 und 2040 sind dabei wichtige Meilensteine.

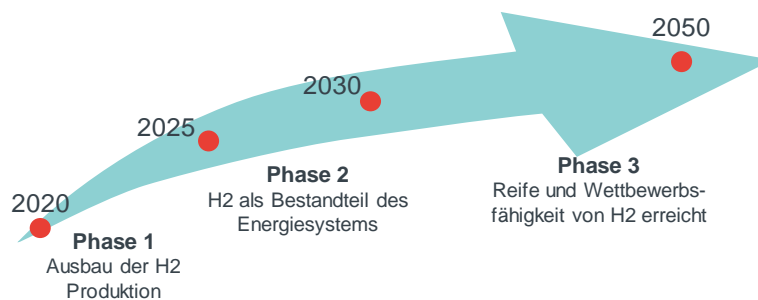
Die Bundesregierung arbeitet zudem an einer Wasserstoffstrategie sowie in Ergänzung zum Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) auch an einem Gesetzesentwurf zur Förderung von „grünem“ Gas.

2.1 Europäische Wasserstoffstrategien

Das Thema Wasserstoff wird derzeit auf europäischer Ebene und in den EU-Staaten viel diskutiert. Dazu wurde von EU-Seite eine Roadmap für eine Wasserstoffstrategie definiert. Ebenso wurden von verschiedenen Mitgliedsstaaten nationale Wasserstoffstrategien entwickelt. Die Strategien unterscheiden in der Regel unterschiedliche Phasen und zeitlich gestaffelte Maßnahmen.

Die EU-Wasserstoffstrategie unterscheidet drei Phasen bei der Entwicklung eines erneuerbaren Wasserstoffmarktes:

Abbildung 2 Wasserstoff – Phasen der Marktentwicklung



Quelle: Frontier Economics

- **1. Phase – 2020-2024: Ausbau der Produktion von erneuerbarem Wasserstoff** i.H.v. 6 GW Elektrolyseurleistung in der EU und resultierender Produktion von bis zu 1 Mio. t erneuerbarem H₂
- **2. Phase – 2025-2030: Wasserstoff als Bestandteil eines integrierten Energiesystems** mit 40 GW Elektrolyseurleistung in der EU und resultierender Produktion von bis zu 10 Mio. t erneuerbarem H₂
- **3. Phase – 2030-2050: Reife und Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff erreicht**

In der **ersten Phase** ist der Verbrauch der angestrebten Mengen an erneuerbarem Wasserstoff primär durch bereits existierende Wasserstoffnutzer sowie z. T. neue Anwendungen in **Industrie** und im **Schwerlastverkehr** geplant. Der Wärmesektor

spielt im Rahmen der europäischen Wasserstoffstrategie trotz möglichem Blendings zunächst eine eher untergeordnete Rolle. In der zweiten Phase wird der Fokus auf neue Endanwendungen erweitert, ab 2030 soll eine Verwendung in weiteren Wirtschaftszweigen in breiterem Umfang erfolgen.

Um die bestehende Kostenlücke zu schließen, sollen zunächst **Angebots- und Nachfrageanreize** (z. B. Carbon Contracts for Difference für die Stahl- und Chemiebranche sowie eine Überarbeitung des ETS) entwickelt, sowie staatliche Beihilfevorschriften angepasst werden. Im Laufe der zweiten Phase werden nachfrageseitige Fördermaßnahmen gezielter auf einzelne Endanwendungen ausgerichtet.

Politisch soll möglichst früh, d. h. in der ersten Phase, der **Rechtsrahmen** für einen Wasserstoffmarkt entwickelt werden, was auch Aspekte wie die Definition von Kriterien für die Zertifizierung von Herkunft und Nachhaltigkeit verschiedener H₂-Typen umfasst. Dabei ist eine Zusammenarbeit mit den europäischen Nachbarländern bzw. auf internationaler Ebene vorgesehen (auch langfristiger).

Auf **Infrastrukturebene** rechnet die EU-Kommission zunächst mit lokalen Wasserstoffclustern und somit einzelnen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Mit zunehmender Nachfrage entwickeln sich daraus im weiteren zeitlichen Verlauf (2. Phase) – auch durch Umwidmung – lokale H₂-Netze. Ferner sind auch H₂-Speicher ab diesem Zeitpunkt erforderlich. Mit Beginn der 3. Phase ist die Umwidmung europaweiter Erdgasinfrastruktur vorgesehen, die jedoch frühzeitig (d. h. in der ersten Phase) geplant wird. Mit Blick auf den Verkehr ist schon heute mit dem Aufbau einer H₂-Tankstelleninfrastruktur zu beginnen.

Die nationalen Wasserstoffstrategien folgen dieser Logik. Beispielsweise sieht die nationale Wasserstoffstrategie für Deutschland ähnliche Marktphasen wie die EU-Strategie vor (ANNEX A).

2.2 Ziele der Energie- und Klimapolitik in Österreich: Meilenstein 2030 und 2040

In Österreich wird die Wasserstoffstrategie derzeit noch ausgearbeitet. Allerdings sind die österreichischen Ziele für die Energie- und Klimapolitik durch zwei Meilensteine (2030 und 2040) gekennzeichnet:

- **100 % (national bilanzielle) Versorgung mit Ökostrom bis 2030:** Zielsetzung ist, bis 2030 eine Photovoltaik (PV)-Erzeugungskapazität von 11 TWh/a zuzubauen, bei Wind beträgt das Ausbauziel 10 TWh/a, bei Wasserkraft 5 TWh/a und bei Biomasse 1 TWh/a. Es ist somit eine starke Erhöhung der dargebotsabhängigen Technologien Wind und PV im Erzeugungsmix in Österreich geplant.
- **Mobilisierungsstrategie für grünes Gas bis 2030:** Es ist ein Ausbau- und Unterstützungsprogramm für „grünes Gas“ (Biometan, grüner Wasserstoff und synthetisches Gas auf Basis erneuerbaren Stroms), mit dem Ziel bis 2030 5 TWh/a ins Gasnetz einzuspeisen, geplant. Die Herstellung von synthetischem Gas soll vorwiegend auf Basis von „Überschussstrom“ erfolgen.
- **Klimaneutralität bis 2040:** Die österreichische Bundesregierung hat sich einem ehrgeizigen Ziel zur Klimastrategie verschrieben. Dazu sind

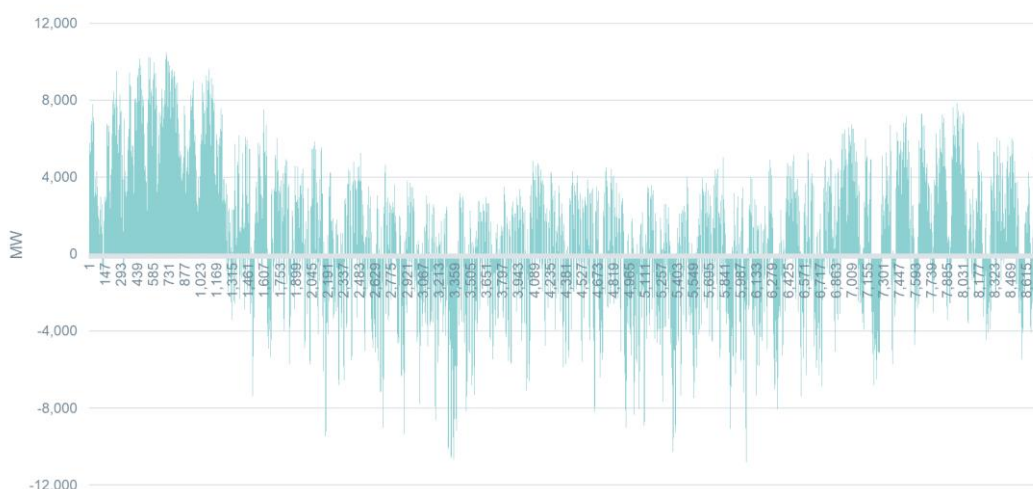
Maßnahmen zur Dekarbonisierung nicht nur der Energiewirtschaft, sondern insbesondere auch der Wärmewirtschaft, des Verkehrs und der Industrie erforderlich. „Grüner“ Wasserstoff soll dabei eine wichtige Rolle einnehmen.

2.2.1 Meilenstein 2030: 100 % Erneuerbarer Strom

Österreich plant den schrittweisen Ausbau des Anteils erneuerbarer Energieträger mit dem Ziel, bis 2030 eine **100 %-ige (national bilanzielle) Versorgung der Stromnachfrage aus erneuerbarem Strom** zu sichern. Dazu ist bis 2030 ein Zubau von ca. 27 TWh (PV + 11 TWh; Wind + 10 TWh; Wasser + 5 TWh; Biomasse + 1 TWh) an erneuerbarer Erzeugung vorgesehen.

Mit der geplanten starken Zunahme an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten (insbesondere PV und Wind) geht eine volatilere und dargebotsabhängigere Stromerzeugung als bisher einher. Hieraus ergeben sich Herausforderungen für das Stromsystem, die es in diesem Ausmaß heute noch nicht zu bewältigen hat. Hier kann die Erhöhung der Saisonalität der Stromerzeugung hervorgehoben werden. Die Erzeugung von EE-Strom findet in aller Regel nicht gleichmäßig über das Jahr verteilt statt, vielmehr sind deutliche temporäre Schwankungen zu erwarten. Dies gilt in besonderem Maße für die PV mit ihrem Sommer-lastigen Erzeugungsprofil. Abbildung 3 stellt illustrativ den saisonalen Effekt von erneuerbarem Strom anhand der prognostizierten stündlichen jährlichen Residuallast (Last abzüglich dargebotsabhängiger EE-Einspeisung) in Österreich für das Jahr 2030 dar. Eine positive Residuallast bedeutet, dass diese durch flexible Kraftwerksleistung (z.B. Gaskraftwerke, Pumpspeicher) oder Importe gedeckt werden muss, während im Fall der negativen Residuallast, die die Last übersteigende Erzeugung exportiert, gespeichert (z.B. Pumpspeicher, Power-to-Gas) oder abgeregelt werden muss. Hier zeigen sich insbesondere in den Sommermonaten eine Vielzahl an Stunden mit hoher negativer Residuallast.

Abbildung 3 Prognostizierte stündliche Residuallast für das Jahr 2030



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Das EE-Erzeugungsprofil 2030 basiert auf Erzeugungsdaten von Entso-E aus dem Jahr 2017, welche mit Erzeugungskapazitäten von APG für 2030 „hochskaliert“ wurden. Die Nachfrage 2030 entstammt Entso-E Daten aus 2017, die mittels Entso-E Projektionen für 2030 berechnet wurden.

Die Erzeugung und Nutzung (einschließlich der Rückverstromung) von „grünem“ Wasserstoff kann für die Funktionsfähigkeit des Stromsystems in der nachhaltigen Energiewelt von morgen eine wichtige Rolle einnehmen:

- **Die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff stellt eine zusätzliche Flexibilitätsoption dar**, die bewirkt, dass „grüner“ Strom vollumfänglich genutzt werden kann und nicht abgeregelt werden muss. Dabei stellt die Erzeugung eine zusätzlich flexible Last dar, die in Ergänzung beispielsweise zu Pumpspeichern, Batterien oder Export, Strom aufnehmen kann.
- **Speicher für eine saisonale Verlagerung**, um dargebotsabhängige erneuerbare Energiequellen und schwankenden Energiebedarf (z.B. saisonal bei Wärme) in Einklang zu bringen. Im Falle der Rückverstromung sind hier natürlich auch entsprechende Kraftwerke für die Rückverstromung von „grünem“ Gas erforderlich.

2.2.2 Meilenstein 2030: Mobilisierungsstrategie für grünes Gas

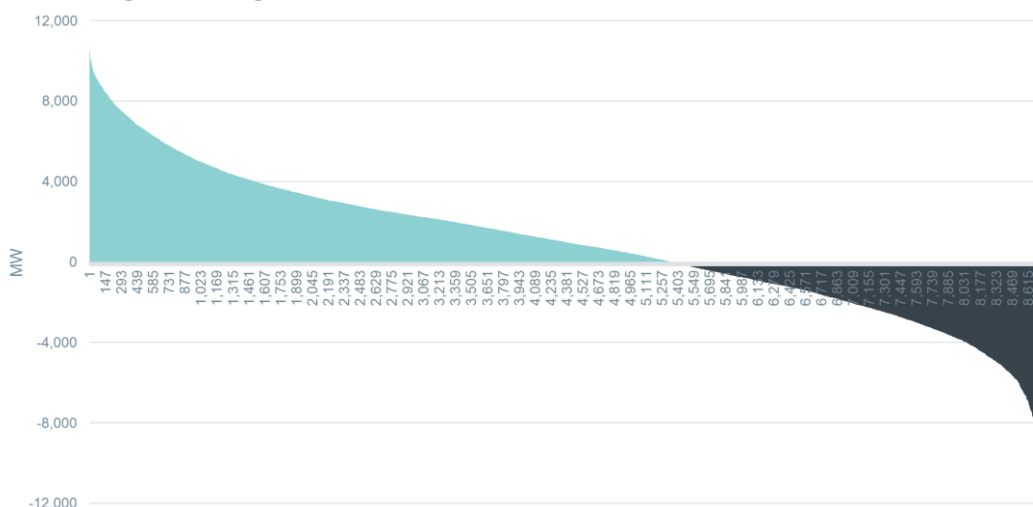
Das Umweltbundesamt (2020)² hat für das „grüne Gas“ Ziel von 5 TWh bis 2030 folgende Aufteilung angenommen:

- 1,5 TWh Biomethan aus bestehenden Anlagen, davon ein Drittel verstromt, der Rest wird ins Gasnetz eingespeist,
- 2,5 TWh Biomethan aus neuen Anlagen,
- 0,9 TWh Wasserstoff, die aus 1,2 TWh Strom elektrolysiert werden.

Grundsätzlich erscheint die in UBA (2020) abgeleitete Produktion von 0,9 TWh mittels Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs in 2030 durchaus möglich zu sein. Betrachtet man die nach ihrer Höhe sortierte prognostizierte Residuallast im Jahr 2030 zeigt sich, dass in knapp 40 % der Stunden des Jahres eine negative Residuallast (d. h. die nationale Erzeugung aus EE-Strom übersteigt die nationale Last) vorliegt. In Summe sind dies ca. 9 TWh „Überschussmengen“ (Abbildung 4, schwarze Fläche). Die zur Erzeugung von 0,9 TWh Wasserstoff benötigten 1,2 TWh Strom sollten dementsprechend theoretisch verfügbar sein, auch wenn von den 9 TWh noch andere Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Export oder Pumpspeichereinsatz, abgezogen werden.

² https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/themen/energie/szenario_wam_nekp_2020_bf.pdf (zuletzt abgerufen am 27.02.2021)

Abbildung 4 Prognostizierte stündliche Residuallast 2030, sortiert



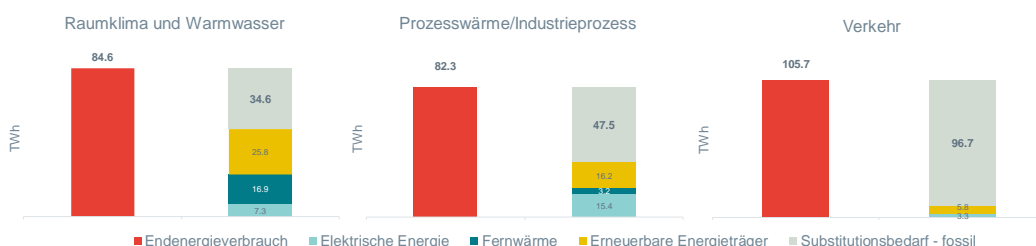
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Das EE-Erzeugungsprofil 2030 basiert auf Erzeugungsdaten von Entso-E aus dem Jahr 2017, welche mit Erzeugungskapazitäten für 2030 „hochskaliert“ wurden. Die Nachfrage 2030 entstammt Entso-E Daten aus 2017, die mittels Entso-E Projektionen für 2030 berechnet wurden.

2.2.3 Klimaneutralität bis 2040 erfordert Substitution von fossilen Energieträgern in allen Sektoren

Die Erreichung der Klimaneutralität bedarf neben Energieeffizienzsteigerungen die Substitution von fossilen Energieträgern in den Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr. Der Substitutionsbedarf in Österreich beträgt auf Basis von Energiebilanzdaten aus 2019 ca. 180 TWh, wobei der größte Teil des Substitutionsbedarfes auf den Verkehrssektor gefolgt von Industrie und Wärme entfällt.

Abbildung 5 Österreich – Substitutionsbedarf von „fossilen Energieträgern“ für Klimaneutralität 2040



Quelle: Statistik Austria

Hinweis: Der Endenergieverbrauch für „Prozesswärme/Industrieprozesse“ beinhaltet auch den Umwandlungseinsatz in der Eisen-/Stahlerzeugung

In den einzelnen Sektoren gibt es Möglichkeiten zum Ersatz der „fossilen Energieträger“, wobei hier technische und wirtschaftliche Restriktionen die Eignung von Energieträgern zur Substitution „fossiler“ Energieträger einschränken können.

- **Wärmesektor:** Hier gibt es zusätzlich zu Sanierungsmaßnahmen die Möglichkeit, Wärmepumpen, Biomasse (auch in Verbindung mit Fernwärme), Abwärme oder „grünem“ Gas einzusetzen.
- **Prozesswärme:** Hier besteht ebenfalls die Möglichkeit der Nutzung von Großwärmepumpen, Biomasse und „grünem Gas“.
- **Verkehr:** Hier besteht die Möglichkeit der direkten Elektrifizierung mit batterieelektrischen Fahrzeugen oder auch der Nutzung von biogenen oder synthetischen Kraftstoffen oder von Wasserstoff.

Bei der Substitution „fossiler Energieträger“ sollten dabei die Auswirkungen auf das Stromsystem nicht außer Acht gelassen werden. Abhängig vom Einsatz von Wasserstoff sowie dem Elektrifizierungsgrad wird auch der Strombedarf ansteigen, wodurch sich Rückwirkungen auf die Aufrechterhaltung des Zieles der **100 %-igen (national, bilanziell) Versorgung der Stromnachfrage aus erneuerbarem Strom** und damit auf den über 2030 hinaus erforderlichen weiteren Ausbau von erneuerbarer Stromerzeugung ergeben.

Das Umweltbundesamt geht beispielsweise in seinem „Transition“-Szenario von einem Anstieg des Strombedarfs im Verkehrssektor bis 2050 von +30 TWh/a aus, wobei hier ein Teil des Strombedarfes für die Erzeugung von 6 TWh/a Wasserstoff erforderlich ist. Eigene Abschätzungen für den Verkehrssektor bei einer Elektrifizierungsrate des PKW-Segments von 85 % bis 100 % ergeben einen zusätzlichen Strombedarf von +13 bis +15 TWh/a.³ Das AIT (2019)⁴ geht bei einem vollständigen Ersatz in der Eisen-/Stahlerzeugung von Koks von einem zusätzlichen Strombedarf von +36 TWh (+12 TWh direkter Einsatz von Strom; 24 TWh für Wasserstoffproduktion) aus.

Das zeigt, dass die Ausbaupläne für die erneuerbare Stromerzeugung bis 2030 nur als ein Zwischenschritt zu verstehen sind. Zur Aufrechterhaltung des Zieles der **100 %-igen (national bilanzielle) Versorgung der Stromnachfrage aus erneuerbarem Strom** über 2030 hinaus ist eine Ausschöpfung aller Potentiale für Wasserkraft, Windkraft, PV und Biomasse sowie ein effizienter Umgang mit der verfügbaren Energie erforderlich.

2.3 Schlussfolgerung – Herausforderungen und Rolle von Wasserstoff

Phasen der Wasserstoffwirtschaft müssen unterschieden werden

Die Beispiele der europäischen und nationalen Wasserstoffstrategien zeigen, dass für die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft verschiedene Phasen unterschieden werden müssen. Diese Phasen haben auch unterschiedliche Zielsetzungen:

- **Markthochlaufphase:** In dieser Phase geht es darum, den Hochlauf der „grünen“ Wasserstoffwirtschaft im Heimatmarkt durch gezielte Maßnahmen zu unterstützen. Dies kann durch gezielte Ausnahmen bei Steuern und Abgaben,

³ Der Erhöhung des Strombedarfs steht allerdings eine erhebliche Reduktion des Endenergiebedarfs für Benzin/Diesel (minus 65-85 TWh) gegenüber.

⁴ AIT, IndustRiES – Energieinfrastruktur für 100% Erneuerbare Energie in der Industrie, Studie erstellt im Auftrag des Klima- und Energiefonds, September 2019.

Netzentgelte und/oder weniger strenge Definitionen für „grünen“ Wasserstoff erfolgen. In dieser Phase spielt auch die Technologieentwicklung eine bedeutende Rolle. Folgt man beispielsweise der europäischen Wasserstoffstrategie, dann kann diese Phase grob bis zum Jahr 2030 eingeordnet werden. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Verfügbarkeit einer Alternative für mögliche Wasserstoffanwender, z.B. durch Gasimportleitungen für Wasserstoff („Hydrogen Backbone“).

- **„Etablierte Wasserstoffwelt“:** In dieser Phase liegt der Fokus darauf, „grünen“ Wasserstoff als eine echte Option zur Substitution von „fossilen“ Energieträgern zu etablieren. Es gilt hier allerdings eine generelle **Technologieoffenheit**, d.h. Wasserstoff soll dann zum Zuge kommen, wenn er im Vergleich mit anderen CO₂-freien Alternativen, die wirtschaftlichere Lösung darstellt. Die Technologieoffenheit setzt dabei ein „Level-Playing-Field“ zwischen nicht-fossilen Energieträgern voraus. Dies bedeutet, dass Ausnahmen bzw. Sonderbehandlungen für „grünen“ Wasserstoff aus der Markthochlaufphase abgebaut werden sollten.

Der Fokus in dieser Studie liegt insbesondere auf der „etablierten Wasserstoffwelt“. Dies ist auch bei der Einordnung der Grundsätze für die langfristigen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.

Meilenstein 2030: 100 % Erneuerbarer Strom und Rolle von Wasserstoff

Insbesondere der Ausbau der PV-Erzeugung führt zu einem Anstieg der Saisonalität bei der Stromerzeugung mit hoher Erzeugung in den Sommermonaten. Die **Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff kann eine zusätzliche Flexibilitätsoption zur vollumfänglichen Nutzung von „grünem“ Strom darstellen**. Gleichzeitig kann Wasserstoff als **Speichermedium für die saisonale Verlagerung** von Energie von den Sommermonaten in die Wintermonate verwendet werden.

Meilenstein 2040: Klimaneutralität und Rolle von Wasserstoff

Der Substitutionsbedarf für fossile Energieträger im Verkehrssektor, der Industrie und Wärme liegt bei ca. 180 TWh. Wasserstoff stellt dabei beispielsweise neben der Elektrifizierung eine (und manchmal sogar die einzige) Option für die Dekarbonisierung der einzelnen Sektoren dar. Gleichzeitig ist durch den Anstieg der direkten und indirekten Elektrifizierung auch ein Anstieg des Stromverbrauchs bei einem aufgrund der höherer Energieeffizienz gleichzeitig geringerem Gesamtenergiebedarf zu erwarten.

Rolle von Wasserstoff ist somit multidimensional

Die Einbindung von Wasserstoff ins Energiesystem erlaubt es, mit den wesentlichen Herausforderungen für eine 100 %-ige erneuerbare Energieversorgung umzugehen:

- Der **Bedarf an erneuerbaren Energiequellen** wird durch die Notwendigkeit zur Dekarbonisierung des Wärme-, Transport- und Industriesektors massiv steigen – mit der Herausforderung, **ausreichende und akzeptable Erzeugungsregionen** zu finden. Es ist energiewirtschaftlich sinnvoll einen Teil

des erneuerbaren Stroms in chemischer Form – d. h. wesentlich auch in Form von Wasserstoff – zu speichern und zu transportieren. Das erlaubt es, den Zubau an Erneuerbaren-Kapazität auf ein wirtschaftlich sinnvolles Maß (unter Einhaltung der Klimaziele) zu begrenzen. Damit besteht die Möglichkeit eines kosteneffizienten Ausbaus, der zugleich die Akzeptanz in der Bevölkerung im Blick behält.

- Dargebotsabhängige erneuerbare Energiequellen und schwankender Energiebedarf (z. B. saisonal bei Wärme) erfordern **große langfristige und saisonale Energiespeicher**. Aufgrund einer relativ hohen Energiedichte sind Gase wie Wasserstoff als Speichermedium hierfür besonders gut geeignet. Wasserstoff kann somit ein wichtiges Speichermedium für die saisonale Verlagerung von Energie werden.

Zusätzlich sind der effektive **Energietransport und -verteilung** der Schlüssel zu einer gesicherten und durchgängigen erneuerbaren Energieversorgung. Der Einsatz von Wasserstoff verspricht Vorteile durch die Möglichkeit der Verwendung bereits vorhandener und ansonsten nicht mehr voll ausgelasteter Infrastruktur. Aufgrund der vergleichsweise hohen Energiedichte und den niedrigen Transportkosten von Energie in Form von Gasen, inkl. Wasserstoff, kann sich Wasserstoff aber in spezifischen Fällen auch rechnen, wenn eine neue Infrastruktur erst noch errichtet werden muss. Das regionale Auseinanderfallen zwischen von Potentialen zur Wasserstofferzeugung in Europa (z.B. Offshore Wind Potential in Nordeuropa, PV Potential in Südeuropa) aber auch global (z.B. Nordafrika, Australien), sowie den potentiellen Nachfrageclustern (z.B. Stahlerzeugung in Österreich bzw. Mitteleuropa), wird langfristig zu der Notwendigkeit von Wasserstoff-Importen führen. Dazu sind europäische und globale Rahmenbedingungen für den Handel mit „grünem“ sowie anderen Arten von Wasserstoff erforderlich.

3 NUTZUNGSMÖGLICHKEITEN VON „GRÜNEM“ WASSERSTOFF

In Abschnitt 2.2.3 haben wir gezeigt, dass zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2040 große Mengen von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden müssen. Dies betrifft alle **Sektoren** – Wärme, Verkehr und Industrie – und sowohl deren **Endenergieverbrauch** als auch deren **nicht-energetischen Verbrauch** (wie die stoffliche Nutzung von grauem Wasserstoff aus Erdgas in der Chemieindustrie). Die Substitution kann durch **biogene Energieträger**, **direkte Elektrifizierung** oder durch aus erneuerbaren Energien erzeugten **Wasserstoff** bzw. **synthetisch erzeugte Energieträger** auf Basis von grünem Strom und einer CO₂-neutralen Kohlenstoffquelle erfolgen.

In diesem Abschnitt fokussieren wir uns entsprechend der Ausrichtung der Studie auf die Substitution durch grünen Wasserstoff bzw. darauf basierende synthetisch erzeugte Energieträger und zeigen deren Nutzungsmöglichkeiten in den einzelnen Sektoren auf. Wir gehen dabei in mehreren Schritten vor:

- Zunächst geben wir einen Überblick über Nutzungsmöglichkeiten und weisen ihnen Zielsetzungen zu.
- Danach stellen wir die einzelnen Nutzungsmöglichkeiten und die Prozessschritte von der Elektrolyse bis zur Nutzung dar. Da der erste Schritt der Produktion von grünem Wasserstoff für alle Nutzungsmöglichkeiten identisch ist, diskutieren wir diesen vorab. Bei den einzelnen Prozessschritten gehen wir – sofern relevant – auf derzeit bzw. voraussichtlich zukünftig anfallende Netzentgelte, Steuern, Abgaben, EE- und KWK-Umlage ein.
- Wir stellen alternative Optionen zur Substitution von fossilen Energieträgern dar und diskutieren deren Belastungen mit Netzentgelten, Steuern und Abgaben.

3.1 Überblick: Arten und Ziele der Nutzung von „grünem“ Wasserstoff

Die Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff sind mit unterschiedlichen Zielsetzungen verbunden, die auf dem Weg zur Klimaneutralität alle eine wichtige Rolle spielen:

- **Dekarbonisierung:** Die Nutzung von Wasserstoff stellt eine Option zur Dekarbonisierung dar, insbesondere für jene Verwendungen, bei welchen es keine oder nur eingeschränkte Optionen zur direkten Elektrifizierung gibt.
- **Saisonale Speicherung/Verschiebung:** Zudem ermöglichen Wasserstoff und synthetische Energieträger die Speicherung und somit saisonale Verschiebung von EE-Strom vom Sommer in den Winter.
- **Versorgungssicherheit (langfristig):** Die Nutzung von Wasserstoff kann einen Beitrag zur langfristigen Versorgungssicherheit leisten. Dies ist beispielsweise dann der Fall, wenn durch die Nutzung entweder Lastspitzen beim Stromverbrauch reduziert werden und/oder ein CO₂-freier Primärenergieträger für die Stromerzeugung in flexiblen Kraftwerken

verwendet werden kann. Beides hat über die Reduktion der positiven bzw. negativen Residuallast eine positive Wirkung auf die sogenannte „Generation Adequacy“ (Erzeugungsdäquanz), entweder durch Reduktion der Stromlast oder durch die Erhöhung der Stromproduktion.⁵

Die Bedeutung der einzelnen Ziele unterscheidet sich abhängig von der konkreten Nutzungsmöglichkeit von Wasserstoff, die wir in der Folge näher beschreiben (Abbildung 6). Exemplarisch gilt: Im Fall der Rückverstromung sowie der Anwendung im Wärmesektor kommt der saisonalen Speicherung/Verschiebung sowie der Versorgungssicherheit eine hohe Bedeutung zu. Bei der Anwendung im Schwerlastverkehr und der Industrie steht dagegen die Dekarbonisierung im Vordergrund, da hier nur wenige CO₂-freie Alternativen zur Verfügung stehen.

Abbildung 6 Grüner Wasserstoff und synthetische Energieträger ermöglichen Dekarbonisierung, saisonale Verschiebung und erhöhen Versorgungssicherheit

		Dekarbonisierung	Saisonale Speicherung/ Verschiebung	Versorgungssicherheit
Endenergieverbrauch	Rückverstromung	Mittel „Grünes“ Gas als Energieträger für flexible Kraftwerke	Hoch Saisonale Speicherung von EE-Strom von Sommer in den Winter	Hoch Grünes Gas als CO ₂ freier Primärenergieträger für flexible Gaskraftwerke
	Wärme	Mittel Grünes Gas als Option. Andere CO ₂ freie Optionen verfügbar	Hoch Saisonalität des Wärmeverbrauchs	Mittel Grünes Gas als Option zur Reduktion der Stromhöchstlast im Winter
	PKW, leichte Nutzfahrzeuge, öffentl. Personenverkehr	Mittel Dekarbonisierung überwiegend durch Elektrifizierung	Gering	Gering Grünes Gas als Option zur Reduktion der Stromhöchstlast im Winter
	Schwerlastverkehr, Schiff, Flugzeug	Hoch E-Fuels und z.T. auch grünes Gas als einzige Dekarbonisierungsoption	Gering	Gering Grünes Gas als Option zur Reduktion der Stromhöchstlast im Winter
Nicht-energ.	Industrie	Hoch Grünes Gas zur Dekarbonisierung von nicht/schwer elektrifizierbaren Prozessen	Gering Tendenziell Bandbetrieb bei Industrieprozessen. Saisonale Verschiebung eher untergeordnete Rolle	Gering

Quelle: Frontier Economics

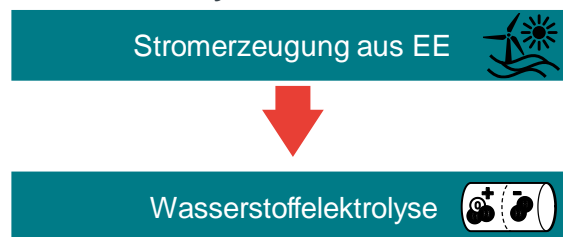
Die unterschiedlichen Zielausprägungen der Nutzungsmöglichkeiten sind eine Indikation dafür, dass Wasserstoff in allen Sektoren eine Rolle einnehmen kann und eine *a-priori* Ausklammerung von Wasserstoff aus einem Sektor bzw. einer Nutzungsmöglichkeit nicht sinnvoll erscheint.

⁵ Davon zu unterscheiden ist der Einsatz eines Elektrolyseurs für Systemdienstleistungen. Darauf gehen wir in Abschnitt 4 ein.

3.2 Produktion von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse – Schritt 1

Für die Produktion von grünem Wasserstoff bezieht der Betreiber des Elektrolyseurs „grünen“ Strom. Der Strom kann entweder über einen Direktanschluss oder über das öffentliche Stromnetz zum Elektrolyseur gelangen. In letzterem Fall sind Stromnetze und ggf. diverse Steuern und Abgaben für Endverbraucher zu zahlen.

Abbildung 7 Strom zu Elektrolyseur



Quelle: Frontier Economics

- **„Grüner“ Strom:** Wir unterstellen, dass die Stromerzeugung aus EE-Anlagen erfolgt und als „grüner“ Strom klassifiziert wird. Der daraus erzeugte Wasserstoff ist annahmegemäß ebenfalls „grün“. Tatsächlich ist die Definition von „grünem“ Strom für die Wasserstoffherzeugung noch nicht final definiert.⁶ Eine erste Definition gibt es für den Verkehrsbereich. Wasserstoff wird dabei nur als grün anerkannt, wenn bestimmte Nachhaltigkeitskriterien erfüllt sind. Die Details dazu sind allerdings noch näher über Rechtsakte bis 31. Dezember 2021 zu konkretisieren. Für weitere Sektoren gibt es u. a. Vorschläge von mehreren EU-Mitgliedsstaaten, die sich am Verkehrsbereich orientieren wollen, allerdings auch noch keine fertigen Konzepte.⁷ Insbesondere in der Markthochlaufphase kann eine zu enge Definition von „grünem“ Wasserstoff die Errichtung von Pilotprojekten verunmöglichen, weshalb sowohl an der Definition im Verkehrsbereich sowie der Ausweitung auf andere Sektoren Kritik geübt wird.
- **Stromnetzentgelt:** Bezieht der Elektrolyseur den Strom über das Stromnetz (d. h. nicht über eine Direktanbindung an eine EE-Anlage), sind grundsätzlich Netzentgelte zu zahlen. Der Ministerratsvorschlag zum Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) sieht allerdings für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas ab Inbetriebnahme für 15 Jahre vor, dass für den Bezug von erneuerbarer elektrischer Energie keine Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten sind, sofern die jeweilige Anlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweist und ausschließlich zu betrieblichen Zwecken eingesetzt wird (§ 111 Abs. 3 EIWOG).
- **Steuern und Abgaben Strom:** Beim Stromverbrauch ist lediglich die Elektrizitätsabgabe relevant. § 2 Elektrizitätsabgabegesetz sieht dabei eine Befreiung für nicht-energetischen Stromverbrauch vor, worunter auch ein Elektrolyseur fällt.

⁶ Wir gehen auf diese Frage im Detail im Abschnitt 5.2 ein.

⁷ Positionspapier „Additionality in Renewable Hydrogen Production“, Joint Contribution from AT, DK, ES, IE, LU, PT; 9. November 2020.

- EE-/KWK-Förderkosten:** Der Ökostromförderbeitrag, die Ökostrompauschale und die KWK-Pauschale fallen derzeit auch für Elektrolyseure an. Der Ministerratsvorschlag zum Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) sieht allerdings für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas eine Befreiung für den „Erneuerbaren-Förderbeitrag“ sowie der „Erneuerbaren Förderpauschale“ vor, wenn die Anlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweist, ausschließlich zu betrieblichen Zwecken eingesetzt wird, ausschließlich erneuerbare Elektrizität bezieht und nicht in das Gasnetz einspeist (§73 Abs1, 3 75 Abs. 1 Erneuerbaren Ausbau Gesetz).

3.3 Rückverstromung mit Endenergieverbrauch – H₂ Blending

Bei der Produktion von grünem Wasserstoff gehen wir zunächst von einem Blending in das Gasnetz aus. Es wird kein separates H₂-Verteilnetz unterstellt, sodass auf bestehende Infrastruktur inklusive der Gaskraftwerke zurückgegriffen werden kann. Langfristig wird das Blending in den Hintergrund treten und Wasserstoff direkt rückverstromt werden. Dazu sind eine eigene H₂-Infrastruktur (Leitung und Speicher) sowie entsprechende H₂ Kraftwerke erforderlich. Die Logik der Schritte entlang der Wertschöpfungskette unterscheidet sich allerdings nicht zum H₂ Blending. In Annex B.1.1 stellen wir den Fall der Rückverstromung mit synthetischem Methan dar. Der einzige Unterschied besteht dabei darin, dass zusätzlich noch eine CO₂-Quelle für den Schritt der Methanisierung erforderlich ist.

Abbildung 8 Wertschöpfungsstufen bei Rückverstromung mit H₂-Blending



Quelle: Frontier Economics

Zielsetzung

Die Nutzungsmöglichkeit „Rückverstromung“ ist für die **saisonale Speicherung/Verschiebung** relevant. In Zeiten mit niedrigen Strompreisen (z. B. im Sommer mit hoher PV-Erzeugung) wird der Wasserstoff bzw. das darauf basierende synthetische Methan produziert und in Zeiten mit hohen Strompreisen (z. B. im Winter mit hoher Last und weniger PV-Erzeugung) rückverstromt. Die

Nutzung der Gasinfrastruktur als Speicher ermöglicht dadurch die saisonale Verschiebung von Energie. Die Rückverstromung in H₂-/Gaskraftwerken ermöglicht es, rasch auf Situationen mit Stromunterdeckungen zu reagieren und leistet somit einen Beitrag zur **Versorgungssicherheit** mit Strom.

Von Elektrolyse zu Endenergieverbrauch

Abbildung 9 Schritte bei Rückverstromung

	Netzentgelt (Strom/Gas)	Steuern und Abgaben (Strom/Gas)
Schritt 2: H2 in Gasinfrastruktur (Leitung, Speicher)	<p>Netzentgelt Gas: Für die Einspeisung des grünen Wasserstoffgases in das Gasnetz sind Einspeisetarife zu zahlen. Derzeit existiert kein definierter Tarif für die Einspeisung von grünem Wasserstoff. Ein reduzierter Tarif ist lediglich für die Einspeisung von Biogas vorgesehen.</p> <p>Die ÖVGW-Richtlinien G 31 und G B 220 legen fest, dass der Wasserstoffanteil von 4 vol.-% zu keiner Zeit – auch nicht bei der Einspeisung – überschritten werden darf.</p> <p>Es gibt derzeit eine Diskussion diese Grenzen anzuheben. Dementsprechend würden bei der Einspeisung des Wasserstoffs noch Kosten für die Entnahme und Einspeisung von Erdgas aus dem Netz anfallen, um die Energieträger zu mischen. Unser Verständnis ist, dass in Österreich derzeit über eine Befreiung dieser Kosten nachgedacht wird.</p>	<p>Bei der Einspeisung von grünem Wasserstoff in einen Speicher über das Gasnetz sind keine Steuern und Abgaben zu zahlen.</p>
Schritt 3: H2 aus Gasinfrastruktur zur Stromerzeugung	<p>Netzentgelt Gas: Bei der Einspeisung des geblendeten Wasserstoffs aus dem Speicher in das Gasnetz sind die Netznutzungsentgelte für Speicher zu entrichten.</p>	<p>Der Verbrauch des geblendeten Wasserstoffs im Gaskraftwerk erfüllt den Tatbestand für die Erdgasabgabe. Unserem Verständnis nach greift hier allerdings der Befreiungstatbestand nach § 3 Abs. 2 Zif. 2 Erdgasabgabegesetz. Erdgas, das zur Erzeugung von elektrischer Energie verwendet wird, ist von der Erdgasabgabe befreit. Nach § 2 Abs.1 Zif. 3 Erdgasabgabegesetz fällt auch Wasserstoff unter Erdgas.</p>
Schritt 4: Stromerzeugung zu Endverbrauch	<p>Netzentgelt Strom: Der vom Gaskraftwerk erzeugte Strom wird über das Stromnetz zum Endverbraucher transportiert. Dafür sind abhängig von der Netzebene des Endverbrauchers die regulären Netzentgelte zu zahlen.</p>	<p>Der Endverbraucher verbraucht den Strom und muss folglich auch die Elektrizitätsabgabe bezahlen.</p> <p>Durch den Bezug des Stroms aus dem Netz ist vom Endverbraucher der Ökostromförderbeitrag, die Ökostrompauschale und die KWK-Pauschale zu zahlen.</p>

Quelle: Frontier Economics

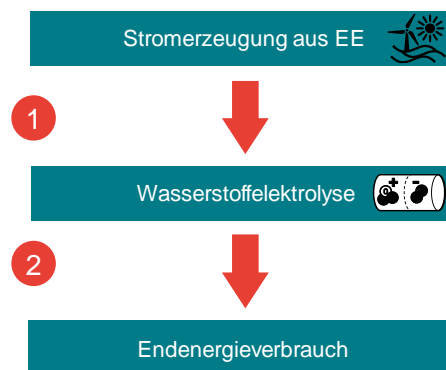
3.4 Endenergieverbrauch – Wärme, Industrie, Verkehr

In der Folge stellen wir die Nutzung von Wasserstoff im Endenergieverbrauch in den Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr dar.

3.4.1 Wärmesektor als Nutzer von H₂ oder synthetischem Methan

Nach der Produktion des Wasserstoffs im Rahmen der Elektrolyse kann der Wasserstoff entweder direkt in das Gasnetz eingespeist, oder vorab in synthetisches Methan umgewandelt werden. Das geblendete Gas wird schließlich von den angeschlossenen Netznutzern im Wärmesektor genutzt. In der Folge stellen wir den Einsatz als Wasserstoff dar⁸.

Abbildung 10 Wärmesektor als Nutzer von H₂ Blending



Quelle: Frontier Economics

Zielsetzung

Der Energiebedarf im Wärmesektor weist eine andere Saisonalität als die Stromerzeugung insbesondere aus PV-Anlagen auf. Der Wasserstoff kann hier durch die Umwandlung von Strom im Sommer als **saisonales Speichermedium** verwendet werden. Der Wasserstoff kann dann im Wärmesektor direkt genutzt werden. Im Wärmesektor sind alternative Dekarbonisierungsoptionen, z. B. Wärmepumpen, verfügbar und einsetzbar. Dabei ist allerdings zu bedenken, dass beim Einsatz von Wärmepumpen der Strombedarf gerade in Zeiten mit tendenziell weniger Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (im Winter) ansteigt. Die Nutzung von Wasserstoff im Wärmesektor kann hier zu einer Reduktion der Stromhöchstlast im Winter führen und somit einen **positiven Effekt auf die Versorgungssicherheit** haben.

⁸ Nutzungsmöglichkeit für „synthetisches Gas“ siehe B.1.2.

Von Elektrolyseur zu Endenergieverbrauch

Abbildung 11 Schritte bei Verwendung von H₂ Blending im Wärmesektor

	Netzentgelt (Gas)	Steuern und Abgaben (Gas)
Schritt 2: Von Elektrolyseur zu Endenergieverbrauch	Analog zu Schritt 2 bei der Rückverstromung mit H ₂ -Blending sind für die Einspeisung des grünen Wasserstoffs in das Gasnetz Einspeisetarife zu zahlen. Welcher Tarif hierfür anfällt, ist jedoch unklar. Zudem würden aufgrund des stets zu gewährleistenden Blending-Limits i. H. v. 4 vol. % bei der Einspeisung des Wasserstoffs noch Kosten für die Entnahme und Einspeisung von Erdgas aus dem Netz anfallen. Es ist allerdings geplant, bei der Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz diese Kosten zu erlassen.	Der Verbrauch des geblendeten Wasserstoffs im Wärmesektor erfüllt den Tatbestand für die Erdgasabgabe. § 3 Abs. 2 Nr. 3b bzw. 4 Erdgasabgabegesetz sieht allerdings eine Befreiung für Wasserstoff vor, wenn dieser die Nachhaltigkeitskriterien der Kraftstoffverordnung 2012 oder sonstiger Normen zur Umsetzung der RED II erfüllt. Eine korrespondierende Regelung für den Stromverbrauch gibt es nicht, d.h. hier gibt es keine Befreiung von EE-Strom von der Elektrizitätsabgabe.

Quelle: Frontier Economics

3.4.2 Industrie als Nutzer für Prozesswärme

Die Verwendung von geblendetem Wasserstoff oder synthetisch erzeugtem Methan in der Industrie zur Erzeugung von Prozesswärme ist mit Blick auf die Wertschöpfungsstufen und die dabei anfallenden Netzentgelte sowie Steuern und Abgaben mit dem Wärmesektor identisch. An dieser Stelle wird somit auf die Ergebnisse aus Abschnitt 3.4.1 verwiesen.

Zielsetzung

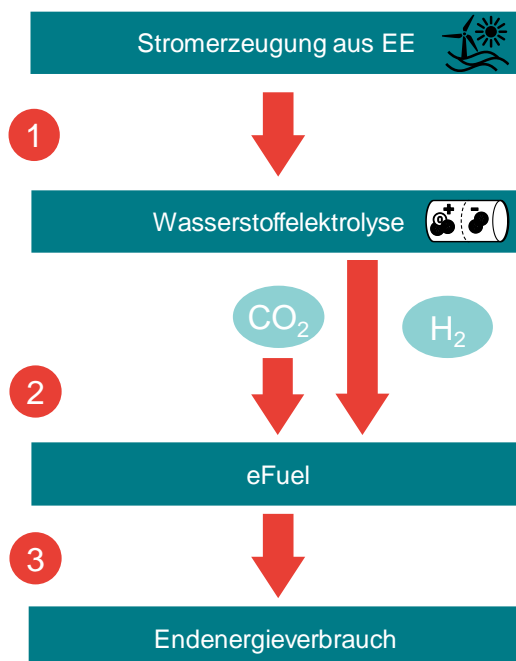
In der Industrie ist grüner Wasserstoff bzw. Gas zur **Dekarbonisierung** von nicht oder nur schwer elektrifizierbaren Prozessen erforderlich, d. h. bei der Erzeugung von Prozesswärme mit hohen Temperaturen, die nicht oder nur schwer durch industrielle Großwärmepumpen erzeugt werden kann. Da bei Industriebetrieben oftmals Bandbetrieb vorliegt, stellt die saisonale Speicherung/Verschiebung sowie die Versorgungssicherheit eine eher untergeordnete Rolle dar.

3.4.3 Verkehrssektor als Nutzer

Der im ersten Schritt produzierte Wasserstoff kann entweder direkt im Verkehrssektor genutzt oder vorab in einen synthetischen Kraftstoff (eFuel) umgewandelt werden. Im Unterschied zum Wärme- oder Industriesektor findet infolge der Nutzung des Wasserstoffs als reines Produkt i. d. R. kein Blending in das Gasnetz statt, sondern der Transport erfolgt über andere Transportsysteme (z. B. per LKW). Für den Transport von E-Fuels können die für Kraftstoffe vorhandenen Transportsysteme genutzt werden. In der Folge stellen wir die Schritte für E-Fuels dar.⁹

⁹ Einsatz von H₂ im Verkehr siehe B.1.3.

Abbildung 12 Verkehrssektor als Nutzer von E-Fuels



Quelle: Frontier Economics

Zielsetzung

Im Verkehrssektor ist zwischen PKW, leichten Nutzfahrzeugen und der Schiene auf der einen, sowie Schwerlastverkehr, Seeschifffahrt und Luftverkehr auf der anderen Seite zu differenzieren. Für PKW, leichte Nutzfahrzeuge und die Schiene kann eine Dekarbonisierung auch zu großen Teilen durch Elektrifizierung erfolgen. Beim Schwerlastverkehr, teilweise im Schienenverkehr und öffentlichen Personenverkehr auf der Straße, bestimmten Bereichen des Personenverkehrs, sowie beim Schiffs- und Luftverkehr sind E-Fuels und z. T. grünes Gas oft die einzige Option zur **Dekarbonisierung**. Die saisonale Verschiebung/Speicherung und Versorgungssicherheit spielt für die Anwendung von Wasserstoff im Verkehrssektor nur eine geringe Rolle.

Vom Elektrolyseur zum Endenergieverbrauch

Abbildung 13 Schritte bei Verwendung von H₂ Blending im Wärmesektor

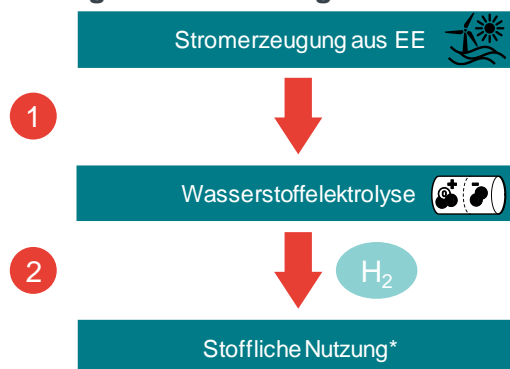
	Netzentgelt (Gas)	Steuern und Abgaben (Gas)
Schritt 2: Von H₂ zu E-Fuel	Wir gehen davon aus, dass der E-Fuel vor Ort produziert wird und deshalb keine Netzentgelte für das Gasnetz anfallen.	Der Verbrauch von Wasserstoff für die E-Fuels-Produktion erfüllt den Tatbestand für die Erdgasabgabe. Es liegt aber bei grünem Wasserstoff (gemäß Kraftstoffverordnung und RED II) eine Befreiung gemäß § 3 Abs. 2 Nr. 3b Erdgasabgabegesetz vor. Dazu ist auch eine CO ₂ -neutrale Kohlenstoffquelle erforderlich.
Schritt 3: E-Fuel zu Endenergieverbrauch	E-Fuels werden nicht über das Gasnetz transportiert, sondern über alternative Transportwege. Dementsprechend fallen nur für Letztere entsprechende Kosten an.	Der Verbrauch von E-Fuels unterliegt den Steuern und Abgaben für Kraftstoffe, d. h. der Mineralölsteuer.

Quelle: Frontier Economics

3.5 Umwandlungseinsatz/stoffliche Nutzung von H₂ in der Industrie

Der produzierte Wasserstoff kann von der Industrie auch stofflich genutzt werden. Dies erfolgt derzeit beispielsweise in der Chemieindustrie bei der Ammoniak-Produktion, bei der Düngemittelherstellung oder gegebenenfalls zukünftig in der Eisen-/Stahlerzeugung.

Abbildung 14 Nicht-energetische Nutzung von H₂ in der Industrie



Quelle: Frontier Economics

Zielsetzung

In der Industrie ist grüner Wasserstoff bzw. Gas zur **Dekarbonisierung** von nicht oder nur schwer elektrifizierbaren Prozessen erforderlich. Ein typisches Beispiel stellt hier die Stahlindustrie dar, wo durch den Einsatz von Wasserstoff in der Direktreduktion fossile Energieträger ersetzt werden sollen. Auch bei der stofflichen Nutzung gilt ähnlich wie für Prozesswärme, dass hier eine gleichmäßige Nutzung von Wasserstoff über das gesamte Jahr erfolgt. Die saisonale Speicherung/Verschiebung sowie die Versorgungssicherheit stellt somit eine untergeordnete Rolle dar. Grundsätzlich ist dies möglich, wenn saisonal H₂ eingespeichert wird und aus dem Speicher Bandlast für die Nutzung in der Industrie ausgespeist wird. Aufgrund des hohen Bedarfs an „grünem“ Wasserstoff zur Dekarbonisierung von Industrieprozessen (z.B. Stahlindustrie), wird nach gegenwärtiger Einschätzung ein Großteil des erforderlichen Wasserstoffs langfristig über Importe abgedeckt werden müssen.

H2 zu Endverbrauch (stoffliche Nutzung)

Abbildung 15 Schritte bei Verwendung von H₂ Blending im Wärmesektor

	Netzentgelt (Gas)	Steuern und Abgaben (Gas)
Schritt 2: Von H₂ zu E-Fuel	Der Wasserstoff kann entweder lokal auf dem Industriegelände produziert oder z. B. per LKW transportiert werden. ¹⁰ Folglich sind Kosten für die alternativen Transportsysteme zu berücksichtigen, aber keine Gasnetzentgelte.	Der Verbrauch von Wasserstoff erfüllt grundsätzlich den Tatbestand für die Erdgasabgabe. § 3 Abs. 2 Nr. 3b bzw. Nr. 4 Erdgasabgabegesetz sehen allerdings eine Befreiung vor

Quelle: Frontier Economics

3.6 Alternative Dekarbonisierungsoptionen

Grüner Wasserstoff und daraus erzeugte synthetische Energieträger stellen in sämtlichen Sektoren eine Möglichkeit zur Dekarbonisierung dar, sind aber in vielen Anwendungen nicht alternativlos. Nachfolgend stellen wir für die betrachteten Nutzungsmöglichkeiten/Sektoren ausgewählte Alternativen mit einem Fokus auf Elektrifizierungsanwendungen dar. Wir gehen dabei auch auf die Belastungen mit Stromnetzentgelten sowie Abgaben ein. Dies ist insbesondere für die in Abschnitt 5 diskutierten Rahmenbedingungen für „grünen“ Wasserstoff relevant, die die Zielsetzung eines „Level-Playing-Fields“ zwischen dem Wasserstoff und anderen Optionen zur Dekarbonisierung verfolgen.

Rückverstromung – Alternative: Pumpspeicherkraftwerk

Pumpspeicherkraftwerke ermöglichen die Speicherung großer Mengen von Elektrizität. Im Vergleich zur Rückverstromung von Wasserstoff (über den gesamten Prozess der Rückverstromung (Power-to-Gas-to-Power) gehen knapp 60 % der Energie verloren. Bei einer Nutzung der Wärme über KWK verringert sich der Verlust auf knapp 50%) liegen die Verluste deutlich geringer (bei modernen Anlagen zwischen 15 % und 25 %). Es sind jedoch nicht alle Pumpspeicherkraftwerke für die saisonale Speicherung geeignet/vorgesehen. Die Speicher würden bei saisonaler Nutzung nicht mehr in vollem Umfang für kurzfristigen Ausgleich zur Verfügung stehen und die verfügbaren Kapazitäten können aufgrund geographischer Restriktionen nicht in den für die saisonale Speicherung benötigten Dimensionen ausgeweitet werden.

Der Prozess der Stromerzeugung für den Endenergieverbrauch durch Pumpspeicherkraftwerke erfolgt in zwei Schritten:

- **Pumpen:** Dabei wird Strom aus dem öffentlichen Netz verwendet, um Wasser in ein Speicherbecken zu pumpen. Für den Pumpstrom fallen Stromnetzentgelte an. Allerdings ist dieser Strom von der Elektrizitätsabgabe sowie der Ökostrompauschale ausgenommen.
- **Stromerzeugung (Turbinieren) und Endverbrauch:** Dabei wird Wasser aus dem Speicherbecken zur Stromerzeugung verwendet. Beim Bezug des Stroms

¹⁰ Eine Abtrennung des Wasserstoffs aus dem Erdgasnetz ist lediglich mit erheblichem Aufwand und Verlusten möglich. Vgl. BNetzA (2020), S. 58.

aus dem Netz ist vom Endverbraucher der Ökostromförderbeitrag, die Ökostrompauschale und die KWK-Pauschale zu zahlen.

Wärmesektor – Alternative „Wärmepumpe“

Zur Wärmebereitstellung im Gebäudesektor¹¹ wird in Studien zur Dekarbonisierung regelmäßig der zunehmende Einsatz von Wärmepumpen unterstellt. Diese nehmen unter Aufwendung von elektrischer Arbeit thermische Wärmeenergie aus der Umwelt (Luft, Wasser, Erde) auf und geben diese als Nutzwärme ab. Bei Verwendung von grünem Strom erfolgt somit eine CO₂-freie Produktion von Wärme. Der Verbrauch von Strom stellt somit einen Endverbrauch dar, d. h. beim Bezug des Stroms aus dem Netz ist vom Endverbraucher die Elektrizitätsabgabe, der Ökostromförderbeitrag, die Ökostrompauschale und die KWK-Pauschale zu zahlen.

Weitere Alternativen zur Dekarbonisierung im Wärmesektor stellen Fernwärme, Nahwärme und Heizungen auf Basis von Biomasse sowie Effizienzmaßnahmen wie thermische Sanierungen dar.

Industrie als Nutzer für Prozesswärme – Alternative „Wärmepumpe“

Auch im Industriesektor kann Prozesswärme durch den Einsatz von Großwärmepumpen erzeugt werden. Dies gilt allerdings nur für Temperaturen bis ca. 150 °C. Auch hier stellt der Verbrauch von Strom einen Endverbrauch dar, d. h. beim Bezug des Stroms aus dem Netz ist vom Endverbraucher die Elektrizitätsabgabe, der Ökostromförderbeitrag, die Ökostrompauschale und die KWK-Pauschale zu zahlen.

Zur Erzeugung höherer Temperaturen kommt lediglich die Verwendung von erneuerbaren Brennstoffen in Frage, d. h. Wasserstoff, darauf basierende synthetische Energieträger oder biogene Energieträger.

Verkehrssektor – Alternative Elektromobilität

Elektromobilität ermöglicht im Verkehrssektor für PKW und leichte Nutzfahrzeuge die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom, ohne weitere Umwandlungsverluste im Vergleich zu alternativen Dekarbonisierungsoptionen. Auch hier stellt der Verbrauch von Strom einen Endverbrauch dar, d. h. beim Bezug des Stroms aus dem Netz ist vom Endverbraucher die Elektrizitätsabgabe, der Ökostromförderbeitrag, die Ökostrompauschale und die KWK-Pauschale zu zahlen.

Auch der Schienenverkehr erfolgt zu weiten Teilen elektrisch. Andere Teile des Verkehrssektors, wie der Schwerlastverkehr, die Seeschifffahrt oder der Luftverkehr, sind hingegen in absehbarer Zukunft nur eingeschränkt elektrifizierbar und auf E-Fuels zur Dekarbonisierung angewiesen.¹²

¹¹ In diesem Bericht wird unter dem Wärmesektor insbesondere Raumwärme und Warmwasser für Gebäude gefasst. Industrielle Prozesswärme wird dem Industriesektor zugeordnet.

¹² Vgl. z. B. Agora Energiewende (2017): Mit der Verkehrswende die Mobilität von morgen sichern.

3.7 Schlussfolgerung – Nutzungsmöglichkeiten von „grünem“ Wasserstoff

Wir haben vier Sektoren der Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff bzw. darauf basierende synthetische Energieträger dargestellt: Im Elektrizitätssektor zur Rückverstromung, im Wärme-, im Industrie- und im Verkehrssektor. Aus den bisherigen Ausführungen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ableiten.

Nutzungsmöglichkeiten tragen in unterschiedlicher Weise zu Zielsetzungen im Hinblick auf Klimaneutralität bei

Die Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff tragen in unterschiedlicher Weise zu den Zielen „Dekarbonisierung“, „saisonale Speicherung/Verschiebung“ sowie „Versorgungssicherheit“ bei. Beispielsweise liegt der Fokus bei der Rückverstromung sowie im Wärmesektor im Wesentlichen auf der „saisonalen Speicherung/Verschiebung“ sowie der „Versorgungssicherheit“, während bei der Verwendung in der Industrie und im Verkehrssektor die „Dekarbonisierung“ im Vordergrund steht. Die Nutzungsmöglichkeit von „grünem“ Wasserstoff im Wärmemarkt weist eine korrespondierende Saisonalität, d. h. geringer Bedarf im Sommer und hoher Bedarf im Winter, zur saisonalen Speicherung/Verschiebung von EE-Strom auf. In der internationalen Diskussion zu Wasserstoffstrategien wird allerdings die Nutzung von „wertvollem grünem“ Wasserstoff im Wärmesektor kritisch gesehen, da hier alternative Dekarbonisierungspfade möglich sind (z. B. Wärmepumpen, Biomasse).¹³ Eine **a-priori Ausklammerung von Wasserstoff aus einem Sektor bzw. einer Nutzungsmöglichkeit erscheint** vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Zielsetzungen und der noch großen regulatorischen Unsicherheit aus unserer Sicht allerdings **nicht sinnvoll**.

Umwandlung von Strom in Wasserstoff stellt keinen Endverbrauch dar

Allen Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff als Endenergieverbrauch oder der stofflichen Nutzung geht der Schritt 1 „Produktion von Wasserstoff durch Strom“ voraus. Der Schritt 1 bewirkt somit die Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger, der in der Folge einem Endenergie- bzw. stofflichen Verbrauch zugeführt wird. Die **Klassifikation eines Elektrolyseurs als „Endverbraucher“** ist somit **nicht sachgerecht**.

¹³ Wir haben in unterschiedlichen Studien gezeigt, dass die Gesamtsystemkosten für eine Umstellung auf 100 % Erneuerbare Energien durch eine Integration von „grünem“ Gas auch in den Wärmesektor gesenkt werden können. Das ist u. a. dadurch bedingt, dass die Verwendung von „grünem“ Gas im Wärmesektor im Vergleich zu einem Szenario mit starker Durchdringung mit Wärmepumpen den Stromverbrauch im Winter reduziert. Dies reduziert den erforderlichen EE-Ausbau für die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff, der dann im Winter zur Deckung des Strombedarfs rückverstromt werden muss, sowie die dafür erforderlichen vorzuhaltenden flexiblen Erzeugungskapazitäten. (vgl. Frontier Economics/IAEW/FourManagement/EMCEL, Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland – eine modellbasierte Analyse, Studie im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.), September 2017; Diese Analyse haben wir auch andere europäische Länder ausgeweitet: Frontier Economics/IAEW, The value of gas infrastructure in a climate-neutral Europe – A study based on eight European countries, Studie für Green Gas Initiative (GGI) und Net4Gas, April 2019 <https://www.frontier-economics.com/media/3120/value-of-gas-infrastructure-report.pdf>.)

Eindeutige Definition von „grünem“ Wasserstoff liegt noch nicht vor

Eine eindeutige Definition von „grünem“ Wasserstoff liegt derzeit nicht vor. Für Investoren ist allerdings die Klarheit für eine Definition von „grünem“ Wasserstoff essentiell, da nur bei einer Klassifizierung als „grüner“ Wasserstoff damit verbundene Umweltvorteile vergütet werden.

Auf dem Weg von Wasserstofferzeugung zu Endverbrauch fallen verschiedene Netzentgelte, Steuern und Abgaben an

Die schematischen Darstellungen der Nutzungsmöglichkeiten zur Rückverstromung, im Wärmesektor, Industrie und Verkehr haben gezeigt, dass auf dem Weg von der Wasserstofferzeugung zum Endverbrauch teilweise mehrere Schritte durchlaufen werden, bei denen jeweils Netzentgelt, Steuern und Abgaben anfallen können. Aktuell bzw. in Diskussion gibt es verschiedene Ausnahmen und Befreiungen auf diesem Weg, allerdings fehlt hier mancherorts ein schlüssiger roter Faden.

Alternative Optionen zur Dekarbonisierung und „Level-Playing-Field“

Bei der Evaluierung der Netzentgelte, Steuern und Abgaben auf dem Weg von Wasserstofferzeugung zum Endverbrauch dürfen alternative Optionen zur Dekarbonisierung nicht außer Acht gelassen werden. Dies bedeutet, dass die Anpassungen der Rahmenbedingungen der Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff auf allgemeinen Grundsätzen beruhen sollten, die beispielsweise auch für Optionen auf Basis einer Elektrifizierung anwendbar sind (und umgekehrt).

4 BETRIEBSWEISEN VON ELEKTROLYSEUREN

In **Abschnitt 3** haben wir die unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten sowie die Prozessschritte von Elektrolyseur zu Endverbrauch für den Wasserstoff in den einzelnen Sektoren diskutiert. In diesem Abschnitt legen wir den Fokus auf einen Teilbereich der Prozessschritte, nämlich „Schritt 1 Produktion von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse“ (Abschnitt 3.2). Dabei diskutieren wir:

- **Auswirkung der Betriebsweise auf das Stromsystem.** Wir definieren zunächst idealtypische Betriebsweisen eines Elektrolyseurs und stellen die Auswirkungen auf das Stromsystem dar.
- **Auswirkung der Betriebsweise auf die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs.** Wir führen dazu indikative Berechnungen zu den Herstellungskosten für Wasserstoff an, wobei wir unterschiedliche Parameter (z. B. Stromeinkaufskosten, Volllaststunden) variieren. Daraus kann eine Indikation zur Abschätzung des Förderbedarfs für Elektrolyseure für einen Zielwert der Wasserstofferzeugung gemacht werden.

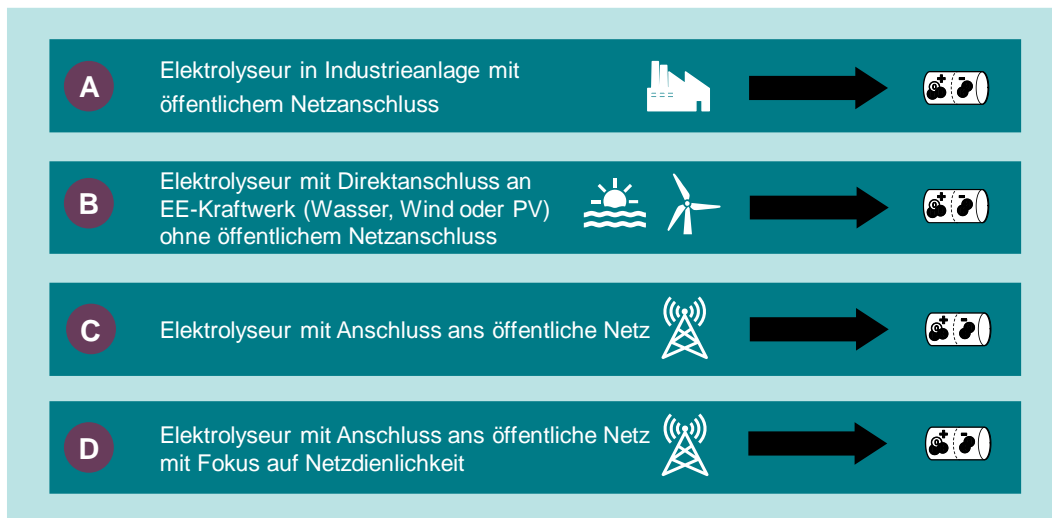
4.1 Auswirkung der Betriebsweise auf das Stromsystem

Definition von idealtypischen Betriebsweisen

Wir definieren zunächst idealtypische Betriebsweisen für Elektrolyseure. Diese Idealtypen erlauben eine strukturierte Diskussion zu den Auswirkungen auf das Strom- und Gesamtsystem. Wir betrachten vier idealtypische Betriebsweisen von Wasserstoff-Elektrolyseuren (**Abbildung 16**). Die Kategorisierung orientiert sich dabei an:

- Standort des Elektrolyseurs;
- Anbindung des Elektrolyseurs an das öffentliche Netz (ja/nein);
- Volllaststunden des Elektrolyseurs, die von endogenen (z. B. Direktanschluss an PV-Erzeugungsanlage) oder exogenen (z. B. Strompreisniveau) Faktoren abhängig sein können.

Abbildung 16 Untersuchte idealtypische Betriebsweisen von Elektrolyseuren



Quelle: Frontier Economics

- **(A) Elektrolyseur in der Industrie** – In diese Kategorie fällt ein Elektrolyseur in einem größeren Industriebetrieb oder einem Industriepark, welcher über eine öffentliche Netzanbindung verfügt. Die benötigte Elektrizität wird aus dem öffentlichen Netz bezogen, wobei auch die Möglichkeit eines direkten Power Purchase Agreements (PPA) mit EE-Anlagen besteht. Wir gehen davon aus, dass der „grüne“ Wasserstoff in einem tendenziell kontinuierlichen Produktionsprozess und der Wasserstoffbedarf die Betriebsweise determiniert (Nachfrageorientierter Betrieb). Daraus ergibt sich eine vergleichsweise hohe Anzahl an Volllaststunden von mehr als 6000 h im Jahr¹⁴.
- **(B) Elektrolyseur mit Direktanschluss an ein EE-Kraftwerk** – Der Elektrolyseur verfügt ausschließlich über eine direkte Anbindung an ein EE-Kraftwerk. Die Betriebsweise wird durch die Volllaststunden der angeschlossenen EE-Anlage bestimmt (Dargebotsorientierter Betrieb). Bei einem Laufwasserkraftwerk ist von einer tendenziell kontinuierlichen Produktion und daher von einer relativ konstanten Auslastung des Elektrolyseurs auszugehen, sodass wir mit jährlichen Volllaststunden in einer Größenordnung von 5000 h rechnen. Bei einer Windkraftanlage gehen wir von 2500 und bei einer PV-Anlage/Park von 1000 Volllaststunden im Jahr aus. Eine Erweiterung der Betriebsweise (Aufnahme von Strom aus dem öffentlichen Netz, Teilnahme an Engpassmanagement, Teilnahme am Regelenergiemarkt) ist aufgrund der fehlenden öffentlichen Netzanbindung nicht vorgesehen.
- **(C) Elektrolyseur mit Anschluss ans öffentliche Netz** – In diese Kategorie fällt ein Elektrolyseur im öffentlichen Netz, der marktlich betrieben wird (Marktpreisorientierter Betrieb). Der Elektrolyseur optimiert somit seine

¹⁴ Alternativ besteht theoretisch auch die Option der Vor-Ort-Speicherung von Wasserstoff, wodurch auch eine Betriebsweise mit weniger Volllaststunden möglich ist. Der „bandförmig“ benötigte Wasserstoff wird dann einfach aus dem lokalen Speicher entnommen. Hier sind allerdings Einschränkungen zu machen. Die Herstellungskosten von Wasserstoff bei wenigen Volllaststunden steigen entsprechend an, was sich negativ auf den wirtschaftlichen Einsatz von Wasserstoff auswirkt. Zusätzlich fallen noch Kosten für den lokalen Wasserstoffspeicher an. Für einen H₂-Druckspeicher liegen diese bei ca. 16,4 EUR/kWh_{H₂} (vgl. FVV, Defossilisierung des Transportsektors – Optionen und Voraussetzungen für Deutschland, S. 28, 2018). Dies führt zusätzlich zu einem Anstieg der Kosten (Herstellungs- und Speicherkosten) für den Wasserstoff.

Betriebsweise primär nach marktlichen Gesichtspunkten und speist seine Anlage ausschließlich aus Strom des öffentlichen Netzes, wobei auch die Möglichkeit eines PPA mit EE-Anlagen über das öffentliche Netz besteht. Der Elektrolyseur kann zusätzliche Optionen der Betriebsweise wie die Teilnahme am Regelenenergiemarkt mit in Betracht ziehen. Die Volllaststunden sind dabei von marktlichen Gegebenheiten abhängig und können in unterschiedlichen Intervallen liegen: 0-1000, 1000-3000, 3000-5000, >5000.

- **(D) Elektrolyseur mit Anschluss ans öffentliche Netz mit Fokus auf Netzdienlichkeit** – Hierunter fällt ein Elektrolyseur, der seinen Strom aus dem öffentlichen Netz bezieht (und keine direkte Verbindung mit einer EE-Anlage hat), allerdings erlaubt es der Standort des Elektrolyseurs, zusätzlich zum marktlichen Betrieb Strom aus EE technisch in das Netz zu integrieren und somit Einspeisemanagementeingriffe (Abregeln der Windanlagen) zu verhindern (Netzorientierter Betrieb). Neben dieser netzdienlichen Fahrweise besteht die Möglichkeit zum marktlichen Einsatz sowie auch die Teilnahme am Regelenenergiemarkt. Je nach den konkreten Gegebenheiten können sich hier die Volllaststunden deutlich voneinander unterscheiden, weshalb es sich auch hier anbietet, Intervalle zu betrachten.

Wir betonen, dass in der Realität diese Idealtypen nicht in Reinform auftreten müssen. Vielmehr ist auch eine Kombination der unterschiedlichen Typen denkbar und üblich.

Typisierte Betriebsweisen haben unterschiedliche Auswirkungen auf das Stromsystem

Auf Basis der vier Idealtypen diskutieren wir die Auswirkungen der typisierten Betriebsweisen hinsichtlich:

- **Strommarkt:** Dabei sind mehrere Aspekte relevant. Wieviel Strom wird durch die Betriebsweise unter Berücksichtigung der zeitlichen Aspekte verbraucht (konstanter Bandbetrieb mit neuem „industriellem“ Kunden vs. flexible Nutzung von dargebotsabhängigen EE-Anlagen)? Liegt der Fokus auf der Nutzung von niedrigen Strompreisen? Welche Bedeutung hat die saisonale Speicherung?
- **Systemdienlichkeit:** Wir verstehen unter Systemdienlichkeit die Möglichkeit der Teilnahme an Regelreservemärkten (positive und negative Sekundär- und Tertiärregelleistung) und dadurch einen Beitrag zur kurzfristigen Systemstabilität zu leisten. Davon zu unterscheiden sind die langfristigen Aspekte der Versorgungssicherheit in Form der Erzeugungsadäquanz („Generation Adequacy“). Hier leistet der Elektrolyseur keinen direkten Beitrag, jedoch kann indirekt über die Nutzungsmöglichkeiten des Wasserstoffs in Kraftwerken ein positiver Effekt erzielt werden.
- **Netzdienlichkeit:** Darunter fallen Aspekte wie: Be-/entlastet der Elektrolyseur durch den Zeitpunkt des Betriebs und/oder den Standort das Netz (z. B. durch Vergleichmäßigung von Erzeugung und Verbrauch); ersetzt bzw. verschiebt der Betrieb des Elektrolyseurs andernfalls notwendige Netzverstärkungen.
- **Weitere Infrastruktur:** In diesem Zusammenhang stellen wir dar, inwieweit ein Gasnetzanschluss, ein weiterer Ausbau des Stromnetzes oder eine H₂-Zwischenspeicherung erforderlich ist.

Tabelle 1 fasst die Auswertung zu den verschiedenen Betriebsweisen zusammen.

Tabelle 1 Prognostizierte Auswirkungen der Betriebsweise auf Strommarkt, System-, Netzdienlichkeit und weitere Infrastruktur

Betriebsweise	Strommarkt	Systemdienlichkeit	Netzdienlichkeit	Weitere Infrastruktur
(A) Elektrolyseur in der Industrie	<ul style="list-style-type: none"> ■ Der Fokus liegt hier auf einer bandförmigen Betriebsweise mit einer hohen Anzahl an Volllaststunden. Dies bedingt eine gleichmäßige Erhöhung des Stromverbrauchs über das Jahr. ■ Dabei werden Stunden mit niedrigen Preisen „mitgenommen“, allerdings spielt der Aspekt der saisonalen Speicherung/Verschiebung keine Rolle. ■ Bei Strombezug aus dem öffentlichen Netz stellt sich die Frage nach der <i>Klassifizierung als „grüner“ H₂</i> (s. Abschnitt 3.2) ■ Bei einem PPA mit EE-Anlagen muss das EE-Portfolio geeignet sein, eine hohe Auslastung des Elektrolyseurs sicherzustellen. ■ Bei einem hohen Stromverbrauch gibt es zusätzlich Rückwirkungen auf den erforderlichen EE-Ausbau. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Die konstante Auslastung begünstigt tendenziell das Anbieten von positiver Regelleistung. ■ Negative Regelleistung wegen hoher Auslastung in begrenztem Umfang möglich. ■ Bei Bezug von negativer Regelleistung stellt sich hier auch die Frage nach der Klassifizierung als „grüner“ H₂. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Elektrolyseur entspricht einem Kunden mit band-förmigen Bezug aus dem öffentlichen Netz. ■ Falls es der Standort erlaubt, ist Einsatz zum Engpass- und Einspeisemanagement möglich. ■ Bei der Verwendung des Elektrolyseurs für Engpass- und Einspeisemanagement stellt sich Frage nach der Klassifizierung als „grüner“ H₂. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Im Falle eines hohen Stromverbrauchs aus dem öffentlichen Stromnetz ist ggf. Stromnetzausbau erforderlich. ■ Direkter Verbrauch des H₂ vor Ort hat keine Auswirkung auf Gasnetz. ■ H₂-Zwischenspeicher kann sinnvoll sein, etwa in Hinblick auf die Möglichkeiten trotz bandförmiger H₂-Nachfrage am Regelenergiemarkt teilzunehmen, allerdings stellt sich hierbei die Frage nach der Wirtschaftlichkeit.

Grundlage für die Positionierung zu Wasserstoff

Betriebsweise	Strommarkt	Systemdienlichkeit	Netzdienlichkeit	Weitere Infrastruktur
(B) Elektrolyseur mit Direkt- anschluss an EE-Kraftwerk	<ul style="list-style-type: none"> Strombezug erfolgt direkt aus EE-Anlage. Volllaststunden des Elektrolyseurs werden durch Volllaststunden der EE-Technologie bestimmt. Aufgrund der Direktleitung zu EE-Anlage spielt der Aspekt der saisonalen Speicherung keine Rolle. 	<ul style="list-style-type: none"> Nicht möglich, da keine Anbindung an das öffentliche Netz. 	<ul style="list-style-type: none"> Nicht möglich, da keine Anbindung an das öffentliche Netz. 	<ul style="list-style-type: none"> Anschluss an Gasnetz erforderlich, wenn der H₂ nicht vor Ort verbraucht/ weiterverarbeitet wird (z. B. durch Versorgung einer H₂-Busflotte bzw. Eisenbahn).
(C) Elektrolyseur im öffentlichen Netz	<ul style="list-style-type: none"> Elektrolyseur benutzt Strom aus dem öffentlichen Netz zur Erzeugung von H₂. Die Auslastung und die Stromnachfrage ist hier durch den Verkaufspreis von H₂ und den Strompreis getrieben. Bei Strombezug aus dem öffentlichen Netz stellt sich die Frage nach der <i>Klassifizierung als „grüner“ H₂</i> stellt (s. Abschnitt 3.2). Bei PPA hängt die mögliche Auslastung vom EE-Portfolio ab. 	<ul style="list-style-type: none"> Potential für positive bzw. negative Regelleistung von Auslastung des Elektrolyseurs abhängig. Bei Bezug von negativer Regelenergie stellt sich hier auch die Frage nach der Klassifizierung als „grüner“ H₂. 	<ul style="list-style-type: none"> Elektrolyseur entspricht Kunden mit einem bestimmten Benutzungsprofil (entsprechend der Auslastung des Elektrolyseurs). 	<ul style="list-style-type: none"> Anschluss an Gasnetz erforderlich, wenn der H₂ nicht vor Ort verbraucht/ weiterverarbeitet wird. Ggf. Stromnetzausbau erforderlich, wenn Elektrolyseur ein großer neuer Stromverbraucher ist.

Grundlage für die Positionierung zu Wasserstoff

Betriebsweise	Strommarkt	Systemdienlichkeit	Netzdienlichkeit	Weitere Infrastruktur
(D) Elektrolyseur im öffentlichen Netz mit Fokus Netzdienlich- keit	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Siehe C 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Siehe C 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Elektrolyseur steht an der „richtigen“ Stelle, wodurch Netzinvestitionen verhindert bzw. aufgeschoben werden. ▪ Elektrolyseur nimmt EE-Strom, der ansonsten technisch abgeregelt werden muss, auf („Einspeisemanagement“). ▪ Bei Strombezug in Folge von Einspeisemanagement stellt sich die Frage nach der Klassifizierung als „grüner“ Wasserstoff. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Siehe C

Quelle: Frontier Economics

Für den Idealtyp „(C) Elektrolyseur im öffentlichen Netz“ können exemplarische Auslastungen für den Elektrolyseur bei einem PPA mit einer:

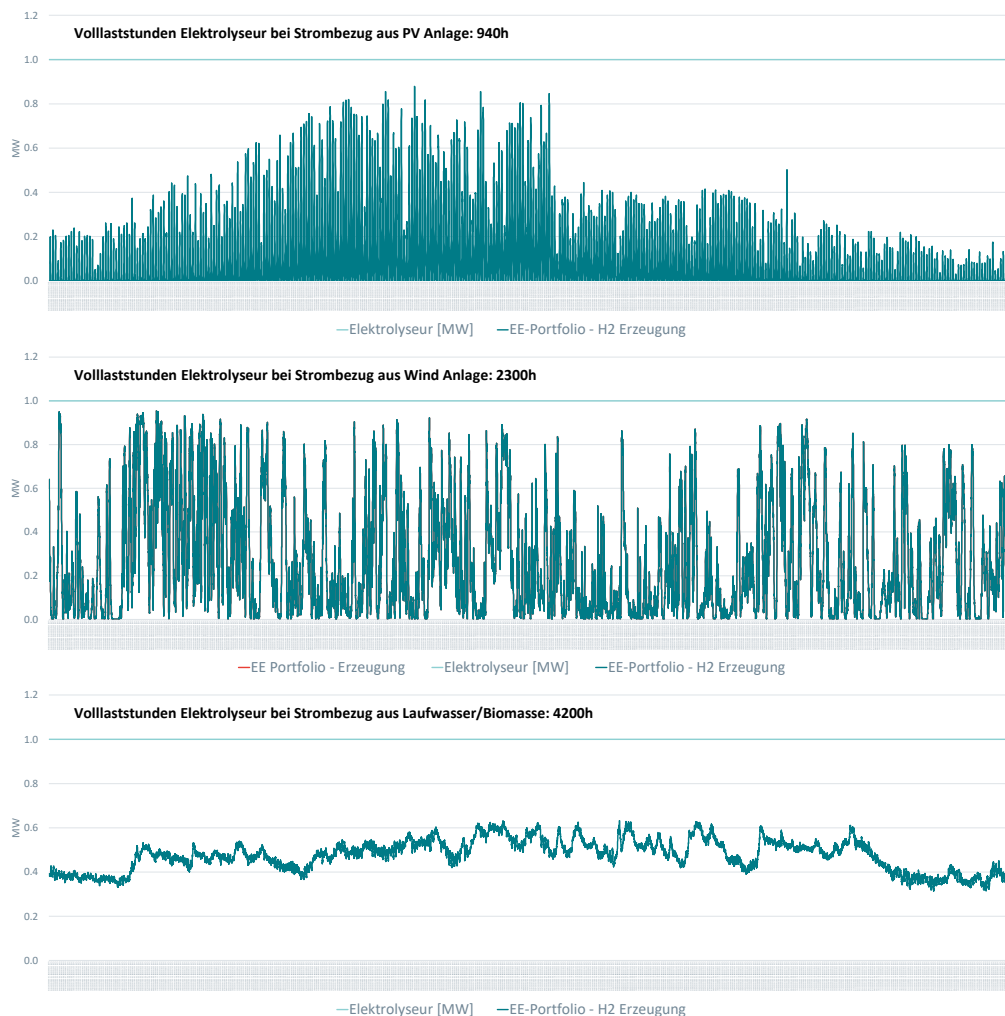
- PV Anlage;
- Wind Anlage, sowie einem
- Portfolio aus Laufwasserkraft und Biomasse-Kraftwerk

dargestellt werden.

Dabei gehen wir zunächst von einem Elektrolyseur 1 MW_{el} sowie 1 MW PV-Anlage, 1 MW Wind-Anlage bzw. $0,5 \text{ MW}$ Laufwasserkraft und $0,5 \text{ MW}$ Biomasse-Kraftwerk aus. Die Volllaststunden für den Elektrolyseur ergeben sich hier aus denen der PV-Anlage (940 h), der Wind-Anlage (2300h) sowie aus dem Portfolio aus Laufwasserkraft und Biomasse-Kraftwerk (4200 h).¹⁵ Aus Abbildung 17 ist ersichtlich, dass in allen Fällen der Elektrolyseur überdimensioniert ist. Der Unterschied besteht allerdings darin, dass die Überdimensionierung im Fall des Strombezugs von einer PV-Anlage deutlich ungleichmäßiger über das Jahr verteilt ist. Was bedeutet dies für die Möglichkeiten der Erhöhung der Volllaststunden in den beiden Fällen?

¹⁵ Die Volllaststunden werden auf Basis des Erzeugungsprofils in Österreich für das Jahr 2019 bestimmt. Daraus ergeben sich die Abweichungen bei den oben angeführten Bandbreiten der Volllaststunden bei den idealtypischen Elektrolyseuren.

Abbildung 17 Elektrolyseur und Volllaststunden bei Strombezug von PV-Anlagen (obere Abbildung), Wind-Anlage (mittlere Abbildung) und Laufwasserkraft/Biomasse-Kraftwerk (untere Abbildung) bei jeweils 1 MW Erzeugungskapazität und 1 MW_{el} Elektrolyseurkapazität



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Volllaststunden basieren auf dem tatsächlichen Erzeugungsprofil für Österreich des Jahres 2019 auf Basis von Entso-E Transparency Daten. Wir nehmen für das Laufwasser/Biomasse Portfolio einen Anteil 50 % / 50 % an.

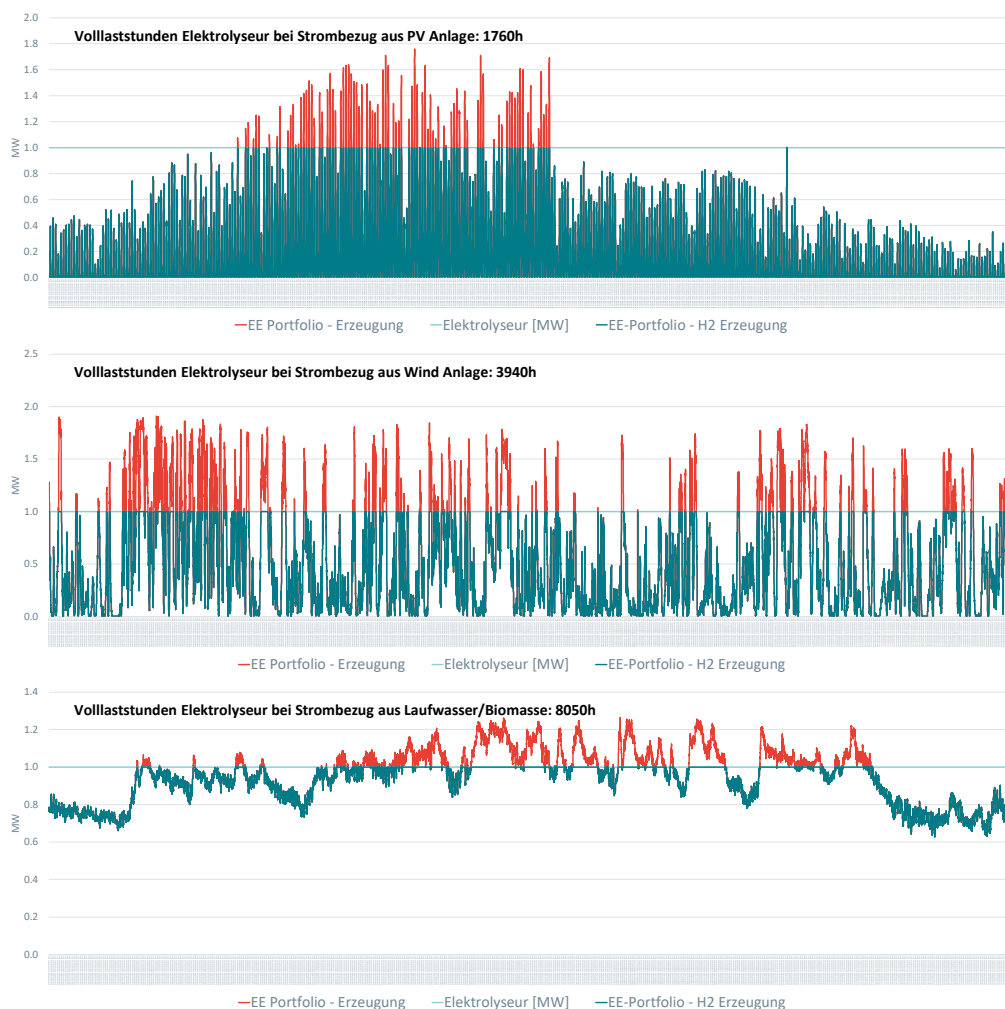
Wir betrachten für alle Fälle eine Erhöhung der Auslastung durch eine Verdoppelung der Stromerzeugungskapazitäten, d. h. wir erhöhen die PV-Anlage/Wind-Anlage von 1 MW auf 2 MW sowie das Laufwasserkraft/Biomasse-Kraftwerk Portfolio von 1 MW auf 2 MW. Aus **Abbildung 18** sind unterschiedliche Ergebnisse ersichtlich:

- **PV-Anlage:** Eine Verdoppelung der Erzeugungskapazität bewirkt einen Anstieg der Volllaststunden des Elektrolyseurs auf 1760 h. Der Anstieg der Volllaststunden kommt allerdings zum „Preis“ eines zusätzlichen saisonalen Speicher- bzw. Flexibilitätsbedarfs für Zeiten, in denen die PV-Erzeugung die Elektrolyseurkapazitäten übersteigen. Diese PV-Erzeugung (abgebildet als rote Linien) muss im restlichen Stromsystem untergebracht werden. Oder anders ausgedrückt: Eine Skalierung der PV-Erzeugung zur Erhöhung der

Auslastung des Elektrolyseurs schafft selbst wieder einen saisonalen Speicherbedarf.

- **Wind-Anlage:** Eine Verdoppelung der Erzeugungskapazität bewirkt einen Anstieg der Volllaststunden des Elektrolyseurs auf 3940 h. Auch in diesem Fall übersteigt die Wind-Erzeugung die Elektrolyseurkapazität, allerdings ist dies gleichmäßiger über das gesamte Jahr verteilt. Ein zusätzlicher saisonaler Speicher- bzw. Flexibilitätsbedarf fällt hier nicht an.
- **Laufwasserkraft/Biomasse-Kraftwerk:** Die Verdoppelung der Kapazitäten bewirkt hier eine sehr hohe Auslastung des Elektrolyseurs (Volllaststunden: 8050 h), wobei die Auswirkung auf das restliche Stromsystem durch Erzeugung, die die Elektrolyseurkapazität übersteigt, geringer ist. Dies gilt sowohl für die Mengen als auch für die Spitzen.

Abbildung 18 Elektrolyseur und Volllaststunden bei Strombezug von PV Anlagen (obere Abbildung) und Laufwasserkraft/Biomasse-Kraftwerk (untere Abbildung) bei jeweils 2 MW Erzeugungskapazität und 1 MW Elektrolyseurkapazität



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Volllaststunden basieren auf dem tatsächlichen Erzeugungsprofil für Österreich des Jahres 2019 auf Basis von Entso-E Transparency Daten. Wir nehmen für das Laufwasserkraft/Biomasse-Kraftwerk Portfolio einen Anteil 50 % / 50 % an. Die rote Linie stellt den EE-Strom dar, der durch den Elektrolyseur nicht verwertet werden kann und somit im restlichen Stromsystem verarbeitet werden muss.

Abgeleitete Grundsätze auf Basis von Idealtypen

Aufbauend auf der Diskussion zu den idealtypischen Betriebsweisen eines Elektrolyseurs lassen sich verschiedene grundsätzliche Überlegungen ableiten.

Abbildung 19 Grundsätze

	Grundsatz
Strommarkt I	Eine eins-zu-eins Nutzung einer Wind/PV-Erzeugung durch den Elektrolyseur führt zu einer geringen Auslastung des Elektrolyseurs . Die Erhöhung der Auslastung des Elektrolyseurs bedarf eines EE-Portfolios aus Biomasse-Kraftwerk und Laufwasserkraft .
Strommarkt II	Die Auslastung kann durch den nationalen/internationalen Stromhandel , über das Stromnetz und durch Nutzung zentraler Flexibilitäten erhöht werden.
Strommarkt III	EE-Anlagen, die zu 100 % durch den Verkauf von zusätzlichem Strom an den Elektrolyseur finanziert werden , belasten nicht den „EE-Fördertopf“, da der Elektrolyseur sich für seinen Stromverbrauch die Stromerzeugung selbst finanziert.
Systemdienlichkeit I	Elektrolyseure sollten bei Erfüllen der Präqualifikationsbedingungen am Regelreservemarkt teilnehmen können. Die Vergütung der Systemdienlichkeit erfolgt über den Regelreservemarkt .
Systemdienlichkeit II	Der Bezug von Strom für negative Regelleistung entspricht dem Bezug von Strom aus dem öffentlichem Netz . Dies ist bei der Klassifizierung als „grüner“ Wasserstoff zu berücksichtigen.
Netzdienlichkeit I	Wenn ein Elektrolyseur für Einspeisemanagement eingesetzt wird, und dadurch das Abregeln von EE-Erzeugung verhindert wird, dann ist der bezogene EE-Strom inkrementell in das System integriert und sollte als „grüner Strom“ klassifiziert werden.
Netzdienlichkeit II	Die Kosten für die Benutzung des Stromnetzes durch Elektrolyseure ist durch das Benutzungsprofil getrieben . Die Netzentgelte sollten sich an diesem Benutzungsprofil (insbesondere wenn dieses Gewerbe-/Industriekunden vergleichbar ist) orientieren.
Netzdienlichkeit III	Durch einen Elektrolyseur (als zusätzliche Last) an der richtigen Stelle kann „netztechnisch“ mehr Strom integriert werden und der Netzausbau verhindert/aufgeschoben werden. Der Netzbetreiber sollte Standortanreize setzen, damit dieser Vorteil auch gehoben werden kann. Große Elektrolyseure an der „falschen“ Stelle im Netz können hohe Netzkosten verursachen.

Quelle: *Frontier Economics*

4.2 Auswirkung der typisierten Betriebsweise von Elektrolyseuren auf deren Wirtschaftlichkeit

Im vorherigen Abschnitt haben wir die Auswirkung der idealtypischen Betriebsweisen eines Elektrolyseurs auf das Stromsystem diskutiert. In diesem

Abschnitt erweitern wir die Diskussion um eine Berechnung von überschlägigen Gestehungskosten für grünen Wasserstoff in Österreich für die betrachteten idealtypischen Betriebsweisen von Elektrolyseuren. Die Gestehungskosten stellen wir anschließend ins Verhältnis zu den Zahlungsbereitschaften für grünen Wasserstoff in den Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr. So zeigt sich, dass die Wirtschaftlichkeit und der erforderliche Förderbedarf sowohl von der Betriebsweise als auch von der Verwendung abhängen. Darüber hinaus haben auch die regulatorischen Rahmenbedingungen einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.

Annahmen zur Berechnung der Gestehungskosten für verschiedene idealtypische Betriebsweisen

Die Gestehungskosten für grünen Wasserstoff setzen sich grundsätzlich aus folgenden Kostenkomponenten zusammen:

- Annualisierte Kapitalkosten des Elektrolyseurs (Annahme: 700 EUR/kW_{el})¹⁶
- Fixe Betriebskosten des Elektrolyseurs (Annahme: 1,5 % der Investitionskosten pro Jahr)¹⁷
- Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom- und Gasseite
- Kosten für den Bezug von grünem Strom (ggf. inklusive Kosten für entsprechende Herkunftsnachweise)

Die **Kosten des Strombezugs** unterscheiden sich je nachdem, ob ein Direktanschluss an eine EE-Anlage oder ein Bezug aus dem öffentlichen Netz vorliegt. Wird der Strom über einen Direktanschluss an eine EE-Anlage (Fall B) bezogen, wurden Kosten für ein entsprechendes PPA unterstellt, d. h. fixe Kosten pro MWh_{el} i. H. v. 60 EUR/MWh_{el}.¹⁸ Bei Strombezug aus dem öffentlichen Netz (Fall A, C und D) legen wir die österreichischen Day-Ahead-Preise der EXAA¹⁹ zuzüglich Kosten für Herkunftsnachweise i. H. v. 2 EUR/MWh_{el}.²⁰ zugrunde.

Die Art des Strombezugs hat darüber hinaus einen Einfluss auf die zu zahlenden **Stromnetzentgelte**. Diese fallen lediglich bei Anschluss des Elektrolyseurs an das Stromnetz bzw. dem Bezug von Strom aus dem Netz an, nicht aber bei einem Direktanschluss an eine EE-Anlage. Die getroffenen Annahmen zu Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen sind in **ANNEX C** aufgeführt.

¹⁶ Wir weisen darauf hin, dass aktuell die Investitionskosten noch deutlich höher sein können. Für die Darstellung der Bandbreite für die Gestehungskosten nehmen wir allerdings bewusst eine längerfristige Perspektive ein.

¹⁷ EWI/IAEW (2020, Einführung von Power-to-Gas in Deutschland).

¹⁸ Diese Abschätzung lehnt sich an die Auktionsergebnisse der Bundesnetzagentur für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2020 an. Vgl. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html;jsessionid=EB97074721B04D92D235253A07FD3660. Das sind reine Windstromkosten ohne zusätzliche Vergleichmäßigung der Erzeugung. Die 60 €/MWh sind allerdings nur als ein grober Richtwert zu sehen. In Österreich sind aufgrund von Unterschieden zu Deutschland (z. B. muss der Anlagenerrichter in Österreich Netzanschlusskosten entrichten) auch höhere Windstromkosten möglich.

¹⁹ Quelle APG.

²⁰ Hauser et al. (2019): Marktanalyse Ökostrom II – Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung, Studie im Auftrag des Umweltbundesamt.

Des Weiteren gehen wir von einem **50 MW** Elektrolyseur mit **67 % Wirkungsgrad** und einer Lebensdauer von **20 Jahren** aus. Der Diskontierungszinssatz beträgt 6 %.

Auf die Gestehungskosten pro MWh_{H_2} haben die **Volllaststunden** des Elektrolyseurs einen Einfluss, da mit höherer Zahl an Volllaststunden die Fixkosten auf eine größere Wasserstoffmenge umgelegt werden können. Die tatsächlichen Volllaststunden hängen von dem Wasserstoffverkaufspreis, den Strombezugskosten sowie den variablen Entgelten, Steuern und Abgaben ab und somit auch von der Betriebsweise des Elektrolyseurs. In unserer Analyse unterstellen wir exemplarisch Volllaststunden von 1000, 2000, 4000 und 6000 Stunden. 1000 und 2000 h sind bei Direktanschluss z. B. an eine PV- oder Windkraftanlage (Fall B) sowie bei Anschluss ans öffentliche Netz (Fall C und D) denkbar. 4000 h wären bei Direktanschluss an ein Laufwasserkraftwerk und bei Anschluss ans öffentliche Netz (Fall C) und den heutigen Strompreisen realistisch. 6000 h sind für Industrieanlagen (Fall A) aufgrund der Bandlasterfordernisse oder bei Direktanschluss an ein Laufwasserkraftwerk (Fall B) möglich.

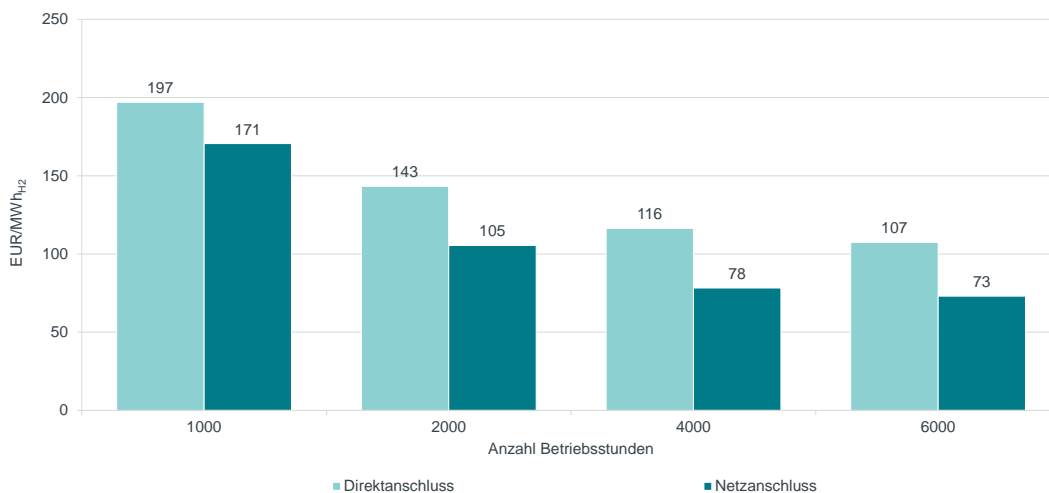
Gestehungskosten für grünen Wasserstoff liegen zwischen 70 und 200 EUR/ MWh_{H_2}

Basierend auf den oben getroffenen Annahmen ergeben sich Gestehungskosten von grünem Wasserstoff von 70 bis 200 EUR/ MWh_{H_2} (siehe Abbildung 20). Die unteren Werte ergeben sich für Elektrolyseure mit hoher Zahl an Volllaststunden (4000 und 6000) im Fall eines Netzanschlusses. Hierbei ist einschränkend anzumerken, dass dies voraussetzt, dass der Strom aus dem öffentlichen Netz durch die gekauften Herkunftsnachweise als „grün“ klassifiziert, und somit auch der Wasserstoff als „grün“ anerkannt wird. Dies ist derzeit noch nicht geregelt.

Beim Direktanschluss liegen die Kosten bei 4000 und 6000 Volllaststunden um 110 EUR/ MWh_{H_2} . Einschränkend gilt hier allerdings, dass 60 EUR/ MWh_{el} Vollkosten für eine Technologie mit Volllaststunden von 4000-6000 h (z. B. Laufwasser- und Biomassekraftwerk) sehr gering angesetzt sind. Bei höheren Kosten von 100 EUR/ MWh_{el} lägen die Gestehungskosten hingegen bei ca. 170 EUR/ MWh_{H_2} .

Die Bandbreite für die Gestehungskosten ist aufgrund der Annahmen, aus heutiger Sicht als gering einzuordnen. Beispielsweise wurde für die Investitionskosten eines Elektrolyseurs von einer Kostenabschätzung für 2030 ausgegangen.

Abbildung 20 Gesteuerungskosten für grünen Wasserstoff in Österreich (längerfristige Perspektive) in Abhängigkeit der Volllaststunden und der Art des Strombezugs



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Berechnungen basieren auf einem 50 MW_{el} Elektrolyseur mit 67 % Wirkungsgrad, Investitionskosten von 700 EUR/kW und 20 Jahre Lebensdauer. Der Diskontierungszinssatz beträgt 6 %. Die Strombezugskosten liegen bei Direktanschluss bei 60 EUR/MWh_{el} bzw. entsprechen bei Netzanschluss der österreichischen Preisdauerkurve aus 2020 (Day Ahead) zzgl. Kosten für Herkunftsnachweise i. H. v. 2 EUR/MWh_{el}. Die Investitionskosten sind deutlich geringer als heutige Werte und entsprechen einer Kostenabschätzung für 2030.

Zahlungsbereitschaften für grünen Wasserstoff in unterschiedlichen Sektoren und resultierender Förderbedarf

Die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren bzw. dessen Förderbedarf ergibt sich aus der Differenz zwischen dem anlegbarem Preis (Verkaufspreis) für den grünen Wasserstoff in dem betrachteten Sektor sowie den H₂-Gesteuerungskosten.

Die anlegbaren Preise in den einzelnen Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr sind dabei in Folge sektorspezifischer Regulierungsregeln unterschiedlich hoch:

- Wärme:** Der Preis für grünen Wasserstoff im Fall eines Blendings ergibt sich aktuell durch den Erdgaspreis. Der durchschnittliche Preis lag 2019 auf dem Central European Gas Hub bei **15 EUR/MWh**. Zukünftig könnte die Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff allerdings auch höher sein. So sieht das Regierungsprogramm 2020-2024 vor, bis 2030 5 TWh „grünes Gas“ (Biomethan, grüner Wasserstoff und synthetisches Gas auf Basis erneuerbaren Stroms) ins Gasnetz einzuspeisen. Dieses Ziel soll z. B. mit Förderprogrammen und Quoten sowie durch ein stringentes System für Herkunftsnachweis und Kennzeichnung ermöglicht werden. Im Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) sind erste Hinweise zu einem möglichen Fördermechanismus enthalten, speziell § 85 Abs. 1 EAG erwähnt explizit eine mögliche Grün-Gas-Quote. Bei einer gemeinsamen „Grün-Gas-Quote“ könnten die 5 TWh vollständig mit Biomethan gedeckt werden.²¹ Aufgrund der Substituierbarkeit mit Biomethan kann mittelfristig – bei derzeitigen Preisen für

²¹ Vgl. Lindorfer et al. (2017): Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich, S. 75.

Biomethan – eine Zahlungsbereitschaft für „grünen“ Wasserstoff i. H. v. ca. **60 EUR/MWh_{H2}** abgeleitet werden.

- **Industrie:** Für die Industrie orientieren wir uns an den derzeitigen Verbrauchern von grauem Wasserstoff, d. h. Raffinerien und Ammoniak-Industrie und den **Gestehungskosten für grauen Wasserstoff** basierend auf Steam-Methane-Reforming (SMR) ohne CCS. Dies ergibt eine Zahlungsbereitschaft von ca. **50 EUR/MWh_{H2}**.²² Für andere Industrien, z.B. die Stahlindustrie, können allerdings andere Kosten relevant sein. Bei der Stahlindustrie kann die Referenz beispielweise durch den Kohle- bzw. Koks-Preis sowie – bei einem Wegfall der Gratiszuteilung von CO₂ Zertifikaten – durch den CO₂-Preis bestimmt werden.
- **Verkehr:** In der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) sind Pönalen für Inverkehrbringer von Kraftstoffen vorgesehen, die bei einer Verfehlung der gesetzten CO₂-Minderungsziele zu zahlen sind. Die Einhaltung dieser Ziele kann durch den Einsatz von grünem Wasserstoff, aber ebenso durch Substitutionsgüter (wie Biodiesel oder Biomethan) erfolgen. Abgeleitet von der Höhe der Marktpreise für Substitutionsgüter ergibt sich derzeit eine Zahlungsbereitschaft von ca. **80 EUR/MWh_{H2}**.²³

Stellt man die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff diesen aktuellen Zahlungsbereitschaften gegenüber kann der geschätzte Förderbedarf bis zu 175 EUR/MWh_{H2} betragen.²⁴

Weitere Erlösmöglichkeiten aus Kuppelprodukten

Bei der Elektrolyse von Wasser entstehen als Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme (i. d. R. < 100 °C). Diese Nebenprodukte könnten entweder verkauft oder in industriellen Prozessen weiterverwendet werden, wodurch sich zusätzliches Erlöspotential ergibt und der Förderbedarf entsprechend sinken kann.

Die Wärmeerzeugung kann von einem lokalen Wärmeverbraucher (z. B. über Nahwärmenetze) oder bei einem Elektrolyseur in einer Industrieanlage zur Erzeugung von Warmwasser, Raumwärme oder niedrige Prozesswärme genutzt werden. Inwiefern insbesondere letzteres möglich ist, muss von Fall zu Fall geprüft

²² Vgl. z. B. IEA (2019): The future of hydrogen, S. 42, und Kayfeci, M. / Kecebas, A. / Bayat, M. (2019): Hydrogen production, in: Calise, F. et al.: Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies, 1. Auflage, S. 45-83.

²³ Die maximale Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff ergibt sich aus den Kraftstoff-Substitutionsquoten und THG-Minderungszielen für Inverkehrbringer von Kraftstoffen (vgl. § 5 Kraftstoffverordnung). Hieraus ergeben sich Pönalen bei Zielverfehlung von 68 bis 155 EUR/MWh_{H2} (§ 22 Abs. 1 S.1 Kraftstoffverordnung). Diese Pönale liegt über den Marktpreisen von Substitutionsgütern (wie Biodiesel oder Bio-Methan) i. H. v. derzeit ca. 80 EUR/MWh, sodass wir diese für die Zahlungsbereitschaft heranziehen (Vgl. Biodiesel <https://www.ufop.de/biodiesel-und-co/biodiesel-preis>; Bio-Methan Navigant (2019): Gas for climate.)

²⁴ Die Differenz zwischen den Zahlungsbereitschaften und den Gestehungskosten von grünem Wasserstoff in den Sektoren kann eine Indikation dafür sein, in welchen Sektoren „grüner“ Wasserstoff prioritär Anwendung finden sollte. Hier ist allerdings Vorsicht geboten: Die Grundüberlegung der Allokation nach dem höchsten Nutzen (optimalerweise reflektiert durch die Zahlungsbereitschaft der Nutzer in den Sektoren) ist im Ansatz durchaus richtig, blendet aber wichtige weitere Faktoren aus. Beispielsweise sind technische, kostenseitige und regulatorische Eintrittsbarrieren für Wasserstoff in den Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr unterschiedlich. So sind in der Industrie die Umstellungskosten in den Prozessen abhängig davon, inwieweit nur eine Substitution von grauen durch grünen Wasserstoff erfolgt, oder ob grüner Wasserstoff andere fossile Energieträger (z. B. Koks bei Stahlerzeugung) ersetzen soll. Bei einer Allokation von Wasserstoff zu den einzelnen Sektoren muss deshalb eine Gesamtsicht auf die damit verbundenen Kosten erfolgen.

werden und hängt vom Anteil an benötigter Prozesswärme im niedrigen Temperaturbereich ab, der je nach Sektor oder gar Produkt unterschiedlich hoch sein kann.²⁵

Sauerstoff kann in kleinerem Maßstab an den medizinischen Sektor verkauft oder in größerem Maßstab für industrielle Zwecke verwendet werden.²⁶ In der Industrie kann Sauerstoff Verbrennungsprozesse verbessern, z. B. in der chemischen Industrie, der Metallurgie oder der Stahlindustrie.²⁷ Wenn wir davon ausgehen, dass die alternativen (Grenz-) Produktionskosten für Sauerstoff ca. 11,67 EUR/t O₂²⁸ betragen und Sauerstoff zu diesem Preis an die Industrie verkauft werden könnte, bzw. den Kosten der Eigenproduktion entspräche (Betriebsweise Fall A), würde der Wert des Sauerstoffs 2,40 EUR/MWh_{H2} betragen. Kostensenkungen aufgrund verbesserter Verbrennungsprozesse können jedoch je nach Branche/betrachteten Prozessen unterschiedlich sein. Die Einnahmen aus einem Verkauf an den medizinischen Sektor haben wahrscheinlich – zumindest langfristig – einen allenfalls sehr geringen positiven Effekt. Dies resultiert aus potenziellen Überkapazitäten²⁹ und der Tatsache, dass der Transport hohe Sicherheitsstandards auferlegt sowie die technische Abwicklung anspruchsvoll ist³⁰.

Treiber für Wirtschaftlichkeit und mögliche Auswirkung auf den regulatorischen Rahmen für Elektrolyseure bzw. „grünen“ Wasserstoff

Die grob abgeschätzten Gestehungskosten für grünen Wasserstoff in Österreich führen zu folgenden zentralen Erkenntnissen:

- Der Direktanschluss an eine EE-Anlage und der **Bezug zu Vollkosten der EE-Anlage** führt zu deutlich **höheren Gestehungskosten als ein Strombezug aus dem öffentlichem Netz** zuzüglich Kosten für Herkunftsnachweise.
- Neben den Strombezugskosten haben die **Volllaststunden des Elektrolyseurs eine Auswirkung auf die Gestehungskosten** von Wasserstoff. Mit steigender Zahl an Volllaststunden, können die hohen Investitionskosten auf eine größere Menge an erzeugtem Wasserstoff umgelegt werden. Hohe Benutzungsstunden bei einem Direktanschluss an eine EE-Anlage sind allerdings nur mit Laufwasserkraft bzw. Biomasse-Kraftwerk zu erzielen, die spezifisch deutlich höhere Vollkosten (€/MWh) als Wind oder PV aufweisen.

²⁵ Vgl. für einen Überblick über die Aufteilung des Wärmebedarfs verschiedener Industriesektoren z. B. Fraunhofer et al. (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014, oder Schmitt (2014): Integration thermischer Solaranlagen zur Bereitstellung von Prozesswärme in Industriebetrieben.

²⁶ Vgl. IEA (2019): The future of hydrogen, S. 43.

²⁷ Vgl. Ausfelder et al. (2015): Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung, in: Chem. Ing. Tech. 2015, Vol. 87, Nr. 1-2, S. 17-89.

²⁸ Unter der Annahme eines durchschnittlichen Strompreises von 33 EUR/MWh (durchschnittlicher Day-Ahead-Preis in Österreich 2020) und eines Stromverbrauchs von 310 kWh/t O₂ für die alternative Luftzerlegung, d. h. (Grenz-)Produktionskosten von O₂ von ca. 10 EUR/t O₂, erhalten wir 0,08 EUR aus dem Verkauf von Sauerstoff für jedes kg produzierten Wasserstoffs.

²⁹ Für jede Tonne Wasserstoff werden 8 Tonnen Sauerstoff produziert. Vgl. Ausfelder et al. (2015) und Hermann et al. (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien.

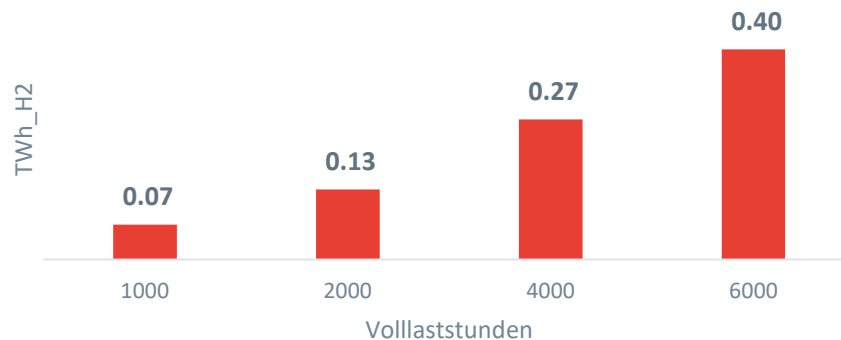
³⁰ Vgl. Ausfelder et al. (2015), S. 54.

- Arbeitsbezogene Netzentgelt-Komponenten (im Fall eines Netzbezugs) sowie arbeitsbezogene Steuern und Abgaben verteuern die Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff. In der Markthochlaufphase kann eine Befreiung von diesen Netzentgelten bzw. Steuern/Abgaben für einen Elektrolyseur ein notwendiges und sinnvolles Förderinstrument sein. Langfristig stellt sich allerdings die Frage, inwieweit Befreiungen im Sinne eines Level-Playing-Fields begründbar sind.

Betriebsweisen und damit verbundene Mengen an erzeugtem Wasserstoff

Die unterschiedlichen Betriebsweisen von Elektrolyseuren wirken sich natürlich auch auf die Menge des erzeugten Wasserstoffs aus. Dies kann anhand eines Beispiels für einen 100 MW Elektrolyseur für unterschiedliche Volllaststunden (1000h bis 6000h) dargestellt werden.

Abbildung 21 Erzeugter Wasserstoff abhängig von Volllaststunden für 100 MW Elektrolyseur



Quelle: Frontier Economics

Diese Mengen können dann in ein Verhältnis zum Substitutionsbedarf von „fossilen“ Energieträgern in den einzelnen Sektoren gesetzt werden. Wenn beispielsweise im Wärmesektor 10% (ca. 3,5 TWh) der fossilen Energieträger durch „grünen“ Wasserstoff ersetzt werden soll, würde dies eine Elektrolyseurkapazitäten abhängig von den Volllaststunden von 0,9 bis 5,2 GW erfordern. Die Dekarbonisierung der Stahlindustrie (ca. 17,5 TWh Wasserstoffbedarf) würde dagegen Elektrolyseurkapazitäten von 4,4 bis 26,1 GW erfordern. Diese Dimensionen veranschaulichen, dass eine Wasserstoffwirtschaft realistischerweise ohne Importe nicht auskommen wird.

4.3 Schlussfolgerungen – Betriebsweisen und Auswirkung auf Stromsystem

Saisonale Speicherung von EE-Strom von Sommer in den Winter bedingt hohen Leistungsbedarf und geringe Auslastung des Elektrolyseurs

Die Betriebsweise eines Elektrolyseurs, welcher die saisonale Speicherung oder Verschiebung insbesondere von Sommer-lastigen PV-Erzeugungsprofilen unterstützt, bedingt für den Elektrolyseur einen hohen Leistungsbedarf (zur

Abdeckung von PV-Erzeugungsspitzen) bei gleichzeitig geringer Auslastung. Dies wirkt sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit und den erforderlichen Förderbedarf aus. Gleichzeitig ist für die Verlagerung in den Winter die Speicherung des H₂ (in reiner Form oder durch Blending) erforderlich.

Bei hoher Auslastung von Elektrolyseuren tritt der Aspekt der saisonalen Speicherung in den Hintergrund

In der internationalen Diskussion zu Wasserstoffstrategien wird häufig der Fokus auf den Einsatz von „grünem“ Wasserstoff in Sektoren gelegt, die schwer zu dekarbonisieren sind, d. h. energieintensive Industrien. Diese Industrien haben tendenziell einen kontinuierlichen Bedarf von H₂ über das gesamte Jahr.

Dieser Bedarf ermöglicht eine hohe Auslastung eines Elektrolyseurs, was sich positiv auf Wirtschaftlichkeit bzw. die Herstellungskosten von Wasserstoff auswirkt. Die hohe Auslastung ist allerdings nicht durch Strom aus PV-/Wind-Kraft zu erzielen, sondern erfordert den Strombezug aus dem öffentlichen Netz und/oder von bandförmigen EE-Technologien (z. B. Laufwasserkraft, Biomasse-Kraftwerke). Somit tritt die Zielsetzung der saisonalen Speicherung in den Hintergrund und wird durch jene der Dekarbonisierung der Industrie ersetzt.

Beim Bezug aus dem öffentlichen Netz stellt sich allerdings unweigerlich die Frage nach der Klassifikation als „grüner“ Wasserstoff.

Elektrolyseur kann Beitrag zur kurzfristigen Systemstabilität durch Anbieten von Systemdienstleistungen leisten

Abhängig von der Betriebsweise kann ein Elektrolyseur durch das Anbieten von Systemdienstleistungsprodukten (positive oder negative Sekundär-/Tertiärregelleistung) einen Beitrag zur kurzfristigen Systemstabilität leisten. Dieser Beitrag wird durch den Systemdienstleistungsmarkt entsprechend vergütet.

Der Elektrolyseur leistet durch seine Betriebsweise allerdings für die langfristige Versorgungssicherheit (im Sinne der Erzeugungsadäquanz) keinen unmittelbaren Beitrag. Der Beitrag für die Erzeugungsadäquanz ist nur mittelbar, indem Strom in H₂/synthetisches Gas umgewandelt wird, das für die Rückverstromung in flexiblen Gaskraftwerken in Zeiten mit hohem Strombedarf und wenig EE-Erzeugung verwendet werden kann. Die Vergütung für diese Stromerzeugung erfolgt allerdings an das flexible H₂-Gaskraftwerk über den Strommarkt.

Elektrolyseur kann Beitrag zur Netzdienlichkeit leisten, wenn er an der „richtigen“ Stelle im Netz steht

Durch einen Elektrolyseur (als zusätzliche Last) an der richtigen Stelle kann „netztechnisch“ mehr EE-Strom integriert werden und der Netzausbau verhindert/aufgeschoben werden. Dazu sind Standortsignale des Netzbetreibers für „optimale netzdienliche“ Standorte erforderlich. Diese Standortsignale können auch mit einem monetären Anreiz verbunden sein.

Betriebsweise des Elektrolyseurs definiert Lastprofil für Nutzung des Stromnetzes und die dadurch verursachten Netzkosten

Die Kosten für die Benutzung des Stromnetzes durch Elektrolyseure sind durch das Benutzungsprofil getrieben. Die Netzentgelte sollten sich an diesem Benutzungsprofil (insbesondere wenn dieses mit Gewerbe- oder Industriekunden vergleichbar ist) orientieren.

5 RAHMENBEDINGUNGEN FÜR „GRÜNEN WASSERSTOFF“

In diesem Abschnitt leiten wir auf Basis der Diskussion in Abschnitt 3 und 4 langfristige Rahmenbedingungen für „grünen“ Wasserstoff ab, wobei der Fokus auf die lange Frist, d.h. ab 2030, gelegt werden soll und nicht die erste Hochlaufphase betrachtet wird. Die Ableitung von langfristigen Rahmenbedingungen unter Ausblendung von aktuellen politischen Initiativen auf nationaler und europäischer Ebene erscheint allerdings zu kurz gegriffen, da diese Initiativen wichtige Einflussfaktoren für den erfolgreichen Markthochlauf für Wasserstoff an sich sind.

5.1 Stand der Diskussion in Österreich

Anreizmechanismen für „grünes“ Gas – aktuelle Diskussion in Österreich

Auf Basis der Informationen aus den verschiedenen betroffenen Bundesministerien verstehen wir, dass u.a. folgende Anreizmechanismen und Maßnahmen für „grünes Gas“ diskutiert werden:

- **Grüngas-Quote:** Energievertriebsunternehmen wären verpflichtet im Gasabsatz an Endkunden eine bestimmte Quote von „grünem“ Gas nachzuweisen. Wobei hier noch offen ist, ob auch innerhalb der Grüngas-Quote weitere Unterscheidungen (z.B. Biomethan, Wasserstoff, synthetisches Gas) geplant sind.
- **Herkunftsnachweise für Grüngas:** Zum Nachweis einer solchen Grüngas-Quote soll eine Kennzeichnung für Grüngas (ähnlich der Stromkennzeichnung) eingeführt werden. Eine genaue Ausgestaltung liegt hier allerdings noch nicht vor.
- **Stromnetzentgelte:** Für Power-to-Gas-Anlagen gibt es derzeit eine Befreiung von Netzentgelten auf der Stromseite. Der Ministerratsvorschlag zum Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) sieht allerdings für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas ab Inbetriebnahme für 15 Jahre vor, dass für den Bezug von erneuerbarer elektrischer Energie keine Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten sind, sofern die jeweilige Anlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweist und ausschließlich zu betrieblichen Zwecken eingesetzt wird (§ 111 Abs. 3 EIWOG)..
- **Ökologisierung des Steuersystems:** Im Regierungsprogramm 2020-2024 ist eine Ökologisierung des Steuersystems zum Zweck der Herstellung der Kostenwahrheit für den Ausstoß von CO₂-Emissionen vorgesehen. Dazu wurde eine Taskforce zur Ausarbeitung eines Konzeptes eingesetzt, die sich u.a. an folgenden Punkten orientieren soll³¹:
 - „Erarbeitung des effizientesten ökonomischen Instrumentes zur schrittweisen Herstellung von Kostenwahrheit bei den CO₂-Emissionen in den Sektoren, die nicht dem EU ETS unterworfen sind, z.B. durch CO₂-

³¹ Regierungsprogramm 2020-2024, S. 79.

Bepreisung über bestehende Abgaben wie der Kraftstoffverordnung oder ein nationales Emissionshandelssystem“ (hierbei gilt es auch Entwicklungen auf europäischer Ebene im Zuge des European Green Deal im Blick zu behalten: So wird bspw. derzeit eine Ausweitung des EU ETS auf die Sektoren Verkehr und Wärme in der mittleren Frist diskutiert);

- Ermittlung der volkswirtschaftlichen Kosten von CO₂-Emissionen als Referenzwert für Kostenwahrheit;
- „Erarbeitung eines Implementierungspfades inklusive konkreter Maßnahmen zur Herstellung von Kostenwahrheit für CO₂-Emissionen, die klare Lenkungseffekte haben, Planbarkeit sicherstellen und die Erreichung der Pariser Klimaziele ermöglichen“. Ein Punkt zur Herstellung der Kostenwahrheit ist sicherlich noch die Sicherstellung eines „Level-Playing-Field“ für „grünem“ gegenüber „grauem“ Wasserstoff. Letzterer steht noch auf der Carbon Leakage Liste, was es derzeit aufgrund der Gratiszuteilung von EU ETS Zertifikaten noch verunmöglicht die „grüne“ Eigenschaft des „grünen“ gegenüber dem „grauen“ Wasserstoff zu monetarisieren.

Langfristige Rahmenbedingungen aus Sicht der Stromwirtschaft

In der nachfolgenden Diskussion fokussieren wir uns auf die langfristigen Rahmenbedingungen für Wasserstoff. Der Fokus liegt somit auf der etablierten Wasserstoffwelt und weniger auf der Markthochlaufphase. Die langfristigen Rahmenbedingungen sollen dazu dienen ein „Level-Playing-Field“ für die Nutzung von nicht-fossilen Energieträgern sicherzustellen.

Für die **weitere Ausgestaltung von Rahmenbedingungen** aus der Sicht der Stromwirtschaft orientieren wir uns an folgenden Grundprinzipien:

- **Klare Definition „Grüner Wasserstoff“:** Eine wichtige Voraussetzung für die Nutzungsmöglichkeit von „grünem“ Wasserstoff und damit verbundenen Klimavorteilen ist zunächst eine klare Definition davon, was „grüner Wasserstoff“ ist und wie der Nachweis für dessen Eigenschaft erbracht werden kann.
- **Klimavorteil berücksichtigen:** Grüner Wasserstoff kann eine wichtige Rolle für die Dekarbonisierung von Sektoren liefern. Die dadurch erzielten Klimavorteile werden derzeit allerdings noch nicht ausreichend vergütet, weshalb hier ein Wettbewerbsnachteil gegenüber anderen Energieträgern besteht. In diese Kategorie fallen deshalb Instrumente, die den Klimavorteil entsprechend abgelten, z.B. CO₂-Steuern, Herkunftsnachweise.
- **Systemvorteile honorieren:** Abhängig vom Standort und der Betriebsweise können Elektrolyseure einen Systemvorteil erbringen. Beispielsweise kann durch eine Anlage am „richtigen“ Standort der Netzausbau vermieden bzw. aufgeschoben werden. Dieser Systemvorteil sollte sich in den Kosten der Netznutzung oder beim Preis für den netzdienlich bezogenen Strom widerspiegeln.




5.2 Was ist „grüner Wasserstoff“?

Wie in Abschnitt 3.2 angeführt, gibt es derzeit noch keine allgemein gültige Definition für „grünen“ Wasserstoff. Vor allem fehlt es an einer Regulierung für den Nachweis der erneuerbaren Eigenschaft des zur Herstellung genutzten Stroms sowie für die Übertragung dieser Eigenschaft auf den Wasserstoff. Im aktuellen europäischen Rechtsrahmen finden sich Ansatzpunkte für die Definition von grünem Wasserstoff. So sind in der Erneuerbare-Energierichtlinie (RED II) Kriterien für den Nachweis beschrieben. Diese Kriterien gelten zwar zunächst nur für den Verkehrssektor, dürften allerdings auch eine wesentliche Bedeutung für die Ausgestaltung in anderen Sektoren haben.

5.2.1 RED II und Verkehrssektor – „Grüner“ Wasserstoff

Eine erste Definition für „grünen Wasserstoff“ auf europäischer Ebene gibt es in der RED II (die noch in nationales Recht zu übersetzen wäre) für den **Verkehrsbereich** im Zusammenhang mit den „Renewable fuels of non-biological origin“. Wasserstoff wird dabei nur als grün anerkannt, wenn bestimmte Nachhaltigkeitskriterien erfüllt sind. Die Details dazu sind allerdings noch näher über Rechtsakte zu konkretisieren ³².

Abbildung 22 RED II sieht für den Verkehrssektor drei Strombezugsquellen für grünen Wasserstoff bzw. grüne Kraftstoffe vor

Fall 1: Direktanbindung EE-Anlage	Fall 2: Netzbezug EE-Strom	Fall 3: Netzbezug „Börsestrom“
 <ul style="list-style-type: none"> PtL-Anlage ist direkt an eine EE-Anlage angeschlossen EE-Anteil 100% (RED II, Art. 27 (3)) Additionalität gefordert: EE-Anlage darf erst <u>nach</u> PtL-Anlage in Betrieb gehen Nachweis, dass kein zusätzlicher Netzbezug 	 <ul style="list-style-type: none"> PtL-Anlage bezieht EE-Strom aus öffentlichem Stromnetz Nachweis EE-Anteil von 100% Nachweis über Additionalität Nachweis über zeitliche und geographische Korrelation zwischen Erzeugung & Verbrauch Unklar sind noch: <ul style="list-style-type: none"> Rolle von EE-Überschussstrom & Bestandsanlagen bei Förderende Wie strikt werden Anforderungen formuliert (ggf. Übergangsphase) 	 <ul style="list-style-type: none"> PtL-Anlage ist an das öffentliche Stromnetz angeschlossen und bezieht „Börsestrom“ aus dem Netz EE-Anteil basierend auf dem durchschnittlichen EE-Anteil am Strommix 2 Jahre zuvor (RED II, Art. 27 (3)) GHG-Einsparung muss bei > 70% liegen, um als RFNBO nach RED II anerkannt zu werden (RED II, Art. 25 (2))
<p>RED II-kompatibel, aber ✓</p> <ul style="list-style-type: none"> nur geringe Auslastung möglich zusätzliche Hürde in der Umsetzung (zusätzliche Errichtung neuer EE-Anlage am gleichen Standort) 	<p>Anforderung werden erst bis 31.12.2021 durch Rechtsakt der EC spezifiziert (RED II, Art. 37 (3)) ?</p>	<p>In AT schon 2018 erreicht und 100% bilanziell Erneuerbar Ziel bis 2030 ✓</p>

Quelle: Frontier Economics

Die RED II sieht drei grundsätzliche Wege für den grünen Wasserstoff im Verkehrssektor vor. Es ist dabei gemäß der RED II nicht das Ziel, dass bereits existierender und geförderter Grünstrom neu verpackt und teuer bezahlt wird,

³² Für weitere Sektoren gibt es u. a. Vorschläge von mehreren EU-Mitgliedsstaaten, die sich am Verkehrsbereich orientieren wollen, allerdings auch noch keine fertigen Konzepte. Positionspapier „Additionality in Renewable Hydrogen Production“, Joint Contribution from AT, DK, ES, IE, LU, PT; 9. November 2020.

sondern es soll **neuer Grünstrom dazu kommen („Additionality“)**, sobald neue **Stromnachfrage durch den Elektrolyseur** hinzukommt.

Strombezug bei Direktanbindung einer EE-Anlage (Fall 1)³³

In diesem Fall muss der Strombezug aus einer EE-Anlage stammen, die

- Direkt an den Elektrolyseur angeschlossen ist;
- Die nach dem Elektrolyseur in Betrieb gegangen ist;
- Die sich zur Gänze aus dem Verkauf der Stromerzeugung an den Elektrolyseur finanziert, d.h. keine Förderung erhält.

Der Vorteil in diesem Fall ist, dass die Definition und der Nachweis des Bezugs von „grünem“ Strom aus der EE-Anlage aufgrund der Direktverbindung sehr einfach ist.

Der Nachteil liegt allerdings in der Einschränkung des Strombezugs von der direkt angeschlossenen EE-Anlage sowie in den Kosten für den Strombezug. Dadurch können sehr hohe Gestehungskosten für die Wasserstoff-Erzeugung entstehen, wie wir in Abschnitt 4.2 exemplarisch dargestellt haben. Dieser Fall kann ggf. für eine Direktanbindung zu einem Offshore-Windpark mit entsprechend hohen Volllaststunden interessant sein. Im österreichischen Kontext sind die Optionen für eine Direktanbindung zu einer neuen EE-Anlage mit hohen Volllaststunden (z.B. neues Laufwasserkraftwerk) allerdings eher limitiert.

Strombezug aus Netzbezug von EE-Anlagen (Fall 2)³⁴

Beim Strombezug aus dem Netz von einer EE-Anlage gelten die Kriterien der Additionalität, der zeitlichen sowie der geographischen Korrelation, wobei die Details dazu noch näher über Rechtsakte bis Ende 2021 zu konkretisieren sind. Dabei sind noch einige Fragen offen, die einen erheblichen Einfluss auf die Klassifizierung von „grünem“ Wasserstoff haben:

- **Additionalität:** Es muss auch in diesem Fall ein direkter Zusammenhang zwischen dem Elektrolyseur und dem Strom, der aus dem öffentlichen Netz von einer spezifischen EE-Anlage bezogen wird, bestehen, d.h. ohne den Elektrolyseur gäbe es den „grünen“ Strom nicht. Das schließt den Bezug von einer geförderten EE-Anlage aber auch einer nicht geförderten Bestandsanlage aus. Die genaue Definition der Additionalität ist noch nicht final bestimmt, allerdings wäre es sinnvoll zumindest folgende zusätzliche Optionen zu inkludieren:
 - Strom aus Anlagen nach Förderende gilt als zusätzlich, wenn diese Anlagen ansonsten stillgelegt würden (Frage des Nachweises zu klären);
 - EE-Strom, der durch den Einsatz des Elektrolyseurs nicht aufgrund von Einspeisemanagement abgeregelt wird.

In beiden Optionen wäre der Strom ohne den Elektrolyseur nicht im System verfügbar.

³³ Dieser Fall entspricht dem Idealtyp „(B) Elektrolyseur mit Direktanschluss an ein EE-Kraftwerk“ aus Abschnitt 4.1

³⁴ Dieser Fall fällt unter die Idealtypen „(A) Elektrolyseur in der Industrie“, „(C) Elektrolyseur im öffentlichen Netz“ und „(D) Elektrolyseur im öffentlichen Netz mit Fokus auf Netzdienlichkeit“ aus Abschnitt 4.1

- **Zeitliche Korrelation:** Bei der Umsetzung der zeitlichen Korrelation zwischen dem Strombezug eines Elektrolyseurs und der Stromerzeugung einer konkreten EE-Anlage stellt sich die Frage der zeitlichen Granularität der Korrelation, z.B. ¼ Stundenbasis, Stunde, Tag, Wochen. Die genaue Ausgestaltung dieses Kriteriums hat sehr großen Einfluss, da es zu sehr komplexen Mess- und Nachweiserfordernissen kommen kann. Derzeit werden hier unterschiedliche Varianten angedacht, z.B. die Möglichkeit der stufenweisen Verringerung der zeitlichen Granularität beginnend mit einem Tag und später bis hin zu 15min.
- **Geographische Korrelation:** Für die geographische Korrelation werden derzeit auch Optionen abhängig von der geographischen Granularität diskutiert. Dies geht von „gleicher Seite bei Netzengpass“, „Gebotszone“, „Land, wenn mehrere Gebotszonen“ bis zu „grenzüberschreitende Gebotszonen bei Vorhandensein ausreichender Interkonnektor-Kapazitäten“.

Strombezug aus Netzbezug „Börsenstrom“ (Fall 3)³⁵

Für den **Verkehrssektor** gilt hier, dass bei einem Bezug von Börsenstrom aus dem öffentlichen Netz für die Klassifizierung als „Renewable fuels of non-biological origin“ (worunter auch E-Fuels auf Basis von „grünem“ Wasserstoff fallen) relevant ist:

- EE-Anteil basierend auf dem durchschnittlichen EE-Anteil am Strommix zwei Jahre zuvor (RED II, Art. 27 (3)) – dieser EE-Anteil wird über das gesamte Jahr gerechnet; und die
- Treibhausgasemissionen-Einsparung gegenüber einem fossilen alternativen Energieträger muss bei > 70% liegen (RED II, Art. 25 (2)).

Die RED II sieht keine Möglichkeit vor, den Nicht-EE Anteil „grün“ zu machen.

Der Bezug auf den Jahresdurchschnitt beim EE-Anteil ist für ein Land wie Österreich mit einem aktuell über das Jahr gerechneten EE-Anteil von über 70% ein Vorteil. Bei Bezug von Börsenstrom aus dem öffentlichen Netz könnte zumindest ein großer Teil als „grüner“ Wasserstoff klassifiziert werden. Bei Erreichung des Zieles von 100 % (bilanziell) erneuerbarem Strom bis 2030 und einer Beibehaltung dieses Zieles auch über 2030 hinaus, könnte jeglicher Börsenstrombezug aus dem öffentlichen Netz für die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff verwendet werden. Dabei könnte auch aufgrund des Zeitverzugs von zwei Jahren der EE-Ausbau laufend an den aufgrund der Erzeugung von Wasserstoff gestiegenen Stromverbrauch angepasst werden.

5.2.2 „Grüner“ Wasserstoff außerhalb des Verkehrssektors

Außerhalb des Verkehrssektors könnte theoretisch auch von den strengen Kriterien des Verkehrssektors abgewichen werden. Dazu gibt es unterschiedliche Ansatzpunkte. Durch diese Maßnahmen könnte die Menge von Strom, der zu Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff zulässig ist, ausgeweitet werden. Der Nachteil kann allerdings darin bestehen, dass auf diese Weise zwei

³⁵ Dieser Fall fällt unter die Idealtypen „(A) Elektrolyseur in der Industrie“, „(C) Elektrolyseur im öffentlichen Netz“ und „(D) Elektrolyseur im öffentlichen Netz mit Fokus auf Netzdienlichkeit“ aus Abschnitt 4.1

unterschiedliche Arten von „grünem“ Wasserstoff entstehen und somit die Durchlässigkeit zwischen den Sektoren erschwert wird.

Aufweichung der Kriterien für Verkehrssektor

Die Aufweichung kann sich auf das **Kriterium der Additionalität** beziehen. Dies könnte erfolgen durch:

- **EE-Anlagen, die freiwillig aus EE-Förderung aussteigen:** Ein Elektrolyseurbetreiber könnte auch in eine EE-Anlage, die durch eine in einem wettbewerblichen Prozess ermittelte Marktprämie gefördert wird, „einsteigen“, indem er die Anlage z.B. nach 5 Jahren durch Abkauf des Stromes (und des HKN) finanziert und die EE-Anlage ab diesem Zeitpunkt die Marktprämie aufgibt. Mit den eingesparten Fördermitteln könnten dann zusätzliche Auktionen finanziert werden.
- **Einbeziehung von EE-Bestandsanlagen in Kombination mit neuen EE-Anlagen:** Ein Teil des Stroms für die Wasserstoffherzeugung könnte auf Basis von neuen EE-Anlagen aufgebracht werden, während der Rest durch bestehende EE-Anlagen erfolgt. In beiden Fällen handelt es sich um nicht-geförderte Anlagen, die einen direkten bilateralen Stromliefervertrag mit dem Elektrolyseur haben. Der Referenzpreis im Stromliefervertrag für die neuen EE-Anlagen wird sich dabei in der Regel an den Vollkosten orientieren, während bei EE-Bestandsanlagen eine Orientierung an den Großhandelsstrompreisen möglich ist.

Auch besteht die Möglichkeit das **Kriterium der zeitlichen Korrelation** auszuweiten (also weniger streng zu handhaben). Durch die Ausweitung der zeitlichen Korrelation zwischen der Wasserstoff- und Stromerzeugung besteht die Möglichkeit einer gleichmäßigeren Wasserstoffherzeugung. Längere Zeiträume sorgen dafür, dass der Elektrolyseur mit einer geringeren Kapazität, bzw. mit höherer Auslastung betrieben werden kann. Dadurch können sich substantielle Einsparungen bei den Gestehungskosten für den Wasserstoff ergeben.

Herkunftsnachweise zum Nachweis von „grünem“ Wasserstoff

Eine Möglichkeit zum Nachweis für „grünen“ Wasserstoff könnte auch durch Herkunftsnachweise (HKN) erfolgen. In diesem Fall würde der Wasserstoff die Eigenschaft des Stroms entsprechend erben. Das Thema Additionalität würde dadurch in den Hintergrund gestellt werden und alle EE-Anlagen, die auch HKN ausstellen, könnten als Strombezug für „grünen“ Wasserstoff dienen.

In der RED II ist die Ausweitung des bestehenden (Strom-) Herkunftsnachweissystems auf erneuerbare Gase vorgesehen. Die HKN für erneuerbare Gase folgen dabei den bisherigen Herkunftsnachweissvorschriften: Sie dienen ausschließlich als Nachweis gegenüber einem Endkunden. Es ist ausdrücklich vorgesehen, dass diese HKN nicht als Nachweis für die Erfüllung europäischer verbindlicher Vorgaben zum Einsatz von erneuerbaren Energien geeignet ist. Für diesen Nachweis müssten weitere Anpassungen vorgenommen werden:

- **Erweiterung um zusätzliche Nachhaltigkeitskriterien:** HKN zur Verwendung zur Wasserstoffherzeugung könnten um zusätzliche

Nachhaltigkeitskriterien erweitert werden und ausdrücklich den Beitrag zur Treibhausgasminde rung des zertifizierten Produkt festhalten. Beispielsweise wurden im EU-Forschungsprojekt CertifHy entsprechende Nachhaltigkeitskriterien entwickelt und anhand dieser zwischen verschiedenen Wasserstoff-Qualitäten unterschieden.

- **Zählinstrument:** HKN werden nicht nur zum Nachweis gegenüber dem Endverbraucher herangezogen, sondern auch als Zählinstrument zum Nachweis über den Anteil an erneuerbaren Energien bzw. Treibhausgasminde rung in Endverbrauchersektoren. Dafür muss eine einmalige Anrechnung der zertifizierten Energiemenge in einem Mitgliedstaat und einem Endverbrauchersektor sichergestellt werden. Die RED II sieht hier ein Massenbilanzsystem vor, bei dem die Angaben über die Nachhaltigkeit von der Erzeugung bis zum Verbrauch nachverfolgt werden. Eine europaweite Handelbarkeit erfordert eine physische Energieübertragung oder ein System, bei welchem im Herkunftsstaat die Anrechenbarkeit automatisch wegfällt. Nur dadurch kann eine Doppelanrechnung verhindert werden.

Für die Eignung von HKN zum Nachweis von „grünem“ Wasserstoff sind somit noch entsprechende Anpassungsschritte erforderlich.

„Grüner“ Wasserstoff aus Überschussstrom?

In der politischen Diskussion wird häufig auch angeführt, dass „grüner“ Wasserstoff durch Überschussstrom erzeugt werden soll. Was darunter zu verstehen ist, bleibt allerdings vage.

In **Abschnitt 4.1** haben wir den netzdienlichen Einsatz eines Elektrolyseurs dargestellt. Ein Elektrolyseur an der „richtigen“ Stelle kann die Aufnahme von EE-Strom ermöglichen, der ansonsten aus netztechnischen Gründen abgeregelt werden müsste. Dadurch besteht die Möglichkeit, dass weniger EE-Strom im Stromsystem verloren geht. Dieser **„netztechnische“ Überschussstrom** sollte jedenfalls für die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff geeignet sein. Für die konkrete Definition des „netztechnischen“ Überschussstroms bestehen auch schon internationale Beispiele.³⁶

In der politischen Diskussion wird auch noch von **„marktlichem“ Überschussstrom** gesprochen, der für die Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden sollte. Die Definition des „marktlichen“ Überschussstroms wirft allerdings komplexe Fragen auf und ist in der Praxis nicht oder nur sehr schwer umzusetzen:

- **„Marktlicher“ Überschussstrom und Flexibilitätsoptionen:** Als Ausgangspunkt für den „marktlichen“ Überschussstrom dient in der Diskussion häufig die Residuallast (d.h. Last abzüglich der nicht-steuerbaren EE-Erzeugung). Die Residuallast kann bei niedriger Last gepaart mit einer hohen EE-Erzeugung einen negativen Wert annehmen. Dies darf allerdings nicht mit „marktlichem“ Überschussstrom gleichgesetzt werden. Im Stromsystem existieren nämlich zahlreiche Flexibilitätsoptionen, welche die negative

³⁶ Es kann hier beispielsweise verwiesen werden auf: Bundesnetzagentur, Leitfaden zum Einspeisemanagement, Juli 2018, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Instituten/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3_0_E/Leitfaden3.0final.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Residuallast entsprechend reduzieren können. Dies kann durch den Export von Stromerzeugung erfolgen, das Laden von Stromspeichern (Pumpspeicherkraftwerke, Batterien) oder zuschaltbare Lasten (Demand-Response, wie etwa Elektrolyseure oder auch Power-to-Heat). Daraus ist ersichtlich, dass die Menge des „marktlichen“ Überschussstroms von den verfügbaren und bei der Berechnung berücksichtigten Flexibilitätsoptionen abhängt.

- **Elektrolyseur ist zusätzliche Flexibilitätsoption und reduziert dadurch „marktlichen“ Überschussstrom:** Der Elektrolyseur stellt selbst eine zusätzliche Flexibilitätsoption dar und reduziert dadurch den „marktlichen“ Überschussstrom. Zur Bestimmung des „marktlichen“ Überschussstroms, welcher für den Elektrolyseur zur Verfügung steht, müsste man somit theoretisch Rechnungen für das Gleichgewicht aus Stromnachfrage und –erzeugung mit/ohne Elektrolyseur machen. Der Strom, der dann ohne Elektrolyseur übrigbleiben würde, könnte als „marktlicher“ Überschussstrom definiert werden. Die Berechnungen müssten allerdings gleichzeitig berücksichtigen, inwieweit die anderen Flexibilitätsoptionen die Rolle des Elektrolyseurs einnehmen können (z.B. durch verstärkten Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken).
- **Niedrige/negative Strompreise als Indikator für „marktlichen“ Überschussstrom:** In der Diskussion werden niedrige bzw. negative Preise häufig als Indikator für einen „marktlichen“ Überschussstrom angeführt. Dies erscheint auf den ersten Blick ein pragmatischer Ansatz zu sein, da niedrige bzw. negative Strompreise häufig mit hoher EE-Erzeugung korrelieren. Ein Elektrolyseur stellt eine zusätzliche Last dar und könnte deshalb „marktlichen“ Überschussstrom aufnehmen. Allerdings treten auch hier Herausforderungen auf:
 - Wie soll die Preisschwelle für „marktlichen“ Überschussstrom definiert werden? Es könnte argumentiert werden, dass ein „marktlicher“ Überschuss nur dann besteht, wenn der Stromerzeuger bereit ist für den Verbrauch von Strom zu zahlen, d.h. bei negativen Preisen, denn bei positiven Preisen gibt es immer einen Verbraucher der bereit ist für den Strom zu bezahlen. Es kommt also zu einer Markträumung ohne „marktlichen“ Überschussstrom.
 - Selbst wenn eine Preisschwelle definiert werden kann, wird der dynamische Effekt von Preissignalen verkannt. Strompreissignale sollen gerade dazu führen, dass neue Flexibilitätsoptionen wie etwa Speicher in den Markt kommen und in der Folge sich die Strompreise tendenziell ausgleichen. Ein häufiges Auftreten negativer Strompreise könnte beispielsweise den Business Case für Batterien wirtschaftlich machen und zu einem Markteintritt führen.

Die theoretische und praktische Definition von „marktlichem“ Überschussstrom ist somit nur sehr schwer möglich und als transparentes Konzept für die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff wenig geeignet.

5.2.3 Schlussfolgerung

Die Kriterien aus der RED II, deren Umsetzung derzeit im Verkehrsbereich diskutiert werden, setzen sehr strenge Kriterien an die Herkunft des Stroms, der für die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff verwendet werden darf. Hier spielt insbesondere die „Additionalität“ eine bedeutende Rolle, die die Nutzung von Strom aus bestehenden EE-Anlagen zur Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff – einschränkt. Aufgrund des bestehenden und auch geplante Anstieg des EE-Anteils hat Österreich allerdings auch eine günstige Position bei der Nutzung von Börsenstrom. Bei Bezug von Börsenstrom aus dem öffentlichen Netz könnte zumindest ein großer Teil als „grüner“ Wasserstoff klassifiziert werden. Bei Erreichung des Zieles von 100 % (bilanziell) erneuerbarem Strom bis 2030 und einer Beibehaltung dieses Zieles auch über 2030 hinaus, gilt das für den gesamten erzeugten Wasserstoff.

Auch außerhalb des Verkehrssektors fehlen derzeit noch klare Regeln. Die HKN-Zertifizierung, welche den Strombezug auch von EE-Bestandsanlagen ermöglichen würde, ist in ihrer derzeitigen Ausgestaltung kein geeignetes System für die Definition von „grünem“ Wasserstoff. Es sieht keine Nachhaltigkeitskriterien vor und ist nicht als Zählinstrument für den Nachweis zur Erfüllung von Erneuerbarenquoten ausgelegt.

Grundsätzlich ist anzumerken, dass insbesondere für die Markthochlaufphase die Kriterien der RED II sehr restriktiv sind und dadurch das Risiko bergen, dass mögliche erste Projekte im Verkehrssektor aber auch außerhalb verunmöglicht werden. In der Markthochlaufphase ist zumindest außerhalb des Verkehrssektors – sofern hier noch Spielraum besteht – eine Aufweichung der Kriterien für „grünen“ Wasserstoff zu überlegen. Bei der konkreten Ausgestaltung ist darauf zu achten, dass keine unzulässigen Doppelförderungen³⁷ entstehen, EE-Ziele im Stromsektor³⁸ und auch Systemintegrationskosten berücksichtigt werden und einzelne Sektoren³⁹ nicht zu stark belastet werden.

³⁷ Beispielsweise, wenn eine EE Anlage für den Verkauf von Strom an einen Elektrolyseur einerseits eine EE-Förderung selbst enthält und aufgrund der H₂ Förderung in der Markthochlaufphase auch noch höheren Zahlungsbereitschaften des Elektrolyseurs profitiert. Es könnte allerdings auch argumentiert werden, dass der Elektrolyseur, der eine H₂ Förderung bezieht, auch von den niedrigen Strompreisen aus einer EE Anlage, die sich zum Großteil durch EE-Förderung finanziert, profitieren kann. Inwieweit das Risiko besteht ist eine rechtliche Frage, die nicht Gegenstand dieses Berichts ist.

³⁸ Der Stromverbrauch für einen Elektrolyseur stellt eine zusätzliche Nachfrage dar. Wenn beispielsweise in Österreich weiterhin ein 100% erneuerbaren Ziel im Stromsektor aufrecht erhalten werden soll, müssen hier ggf. Anpassungen beim EE Ausbaupfad vorgenommen werden. Wenn der Ausbaupfad nicht durch Marktsignale beanreizt wird, bedeutet dies eine Verlängerung der EE-Förderungen und entsprechenden Förderbedarf.

³⁹ Bei einem EE-Ausbau, der mit dem Anstieg des Stromverbrauchs durch einen Elektrolyseur für die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff mit atmet, steigt der Förderbedarf für EE Anlagen entsprechend an. Wenn dieser EE Förderbedarf nur über den Stromsektor aufgebracht wird, dann „profitieren“ anderen Sektoren vom „grünen“ Wasserstoff ohne sich an den Kosten beteiligen zu müssen.

5.3 Klimavorteil vergüten – Energieabgabe, CO₂-Abgabe und Ökostromumlage

5.3.1 Energieabgabe und CO₂-Abgabe

Das bestehende Energieabgabensystem stößt an seine Grenzen

Die Energieabgaben (Elektrizitäts-, Erdgas, Kohleabgabe sowie Mineralölsteuer) in Österreich verteuern den Endverbrauch der Energieträger mit dem Ziel einen stärkeren Anreiz für energieeffizientes Handeln zu liefern und damit den Verbrauch von Energie zu reduzieren. Sie sind aktuell nur bedingt dazu geeignet, ein klimafreundliches Verhalten zu beanreizen. Vor diesem Hintergrund ist es das erklärte Ziel der aktuellen österreichischen Bundesregierung eine CO₂-Bepreisung der Energieträger in den Sektoren einzuführen, die aktuell nicht dem europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) unterworfen sind. Dies gilt für die Sektoren Verkehr und Wärme.

Die künftigen Abgaben auf Energie sollten einerseits zur einer „effizienten Nutzung von Energie“ führen und andererseits dazu, dass die genutzte Energie möglichst „grün“ ist“.

Energieabgabe und Energieeffizienz – Elektrolyseur und andere Flexibilitätsoptionen in einer Welt mit hohem EE Anteil

Die derzeitige Systematik der Energieabgabe besteht aus einem zeitunabhängigen Steuersatz auf Strom. Wenn die Energieabgabe als Instrument für Energieeffizienz gedacht ist, dann liegt dem die Annahme zugrunde, dass Energieeffizienz zu jeder Zeit gleich viel wert ist. Dies ist vielleicht in einer Welt mit hohem fossilen Anteil an Erzeugung zutreffend, wo die Stromerzeugung selbst mit einem Einsatz von Primärenergieträgern verbunden ist. In einer Welt mit einem hohen Anteil von dargebotsabhängiger Erzeugung durch Wind-/PV Anlagen (und vielen Stunden mit Überschussstrom) trifft dies allerdings nicht mehr zu. Der Wert der Energieeffizienz ist dabei nicht mehr zeitunabhängig, sondern ist durch Kapazitätsgrenzen getrieben:

- **Kapazitätsgrenzen nicht erreicht:** Wenn beispielsweise die Kapazitätsgrenzen von Wind-/PV Anlagen noch nicht erreicht sind, dann ist es nicht sinnvoll einen Anreiz zu geben, erzeugten Strom *nicht* zu konsumieren. Der Nicht-Konsum hat keine Auswirkung auf den Verbrauch von Primärenergieträgern bei der Stromerzeugung oder den Bedarf an Systemkapazitäten in Erzeugung oder Netzbereich. Die Energieabgabe müsste in diesem Fall somit Null sein.
- **Kapazitätsgrenze wird erreicht:** Wenn der Strombedarf allerdings die Kapazitätsgrenze erreicht bzw. überschreitet, ist ein Anreiz zu einer Reduktion des Strombedarfs sinnvoll, da dadurch ein Ausbau von Erzeugungskapazitäten verhindert bzw. aufgeschoben werden kann. Die Energieabgabe müsste in diesem Fall somit sehr hoch sein.

Für beide Fälle gilt allerdings, dass sich die Knappheiten in Marktsignalen in Form von Strompreisen widerspiegeln sollten. Wenn das Stromangebot insbesondere

durch die EE Erzeugung sehr hoch ist, dann werden die Strompreise aufgrund der niedrigen Grenzkosten dieser Erzeugungsformen ebenfalls niedrig sein. Gleiches gilt mit umgekehrten Vorzeichen auch für den Fall mit niedrigem Stromangebot und hoher Stromnachfrage. Der Markt sendet über den Preis somit die richtigen zeitabhängigen Knappheitssignale für Energieeffizienz an die Marktteilnehmer.

Was bedeutet dies für Flexibilitätsoptionen, wie sie u.a. auch Elektrolyseure darstellen. Die Anreize für Energieeffizienz erhalten diese konzeptionell durch die Signale von den Strompreisen. Wenn die Strompreise niedrig sind, signalisiert der Markt, dass ausreichend Strom verfügbar ist und somit auch keine Notwendigkeit für Einsparungsmaßnahmen vorliegen. In diesen Zeiten wird ein Elektrolyseur Strom in „grünen“ Wasserstoff umwandeln, ein Pumpspeicherkraftwerk pumpen oder eine Batterie aufladen. Eine Belastung durch eine Energieabgabe wäre in diesen Zeiten nicht sinnvoll, da hier gerade kein Anreiz für Nicht-Konsum erforderlich ist. In Zeiten mit hohen Strompreisen haben diese Flexibilitätsoptionen wiederum bereits einen marktlichen Anreiz keinen (teuren) Strom zu verbrauchen. Im Gegenteil kann ein Elektrolyseur über den Umweg der Rückverstromung, der Pumpspeicher durch das Turbinieren sowie die Batterie durch Entladung dem System den dann knappen bzw. teuren Strom bereitstellen und somit ggf. eine Kapazitätserweiterung verhindern bzw. aufschieben.

Aus konzeptionellen Gründen spricht dies für eine Befreiung von Elektrolyseuren von der Energieabgabe für den Stromverbrauch bzw. grundsätzlich für eine Abschaffung von Energieabgaben in der heutigen Form.

Energieabgabe und Energieeffizienz – Elektrolyseur ist kein Endverbraucher, aber was ist mit Umwandlungsverlusten

Bei einer Beibehaltung der bestehenden Systematik der Energieabgabe gilt, dass (wie in **Abschnitt 3.7** gezeigt) der Schritt der Erzeugung von Wasserstoff durch Strom durch einen Elektrolyseur nicht als Endverbrauch definiert werden kann. Es handelt sich um die Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger, der in der Folge einem Endenergie- bzw. stofflichem Verbrauch zugeführt wird. Dies spricht somit für eine Befreiung des Stroms von Energieabgaben⁴⁰.

Bei der Umwandlung treten allerdings Verluste auf. Es könnte jetzt argumentiert werden, dass zumindest diese Verluste einer Energieabgabe unterliegen sollten. So stellen Umwandlungsverluste bei der Elektrolyse auch einen Endverbrauch des eingesetzten Stroms dar, da dieser dem Energiesystem unwiderruflich verloren geht und nicht in dem erzeugten Energieträger Wasserstoff „weiterlebt“.

Dem stehen allerdings einige Argumente entgegen, die gegen eine Umstellung des Energieabgaben Systems in diese Richtung sprechen:

- **Gleiche Systematik über alle Sektoren ist komplexe Aufgabe:** In der langen Frist sollte die Logik der Energieabgaben für alle Energieträger und zwischen den Sektoren konsistent sein. Dies würde allerdings bedeuteten, dass in allen Sektoren neben dem Endenergieverbrauch auch Umwandlungsverluste einer

⁴⁰ Wir sprechen in der Folge immer von Energieabgaben anstatt Elektrizitäts- bzw. Erdgasabgabe. In einem schlüssigen Gesamtkonzept erachten wir eine Unterscheidung der Abgaben nach Energieträgern nicht als sinnvoll. Es sollte hier für die Zielsetzung der Energieeffizienz eine Kongruenz der Höhe der Abgabe zwischen den Energieträgern bestehen.

Energieabgabe unterliegen. Dabei müssten einige Eckpunkte und Details festgelegt werden z.B.

- *Konsistente Bemessungsgrundlage für Energieträger:* Die Energieabgabe sollte konsistent über alle Energieträger ausgestaltet werden, weshalb es sich anbietet, als Bemessungsgrundlage für die Abgabenhöhe die energieträgerunabhängige Energiemenge (MWh) zu verwenden.
- *Einheitlicher Abgabensatz für konsistente Bemessungsgrundlage:* Wenn die Energieeffizienz im Vordergrund steht, dann ist es sinnvoll, dass für alle Energieträger ein einheitlicher Abgabensatz herangezogen wird. Es besteht dann die Möglichkeit die Abgabenbelastung für die Anwendung durch die Wahl des Energieträgers mit dem höchsten Wirkungsgrad zu minimieren.
- *Systemgrenzen beachten:* Eine weitere Herausforderung besteht darin, die relevanten Systemgrenzen zu definieren. Beispielsweise stellt sich hier die Frage, wie mit Wärmeauskoppelungen zu verfahren ist, d.h. inwieweit hier die ausgekoppelte Wärme beim Endverbrauch abgabepflichtig ist oder ob die Abgabe u.a. aus Gründen der Praktikabilität an der Systemgrenze zur Wärme anfällt.
- **Unerwünschte Verteilungseffekte:** Bei einer Umgestaltung durch die Inkludierung von Umwandlungsverlusten in die Energieabgabe sind auch Verteilungseffekte im Vergleich zum Status Quo bzw. mögliche Schlechterstellungen im Auge zu behalten.
- **Internationale Wettbewerbsfähigkeit:** Es gilt zu bedenken, dass die Reform der Energieabgaben nicht losgelöst von den Entwicklungen in anderen Ländern sowie auf europäischer Ebene betrachtet werden kann. So sollte aus nationaler Perspektive stets ein einheitliches Level Playing Field gewährleistet sein, das heißt Wettbewerbsnachteile für die heimischen Standorte wären tunlichst zu vermeiden. Hinzu kommt, dass eine nationale Lösung auch kompatibel sein muss mit den europarechtlichen Vorgaben. Zu nennen ist hier insbesondere die für Mitte des Jahres angekündigte Reform der Energiesteuerrichtlinie.
- **Energieabgabe für Zweck der Energieeffizienz unzeitgemäß:** Wie oben schon ausgeführt, sollten zeitvariable Preissignale mittel-/langfristig das Lenkungsinstrument für Energieeffizienz sein, indem durch Preis Knappheiten angezeigt werden und dadurch Endkunden und Marktteilnehmer durch Anpassung des Verhaltens reagieren.

„Grüne“ Energie nutzen

Das Ziel der Dekarbonisierung bedeutet, dass die genutzte Energie möglichst „grün“ sein soll. Die Energieabgabe (mit dem derzeitigen Fokus auf Energieeffizienz) sollte somit durch eine CO₂ Abgabe ersetzt bzw. zumindest ergänzt werden.

Folgende Aspekte halten wir bei der Konzeption zur Berücksichtigung von CO₂-Emissionen in einer Energieabgabe integriert oder als zusätzliche Abgabe für wichtig.

- **Fokussierung auf „graue“ C-Atome** – Bei der Konzeptionierung sollte das Grundprinzip gelten, dass nur „graue“, aus fossilen Quellen stammende C-

Atome bzw. entsprechende CO₂-Emissionen besteuert werden, „grüne“, erneuerbare C-Atome hingegen nicht. Dies bedeutet, dass bspw. für Erdgas die volle CO₂-Abgabe fällig wird, wohingegen für „grünes“ Gas keine Abgabe anfällt.

Durch die Differenzierung der Besteuerung nach dem fossilen Kohlenstoffgehalt wird der Klimawirkung der Energieträger Rechnung getragen und es entsteht der explizite Anreiz zur stärkeren Nutzung von grünen Energieträgern, da sich diese relativ zu ihren fossilen Pendanten verbilligen.

- **Differenzierende Betrachtung der Sektoren** – Da sich in den unterschiedlichen Sektoren die Energieträgerzusammensetzung in der Regel unterscheidet, wären diese zum Teil unterschiedlich betroffen, wobei das Grundprinzip (ausschließliche Besteuerung „grauer“ C-Atome) sektorenunabhängig gelten sollte.
 - *Wärme* – Die volle CO₂-Abgabe wird auf fossile Energieträger (insbesondere Erdgas) fällig, wohingegen synthetischer Wasserstoff, Methan oder Biogas gemäß ihres fossilen Kohlenstoffgehaltes besteuert würden. Der Endkunde hat hierbei die Möglichkeit durch den Gas-Mix die CO₂-Abgaben zu reduzieren. Da für Wärmepumpen benötigter Strom bereits dem EU-ETS unterliegt, wäre sicherzustellen, dass es hier zu keiner Doppelbesteuerung kommt.⁴¹ Dies könnte entweder über eine Befreiung von Strom bei der CO₂-Abgabe realisiert werden oder die EU-ETS-Kosten würden auf die CO₂-Abgabe entsprechend angerechnet.
 - *Verkehr* – Die volle CO₂-Abgabe gilt auf fossile Energieträger (Mineralöle, Erdgas), wohingegen synthetischer Wasserstoff, synthetisches Benzin/Diesel oder Biogas gemäß ihres „grauen“ Kohlenstoffgehaltes besteuert werden.
 - *Industrie* – Wie der Stromsektor sind auch weite Teile der Industrie bereits dem EU-ETS unterworfen. Der entsprechende CO₂-Zertifikatspreis setzt hier bereits Anreize zur CO₂-Reduktion. Industriezweige die nicht dem EU-ETS unterworfen sind, müssten perspektivisch nunmehr auch durch die CO₂-Abgabe erfasst werden. Wie beim EU-ETS wären dabei auch Aspekte wie Carbon Leakage etc. zu beachten, um die heimische Industrie vor substantiellen internationalen Wettbewerbsnachteilen zu schützen.
- **Kompatibilität mit anderen nationalen und europäischen Instrumenten** – Die CO₂-Abgabe sollte sich einbetten in bestehende nationale und europäische Regelungen. So ist es wichtig, dass sich bestehende Steuern und Abgaben – im Besonderen die Energieabgaben und der EU-ETS – mit dem Instrument der CO₂-Abgabe kombinieren lassen und es zu keiner Doppelbesteuerung kommt. Andernfalls bestünde das Risiko unerwünschter Wechselwirkungen zwischen den Instrumenten, wodurch unrechtmäßige ökonomische Verzerrungen/Anreizwirkungen hervorrufen werden könnten.

In aktuellen politischen Diskussionen auf europäischer Ebene wird derzeit zudem diskutiert, den EU-ETS auch auf die Sektoren Verkehr und Wärme auszuweiten.

⁴¹ Der Kunde hat allerdings durch die Wahl von 100% grünen Strom keine Möglichkeit die CO₂ Abgabenbelastung, die indirekt über den EU ETS erfolgt, zu reduzieren.

Auch wenn eine entsprechende Umsetzung in der kurzen Frist äußerst unwahrscheinlich ist, sollte bei der Ausgestaltung eines nationalen Emissionshandelssystems darauf geachtet werden, dass diese mit einer möglichen europäischen Lösung kompatibel wäre. Ein nationales Emissionshandelssystem könnte somit einen wichtigen Zwischenschritt zu einer gesamteuropäischen Lösung darstellen.

Aus ökonomischer Perspektive wäre eine übergreifende europäische Lösung der CO₂-Bepreisung über Sektorengrenzen und Ländergrenzen hinweg der Königsweg. So könnten die Anreizwirkung entsprechend vereinheitlicht werden und man käme dem anzustrebenden volkswirtschaftlichen Ziel eines einheitlichen (bestenfalls globalen), sektorübergreifenden CO₂-Preises näher. So ist es aus ökonomischer Perspektive am effizientesten, dort die „nächste Tonne CO₂ einzusparen“, wo die CO₂-Vermeidungskosten am geringsten sind.

5.3.2 Ökostromumlage

Bis Ende 2020 waren PtG Anlagen von der Zahlung des Ökostrom-Förderbeitrags sowie der Ökostrom-Förderpauschale explizit befreit. Auch der Ministerratsvorschlag zum Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) sieht für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas eine Befreiung für den „Erneuerbaren-Förderbeitrag“ sowie der „Erneuerbaren Förderpauschale“ vor, wenn die Anlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweist, ausschließlich zu betrieblichen Zwecken eingesetzt wird, ausschließlich erneuerbare Elektrizität bezieht und nicht in das Gasnetz einspeist (§73 Abs1, 3 75 Abs. 1 Erneuerbaren Ausbau Gesetz). Die Befreiung wird zumeist als ein Instrument zur Unterstützung des Markthochlaufs für Wasserstoff gesehen. Dies zeigt sich beispielsweise auch an den politischen Entscheidungen in anderen Ländern.

So gibt es in Deutschland nach intensiven Diskussionen mit den gerade erst beschlossenen Änderungen am Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG 2021) eine (vollständige oder teilweise) EEG-Umlagebefreiung für die Elektrolyse mit grünem Strom.⁴² In der Begründung zum Gesetzesentwurf heißt es *„Die Umlagebefreiung der Wasserelektrolyse ist Grundvoraussetzung für den Hochlauf einer großmaßstäblichen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland“* sowie *„Die Entlastung des Stromverbrauchs für die Produktion von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse von der EEG-Umlage ist für die weitere Entwicklung und den Ausbau der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland unabdingbar.“*⁴³ Allerdings sieht das EEG 2021 vor, dass in einer zusätzlichen Rechtsverordnung noch genauer spezifiziert werden soll, welche Anforderungen an die Herstellung von „grünem“ Wasserstoff bestehen und für welchen Strom die Umlagebefreiung gelten soll. In §93 Abs.3 EEG 2021 heißt es dazu, *„dass für die Herstellung des Wasserstoffs nur Strom aus erneuerbaren Energien verbraucht werden darf, der keine finanzielle Förderung nach diesem Gesetz in Anspruch genommen hat.“*

⁴² Siehe §§ 64a, 69b, 93 EEG 2021-E.

⁴³ Siehe Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Stellungnahme des Bundesrates und Gegenäußerung der Bundesregierung (Drucksache 19/23482), S. 82/83.

Bei Strombezug aus Direktanbindung einer EE Anlage ist kein Beitrag zur Finanzierung von EE Anlagen erforderlich

Im Fall der Direktanbindung (Abschnitt 5.2) einer EE Anlagen an den Elektrolyseur erfolgt die Finanzierung der EE-Anlagen zur Gänze durch den Verkauf des erzeugten EE-Stroms an den Elektrolyseur. Die EE-Anlage erhält somit kein EE-Förderung, weshalb auch für die Nutzung dieses Stroms keine Belastung mit einer Ökostrom Umlage erfolgen sollte.

Bei Strombezug aus öffentlichem Netz ist differenzierter vorzugehen

Im Fall des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz kann bei der Beurteilung einer Befreiung von Ökostromumlagen die grundsätzliche Frage gestellt werden, inwieweit der Elektrolyseur durch den Strombezug von einer EE Förderung profitiert:

- **RED II Kriterien aus dem Verkehrssektor:** Hier ist vorgesehen, dass die EE Anlage nach dem Elektrolyseur in Betrieb geht und die Finanzierung durch einen PPA mit dem Elektrolyseur (ohne Rückgriff auf EE Förderungen) erfolgt. Der EE Fördertopf wird dadurch nicht belastet, weshalb hier eine Befreiung von einer Ökostrom Umlage gerechtfertigt ist.
- **PPA mit bereits errichteten EE-Anlagen (nach Auslauf der Förderung):** Auch in diesem Fall kann für eine Befreiung argumentiert werden, wenn ohne den PPA mit dem Elektrolyseur die EE-Anlage ansonsten nicht weiterbetrieben werden kann.
- **PPA mit EE-Anlage, die aus Fördersystem aussteigt:** Auch hier kann eine Befreiung von der Ökostromumlage argumentiert werden, da die EE-Anlage durch den freiwilligen Ausstieg aus dem Fördersystem Mittel für neue geförderte EE Anlagen freimacht.⁴⁴

In allen anderen Fällen, in denen es zu keiner inkrementellen EE-Strombereitstellung durch ungeforderte EE-Anlagen kommt, ist eine Befreiung von der Ökostrompauschale nicht gerechtfertigt, da hier der Elektrolyseur von der EE-Förderung, z.B. durch niedrige Strompreise aufgrund von EE Anlagen, profitiert. Dies gilt beispielsweise auch für den Fall, des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz, wenn der EE-Anteil bei 100% liegt. Hier profitiert der Elektrolyseur von niedrigen Strompreisen, die durch geförderter EE-Anlagen verursacht werden, und sollte für diesen Vorteil auch eine Vergütung in Form des Beitrags zu den EE-Förderkosten leisten.

Ökostrom Umlage und Level-playing-field mit anderen Energieträgern

Die grundsätzliche Befreiung von Elektrolyseuren von der Ökostrom Umlage bei Bezug von „grünem“ Strom erscheint auch im Hinblick auf ein Level-playing-field mit anderen Energieträgern schwer begründbar zu sein. Als Beispiel kann hier der Wärmesektor und die Anwendung von Wärmepumpen im Vergleich zu „grünem“ Wasserstoff angeführt werden. Der Stromverbrauch bei der Wärmepumpe unterliegt der Ökostrom Umlage, d.h. trägt einen „Förderrucksack“ mit sich,

⁴⁴ Bei der konkreten Ausgestaltung dieser Option müsste noch Details evaluiert werden, z.B. inwieweit eine Begrenzung eingezogen wird, ab wann die EE Anlage freiwillig aus der Förderung aussteigen kann, etc.

während bei einer gänzlichen Befreiung des Elektrolyseurs von der Ökostrom Umlage, der „grüne“ Wasserstoff keinen „Förderrucksack“ mit sich trägt.

Gleichzeitig müsste die Logik auch für alle Fälle mit PPA bzw. Direktanschluss von EE Anlagen gelten, die rein elektrisch verbleiben. Der Stromverbrauch für eine Wärmepumpe bzw. eine E-Ladestation sollte in diesem Fall auch von der Ökostrom Umlage befreit sein.

KLIMAVORTEIL VERGÜTEN – ENERGIEABGABE, CO₂-ABGABE UND ÖKOSTROMUMLAGE – SCHLUSSFOLGERUNGEN

Für die **Energieabgabe mit Zielsetzung Energieeffizienz** gilt:

- In einer Welt mit hohem EE-Anteil sind zeitunabhängige Energieabgabensätze nicht mehr zeitgemäß.
- Zeitabhängige Signale dafür, wann Energieeffizienz sinnvoll ist, werden am besten durch Marktpreissignale, welche Knappheiten widerspiegeln, gegeben.
- Strom der bei der Erzeugung im Energieträger Wasserstoff „weiterlebt“ stellt keinen Endverbrauch dar und sollte jedenfalls nicht einer Energieabgabe unterliegen.
- Mittel-/langfristig sollte die Energieabgabe in der heutigen Form abgeschafft werden und die Reduktion der CO₂ Emissionen im Vordergrund stehen

Die **Zielsetzung der Reduktion von CO₂ Emissionen** sollte künftig die Abgaben auf Energie dominieren:

- Durch eine CO₂ Abgabe wird sichergestellt, dass „grüne“ Energie genutzt wird. Dadurch wird auch die Wettbewerbsposition von „grünem“ Wasserstoff gegenüber fossilen Energieträgern erhöht.
- Mittel-/langfristig sollte aus ökonomischer Perspektive eine übergreifende europäische Lösung der CO₂-Bepreisung über Sektorengrenzen und Ländergrenzen das Ziel sein.

Die mögliche Befreiung von der **Ökostrom Umlage** kann sich grundsätzlich an an der Frage orientieren, inwieweit der Elektrolyseur durch den Strombezug von einer EE Förderung profitiert. Wenn durch den Strombezug eine inkrementelle Erhöhung von EE Strom außerhalb des Fördersystems sichergestellt ist, dann sollte keine Ökostrom Pauschale anfallen.

5.4 Systemvorteile⁴⁵ vergüten

Elektrolyseur an „richtiger“ Stelle bedarf Standortsignale (Netzkosten)

In Abschnitt 4.1 haben wir gezeigt, dass ein

⁴⁵ Die Vergütung der Systemvorteile hinsichtlich „Systemdienstleistung“ für den Elektrolyseur erfolgt durch den Systemdienstleistungsmarkt. Die „Versorgungssicherheit – Erzeugungsdäquanz“ wird nicht unmittelbar durch den Elektrolyseur sichergestellt, weshalb hier keine explizite Vergütung erforderlich erscheint (vgl. Abschnitt 0).

- Elektrolyseur an der „richtigen“ Stelle den Netzausbau verhindern bzw. verzögern kann und Einspeisemanagement reduzieren kann. Dadurch können die Gesamtstromsystemkosten reduziert werden.
- Elektrolyseur abhängig von der Betriebsweise ein ähnliches Lastprofil wie Industrie-/Gewerbekunden aufweisen kann. Die dadurch verursachten Kosten für die Benutzung des Stromnetzes sollten – ähnlich wie durch einen Industrie-/Gewerbekunden – durch den Elektrolyseur abgegolten werden.

Der netzdienliche Nutzen, den ein Elektrolyseur an der „richtigen“ Stelle leistet, sollte entsprechend vergütet werden. Derzeit sieht die Stromnetztarif-Systematik in Österreich kein Instrument für diese Vergütung vor, da keine expliziten lokalen Standortsignale, z.B. durch lokal granulare Stromnetzentgelte, gesetzt werden. Es ist somit für den Elektrolyseur derzeit nicht transparent ersichtlich, wo die „richtige“ Stelle ist. Dazu bedarf es Standortsignale durch den Stromnetzbetreiber.

In Österreich wird derzeit eine Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für Stromnetze diskutiert. E-Control (2021)⁴⁶ hat dazu ein Positionspapier veröffentlicht. Als mögliches Instrument für die Vergütung der Netzdienlichkeit eines Elektrolyseurs könnte das geplante „Anschlussentgelt“ dienen. E-Control schlägt hier die Möglichkeit einer Reduktion der pauschalen Komponente (bis zu 100%) für EE-Anlagen vor, falls die Einspeisung flexibel auf die Bedürfnisse des Netzbetriebs reagieren und damit der Netzausbau vermieden werden kann. Diese Logik kann auch auf einen Elektrolyseur angewandt werden. Eine Reduktion der pauschalen Komponente ist dann möglich, wenn durch den flexiblen Einsatz des Elektrolyseurs der Netzausbau vermieden werden kann. Hier könnte auch eine Zahlung des Netzbetreibers an den Elektrolyseur möglich sein.

Zusätzlich müssten Netzbetreiber auch transparent Gebiete ausweisen, wo zusätzliche flexible Lasten aus netztechnischer Sicht sinnvoll sind, damit dieser Aspekt bei der Standortwahl für den Elektrolyseur entsprechend berücksichtigt werden kann.

Preis für aufgenommen Grünstrom als Alternative zu differenzierten Netztarifen

Ein alternatives bzw. ergänzendes Anreizsystem für Elektrolyseure, sich an die „richtige Stelle“ im Netz zu positionieren, könnte die kostengünstige Aufnahme von Überschussstrom sein, der aufgrund von Netzengpässen ohne den Elektrolyseur hätte abgeregelt werden müssen. Könnte der Elektrolyseur den netzbedingten Überschuss vor Ort als „Grünstrom“ zum Einkaufspreis von „0“ nutzen, wäre dies ein monetärer Anreiz für diesen Standort und die Aufnahme des Grünstromes im Betrieb. Aus Systemsicht wäre dann Grünstrom zusätzlich integriert, der andernfalls hätte abgeregelt werden müssen. Dieses Geschäftsmodell alleine hat aus Sicht des Elektrolyseurbetreibers ein gewisses Risiko, da sich durch Netzausbauten ja die Situation und die verfügbaren Strommengen über die Lebensdauer des Elektrolyseurs schnell ändern können, es wäre aber ggf. ein interessanter ergänzender Beitrag zum Business Case.

⁴⁶ E-Control, Tarife 2.1 – Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich, Positionspapier der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), Jänner 2021; <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Tarife-2-1-FINAL.pdf/3e134015-937a-3a83-bb6a-c01a9517e48d?t=1610623266363>

Elektrolyseur bedarf verursachungsgerechter Stromnetzentgelte⁴⁷

Abhängig vom Benutzungsprofil des Elektrolyseurs verursacht dieser Netzkosten (ähnlich wie andere Netznutzer mit ähnlichen Profilen). Eine grundsätzliche Befreiung von Netzentgelten für einen Elektrolyseur ist somit in der langen Frist nicht sachgerecht. Der Elektrolyseur sollte deshalb, die durch die Nutzung des Stromnetzes verursachten Kosten tragen.

Dies setzt eine Tarifstruktur voraus, die die verursachten Kosten entsprechend abbildet. Die Kostenstrukturen von Netzbetreibern sind stark Fixkosten-getrieben, weshalb eine Tarifstruktur mit Fokus auf €/MW anstatt €/MWh der Kostenverursachung entspricht. Eine Tarifstruktur mit dem Fokus auf €/MW reduziert auch die Belastung mit Netzentgelten beim Betrieb des Elektrolyseurs, da hier nicht MW sondern MWh für den bezogenen Strom relevant sind. Man kann noch einen Schritt weiter gehen und den Aspekt der Gleichzeitigkeit mitberücksichtigen. Relevant für die Netzkosten ist nämlich der Beitrag der Netznutzers zur Netzhöchstlast. Besteht keine Gleichzeitigkeit zwischen dem Verbrauch des individuellen Netznutzers und allen anderen Netznutzern, dann sind die verursachten Netzkosten entsprechend geringer.

Die bestehende Netztarifstruktur in Österreich ab der Netzebene 6 weist schon einen hohen Leistungs- (€/MW) im Vergleich zum Arbeitsanteil (€/MWh) auf. In E-Control (2021) ist eine weitere Erhöhung des Leistungskomponenten Anteils vorgesehen.

Diese Grundsätze gelten für die etablierte Wasserstoffwelt. In einer Markthochlaufphase können Befreiungen von Netzentgelte ein sinnvolles Förderinstrument darstellen.

SYSTEMVORTEIL VERGÜTEN – NETZENTGELTE UND „NETZTECHNISCHER ÜBERSCHUSSSTROM – SCHLUSSFOLGERUNGEN

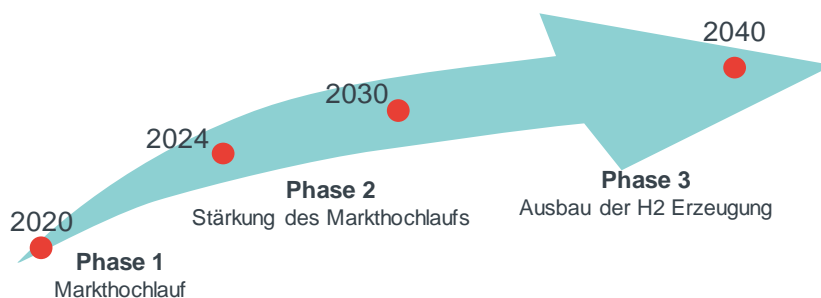
- Damit ein Elektrolyseur an der „richtiger“ Stelle aus Stromnetztsicht errichtet wird, bedarf es **transparenter Standortsignale durch den Netzbetreiber**.
- Ein alternatives Anreizsystem für Elektrolyseure, sich an die „richtige Stelle“ im Netz zu positionieren, könnte die **kostengünstige Aufnahme von Überschussstrom** sein, der aufgrund von Netzengpässen ohne den Elektrolyseur hätte abgeregelt werden müssen.
- Abhängig vom Benutzungsprofil des Elektrolyseurs verursacht dieser Netzkosten (ähnlich wie andere Netznutzer mit ähnlichen Profilen). Der Elektrolyseur sollte deshalb, die durch die **Nutzung des Stromnetzes verursachten Kosten** tragen. Die Tarifstruktur für Stromnetzentgelte ist dahin gehend weiterzuentwickeln.

⁴⁷ Eine Reduktion der Stromnetzentgelte für den Einsatz für Systemdienstleistung bzw. Einspeisemanagement, wie sie im Entwurf zum EAG vorgesehen ist, ist mit verursachungsgerechten Stromnetzentgelten nur bedingt vereinbar. Insbesondere die Erbringung von Systemdienstleistungen ist gänzlich unabhängig von der bestehenden Netzbelastung.

ANNEX A NATIONALE WASSERSTOFFSTRATEGIE – DEUTSCHLAND

Die im Juni 2020 veröffentlichte „Nationale Wasserstoffstrategie“ (NWS) weist viele Gemeinsamkeiten zur Europäischen Strategie auf. Die Strategie fokussiert sich auf **erneuerbaren Wasserstoff**, **kurz- und mittelfristig** ist aber auch Produktion/Nutzung von **CO₂-armen Wasserstoff** vorgesehen. Beim Markthochlauf wird ebenfalls zwischen **drei Phasen** unterschieden, die denen der europäischen H₂-Strategie ähneln:

Abbildung 23 Deutschland Wasserstoffstrategie: Phasen



Quelle: Frontier Economics auf Basis von NWS

- In einer ersten Phase **2020-2023** soll der **Markthochlauf gestartet** und **Chancen genutzt** werden.
- In der zweiten Phase **2024-2030** ist eine **Stärkung des Markthochlaufs** sowohl national als auch international geplant. In Deutschland sind **bis 2030 5 GW** an Elektrolyseurleistung geplant.
- In der dritten Phase sollen **bis 2035 bzw. spätestens 2040 weitere 5 GW** in Deutschland zugebaut werden (also insgesamt 10 GW).

Konkrete Maßnahmen zur Erreichung der Ziele werden in der NWS nur für die erste Phase definiert. Auf Erzeugungsseite ist die Befreiung staatlicher Umlagen für Elektrolyseure geplant.

Auf der Nachfrageseite soll – analog zur EU-Ebene – zunächst der Fokus auf den Industrie- und Verkehrssektor gelegt werden:

- Für die Industrie sind Stakeholderdiskussionen zu langfristigen Dekarbonisierungsstrategien, Investitionsförderprogramme für Elektrolyseure, Contracts for Difference (CfDs) sowie Nachfragequoten z. B. für grünen Stahl angedacht.
- Im Verkehrssektor sind u. a. die Implementierung der RED II, die Entwicklung von Standards für Brennstoffzellenfahrzeuge und Zuschüsse für diese Fahrzeuge vorgesehen.
- Die diskutierten Maßnahmen im Wärmesektor beschränken sich zunächst auf die Prüfung der Förderung der H₂-Readiness von Anlagen sowie die Förderung

von Brennstoffzellenheizgeräten. Zusätzlich wird eine sektorübergreifende CO₂-Bepreisung für Wärme und Verkehr angedacht.

Auf Ebene der Infrastruktur sollen Fördermittel zur Entwicklung einer H₂-Tankstelleninfrastruktur und zur Förderung der H₂-Readiness von Gasnetzen bereitgestellt sowie ein Markterkundungsverfahren zur Umwidmung von Gasnetzen eingeleitet werden.

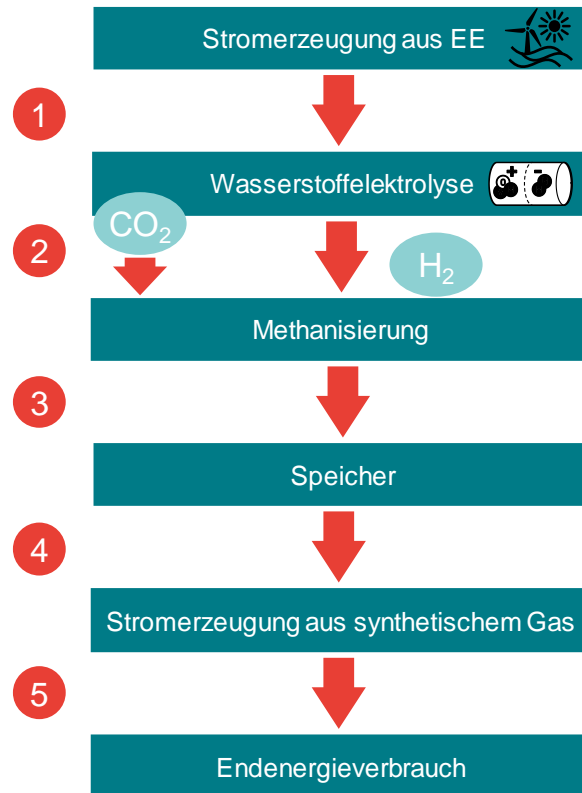
International sind neben den bereits auf EU-Ebene identifizierten Themen wie Herkunfts-/Nachhaltigkeitszertifikate oder europäische Qualitätsstandards folgende weitere Punkte auf der Agenda:

- Kooperation mit EU-Mitgliedstaaten, speziell den Nord- und Ostseeanrainern sowie Südeuropa, hinsichtlich der Nutzung von EE-Potentialen
- Aufbau eines internationalen H₂-Marktes, um Kostendegression und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Konkrete diesbezügliche Maßnahmen sind die Berücksichtigung von H₂-Themen in bestehenden/neuen Energiepartnerschaften sowie Pilotvorhaben in anderen Ländern.

ANNEX B NUTZUNGSMÖGLICHKEITEN

B.1.1 Rückverstromung – synthetisches Methan

Abbildung 24 Wertschöpfungsstufen bei Rückverstromung mit synthetischem Methan



Quelle: Frontier Economics

Schritt 2: Methanisierung

Bei der Rückverstromung von synthetischem Methan anstelle von Wasserstoff kommt nach dem ersten Schritt der Produktion des Wasserstoffs („Strom zu Elektrolyseur“) die Produktion des synthetischen Methans. Diese erfolgt annahmegemäß am Ort des Elektrolyseurs, sodass keine weiteren Netzentgelte anfallen.

- CO₂-Bezug:** Das CO₂ für die Umwandlung von H₂ in synthetisches Methan oder E-Fuels kann mittels Direct Air Capture Technologie gewonnen oder zumindest kurz- und mittelfristig aus weniger teuren CO₂-Quellen, wie Biogasanlagen oder industriellen Prozessen (einschließlich vorübergehend akzeptierter sowie unvermeidbarer CO₂-Emissionen) extrahiert werden. Welche CO₂-Quelle zur Anwendung kommen kann, ist im Einzelfall zu betrachten.
- Steuern und Abgaben Gas:** Der Verbrauch von Wasserstoff für die Methanproduktion erfüllt den Tatbestand für die Erdgasabgabe. Es liegt aber in diesem Fall eine Befreiung gemäß § 3 Abs. 2 Nr. 3b bzw. 4 Erdgasabgabegesetz vor.

Schritt 3: Synthetisches Methan in Gasspeicher

- **Netzentgelt Gas:** Für die Einspeisung des synthetischen Methans in das Gasnetz sind Einspeisetarife zu zahlen. Hier existiert ebenso wie beim grünem Wasserstoff kein separater Tarif. Es ist fraglich, ob der reduzierter Biogastarif angewendet werden kann. Die Entnahme/Einspeisung von Erdgas ist nicht erforderlich.
- **Steuern und Abgaben Gas:** Bei der Einspeisung von synthetischem Methan über das Gasnetz in einen Speicher sind keine Steuern und Abgaben zu zahlen

Schritt 4: Synthetisches Methan aus Gasspeicher zu Stromerzeugung

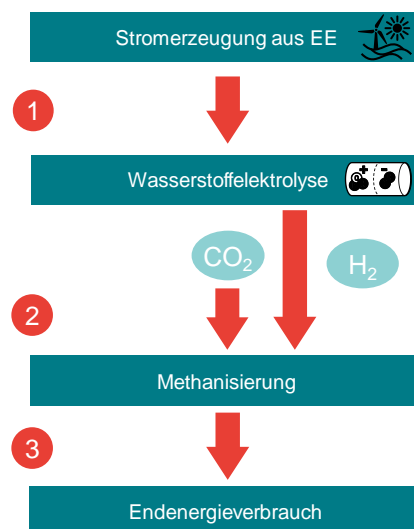
- **Netzentgelt Gas:** Analog zum Wasserstoff sind bei der Einspeisung des synthetischen Methans aus dem Speicher in das Gasnetz die **Netznutzungsentgelte für Speicher** zu entrichten.
- **Steuern und Abgaben Gas:** Der Verbrauch des synthetischen Methans im Gaskraftwerk erfüllt den Tatbestand für die Erdgasabgabe. § 3 Abs. 2 Nr. 3c Erdgasabgabengesetz sieht für aus grünem Wasserstoff erzeugtes synthetisches Gas aber eine Befreiung vor, wenn dies nachweislich die Nachhaltigkeitskriterien der Kraftstoffverordnung 2012 oder sonstiger Normen zur Umsetzung der RED II erfüllt.

Schritt 5: Stromerzeugung zu Endverbrauch

Dieser Schritt ist identisch zur Rückverstromung von geblendetem Wasserstoff.

B.1.2 Wärmesektor – synthetisches Methan

Abbildung 25 Synthetisches Methan



Quelle: Frontier Economics

Schritt 2: H₂ zu Methan

Anstelle des direkten Verbrauchs von H₂ kommt bei der Nutzung von synthetischem Methan zunächst der Schritt der Methanisierung. Die Produktion erfolgt dabei annahmegemäß am Ort des Elektrolyseurs.

- **Steuern und Abgaben Gas:** Der Verbrauch von Wasserstoff für die Methanproduktion erfüllt den Tatbestand für die Erdgasabgabe. Es liegt aber in diesem Fall eine Befreiung gemäß § 3 Abs. 2 Nr. 3b bzw. 4 Erdgasabgabengesetz vor.

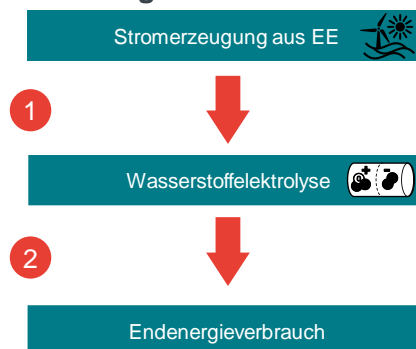
Schritt 3: Methan zu Endenergieverbrauch

Das synthetische Methan wird anschließend in das Gasnetz eingespeist und im Wärmesektor verbraucht.

- **Netzentgelt Gas:** Analog zum direkten Verbrauch des Wasserstoffs sind bei der Einspeisung des synthetischen Methans in das Gasnetz die Netznutzungsentgelte zu bezahlen. Der anzuwendende Tarif ist unklar. Die Entnahme/Einspeisung von Erdgas ist im Gegensatz zur Einspeisung von Wasserstoff nicht erforderlich.
- **Steuern und Abgaben Gas:** Der Verbrauch des synthetischen Methans im Wärmesektor erfüllt den Tatbestand für die Erdgasabgabe. § 3 Abs. 2 Nr. 3c Erdgasabgabengesetz sieht jedoch für aus grünem Wasserstoff erzeugtes synthetisches Gas eine Befreiung vor, wenn dies die Nachhaltigkeitskriterien der Kraftstoffverordnung 2012 oder sonstiger Normen zur Umsetzung der RED II erfüllt.

B.1.3 Verkehr – Wasserstoff

Abbildung 26 Verkehr – Nutzung von Wasserstoff



Quelle: Frontier Economics

Schritt 2: H₂ zu Endenergieverbrauch

- **Netzentgelt Gas:** Aufgrund der Nutzung alternativer Transportsysteme fallen keine Gasnetzentgelte an. Es sind allerdings Transportkosten z. B. per LKW zu berücksichtigen.
- **Steuern und Abgaben Gas:** Der Verbrauch von Wasserstoff erfüllt grundsätzlich den Tatbestand für die Erdgasabgabe. § 3 Abs. 2 Nr. 3b

Erdgasabgabegesetz sieht allerdings eine Befreiung für grünen Wasserstoff vor, wenn dieser die Nachhaltigkeitskriterien der Kraftstoffverordnung 2012 oder sonstiger Normen zur Umsetzung der RED II erfüllt.

ANNEX C ANNAHMEN FÜR DIE BERECHNUNG DER GESTEHUNGSKOSTEN

Abbildung 27 Annahmen zu Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen zur Berechnung der Gestehungskosten eines Elektrolyseurs

Entgelte, Steuern und Abgaben (2020) pro Jahr	Netzanschluss Preisdauerkurve 2020, HKN 2 EUR/MWh ^{el}			Direktanschluss PPA: 60 EUR/MWh ^{el}		
	Leistung (EUR/MWa)	Arbeit (EUR/MWh ^{el} bzw. EUR/MWh ^{H2})	Pauschal (EUR)	Leistung (EUR/MW)	Arbeit (EUR/MWh ^{el} bzw. EUR/MWh ^{H2})	Pauschal (EUR)
Netzentgelte Strom (NE3, Niederösterreich)						
• Netznutzungsentgelt	25500	3.7				
• Netzverlustentgelt	0	1.27				
• Netzbereitstellungsentgelt	22400	Einmalig!				
Steuern u. Abgaben Strom						
• Elektrizitätsabgabe			Befreiung			
• Ökostromförderbeitrag			Befreiung			
• Ökostrompauschale			Befreiung			
• KWK-Pauschale			Befreiung			
Transport u. Abgaben Gas						
• Einspeisetarif grüner H2	650			650		Annahme: Reduzierter Einspeisetarif für Biogas Verteilnetz (Ansonsten 850 EUR/MW)
• Kosten Entnahme/Einspeisung Erdgas			Befreiung			
• Erdgasabgabe grüner H2			Befreiung gem. Erdgasabgabegesetz			

Befreit, da kein Stromnetzanschluss

Annahme: Reduzierter Einspeisetarif für Biogas Verteilnetz (Ansonsten 850 EUR/MW)

Quellen: Systemnutzungsentgelte-Verordnung, Elektrizitätsabgabegesetz, Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung, Erdgasabgabegesetz, Erneuerbaren Ausbau Gesetz.

ANNEX D TECHNISCHE DATEN UND KOSTEN

Die Wasserstoffelektrolyse kann im Niedrigtemperatur- oder Hochtemperaturverfahren (SOEC) durchgeführt werden, wobei sich die Hochtemperatur-Elektrolyse noch im Entwicklungs- und Erprobungsstadium befindet. Niedrigtemperaturverfahren sind die Alkalische Elektrolyse und die Proton-Exchange-Membrane (PEM)-Elektrolyse. Im Folgenden werden Werte und Prognosen für Wirkungsgrad, Investitionskosten und fixe Betriebskosten für die Jahre 2020, 2030 und 2050 aus der Literatur angegeben.

D.1 Wirkungsgrad

Wirkungsgrad	Alkalischer Elektrolyseur	PEM Elektrolyseur	SOEC
Heute	63 % - 70 % ⁴⁸	56 % - 60 % ⁴⁹ oder 63 % - 70 % ⁵⁰	74% - 81 % ⁵¹
2030	65 % to 71 % ⁵²	63 % - 68 % oder 70 % - 75 % ⁵³	77 % - 84 % ⁵⁴
2050	70 % to 80 % ⁵⁵	67 % - 74 % oder 81 % - 84 % ⁵⁶	77 % - 90 % ⁵⁷

⁴⁸ Vgl. z.B. IEA (2019): The future of hydrogen, S. 44 f. für einen Literaturüberblick und für weitere Studien z.B. Frontier Economics et al. (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, S. 64; Kuprat (2017): Sektorenkopplung – Viel Infrastruktur – eine optimale Lösung?, S. 8; oder Smolinka et al. (2018): Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme, S. 36. Bazzanella/Ausfelder (2017): Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry, S. 48, geben eine breitere Spanne von 50 % bis 73 % an.

⁴⁹ Vgl. IEA (2019, S. 44 f.) und Smolinka et al. (2018, S. 36). Bazzanella/Ausfelder (2017, S. 48) geben wiederum eine breitere Spanne von 47 % bis 73 % an.

⁵⁰ Vgl. FfE (2017): Kurzstudie Power-to-X – Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB, S. 4; oder Kuprat (2017), S. 8.

⁵¹ Vgl. IEA (2019).

⁵² Vgl. für einen Literaturüberblick IEA (2019), S. 44 f., und für weitere Studien z. B. Frontier Economics et al. (2018), S. 64, und Smolinka et al. (2018), S. 36.

⁵³ Vgl. für die ersten Zahlen IEA (2019), S. 44 f., und für die zweiten Angaben FfE (2017), S. 4. Bazzanella/Ausfelder (2017), S. 48, weisen niedrigere Werte (44 % -53 %) aus.

⁵⁴ Vgl. IEA (2019).

⁵⁵ Vgl. für einen Literaturüberblick z.B. IEA (2019), S. 44 f., und für weitere Studien z.B. Frontier Economics et al. (2018), S. 64, und Smolinka et al. (2018), S. 36.

⁵⁶ Vgl. für die ersten Zahlen IEA (2019), S. 44 f., und für die zweite Range FfE (2017), S. 4.

⁵⁷ Vgl. IEA (2019).

Wirkungsgrad	Fischer-Tropsch Fuel	Methane	Methanol-synthese	DME (2-step)
Heute bis 2050	74 % ⁵⁸	78 - 83 % ⁵⁹	86 % ⁶⁰	77 % ⁶¹

D.2 Investitionskosten

CAPEX ⁶² (EUR/kW)	Alkalischer Elektrolyseur	PEM Elektrolyseur	SOEC
Heute	450 - 1,500	1,000 - 2,000	2300-4500
2030	360 - 800	250 - 1,350	500-2000
2050	180 - 640	180 - 800	400-800

D.3 Fixe Betriebskosten

OPEX ⁶³	Alkalischer Elektrolyseur	PEM Elektrolyseur
Heute	19 EUR/kW	13 EUR/kW
2030	26 EUR/kW	12 EUR/kW
2050	22-27 EUR/kW	7-10 EUR/kW

Schätzungen zu fixen Betriebskosten in Prozent der CAPEX pro Jahr sind über die Zeit oftmals konstant:

- Inkl. Stackaustausch – technologieübergreifend:
 - NOW (2018): 3,5 % (2017) / 3,3 % (2030) / 3,9 % (2050)
 - Frontier Economics (2020): 3-4 % (2020-2030)
- Ohne Stackaustausch:
 - IEA (2019): 1,5 % ohne Technologieunterscheidung
 - FfE (2017, S. 4): 2 % für PEM

⁵⁸ Vgl. Ifeu et al. (2020): Detailanalysen zum Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien.

⁵⁹ Vgl. Übersicht über verschiedene Studien in Frontier Economics et al. (2018).

⁶⁰ Vgl. Ifeu et al. (2020).

⁶¹ Vgl. Schemme (2020): Techno-ökonomische Bewertung von Verfahren zur Herstellung von Kraftstoffen aus H₂ und CO₂.

⁶² Vgl. IEA (2019), S. 45 f., Bazzanella/Ausfelder (2017), S. 48, Frontier Economics et al. (2018), S. 64, Kuprat (2017), S. 8, und Thema et al. (2019): Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 112, S. 777.

⁶³ Vgl. NOW (2018), S. 44.

