



Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Masterarbeit

Quantifizierung und Verortung geplanter
Wasserstoffmengen in der Steiermark bis
2050 sowie Erstellung eines
Transformationspfades für den Aufbau
einer steirischen Wasserstoffinfrastruktur

Theresa Schlömicher, BSc

Mai 2024



EIDESSTÄTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt, den Einsatz von generativen Methoden und Modellen der künstlichen Intelligenz vollständig und wahrheitsgetreu ausgewiesen habe, und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

Ich erkläre, dass ich den Satzungsteil „Gute wissenschaftliche Praxis“ der Montanuniversität Leoben gelesen, verstanden und befolgt habe.

Weiters erkläre ich, dass die elektronische und gedruckte Version der eingereichten wissenschaftlichen Abschlussarbeit formal und inhaltlich identisch sind.

Datum 14.05.2024

Unterschrift Verfasser/in
Theresa Schlömicher

KURZFASSUNG

Das globale Energiesystem ist derzeit zu einem großen Teil auf fossilen Energieträgern aufgebaut. Um eine Reduktion der CO₂-Emissionen erzielen zu können, ist es unerlässlich, das gegenwärtige Energiesystem umzugestalten. Dies erfordert einen verstärkten Einsatz von Erneuerbaren Energien. Im Gassektor wird vor allem erneuerbarer Wasserstoff, der als ein reaktives und brennbares Gas ein äußerst vielseitiger Energieträger ist, als ein entscheidender Bestandteil eines nachhaltigen Energiesystems der Zukunft gesehen. Zu diesem Zweck wird für die großflächige Versorgung Europas mit Wasserstoff an einem paneuropäischen Wasserstoffnetz gearbeitet. Auf nationaler Ebene bestehen ebenso Pläne für das Wasserstoff-Kernnetz in Österreich für die Jahre 2030 und 2040. Als Energienetzbetreiber ist die Energienetze Steiermark GmbH für die Bereitstellung der zukünftigen erforderlichen Transportinfrastruktur für H₂ in der Steiermark verantwortlich.

Im Rahmen dieser Masterarbeit wird auf Basis bestehender Daten eine Quantifizierung und Verortung des zukünftigen Bedarfs und der Aufbringung von prognostizierten Wasserstoffmengen durchgeführt. Im Rahmen der Quantifizierung werden ebenso prognostizierte CH₄-Mengen miteinbezogen. Dabei wird auf erhobene Daten aus Umfragen der Industrie und auf berechnete Szenariendaten zurückgegriffen. Die Verortung der Mengen erfolgt anhand definierter Hauptleitungsstränge des steirischen Gasnetzes. Anhand einer Betrachtung, wie sich die H₂- und CH₄-Bedarfe je Datenquelle und Leitungsstrang über die Zeit entwickeln, kann abgeleitet werden, welche Regionen zu welchem Zeitpunkt aus heutiger Sicht mit Wasserstoff versorgt werden sollen. Daraus resultiert ein zeitlich gestaffelter Aufbau des Wasserstoffnetzes in der Steiermark.

Die Auswertung ergibt, dass im Jahr 2030 eine H₂-Versorgung der Steiermark aus dem Süden erfolgen soll. Zu diesem Zweck ist der Neubau der Südschiene 4-Leitung, der Neubau der Südschiene 3-Leitung und die Umwidmung der Südschiene-2 Leitung erforderlich. Gleichzeitig soll die Errichtung der erforderlichen Anschlussleitungen der Industrie, die schon 2030 einen H₂-Bedarf verzeichnen, erfolgen. Bis 2040 erfolgt eine stufenweise Erweiterung des Wasserstoffnetzes in der Steiermark durch die Anbindung von Industriebetrieben und netzdienlichen Elektrolyseuren. Im Jahr 2040 soll in einem weiteren Schritt die Südschiene 1-Leitung durch ihre Umwidmung die zusätzliche Versorgung der Steiermark mit Wasserstoff aus dem Osten sowie den Anschluss weiterer wichtiger Industriebetriebe erzielen. Es ist zu erwarten, dass bis 2040 der Neubau von rund 145 km Wasserstoffleitungen sowie die Umwidmung von rund 135 km derzeit erdgasführender Leitungen erforderlich ist, um ein Wasserstoffkernnetz in der Steiermark zu etablieren und etwaige H₂-Bedarfe zu decken.

ABSTRACT

The global energy system is currently to a large part built on fossil energy sources. In order to achieve a reduction of CO₂-Emissions, it is essential to reshape the current energy system. This requires an increased use of renewable energy sources. In the gas sector, renewable hydrogen, which is seen as a highly versatile energy carrier, is considered a crucial component of a sustainable energy system of the future. For this purpose, the construction of a Paneuropean Hydrogen Network is planned to supply Europe with hydrogen on a large scale. On a national level also plans exist for the Hydrogen Core Network in Austria for the years of 2030 and 2040. As an energy network operator, Energienetze Steiermark GmbH is responsible for providing the necessary transport infrastructure for hydrogen in Styria.

Within this master's thesis, a quantification and location of the future demand and procurement of predicted hydrogen quantities is carried out based on existing data. In the context of quantification, predicted CH₄ quantities are also included. Therefore, data from industry surveys and calculated scenarios is used. The location of the quantities is determined based on defined main pipeline routes of the Styrian gas network. By examining how the H₂ and CH₄ demands develop per data source and pipeline route over time, it can be deduced which regions should be supplied with hydrogen from today's perspective. This results in a phased construction of the hydrogen network in Styria.

The evaluation reveals that in 2030, the Styrian hydrogen supply should be carried out from the south. For this purpose, the construction of the Southern Line 4 pipeline, the construction of the Southern Line 3 pipeline, and the repurposing of the Southern Line 2 pipeline are required. At the same time, the necessary connection pipelines for the industry, which already have a hydrogen demand by 2030, should be established. By 2040, a gradual expansion of the hydrogen network in Styria will take place through the connection of industrial companies and grid-supportive electrolyzers to the Styrian hydrogen grid. In a further step, in 2040 the repurposing of the Southern Line 1 pipeline is intended to achieve additional hydrogen supply to Styria from the east as well as the connection of further important industrial companies. It is expected that by 2040, the construction of around 145 km of hydrogen pipelines and the repurposing of around 135 km of currently gas-carrying pipelines will be necessary to establish a hydrogen core network in Styria and to cover any gas demands.

VORWORT

Obwohl die Ergebnisse dieser Arbeit auf die Steiermark begrenzt sind, gehen die Standorte, an denen die Erstellung dieser Masterarbeit erfolgte, weit über die steirischen Grenzen hinaus. Neben St. Johann in Tirol und Kitzbühel wurde diese Arbeit mitunter auf Fuerteventura, in Madrid, in Kroatien und auf den Färöer-Inseln verfasst. Dies repräsentiert die Vielfalt an Erfahrungen, die ich während meines Masterstudiums erleben durfte. Das Studium hat mir die Möglichkeit gegeben, neben der fachlichen Ausbildung Länder zu bereisen, neue Sprachen zu lernen und vor allem persönlich zu wachsen. All diese Erfahrungen haben mich geprägt und zu dem Menschen gemacht, der ich heute bin. Daher möchte ich mich an dieser Stelle bei all jenen bedanken, die all dies ermöglicht haben und mich sowohl fachlich als auch persönlich bei der Erstellung dieser Arbeit und während meines gesamten Studiums unterstützt haben!

In diesem Sinne möchte ich mich bei Herrn Prof. Kienberger bedanken, durch den ich neben den verschiedensten Themen im Bereich der Energietechnik auch in einem Arbeitsumfeld während meiner Anstellung am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik wichtige Kompetenzen für Projektarbeiten erlernt habe. Durch konstruktive Kritik habe ich gelernt, stets mein Bestes zu geben. Des Weiteren bedanke ich mich herzlich bei Prof. Harald Raupenstrauch, durch den ich während meiner Anstellung am Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik lernen durfte, welcher einen wichtigen Einfluss auf eine freundschaftliche Arbeitsatmosphäre, eine Kommunikation auf Augenhöhe und den Zusammenhalt im Team auf eine erfolgreiche Arbeit hat.

Ein wesentlicher Faktor für die erfolgreiche Fertigstellung dieser Masterarbeit war überdies die harmonische Zusammenarbeit mit meinen KollegInnen bei den Energienetzen Steiermark. Ein besonderer Dank gilt Andreas Kainz und Stefan Fink, die mich mit ihrer Expertise stets unterstützt haben.

Ein mindestens ebenso großer Dank ist an all meine StudienkollegInnen gerichtet, mit denen ich diese Zeit in Leoben gemeinsam erleben durfte und von denen ich immer Unterstützung erfahren habe. Ohne euch wäre die Studienzeit, ob Prüfungsstress oder Prüfungsbier, nicht denkbar gewesen!

Besonders bedanken möchte ich mich bei all meinen FreundInnen, die mit mir in den vergangenen Jahren durch die Höhen und Tiefen des Lebens gegangen sind und mich stets ermutigt haben, weiterzumachen. Danke für die stundenlangen Gespräche und die gemeinsamen Erlebnisse mit euch, die das Leben lebenswert machen!

Abschließend möchte ich mich vor allem bei meiner Familie bedanken. Der größte Dank gebührt meiner Mama, die mir schon so viel in meinem Leben ermöglicht hat und mich während meines Studiums und vor allem während der intensiven Masterarbeitsphase so liebevoll unterstützt hat!

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	1
2	Aufgabenstellung und Vorgehensweise	2
3	Theoretischer Hintergrund	4
3.1	Klimawandel.....	4
3.2	Klimaziele als Grundlage für eine Wasserstoffinfrastruktur	7
3.2.1	Globale Ziele.....	7
3.2.2	Europäische Ziele	7
3.2.3	Nationale Ziele	9
3.3	Wasserstoff als Energieträger der Zukunft.....	11
3.3.1	Eigenschaften von H ₂	11
3.3.2	Herstellungsverfahren von Wasserstoff	13
3.3.3	Derzeitiger und geplanter Wasserstoffeinsatz in den Sektoren	15
3.3.4	Speicherung von Wasserstoff.....	16
3.4	Sektorkopplung durch Elektrolyse	18
3.5	Geplante Wasserstoffaufbringung	19
3.5.1	Global	19
3.5.2	Europa	20
3.5.3	National	22
3.6	European Hydrogen Backbone	23
3.7	Aufbau des österreichischen und steirischen Gassystems.....	27
3.8	Derzeit geplantes Wasserstoffkernnetz in Österreich und der Steiermark	29
4	Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf	33
4.1	Umwidmung bestehender Erdgasinfrastruktur für Wasserstoff.....	33
4.2	Neubau und Betrieb von Wasserstoffleitungen	34
4.3	Marktmodelle	35
4.4	Wirtschaftliche Aspekte.....	36

4.5 Betriebsweise Elektrolyseure	37
5 Methodik.....	39
5.1 Quantifizierung	40
5.1.1 Bedarf.....	40
5.1.2 Aufbringung.....	53
5.2 Verortung.....	54
5.2.1 Bedarf.....	55
5.2.2 Aufbringung.....	57
5.3 Lastprofile	62
5.3.1 Aufbringung.....	62
5.4 zeitlich gestaffelter Aufbau der steirischen H ₂ -Infrastruktur	65
6 Auswertung	68
6.1 Quantifizierung	68
6.1.1 Bedarf.....	68
6.1.2 Aufbringung.....	73
6.2 Verortung.....	74
6.2.1 Bedarf.....	74
6.2.2 Aufbringung.....	77
6.3 Lastprofile	78
6.3.1 Aufbringung.....	79
6.4 Zeitlich gestaffelter Aufbau der steirischen H ₂ -Infrastruktur.....	84
7 Diskussion der Ergebnisse	93
8 Zusammenfassung und Ausblick.....	103
9 Literaturverzeichnis	106

NOMENKLATUR

Abkürzungen

AGGM	Austrian Gas Grid Management
EVT	Lehrstuhl für Energieverbundtechnik
ÖNIP	Österreichischer Netzinfrasturkturplan
NEKP	Nationaler Energie- und Klimaplan
H ₂	Wasserstoff
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlendioxid
N ₂ O	Lachgas
FKW	Fluorkohlenwasserstoffe
PFKW	Perfluorkohlenwasserstoffe
SF ₆	Schwefelhexafluorid
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
EU	Europäische Union
RED II, RED III	Richtlinie für Erneuerbare Energie der Europäischen Union
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
EGG	Erneuerbaren-Gase-Gesetz
EIWG	Elektrizitätswirtschaftsgesetz
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz
STK	Sicherheitstechnische Kenngrößen
OEG	Obere Explosionsgrenze
UEG	Untere Explosionsgrenze
PtG	Power-to-Gas Technologien
PV	Photovoltaik
EHB	European Hydrogen Backbone

Nomenklatur

VNB	Verteilernetzbetreiber
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GCA	Gas Connect Austria
WAG	West Austria Gasleitung
MAP	March Baumgarten Gasleitung
KIP	Kittsee Petrezalka
TAG	Trans Austria Gasleitung
SOL	Süd Ost Gasleitung
NE2	Netzebene 2
NE3	Netzebene 3
S1	Südschiene 1
S2	Südschiene 2
S3	Südschiene 3
S4	Südschiene 4
ÖVGW	Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
ITO	Transmission Operator
IPCEI	International Projects of Common European Interest
ARF	EU Aufbau- und Resilienzfazilität
NEFI	New Energy for Industry
UBA	Umweltbundesamt
IV	Industriellenvereinigung
POI	Pathway of Industry
ZEM	Zero Emission
WAM	With Additional Measures
AIT	Austrian Institute of Technology

Einheiten

°C	Grad Celsius
GW	Gigawatt
GW _{el}	Gigawatt elektrisch
MW	Megawatt
MW _{el}	Megawatt elektrisch
TWh	Terrawattstunden
GWh	Gigawattstunden
MWh	Megawattstunden
kWh	Kilowattstunden
PJ	Petajoule
kg	Kilogramm
Km	Kilometer
m	Meter
s	Sekunde

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Anstieg der durchschnittlichen globalen Temperatur seit 1850 (1).....	4
Abbildung 2: Entwicklung der globalen CO ₂ -Emissionen von 1750 bis 2022 (4)	5
Abbildung 3: Treibhausgasemissionen der EU von 1990 bis 2020, aufgeteilt nach Sektoren (7)	6
Abbildung 4: Explosionsbereiche von Methan/Stickstoff/Luft und Wasserstoff/Stickstoff/Luft bei atmosphärischen Bedingungen (29)	12
Abbildung 5: Treibhausgasemissionen nach Wasserstoff-Herstellungsarten in Deutschland 2017 (26)	14
Abbildung 6: Kategorisierung verschiedener Wasserstoff-Speichertechnologien aufgrund der chemisch-physikalischen Prozesse (28)	17
Abbildung 7: Mögliche Länder für den Import von Wasserstoff und dessen Derivate nach Deutschland samt Bereitstellungskosten einschließlich Transport (39)	20
Abbildung 8: Schätzungen des erneuerbaren Energiepotenzials für einzelne europäische Länder zu Stromkosten von bis zu 60 €/MWh (44)	21
Abbildung 9: Geplantes Paneuropäisches Wasserstoffnetz (37).....	24
Abbildung 10: Aufbau der Leitungsebenen im österreichischen Gassystem (46).....	27
Abbildung 11: Derzeitige Gasinfrastruktur in Österreich (46)	28
Abbildung 12: derzeitiges Gasnetz in der Steiermark.....	29
Abbildung 13: Geplantes Wasserstoffnetz in der Steiermark 2040.....	30
Abbildung 14: Neubau von H ₂ -Leitungen und Umwidmung bestehender CH ₄ -Leitungen bis 2030 laut ÖNIP (49).....	31
Abbildung 15: Neubau von H ₂ -Leitungen und Umwidmung bestehender CH ₄ -Leitungen bis 2040 laut ÖNIP (49).....	31
Abbildung 16: Neubau von H ₂ -Leitungen und Umwidmung bestehender CH ₄ -Leitungen bis 2030 laut AGGM (48)	32
Abbildung 17: Neubau von H ₂ -Leitungen und Umwidmung bestehender CH ₄ -Leitungen bis 2040 laut AGGM (48)	32
Abbildung 18: Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit der Elektrolyseleistung (26) ..	38
Abbildung 19: Kosten nach Betriebsstunden eines 1 MW Elektrolyseurs (26)	38
Abbildung 20: Österreichischer Gasverbrauch 2023 aufgeteilt auf Sektoren (58).....	40
Abbildung 21: Steierischer Gasverbrauch 2023 aufgeteilt auf Sektoren - eigene Darstellung	41
Abbildung 22: Energiebedarfe der steirischen energieintensiven Industrie laut Masterplan grüne Energie (59).....	44

Abbildung 23: Gesamtenergiebedarf und Treibhausgasemissionen der österreichischen Industrie im POI-Szenario (60)	46
Abbildung 24: Gesamtenergiebedarf und Treibhausgasemissionen der österreichischen Industrie im ZEM-Szenario (60).....	47
Abbildung 25: Endenergiebedarf der österreichischen Industrie im WAM-Szenario – eigene Darstellung (Werte aus (61)).....	51
Abbildung 26: Die österreichischen Umspannwerksbezirke (49)	56
Abbildung 27: Realisierbare Aufbringung der Photovoltaik in Bezirken Österreichs bis 2030 (49)	58
Abbildung 28: Realisierbare Aufbringung der Photovoltaik in Bezirken Österreichs bis 2040 (49)	59
Abbildung 29: Realisierbare Aufbringung der Windkraft in Bezirken Österreichs bis 2030 (49)	60
Abbildung 30: Realisierbare Aufbringung der Windkraft in Bezirken Österreichs bis 2040 (49)	60
Abbildung 31: Normiertes PV-Jahreslastprofil aus der Steiermark	63
Abbildung 32: Normiertes Wind-Jahreslastprofil aus der Steiermark.....	63
Abbildung 33: Lastgang eines Umspannwerks mit Rückspeisung durch Erneuerbare in das elektrische Netz.....	64
Abbildung 34: Identifikation der einzelnen Leitungsabschnitte inklusive erforderlicher Handlungen entlang der Abschnitte für den Aufbau einer H ₂ -Infrastruktur in der Steiermark.....	65
Abbildung 35: Prognostizierte Gasbedarfe in der Steiermark bis 2050 je Datenquelle	68
Abbildung 36: Anteil der CH ₄ -Bedarfe in der Steiermark im Gegensatz zu Österreich im POI-Szenario.....	69
Abbildung 37: Anteil der H ₂ -Bedarfe in der Steiermark im Gegensatz zu Österreich im POI-Szenario.....	69
Abbildung 38: Anteil der CH ₄ -Bedarfe in der Steiermark im Gegensatz zu Österreich im ZEM-Szenario.....	70
Abbildung 39: Anteil der H ₂ -Bedarfe in der Steiermark im Gegensatz zu Österreich im ZEM-Szenario.....	70
Abbildung 40: Anteil der CH ₄ -Bedarfe in der Steiermark im Gegensatz zu Österreich im WAM-Szenario.....	71
Abbildung 41: Anteil der H ₂ -Bedarfe in der Steiermark im Gegensatz zu Österreich im WAM-Szenario.....	71

Abbildung 42: Mindestbedarf H ₂ und Maximalbedarf CH ₄ der Industrie bis 2050 je Datenquelle	72
Abbildung 43: Maximalbedarf H ₂ und Mindestbedarf CH ₄ der Industrie bis 2050 je Datenquelle	72
Abbildung 44: Gegenüberstellung des Hochlaufs von Wasserstoff im Sektor Industrie je Datenquelle (H ₂ ,min)	72
Abbildung 45: Gegenüberstellung des Hochlaufs von Wasserstoff im Sektor Industrie je Datenquelle (H ₂ ,max).....	73
Abbildung 46: Installierte Elektrolyseleistung in der Steiermark bis 2050	73
Abbildung 47: Produzierte Wasserstoffmengen in der Steiermark bis 2050	73
Abbildung 48: Mindestbedarf H ₂	74
Abbildung 49: Maximalbedarf CH ₄	74
Abbildung 50: Maximalbedarf H ₂	75
Abbildung 51: Mindestbedarf CH ₄	75
Abbildung 52: Verortung der H ₂ -Bedarfe im Verkehrssektor im Jahr 2030 inklusive Mengen (in GWh)	76
Abbildung 53: Verortung der H ₂ -Bedarfe im Verkehrssektor im Jahr 2040 inklusive Mengen (in GWh)	76
Abbildung 54: Verortung der H ₂ -Bedarfe im Verkehrssektor im Jahr 2050 inklusive Mengen (in GWh)	77
Abbildung 55: Elektrolyseleistungen verteilt auf Leitungsstränge	78
Abbildung 56: jährliche Produktionsmengen Elektrolyse aufgeteilt auf Leitungsstränge.....	78
Abbildung 57: Berechneter Lastgang am Standort A durch reinen PV-Zubau im Jahr 2030...	79
Abbildung 58: Lastprofil einer 50 MW _{el} Elektrolyse am Standort A durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2030	80
Abbildung 59: Berechneter Lastgang am Standort A durch reinen PV-Zubau im Jahr 2040...	80
Abbildung 60: Lastprofil einer 50 MW _{el} Elektrolyse am Standort A durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2040	80
Abbildung 61: Berechneter Lastgang am Standort B durch reinen Wind-Zubau im Jahr 2030	81
Abbildung 62: Lastprofil einer 100 MW _{el} Elektrolyse am Standort B durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2030	81
Abbildung 63: Berechneter Lastgang am Standort B durch reinen Wind-Zubau im Jahr 2040	82

Abbildung 64: Lastprofil einer 100 MW _{el} Elektrolyse am Standort B durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2040	82
Abbildung 65: Berechneter Lastgang am Standort C durch Zubau von Wind und PV im Jahr 2030.....	82
Abbildung 66: Lastprofil einer 20 MW _{el} Elektrolyse am Standort C durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2030	83
Abbildung 67: Lastprofil einer 50 MW _{el} Elektrolyse am Standort C durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2030	83
Abbildung 68: Berechneter Lastgang am Standort C durch Zubau von Wind und PV im Jahr 2040.....	83
Abbildung 69: Lastprofil einer 20 MW _{el} Elektrolyse am Standort C durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2040	84
Abbildung 70: Lastprofil einer 50 MW _{el} Elektrolyse am Standort C durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2040	84
Abbildung 71: Wasserstoffbedarfe je Szenario Leitungsstrang S1	85
Abbildung 72: CH ₄ - und H ₂ -Leistungsprognosen Leitungsstrang S1	85
Abbildung 73: Deckung der auftretenden Wasserstoffbedarfe durch Variante 1 oder 2 zwischen 2030 und 2040.....	86
Abbildung 74: H ₂ -Kernnetz in der Steiermark 2030 inklusive notwendiger Schritte an den Hauptsträngen	87
Abbildung 75: H ₂ -Kernnetz in der Steiermark 2040 inklusive notwendiger Schritte an den Hauptsträngen	87
Abbildung 76: Deckung von H ₂ -Bedarfsmengen bis 2050 durch Realisierung der Anschlussleitungen	88
Abbildung 77: Kilometer an Neubau und Umwidmung von Anschlussleitungen der Industrie bis 2045	89
Abbildung 78: Akkumulierte Leitungslängen der Umwidmung und des Neubaus für H ₂ -Anschlussleitungen	89
Abbildung 79: Prognostizierte Wasserstoffbedarfsmengen im Murtal.....	90
Abbildung 80: Prognostizierte Wasserstoffbedarfsmengen in der Obersteiermark.....	90
Abbildung 81: Prognostizierte Wasserstoffbedarfsmengen im Rest der Steiermark.....	91
Abbildung 82: Gesamtmengen an H ₂ -Bedarfen, die aus heutiger Sicht nicht gedeckt werden	91
Abbildung 83: Anteil des durch den Anschluss deckbaren prognostizierten H ₂ -Bedarfs in der Steiermark.....	92

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Die Farben von Wasserstoff (30).....	13
Tabelle 2: Übersicht der Datenquellen für die Quantifizierung und Verortung der Gasmengen	42
Tabelle 3: Auflistung der Subsektoren der Industrie	45
Tabelle 4: Bruttoinlandsverbrauch WAM nach Energieträgerkategorien (61).....	48
Tabelle 5: Energetischer Endverbrauch WAM nach Energieträgern (61).....	49
Tabelle 6: Wasserstoffverbrauch WAM nach Sektoren (61)	50
Tabelle 7: Energetischer Endverbrauch WAM der Industrie (61).....	51
Tabelle 8: Energetischer Endverbrauch WAM der Haushalte (61).....	52
Tabelle 9: Energetischer Endverbrauch Transition des Verkehrs (61).....	53

1 EINLEITUNG

Das Energiesystem befindet sich im Wandel. Die steigenden Treibhausgasemissionen der letzten Jahrzehnte führten zu einem Anstieg der mittleren globalen Temperatur. Um diesen Temperaturanstieg in Grenzen zu halten, wurde das 2015 in Paris beschlossene Klimaabkommen von insgesamt 197 Staaten unterzeichnet. Seither wird auf vielen Ebenen daran gearbeitet, wie die Transformation des Energiesystems in Richtung einer dekarbonisierten Energiewirtschaft erfolgen kann. Jährlich werden sowohl auf EU- als auch auf nationaler Ebene neue Gesetze beschlossen, um diese Transformation voranzutreiben. Dabei spielt auch Wasserstoff eine wichtige Rolle. Dadurch, dass bei der Verbrennung von Wasserstoff keine Treibhausgasemissionen freigesetzt werden, wird dieser im Gassektor als der erneuerbare Energieträger der Zukunft gesehen. Der Einsatz von Wasserstoff soll vom bisherigen Anwendungsgebiet in der Chemie und Petrochemie auf weitere Industriesektoren ausgeweitet werden und auch in gewissen Bereichen der Mobilität Anwendung finden. Um in Europa zukünftig alle Wasserstoffbedarfe decken zu können und einen effizienten Transport von Wasserstoff bewerkstelligen zu können, ist der Aufbau einer paneuropäischen Wasserstoffinfrastruktur von großer Bedeutung. Hierfür gibt es die European Hydrogen Backbone-Initiative, die es sich zum Ziel gesetzt hat, durch die Entwicklung eines Wasserstoffnetzes in Europa die Energiewende voranzutreiben und die Klimaziele so schnell wie möglich zu erreichen.

Die Vorgabe des Wasserstoffkernnetzes in Europa ist durch den European Hydrogen Backbone gegeben. Allerdings ist diese Planung auf die Fernleitungsnetzebene begrenzt. Um auch in den untergeordneten Netzebenen eine Versorgung mit Wasserstoff gewährleisten zu können, muss auf diesen Netzebenen ebenso eine entsprechende Infrastruktur zur Verfügung gestellt werden. Die Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) hat als Markt- und Verteilergiebtsmanager in Österreich die Aufgabe übernommen, ein Wasserstoffstartnetz innerhalb Österreichs zu definieren. Dies geschieht mittels einer bereits zum zweiten Mal durchgeführten Abfrage der österreichischen Industrie bezüglich der jeweils zu erwartenden Mengen an Methan und Wasserstoff. Allerdings obliegt es den einzelnen Gasnetzbetreibern in den Bundesländern, die Umwidmung ihrer Erdgasleitungen und gegebenenfalls den Neubau von Wasserstoffleitungen zur Anbindung der Industrie an das Wasserstoffnetz durchzuführen.

Für die Energienetze Steiermark GmbH hat sich in diesem Zusammenhang die Frage gestellt, ab wann mit der Umsetzung der Umwidmung von Erdgasleitungen und der Planung von neu zu bauenden Wasserstoffleitungen begonnen werden soll und welche Maßnahmen dafür zu welchem Zeitpunkt getroffen werden müssen. Diese Fragestellung bildet die Basis dieser Arbeit.

2 AUFGABENSTELLUNG UND VORGEHENSWEISE

Ab 2030 soll in der Steiermark parallel zur bestehenden Erdgasinfrastruktur in Abhängigkeit der Nachfrage ein H₂-Netz zur Verfügung stehen, damit die wesentlichen steirischen Industrieregionen gemäß nationalen und internationalen Zielen bedarfsgerecht mit Wasserstoff und Biomethan versorgt werden können. Im Zuge dieser Arbeit soll ein Umsetzungskonzept für die Transformation des steirischen Erdgasnetzes zu einer Transportinfrastruktur für erneuerbare Gase entwickelt werden. Dies erfolgt in Kooperation mit der Energienetze Steiermark GmbH. Damit soll die Arbeit die Grundlage für die Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur und die dafür erforderlichen Folgeaktivitäten der Energienetze Steiermark in den kommenden Jahren darstellen.

Insbesondere soll auf Basis bereits bestehender Daten von zukünftigen H₂-Quellen und -Senken aufgezeigt werden, zu welchem Zeitpunkt die Umwidmung bestehender Erdgasleitungen und der Neubau von Wasserstoffleitungen zur Anbindung der Industrie und von Elektrolyseuren erfolgen soll. Die Ergebnisse dienen als Basis für ein weiterführendes Projekt der Energienetze Steiermark mit dem Lehrstuhl für Energieverbundtechnik (EVT) an der Montanuniversität Leoben, in dem anschließend mittels Lastflussberechnungen detaillierte Anforderungen an das entstehende Wasserstoffnetz berechnet werden und eine ökonomische Abschätzung über die notwendigen Kosten erfolgt, die für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in der Steiermark zu erwarten sind.

Für die Verortung und Quantifizierung des künftigen Wasserstoffbedarfs wird auf verschiedene Daten zurückgegriffen. Eine Datengrundlage bilden die Ergebnisse der durchgeführten AGGM-Abfragen bezüglich des zukünftig angegebenen Methan-, Biomethan- und Wasserstoffbedarfs der österreichischen Industrie. Auch im Masterplan Grüne Energie für die Steiermark erfolgte eine Stakeholder-Befragung, die die zweite Stütze der Datenbasis darstellt. Weiters wurden für die Erstellung des österreichischen Netzinfrastukturplans (ÖNIP) und des integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes für Österreich (NEKP) sowie innerhalb des Innovationsnetzwerks New Energy for Industry (NEFI) verschiedene Szenarien erstellt, die den künftigen Gasbedarf anhand verschiedener Annahmen quantifizieren und regional verorten. In Zusammenarbeit mit dem Lehrstuhl für Energieverbundtechnik werden bestimmte Szenariendaten ausgewählt und für die Steiermark eigens ausgewertet.

Die erforderlichen Daten zur Aufbringung von Wasserstoff werden ebenso der AGGM-Abfrage entnommen, in der geplante Wasserstoffmengen durch Eigenerzeugung von Industriebetrieben angegeben sind. Für eine weitere Bestimmung geplanter Mengen der Wasserstoffproduktion in der Steiermark erfolgt eine Auswahl bestimmter Umspannwerke, deren Standorte sich besonders für die Entlastung des Stromnetzes mittels Elektrolyse eignen.

In der Arbeit werden alle gesammelten Daten einander gegenübergestellt und daraus ein zeitlich gestaffelter Aufbau des steirischen Wasserstoffnetzes abgeleitet. Es soll daraus klar hervorgehen, welche Mengen bis wann mit Wasserstoff bereitgestellt werden müssen und wie diese Mengen zu den Kunden gelangen soll.

In der schriftlichen Arbeit werden anfangs die theoretischen Hintergründe erläutert, die als Wissensgrundlage im Bereich Wasserstoff dienen sollen. Dazu zählen die Ursprünge der Klimaziele auf globaler und nationaler Ebene sowie die notwendigen Maßnahmen für die Dekarbonisierung des europäischen Energiesystems, woraus die Notwendigkeit des Aufbaus einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur in Europa hervorgeht. Außerdem wird eine Wissensbasis geschaffen, die die physikalischen und sicherheitstechnischen Eigenschaften von Wasserstoff aufzeigt und die Hintergründe für die Herausforderungen der Umwidmung bestehender Erdgasleitungen und den Neubau von Wasserstoffleitungen darlegt. Um ein Verständnis dafür zu entwickeln, aus welchen Leitungen das übergeordnete Wasserstoffstartnetz in Österreich bestehen wird, werden die derzeitigen Pläne zum Aufbau eines paneuropäischen Wasserstoffnetzes und die bestehende Gasnetzinfrastruktur in Österreich und der Steiermark erklärt. Da auch weitere Aspekte beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur von Bedeutung sind, werden der derzeitige Stand der gesetzlichen Rahmenbedingungen, die aktuell von der EU geplanten Förderungen sowie die unterschiedlichen Möglichkeiten der Betriebsweise von Elektrolyseuren erläutert.

Im zweiten Teil der schriftlichen Arbeit wird die angewandte Methodik für die Verortung und Quantifizierung der Wasserstoffbedarfs- und Aufbringungsmengen beschrieben. Dabei werden auf Bedarfs- und Aufbringungsseite die Quantifizierung der Energiemengen, deren Verortung sowie die Entwicklung der angenommenen Zeitprofile erklärt. Um im Auswertungsteil Rückschlüsse auf einzelne Standorte zu vermeiden, werden die erhobenen Daten in politischen Bezirken zusammengefasst.

Der dritte Teil der schriftlichen Arbeit beschäftigt sich mit den Ergebnissen. Es erfolgt eine übersichtliche Darstellung der ausgewerteten Daten und eine zeitliche Ableitung für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in der Steiermark. Innerhalb einer Diskussion wird der mögliche technisch notwendige Transformationsprozess beim Industriekunden beschrieben sowie erklärt, anhand welcher Gesichtspunkte die Entscheidung getroffen wird, welche Industriebetriebe an das Wasserstoffnetz durch den Neubau von Leitungen angeschlossen werden sollen. Die Notwendigkeit einer Parallelinfrastruktur und Möglichkeit des Blendings wird ebenso diskutiert.

3 THEORETISCHER HINTERGRUND

Dieses Kapitel dient dazu, einen Überblick über die theoretischen Inhalte zu geben, die im Rahmen des praktischen Teils der Masterarbeit Anwendung finden. Insbesondere wird auf die derzeitige Situation und auf die globalen, europäischen und nationalen Klimaziele und die dafür erforderlichen Maßnahmen eingegangen. Dabei wird ein besonderer Fokus auf die Dekarbonisierung des Gassektors gelegt und die Notwendigkeit des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur in Europa erläutert. Um tiefere Einblicke in das Thema Wasserstoff zu erlangen, werden mögliche Produktionswege, derzeitige und geplante Einsatzbereiche sowie physikalische und sicherheitstechnische Eigenschaften von H_2 erklärt. Das Thema Sektorkopplung durch Elektrolyseanlagen wird in einem Unterkapitel separat betrachtet, um die Relevanz von Wasserstoff aus Stromnetztsicht in die Arbeit mit einfließen zu lassen. Anschließend erfolgt eine Überleitung zum European Hydrogen Backbone, der die derzeitigen Pläne einer paneuropäischen Wasserstoffinfrastruktur enthält. Als abschließender Punkt in diesem Kapitel erfolgt eine Beschreibung der derzeitigen Gasnetzinfrastruktur in Österreich.

3.1 Klimawandel

Der Klimawandel wird als eine der größten Herausforderungen unserer Zeit gesehen. Darunter versteht man die langfristige Änderung des durchschnittlichen Wetters, gemessen über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten oder länger. Betrachtet man die durchschnittliche globale Temperatur von heute ist diese um rund $1,3^\circ\text{C}$ höher verglichen mit dem vorindustriellen globalen Temperaturniveau im Jahr 1850, wie in Abbildung 1 dargestellt (1).

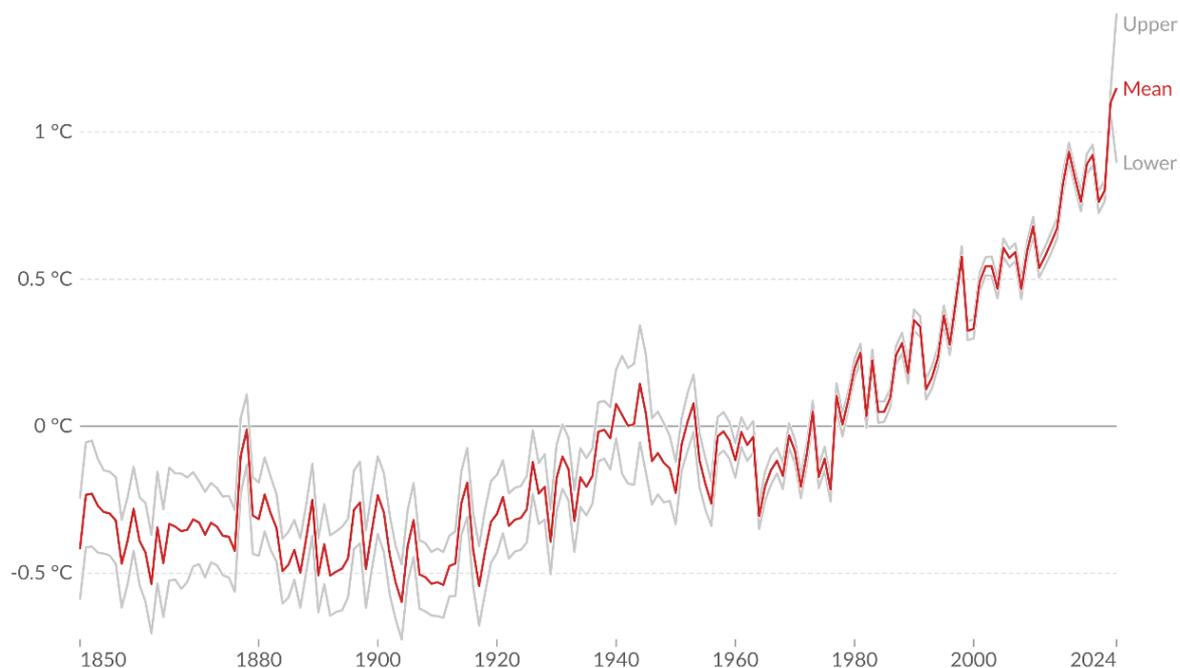


Abbildung 1: Anstieg der durchschnittlichen globalen Temperatur seit 1850 (1)

Die Erderwärmung ist unregelmäßig über den Globus verteilt, wobei die Pole besonders betroffen sind. Die Nordhalbkugel hat sich im Vergleich zur Südhalbkugel stärker erwärmt, wobei punktuell sogar ein Temperaturanstieg von bis zu 5° C gemessen wurde. Als Haupttreiber des Klimawandels wird die Emission von Treibhausgasen gesehen, die aufgrund menschlicher Aktivitäten in die Atmosphäre gelangen (2). Treibhausgase absorbieren langwellige Wärmestrahlung, die von der Erdoberfläche abgegeben wird, und erwärmen somit die Erde. Dies wird auch als Treibhauseffekt bezeichnet. Ohne den natürlichen Treibhauseffekt gäbe es kein Leben auf der Erde, da die Erde vereist wäre. Der anthropogene Treibhauseffekt verstärkt allerdings den natürlichen Treibhauseffekt, wodurch es zu einer Erwärmung der Erde kommt. Seit der Industrialisierung wird ein kontinuierlicher Anstieg der atmosphärischen Konzentrationen von Treibhausgasen gemessen (3). Zu den Treibhausgasen zählen die Gase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Lachgas (N₂O), Fluorkohlenwasserstoffe (FKW), Perfluorkohlenwasserstoffe (PFKW) und Schwefelhexafluorid (SF₆). Das Treibhausgas CO₂ gilt als häufigstes anthropogen verursachte Treibhausgas. Die Emission von CO₂ resultiert aus der Verbrennung von fossilen Energieträgern wie Öl, Erdgas und Kohle, die in zahlreichen industriellen Prozessen sowie im Verkehrssektor Einsatz finden. In Abbildung 2 ist zu sehen, wie sich die jährlichen CO₂-Emissionen über die vergangenen Jahrzehnte entwickelt haben (2).

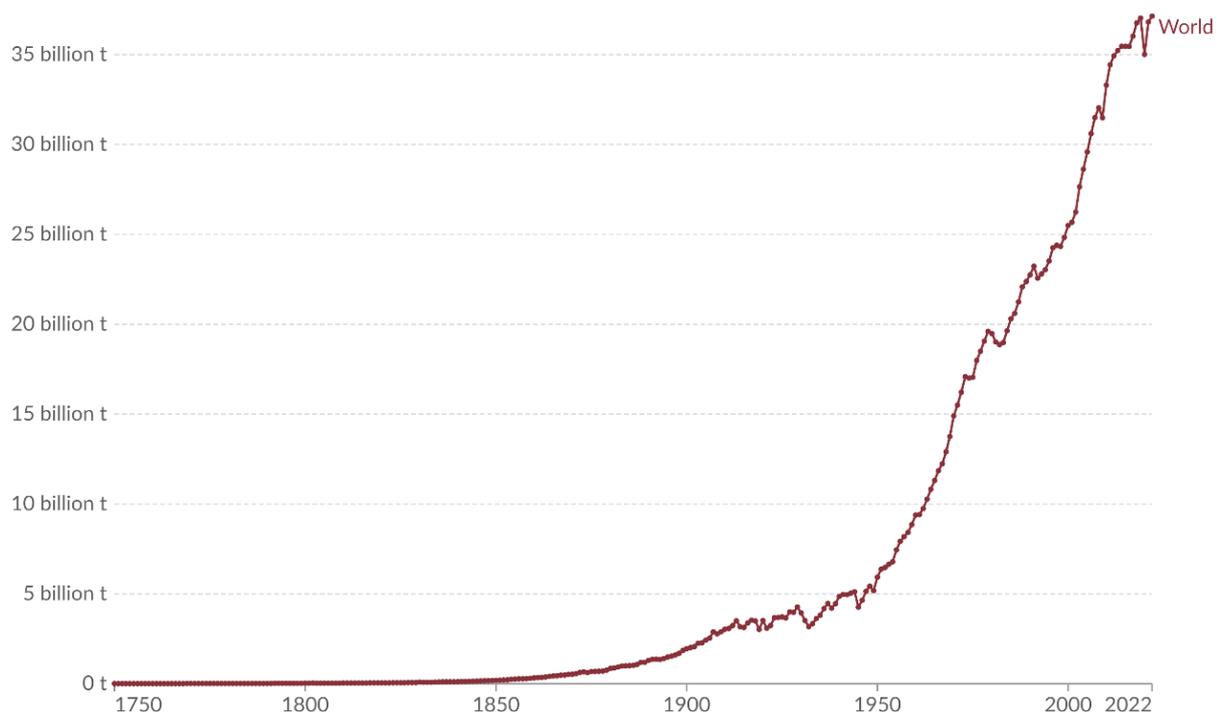


Abbildung 2: Entwicklung der globalen CO₂-Emissionen von 1750 bis 2022 (4)

Es ist ersichtlich, dass trotz der Umsetzung von Maßnahmen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen, auf die in Kapitel 3.2 näher eingegangen wird, immer noch ein Anstieg der CO₂-Emissionen zu verzeichnen ist. Dies ist dadurch begründet, dass aufstrebende Wirtschaftsmächte wie Indien und China in den vergangenen Jahren einen erhöhten Bedarf an fossilen Energieträgern aufweisen. China ist beispielsweise für rund 30 % des Anstiegs des Erdgasverbrauchs und für ca. zwei Drittel des Anstiegs des weltweiten Ölverbrauchs innerhalb der letzten 10 Jahre verantwortlich (5).

Betrachtet man allerdings nur die Entwicklung der Treibhausgasemissionen der EU in Abbildung 3, gemessen in CO₂-Äquivalenten, ist zu sehen, dass diese vor allem in den vergangenen 10 Jahren gesunken sind. Allein in der Energiewirtschaft wurde ein Rückgang um 47 % gegenüber der Treibhausgasemissionen im Jahr 1990 verzeichnet. Insgesamt wurde eine Reduktion von rund 30 % erzielt. Grund dafür ist die Umsetzung von EU-Maßnahmen und die Beschließung von Gesetzen (6). Wie es zu der Entwicklung der Maßnahmen und Gesetze gekommen ist, betrachtet das folgende Kapitel.

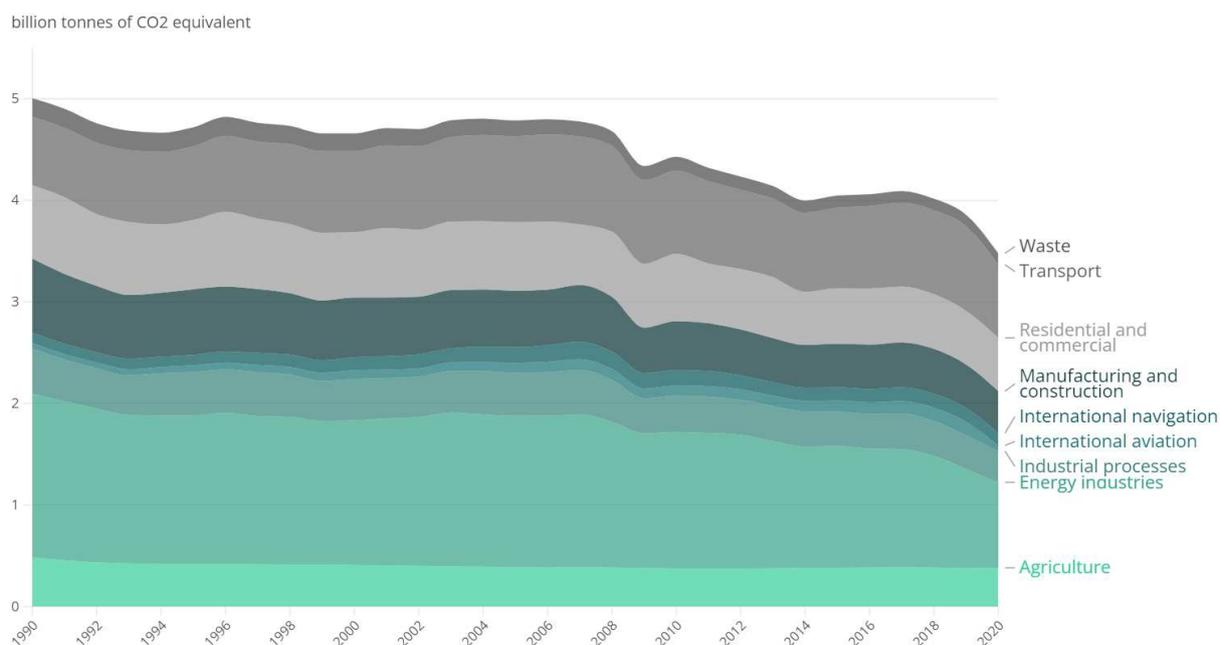


Abbildung 3: Treibhausgasemissionen der EU von 1990 bis 2020, aufgeteilt nach Sektoren (7)

3.2 Klimaziele als Grundlage für eine Wasserstoffinfrastruktur

Um das Potenzial von Wasserstoff im zukünftigen dekarbonisierten Energiesystem aufzuzeigen, werden in diesem Unterkapitel die übergeordneten globalen, europäischen und nationalen Ziele betrachtet, die sich mit der Bekämpfung des Klimawandels und den erforderlichen Maßnahmen zur Erreichung dieser Ziele befassen.

3.2.1 Globale Ziele

Um dem Klimawandel entgegenzuwirken wurde 2015 von insgesamt 197 Ländern das Pariser Klimaabkommen unterzeichnet. Das Klimaabkommen verfolgt das Hauptziel, den Anstieg der durchschnittlichen globalen Temperatur unter 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu halten und sämtliche Anstrengungen zu unternehmen, um die Erderwärmung auf 1,5°C zu begrenzen. Zusätzlich wurde eine Reihe von weiteren Zielen festgelegt, darunter die Bestrebung, den Höhepunkt der weltweiten Treibhausgasemissionen so bald wie möglich zu erreichen (7). Das Pariser Klimaabkommen gilt universell und beinhaltet völkerrechtliche Pflichten für alle Staaten. Für die Erreichung der Klimaziele legen die einzelnen Nationen ihre Klimaschutzbeiträge (Nationally Determined Contributions) eigenständig fest. Die Länder sind verpflichtet, Langfriststrategien offenzulegen, die ihre jeweilige Entwicklung in Richtung Klimaneutralität darstellen. Für die Sicherstellung der jeweiligen Zielerfüllung, kommt es alle fünf Jahre zu einer globalen Bestandsaufnahme. (8). Daraus entstanden innerhalb der vergangenen Jahre auf europäischer und nationaler Ebene verschiedene Initiativen und Gesetze, die Maßnahmen für die Einhaltung der Klimaziele und die Dekarbonisierung des Energiesystems enthalten. Da sich diese Arbeit speziell mit dem Thema Wasserstoff auseinandersetzt, wird bei der folgenden Beschreibung der europäischen und nationalen Ziele auf die Maßnahmen für die Klimaneutralität des Gassektors besonders Wert gelegt.

3.2.2 Europäische Ziele

Für die Erreichung der Klimaziele in Europa gibt es unterschiedliche Rechtsakte, dazu zählen unter anderem Verordnungen und Richtlinien. Verordnungen sind verbindlich. Sie gelten unmittelbar nach Inkrafttreten für alle EU-Länder und müssen zur Gänze in den Ländern umgesetzt werden. Richtlinien hingegen enthalten lediglich Ziele, die von den jeweiligen EU-Ländern erreicht werden müssen. Wie es zur Zielerreichung in den einzelnen Ländern kommt und welche nationalen Rechtsvorschriften dafür jeweils von den Ländern erlassen werden, obliegt den Ländern selbst (9). Für das Inkrafttreten der jeweiligen Rechtsakte der EU kommt in rund 80% der europäischen Gesetzgebungsakte das ordentliche Gesetzgebungsverfahren zur Anwendung. Dabei wird ein Gesetzgebungsvorschlag von der Europäischen Kommission eingereicht. Für den Beschluss des Gesetzes müssen sich der Europäische Rat und das Europäische Parlament einig sein. Neben dem ordentlichen Gesetzgebungsverfahren kommt

in einigen Fällen das besondere Gesetzgebungsverfahren zur Anwendung, wobei die Gesetzgebungsorgane je nach Rechtsgrundlage ein Anhörungs- oder Zustimmungsrecht haben (10).

Die wichtigste Initiative auf EU-Ebene zur Erreichung der Klimaziele von Paris ist der European Green Deal der Europäischen Kommission, der 2019 durch den Europäischen Rat ratifiziert wurde. Dieser hat es sich zum Ziel gesetzt, Europas Energiesystem bis 2050 klimaneutral zu machen. Als Zwischenziel bis 2030 wurde die Reduktion der Treibhausgasemissionen innerhalb der EU um mindestens 55 % gegenüber dem Niveau von 1990 definiert. Diese beiden Ziele wurden 2021 durch das Europäische Klimagesetz gesetzlich verankert. Als wichtiges Strategieinstrument in der EU wird ebenso der European Green Deal gesehen. Durch den European Green Deal soll der Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung aufgezeigt werden. Teil davon ist die Klimaneutralität des Gassektors durch eine verstärkte Integration der erneuerbaren Gase Biomethan und Wasserstoff. Insbesondere für einen klimaneutralen Industriesektor in Europa wurde innerhalb des European Green Deals dazu aufgerufen, bahnbrechende Technologien zu entwickeln, wobei explizit auf erneuerbaren Wasserstoff verwiesen wurde. Ebenso wurde für den erfolgreichen Übergang zur Klimaneutralität der Aufbau einer geeigneten Infrastruktur für Wasserstoff genannt (11).

An den European Green Deal angelehnt wurde im Jahr 2018 eine Novelle der Richtlinie für Erneuerbare Energie der Europäischen Union (RED II) verabschiedet. Sie bildet eine wichtige Grundlage, um den Verpflichtungen, die im Pariser Klimaabkommen für die EU beschlossen wurden, nachzukommen. Darin wurde das verbindliche Ziel eines Anteils von mindestens 32 % erneuerbarer Energie im Bruttoendverbrauch der Sektoren Strom, Wärme und Transport innerhalb der Europäischen Union vorgeschrieben (12). Erst im vergangenen Jahr wurde eine weitere Novelle der EU-Erneuerbaren-Richtlinie erlassen (RED III), die das europäische Ziel für den Anteil Erneuerbarer Energie von 32 % auf 45 % bis 2030 anhebt (13).

Die Novelle der EU-Erneuerbaren-Richtlinie geschah im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets, das ein umfangreiches Maßnahmenpaket darstellt, um den rechtlichen Rahmen der EU-Politik an das Treibhausgasemissions-Reduktionsziel von 55 % bis 2030 anzupassen. Es enthält eine Vielzahl von Vorschlägen zur Überarbeitung bestehender EU-Rechtsvorschriften, wie beispielsweise die EU-Gasmarkt-Richtlinie und -Verordnung, und stellt somit ebenso einen wichtigen Aspekt der europäischen Bemühungen in Richtung Klimaneutralität dar (14).

In Bezug auf Wasserstoff veröffentlichte die EU im Jahr 2020 die Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa. Das Ziel ist die weitreichende Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff innerhalb Europas bis 2050. Es wird angestrebt, bis 2024 eine Elektrolysekapazität von 6 GW in Europa zu errichten, die bis 2030 auf 40 GW ausgeweitet werden soll. In der Wasserstoffstrategie Europas sind auch regionale Wasserstoffökosysteme, sog. „Hydrogen

Valleys“, angedacht. Diese H₂-Cluster sollen in definierten Gebieten, wie abgelegenen Orten oder Inseln, entstehen und auf vor Ort erzeugtem Wasserstoff basieren. Dadurch wird die Möglichkeit geschaffen, eine lokale Nachfrage durch die dezentrale Erzeugung erneuerbarer Energien zu decken. Der Wasserstoff soll dabei mithilfe einer speziellen Wasserstoffinfrastruktur nicht nur in der Industrie und im Verkehr, sondern auch für die Wärmeversorgung von gewerblichen und privaten Gebäuden eingesetzt werden (15).

In einem weiteren Schritt wurde 2021 das Gas- und Wasserstoffpaket veröffentlicht, das im Dezember 2023 von der Europäischen Kommission genehmigt wurde und als Ergänzung des Fit-for-55-Pakets gesehen wird. Dieses beinhaltet eine Reihe von Vorschlägen zur Förderung von grünem Wasserstoff in Europa. Dazu gehören unter anderem Vorschläge für eine EU-Wasserstoffverordnung, eine überarbeitete Richtlinie über erneuerbare Energien und eine Initiative zur Schaffung einer europäischen Wasserstoffbank (European Hydrogen Bank) (16).

Als Folge der politischen Situation in Europa publizierte die Europäische Kommission 2022 im Rahmen von „REPowerEU“ noch verschärfte Zielvorgaben für erneuerbaren Wasserstoff. Darin ist das Ziel von 20 Millionen Tonnen erneuerbarem Wasserstoff (entspricht 666,6 TWh) innerhalb der EU bis 2030 gesetzt. Die Hälfte davon soll innerhalb Europas produziert, der Rest durch Importe gedeckt werden. Für den Transport dieser Mengen an Wasserstoff wird der Aufbau einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur innerhalb Europas genannt (17).

3.2.3 Nationale Ziele

Aus den Verordnungen und Richtlinien der EU entstanden in Österreich nationale Gesetze für die Erreichung der nationalen Klimaziele. Österreich hat das Ziel definiert, bis zum Jahr 2040 Klimaneutralität zu erreichen und damit eine Vorbildrolle im Bereich Klimaschutz in Europa einzunehmen. Um das zu erreichen, hat sich die österreichische Bundesregierung das Ziel gesetzt, mit ihrem aktuellen Regierungsprogramm aktive Maßnahmen im Bereich Energiewende zu setzen (18). In Bezug auf Wasserstoff wurde in diesem Zusammenhang 2022 die nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung präsentiert, die die H₂-Produktion innerhalb Österreichs als wichtigen Bestandteil des zukünftigen klimaneutralen Energiesystems sieht. Bis 2030 soll eine Elektrolysekapazität von 1 GW_{el} in Österreich für die Produktion von Erneuerbarem Wasserstoff errichtet werden. Ziel ist die jährliche Produktion von 3,5 TWh H₂. Für die Verteilung und den Transport von Wasserstoff ist in der Wasserstoffstrategie ebenso der Aufbau der notwendigen H₂-Infrastruktur genannt (19).

Diese Ziele sind auch im derzeitigen österreichischen Energie- und Klimaplan niedergeschrieben. Alle EU-Mitgliedsstaaten sind gemäß der Governance-Verordnung dazu verpflichtet, alle 10 Jahre einen integrierten nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) zu erstellen, der jeweils nach 5 Jahren aktualisiert werden muss. Dabei sollen die nationalen

Ziele, Vorgaben und Maßnahmen, die zur Reduktion der Treibhausgasemissionen im jeweiligen Land beitragen, im Detail beschrieben werden. Im Jahr 2019 wurde der erste österreichische NEKP an Brüssel übermittelt. Dieser musste bis Juni 2024 einer Nachbesserung unterzogen werden. Der Erstellung des aktualisierten Energie- und Klimaplanes sowie die diesbezügliche Konsultationsphase ist bereits abgeschlossen. Ob die Rückmeldungen, die im Zuge der Konsultation zu einer Nachbesserung der aktualisierten Version des NEKPs führen ist derzeit noch unklar. Überdies ist die Umsetzung der Maßnahmen, die innerhalb des aktualisierten NEKPs beschlossen wurden, aus politischen Gründen derzeit nicht absehbar (20). Aus der aktualisierten Version des österreichischen nationalen Klima- und Energieplans geht in Bezug auf Wasserstoff hervor, dass bis 2030 mindestens 80 % des derzeitigen Verbrauchs von fossilem Wasserstoff in der energieintensiven Industrie durch erneuerbaren Wasserstoff ersetzt werden sollen (21).

Um den Zielen in Bezug auf Wasserstoff in Österreich einen rechtlichen Rahmen zu geben, wurde das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) beschlossen, das Möglichkeiten zur Förderung von Wasserstoffprojekten enthält. Ebenso ist darin gesetzlich verankert, dass Elektrolyseanlagen für den Markthochlauf von klimaneutralen Prozessen von allen stromseitigen Endverbraucherentgelten und -umlagen befreit sind (22).

Ein weiteres essenzielles Gesetz, das sich derzeit in Begutachtung befindet, ist das Erneuerbaren-Gase-Gesetz (EGG). Das EGG legt fest, dass bis 2030 insgesamt 7,5 TWh und bis 2040 15 TWh des gesamten Gasverbrauchs durch erneuerbare Gase substituiert werden müssen (23). Neben dem Ziel der Klimaneutralität ist auch die Diversifizierung von Gasimporten ein Grund für die Entwicklung des Gassystems in Richtung Erneuerbarer Gase. Bis heute ist Österreich weit mehr als 80 % abhängig von Gaslieferungen aus Russland. Dieser Abhängigkeit soll durch eine Ausweitung der Importquellen und durch den Ersatz von fossilen Gasen durch erneuerbare Gase entgegengewirkt werden. Da Österreich derzeit nicht über die Ressourcen verfügt, die erneuerbare Gasnachfrage gänzlich durch inländische Produktion zu decken, sollen die Abhängigkeiten von russischem Gas durch vertrauensvollere Partnerschaften eingetauscht werden (21).

Ebenfalls gerade in Begutachtung befindet sich das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG), das das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG) aus dem Jahr 2010 ersetzen soll. Darin wird Netzbetreibern die Erlaubnis erteilt, Speichersysteme zu betreiben, wenn diese für die Stabilität des Stromnetzes genutzt werden. Dazu zählt der Betrieb von netzdienlichen Elektrolyseuren (24). Die Energie-Control Austria (ECA) als unabhängige Regulierungsbehörde für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft in Österreich beharrt jedoch auf die Unbundling-Bestimmungen, durch welche die Trennung von Netz und Vertrieb bei Energieversorgungsunternehmen gesetzlich gegeben ist (25).

3.3 Wasserstoff als Energieträger der Zukunft

All die oben genannten Ziele, Verordnungen und Gesetze auf globaler, europäischer und nationaler Ebene unterstreichen die Schlüsselrolle, die Wasserstoff im zukünftigen europäischen Energiesystem spielen soll. Um ein Verständnis dafür zu entwickeln, welche Herausforderungen und Chancen die großflächige Integration von Wasserstoff in das bestehende Energiesystem mit sich bringt, soll dieses Unterkapitel eine Wissensbasis zum Thema Wasserstoff schaffen.

3.3.1 Eigenschaften von H₂

Die Ausweitung des Einsatzes von Wasserstoff und der Ausbau einer entsprechenden Infrastruktur bringt Vor- und Nachteile mit sich, die in den physikalischen und sicherheitstechnischen Eigenschaften von Wasserstoff begründet sind. Allgemein gilt zu sagen, dass Wasserstoff das erste Element im Periodensystem ist und somit als leichtestes Atom gilt. Es ist 14-mal leichter als Luft und hat eine hohe Verflüchtigungsgeschwindigkeit (26). Unter atmosphärischen Bedingungen ist Wasserstoff ein nicht-toxisches, farb- und geruchloses Gas (19). Da Wasserstoff sehr reaktionsfreudig ist, ist es in der Natur nicht in Reinform zu finden. Allerdings kommt es vor allem in vielen chemischen Verbindungen vor, am häufigsten als Wasser in Verbindung mit Sauerstoff (26).

Der wesentliche Vorteil von Wasserstoff besteht darin, dass er kein Treibhausgas ist und auch sein Reaktionsprodukt, nämlich Wasserdampf, nicht zum Treibhauseffekt beiträgt (19). Energetisch betrachtet weist Wasserstoff mit 33,33 kWh/kg eine hohe gravimetrische Energiedichte auf. Somit beinhaltet 1 kg Wasserstoff rund dreimal so viel Energie wie 1 kg Methan. Mit einer Dichte von nur 0,087 kg/m³ unter atmosphärischen Bedingungen kommt die volumetrische Energiedichte allerdings nur auf einen Wert von rund 3 kWh/m³, wobei Methan hier einen Wert von 9,97 kWh/m³ aufweist (27). Um beim Ersatz von Erdgas, das zum größten Teil aus Methan besteht, durch Wasserstoff dieselbe Leistung erreichen zu können, sind deutlich höhere H₂-Volumenströme notwendig (28).

Um den Sicherheitsaspekt von Wasserstoff in Bezug auf den Aufbau einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur beurteilen zu können, müssen die sicherheitstechnischen Kenngrößen (STK) betrachtet werden, die zur Beschreibung gefährlicher Eigenschaften von brennbaren Gasen dienen. Die Betrachtung der STKs eines Stoffes erlaubt die Beurteilung des jeweiligen Gefahrenpotenzials. Zu den STKs zählen unter anderem die obere und die untere Explosionsgrenze (OEG und UEG). Die OEG und die UEG begrenzen den Bereich, in denen binäre Gemische wie Wasserstoff und Luft als explosionsfähig gelten. Der Bereich innerhalb der Explosionsgrenzen wird auch Explosionsbereich genannt. Handelt es sich um ternäre Gemische, wird der Explosionsbereich des Brenngas-Inertgas-Luftgemisches von einer

Grenzlinie eingeschlossen. Bei einem Gemisch aus einem Brenngas, wie Wasserstoff oder Methan, mit Luft kann ein Inertgas wie Stickstoff eingesetzt werden, um sicherzustellen, dass kein explosionsfähiges Gemisch vorliegt, auch Inertisierung genannt. Die Inertisierung ist ein wichtiges Thema bei der Inbetriebnahme und Wartung von Gasleitungen. Die unterschiedlichen Explosionsbereiche von Methan und Wasserstoff mit Stickstoff und Luft sind in Abbildung 4 dargestellt. Es ist deutlich zu sehen, dass Wasserstoff einen größeren Explosionsbereich besitzt als Methan. Die Wahrscheinlichkeit der Bildung eines explosionsfähigen Gemisches mit Luft ist bei Wasserstoff viel höher als bei CH_4 . Außerdem muss bei der Inertisierung von Wasserstoff ein sehr viel größerer Anteil an Stickstoff vorhanden sein (29).

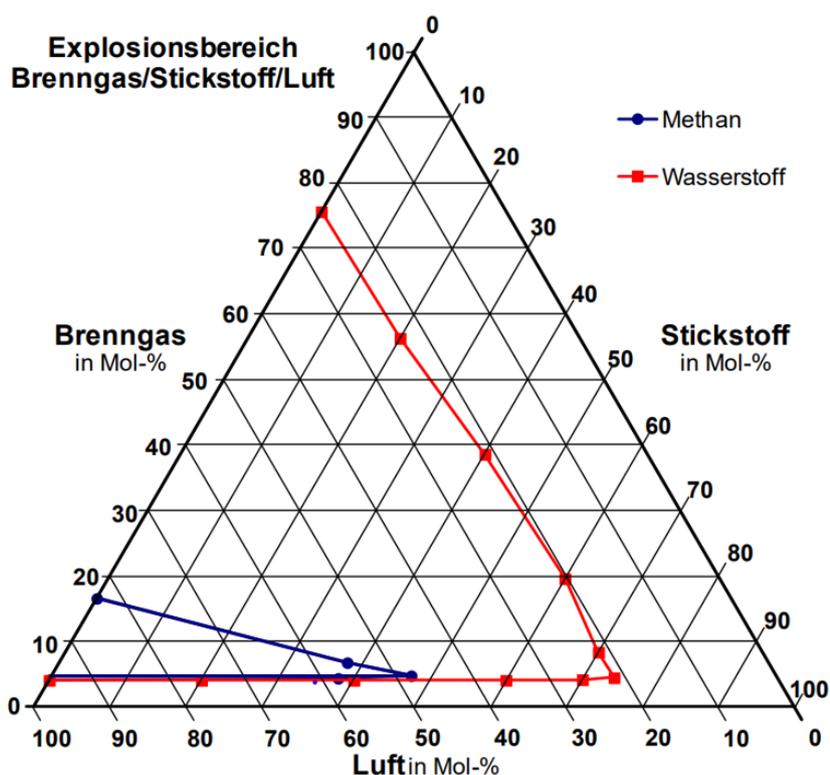


Abbildung 4: Explosionsbereiche von Methan/Stickstoff/Luft und Wasserstoff/Stickstoff/Luft bei atmosphärischen Bedingungen (29)

Trotz des geringen volumetrischen Energieinhalts und der sicherheitstechnischen Aspekte wird Wasserstoff als wichtiger Energieträger für eine nachhaltige Zukunft gesehen. Die höhere Explosionsgefahr von Wasserstoff wird zwar als Herausforderung, aber nicht unbedingt als unüberwindbare Hürde betrachtet. Der derzeitige Einsatz von Wasserstoff in industriellen Anwendungen zeigt, dass trotz des Gefahrenpotenzials eine sichere Anwendung von Wasserstoff gewährleistet werden kann. Um dies sicherstellen zu können ist es wichtig, Sicherheitsaspekte bei der Planung der Wasserstoffinfrastruktur zu integrieren und geeignete Schutzkonzepte während des Baus, der Inbetriebnahme, des laufenden Betriebs und der Wartung von wasserstoffführenden Leitungen zu entwickeln.

3.3.2 Herstellungsverfahren von Wasserstoff

Wasserstoff wird als die erneuerbare Alternative von fossilen Brennstoffen gesehen. Wird der eingesetzte Wasserstoff jedoch nicht auf umweltfreundliche Weise hergestellt, kann dieser trotzdem negative Auswirkungen auf die Umwelt haben. Um die verschiedenen Herstellungspfade zu kennzeichnen, hat sich ein Farbensystem etabliert, durch das auf den ersten Blick Rückschluss auf die Art der Wasserstoffherstellung gezogen werden kann (30). Einen Überblick darüber gibt Tabelle 1. Da für die Herstellung von reinem H₂ der Einsatz von Primärenergie erforderlich ist, wird Wasserstoff als Sekundärenergieträger bezeichnet (26).

Tabelle 1: Die Farben von Wasserstoff (30)

Farbe	Beschreibung
schwarzer Wasserstoff	hergestellt aus Steinkohle
brauner Wasserstoff	hergestellt aus Braunkohle
grauer Wasserstoff	hergestellt mittels Dampfreformierung aus Methan, Freisetzung von CO ₂ , derzeit am häufigsten eingesetzt
blauer Wasserstoff	hergestellt aus fossilen Energieträgern, allerdings Abscheidung des entstehenden CO ₂ , sodass es nicht in die Atmosphäre gelangt, derzeit nicht im großen Stil verfügbar
türkiser Wasserstoff	hergestellt durch Methanpyrolyse, derzeit nicht im großen Stil verfügbar
grüner Wasserstoff	hergestellt mittels Elektrolyse durch den Einsatz von erneuerbarem Strom
pinkter Wasserstoff	hergestellt mittels Elektrolyse durch den Einsatz von Strom aus Kernkraftwerken

Die derzeit benötigten Wasserstoffmengen (siehe Kapitel 3.3.3) werden durch grauen Wasserstoff gedeckt. Dieser wird mittels der katalytischen Dampfspaltung von Methan hergestellt, auch bekannt als Dampfreformierung. Da bei diesem Verfahren CO₂ in die Atmosphäre emittiert wird, wie das auch bei den Produktionsprozessen von schwarzem und braunem H₂ der Fall ist, gilt dieser Wasserstoff als nicht erneuerbar (31). Die derzeit vielversprechendste Alternative zu CO₂-intensiven Verfahren der Wasserstoffproduktion stellt die mit erneuerbarem Strom betriebene Elektrolyse dar (31). Der so produzierte Wasserstoff wird auch „grüner Wasserstoff“ genannt (30).

In der Wasserstoffstrategie für Österreich, die von der österreichischen Regierung für die Erreichung der Klimaziele im Zusammenhang mit der Nutzung von Wasserstoff entwickelt wurde, wird eine andere Klassifikation von Wasserstoff verwendet. Darin wird zwischen erneuerbarem und klimaneutralem Wasserstoff unterschieden, wobei beide Formen des Wasserstoffs als Energieträger im zukünftigen Energiesystem Platz finden. Damit Wasserstoff als erneuerbar gilt, muss die Produktion von Wasserstoff durch den Einsatz von erneuerbarem Strom mittels Elektrolyse erfolgen; nach dem oben beschriebenen System handelt es sich hierbei um grünen Wasserstoff. Ebenso als erneuerbar gilt jener Wasserstoff, der aus Biomasse nachhaltigen Ursprungs produziert wird. Als klimaneutraler Wasserstoff wird nach dem obigen System blauer und türkiser Wasserstoff bezeichnet, also die Herstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern, wobei das anfallende CO₂ abgeschieden wird und nicht in die Atmosphäre gelangt, und die Wasserstoffproduktion durch Methanpyrolyse. Voraussetzung dafür ist ein entsprechender Reifegrad der jeweiligen Technologien. Beim blauen Wasserstoff ist überdies darauf zu achten, dass die CO₂-Abscheidung ohne Freisetzung von Treibhausgasen erfolgen muss sowie dass die Ausscheidung von CO₂ entlang der Förder-, Transport- und Verarbeitungsketten zu 100 % ausgeschlossen werden kann. Erfolgt die Abscheidung von CO₂ beim blauen Wasserstoff mittels Nuklearenergie, fällt der hergestellte Wasserstoff nicht in die Kategorie klimaneutral. (19)

Des Weiteren wird laut Wasserstoffstrategie pinker Wasserstoff, hergestellt mittels Elektrolyse durch Strom aus Kernenergie, nicht als klimaneutral gesehen (19). Das unterstreicht die Tatsache, dass der durch Elektrolyse erzeugte Wasserstoff nur so grün ist wie der Strom, der für den Betrieb der Elektrolyse eingesetzt wird. Besteht der eingesetzte Strommix zu einem großen Teil aus fossil erzeugtem Strom, fallen bei der Elektrolyse mehr CO₂-Emissionen an als bei der Dampfreformierung, wie in Abbildung 5 zu sehen.

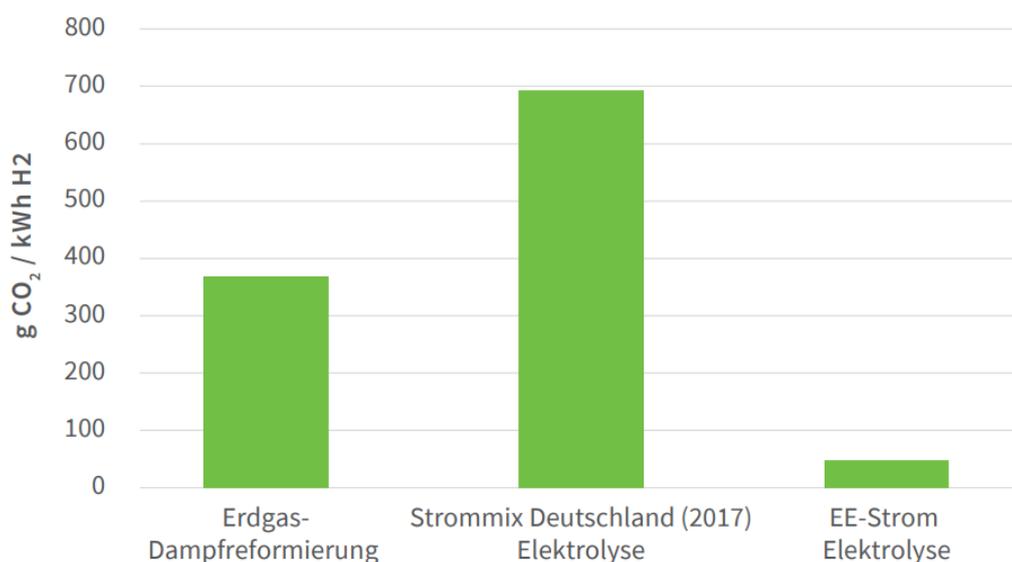


Abbildung 5: Treibhausgasemissionen nach Wasserstoff-Herstellungsarten in Deutschland 2017 (26)

Hier gilt zu sagen, dass der Strommix in Deutschland im Jahr 2017 einen Emissionsfaktor von 486g CO₂/kWh aufwies, wobei der Emissionsfaktor des österreichischen Strommix bei rund einem Viertel dieses Wertes lag. Dies liegt daran, dass der Strom in Österreich zu mehr als 80 % aus Erneuerbaren Energien stammt (26,32). Da der Ersatz von derzeit fossil produziertem Wasserstoff durch erneuerbaren Wasserstoff eines der Dekarbonisierungspotenziale der Industrie darstellt, wird durch diese Abbildung veranschaulicht, dass dafür die Verfügbarkeit von Erneuerbarem Strom essenziell ist. Denn obwohl beim Betrieb des Elektrolyseurs in keinem Fall Treibhausgase emittiert werden, hat doch der eingesetzte Strom einen Einfluss auf die Klassifizierung des erzeugten Wasserstoffs (19).

3.3.3 Derzeitiger und geplanter Wasserstoffeinsatz in den Sektoren

In Österreich wird Wasserstoff derzeit als Ausgangsstoff in der chemischen und petrochemischen Industrie eingesetzt. Der Wasserstoffbedarf, der daraus resultiert, beläuft sich in Österreich auf 140.000 Tonnen (oder 4,7 TWh) pro Jahr, produziert fast vollständig aus fossilen Quellen (siehe Kapitel 3.3.2). Da erneuerbarer Wasserstoff ein hochwertiger Energieträger ist, soll der Einsatz von Wasserstoff in Zukunft vervielfacht werden. Das breite Spektrum an Anwendungsmöglichkeiten von H₂ umfasst unter anderem die Erzeugung von hohen Temperaturen in Verbrennungsprozessen. Auch ein großes Thema bei den Einsatzgebieten von Wasserstoff ist die Speicherung von Energie, die im nachfolgenden Unterkapitel eigens betrachtet wird (19).

Es muss davon ausgegangen werden, dass erneuerbarer Wasserstoff in Zukunft nur in begrenzten Mengen verfügbar sein wird (19). Daher soll Wasserstoff einerseits aus Exergiegründen vor allem in Hochtemperaturanwendungen Einsatz finden und andererseits gezielt in jenen Sektoren eingesetzt werden, die als schwer dekarbonisierbar gelten und nicht elektrifiziert werden können, auch „hard-to-abate-Sektoren“ genannt. Dazu zählen einerseits die energieintensive Industrie und andererseits der Sektor Mobilität (33). Laut Angaben sind rund 30 % der gesamten jährlichen CO₂-Emissionen den hard-to-abate-Sektoren zuzuschreiben, was die Wichtigkeit der Dekarbonisierung dieser Sektoren und somit den Einsatz von Wasserstoff unterstreicht (34). Keine Anwendung soll Wasserstoff in jenen Sektoren finden, in denen es günstigere oder effizientere Alternativen zur Nutzung fossiler Brennstoffe gibt. Dazu zählen beispielsweise die Bereiche Niedertemperaturprozesse und PKW-Mobilität. Die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme durch den Einsatz von Wasserstoff würde zu einem erheblichen Exergieverlust führen (19).

Im Bereich der energieintensiven Industrie soll Wasserstoff vorrangig in bestimmten Hochtemperaturprozessen angewendet werden (19). Hier weist vor allem der Sektor Eisen und Stahl ein hohes Potenzial auf, Kohle durch Wasserstoff zu ersetzen und Stahl über das sogenannte Direktreduktionsverfahren herzustellen. Dadurch können große Mengen an CO₂-

Einsparungen erzielt werden (31). Auch im Zementsektor bietet Wasserstoff Dekarbonisierungspotenziale (35). Außerdem soll Wasserstoff auch weiterhin stofflich im Sektor Chemie und Petrochemie genutzt werden (19). Um Erdgas in den industriellen Anwendungen zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme durch Wasserstoff ersetzen zu können, müssen neue Technologien entwickelt bzw. bestehende Technologien angepasst werden. Dies ist zum Beispiel bei den industriellen Brennern der Fall, die für den Einsatz mit Wasserstoff „H₂-ready“ gemacht werden müssen. Der technologische Reifegrad für Turbinen mit reinem Wasserstoffbetrieb beträgt derzeit 7. Schätzungen zufolge könnten reine Wasserstoffturbinen ab 2030 kommerziell verfügbar sein (36).

Der Transportsektor war historisch gesehen von fossilen Brennstoffen abhängig. In Österreich ist der Sektor Verkehr für ein Drittel des energetischen Endverbrauchs verantwortlich (21). Durch Wasserstoff wird eine wichtige Möglichkeit geboten, diesen Sektor zu dekarbonisieren und nachhaltig zu gestalten (37). In gewissen Bereichen des Schwerverkehrs bietet der Einsatz von Wasserstoff gegenüber Strom einige Vorteile wie zum Beispiel eine schnellere Betankung oder eine höhere Reichweite, obwohl elektrisch betriebene Fahrzeuge einen besseren Wirkungsgrad aufweisen. Aufgrund des frühzeitigen Stadiums der Wasserstofftechnologien ist ggf. davon auszugehen, dass sich der Wirkungsgrad noch erhöhen wird (38). Auch in der Schiff- und Luftfahrt stellt der Einsatz von aus H₂ produzierten E-Fuels einen wichtigen Pfad zur Dekarbonisierung dar (19).

3.3.4 Speicherung von Wasserstoff

Die verschiedenen Formen der Wasserstoffspeicherung stellen wichtige Komponenten im zunehmend dekarbonisierten Energiesystem dar. Dabei unterscheidet man zwischen der physikalischen Speicherung von Wasserstoff in Reinform, wie beispielsweise in Untertagespeichern, der physikalisch gebundenen Wasserstoffspeicherung, wie zum Beispiel in Form von Metallhydriden, und der chemisch gebundenen Speicherung von H₂, wie in E-Fuels. Die verschiedenen Formen, in denen Wasserstoff gespeichert werden kann, ist in Abbildung 6 zu sehen. Wasserstoff und seine Derivate können auf unterschiedliche Art und Weise gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt zur stofflichen Nutzung, als Brennstoff oder in Form von Strom durch Rückverstromung über Brennstoffzellen, zur Verfügung gestellt werden. Dies bedeutet die Bereitstellung von kurz- und langfristiger Flexibilität im Energiesystem über saisonale Speicherung (28).

Für die Speicherung von Wasserstoff in Reinform müssen zusätzliche Schritte gesetzt werden. Wie in Kapitel 3.3.1 erläutert, ist die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff sehr gering. Für die Speicherung einer relevanten, nutzbaren Energiemenge in Form von Wasserstoff wird deshalb bei der Einspeicherung von H₂ dessen Dichte erhöht, was durch Temperatur- und

Druckänderungen erreicht werden kann. In Hochdruckspeichern erfolgt beispielsweise eine Komprimierung auf bis zu 700 bar (28).

Als Wasserstoffderivate bezeichnet man Stoffe, die in einem weiteren Prozessschritt aus Wasserstoff hergestellt werden. Dazu zählen unter anderem Ammoniak, Methanol und E-Fuels, die sowohl auf stofflicher Ebene fossile Grundstoffe ersetzen als auch energetisch genutzt werden können. Wasserstoffderivate sind wichtige Stoffe im Zusammenhang mit der Speicherung von Wasserstoff (31).

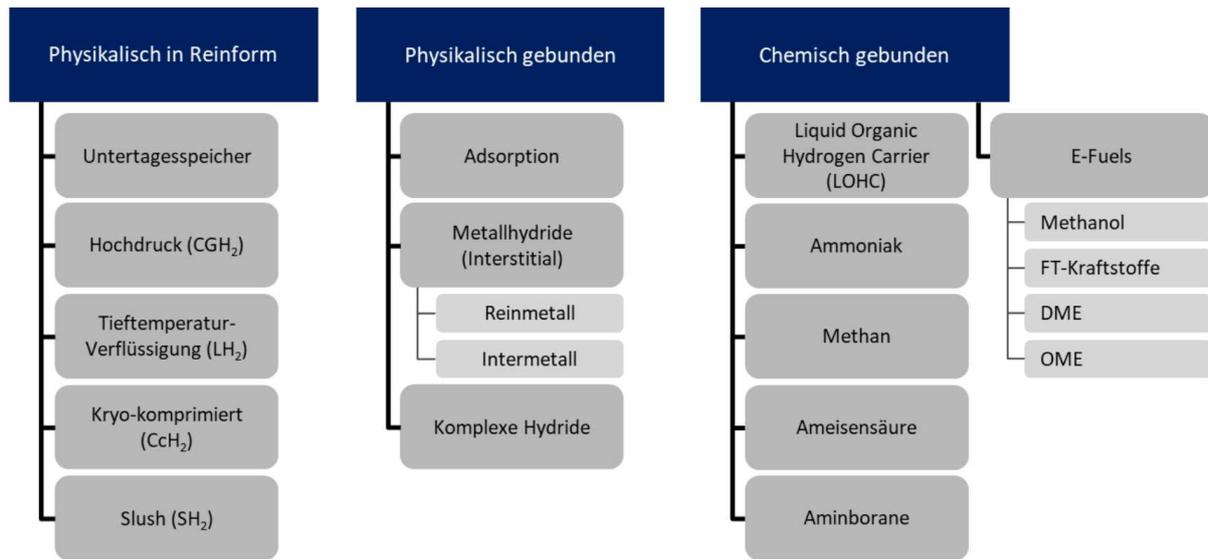


Abbildung 6: Kategorisierung verschiedener Wasserstoff-Speichertechnologien aufgrund der chemisch-physikalischen Prozesse (28)

Auf die einzelnen Formen der Wasserstoffspeicherung im Detail einzugehen, würde über den Rahmen dieser Arbeit hinausgehen. Allerdings ist die Integration von Wasserstoffspeichern ein wesentlicher Bestandteil beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur sowie bei der Erzeugung und dem Transport der notwendigen Wasserstoffmengen zur Deckung des Bedarfs in Europa und Österreich.

Der Aspekt der Einspeicherung von Wasserstoff in Untertagespeichern wie Salzkavernen und ausgeförderten Erdgaslagerstätten wird beispielsweise bei der Planung der Wasserstoffinfrastruktur in Europa berücksichtigt (28). Eine weitere wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem werden Hochdruckspeicher spielen, die auch jetzt schon ein essenzieller Bestandteil von Elektrolyseanwendungen sind. Der mittels Elektrolyse produzierte Wasserstoff wird in Hochdruckspeichern zwischengespeichert, bevor dieser weiter eingesetzt wird. Auch bei der Herstellung von Stoffen, in denen Wasserstoff physikalisch oder chemisch gebunden vorliegt, sind Hochdruckspeicher ein wichtiges Bindeglied (28).

Da die Mengen an benötigtem erneuerbarem Wasserstoff in Europa nicht ausschließlich per Pipelines importiert werden können, ist der Transport von Wasserstoffderivaten über weite Strecken via Schiff, in denen Wasserstoff chemisch oder physikalisch gebunden vorliegt, ein essentieller Faktor für die großflächige Einbindung von Wasserstoff in das Energiesystem (39). Dafür sind große Häfen in Europa als Importstandorte der Derivate von Wasserstoff nach Europa geplant, worauf in Kapitel 3.6 näher eingegangen wird. Vor Ort soll die Rückumwandlung zu Wasserstoff und die H₂-Einspeisung in das übergeordnete geplante paneuropäische Wasserstoffnetz erfolgen (37). Der Transport via Schiff ist laut der Agora-Studie „Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland“ allerdings mit höheren Kosten verbunden als der H₂-Transport via Pipelines und wird daher derzeit als eher unwahrscheinliche Wasserstofftransportmöglichkeit in großem Stil gesehen (40).

3.4 Sektorkopplung durch Elektrolyse

Wie in Kapitel 3.3.2 erläutert, stellt die durch erneuerbaren Strom betriebene Elektrolyse die derzeit vielversprechendste Herstellungsart von erneuerbarem H₂ dar. Bei der Elektrolyse wird Wasser mithilfe von elektrischer Energie in seine Bestandteile Wasserstoff H₂ und Sauerstoff O₂ aufgespalten. Dabei wird die eingesetzte elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt und im Wasserstoff gespeichert (31). Für die Herstellung von einer Tonne H₂ (33,33 MWh) werden ca. 50 MWh Strom und 9.000 Liter Wasser benötigt (35).

Durch den Einsatz von Strom zur Herstellung von Wasserstoff zählt die Elektrolyse zu den „Power-to-Gas“-Technologien (PtG). PtG-Technologien können eine sektorkoppelnde Funktion im Energiesystem übernehmen (31). Unter dem Begriff Sektorkopplung wird die energietechnische und die energiewirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen verstanden. Durch die Nutzung von Erneuerbarem Strom auch in anderen Sektoren wie Verkehr, Wärme und Industrie soll die Sektorkopplung einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten, da damit die Möglichkeit gegeben wird, derzeit durch fossile Energieträger dominierte Sektoren, wie Verkehr und Wärme, klimaneutral zu machen (siehe Kapitel 3.3.3) (41).

Der Vorteil der Erzeugung von H₂ aus erneuerbarem Strom liegt allerdings überdies auch in der Möglichkeit der Bereitstellung von Langzeit-Speicherkapazitäten und der Entlastung des Stromnetzes (31). Durch den hohen Ausbau von Wind und Photovoltaik (PV) Kapazitäten für die Erzeugung von erneuerbarem Strom ist das elektrische Netz immer größeren Belastungen ausgesetzt. Dies ist darin begründet, dass die Nutzung von Sonne und Wind eine hohe volatile Stromeinspeisung zur Folge hat. Das Stromnetz ist ein hochkomplexes System und reagiert sehr sensibel auf Einspeise- und Verbrauchsschwankungen. Damit dieses System funktioniert, muss zu jedem Zeitpunkt gleich viel elektrische Energie in das Stromnetz eingespeist werden,

wie auch verbraucht wird. Gleichzeitig müssen auch die Stromleitungen über entsprechende Leistungen verfügen, um den erzeugten Strom transportieren zu können. Das ursprüngliche Stromnetz war bei dessen Planung darauf ausgelegt, den Strom von großen Erzeugereinheiten auf den Netzebenen mit hoher Spannung zu den einzelnen Verbrauchern auf den niedrigen Spannungsebenen zu transportieren, wodurch eine klare Lastflussrichtung gegeben war. Durch die dezentrale Einspeisung von PV und Wind, die teils auch auf niedrigeren Spannungsebenen erfolgt, kommt es zu einer Umdrehung dieser Lastflussrichtung. Um diesen Herausforderungen gewachsen zu sein, wird derzeit an der Verstärkung gewisser Leitungen und dem Ausbau des Stromnetzes gearbeitet. Dies ist allerdings mit hohen Kosten und teils mit großem Aufwand verbunden. Als vielversprechende Alternative zur Entlastung des Stromnetzes wird in diesem Zusammenhang die Erzeugung von Wasserstoff aus diesen volatil erzeugten Stromüberschüssen gesehen (42,43).

3.5 Geplante Wasserstoffaufbringung

Eine entscheidende Voraussetzung für die großflächige Einbindung von Wasserstoff ist die Verfügbarkeit von Wasserstoff in ausreichendem Maße. Für die Aufbringung der benötigten Wasserstoffmengen in Europa gibt es globale und europäische Pläne wie auch geplante Elektrolyseure innerhalb Österreichs.

3.5.1 Global

Auf globaler Ebene können Wasserstoffimporte nach Europa entweder via Pipelines oder via Schifftransport erfolgen. Ob der Transport via Pipeline oder via Schiff gewählt wird, hängt von den geographischen Gegebenheiten ab. Derzeit ist eine Wasserstoffleitung geplant, die Nordafrika mit Süditalien verbinden soll. In Nordafrika soll kostengünstiger Strom aus PV für die Produktion von Wasserstoff verwendet werden. Der dort erzeugte Wasserstoff soll dann in Süditalien in das übergeordnete europäische Wasserstoffnetz eingespeist werden, von wo aus die Verteilung vor allem in den mittel- und osteuropäischen Raum geplant ist (37).

Wird Wasserstoff an einem anderen Ort als Nordafrika, Nord- oder Osteuropa erzeugt, wobei zweiteres vor allem in Deutschland stark diskutiert wird, muss dieser via Schiff transportiert werden. In diesem Fall erfolgt der Wasserstofftransport nicht in Reinform, sondern in Form seiner Derivate, wie beispielsweise Ammoniak oder Methanol. Eine Studie hat sich mit möglichen Kosten des erzeugten Wasserstoffs in diversen Ländern inklusive Transport nach Europa beschäftigt. Die Ergebnisse der Studie sind in Abbildung 7 dargestellt (39).

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass Transport via Pipeline billiger ist als via Schiff. Die Mehrkosten beim Schifftransport entstehen einerseits durch entsprechende Aufwände in der Umwandlung und Rückwandlung des Wasserstoffs und andererseits durch zusätzliche Kosten

für die Transportschiffe. Außerdem wird damit gerechnet, dass für die Umwandlung und den Energiebedarf der Schiffe voraussichtlich noch bis zum Jahr 2040 der Einsatz von fossilen Energieträger erfolgen wird (18).

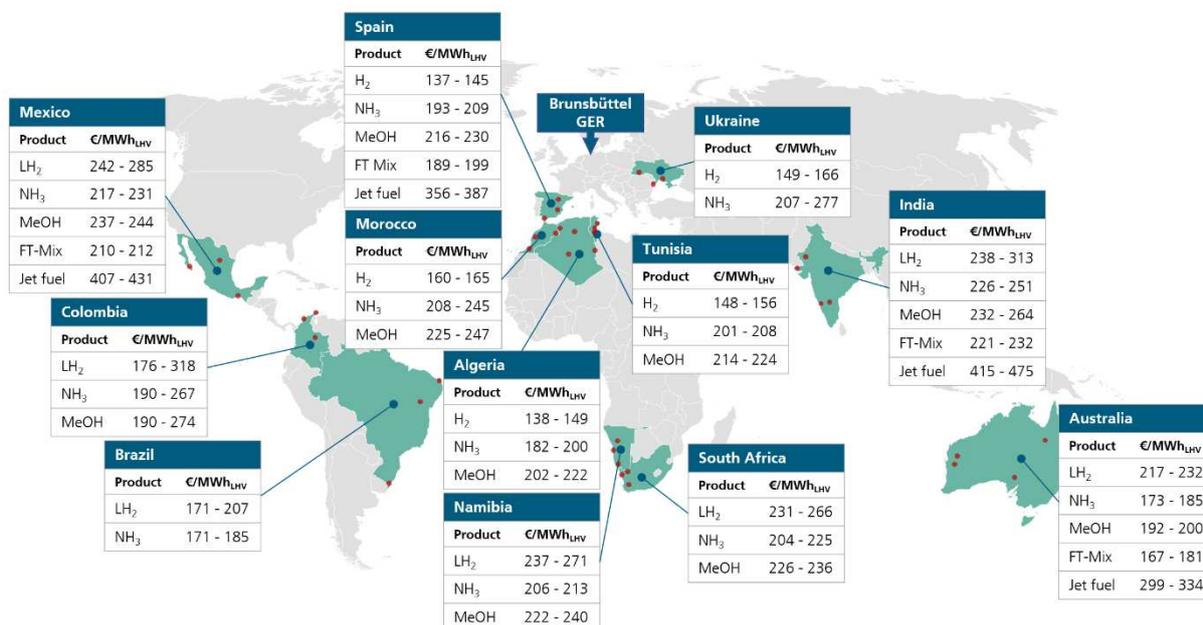


Abbildung 7: Mögliche Länder für den Import von Wasserstoff und dessen Derivate nach Deutschland samt Bereitstellungskosten einschließlich Transport (39)

Voraussichtlich wird der Import von Wasserstoff in Zukunft aus einer Vielzahl von Ländern erfolgen, in denen aufgrund einer hohen solaren Einstrahlung und somit effizienten PV-Auslastung niedrige Wasserstoffproduktionskosten erreicht werden können. Zum heutigen Zeitpunkt ist es schwer, genaue Mengen abschätzen zu können. Allerdings entstehen derzeit bereits konkrete Projekte und Energie-Partnerschaften zwischen vereinzelt Ländern in Bezug auf Wasserstoff, wie beispielsweise im Rahmen des „Lab of Tomorrow“ zwischen Österreich und Tunesien (18).

3.5.2 Europa

Der Ausbau Erneuerbarer wird in jedem europäischen Land forciert. Potenziale für die Erzeugung von erneuerbarem Strom aus Wind und PV sollen ausgeschöpft werden, um den Bedarf im eigenen Land zu decken und überdies Strom für den Betrieb von Elektrolyseuren zur Verfügung zu stellen. Betrachtet man das gesamte Erneuerbare Energiepotenzial Europas sieht man, dass zwischen den einzelnen Ländern große Unterschiede bestehen. Einige Länder werden laut Prognosen 2050 nach der Deckung des eigenen Strombedarfs und des Betriebs von Elektrolyseuren deutliche Überschüsse an Erneuerbarer Energie verzeichnen. Eine Studie des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung hat sich genau mit diesem Thema beschäftigt. Die Ergebnisse dieser Studie sind in Abbildung 8 zu sehen (44).

Theoretischer Hintergrund

Daraus lässt sich ableiten, dass in Europa Norwegen und Spanien die höchsten Potenziale an Überschussenergie aufweisen und somit als wichtige Produktionsstandorte für H₂ gesehen werden. Dieser Wasserstoff soll in das paneuropäische Wasserstoffnetz eingespeist werden, um Länder, die ihren Eigenbedarf nicht decken können, mit H₂ zu versorgen. Ein Defizit diesbezüglich werden vor allem Deutschland und die Niederlande haben, wie auch Belgien und die Tschechische Republik. Diese Länder werden auf Importe angewiesen sein. Österreich weist laut der Studie im Jahr 2050 einen geringen Überschuss an erneuerbarem Strom auf (44), sprich ist Brutto-Stromexporteur. Um den eigenen H₂ Bedarf zu decken sind, wie in weiterer Folge erklärt wird, dennoch Importe nötig.

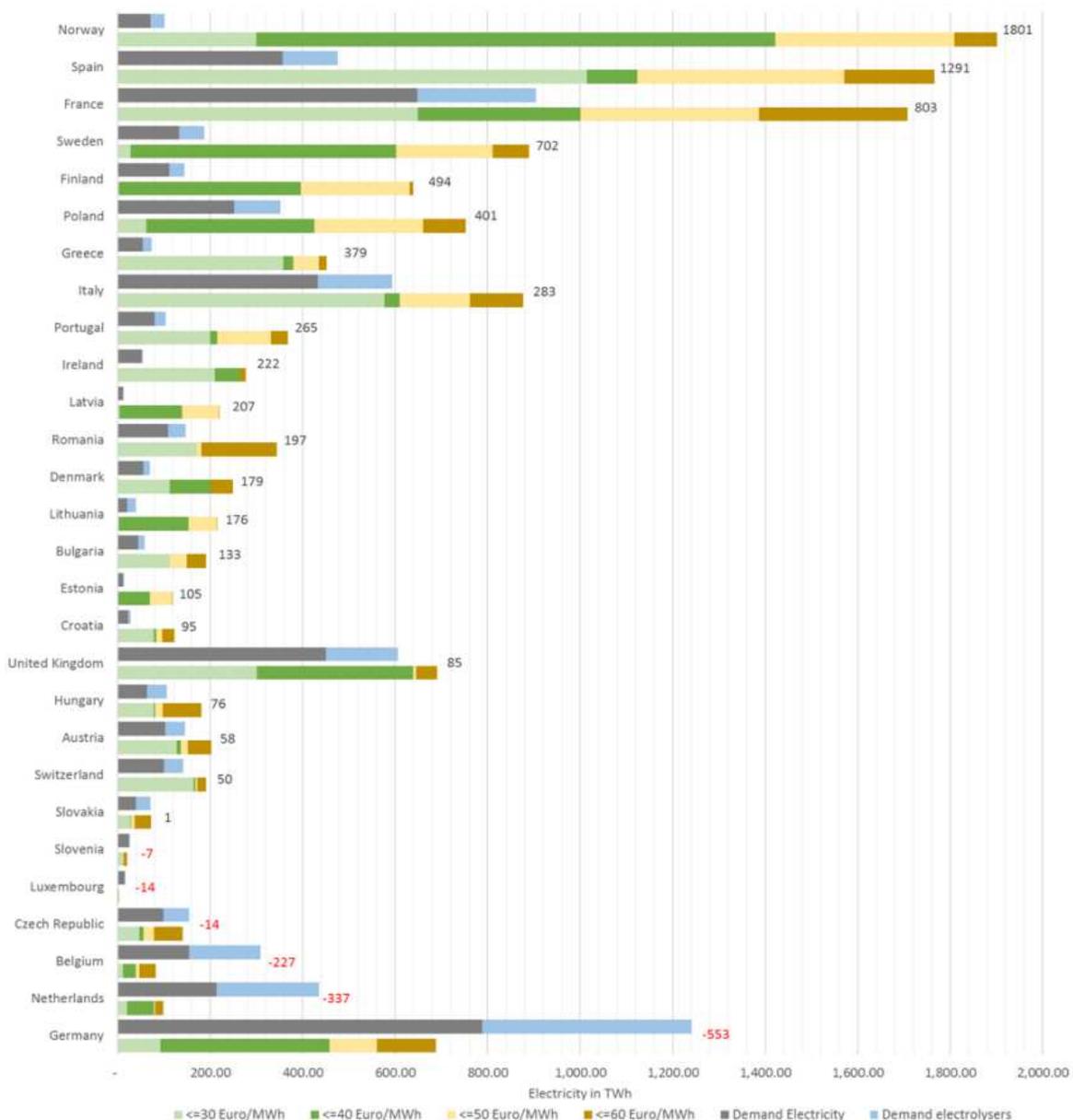


Abbildung 8: Schätzungen des erneuerbaren Energiepotenzials für einzelne europäische Länder zu Stromkosten von bis zu 60 €/MWh (44)

Der Grund für die hohen Überschüsse einzelner Länder liegt in den vorhandenen Wind- und PV-Potenzialen. In Norwegen gibt es beispielsweise große Potenziale für die Produktion von Strom und in weiterer Folge Wasserstoff an Offshore-Windstandorten in der Nordsee. Im Süden Europas ist die PV-Einstrahlung hoch, weshalb vor allem Spanien zu einem der vielversprechendsten Wasserstoffproduktionsstandorte in ganz Europa zählt. Auch Schweden und Finnland sowie die baltischen Staaten verfügen über nicht unbedeutende Ressourcen Erneuerbarer, weshalb auch diese Region für Wasserstoffprojekte als attraktiv gesehen wird (37).

3.5.3 National

Die derzeitig installierte Elektrolysekapazität in Österreich beträgt 13,25 MW_{el}. Der größte Elektrolyseur hat eine Leistung von 6 MW_{el} und wurde im Rahmen des Projekts „H2Future“ der voestalpine in Linz errichtet (45). Bis 2030 ist laut dem österreichischen Klima- und Energieplan eine Elektrolysekapazität von 1 GW_{el} geplant, wie in Kapitel 3.2.3 beschrieben. Um dies zu erreichen, müssen noch einige wichtige Projekte realisiert werden. Derzeit konkret geplante Projekte umfassen eine zusätzliche elektrisch installierte Elektrolyseleistung von rund 400 MW_{el} bis 2030. Das größte geplante Projekt ist „PanHy – Pannonian Green Hydrogen“. In zwei Ausbaustufen soll eine gesamte Elektrolyseleistung von 300 MW_{el} installiert werden. In einem ersten Schritt erfolgt die Errichtung einer 60 MW_{el} Elektrolyse bis zum Jahr 2027. Die Kopplung aus PV und Wind verspricht eine hohe Volllaststundenzahl und ermöglicht die Anbindung der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen an das elektrische Netz, die ohne Elektrolyse aus Netzgründen nicht angeschlossen werden könnten (25).

Die Mengen an H₂, die durch die geplante Elektrolyseleistung in Österreich von 1 GW_{el} im Jahr 2030 produziert werden sollen, liegen laut Wasserstoff-Strategie bei 3,5 TWh. Damit soll der Bedarf an grauem H₂ gedeckt werden (Erklärung siehe Kapitel 3.3.2). Für die Erzeugung dieser Menge an Wasserstoff wird von einer Volllaststundenanzahl von 5000 Stunden ausgegangen (19).

3.6 European Hydrogen Backbone

Die European Hydrogen Backbone (EHB) Initiative beschäftigt sich mit dem Aufbau einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur in Europa und verfolgt dabei das Ziel, den Weg zur Klimaneutralität in Europa zu beschleunigen. Ein paneuropäisches Wasserstoffnetz ist von entscheidender Bedeutung für einen effizienten Transport von Wasserstoff. Die Entwicklung einer frühzeitigen Infrastruktur für Wasserstoff soll einen wettbewerbsfähigen europäischen Energiehandel in Bezug auf die Nutzung erneuerbarer Energien und den Wasserstoffimport aus Drittländern ermöglichen. Weiters stärkt es die Sicherheit und Unabhängigkeit der Energieversorgung in Europa, da es Angebot mit Nachfrage verbindet und die Diversifizierung der Energiequellen ermöglicht (37).

Als die EHB-Initiative im Jahr 2020 in Folge des European Green Deal gegründet wurde, bestand sie aus 11 Mitgliedern. Seither ist das europäische Interesse an einem paneuropäischen Wasserstoffnetz stets größer geworden. Vor allem seit der Verkündung der REPowerEU-Klimaziele fordern wichtige Marktteilnehmer den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Europa. Dies hatte zur Folge, dass sowohl die EHB-Initiative als auch die Strategie zum Aufbau einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur in Europa kontinuierlich gewachsen sind. Derzeit zählt die EHB-Initiative 33 Mitglieder, die aus Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) aus 24 EU-Mitgliedsstaaten, Norwegen, dem Vereinigten Königreich, der Schweiz und der Ukraine bestehen. Aus österreichischer Sicht ist die Gas Connect Austria (GCA) Mitglied des European Hydrogen Backbone. Innerhalb der EHB-Initiative wird gemeinsam an einer Reihe von Projekten gearbeitet, die den Aufbau einer flächendeckenden Infrastruktur für Wasserstoff in Europa realisieren sollen. Durch die Zusammenarbeit der Netzbetreiber stehen Detailinformationen für die Planung zur Verfügung und außerdem können gewisse Ansichten von verschiedenen Mitgliedern validiert werden (37).

Bereits im Juli 2020 wurde die erste Veröffentlichung für geplante europäische Wasserstoffkorridore publik. Im November 2023 erfolgte die zweite Veröffentlichung, die Einblicke in den derzeitigen Stand der Entwicklungen liefert und die einzelnen geplanten Projekte näher beschreibt. Ein Überblick über das geplante Wasserstoffnetz inklusive der großen damit verbundenen Projekte ist in Abbildung 9 zu sehen (37). Die geplante europäische Wasserstoffinfrastruktur orientiert sich an bereits bestehenden Erdgasleitungen, die für den Betrieb mit Wasserstoff umgewidmet werden sollen, und definiert neu zu bauende Wasserstoffleitungen, die sich aufgrund auftretender H₂-Bedarfe oder Aufbringungspotenziale in den verschiedenen Regionen ergeben (33). Die Planung sieht derzeit vor, dass 31.500 Kilometer Wasserstoffleitungen noch bis 2030 in Betrieb gehen sollen. Rund 50% davon sollen durch Umrüstung entstehen (37).

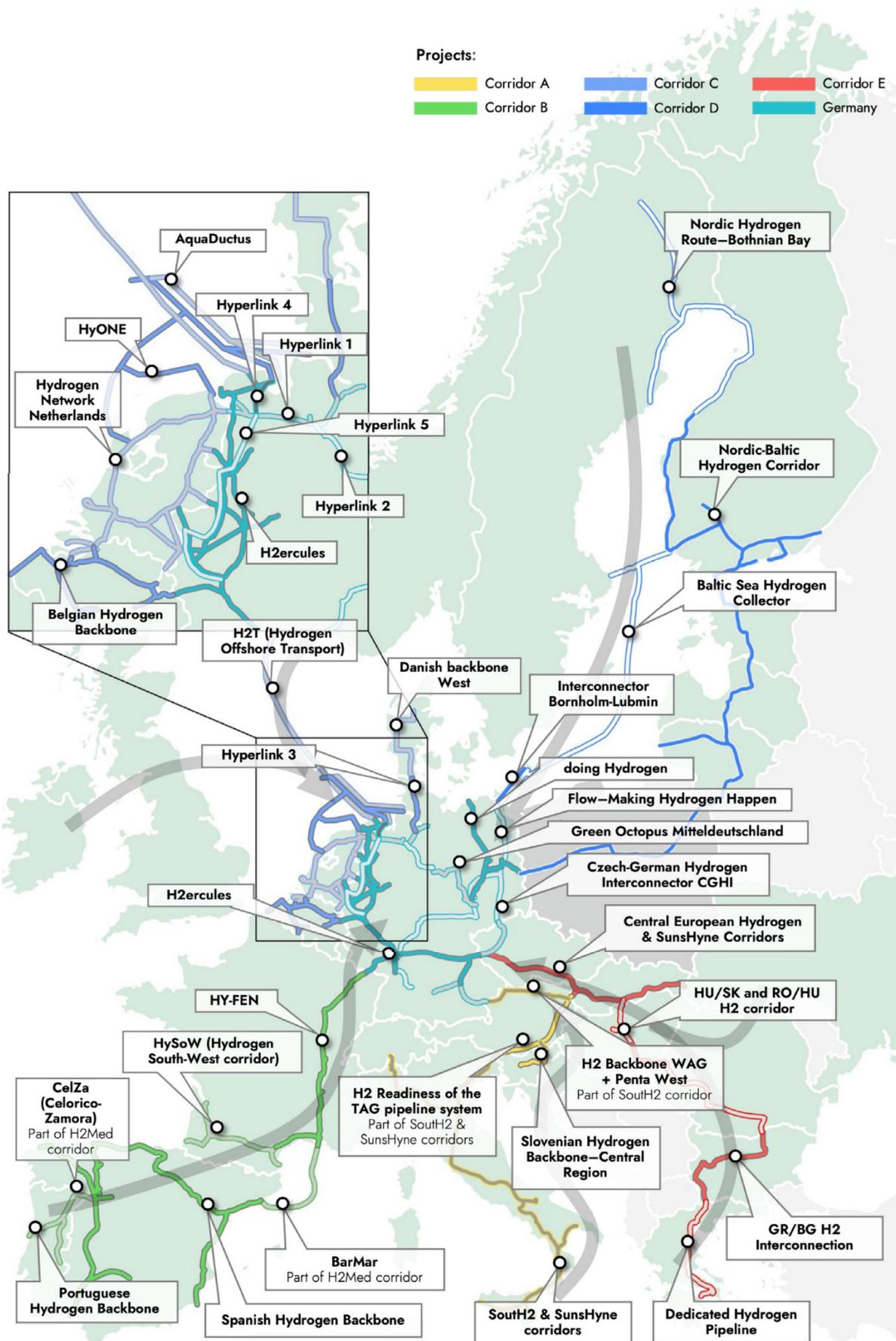


Abbildung 9: Geplantes Paneuropäisches Wasserstoffnetz (37)

Derzeit befinden sich die oben abgebildeten Projekte in der Entwicklungsphase und sollen mit Beginn des kommenden Jahrzehnts zur Verfügung stehen. Größere Initiativen wie der „SouthH2“- oder der „SunsHyne“ Korridor bündeln nationale Projekte, um vereinfachte Genehmigungsverfahren und politische Unterstützung zu erzielen. Als realistischer Zeitraum von der Einreichung bis zur Kommissionierung werden für die Projekte auf Fernleitungsebene 7 Jahre angesetzt. Aufgrund der starken Zusammenarbeit zwischen Stakeholdern der Industrie und Regulierungsbehörden wird davon ausgegangen, dass die Umsetzung auf nationaler und internationaler Ebene vielseitig unterstützt wird. Die nur noch relativ kurze Zeitspanne bis zum Jahr 2030, in dem schon ein Großteil des paneuropäischen Wasserstoffnetzes betrieben werden soll, zeigt die Dringlichkeit für die erfolgreiche Umsetzung der Projekte (37).

Die insgesamt 40 Projekte sind auf die 5 definierten Hauptkorridore A-E aufgeteilt. Korridor A „Nordafrika und Südeuropa“ soll dazu dienen, den erneuerbaren Wasserstoff aus Nordafrika und Süditalien nach Mitteleuropa zu transportieren. Für die Wasserstoffverteilung nach Mitteleuropa spielt Österreich eine entscheidende Rolle. Über die österreichischen Fernleitungen soll einerseits der regionale Bedarf Österreichs gedeckt werden und andererseits der Wasserstoff nach Deutschland und die Slowakei weitertransportiert werden. Ebenso werden die z.T. ausgeförderten Erdgaslagerstätten in Niederösterreich und Oberösterreich als vielversprechende Speichermöglichkeit von Wasserstoff gesehen. Diese Speicher sollen über die österreichischen Leitungen mit Wasserstoff befüllt werden (37).

Korridor B „Südwesteuropa und Nordafrika“ hat das Ziel, den Wasserstoff über Portugal, Spanien und Frankreich weiter nach Deutschland zu transportieren. „HMed“ ist hier das übergreifende Projekt, das die Verbindung der Wasserstoffnetze dieser Länder ermöglicht und somit eine sichere Versorgungskette von Portugal bis nach Deutschland herstellt. Um die erzeugten Mengen von Spanien zum Rest Europas transportieren zu können, ist die sogenannte „BarMar“-Leitung als Offshore-Pipeline im Mittelmeer geplant. Mit der „BarMar“-Leitung werden die geografischen Herausforderungen der Pyrenäen umgangen und die Onshore-Wasserstoffleitungen in Barcelona und Marseille verbunden (37).

Als weiterer möglicher Import für Wasserstoff nach Europa wird Korridor C über die Nordsee gesehen. Um die Potenziale der Wasserstoffproduktion an dortigen Offshore-Windstandorten nutzen zu können, wird an einer Wasserstoffleitung zwischen Norwegen und Deutschland gearbeitet. Auch die großen Häfen in den Niederlanden spielen in Korridor C eine wichtige Rolle. Dort ist geplant, Wasserstoffderivate über die Häfen in Rotterdam und Antwerpen nach Europa zu importieren, von wo aus der Wasserstoff weiter in den Westen Deutschlands transportiert werden soll. Erste Bauarbeiten des niederländischen Wasserstoffnetzes haben bereits im Oktober vergangenen Jahres begonnen (37).

Der Korridor D schafft eine Verbindung zwischen den nordischen und den baltischen Staaten. Sowohl eine Offshore-Pipeline durch die Ostsee, als „Baltic Sea Hydrogen Collector“ bezeichnet, als auch eine Onshore-Pipeline mit nur einem kurzen Offshore-Abschnitt zur Verbindung von Finnland mit Estland soll diese Regionen mit dem Rest Europas verbinden (37).

Als letzter Korridor soll der Korridor E eine Verbindung zwischen dem deutschen und österreichischen Wasserstoffnetz mit Ost- und Südosteuropa herstellen. Damit sollen Griechenland, Bulgarien, Rumänien, Ungarn, die Slowakei, die Tschechische Republik und die Ukraine mit Wasserstoff versorgt und gegebenenfalls auch der Import von Wasserstoff nach Zentraleuropa aus dem Osten ermöglicht werden. Der „SunsHyne“-Korridor durch Deutschland, die Tschechische Republik, die Slowakei bis zur Ukraine und der „SouthH2“-Korridor, der Süddeutschland und Österreich an den „SunsHyne“-Korridor anbinden wird, sind hier besonders zu erwähnen. Um sowohl den Transport aus Nordafrika als auch aus Osteuropa zu ermöglichen, ist besonders in Österreich und der Slowakei die technische Flexibilität des Fernleitungssystem von hoher Wichtigkeit (37).

Deutschland ist innerhalb der EHB- Initiative als eigenes Gebiet ausgewiesen, da dort die Verbindung der verschiedenen Korridore erfolgt und Deutschland somit Teil aller Korridore ist. Aufgrund der speziellen Rolle Deutschlands arbeiten die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber Seite an Seite mit allen angrenzenden Ländern an den einzelnen Projekten, um eine erfolgreiche Umsetzung zu gewährleisten (37).

Da sich all diese Projekte derzeit in der Entwicklungsphase befinden ist es möglich, dass es in Zukunft zu Änderungen der aktuellen Pläne kommt. Die EHB-Initiative wird in den kommenden Jahren immer wieder Berichte veröffentlichen, um den jeweils aktuellen Stand mit der Öffentlichkeit zu teilen und die Fortschritte beim Aufbau des Wasserstoffkernnetzes transparent zu machen. Diese Berichte werden einen detaillierten Einblick in die Entwicklungen und Herausforderungen bieten und helfen, das Verständnis für die EHB-Initiative zu fördern. Weiters soll sichergestellt werden, dass die Initiative den Anforderungen aller Beteiligten gerecht wird, wofür die Möglichkeit für Feedback von Interessensgruppen und der Öffentlichkeit besteht (37).

Um die mit dem Aufbau des paneuropäischen Wasserstoffnetzes verbundenen Investitionsentscheidungen in die Neuerrichtung und Umwidmung von Leitungen zu stützen, suchen die Verteilernetzbetreiber (VNB) nach vertraglichen Verpflichtungen mit zukünftigen Netznutzern (37). Der damit verbundene wirtschaftliche Aspekt und mögliche finanzielle Unterstützung für die Realisierung des Vorhabens der EHB-Initiative werden in Kapitel 4 näher diskutiert.

3.7 Aufbau des österreichischen und steirischen Gassystems

Um ein Umsetzungskonzept für die Transformation des steirischen Erdgasnetzes zu einer Transportinfrastruktur für erneuerbare Gase erstellen zu können, erfolgt zum Verständnis eine Beschreibung, wie das österreichische und explizit das steirische Gassystem derzeit aufgebaut ist. Das österreichische Gasnetz gliedert sich in vier Leitungsebenen, bestehend aus dem sogenannten Fernleitungsnetz mit einer gesamten Leitungslänge von ca. 2.000 km und dem Verteilernetz, das insgesamt eine Länge von rund 44.000 km aufweist. Das Verteilernetz beinhaltet alle Leitungen der Netzebenen 1, 2 und 3 (46). In Abbildung 10 ist die Struktur der Leitungsebenen dargestellt.

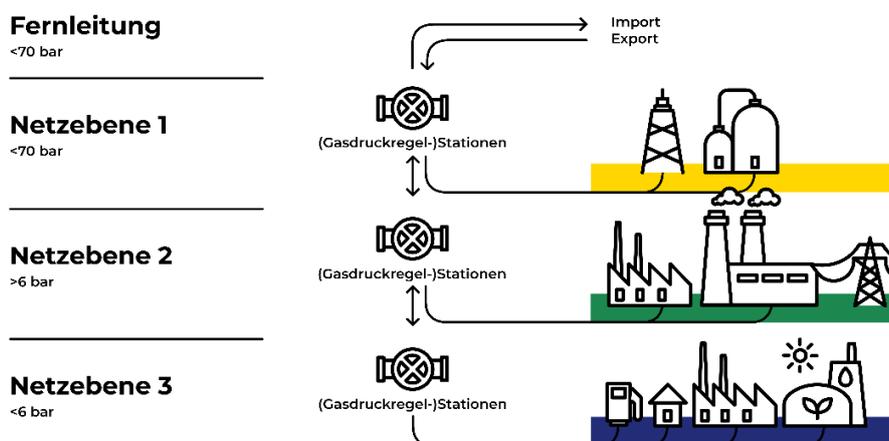


Abbildung 10: Aufbau der Leitungsebenen im österreichischen Gassystem (46)

Die höchste Ebene bilden die Fernleitungen. Diese sind Hochdruckleitungen und werden mit einem Druck von bis zu 70 bar betrieben. Das österreichische Fernleitungsnetz ist ca. 2.000 km lang und besteht aus den Leitungen Penta West, West Austria Gasleitung (WAG), March Baumgarten Gasleitung (MAP), Kittsee Petrezalka (KIP), Trans Austria Gasleitung (TAG) und Süd Ost Gasleitung (SOL), wobei die WAG und die TAG die Hauptachsen im österreichischen Fernleitungssystem darstellen. Die Fernleitungen dienen für den Gasimport und -export aus dem benachbarten Ausland. Die Verantwortung für die Koordinierung des Fernleitungsnetzes liegt bei der AGGM (46).

Die Verteilerleitungen der Netzebene 1 (NE1) werden ebenso mit einem Druck von bis zu 70 bar betrieben. Sie dienen dem Zweck des überregionalen Gastransports innerhalb Österreichs und dem Anschluss der Gasspeicheranlagen. Die Verantwortung liegt hier abermals bei der AGGM, die für die Steuerung der Verteilernetz-Ebene 1 zuständig ist. Durch die Steuerung der Gasflüsse im österreichischen Gasnetz kann eine Versorgungssicherheit mit Gas gewährleistet werden (46).

Die Verteilerleitungen der Netzebenen 2 und 3 (NE2 und NE3) dienen der regionalen Verteilung und befördern das Gas zu den EndkundInnen. Große Industriebetriebe sind an der

Netzebene 2 angeschlossen, das mit einem Druck von >6 bar betrieben wird. Der Großteil der EndkundInnen wird allerdings über die Netzebene 3 versorgt, die als Niederdruckleitungssystem mit einem Druckniveau <6 bar geführt wird. Die Steuerung der Netzebenen 2 und 3 obliegt den jeweiligen Netzbetreibern (46). In Abbildung 11 sind die Leitungen des österreichischen Fernleitungs- und Verteilernetzes abgebildet, wobei die Leitungen der Netzebene 3 nur vereinzelt eingezeichnet sind. Weiters sind die großen Gasspeicherstätten Österreichs zu sehen.

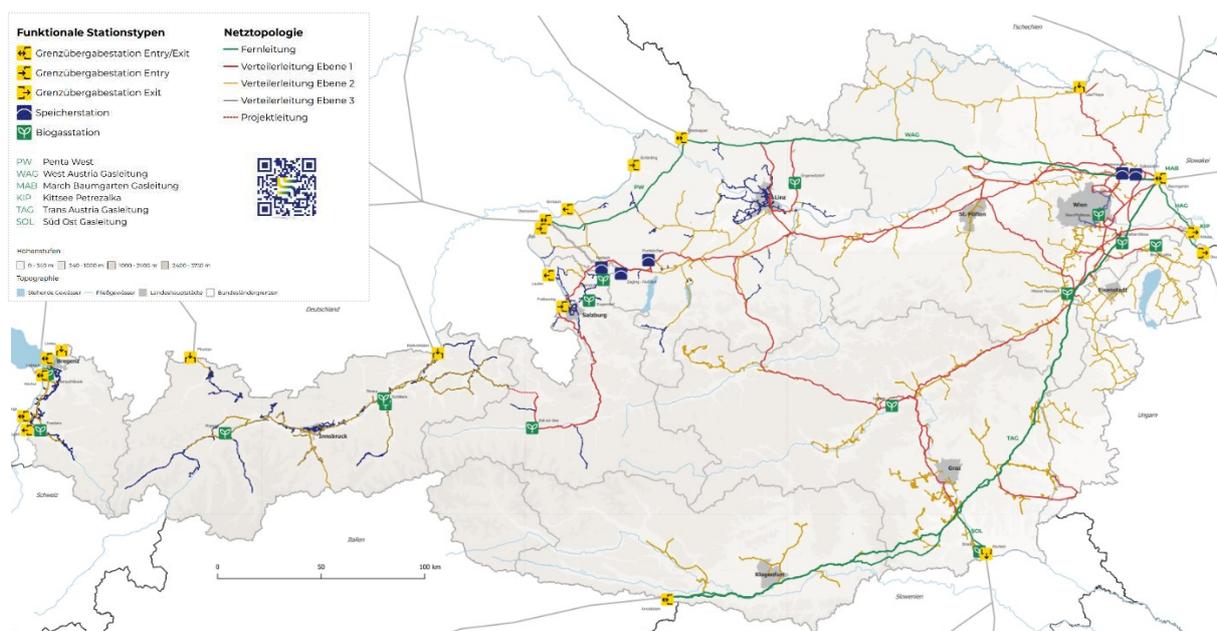


Abbildung 11: Derzeitige Gasinfrastruktur in Österreich (46)

Da sich die Arbeit mit dem Thema des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur in der Steiermark beschäftigt, ist eine detaillierte Beschreibung des derzeitigen steirischen Gasnetzes von Relevanz, das in Abbildung 12 dargestellt ist. Durch die Steiermark laufen zwei der großen Leitungen des österreichischen Fernleitungsnetzes: die TAG und die SOL. Die TAG kommt aus dem Südwesten aus Kärnten, verläuft durch die südliche Steiermark und geht im Nordosten weiter nach Niederösterreich. Das Netzgebiet der Energienetze Steiermark umfasst das abgebildete CH_4 -Verteilernetz. Die Gas-Einspeisepunkte in das steirische Gasnetz befinden sich am Semmering (Osten), von wo aus das Gas je nach Lastflussrichtung entweder aus Niederösterreich kommt oder nach Niederösterreich fließt, am Pyhrn (Norden), wo das steirische Gasnetz mit dem oberösterreichischen Gasnetz verbunden ist, und in Weitendorf (Süden), wo die direkte Anbindung an die TAG vorhanden ist. Die Anbindung an das oberösterreichische Gasnetz im Norden ist die kürzeste Verbindung zu den österreichischen Gasspeichern.

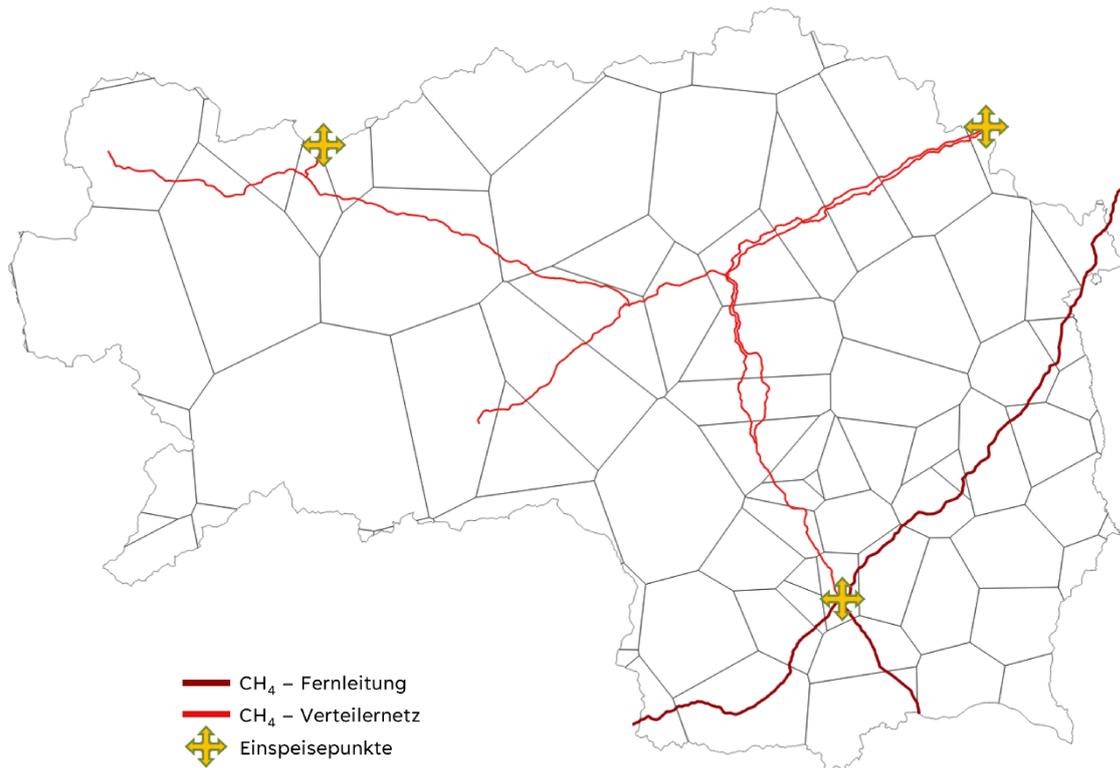


Abbildung 12: derzeitiges Gasnetz in der Steiermark

3.8 Derzeit geplantes Wasserstoffkernnetz in Österreich und der Steiermark

Für den Aufbau des paneuropäischen Wasserstoffnetzes auf Verteilernetzebene ist in Österreich die Umwidmung der bisher erdgasführenden WAG, TAG, Penta West und SOL-Leitungen vorgesehen, wie in Abbildung 9 zu sehen. Dies ist möglich, da diese Leitungen durch mehrere parallele Stränge ausgeführt sind und somit die Umwidmung einer der Stränge bedeutet, dass trotzdem noch eine Versorgung mit Erdgas/Biomethan möglich ist. Allein die TAG soll eine H₂-Importkapazität von 168 GWh/Tag zur Verfügung stellen. Des Weiteren soll die sogenannte „H₂ Collector Ost“-Leitung gebaut werden, die erneuerbaren Wasserstoff aus dem Burgenland nach Niederösterreich und Wien transportieren wird. Es erfolgt also ein Aufbau einer übergeordneten Parallelinfrastruktur im österreichischen Gasnetz, um eine Versorgung sowohl mit CH₄ als auch mit H₂ sicherstellen zu können (47).

In der Steiermark ist auf Fernleitungsebene die TAG die wichtigste Leitung für die zukünftige Versorgung der Steiermark mit Wasserstoff. Auf Verteilernetzebene ist die wichtigste Leitung in Bezug auf den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur die sogenannte Südschiene-Leitung. Der erste Leitungsabschnitt verbindet Steinhaus am Semmering mit Bruck (S1), der zweite Leitungsabschnitt verbindet Bruck mit Rein (S2) und der dritte Leitungsabschnitt, der sich

gerade in der Planungsphase befindet, verbindet Bruck mit St. Michael (S3). Für eine redundante Wasserstoffversorgung in der Steiermark ist ein vierter Leitungsabschnitt der Südschiene-Leitung (S4) zwischen Rein und Weitendorf notwendig, wofür es noch keinen Umsetzungsauftrag gibt (48). Das geplante Wasserstoffkernnetz in der Steiermark ist in Abbildung 13 zu sehen.

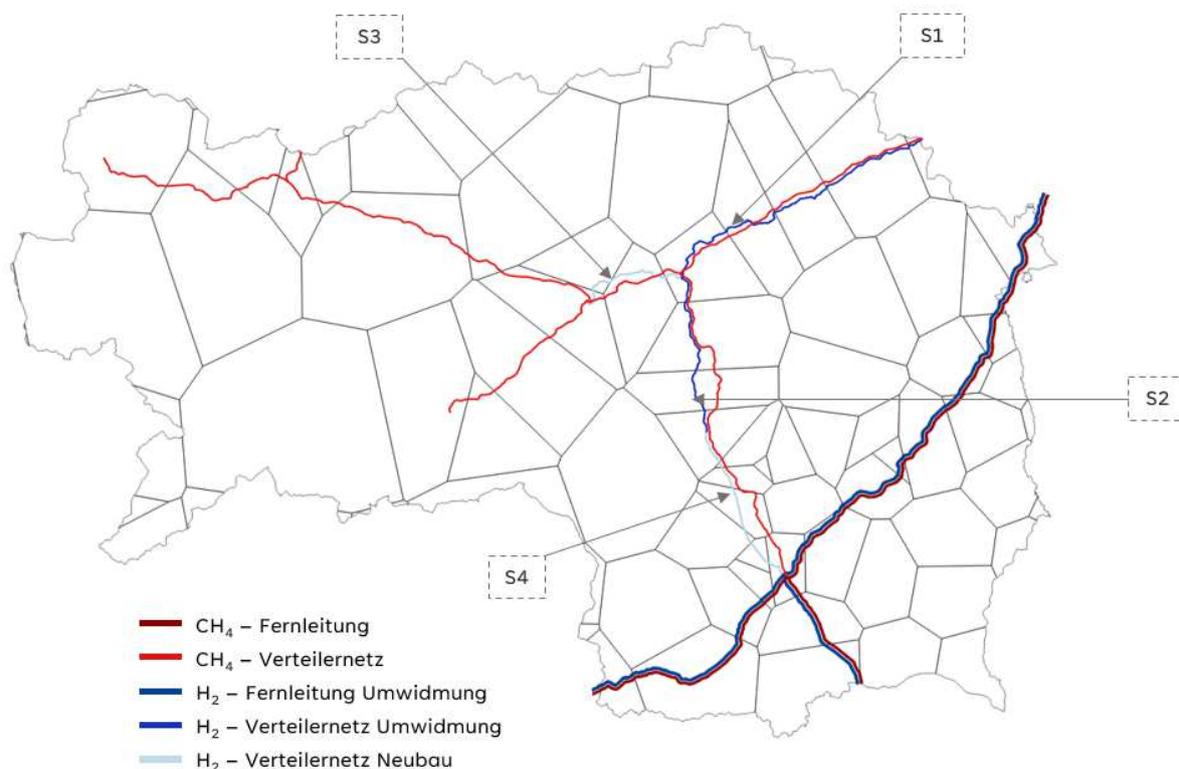


Abbildung 13: Geplantes Wasserstoffnetz in der Steiermark 2040

Übergeordnet gibt es österreichweit auf Verteilernetzebene bereits konkrete Pläne, wie das Wasserstoffnetz 2040 aussehen soll. Wie die zeitliche Abfolge der Umwidmung und des Neubaus der einzelnen Leitungen erfolgen soll, ist allerdings noch nicht ganz klar. Aus unterschiedlichen Quellen gehen verschiedene Pläne hervor, wobei auch die Steiermark davon betroffen ist.

Der integrierte österreichische Netzinfrstrukturplan (ÖNIP) sieht für den Aufbau eines Wasserstoffnetzes in der Steiermark vor, bis 2030 die Umwidmungen der S1- und S3-Leitungen durchzuführen. In einem zweiten Schritt sollen bis 2040 die S2-Leitung umgewidmet und die S4-Leitung errichtet werden (siehe Abbildung 14 und Abbildung 15) (49).

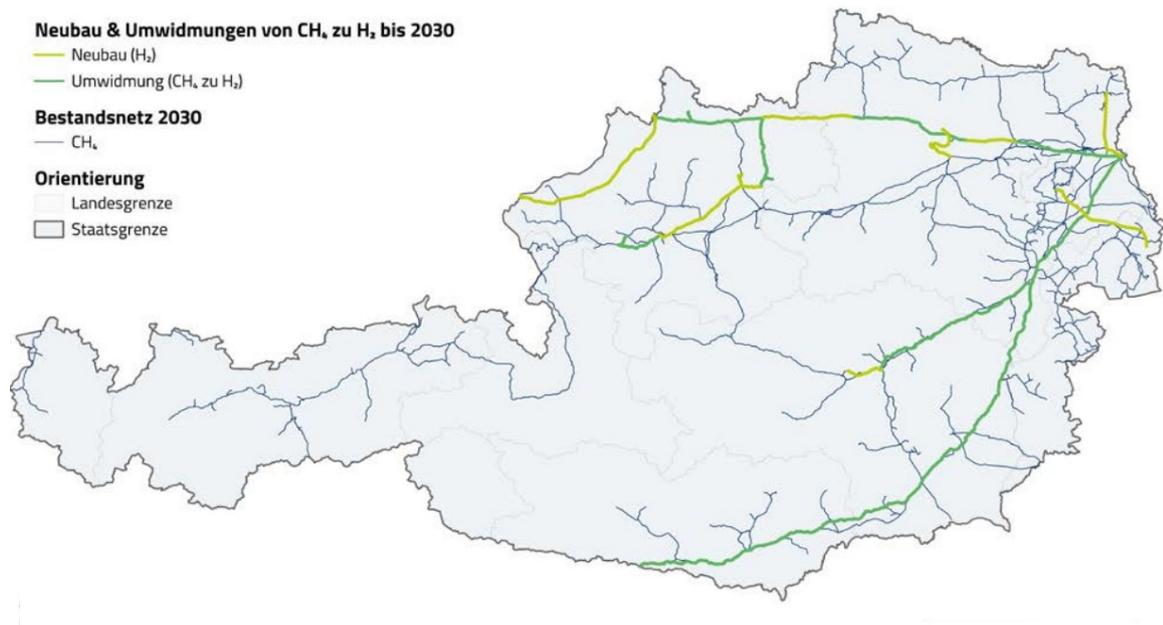


Abbildung 14: Neubau von H₂-Leitungen und Umwidmung bestehender CH₄-Leitungen bis 2030 laut ÖNIP (49)

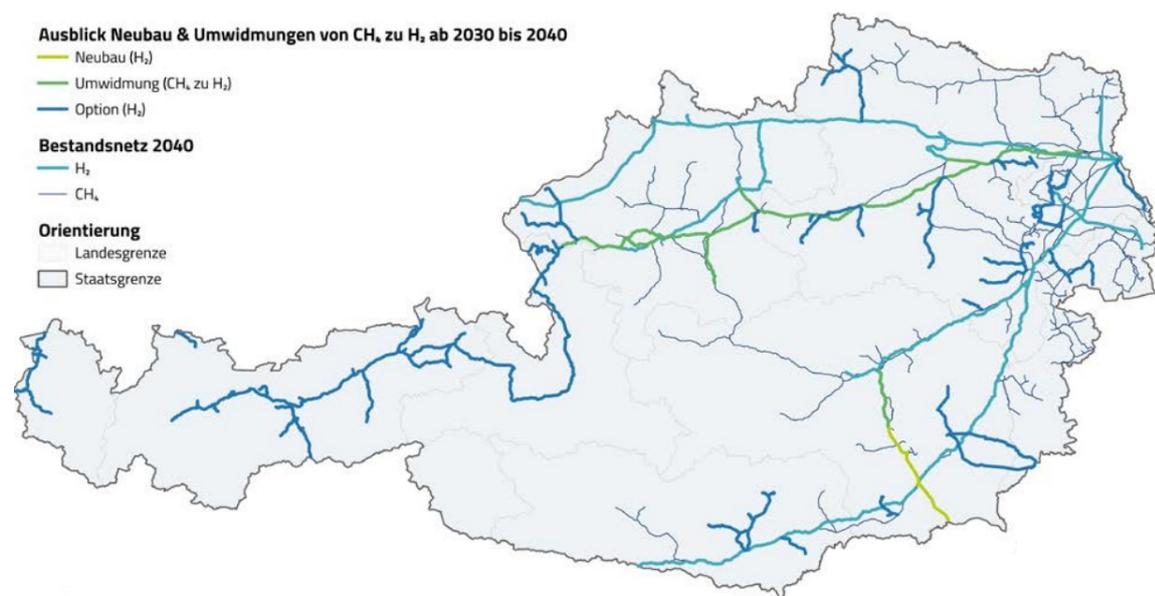


Abbildung 15: Neubau von H₂-Leitungen und Umwidmung bestehender CH₄-Leitungen bis 2040 laut ÖNIP (49)

Die langfristige und integrierte Planung der AGGM sieht eine andere Variante der zeitlichen Reihenfolge von Umwidmung und Neubau der steirischen Leitungen vor. Durch den Bau der Südschiene-4-Leitung von Weitendorf nach Rein bis 2030 soll ein schon lange geplanter Lückenschluss erfolgen. Dies soll die direkte Anbindung des steirischen Wasserstoffnetzes an die TAG über Weitendorf ermöglichen. Gleichzeitig soll die Umwidmung der S2-Leitung erfolgen, damit die Industrie im Raum Bruck schon 2030 mit Wasserstoff versorgt werden kann. In einem weiteren Schritt soll dann bis 2035 die Umwidmung der dann bereits

bestehenden S3-Leitung erfolgen, und anschließend die Umwidmung der S1-Leitung durchgeführt werden, wie in Abbildung 16 und Abbildung 17 zu sehen (48).

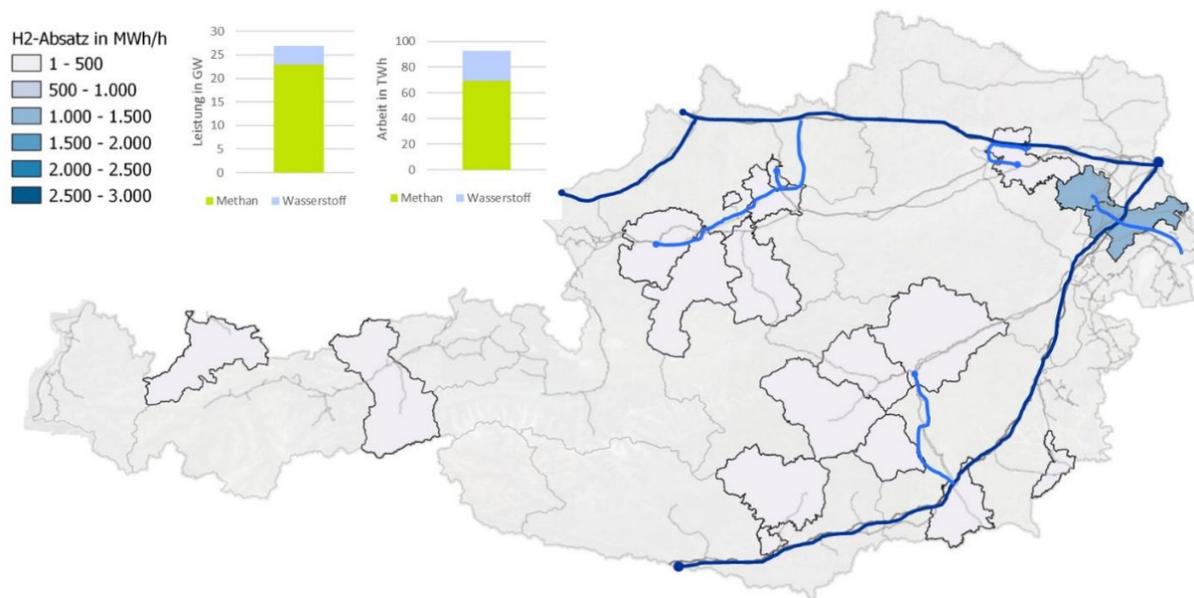


Abbildung 16: Neubau von H₂-Leitungen und Umwidmung bestehender CH₄-Leitungen bis 2030 laut AGGM (48)

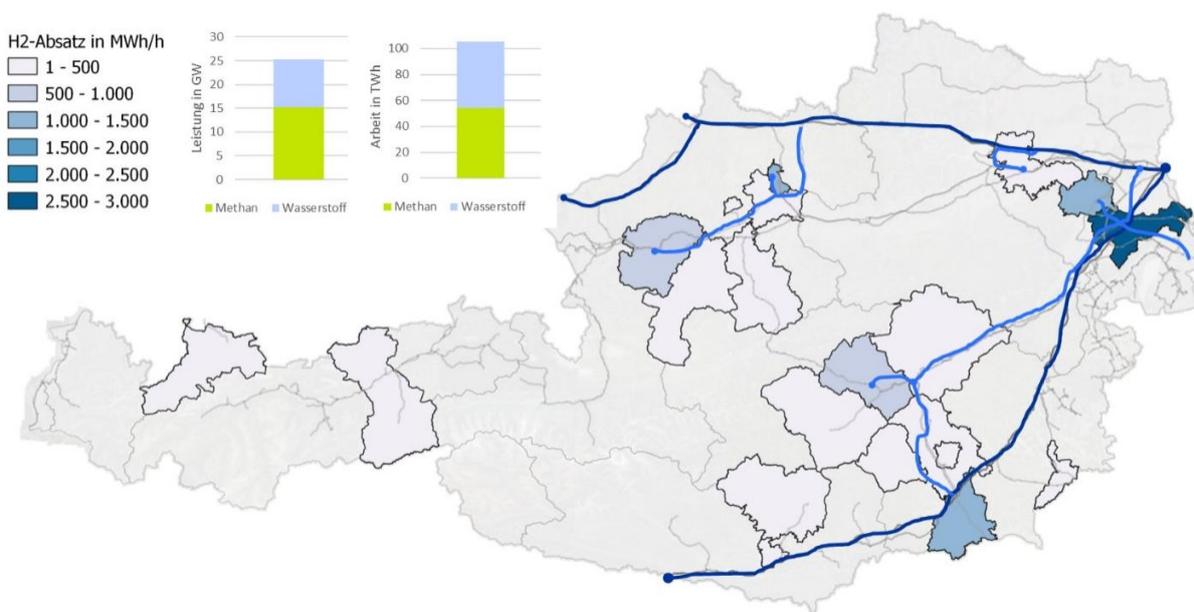


Abbildung 17: Neubau von H₂-Leitungen und Umwidmung bestehender CH₄-Leitungen bis 2040 laut AGGM (48)

4 RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN WASSERSTOFFHOCHLAUF

Für den Aufbau einer H₂-Infrastruktur und den Markthochlauf von Wasserstoff müssen wichtige Schritte gesetzt werden, die die Umsetzung der verschiedenen Projektvorhaben ermöglichen. Die notwendigen wirtschaftlichen Voraussetzungen für den Aufbau einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur sind ebenso wichtig wie der regulatorische Aspekt. Ebenso von Bedeutung sind die technischen Voraussetzungen, die erfüllt sein müssen, damit eine bestehende Leitung überhaupt umgewidmet werden kann und neue Wasserstoffleitungen gebaut werden dürfen. Unklar ist auch, wie die Elektrolyseure in Zukunft betrieben werden sollen. Mit diesen Themen beschäftigt sich dieses Kapitel. Dabei werden jeweils die wichtigsten Aspekte herausgegriffen und teilweise Beispiele gegeben. Eine nähere Betrachtung würde den Rahmen der Arbeit sprengen.

4.1 Umwidmung bestehender Erdgasinfrastruktur für Wasserstoff

Die Umwidmung bestehender Erdgasleitungen für den Betrieb mit Wasserstoff ist mit Herausforderungen verbunden. Wichtig bei der Umwidmung von Leitungen, die ursprünglich für den Betrieb mit Erdgas ausgelegt wurden, ist, dass die unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften von H₂ und CH₄ (Kapitel 3.3.1) berücksichtigt werden. Durch die Flüchtigkeit von Wasserstoff kann dieser theoretisch in Werkstoffe diffundieren und das Material verspröden. Dadurch kommt es zu einer Veränderung des Bruchverhaltens. Damit stellt die Gewährleistung der Dichtheit der Rohre selbst, der Tanks sowie der Speicher eine Herausforderung dar. Laufende Untersuchungen zur Wasserstoffverträglichkeit bestehender Erdgasleitungen ergeben, dass PE/PVC-Leitungen sowie Stahlleitungen einen Einsatz von 100 % Wasserstoff tolerieren. Allerdings reagieren die Rohrleitungsstähle in manchen Fällen auf den Kontakt mit Wasserstoff, wodurch die Bruchdehnung verringert wird und eine Wasserstoffsprödigkeit zum Vorschein kommt. Um eine Wasserstoffversprödung zu verhindern, gibt es die Möglichkeit, die Rohrleitung innenseitig zu beschichten. Für die Umwidmung des Gasnetzes ist neben den Leitungen selbst auch die Betrachtung weiterer Gasnetzkomponenten von Bedeutung. Bestehen die Leitungsarmaturen aus Stahl, kann ebenso von einer 100-prozentigen Wasserstofftoleranz ausgegangen werden. Teilweise gibt es schon Nachweise von Herstellern, die auch Leitungsarmaturen, die aus anderen Werkstoffen bestehen, wie beispielsweise Gusseisen, als wasserstofftauglich ausweisen. Problematisch erweisen sich teilweise einzelne Komponenten, wie beispielsweise Filter und Gaszähler. Aufgrund höherer Strömungsgeschwindigkeit von Wasserstoff im Gegensatz zu Erdgas tritt eine höhere spezifische Flächenbelastung der Filter auf, die möglicherweise die definierten Grenzwerte überschreitet. Bei Gaszählern ist die hohe Diffusionsrate von Wasserstoff ein Problem, wodurch es zu Messungenauigkeiten kommen kann. In allen Fällen

ist darauf zu achten, ob der Hersteller eine explizite Anwendung mit 100% Wasserstoff gewährleistet (50–52).

Eine weitere wichtige Komponente im Gassystem ist der Einsatz von Verdichtern. Diese sind wichtig, um den Volumenstrom zu regeln und einen Ausgleich zu den Rohr-Druckverlusten zu schaffen. Verdichter befinden sich auf Fernleitungsebene. Im Gasnetz der Energienetze Steiermark befindet sich kein Verdichter. Verdichterstationen können aus Elektro- oder Gasturbinenverdichtern bestehen. Bei der Umwidmung der Erdgasinfrastruktur für den Transport von Wasserstoff spielen Verdichter auch eine wichtige Rolle. Dabei wird davon ausgegangen, dass ein gewisser Anpassungsbedarf für den Betrieb der Verdichter mit Wasserstoff vorliegt (54).

Allgemein lässt sich sagen, dass von einer weitgehenden Eignung der Gasinfrastruktur für den Transport von Wasserstoff ausgegangen wird. Die noch offenen Fragen der Wasserstoffverträglichkeit von einzelnen Komponenten werden in Forschungsprojekten auf nationaler und europäischer Ebene behandelt. Ein eigenes Regelwerk der österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW) für die Umstellung auf Wasserstoffleitungen H E210 befindet sich derzeit in Arbeit (53).

4.2 Neubau und Betrieb von Wasserstoffleitungen

Für die Planung, Errichtung und Erstprüfung von Wasserstoffleitungen gibt es bereits eine eigene Richtlinie der ÖVGW, die H E200, worin allgemeine Anforderungen an verschiedene Rohrwerkstoffe und Verbindungstechniken verschiedener Druckstufen festgelegt sind. Darin ist enthalten, dass Wasserstoffleitungen vorzugsweise erdverlegt auszuführen sind und unter gewissen Umständen spezielle Detailplanungen erfordern, wie es beispielsweise bei Straßenunterführungen der Fall ist (55).

Bezüglich der Werkstoffe wird innerhalb der Richtlinie auf dieselben ÖNORMEN wie für Erdgasleitungen verwiesen, allerdings werden diese für eine Wasserstoffanwendung durch zusätzliche Anforderungen ergänzt. Grundsätzlich werden Wasserstoffleitungen aus den Kunststoffen Polyethylen und Polyamid erlaubt, obwohl die auftretende Permeation von Wasserstoff höher ist als die von Methan. Bei einem Einsatz von ferritischem Stahl müssen gewisse Schwefel- und Phosphorgrenzen eingehalten werden, die niedriger liegen als bei Erdgasleitungen. Bei austenitischen Stählen wird eigens ein einzuhaltender Nickelanteil genannt. Handelt es sich grundsätzlich um Stahlleitungen, sind nahtlose Rohre soweit wie möglich zu verwenden, wobei Schweißnähte erlaubt sind, wenn die Eigenschaften des geschweißten Rohres jenen von nahtlosen Rohren entsprechen (55).

Bei jeder Planung von Rohrleitungen müssen erforderliche Betriebsdrücke, die jeweiligen Leitungsdurchmesser sowie die auftretenden Volumenströme festgelegt werden (55). Da H₂

eine geringere volumetrische Energiedichte als Erdgas aufweist, werden für dieselbe Energiemenge ein größerer Volumenstrom von Wasserstoff und somit eine höhere Pipeline-Kapazität benötigt (50). Die größeren Volumenströme bedingen höhere Strömungsgeschwindigkeiten. Für Strömungsgeschwindigkeiten liegen für verschiedene Druckstufen unterschiedliche Grenzwerte vor, da es zu Staubmitriss und Erosion kommen kann. Bei Erdgas beträgt die maximal zulässige Strömungsgeschwindigkeit rund 20 m/s (56). Aufgrund der geringeren Dichte von Wasserstoff ist die maximal zulässige Strömungsgeschwindigkeit von H₂ deutlich höher und liegt bei rund 60 m/s, die ebenso in der ÖVGW H E200 angeführt ist (55).

Ein weiterer wichtiger Punkt für den Bau von Wasserstoffleitungen sind die gesetzlichen Rahmenbedingungen. Bei der Planung neuer Leitungen müssen vor Baubeginn entsprechende Genehmigungen der zuständigen Behörde eingeholt werden. Anhand der jeweils zutreffenden Gesetze und Verordnungen muss eine Einreichung bei der Behörde erfolgen (55). Für die dezidierten Wasserstoffleitungen gelten gemäß §§ 133 ff GWG 2021 dieselben anlagenrechtlichen Bestimmungen wie für Erdgasleitungen, wodurch der Bau einer Wasserstoffleitung nach dem Gaswirtschaftsgesetz (GWG) eingereicht werden muss (48).

4.3 Marktmodelle

Um einen funktionierenden Wasserstoffmarkt aufzubauen, sind Regulatorien u.a. für Wasserstoffnetzbetreiber notwendig, die das Marktmodell regeln und den Marktteilnehmenden klare Richtlinien vorgeben. Der Einsatz von Wasserstoff als erneuerbarer Energieträger und die Integration von H₂ in den Energiemix sollen somit erleichtert werden. Innerhalb der neuen Gasmarkt-Richtlinie, worauf sich das Europäische Parlament, der Europäische Rat und die Europäische Kommission im Dezember 2023 im Trilog geeinigt haben, wurde ein wichtiger Grundstein für einen regulatorischen Rahmen auf europäischer Ebene gelegt. Die Richtlinie beinhaltet die horizontale Entflechtung der Betreiber von Erdgasnetzen und Wasserstoffnetzen auf Fernleitungsebene. Verteilernetzbetreiber (VNB) sind von dieser strengen Entflechtung ausgenommen und eine buchhalterische Entflechtung ist für diese in Zukunft wie für Erdgas ausreichend. Durch die Expertise der Erdgasnetzbetreiber soll so ein schneller Wasserstoffhochlauf unterstützt werden. Auf nationaler Ebene sind unter gewissen Voraussetzungen Ausnahmen diesbezüglich auch für Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) möglich. Für die vertikale Entflechtung sollen die Erdgasmarktregeln auf den Wasserstoffmarkt übertragen werden. Dies beinhaltet das Independent Transmission Operator (ITO) Modell für FNB, was die Trennung des Wasserstoffnetzbetriebs und der Wasserstofferzeugung beinhaltet. Beim ITO-Modell handelt es sich um ein Entflechtungsmodell für die gesetzliche Trennung des Netzbetriebs von Gasversorgung und Erzeugung. Für Wasserstoff-VNB gelten für die vertikale Entflechtung in

Zukunft dieselben Entflechtungsregeln wie für Erdgas-VNB. Wird bei einem VNB die Anzahl von 100.000 Anschlussstellen von Erdgas und Wasserstoff innerhalb eines Unternehmens nicht überstiegen, gibt es für jene Unternehmen eine Ausnahme. Die Veröffentlichung und das Inkrafttreten der Gasmarkt-Richtlinie werden noch im zweiten Quartal 2024 erwartet. Im Anschluss muss die Richtlinie in nationales Recht überführt werden, was durch die gesetzlich vorgeschriebene Einhaltefrist von zwei Jahren spätestens 2026 erfolgen muss (16).

Zusätzlich ist auch eine Gasmarkt-Verordnung entstanden, die einerseits den Gaseinkauf auf EU-Ebene ermöglicht, wobei die Mitgliedstaaten freiwillig daran teilnehmen können, und andererseits EU-weite Marktregeln für Wasserstoff schafft. Um eine Erleichterung des grenzüberschreitenden Handels und der großflächigen Versorgung mit Wasserstoff zu erzielen, ist zudem die Gründung des ENNOH, ein Europäisches Netzwerk der Wasserstoff-FNB, vorgesehen, das parallel zur bestehenden ENTSO-E im Strombereich und ENTSG im Gasbereich agieren soll (16).

4.4 Wirtschaftliche Aspekte

Auch gewisse finanzielle Aspekte sind in der neuen Gasmarkt-Verordnung geregelt, sowie beispielsweise, dass Investitionen in Wasserstoffnetze angemessen zwischen ErstnutzerInnen und späteren NutzerInnen aufgeteilt werden können, indem eine zeitliche Streckung der anfallenden Kosten ermöglicht wird. Dies zeigt, dass auch für zu tätige Investitionen ein rechtlicher Rahmen geschaffen werden muss (16).

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit ist ein weiterer wichtiger Punkt von Bedeutung. In einer ersten Entwicklungsphase der europäischen Wasserstoffwirtschaft wird der Markthochlauf von Wasserstoff eine große Rolle spielen. Bei einer noch geringen Nachfrage werden die Preise für Wasserstoff hoch sein. Somit wird Wasserstoff weder für die Industrieunternehmen noch für die Betreiber der Produktionsanlagen einen rentablen Energieträger darstellen. Im Sinne eines klimaneutralen Energiesystems ist es jedoch unumgänglich, Wasserstoff zu integrieren. Erst in einer zweiten Phase wird durch größere Erzeugungsmengen und höhere Bedarfe der H₂-Preis sinken und Wasserstoff ein wettbewerbsfähiger Energieträger werden. Um diese zweite Phase und somit einen großflächigen und schnellen Hochlauf von Wasserstoff zu erreichen, ist die Förderung von politischer Seite eine wichtige Basis (37). Diesbezüglich wurde von der Europäischen Kommission eine EU-Auktionsplattform gestartet, die sogenannte European Hydrogen Bank, durch die die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff in Form einer Prämie pro Kilogramm erzeugtem Wasserstoff über einen Zeitraum von 10 Jahren gefördert werden soll. Dies geschieht im Rahmen des EU-Innovationsfonds (21). Auf nationaler Ebene dient die Wasserstoffstrategie für Österreich zur Unterstützung von erneuerbarem Wasserstoff entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Darin wurde

beispielsweise angedacht, dass Österreich an den „International Projects of Common European Interest“ (IPCEI) teilnehmen soll. Für die Teilnahme im Bereich Wasserstoff werden bis 2026 aus den nationalen Mitteln der EU-Aufbau- und Resilienzfazilität (ARF) 125 Millionen € bereitgestellt (19). Um auch seitens der energieintensiven Industrie notwendige Investitionskosten für etwaige Dekarbonisierungsmaßnahmen, inklusive Wasserstoff, decken zu können, stehen im Rahmen des Umweltförderungsgesetzes insgesamt 2,975 Milliarden € für die Transformation der Industrie bereit (21). Weiters wurden, um mit der Umstellung auf Wasserstoff den Wirtschaftsstandort Österreich nicht zu schwächen, auf nationaler Ebene weitere wichtige Fördermittel freigegeben. Durch den Beschluss des EAG wurden beispielsweise Förderungen für die Neuerrichtung und Umrüstung von Erzeugungsanlagen von Erneuerbaren Gasen zugesagt, wobei allein für Elektrolyseure ein Budget von 40 Millionen € pro Jahr zur Verfügung steht (21).

4.5 Betriebsweise Elektrolyseure

Wie in Kapitel 3.4 beschrieben, kann durch den Betrieb eines Elektrolyseurs das Stromnetz entlastet werden. Hinsichtlich eines flexiblen Betriebs von Elektrolyseuren gibt es allerdings technische Einschränkungen. Je nachdem welche Elektrolysetechnologie eingesetzt wird, variieren die technischen Parameter des Prozesses. Da die derzeit am weitesten verbreitete Technologie die Protonenaustauschmembran (PEM)-Elektrolyse ist, wird diese in dieser Arbeit näher betrachtet. Die PEM-Elektrolyse kann schnell auf Leistungsänderungen reagieren. Aus dem vorgewärmten Zustand ist sie innerhalb von nur wenigen Sekunden einsatzbereit. Ein dynamischer Betrieb resultiert allerdings möglicherweise in einer geringeren Lebensdauer aufgrund der Degradation teurer Anlagekomponenten, wobei es dafür noch keine wirklichen Erfahrungswerte gibt (57).

Neben der Betrachtung der technischen Gesichtspunkte muss für die Einbindung von Elektrolyseuren in das Energiesystem allerdings auch die Wirtschaftlichkeit betrachtet werden. Die Wasserstoffgestehungskosten werden beträchtlich durch die Größe des Elektrolyseurs beeinflusst. Aufgrund der derzeit noch sehr hohen Investitionskosten von Elektrolyseuren resultieren bei kleiner Elektrolyseleistung sehr hohe Wasserstoffgestehungskosten, wie in Abbildung 18 zu sehen, wobei hier eine Kostenreduktion innerhalb der nächsten Jahre zu erwarten ist (26).

Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor auf die Wasserstoffgestehungskosten ist die Volllaststundenanzahl der Elektrolyse. Eine geringe Volllaststundenanzahl stellt keinen wirtschaftlichen Betrieb der PEM-Elektrolyse dar (41). Wenige Volllaststunden bedeuten hohe spezifische Wasserstoffgestehungskosten. Je mehr Volllaststunden, desto geringer die spezifischen Kosten, desto höher die Wirtschaftlichkeit, wie in Abbildung 19 zu sehen (26).

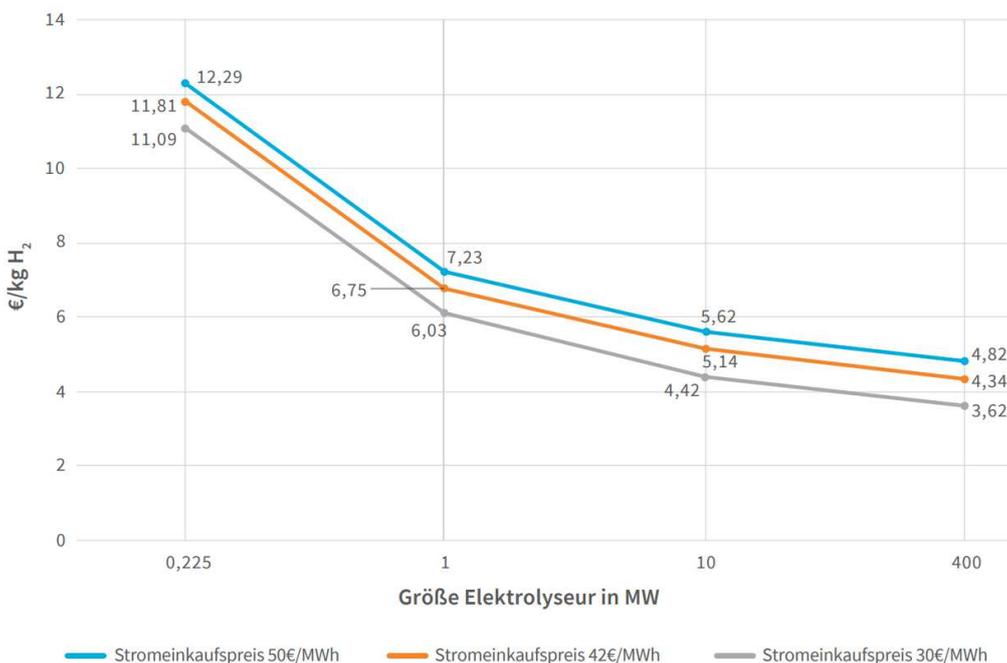


Abbildung 18: Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit der Elektrolyseleistung (26)

Betriebsstunden Elektrolyseur (1 MW)

Kosten Strombezug	Betriebsstunden Elektrolyseur (1 MW)							€/kg H ₂
	200	500	1.000	2.000	4.000	6.000	8.000	
0 ct/kWh	27,5	11,0	5,5	2,9	1,7	1,4	1,2	€/kg H ₂
2 ct/kWh	28,6	12,1	6,6	4,0	2,8	2,5	2,3	€/kg H ₂
4 ct/kWh	29,7	13,2	7,7	5,1	3,9	3,6	3,4	€/kg H ₂
6 ct/kWh	30,8	14,3	8,8	6,2	5,0	4,7	4,5	€/kg H ₂

Abbildung 19: Kosten nach Betriebsstunden eines 1 MW Elektrolyseurs (26)

Dies bedeutet allerdings, dass der Elektrolyseur für einen wirtschaftlichen Betrieb auch Strom aus dem elektrischen Netz ziehen muss, wenn lokal gerade kein Überschuss an Erneuerbarer Energie im Netz vorhanden ist, was eine weitere Last im elektrischen Netz darstellt. Je höher die Leistung, desto höher die Belastung für das Stromnetz. Ob die hohe Volllaststundenanzahl dann tatsächlich wirtschaftlich ist, hängt allerdings auch vom Strompreis ab. Wird auch in jenen Stunden Strom aus dem Netz gezogen, in denen der Strompreis sehr hoch ist, steigen die spezifischen Wasserstoffgestehungskosten wieder an. (57).

Um diese beiden Aspekte miteinander zu verbinden, muss ein optimaler Betriebspunkt zwischen netzdienlichem und marktdienlichem Betrieb gefunden werden. Idealerweise wird die Größe des Elektrolyseurs an den jeweiligen Standort und die dortigen Erneuerbaren Potenziale an Wind, PV und Wasserkraft angepasst, um durch eine rein netzdienliche Betriebsweise schon eine relativ hohe Volllaststundenanzahl erreichen zu können. Weiters sollten regulatorische Rahmenbedingungen und Geschäftsmodelle geschaffen werden, die marktdienliche und netzdienliche Aspekte verbinden. (57).

5 METHODIK

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der angewandten Methodik des praktischen Teils dieser Arbeit. Für die Ableitung eines zeitlichen Aufbaus der steirischen Wasserstoffinfrastruktur sind die zu erwarteten Wasserstoffmengen an den verschiedenen Standorten in den Jahren 2025 bis 2050 von Bedeutung. Da auch bei einem vollständigen Umstieg bestimmter Industrieunternehmen auf Wasserstoff davon ausgegangen wird, dass diese Umstellung nicht in einem Schritt erfolgen wird, muss sichergestellt werden, dass die jeweiligen Standorte sowohl mit CH_4 als auch mit H_2 versorgt werden können. Das resultiert in der Notwendigkeit für den Aufbau einer Parallelinfrastruktur für Methan und Wasserstoff. In diesem Fall kommt es in einigen Fällen zu einem Neubau von H_2 -Leitungen statt zu einer Umwidmung bestehender Erdgasleitungen, wobei eine Umwidmung aufgrund des Ziels zur Vermeidung ungenutzter Infrastruktur (Stranded Assets) dem Leitungsneubau vorgezogen wird. Ein weiterer Grund, warum auch in einem dekarbonisierten Energiesystem eine Parallelinfrastruktur wichtig sein wird, ist der erhöhte Einsatz von Biomethan. Das ist der Grund, warum im Zuge dieser Arbeit nicht nur Wasserstoffmengen, sondern auch CH_4 -Mengen quantifiziert und verortet werden.

Die erhobenen Daten dienen als Grundlage für ein weiterführendes Projekt zwischen den Energienetzen Steiermark und dem EVT an der Montanuniversität Leoben. In diesem Projekt wird durch Lastflussberechnungen berechnet, welche Anforderungen neu gebaute H_2 -Leitungen erfüllen müssen, um die auftretenden Leistungen von Wasserstoff transportieren zu können. Für diese Berechnung werden jährliche Lastprofile der einzelnen Verbraucher und Erzeuger benötigt, um die jeweiligen Mengen in Leistungen überführen zu können und gleichzeitig auftretende sowie maximale Leistungen identifizieren zu können. Parallel dazu wird berechnet, ob durch die Umwidmung bestimmter Leitungen trotzdem noch eine sichere Versorgung mit CH_4 sichergestellt werden kann und welchen Einfluss eine unterschiedliche Betriebsweise von Elektrolyseuren auf das künftige H_2 -Netz hat.

Es folgt eine genaue Beschreibung, auf welche Daten für die Quantifizierung und Verortung der H_2 - und CH_4 -Mengen zurückgegriffen wird. Für Wasserstoff wird auch die Quantifizierung und Verortung von Aufbringungsmengen durch Elektrolyse in der Steiermark beschrieben. Ebenso erfolgt eine Beschreibung, wie durch eine netzdienliche Betrachtung von Elektrolyseuren Lastprofile für die jeweiligen Elektrolyseure entstanden sind. Die dafür getroffenen Annahmen werden ebenso in diesem Kapitel erklärt. In einem weiteren Schritt erfolgt eine Beschreibung, wie aus den beschriebenen Daten der zeitlich gestaffelte Aufbau eines Wasserstoffnetzes abgeleitet wird. Für die Veröffentlichung dieser Arbeit werden die Daten so aggregiert, dass kein Rückschluss auf einzelne Unternehmen erfolgen kann.

5.1 Quantifizierung

Die Grundlage für diese Arbeit bilden die derzeit aus unterschiedlichen Szenarien gewonnenen Mengen von CH₄ und H₂ in der Steiermark bis 2050. Für CH₄ werden nur die Bedarfsmengen betrachtet. Für Wasserstoff hingegen werden auch die in der Steiermark produzierten Mengen mittels Elektrolyse miteinbezogen. Es wird erwartet, dass der Wasserstoffhochlauf zeitlich gestaffelt erfolgen wird und sowohl der Bedarf an Wasserstoff als auch die Erzeugungsmengen nach und nach steigen werden, weshalb die zeitliche Komponente bei der Quantifizierung der Mengen ebenso von Bedeutung ist. Daher wurden die unterschiedlichen anfallenden Mengen im Zeitraum 2025 – 2050 in Fünfjahresabständen betrachtet.

5.1.1 Bedarf

Um die zukünftigen Mengen an H₂ und CH₄ quantifizieren zu können, muss betrachtet werden, welche Sektoren am meisten Gas verbrauchen. Im Jahr 2023 verteilte sich die verbrauchte Gasmenge in Österreich zu 41 % auf den produzierenden Bereich, zu 21 % auf die Haushalte, zu 32 % auf Kraftwerke, Heizwerke und Fernheizkraftwerke und zu 6 % auf den Bereich Verkehr, Dienstleistungen und Sonstige, wie in Abbildung 20 zu sehen (58).

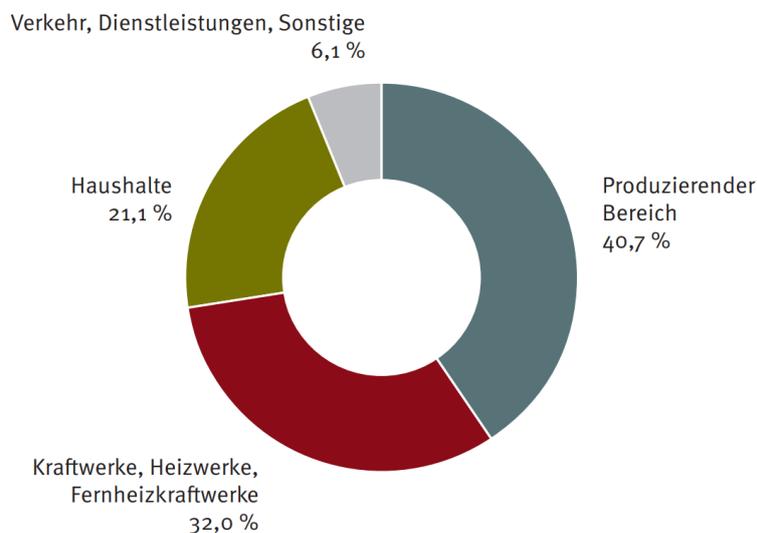


Abbildung 20: Österreichischer Gasverbrauch 2023 aufgeteilt auf Sektoren (58)

Betrachtet man rein den steirischen Gasverbrauch aufgeteilt auf Sektoren (Abbildung 21) ist zu erkennen, dass der Anteil des produzierenden Bereichs in der Steiermark im Vergleich zu Österreich verhältnismäßig um mehr als die Hälfte größer ist. Dies spiegelt die Tatsache wieder, dass die Steiermark zu den industrieeintensivsten Bundesländern in Österreich gehört (21). In Abbildung 21 sind die Haushalte mit den Sektoren Dienstleistungen, Verkehr und Sonstige zusammengefasst, da die Grafik durch reale steirische Verbrauchsdaten eigens für diese Arbeit erstellt wurde und eine Unterscheidung der Sektoren dabei nicht möglich war.

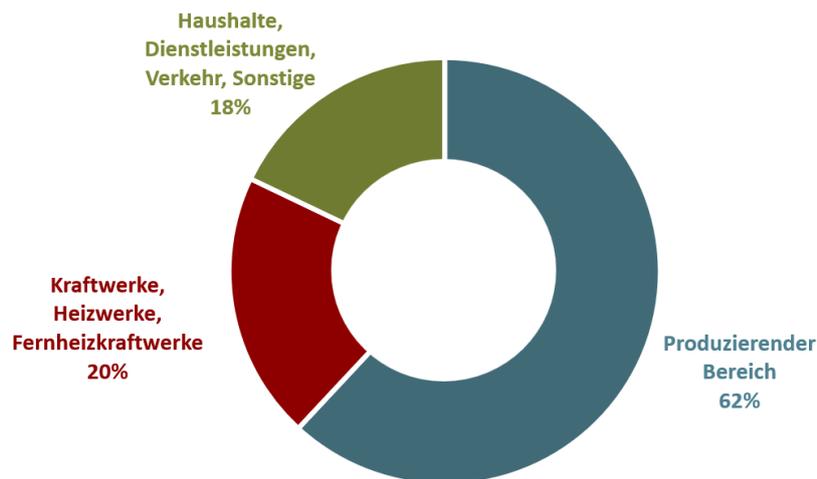


Abbildung 21: Steirischer Gasverbrauch 2023 aufgeteilt auf Sektoren - eigene Darstellung

Für die in dieser Arbeit angestellten Mengenbetrachtungen wurden die Sektoren Haushalte, Verkehr, Kraftwerke und Industrie gewählt. Bei der Darstellung der Ergebnisse in Kapitel 6 sind die Sektoren Industrie und Kraftwerke zusammengefasst und unter dem Begriff Industrie ausgewiesen. Wasserstoff soll in Zukunft in Haushalten keine Anwendung finden, weshalb nur der CH_4 -Verbrauch und dessen zeitliche Entwicklung im Sektor Haushalte betrachtet wird. Im Sektor Industrie werden sowohl die Bedarfe an Wasserstoff als auch an Methan miteinbezogen. Da Wasserstoff als wichtiger Energieträger für die Dekarbonisierung des Schwerverkehrs gesehen wird, werden auch zukünftig anfallende H_2 -Mengen im Verkehr betrachtet.

Für die Quantifizierung dieser erwarteten Gasmengen stehen verschiedene Datenquellen zur Verfügung. Da das Thema Wasserstoff vor allem die Industrie betrifft, wurden in der Vergangenheit bereits wichtige steirische Unternehmen zu ihren derzeit prognostizierbaren Gasmengen befragt. Diese Stakeholdereinbindung erfolgte sowohl durch Abfragen der AGGM als auch im Zuge des Projekts „Masterplan grüne Energie in der Steiermark“. Die dabei erhobenen Daten stehen für diese Arbeit zur Verfügung. Als weitere Datenbasis dienen entwickelte Szenarien, die im Zuge der verschiedener Studien erstellt wurden und die jeweils prognostizierte H_2 - und CH_4 -Mengen und ihre zeitliche Entwicklung beschreiben. Diese Szenariendaten werden als Vergleich der erhobenen Industriemengen und für die Beschreibung des Sektors Verkehr herangezogen. Mithilfe der Szenarien werden ebenso zukünftig geplante CH_4 -Mengen im Sektor Haushalte beschrieben. Eine Auflistung der genannten Datenquellen ist in Tabelle 2 zu finden. Darin enthalten sind auch die jeweiligen Herausgeber sowie das Jahr der Durchführung der Industrieabfragen und der Erstellung der Szenariendaten. Eine genauere Beschreibung der einzelnen Datenquellen erfolgt anschließend.

Tabelle 2: Übersicht der Datenquellen für die Quantifizierung und Verortung der Gasmengen

Datenquelle	Herausgeber	Jahr
AGGM-Abfrage 2022	Austrian Gas Grid Management (AGGM)	2022
AGGM-Abfrage 2024	Austrian Gas Grid Management (AGGM)	2024
Masterplan Grüne Energie Steiermark	Industriellenvereinigung (IV)	2024
POI – Pathway of Industry	New Energy for Industry (NEFI)	2022
ZEM – Zero Emissions	New Energy for Industry (NEFI)	2022
WAM – With Additional Measures	Umweltbundesamt (UBA)	2021
Transition	Umweltbundesamt (UBA)	2021

AGGM-Abfrage

Seitens der AGGM wurden im Jahr 2022 im Zuge der „langfristigen und integrierten Planung“ für die Gas-Verteilernetzinfrastruktur in Österreich erstmals die österreichische Industrie sowie kalorische Kraftwerke zu geplanten Wasserstoffaufbringungs- und -bedarfsmengen befragt. Diese Planung dient als Grundlage für den Aufbau einer erforderlichen Transportinfrastruktur für erneuerbare Gase in Österreich. Da der Weg in Richtung Klimaneutralität des österreichischen Energiesystems ohne eine funktionierende Gasinfrastruktur nichtbeschritten werden kann, ist diese Befragung seitens der AGGM essenziell. Das klar definierte Ziel dahinter ist, das Erreichen der Klimaneutralität bis 2040 zu unterstützen und dabei die Wechselwirkung mit anderen Energieträgern, Infrastrukturen und Verbrauchssektoren zu berücksichtigen. Des Weiteren sollen durch die bestehende und sich stetig weiterentwickelnde Gasinfrastruktur nationale Potenziale der Sektorkopplung umgesetzt werden. Die Prognosen der einzelnen Unternehmen sind gemeinsam mit eingebrachten Anträgen zur Kapazitätserweiterung die Grundlage für die Maßnahmenplanung für den Ausbau des österreichischen Gasnetzes. Die AGGM-Abfrage erfolgte Hand in Hand mit den österreichischen Verteilernetzbetreibern. Die Ergebnisse dieser Befragung führten zu den Plänen eines Wasserstoffkernnetzes in der Steiermark und ganz Österreich für die Jahre 2030 und 2040, in denen die Umwidmung bestehender CH₄-Leitungen und der Neubau von H₂-Leitungen innerhalb Österreichs definiert sind, wie in Kapitel 3.8 in Abbildung 16 und Abbildung 17 zu sehen (48).

Als steirischer Verteilernetzbetreiber sind die Energienetze Steiermark für die Kontaktaufnahme und das Einholen der erforderlichen Daten von den großen Gasverbrauchern in der Steiermark verantwortlich. Die dabei erhobenen Daten werden für die Erarbeitung des zeitlich gestaffelten Aufbaus der steirischen Wasserstoffinfrastruktur im Rahmen dieser Arbeit zur Verfügung gestellt. Da die AGGM seitens des Gaswirtschaftsgesetzes dazu verpflichtet ist, mindestens alle zwei Jahre eine „langfristige und integrierte Planung“ zu

erstellen, erfolgt im Jahr 2024 abermals eine Abfrage der Industrie. In der Steiermark wurden bei der Abfrage im Jahr 2024 mehr Unternehmen befragt als noch 2 Jahre zuvor. Grund dafür ist das Ziel einer breiteren Datengrundlage für etwaige Entscheidungen zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in der Steiermark.

Die Abfragen aus den Jahren 2022 und 2024 waren jeweils gleich aufgebaut. Die Unternehmen wurden gebeten, eine Einschätzung zu den zukünftig benötigten jährlichen Mengen und Leistungen von Methan und Wasserstoff für die Jahre 2025 bis 2050 für bestimmte Jahre in Einjahresabständen bis 2032 und in Fünfjahresschritten ab 2035 abzugeben. Damit dienen die AGGM-Abfragen auch dazu, Einschätzungen treffen zu können, wo der Aufbau einer Parallelinfrastruktur wahrscheinlich notwendig sein wird. Die eingemeldeten Mengen der einzelnen Unternehmen werden eins zu eins als Datengrundlage verwendet.

Masterplan grüne Energie

Der Masterplan grüne Energie wurde von der Energie Steiermark AG und der Industriellenvereinigung Steiermark initiiert, um die zukünftigen Energiebedarfe der steirischen Industrie aufzuzeigen und die damit verbundenen notwendigen Investitionen und Projekte zu benennen. Des Weiteren sollen die Voraussetzungen für die Energiewende in der Steiermark und die damit verbundenen Herausforderungen und Auswirkungen abgeleitet werden. Die dargestellten regionalen Wertschöpfungspotenziale und die definierten Barrieren sollen eine Empfehlung für wichtige gesetzliche Rahmenbedingungen und notwendige Regulatorien der Politik ermöglichen, um eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende in der Steiermark und die dafür notwendige Unterstützung zu erzielen. Die Ergebnisse der Befragung der steirischen energieintensiven Industrie, zu sehen in Abbildung 22, werden für diese Arbeit zur Verfügung gestellt. Die dabei abgefragten Daten beziehen sich im Gasbereich auf den zukünftigen Bedarf an Wasserstoff, Biomethan und Erdgas für die einzelnen Jahre ab 2023 bis 2035. Für den Zeitraum von 2035 bis 2050 werden die Jahre 2036 bis 2040 sowie die Jahre 2040 bis 2050 zusammengefasst. Durch diese Befragung ist somit eine genauere Auflösung der Bedarfsdaten der einzelnen Unternehmen bis 2035 im Gegensatz zu den Daten aus den AGGM-Abfragen vorhanden. Dadurch, dass die Jahre 2041 bis 2050 zusammengefasst wurden, ist jedoch für diesen Zeitraum kein genauer zeitlich gestaffelter Hochlauf von Wasserstoff ableitbar. Des Weiteren wurden neben dem jährlichen Gasbedarf auch die Spitzenlast und Dauerlast abgefragt, was eine Auslegung der gegebenenfalls neu zu bauenden Leitungen vereinfacht. Da im Rahmen des Masterplans grüne Energie teilweise andere Unternehmen befragt wurden als bei den AGGM-Abfragen, kann durch das Miteinbeziehen der unterschiedlichen Daten eine breitere Datenbasis erzielt werden.

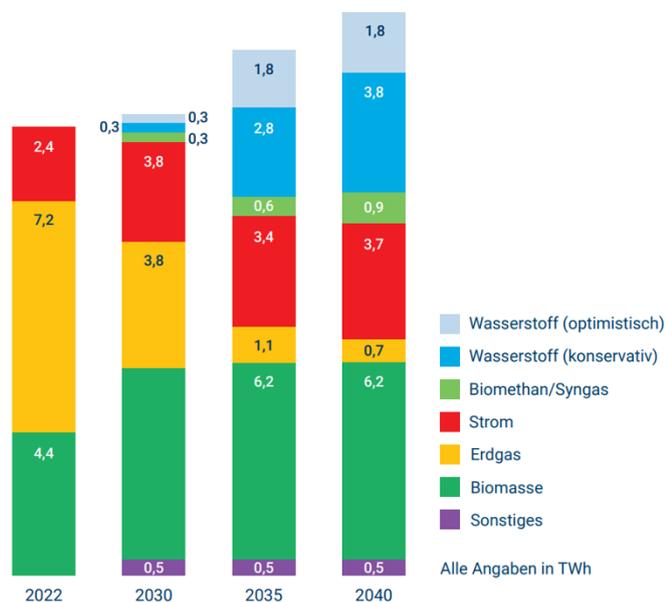


Abbildung 22: Energiebedarfe der steirischen energieintensiven Industrie laut Masterplan grüne Energie (59)

Szenariendaten

Sowohl im Rahmen des Innovationsnetzwerks „New Energy for Industry“ (NEFI) als auch im Auftrag des Umweltbundesamtes wurden bisher unterschiedliche Szenarien erstellt, die die Bandbreite der verschiedenen möglichen Wege in Richtung Klimaneutralität abbilden. Dabei wurden jeweils unterschiedliche Maßnahmen angenommen, die bis 2050 umgesetzt werden sollen. Aufgrund der verschiedenen Maßnahmen ergeben sich unterschiedliche Energiebedarfe in den einzelnen Sektoren. Dies soll unter anderem aufzeigen, welche Maßnahmen welche Resultate nach sich ziehen und in welchen Bereichen besonderer Handlungsbedarf vorhanden ist. Die in dieser Arbeit verwendeten Szenariendaten werden vom Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben zur Verfügung gestellt und im Zuge dieser Arbeit für die definierte Aufgabenstellung modifiziert. Die Auswahl, welche Szenarien für die Abbildung welcher Sektoren herangezogen werden, erfolgte in Zusammenarbeit mit dem EVT. Da Wasserstoff in Zukunft vor allem in den Sektoren Industrie und Verkehr eingesetzt werden soll, wie in Kapitel 3.3.3 beschrieben, werden vor allem diese beiden Sektoren sowohl für geplante Wasserstoffmengen als auch CH_4 -Mengen betrachtet. Der Verkehrssektor wird anhand des Transitions-Szenarios des Umweltbundesamtes dargestellt, wobei dabei nur Wasserstoffmengen betrachtet werden. Die Abbildung der Industrie wird durch drei Szenarien diversifiziert, wobei die NEFI-Szenarien ZEM und POI sowie das WAM-Szenario des Umweltbundesamtes ausgewählt wurden. Dabei werden jeweils sowohl die CH_4 - als auch die H_2 -Daten betrachtet. Für die Entwicklung der CH_4 -Mengen im Sektor Haushalte wird ebenso das WAM-Szenario herangezogen.

Die Szenarien POI (Pathway of Industry) und ZEM (Zero Emissions) wurden innerhalb von New Energy for Industry (NEFI) erstellt. NEFI ist ein Innovationsnetzwerk, in dem wichtige Vertreter der Forschung und der Industrie zusammenarbeiten, um grüne Technologien für eine klimaneutrale Zukunft zu entwickeln sowie notwendig Rahmenbedingungen für die Dekarbonisierung der Industrie zu definieren. Bei der Entwicklung zukünftiger Szenarien stehen die prognostizierten Energiebedarfe der Industrie im Mittelpunkt. Neben dem Austrian Institute of Technology (AIT) ist auch das EVT Teil des Projektvorhabens.

Für die Berechnung der zukünftigen Energiemengen innerhalb der NEFI-Szenarien wurden in einem ersten Schritt Daten über die historische Entwicklung von bestimmten industriellen Produkten und die damit verbundenen Technologien, Treibhausgasemissionen und der Energieverbrauch gesammelt. Der österreichische Industriesektor wurde dafür basierend auf den unterschiedlichen Prozessen und den industriellen Aktivitäten in Übereinstimmung mit der IEA-Klassifikation in 13 Teilsektoren untergliedert. Bei der Zuteilung der Energiemengen auf die Subsektoren werden innerhalb der NEFI-Szenarien die Sektoren Eisen- und Stahlerzeugung und Nichteisenmetalle zusammengefasst, woraus 12 Sektoren für die Mengenzuteilung resultieren. Diese 12 Subsektoren sind in Tabelle 3 aufgelistet (60).

Tabelle 3: Auflistung der Subsektoren der Industrie

Nummer	Subsektor
1	Eisen- und Stahlerzeugung
2	Chemie und Petrochemie
3	Steine, Erden, Glas
4	Fahrzeugbau
5	Maschinenbau
6	Nahrungs- und Genussmittel
7	Zellstoff und Papier
8	Holzverarbeitung
9	Textil und Leder
10	Sonstiger produzierender Bereich
11	Bau
12	Bergbau

Ausgehend von einem Basisjahr wird der Gesamtenergiebedarf nach Brennstoff und Nutzenergie auf die Teilsektoren aufgeteilt. Diese Aufteilung erfolgt anhand offizieller statistischer Daten. Die Fortschreitung der Verbräuche erfolgt anhand getroffener Annahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz und dem Einsatz neuer Technologien für die

Dekarbonisierung sowie dem Einsatz von Durchbruchs-Dekarbonisierungstechnologien und stellt somit eine Kombination aus dem Top-Down und dem Bottom-Up Ansatz dar. Diese beiden Ansätze werden im Kapitel 5.2.1 genauer beschrieben (60).

Das POI-Szenario verfolgt die aktuellen Pläne zur Transformation der Industrie. Das beinhaltet die flächendeckende Einführung der best-verfügbaren Technologien in jedem der untersuchten Industriezweige bis 2050, die die jeweils bestehenden Technologien ersetzen sollen. Des Weiteren soll durch einen strukturellen Wandel und durch Prozessoptimierungen ein höheres Wertschöpfungspotenzial ausgeschöpft werden und damit die energieintensive Aktivität verringert werden. Als wichtige Grundlage für die Abschätzung des Verbesserungspotenzials der Energieeffizienz werden Ziele auf EU- und nationaler Ebene gesehen. Eine erhöhte Energieeffizienz resultiert in einer Reduktion des aktuellen Energiebedarfs. Eine weitere getroffene Maßnahme im POI-Szenario ist, dass gasbetriebene Komponenten bis 2050 bis zu 50 % elektrifiziert werden sollen. Ebenso kommt es zu einer Änderung der Brennstoffzusammensetzung, wobei Wasserstoff als wichtiger Energieträger an Bedeutung gewinnt. Da vor allem die Entwicklung der Kosten im Bereich von Wasserstoff einen großen Einfluss auf dessen großflächige Einbindung hat, gilt zu betonen, dass im POI-Szenario zwischen 2035 und 2045 die Wasserstoffpreise das Niveau der fossilen Gaspreise erreichen. Das hat zur Folge, dass in diesem Szenario ab 2035 die Marktanteile von Wasserstoff im Gasnetz steigen und somit in allen Sektoren immer bedeutender werden. Dies ist durch den Anteil von Wasserstoff am Gesamtenergiebedarf in Abbildung 23 deutlich erkennbar. Durch die Maßnahmen im POI-Szenario wird das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 allerdings nicht erreicht (60).

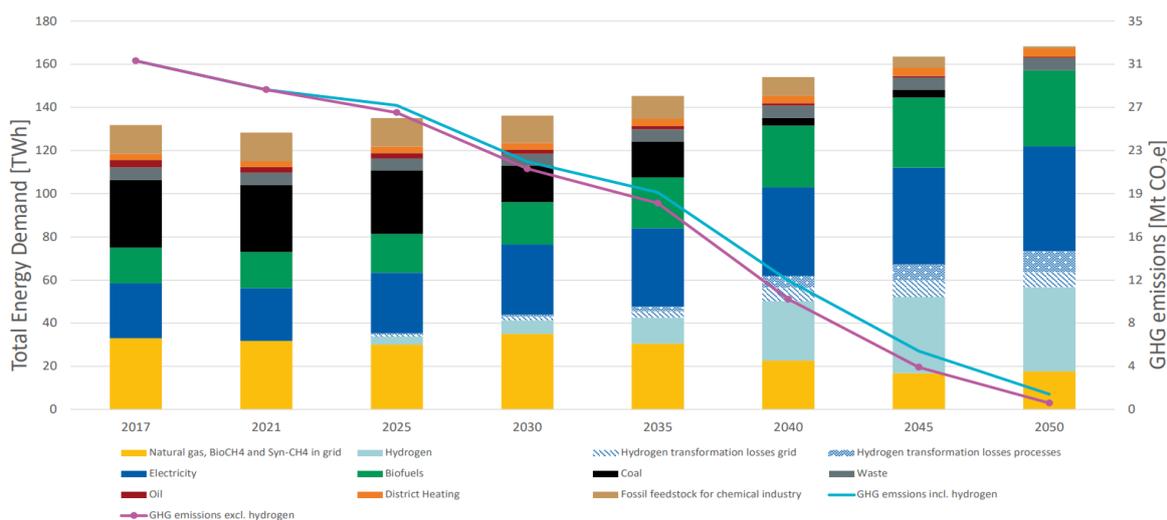


Abbildung 23: Gesamtenergiebedarf und Treibhausgasemissionen der österreichischen Industrie im POI-Szenario (60)

Um im Jahr 2050 Klimaneutralität zu erreichen, wurde im ZEM-Szenario ein Rückwärtsansatz verfolgt. Dadurch werden zusätzlich notwendige Maßnahmen identifiziert, die eine vollständige Dekarbonisierung der Industrie ermöglichen. Zu diesen Maßnahmen gehören ein noch höherer Einsatz von best-verfügbaren Technologien und eine erhöhte Energieeffizienzverbesserung. Das ZEM-Szenario bildet den ehrgeizigsten Weg zur Klimaneutralität im Industriesektor ab. Es erfolgt ebenso ein noch höherer Einsatz von kohlenstoffarmen Brennstoffen im Industriesektor. Die Preise für Wasserstoff wurden entsprechend dem POI-Szenario angenommen. In Abbildung 24 sieht man, dass der Anteil von Wasserstoff am Gesamtenergiebedarf im ZEM-Szenario schon im Jahr 2030 höher ist als im POI-Szenario. Grund dafür ist die Tatsache, dass im ZEM-Szenario in der Industrie der Schwerpunkt auf die Anwendung wasserstoffbasierter Technologien gelegt ist (60).

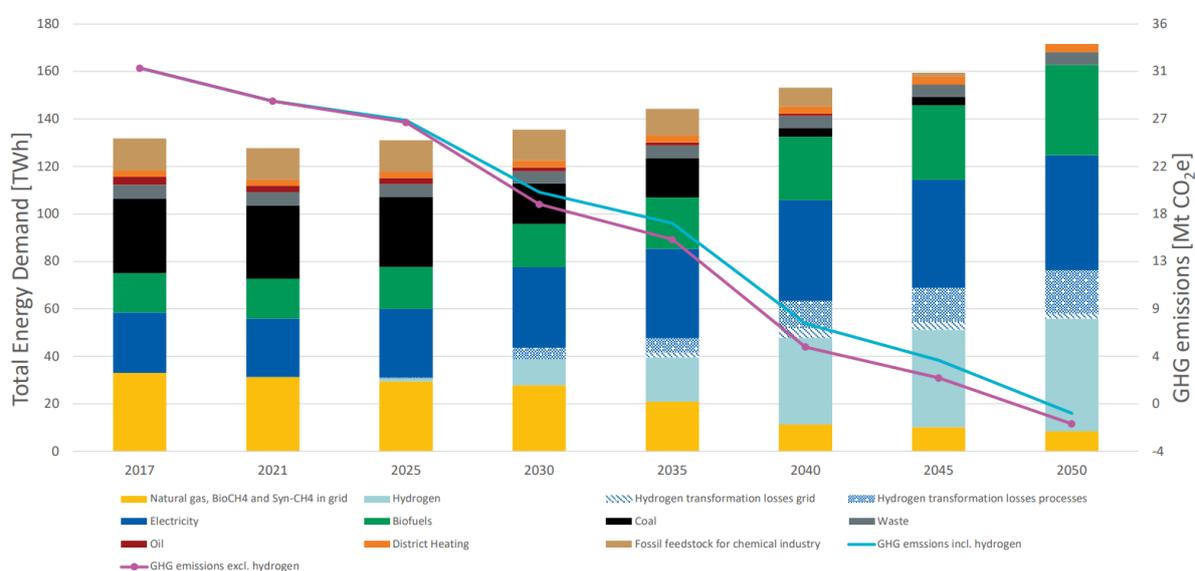


Abbildung 24: Gesamtenergiebedarf und Treibhausgasemissionen der österreichischen Industrie im ZEM-Szenario (60)

Am EVT sind die berechneten Werte der einzelnen Energieträger im POI- und ZEM-Szenario für die Jahre 2025 bis 2050 in Fünfjahresschritten für ganz Österreich vorhanden. Da die Daten auch regionalisiert vorliegen, können entsprechend den Anforderungen im Rahmen dieser Arbeit die benötigten steirischen Gasbedarfe extrahiert werden. Diese teilen sich einerseits auf einen expliziten Wasserstoffbedarf und andererseits auf eine Mischung aus Erdgas, Biomethan und synthetischen CH₄ auf.

Neben den NEFI-Szenarien wurden für diese Arbeit auch Szenariendaten herangezogen, die vom österreichischen Umweltbundesamt erstellt wurden. Diese Szenarien über die Treibhausgasemissionen und den Energieeinsatz in Österreich müssen in regelmäßigen Abständen gemäß der Governance-Verordnung für den Nationalen Energie- und Klimaplan erstellt werden. Die innerhalb dieser Arbeit betrachteten Szenarien sind das WAM-Szenario (With Additional Measures) und das Szenario „Transition“.

Im Szenario WAM spielt Wasserstoff ab 2030 eine wichtige Rolle. Gemäß der Wasserstoffstrategie wird im WAM-Szenario die Errichtung einer Elektrolysekapazität von 1 GW_{el} bis 2030 erreicht. Ab dem Jahr 2035 wird damit gerechnet, dass große Mengen an günstigem und klimaneutralem Wasserstoff über ein paneuropäisches Wasserstoffnetz gemäß der EHB-Initiative nach Österreich importiert werden. Bis 2040 sollen überdies größere Mengen an Wasserstoff im Bereich Schwerverkehr eingesetzt werden. In Tabelle 4 sieht man den Anstieg der österreichischen Wasserstoffmengen im Bruttoinlandsverbrauch für den Zeitraum 2030 bis 2050. Die im WAM-Szenario enthaltenen Maßnahmen verfehlen das Ziel der Klimaneutralität in Österreich bis zum Jahr 2040. Allerdings wird eine Reduktion der Treibhausgasemissionen auf ca. die Hälfte des Niveaus von 2021 erreicht. Dies wird unter anderem durch einen deutlichen Rückgang der Emissionen in den Bereichen Energie und Industrie erreicht. Der Energieträger „Erneuerbare“ in Tabelle 4 inkludiert alle erneuerbaren Energieträger (inklusive Biomasse), außer Biomethan und Bio-SNG (61). Ebenso ist anzumerken, dass im Dokument „Treibhausgasszenarien 2023“, aus dem die Daten stammen, alle Mengewerte des WAM- und Transitionsszenarios in Petajoule (PJ) angegeben sind. Für die Umrechnung in TWh wurde folgender formelmäßiger Zusammenhang angewendet (27):

$$1 \text{ PJ} = 0,2778 \text{ TWh} \quad (5-1)$$

Tabelle 4: Bruttoinlandsverbrauch WAM nach Energieträgerkategorien (61)

in TWh	2030	2040	2050
Kohle	23	14	2
Öl	119	71	50
CH ₄	54	29	23
Erneuerbare	185	219	223
Abfall	8	8	8
Strom	-8	1	5
Wasserstoff; e-Fuels	1	9	20
BIV	382	350	330

Die Daten in Tabelle 4 stammen aus einer überarbeiteten Version des WAM-Szenarios im Jahr 2023. Bereits im Jahr 2019 wurde die erste Version des WAM-Szenarios erstellt. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit lagen am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik nur die regionalisierten Mengendaten aus dem WAM-Szenario 2019 vor, weshalb eine neue Datenregionalisierung durchgeführt werden musste, um die aktuellen Mengen für die Steiermark ableiten zu können. Um aus den Mengewerten aus Tabelle 4, die ganz Österreich abbilden, die für diese Arbeit benötigten Gas- und Wasserstoffmengen für die Steiermark zu extrahieren, müssen, wie im Folgenden erklärt wird, einige Faktoren berücksichtigt werden.

Dafür werden auf weitere Mengenwerte des WAM-Szenarios zurückgegriffen, die ebenso dem Szenarienbericht „Energie- und Treibhausgasszenarien 2023“ des Umweltbundesamtes entnommen werden. Darin ist unter anderem der energetische Endverbrauch in Österreich, aufgeteilt auf Energieträger, enthalten, wie in Tabelle 5 ersichtlich. Vergleicht man Tabelle 4 mit Tabelle 5 ist zu erkennen, dass die eingesetzten Mengen an Wasserstoff nicht übereinstimmen. Dies resultiert daraus, dass der Bruttoinlandsverbrauch alle im Inland verfügbaren Energiemengen beinhaltet, wobei beispielsweise die Wasserstoffmengen, die durch Eigenproduktion mittels Elektrolyse in Österreich hergestellt werden, nicht inkludiert sind. Allerdings ist der für den Betrieb der Elektrolyse eingesetzte Strom im Bruttoinlandsverbrauch enthalten (61).

Tabelle 5: Energetischer Endverbrauch WAM nach Energieträgern (61)

in TWh	2030	2040	2050
Kohle	4	3	1
Öl	92	49	27
CH ₄	39	19	14
Biomasse (inkl. Biomethan)	52	54	49
Abfall	3	3	3
Wasserstoff, e-Fuels	3	8	13
Strom	73	90	100
Wärme	36	47	48
EEV	303	273	256

Der Energetische Endverbrauch ist als jene Energiemenge definiert, die für die Versorgung der unterschiedlichen Nutzenergiekategorien gemäß Nutzenergieanalyse der Statistik Austria zur Verfügung steht (62). Der Energetische Endverbrauch ist somit der Bruttoinlandsverbrauch abzüglich der Umwandlungsverluste, der Transportverluste, des Verbrauchs des Sektors Energie und des nichtenergetischen Verbrauchs. Wasserstoff, der für stoffliche Zwecke im Sektor Chemie und Petrochemie verwendet wird, ist im nichtenergetischen Verbrauch bilanziert. Der Verbrauch des Sektors Energie beinhaltet jenen Wasserstoff, der in Kraftwerken für die Stromerzeugung verwendet wird, sowie auch die Wasserstoffmengen, die als Reduktionsmittel in der Stahlerzeugung eingesetzt werden. Einen Überblick darüber gibt Tabelle 6.

Tabelle 6: Wasserstoffverbrauch WAM nach Sektoren (61)

in TWh	2030	2040	2050
Umwandlungseinsatz	0	1	1
Verbrauch des Sektors Energie	0	5	10
Nichtenergetischer Verbrauch	2	3	3
Industrie	2	3	4
Verkehr	1	4	6
Gesamt	4	15	24

Es ist ersichtlich, dass für das WAM-Szenario lediglich Mengenwerte für die Jahre 2030, 2040 und 2050 vorhanden sind. Da für diese Arbeit überdies Daten für die Jahre 2025, 2035 und 2045 benötigt werden, werden diese über folgende Formel interpoliert:

$$y(x) = y_1 + \left(\frac{x-x_1}{x_2-x_1}\right) \cdot (y_2 - y_1) \quad (5-2)$$

Im praktischen Teil dieser Arbeit erfolgt im nächsten Schritt die Zuteilung der Wasserstoffmengen für die Jahre 2025 bis 2050 zu den jeweiligen Industriesektoren. Dabei werden, wie oben beschrieben, die Wasserstoffmengen aus dem Sektor „Verbrauch des Sektors Energie“ dem Subsektor „Eisen und Stahl“, die H₂-Mengen aus dem Sektor „Nichtenergetischer Verbrauch“ auf den Subsektor „Chemie und Petrochemie“ und die Wasserstoffmengen, die in Tabelle 6 unter dem Sektor „Industrie“ aufgelistet sind, den restlichen 10 Subsektoren der Industrie zugeordnet (siehe Tabelle 3). Die Zuteilung auf diese 10 Untersektoren erfolgt gemäß der POI-Zuteilungsmethodik. Im Anschluss erfolgt eine Regionalisierung der Mengen gemäß einer in Kapitel 5.2.1 erklärten Verortungsmethodik. Diese Regionalisierung liefert die notwendigen prognostizierten Mengendaten von Wasserstoff der Industrie in der Steiermark laut WAM-Szenario.

Um neben den Wasserstoffmengen auch die WAM-spezifischen CH₄-Mengen für die Steiermark zu erhalten, ist es zunächst notwendig, die zeitliche Entwicklung des CH₄-Verbrauchs der Industrie zu betrachten. Dieser kann Tabelle 7 entnommen werden, in der der energetische Endverbrauch der Industrie des WAM-Szenarios aufgelistet ist. Die CH₄-Mengenwerte in Tabelle 7 wurden aus der ursprünglichen Datenquelle mit Formel (5-1) von PJ auf TWh umgerechnet. Wie auch bei den H₂-Mengen werden die zusätzlich benötigten Mengenwerte des CH₄-Bedarfs für die Jahre 2025, 2035 und 2045 gemäß der Formel (5-2) inter- bzw. extrapoliert. Diese Mengen für die Jahre 2025 bis 2050 werden ebenso anhand einer Verortungslogik auf ganz Österreich aufgeteilt, woraus die zukünftigen CH₄-Mengen in der Steiermark abgeleitet werden können. Hier ist anzumerken, dass die im WAM-Szenario ausgewiesenen Biomethan-Mengen für den Sektor „Nichtenergetischer Verbrauch“ sowie für

den Sektor „Verbrauch des Sektors Energie“ so gering sind, dass sie nicht in die Betrachtung miteinbezogen wurden. Die CH₄-Mengen für den Einsatz in den Sektoren „Nichtenergetischer Verbrauch“ und „Verbrauch des Sektors Energie“ sind im Quellendokument nicht extra ausgewiesen und fließen somit nicht in diese Arbeit mit ein. Ebenso wurden die ausgewiesenen Mengen, die aus etwaigen Transportverlusten resultieren, innerhalb dieser Arbeit nicht betrachtet, da diese durch den Betrieb von Verdichtern entstehen und kein Verdichter im Netzgebiet der Energienetze Steiermark betrieben wird. Verdichter befinden sich hauptsächlich auf Fernleitungsebene, wie in Kapitel 4.1 erklärt.

Tabelle 7: Energetischer Endverbrauch WAM der Industrie (61)

in TWh	2030	2040	2050
Kohle	4	3	1
Öl	1	1	1
CH ₄	23	17	13
Biomasse (inkl. Biomethan)	19	22	21
Abfall	3	3	3
Wasserstoff, e-Fuels	2	3	4
Strom	33	35	36
Wärme	6	6	7
EEV	92	91	87

Aus den Gasmengendaten aus Tabelle 6 und Tabelle 7 resultiert ein gesamter Endenergiebedarf der österreichischen Industrie in Abbildung 25, der innerhalb des WAM-Szenarios berechnet wurde.

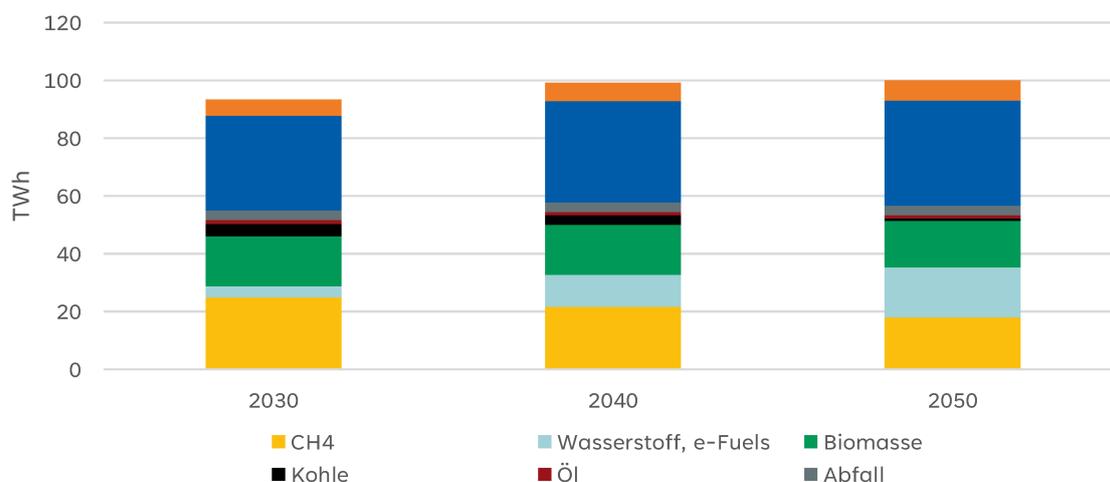


Abbildung 25: Endenergiebedarf der österreichischen Industrie im WAM-Szenario – eigene Darstellung (Werte aus (61))

Da neben den Gasmengen der Industrie im WAM-Szenario auch die zukünftigen CH₄-Mengen im Bereich Haushalte beschrieben werden sollen, wird die Quantifizierung der Methanmengen für die Haushalte analog zur Industrie durchgeführt. Die Gasmengen aus Tabelle 8 wurden abermals mit der Formel (5-1) von PJ auf TWh umgerechnet und in einem weiteren Schritt die Bedarfsmengen für die Jahre 2025, 2035 und 2045 über die Formel (5-2) interpoliert. Die erhaltenen prognostizierten CH₄-Mengen der Haushalte werden über eine Verortungsmethodik des EVT auf ganz Österreich aufgeteilt. Die sich daraus ergebenden Mengen für die Steiermark werden in dieser Arbeit betrachtet.

Tabelle 8: Energetischer Endverbrauch WAM der Haushalte (61)

in TWh	2030	2040	2050
Kohle	0	0	0
Öl	6	0	0
CH ₄	11	1	0
Biomasse (inkl. Biomethan)	19	19	15
Strom	19	21	21
Wärme	21	30	31
EEV	77	71	68

Mittels der Verwendung des Szenario „Transition“ sollen die zu erwartenden H₂-Mengen im Sektor Verkehr abgebildet werden. Das Szenario Transition beschreibt eine mögliche Transformation des Energiesystems zur Zielerreichung der Klimaneutralität in Österreich im Jahr 2040 und beinhaltet Maßnahmen, durch welche bis 2040 eine Senkung des Endenergieverbrauchs um rund 30% gegenüber 2020 erreicht wird. Dies erfolgt durch die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen in den einzelnen Sektoren. Im Transition-Szenario wird allein im Verkehrssektor 2050 durch die gesetzten Maßnahmen eine Reduktion des energetischen Endverbrauchs umrund 64 % gegenüber 2020 erzielt. Für dieses Szenario waren zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit am EVT bereits aktuelle Werte für den Verkehrssektor für die Jahre 2030 und 2040 in Österreich vorhanden. Diese Daten waren bereits regionalisiert, wodurch auch für die Steiermark die erforderlichen Mengenwerte an Wasserstoff vorhanden waren. Um auch für 2050 die Mengen für die Steiermark zu erhalten, wird der gesamte österreichische Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor 2050 aus Tabelle 9 entnommen. Dieser Wert (7 TWh) ist allerdings nicht gänzlich dem Schwerverkehr zuzuschreiben, da darin auch E-Fuels enthalten sind, die im Flugverkehr eingesetzt werden sollen (61).

Tabelle 9: Energetischer Endverbrauch Transition des Verkehrs (61)

in TWh	2030	2040	2050
Öl	48	5	2
Gas	2	0	0
Biomasse (inkl. Biomethan)	5	8	4
Wasserstoff, e-Fuels	1	5	7
Strom	13	25	23
EEV	69	42	36

Da die prognostizierten Werte für 2030 und 2040 in ganz Österreich für den Sektor Schwerverkehr am EVT bekannt sind, wie oben beschrieben, kann der Anteil des Schwerverkehrssektors am gesamten H₂-Bedarf im Sektor Verkehr berechnet werden. Dieser Anteil liegt im Jahr 2030 bei 72% und im Jahr 2040 bei rund 47%. Es wird die Annahme getroffen, dass auch im Jahr 2050 rund 47% der ausgewiesenen H₂-Menge in Tabelle 9 im Verkehrssektor dem österreichischen Schwerverkehr zuzurechnen sind. Analog dazu erfolgt die Berechnung, welchen Anteil die Steiermark am gesamten H₂-Bedarf im Sektor Verkehr hat. Die Auswertung ergibt, dass 2040 im Sektor Verkehr 11% des gesamten Wasserstoffbedarfs dem steirischen Schwerverkehr zuzurechnen sind. Für die Berechnung des erforderlichen H₂-Mengenwerts für die Steiermark im Jahr 2050, wird die Annahme getroffen, dass sich die Mengen im gleichen Maße auf Österreich verteilen wie im Jahr 2040. Somit beträgt der Wasserstoffbedarfswert im Sektor Schwerverkehr für die Steiermark 11% der ausgewiesenen 7 TWh aus Tabelle 9. In einem nächsten Schritt erfolgt die Regionalisierung des berechneten Wertes innerhalb der Steiermark gemäß der Verortungsmethodik, die für das Jahr 2040 durchgeführt wurde (61).

5.1.2 Aufbringung

Für die Mengenbetrachtung auf der Aufbringungsseite bis zum Jahr 2050 stehen ebenso bereits Daten für die Steiermark zur Verfügung. Im Zuge der Abfragen der Industrie im Rahmen der AGGM-Umfrage gab es eine Erhebung bezüglich geplanter selbst produzierter H₂-Mengen durch Elektrolyse der einzelnen Industriebetriebe. Eine weitere Datengrundlage in diesem Zusammenhang ist die Betrachtung einzelner Umspannwerke in der Steiermark, die sich für den netzdienlichen Betrieb einer Elektrolyse zur Stromnetzentlastung eignen. Die Vorgehensweise wird in diesem Unterkapitel beschrieben.

AGGM-Abfrage

Die grundlegenden Informationen der Abfrage von der AGGM wurden bereits in Kapitel 5.1.1. beschrieben. Dabei wurde sowohl im Jahr 2022 als auch im Jahr 2024 seitens der Industrie eine Angabe von Eigenproduktionsmengen von Wasserstoff durch Elektrolyse am jeweiligen Industriestandort erbeten. Für die Jahre 2025 bis 2050 liegen somit Daten von einzelnen Industrieunternehmen vor, die die Errichtung eines eigenen Elektrolyseurs genannt haben. Dies inkludiert die installierte Elektrolysekapazität sowie die geplanten jährlichen Erzeugungsmengen bis 2050. Für das gewählte Aufbringungsszenario wird in dieser Arbeit ausschließlich auf die jüngsten Umfragedaten zurückgegriffen.

Elektrolyseure zur Entlastung einzelner Umspannwerke

Die Aufbringungsmengen von Wasserstoff in der Steiermark ergeben sich aus der installierten Elektrolysekapazität und der Betriebsweise der Elektrolyseure. Bis zum Jahr 2035 ist gemäß einer konzerninternen Analyse des Stromnetzes und der geplanten Zubaukapazitäten von PV- und Windleistungen in der Steiermark eine installierte Leistung von 250 MW_{el} durch netzdienliche Elektrolyseure geplant. Wie die Auswahl der dafür geeigneten Standorte erfolgt, wird in Kapitel 5.2.2 beschrieben. Für die Betriebsweise der Elektrolyseure wird in Zukunft sowohl ein netzdienlicher als auch ein marktdienlicher Betrieb erwünscht. Da eine intensive Beschäftigung mit dem Thema eines sowohl marktdienlichen als auch netzdienlichen Elektrolyseurbetriebs den Rahmen dieser Arbeit übertreffen würde, wird für die Berechnung der produzierten H₂-Mengen durch die netzdienlichen Elektrolyseure jeweils eine Volllaststundenanzahl von 4500 Stunden mit einem Wirkungsgrad von 0,7 angenommen.

Für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ist die genaue Betriebsweise (durch die als gleich angenommene Volllaststundenanzahl) nicht so sehr von Bedeutung. Der entscheidende Faktor in diesem Zusammenhang ist eher, wann die Errichtung und Inbetriebnahme der Elektrolyseure geplant sind. Sobald eine Wasserstoffproduktion an diesen Standorten erfolgt, muss eine Möglichkeit gegeben sein, die produzierten Wasserstoffmengen abtransportieren oder direkt verwerten zu können. In dieser Arbeit wird die Annahme getroffen, dass die netzdienlichen Elektrolyseure ab deren Inbetriebnahme an das Gasnetz angeschlossen werden sollen, obwohl es auch andere Möglichkeiten, wie die Befüllung von Trailern, gäbe.

5.2 Verortung

Für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in der Steiermark ist es von besonderer Bedeutung zu analysieren, wo und wann die jeweiligen Mengen auftreten können. Dieses Unterkapitel beschäftigt sich damit, wie die Mengen aus den Szenarien für Erzeugung und Verbrauch von Wasserstoff für die verschiedenen Jahre verortet werden. Dabei werden die Jahre 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 und 2050 betrachtet. Durch die örtliche Verteilung der

Mengen und der Berücksichtigung von szenarienspezifischen Unterschieden, kann auf robuste Art und Weise abgeleitet werden, wo und wann der Neubau von H₂-Leitungen bzw. die Umwidmung von CH₄-Leitungen erfolgen soll. Da trotz Umwidmung bestehender Leitungen auch eine sichere Versorgung mit CH₄ gewährleistet werden muss, werden auch die szenarienspezifischen CH₄-Mengen verortet. Diese Daten dienen als Grundlage für Lastflussberechnungen, die in einem Folgeprojekt zwischen dem Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben und den Energienetzen Steiermark durchgeführt werden.

5.2.1 Bedarf

Auf der Bedarfsseite erfolgt die Verortung der Mengen einerseits über die erhobenen Daten durch die durchgeführten Umfragen der Industrie von der AGGM für den Ausbau der Verteilernetzinfrastruktur sowie durch die vom EVT zur Verfügung gestellten Szenariendaten.

Stakeholdereinbindung

Da bei den durchgeführten Abfragen der AGGM in den Jahren 2022 und 2024 und im Rahmen des Masterplans Grüne Energie Steiermark explizite Industrieunternehmen befragt wurden, beruht die Verortung der eingemeldeten Mengen auf deren Zuweisung zu den jeweiligen Standorten der Industrie. Die Daten über die Standorte wurden entweder bei der Abfrage von den jeweiligen Unternehmen angegeben oder zusätzlich recherchiert. So ergibt sich eine punktuelle Verortung der H₂- und CH₄-Bedarfsmengen für den Zeitraum 2025 bis 2050 in Fünfjahresschritten.

Szenariendaten

Die Verortung der identifizierten Mengen in den jeweiligen Szenarien erfolgt durch eine am EVT entwickelte und auch im Rahmen dieser Arbeit seitens des EVT angewendete, gekoppelte Anwendung des Bottom-Up- und des Top-Down-Ansatzes anhand des Technologieeinsatzes und der Wirtschaftstätigkeit je Subsektor. Wie in Kapitel 5.1.1 beschrieben, wurde die österreichische Industrie dafür in 12 Subsektoren eingeteilt. Beim Bottom-Up-Ansatz werden die Technologieeinführungen in den Subsektoren bewertet. Grundlage dafür ist die Auswahl von best-verfügbaren Technologien und Durchbruchs-De karbonisierungstechnologien sowie deren spezifischen Prozessparametern. Beim Top-Down-Ansatz werden die Nutzenergiebedarfe der einzelnen Subsektoren berechnet. Dabei wird der spezifische Energiebedarf für die Produktion von verschiedenen Gütern betrachtet und mit den in einem vorherigen Schritt definierten techno-ökonomischen Faktoren, die die Nachfrage nach bestimmten Brennstoffen beeinflussen, in Verbindung gesetzt. Ein wichtiger Faktor bei der Top-Down-Modellierung ist die wirtschaftliche Aktivität (60).

Durch die Kombination des Top-Down und des Bottom-Up Ansatzes, sind auf ganz Österreich verteilte Mengendaten der einzelnen Szenarien entstanden. Die Regionalisierung erfolgte dabei durch das EVT mittels einer Aufteilung auf Umspannwerk-Bezirke (UW-Bezirke). Die UW-Bezirke in Österreich sind in Abbildung 26 zu sehen. Diese Methodik, die auf dem Voronoi Algorithmus beruht, stammt aus dem Stromsektor, um Bedarfe an elektrischer Energie örtlich eingrenzen zu können. Diese Methodik wurde auf den Gassektor übertragen (49).



Abbildung 26: Die österreichischen Umspannwerksbezirke (49)

In den jeweiligen UW-Bezirken wurden dabei zunächst einzelne Industrieunternehmen, die jeweils einem Subsektor zugeteilt sind, verortet. Betrachtet man beispielsweise den Sektor Zellstoff und Papier, wurden die Bedarfe der einzelnen Unternehmen betrachtet und anhand der Szenarien und den darin enthaltenen technologischen Maßnahmen eine Fortschreibung der Energiebedarfe bottom-up-Ansatzes berechnet. Die Summe des Energiebedarfs der verorteten Unternehmen für ein bestimmtes Jahr wurde dann von der Gesamtsumme des Energiebedarfs des Sektors Zellstoff und Papier abgezogen. Die übrig gebliebenen Mengen in diesem Sektor wurden anhand von Statistikdaten top-down auf die restlichen Umspannwerksbezirke verteilt. So ergeben sich für alle Umspannwerksbezirke in der Steiermark berechnete Energiemengen für alle Subsektoren, sowohl bottom-up als auch top-down regionalisiert, für die Jahre 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 und 2050. Diese Daten stehen für diese Arbeit zur Verfügung und werden im praktischen Teil der Arbeit den anderen erhobenen Daten gegenübergestellt. Durch die Szenarien entsteht eine breitere Datengrundlage, die nicht nur auf einzelne Unternehmen und deren Vertretern aufbaut, sondern auch durch Berechnungen von erwarteten Entwicklungen in den einzelnen Subsektoren gestützt ist.

Auch die szenarienspezifischen Wasserstoffmengen im Sektor Verkehr sowie die prognostizierten CH₄-Bedarfsmengen im Sektor Haushalte werden auf die einzelnen Umspannwerksbezirke aufgeteilt. Im Verkehrssektor sind einzelne Umspannwerksbezirke definiert, in denen aus heutiger Sicht im Jahr 2030 mit einem Wasserstoffbedarf zu rechnen ist. Diese Verortung erfolgt anhand großer Hauptverkehrsrouten. Im Jahr 2040 verteilt sich der H₂-Bedarf auf weitere Umspannwerksbezirke, weil davon ausgegangen wird, dass es 2040 weitere H₂-Tankstellen an anderen Orten geben wird. Für das Jahr 2050 waren keine Verortungsdaten vorhanden. Es wird davon ausgegangen, dass sich die H₂-Bedarfe im Verkehrssektor 2050 gleich verteilen wie im Jahr 2040.

5.2.2 Aufbringung

Auf der Aufbringungsseite wurden im Gegensatz zum Bedarf ausschließlich Einzelstandorte für die Erzeugung von Wasserstoff definiert. Diese Standorte stammen sowohl aus der AGGM-Umfrage als auch aus der Identifikation von Elektrolyseuren für einen netzdienlichen Betrieb.

Industriestandorte

Wie auch beim Bedarf kann die Verortung der geplanten steirischen Wasserstoffproduktionsmengen anhand der Industriestandorte erfolgen. Sobald ein Unternehmen eine Eigenproduktion von Wasserstoff angibt, wird dessen Standort bei der Regionalisierung der Wasserstoff-Erzeugungsmengen mit aufgenommen. Die eingemeldeten Aufbringungsmengen werden den jeweiligen Standorten zugeordnet. So entsteht eine Datenbasis für lokal verortete Wasserstofferzeugungsmengen der Industrie in den Jahren 2025 bis 2050 in Fünfjahresabständen.

Identifikation von Elektrolysestandorten für einen netzdienlichen Betrieb

Wie in Kapitel 3.4 beschrieben, können Elektrolyseure für eine Entlastung des Stromnetzes nützlich sein. Um tatsächlich eine Stromnetzentlastung gewährleisten zu können, ist der Standort des Elektrolyseurs essenziell. Grundsätzlich gilt, dass Elektrolyseanlagen überwiegend in der Nähe der volatilen Stromerzeugung errichtet werden sollen, sprich in der Nähe von Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Der volatil erzeugte Strom in diesem Fall nicht über das elektrische Netz an einen anderen Standort transportiert werden, Gasleitungen weisen i.d.R. größere Kapazitäten auf. Um die erzeugten Wasserstoffmengen abtransportieren zu können, sollte weiters darauf geachtet werden, dass ein Elektrolyseur in der Nähe einer entsprechenden Gasinfrastruktur errichtet wird. Dieser Aspekt schränkt die Standortwahl entsprechend ein (43).

Um ideale Standorte für Elektrolyseure in der Steiermark identifizieren zu können, ist deshalb in einem ersten Schritt die Betrachtung der zu erwarteten zukünftigen Anschlussleistungen von Wind und PV notwendig. Für die Stromerzeugung aus PV hat das Umweltbundesamt im

Rahmen des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans drei verschiedene Szenarien erstellt. Darin ausgeschlossen sind jene Flächen, in denen aus Gründen des Natur- und Artenschutzes keine Installation von PV-Anlagen durchgeführt werden soll, obwohl ein PV-Potenzial vor Ort vorhanden ist. Um die realisierbare PV-Aufbringung darzustellen, wurde das Szenario „aktuelle Entwicklungen“ gewählt. Darin wird ein theoretisch-technisches Potenzial für die PV-Erzeugung in Österreich von 279 TWh/a ausgewiesen. Aus Gründen der Umsetzbarkeit können in der Berechnung ca. 8 % dieses Potenzials bis 2030 erschlossen werden. Wie sich diese Menge im Jahr 2030 auf ganz Österreich verteilt, ist in Abbildung 27 zu sehen (49).

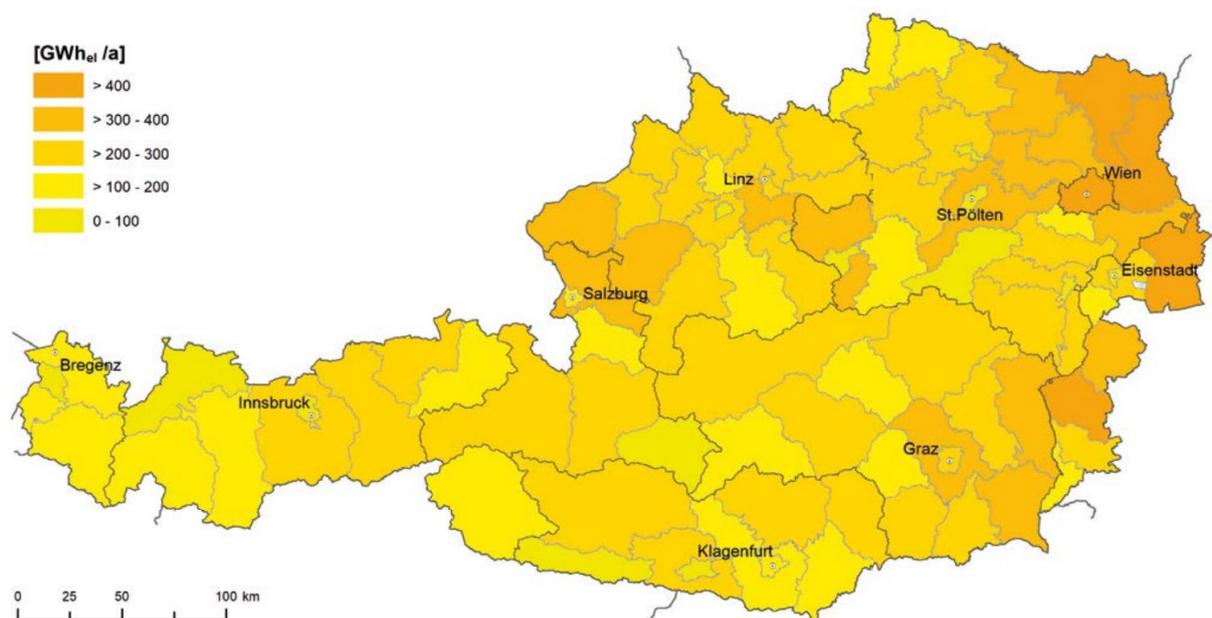


Abbildung 27: Realisierbare Aufbringung der Photovoltaik in Bezirken Österreichs bis 2030 (49)

Betrachtet man die Steiermark, ist zu erkennen, dass im Jahr 2030 vor allem in der Südoststeiermark erhebliche PV-Potenziale erschlossen werden können. Insgesamt beträgt gemäß des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans der Wert für die realisierbare Aufbringung durch PV in der Steiermark im Jahr 2030 3,3 TWh. Bis 2040 sollen knapp 15 % des theoretisch-technischen Potenzials in Österreichs umgesetzt werden können, was für die Steiermark in einem Gesamtwert von 6,9 TWh resultiert. In der Steiermark ergeben sich dabei noch weitere Gebiete, insbesondere in den politischen Bezirken Liezen, Murtal, Bruck-Mürzzuschlag, Weiz, Deutschlandsberg und Leibnitz, in denen PV-Anlagen an das Stromnetz angeschlossen werden könnten, wie in Abbildung 28 zu sehen (49). Für die Realisierung des PV-Ausbaus sind allerdings weitere Flächen notwendig. Laut einer Studie von Österreichs Energie reichen Dachflächen nicht aus, um die jeweiligen Potenziale der Bundesländer auszuschöpfen. Bis 2030 lassen sich maximal 4 TWh in ganz Österreich auf Dächern oder Fassaden errichten. Dies zeigt die Notwendigkeit auf, zusätzlich die Errichtung von PV-Panelen auf Freiflächen zu forcieren, wobei insgesamt bis 2030 in Österreich etwa 91 km² dafür zur

Verfügung gestellt werden müssen, wenn ein Flächenverbrauch von 1,6 ha pro MW angenommen wird. Reduziert sich der Flächenverbrauch auf 1 ha pro MW, verringert sich die notwendige Fläche auf 57 km², die für PV-Nutzung bereitgestellt werden müssen (63).

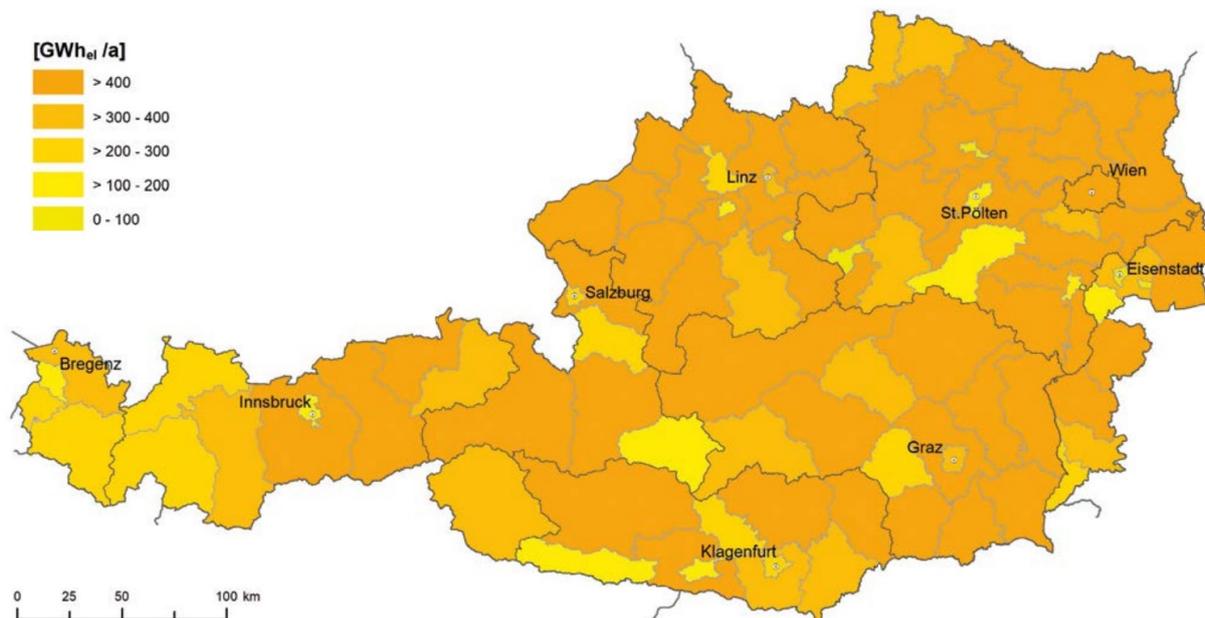


Abbildung 28: Realisierbare Aufbringung der Photovoltaik in Bezirken Österreichs bis 2040 (49)

In gewissen Gebieten gibt es derzeit schon eine hohe Zahl an Netzzugangsanfragen für PV-Projekte, die insgesamt über die zulässige Anschlussleistung an das bestehende Stromnetz hinausgehen. Würden alle eingemeldeten PV-Projekte angeschlossen werden, hätte dies die Überlastung des dortigen elektrischen Netzes zur Folge. Um dem entgegenzuwirken, müssten die Stromleitungen verstärkt werden, was mit hohen Kosten verbunden ist. Dies begründet wiederum, warum der Einsatz von netzdienlichen Elektrolyseuren in solchen Gebieten als Abhilfe gesehen wird (64).

Im selben Szenario wurde für das theoretisch-technische Potenzial zur Stromerzeugung aus Windkraftanlagen ein Wert von 228 TWh/a angenommen. Im Jahr 2030 sollen davon rund 9 % realisierbar sein, wobei die Verteilung der Aufbringungsmengen durch Wind auf ganz Österreich in Abbildung 29 zu sehen ist. Der Bezirk Mürzzuschlag weist demnach in der Steiermark das höchste Windpotenzial auf. Insgesamt ergibt sich für die Steiermark ein Potenzial von 2,8 TWh im Jahr 2030 (49).

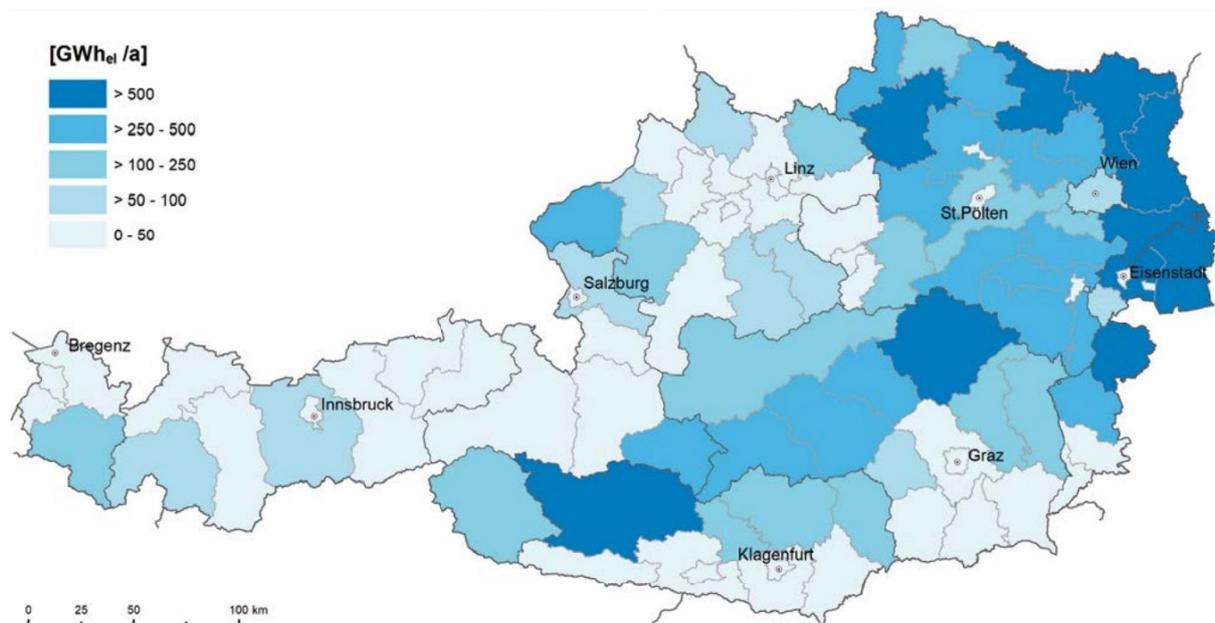


Abbildung 29: Realisierbare Aufbringung der Windkraft in Bezirken Österreichs bis 2030 (49)

Im Jahr 2040 soll der realisierbare Anteil des theoretisch-technischen Potenzials aus Windkraft auf 13 % erhöht werden. Das entspricht einem Wert von 3,5 TWh in der Steiermark. In Abbildung 30 ist die Verteilung des realisierbaren Gesamtpotenzials für ganz Österreich abgebildet. Demnach ergeben sich 2040 auch im Bezirk Murtal erhebliche Strommengen, die durch Wind in der Steiermark produziert werden könnten (49).

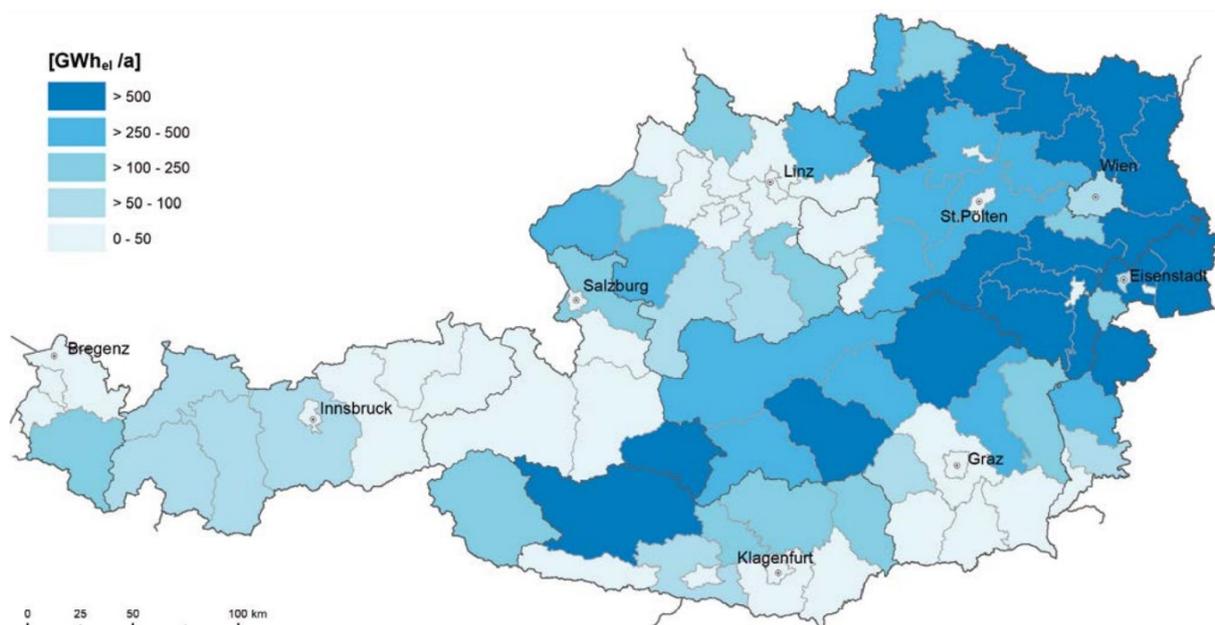


Abbildung 30: Realisierbare Aufbringung der Windkraft in Bezirken Österreichs bis 2040 (49)

Auf Basis dieser Daten werden in Zusammenarbeit mit den Energienetzen Steiermark die derzeit plausibelsten Elektrolysestandorte ausgewählt. In einer Sektorkopplungsstudie, die in der Vergangenheit ebenso in Kooperation mit den Energienetzen Steiermark entstanden ist, wurden bereits explizite Umspannwerke ausgewiesen, die sich für den Standort einer

Elektrolyse eignen. Diese ausgewiesenen Umspannwerke beziehen sich allerdings nur auf die Südsteiermark. Die Informationen, die sich aus der Sektorkopplungsstudie ziehen lassen, fließen in diese Arbeit mit ein. Des Weiteren werden auch weitere Umspannwerke in der Steiermark betrachtet. Dabei wird darauf geachtet, dass Standorte gefunden werden, wo trotz Leitungsverstärkungen einzelner Stromleitungen, die derzeit bereits in Planung sind, der Betrieb eines Elektrolyseurs mit Überschussstrom aus Erneuerbaren zu einer Entlastung des Stromnetzes führen würde. Die dabei betrachteten Umspannwerke befinden sich in den politischen Bezirken Mürzzuschlag, Weiz, Südoststeiermark und Deutschlandsberg.

Dafür erfolgt die Betrachtung der prognostizierten Jahreslastgänge der einzelnen Umspannwerke. Wie diese Jahreslastgänge entstehen, wird im Folgekapitel näher beschrieben. Daraus resultiert, dass teilweise zu einer starken Rückspeisung kommt. Ist dies der Fall, wird das Umspannwerk als geeigneter Elektrolysestandort gesehen. Je nach geplanter Leitungsverstärkung des Stromnetzes vor Ort wird eine Elektrolysekapazität ausgewählt, die aus heutiger Sicht bezüglich der Leistung für eine Entlastung des elektrischen Netzes sorgen wird. So ergibt der Einsatz von Elektrolyseuren als Ausgleich für die erwarteten zusätzlichen Leistungen, die sich durch den Zubau von Wind und PV ergeben, vor allem in einzelnen Umspannwerken eine punktuelle Entlastung.

Eine weitere Form der Netzdienlichkeit von Elektrolyseuren im elektrischen Netz stellt die Spannungshaltung dar. Dies ist vor allem in den niedrigeren Netzebenen ein wichtiges Thema. Gemäß der Europäischen Norm EN 50160, die die Spannungsqualität in den Netzebenen 5 bis 7 regelt, muss die Spannung im elektrischen Netz innerhalb gewisser Grenzen gehalten werden. Durch mehr Einspeisung ins Netz, als von den Kunden verbraucht wird, resultiert eine ungewollte Spannungserhöhung. Je niedriger die Spannungsebene, desto höher ist die Fragilität des Systems. Werden Windparks beispielsweise an einem elektrischen Netz mit hoher Spannung, wie dem 110 kV-Netz, angeschlossen, ist die Spannungsstabilität nicht so ein großes Thema wie auf einer Netzebene mit einer niedrigeren Spannung, wie beispielsweise auf der 20 kV-Ebene. Da vor allem PV-Anlagen häufig auf der 20 kV-Ebene angeschlossen werden und nicht immer so viel Strom verbraucht wird, wie erzeugt wird, kann es in diesen Fällen zu einer Spannungsüberhöhung kommen. In diesem Zusammenhang stellt ein Elektrolyseur angeschlossen an das 20 kV-Netz eine wichtige Möglichkeit zur Spannungshaltung dar (65). Aus diesem Grund wird im Zuge dieser Arbeit ebenso ein Elektrolysestandort im 20 kV-Netz betrachtet.

5.3 Lastprofile

Lastprofile spielen in der Mengenprognose, insbesondere für den Energiehandel, eine wichtige Rolle. Je nach Prozess ergeben sich unterschiedliche erforderliche Energiemengen pro Stunde. Je nachdem, in wie vielen Stunden pro Jahr wie viel Energie durch einen Prozess benötigt wird, resultieren gewisse Jahresmengen an benötigter Energie. Für die Identifikation der anfallenden H₂- und CH₄-Mengen auf der Verbraucherseite ist dies ein wichtiges Thema. In dieser Arbeit wird für die Energiemengenquantifizierung allerdings auf bereits zuvor beschriebene Szenarien zurückgegriffen. Es erfolgt also keine explizite Mengenermittlung über Lastprofile. Das ist der Grund, warum hier bedarfsseitig diesbezüglich keine Lastprofile ausgewiesen werden. Im Falle der Produktion von Wasserstoff allerdings entstehen durch die Betrachtung eines netzdienlichen Betriebs der Elektrolyseure unterschiedliche Lastprofile. Wie diese Lastprofile zustande kommen, wird in diesem Kapitel beschrieben.

5.3.1 Aufbringung

An den gewählten Elektrolysestandorten liegen unterschiedliche Prognosen für geplante Einspeisungsmengen von Erneuerbarem Strom aus Wind und PV in das elektrische Netz vor. Je nachdem, ob in dem jeweiligen Gebiet der Leistungszubau von Wind, PV oder beidem geplant ist, resultieren unterschiedliche Leistungsprofile im elektrischen Netz, die ausschlaggebend für den netzdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren sind. Um diese Profile zu erhalten, werden in einem ersten Schritt die derzeitigen Jahresprofile in den jeweiligen Umspannwerken betrachtet. Falls sich das betrachtete Umspannwerk in einem gewissen Gebiet befindet, in dem ausschließlich weitere PV-Anschlussleistungen geplant sind, wird in einem zweiten Schritt ein PV-Erzeugungsprofil aus dieser Gegend als Referenz herangezogen, normiert und auf die geplante Leistung hochskaliert. Bei der Normierung werden alle Werte eines bestimmten PV-Erzeugungsprofils durch die Leistung der jeweiligen PV-Anlage dividiert. Dadurch erhält man ein normiertes Profil, aus dem sich ablesen lässt, zu welchem Zeitpunkt im Jahr wie viel Prozent der Nennleistung der PV-Anlage erreicht werden können. In Abbildung 31 ist eines dieser normierten PV-Jahresprofile aus der Steiermark zu sehen.

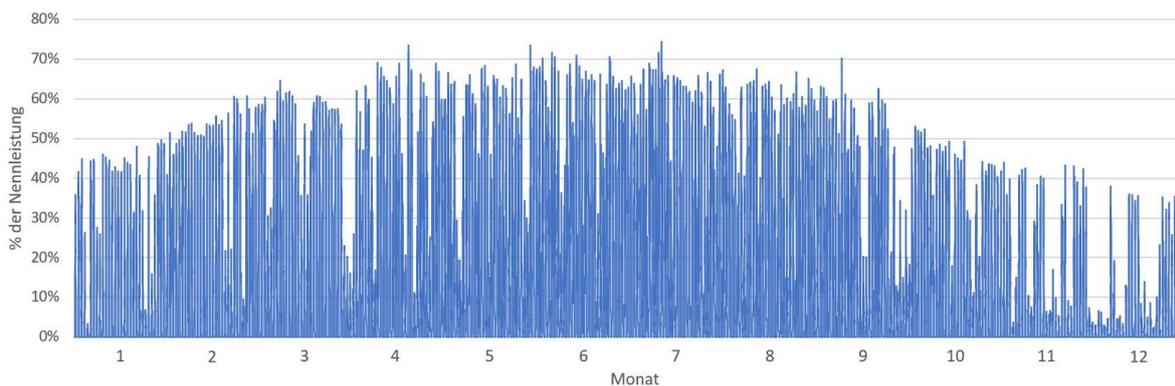


Abbildung 31: Normiertes PV-Jahreslastprofil aus der Steiermark

Um ein normiertes PV-Lastprofil zu skalieren, multipliziert man die Einzelwerte des normierten Lastprofils mit der geplanten Nennleistung der PV-Anlage. Im Falle eines geplanten Leistungszuwachses beim betrachteten Umspannwerk durch Windkraftanlagen wird dieselbe Vorgehensweise mit einem Wind-Erzeugungsprofil aus dem Gebiet durchgeführt. Ein normiertes Wind-Jahreslastprofil aus der Steiermark ist in Abbildung 32 dargestellt.

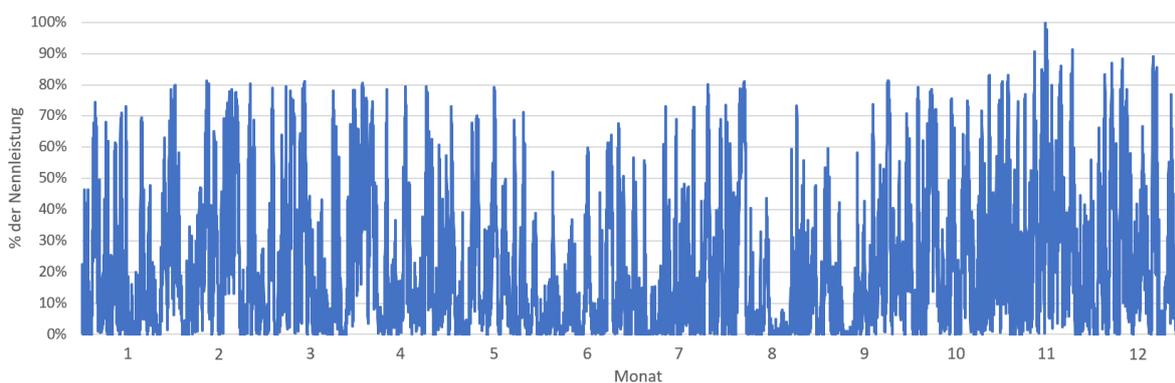


Abbildung 32: Normiertes Wind-Jahreslastprofil aus der Steiermark

Befindet sich das Umspannwerk in einer Gegend, wo mit einem nennenswerten Zuwachs sowohl von Wind- als auch von PV-Leistungen zu rechnen ist, werden ebenso entsprechende Jahresprofile der geplanten Leistungen mit den jeweiligen normierten regionalen Erzeugungsgängen sowohl von Wind als auch von PV erstellt. Der Lastgang des Verbrauchs sowie die skalierten Lastprofile der Erneuerbaren-Erzeugung werden in einem weiteren Schritt übereinandergelegt, woraus sich ein Gesamtprofil im betrachteten Umspannwerk ergibt. Ein sich dadurch ergebender, beispielhafter Lastgang in einem betrachteten Umspannwerk ist in Abbildung 33 dargestellt. Um jeweils die Lastprofile für die einzelnen Elektrolyseure zu erhalten, wird die Rückspeisung durch volatile Erneuerbare ins elektrische Netz betrachtet. Die Rückspeisung in das elektrische Netz sind alle negativen MW-Werte in Abbildung 33. Je nach Größe des Elektrolyseurs ergeben sich unterschiedliche Volllaststunden durch einen rein netzdienlichen Betrieb. Für die Berechnung der Volllaststundenanzahl eines

40 MW_{el} Elektrolyseurs werden beispielsweise alle Werte betrachtet, die in Abbildung 33 hellbau hinterlegt sind.

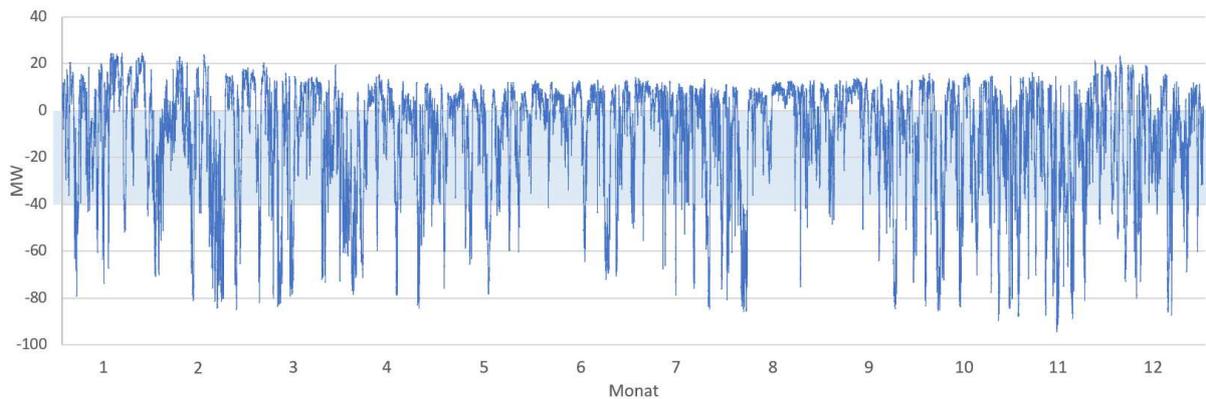


Abbildung 33: Lastgang eines Umspannwerks mit Rückspeisung durch Erneuerbare in das elektrische Netz

Je nach Dimensionierung des Elektrolyseurs ergeben sich verschiedene Lastprofile und damit unterschiedliche Mengen an erzeugtem Wasserstoff. Die resultierende Menge wird durch die Leistung des jeweiligen Elektrolyseurs dividiert, woraus sich die jeweilige Volllaststundenanzahl ergibt. Hier ist anzumerken, dass bei der Berechnung der Volllaststundenanzahl nur die reine Netzdienlichkeit betrachtet wird. Nicht miteinbezogen werden die technischen Parameter eines Elektrolyseurs, wie beispielsweise eine Mindestlast, eine Bandlast oder ein optimaler Betriebspunkt. Diese Betrachtung würde über den Rahmen dieser Arbeit hinausgehen. Die Berechnung soll lediglich theoretisch aufzeigen, wie viele Volllaststunden für einen Elektrolyseur erreicht werden, wenn dieser ausschließlich in der Zeit betrieben wird, in der eine Rückspeisung in das elektrische Netz durch Erneuerbare auftritt.

Um aufzuzeigen, welche Unterschiede sich je nach Erneuerbaren-Zubau in der Volllaststundenanzahl ergeben, wird je ein Lastprofil pro Variante abgebildet. Variante 1 betrachtet ausschließlich den Zubau von PV. Variante 2 betrachtet ausschließlich den Zubau von Wind. Variante 3 betrachtet sowohl den Zubau von Wind als auch von PV.

Anzumerken ist, dass für die Quantifizierung der Wasserstoffmengen, die in Zukunft jährlich in der Steiermark produziert und in das H₂-Netz eingespeist werden sollen, nicht die Mengen gewählt wurden, die sich durch die Lastprofile des netzdienlichen Betriebs ergeben. Grund dafür ist, dass Elektrolyseure in Zukunft sowohl netz- als auch marktdienlich betrieben werden sollen, wie in Kapitel 4.5 beschrieben. Dies führt zu der Annahme von 4500 Volllaststunden mit einem Wirkungsgrad von 0,7 bei der Berechnung der H₂-Einspeisemengen in der Steiermark, wie bereits in Kapitel 5.1.2 erwähnt.

5.4 zeitlich gestaffelter Aufbau der steirischen H₂-Infrastruktur

Aus den Plänen sowohl im Zuge des österreichischen Netzinfrastukturplans als auch von der AGGM innerhalb der „Langfristigen und Integrierten Netzinfrastukturplanung“ geht ein Wasserstoffkernnetz in der Steiermark für 2040 hervor, wie in Abbildung 15 und Abbildung 17 zu sehen. Allerdings steht noch nicht fest, wie das steirische H₂-Netz im Jahr 2030 aussehen soll. In Abbildung 14 ist die Variante dargestellt, in der die H₂-Versorgung der Steiermark aus dem Osten erfolgen soll. Diese Variante wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit als Variante 1 bezeichnet. Dafür soll die S1-Leitung, die derzeit mit Erdgas betrieben wird, für einen Transport von Wasserstoff umgewidmet werden. Des Weiteren ist der Neubau der S3-Leitung geplant. In der Variante der AGGM, dargestellt in Abbildung 16 ist ebenso der Neubau der S3-Leitung geplant. Allerdings soll die H₂-Versorgung aus dem Süden erfolgen, wofür der Neubau des S4-Abschnitts sowie die Umwidmung der S2-Leitung geplant ist. Diese Variante wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit als Variante 2 bezeichnet. Für eine übersichtliche Darstellung ist in Abbildung 34 das geplante steirische Gasnetz für das Jahr 2040 sowie die Identifikation der einzelnen Leitungsstränge zu sehen.

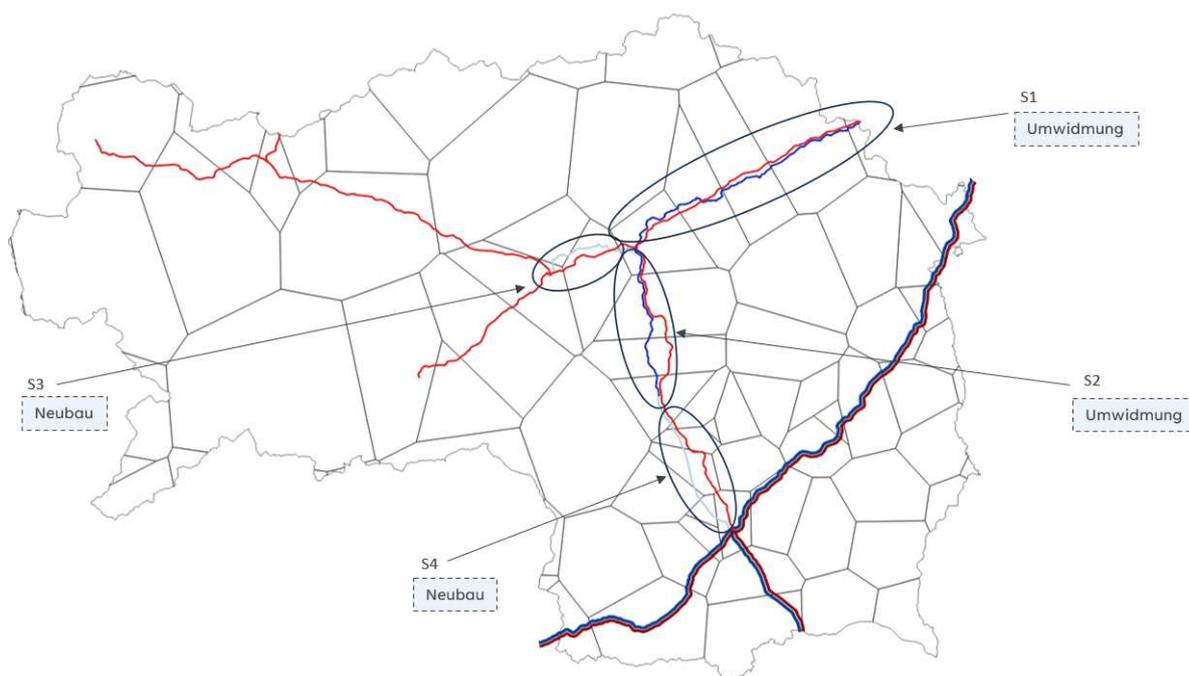


Abbildung 34: Identifikation der einzelnen Leitungsabschnitte inklusive erforderlicher Handlungen entlang der Abschnitte für den Aufbau einer H₂-Infrastruktur in der Steiermark

Um ableiten zu können, welche der beiden Varianten für den zeitlichen Ablauf des Neubaus sowie der Umwidmung der einzelnen Leitungen besser geeignet ist sind zwei Faktoren ausschlaggebend; dass trotzdem Umwidmung der Leitungen immer noch eine sichere Versorgung mit CH₄-Versorgung gewährleistet werden kann und dass in der Übergangsphase

zwischen 2030 und 2040 so viele Kunden wie möglich mit Wasserstoff versorgt werden können, die einen H₂-Bedarf aufweisen.

In einem ersten Schritt ist es daher essenziell, die Verteilung der CH₄- und der H₂-Bedarfe aufgeteilt auf die einzelnen Leitungsstränge in den verschiedenen Jahren zu betrachten. Für eine parallele Versorgung mit Methan und Wasserstoff sind für die Entscheidungsfindung ob Variante 1 oder 2 sinnvoller ist, vor allem die jeweiligen Mengen- und Leistungsbedarfe der S1 ausschlaggebend. Dort sollen nach der Umwidmung der S1-Leitung (DN800), die CH₄-Bedarfe über die sogenannte Hauptleitung 1 versorgt (DN300) werden, die allerdings aufgrund ihres Alters (Baujahr 1958) zukünftig nur noch mit einem Druck von 20 bar betrieben werden soll. Dadurch können je nach CH₄-Bedarf Kapazitätsengpässe auftreten. Die Hauptleitung 1 ist in Abbildung 34 durch den roten Leitungsstrang des S1-Abschnitts abgebildet.

Neben der Betrachtung der prognostizierten Leitungsauslastungen wird in einem nächsten Schritt eine Abschätzung getroffen, wie viele Kunden im Zeitraum zwischen 2030 und 2040 je Variante mit Wasserstoff versorgt werden können. Da die S3 in beiden Fällen mit Wasserstoff versorgt wird, werden in diesem Schritt lediglich die Bedarfe der S1 sowie die der S2 gemeinsam mit der S4 betrachtet. Dafür wird aus den gesammelten Daten ein Bedarfsszenario in der Steiermark definiert, das sich in diesem Schritt vor allem aus den Kundenabfragen zusammensetzt.

Aus den erhobenen Daten wird abgeleitet, ob Variante 1 (H₂-Versorgung aus dem Osten) oder Variante 2 (H₂-Versorgung aus dem Süden) aus heutiger Sicht als sinnvoller erachtet wird. Nach der Definition des Wasserstoffkernnetzes in der Steiermark für das Jahr 2030 wird anhand der jährlichen prognostizierten H₂-Bedarfe der Industrie eine stufenweise Erweiterung des Wasserstoffnetzes abgeleitet. Die Kriterien für die Anbindungen der einzelnen Industriekunden sind die prognostizierten H₂-Bedarfmengen, die Länge der erforderlichen Anschlussleitung sowie der zeitliche Aspekt, ab wann mit einem Wasserstoffbedarf zu rechnen ist. Bei einem Wasserstoffbedarf, der unter 10% des gesamten Gasbedarfs eines Unternehmens liegt und wenn dieser Wasserstoff überdies nicht explizit stofflich für Prozesse benötigt wird, ist keine Anbindung des jeweiligen Unternehmens an das steirische Wasserstoffkernnetz vorgesehen. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Deckung des eingemeldeten H₂-Bedarfs, der insgesamt bis zu 10% des Gesamtgasbedarfs des Industrieunternehmens beträgt, über Blending (Wasserstoffbeimischung im Erdgasnetz) erfolgen kann. Des Weiteren erfolgt kein Anschluss eines Industrieunternehmens an das Wasserstoffkernnetz, wenn die Länge der erforderlichen Anschlussleitung mehr als 10 km beträgt. Hier wird nur in einem Fall eine Ausnahme getroffen: dabei befinden sich zwei Unternehmen in einem Abstand von 1 km zueinander, wobei diese rund 17 km vom Wasserstoffkernnetz entfernt liegen. Aufgrund der hohen H₂-Bedarfmengen beider

Industrieunternehmen, erfolgt eine Umwidmung der Anschlussleitung für die Anbindung beider Unternehmen an das steirische Wasserstoffnetz. Das Kriterium der Zeit bezieht sich darauf, ab wann der Wasserstoffbedarf eines Unternehmens mehr als 10% des Gesamtgasbedarfs beträgt. Ab diesem Zeitpunkt wird ein Anschluss als sinnvoll erachtet, so lange sich dieses Unternehmen nicht weiter als 10 km vom Wasserstoffkernnetz entfernt befindet.

Aus Datenschutzgründen werden keine Abbildungen mit einzelnen Anbindungsleitungen an die Industriekunden abgebildet. Allerdings erfolgt eine Darstellung, mit wie viel Kilometern Neubau und Umwidmung zu rechnen ist und welche H₂-Bedarfmengen durch diese Leitungen gedeckt werden können. In einem letzten Schritt erfolgt die Darstellung der H₂-Bedarfmengen jener Industrieunternehmen, die aus heutiger Sicht nicht an das Wasserstoffnetz angeschlossen werden.

6 AUSWERTUNG

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Auswertung übersichtlich dargestellt. Die Diskussion der Ergebnisse ist in Kapitel 7 zu finden. Für die Veröffentlichung dieser Arbeit werden die Daten so aggregiert, dass kein Rückschluss auf einzelne Industriestandorte gezogen werden kann.

6.1 Quantifizierung

Aus den verschiedenen Datenquellen ergeben sich unterschiedliche Werte bezüglich H₂- und CH₄-Bedarfsmengen in der Steiermark bis zum Jahr 2050. Zusätzlich wurden die derzeit geplanten Wasserstofferzeugungsmengen erhoben, die ebenso in diesem Kapitel dargestellt sind.

6.1.1 Bedarf

Für die Gewährleistung der Anonymität der einzelnen Betriebe werden die Kundenabfragen der AGGM sowie des Masterplans hier durch Abfrage 1, Abfrage 2 und Abfrage 3 dargestellt. Die Szenariendaten werden nicht anonymisiert, da es sich hier um öffentlich zugängliche Daten handelt. Die Ergebnisse der zukünftigen Gasbedarfe bis 2050 aus den unterschiedlichen Datenquellen ist in Abbildung 35 zu sehen.

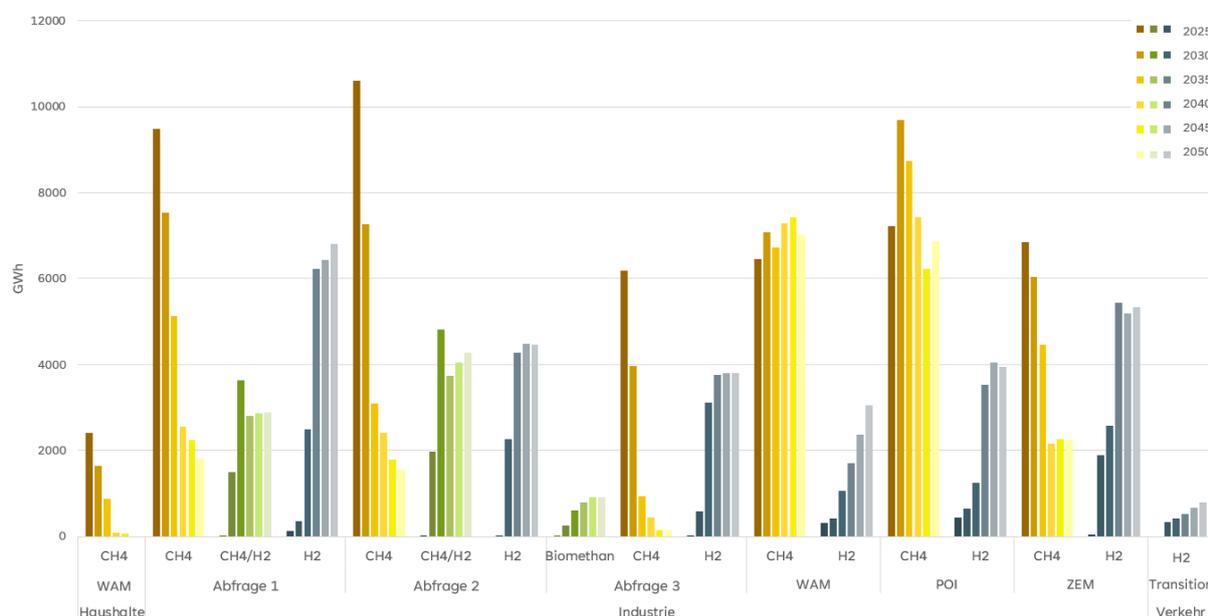


Abbildung 35: Prognostizierte Gasbedarfe in der Steiermark bis 2050 je Datenquelle

Die Mengenwerte der Szenarien ZEM, POI, WAM und Transition sind eindeutig auf die Energieträger CH₄ und H₂ aufgeteilt, wobei Biomethan in allen Szenariendaten in den CH₄-Mengen inkludiert ist. Die Werte aus den Kundenabfragen hingegen differenzieren neben CH₄ und H₂ auch zwischen Biomethan und der Möglichkeit, einen gewissen Bedarf pro Jahr jeweils

mit CH₄ oder H₂ zu decken. Die minimalen und maximalen H₂-Mengen, die im weiteren Verlauf dieser Arbeit genannt werden, kommen dadurch zustande, dass die eingemeldeten CH₄/H₂-Werte innerhalb der Kundenabfragen einmal zu 100% CH₄ und einmal zu 100% H₂ zugeschrieben werden. Dadurch ergibt sich eine gewisse Bandbreite der jeweiligen Bedarfe. Die Angaben bezüglich der künftigen Biomethan-Bedarfe werden in der weiteren Auswertung gänzlich CH₄ hinzugerechnet. Die geringeren Gasmengenbedarfe in Abfrage 3 liegen darin begründet, dass innerhalb dieser Industrieabfrage im Gegensatz zu Abfrage 1 und 2 weniger Unternehmen befragt wurden, weshalb die Mengendaten aus Abfrage als weniger repräsentativ gelten. Weitere Interpretationen der Ergebnisse sind in Kapitel 8 zu finden.

Für einen direkten Vergleich der H₂- und CH₄-Szenariendaten in der Steiermark im Gegensatz zu Österreich ist der jeweilige Anteil der Steiermark am Gesamtbedarf in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt. In Abbildung 36 ist der Anteil der Steiermark am berechneten CH₄-Gesamtverbrauch im POI-Szenario von 2025 bis 2050 zu sehen. Abbildung 37 zeigt den entsprechenden Steiermark-Anteil am gesamten H₂-Verbrauch Österreichs im POI-Szenario.

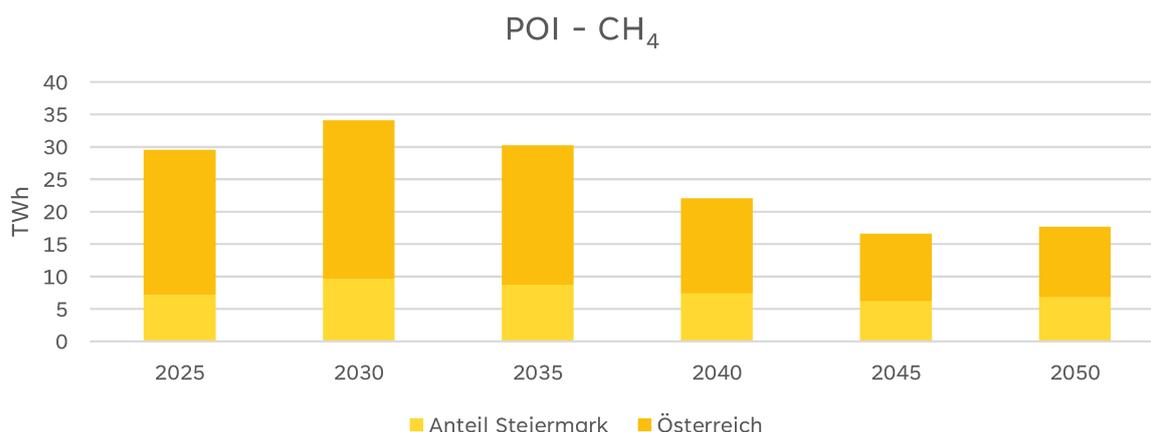


Abbildung 36: Anteil der CH₄-Bedarfe in der Steiermark im Gegensatz zu Österreich im POI-Szenario

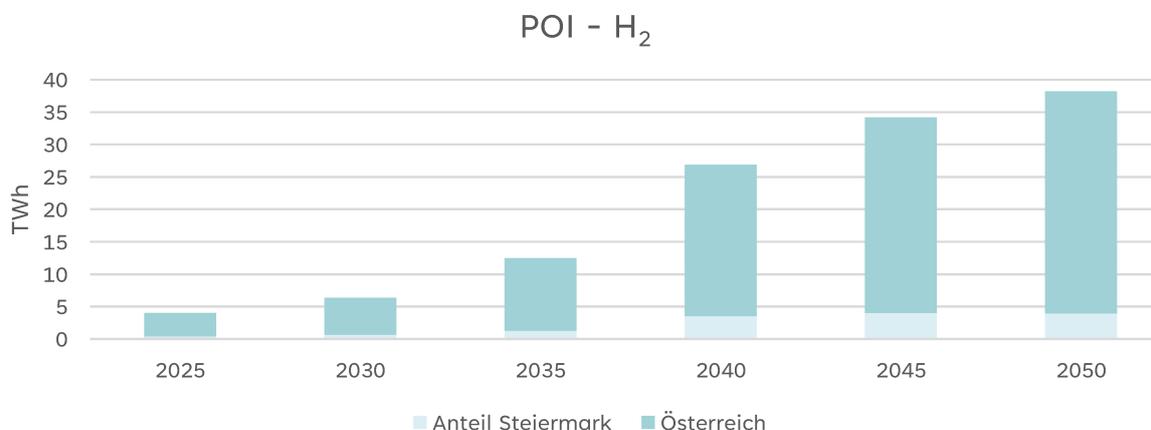


Abbildung 37: Anteil der H₂-Bedarfe in der Steiermark im Gegensatz zu Österreich im POI-Szenario

In Abbildung 38 und Abbildung 39 sind die Anteile der Steiermark an den gesamten österreichischen CH₄- und H₂-Bedarfmengen im ZEM-Szenario bis 2050 dargestellt.

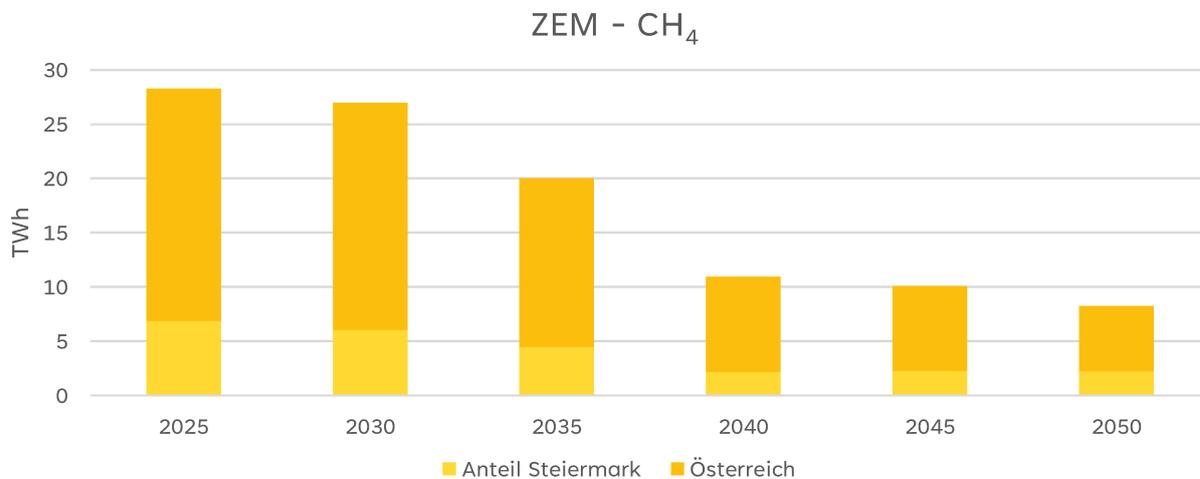


Abbildung 38: Anteil der CH₄-Bedarfe in der Steiermark im Gegensatz zu Österreich im ZEM-Szenario

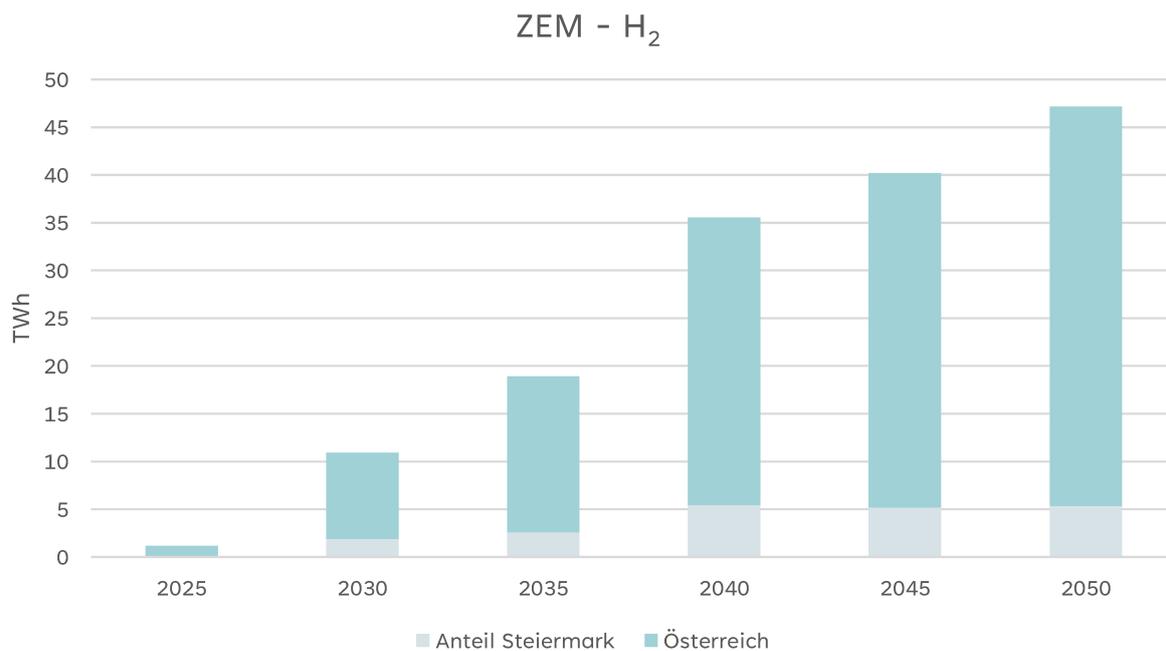


Abbildung 39: Anteil der H₂-Bedarfe in der Steiermark im Gegensatz zu Österreich im ZEM-Szenario

In Abbildung 40 ist der steirische CH₄-Anteil am gesamten CH₄-Bedarf in Österreich im WAM-Szenario dargestellt. In Abbildung 41 ist der Steiermark Anteil am Gesamtwasserstoffbedarf Österreichs im WAM-Szenario zu sehen.

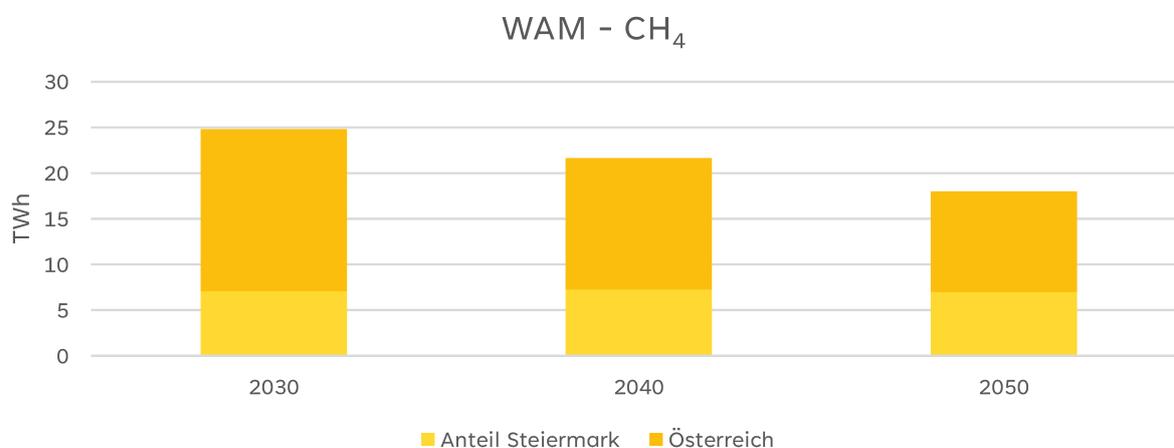


Abbildung 40: Anteil der CH₄-Bedarfe in der Steiermark im Gegensatz zu Österreich im WAM-Szenario

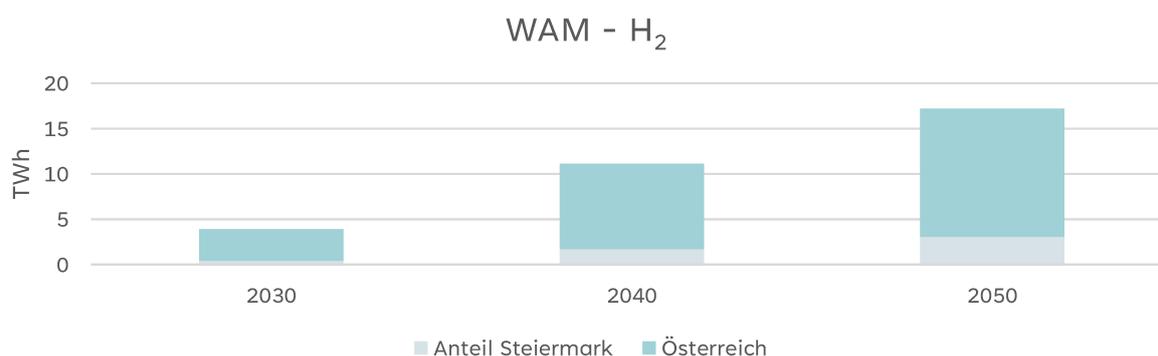


Abbildung 41: Anteil der H₂-Bedarfe in der Steiermark im Gegensatz zu Österreich im WAM-Szenario

Für die Ableitung des zeitlichen Aufbaus des zukünftigen H₂-Netzes in der Steiermark aus den verorteten Mengendaten ist vor allem der prognostizierte H₂-Bedarf relevant. Aufgrund der Bandbreite des Wasserstoffbedarfs, die sich aus den Industrieumfragen durch Deckung eines gewissen Bedarfs durch entweder CH₄ oder H₂ ergibt, wird in weiterer Folge betrachtet, wie sich die Gasmengen je Szenario über die Jahre bis 2050 entwickeln. Dabei wird unterschieden, ob der Mindestbedarf von H₂ und der Maximalbedarf von CH₄ (Abbildung 42) oder der Maximalbedarf von H₂ und der Mindestbedarf von CH₄ (Abbildung 43) eintritt. Dies erlaubt einen direkten Vergleich der beiden Entwicklungsszenarien (H_{2,min} und H_{2,max}).

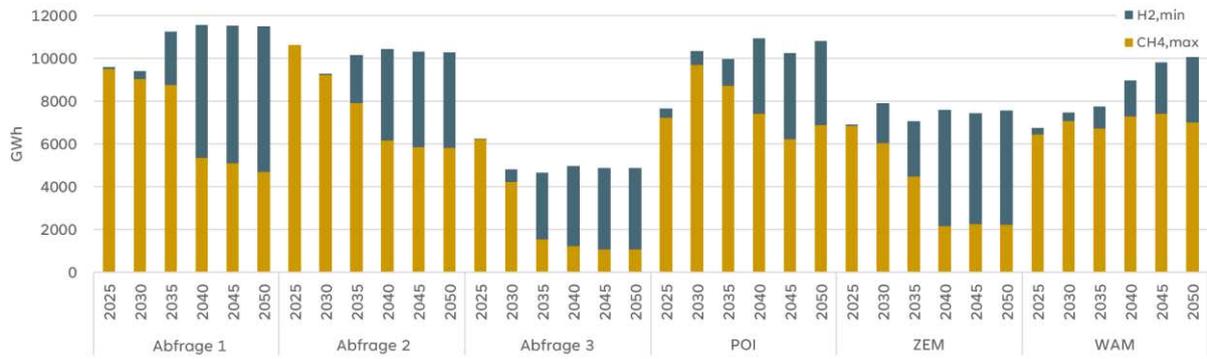


Abbildung 42: Mindestbedarf H₂ und Maximalbedarf CH₄ der Industrie bis 2050 je Datenquelle

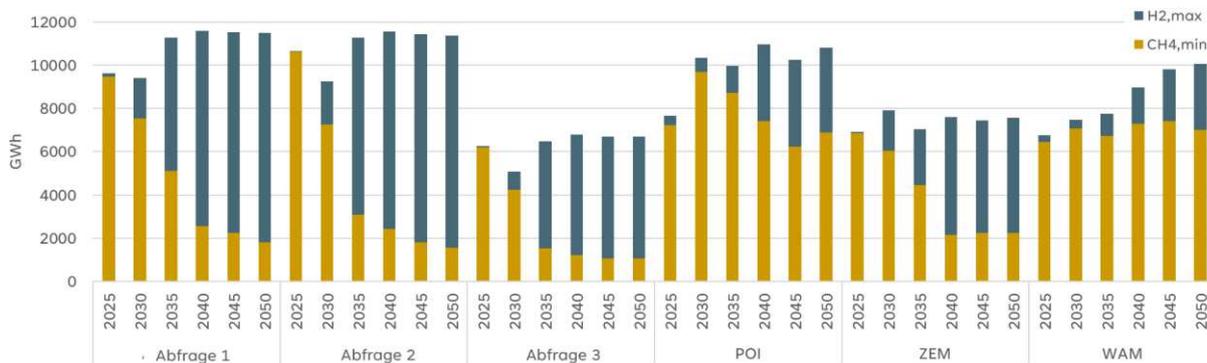


Abbildung 43: Maximalbedarf H₂ und Mindestbedarf CH₄ der Industrie bis 2050 je Datenquelle

Um einen bildhaften Vergleich zu haben, wie der CH₄-Bedarf in beiden dieser Entwicklungsszenarien je Datenquelle über die Zeit sinkt und gleichzeitig der H₂-Bedarf steigt, ist in Abbildung 44 die Gegenüberstellung des Hochlaufs von Wasserstoff im Sektor je Datenquelle zu sehen, wenn man davon ausgeht, dass das Szenario des Mindestbedarfs von H₂ eintritt. Dieselbe Gegenüberstellung für das Szenario des Maximalbedarfs von H₂ ist in Abbildung 45 zu sehen.

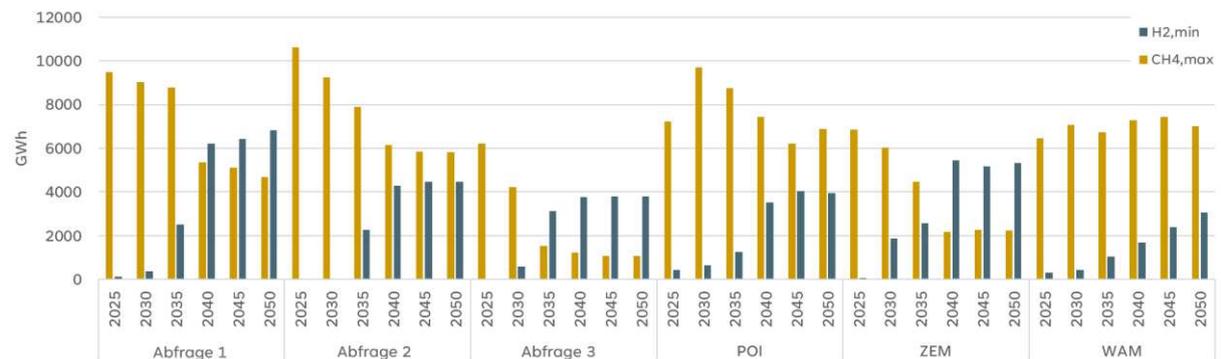


Abbildung 44: Gegenüberstellung des Hochlaufs von Wasserstoff im Sektor Industrie je Datenquelle (H₂,min)

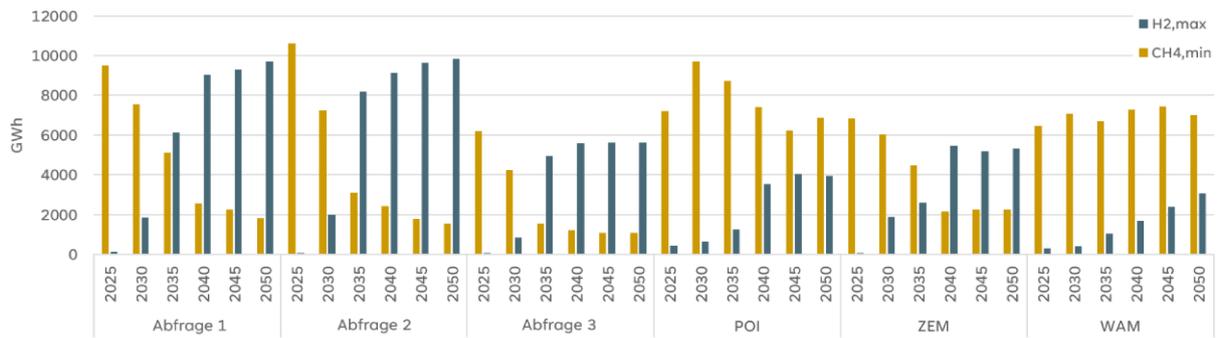


Abbildung 45: Gegenüberstellung des Hochlaufs von Wasserstoff im Sektor Industrie je Datenquelle ($H_{2,max}$)

6.1.2 Aufbringung

Die Prognosen der installierten Elektrolyseleistung in der Steiermark bis 2050 sind in Abbildung 46 dargestellt. Diese setzt sich aus netzdienlichen Elektrolyseuren und Elektrolyseuren an den einzelnen Industriestandorten zusammen.

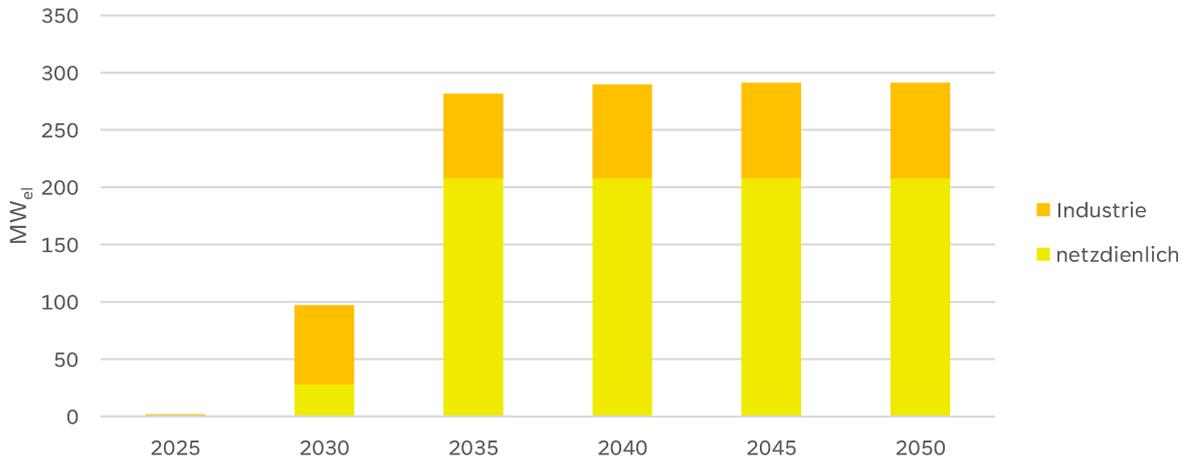


Abbildung 46: Installierte Elektrolyseleistung in der Steiermark bis 2050

Die durch die installierte Elektrolyseleistung produzierten Wasserstoffmengen bis 2050 sind in Abbildung 47 dargestellt.

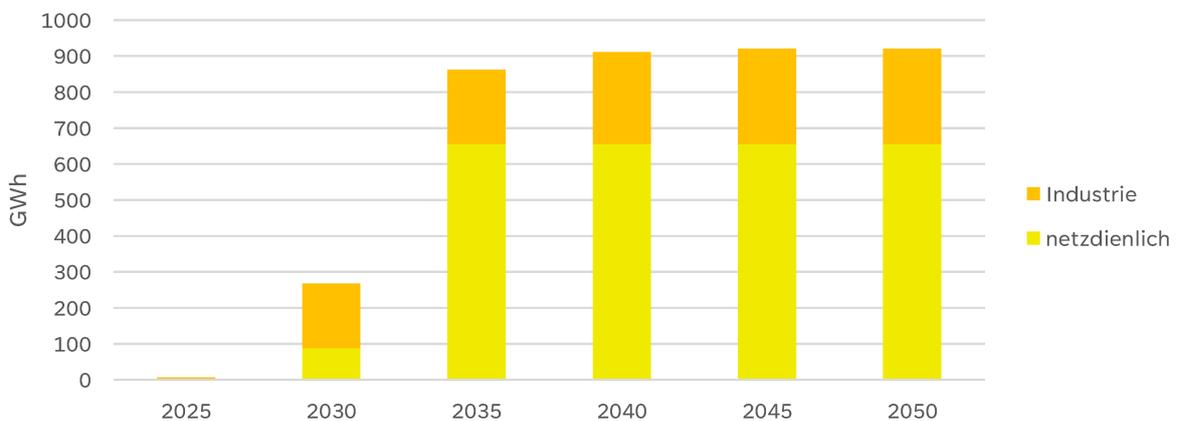


Abbildung 47: Produzierte Wasserstoffmengen in der Steiermark bis 2050

6.2 Verortung

Bei der Verortung der jeweiligen prognostizierten CH₄- und H₂-Mengen je Datenquelle bis 2050 wird wiederum zwischen Bedarf und Aufbringung unterschieden.

6.2.1 Bedarf

Aus Datenschutzgründen erfolgt die Darstellung der Verteilung der prognostizierten Gasbedarfsmengen auf die Steiermark in den Sektoren Haushalte, Verkehr und Industrie anhand der Zuordnung der CH₄- und H₂-Mengen auf die einzelnen Leitungsstränge. Die hierfür gewählten Leitungsstränge sind die S1, S2, S3 und S4, die TAG und die SOL, sowie das Murtal und die Obersteiermark. Da aus den Szenariendaten auch Bedarfsmengen für Gebiete in der Steiermark vorhanden sind, in denen kein Gasnetz der Energienetze Steiermark vorhanden ist, sind diese Mengen eigens unter dem Abschnitt „kein Gasnetz“ ausgewiesen.

Aufgrund der Zuordnung einiger gewisser Mengen, die laut Umfragen von den Unternehmen entweder durch CH₄ oder H₂ gedeckt werden können, ergeben sich Unterschiede für den Mindest- und Maximalbedarf von H₂ und CH₄. Wie sich diese Bedarfe in Falle des Eintretens des Mindestbedarfs von H₂ auf die einzelnen Leitungsstränge aufteilen, ist in Abbildung 48 und Abbildung 49 zu sehen.

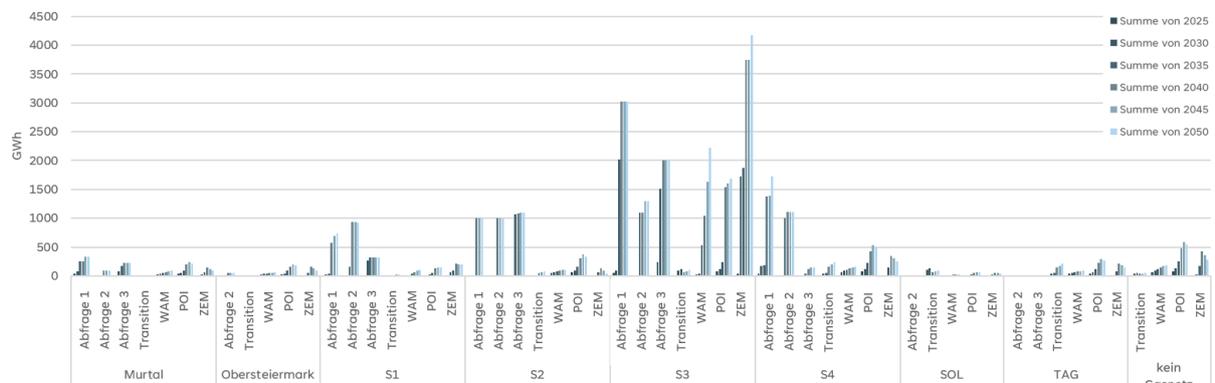


Abbildung 48: Mindestbedarf H₂

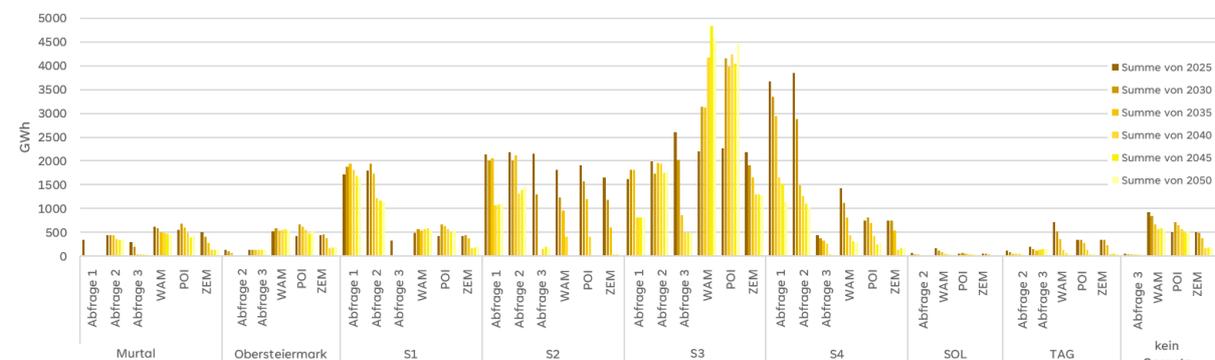


Abbildung 49: Maximalbedarf CH₄

Analog dazu ist in Abbildung 50 der Maximalbedarf von H₂ und in Abbildung 51 der Mindestbedarf von CH₄ aufgeteilt auf die definierten Leitungsstränge abgebildet.

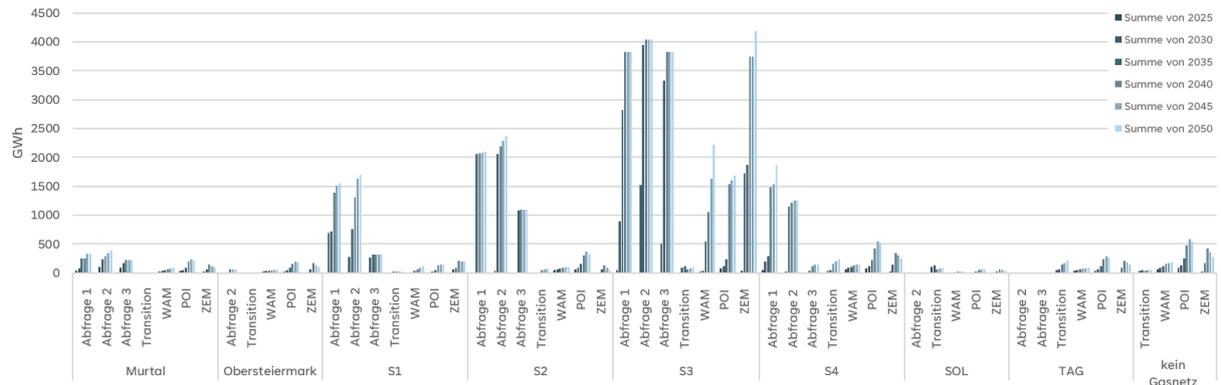


Abbildung 50: Maximalbedarf H₂

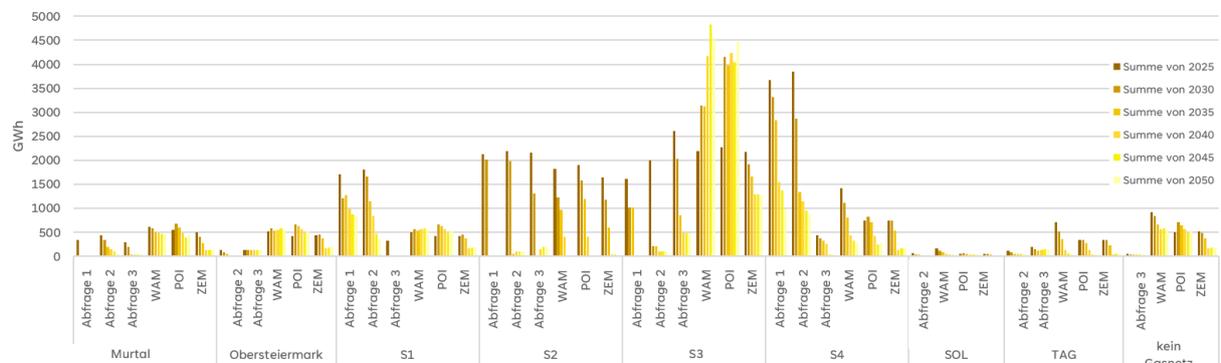


Abbildung 51: Mindestbedarf CH₄

Die Verortung der H₂-Bedarfsmengen im Verkehrssektor erfolgt anhand ausgewählter Umspannungsbezirke. Mit Wasserstoffbedarfsmengen im Schwerverkehr wird erst ab dem Jahr 2030 gerechnet, weshalb erst ab diesem Jahr eine Verortung erfolgt. In Abbildung 52 sind die jeweilig identifizierten UW-Bezirke sowie die dortigen prognostizierten H₂-Bedarfsmengen (in GWh) für das Jahr 2030 dargestellt. Für das Jahr 2040 erfolgt dieselbe Darstellungsweise in Abbildung 53. Die Verortung der Wasserstoffbedarfsmengen für das Jahr 2050 verteilt sich auf dieselben UW-Bezirke wie im Jahr 2040, allerdings ändern sich die prognostizierten Mengen. Im Sinne einer Vollständigkeit der Darstellung der ausgewerteten Daten sind in Abbildung 54 die gewählten Umspannungsbezirke für den H₂-Bedarf im Verkehrssektor sowie die dort prognostizierten Wasserstoffmengen für das Jahr 2050 zu sehen.

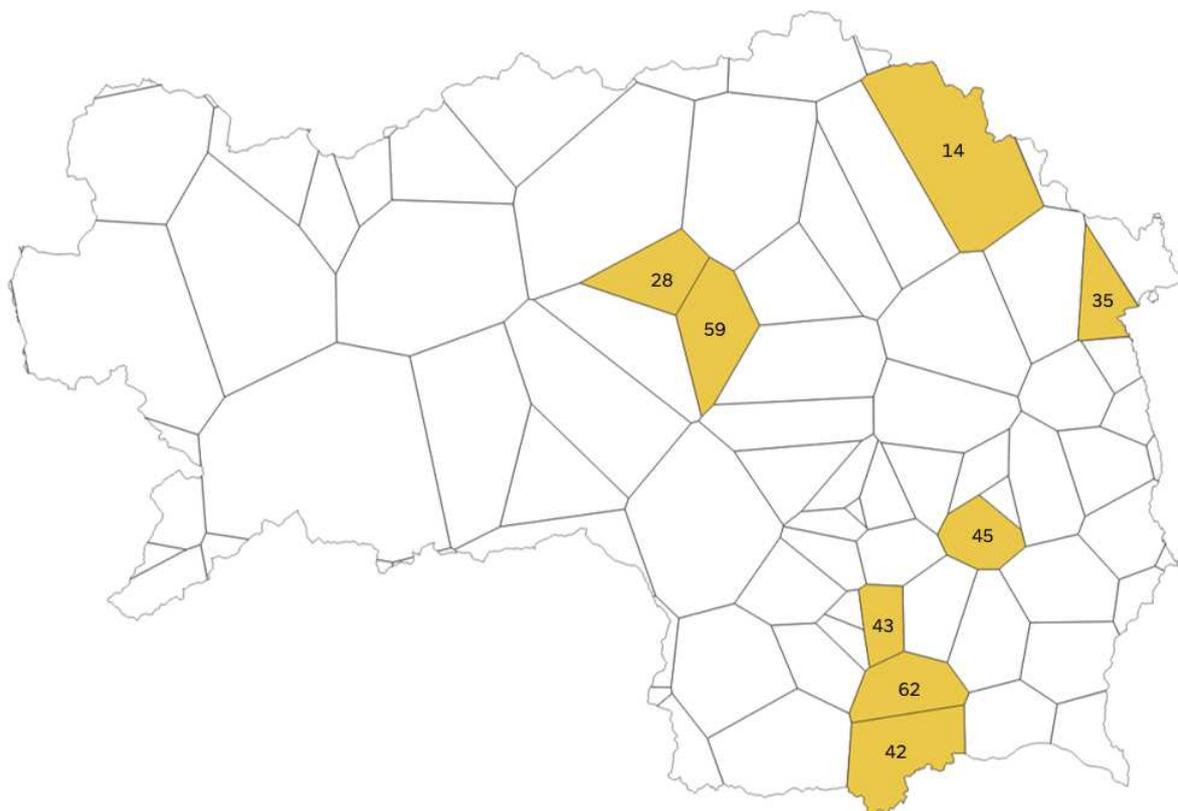


Abbildung 52: Verortung der H₂-Bedarfe im Verkehrssektor im Jahr 2030 inklusive Mengen (in GWh)

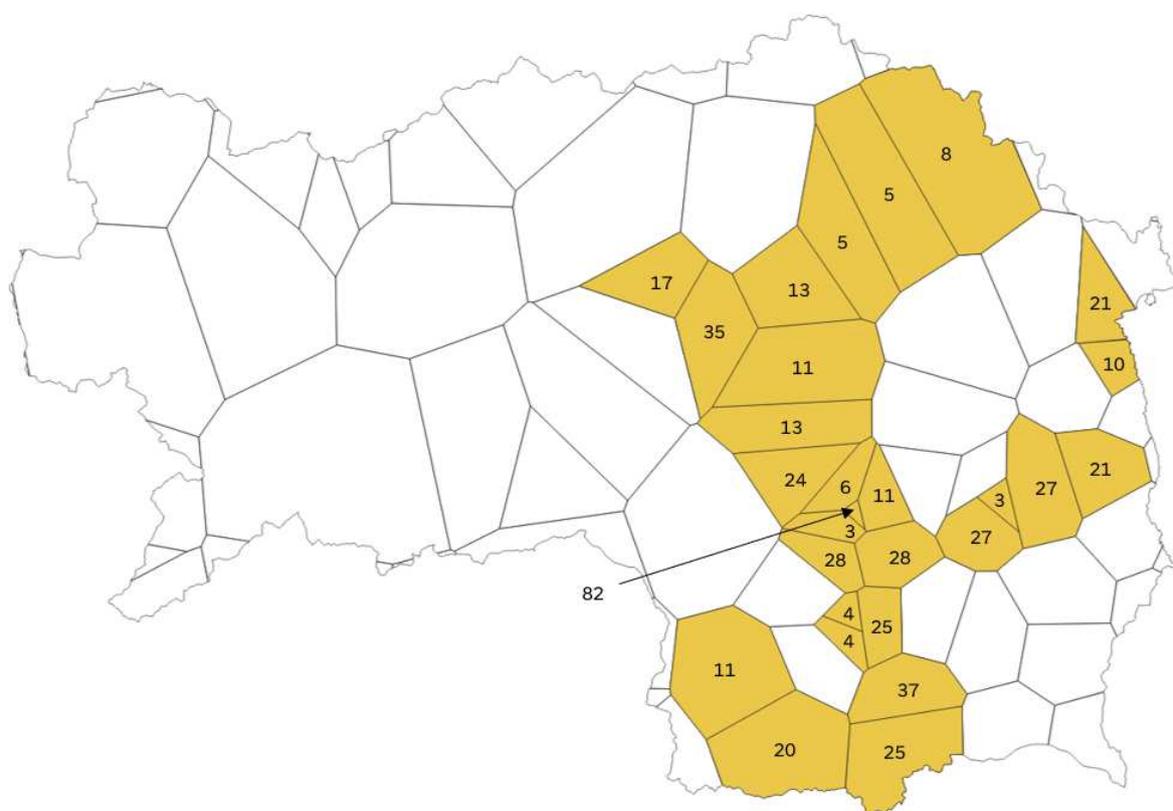


Abbildung 53: Verortung der H₂-Bedarfe im Verkehrssektor im Jahr 2040 inklusive Mengen (in GWh)

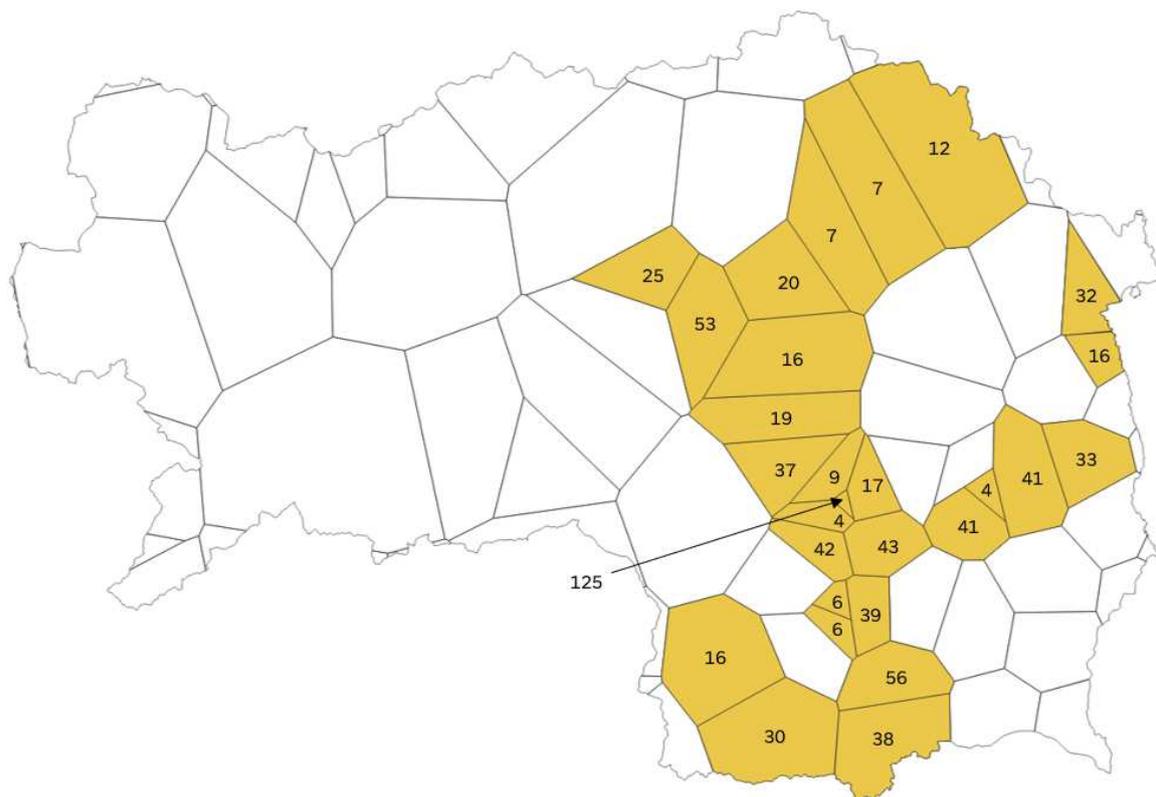


Abbildung 54: Verortung der H₂-Bedarfe im Verkehrssektor im Jahr 2050 inklusive Mengen (in GWh)

Die Mengen für die Jahre 2035 und 2045 wurden im Rahmen dieser Arbeit inter- bzw. extrapoliert. Deren Verortung wird hier nicht eigens in Abbildungen dargestellt.

6.2.2 Aufbringung

Die Wasserstoffproduktionsmengen verteilen sich auf einzelne Industriestandorte sowie auf die Standorte ausgewählter netzdienlicher Elektrolyseure. Da auch hier kein Rückschluss auf die einzelnen Industrieunternehmen erfolgen soll, sind die Elektrolyseleistungen in Abbildung 55 sowie die jährlichen Produktionsmengen in Abbildung 56 dargestellt.

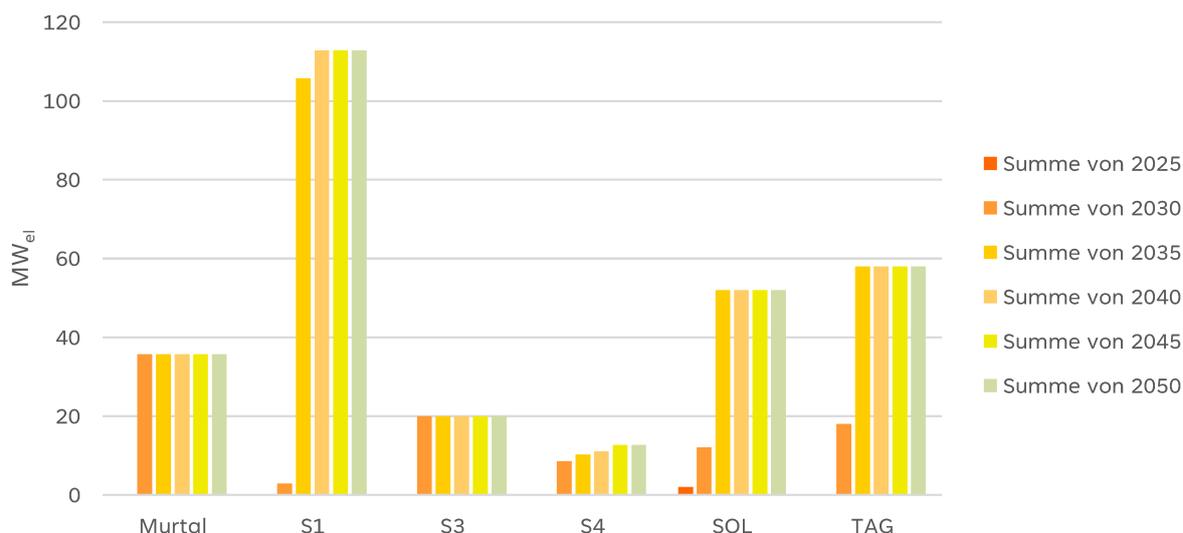


Abbildung 55: Elektrolyseleistungen verteilt auf Leitungsstränge

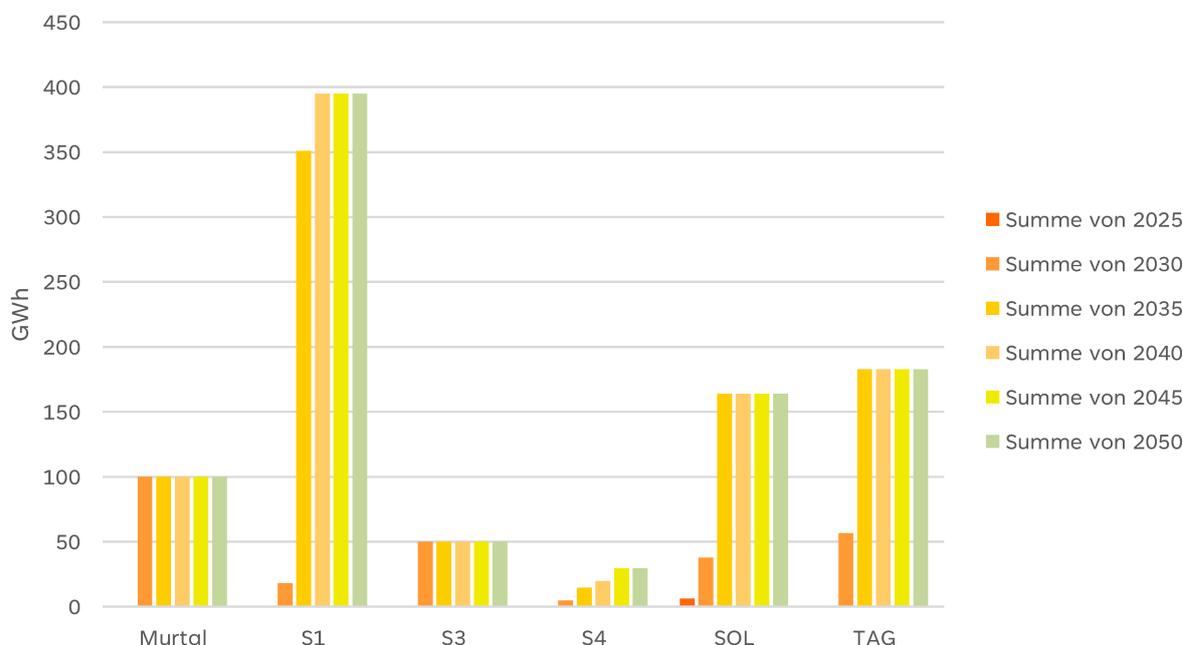


Abbildung 56: jährliche Produktionsmengen Elektrolyse aufgeteilt auf Leitungsstränge

6.3 Lastprofile

Wie in Kapitel 5.3 erklärt, werden in dieser Arbeit ausschließlich Lastprofile für den rein netzdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren an ausgewählten Umspannwerksstandorten erstellt. Für die berechneten Wasserstoffmengen in diesem Kapitel, die sich aus der jeweiligen Elektrolysekapazität und der entsprechenden Volllaststundenanzahl ergeben, wurde ein Elektrolysewirkungsgrad von 70 % gewählt.

6.3.1 Aufbringung

Je nach Erneuerbaren Zuwachs durch Wind oder PV entstehen unterschiedliche Lastprofile für Elektrolyseure mit einer gewissen Kapazität in den gewählten Umspannwerken. Zur Veranschaulichung, welche Auswirkung ein jeweiliger Zubau an Erneuerbaren durch Wind und PV auf den netzdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren hat, werden alle drei Varianten in diesem Kapitel betrachtet: der reine Zubau von PV-Leistungen, der reine Zubau von Windleistungen und der Zubau sowohl von PV- als auch von Windleistungen. Aus Datenschutzgründen werden die gewählten Umspannwerke nicht namentlich genannt. Stattdessen erfolgt die Namensgebung mit Standort A, Standort B und Standort C.

Am gewählten Standort A kommt es ausschließlich zu einem Zubau von PV-Leistungen. Das berechnete Lastprofil in diesem Umspannwerk im Jahr 2030, das durch die Überlagerung des Bedarfsprofils mit einem normierten PV-Profil aus dieser Region hochskaliert auf die zu erwarteten PV-Leistungen bis 2030 erstellt wurde, ist in Abbildung 57 zu sehen. In diesem Fall kommt es in 3308 Stunden zu einer Rückspeisung in das elektrische Netz.

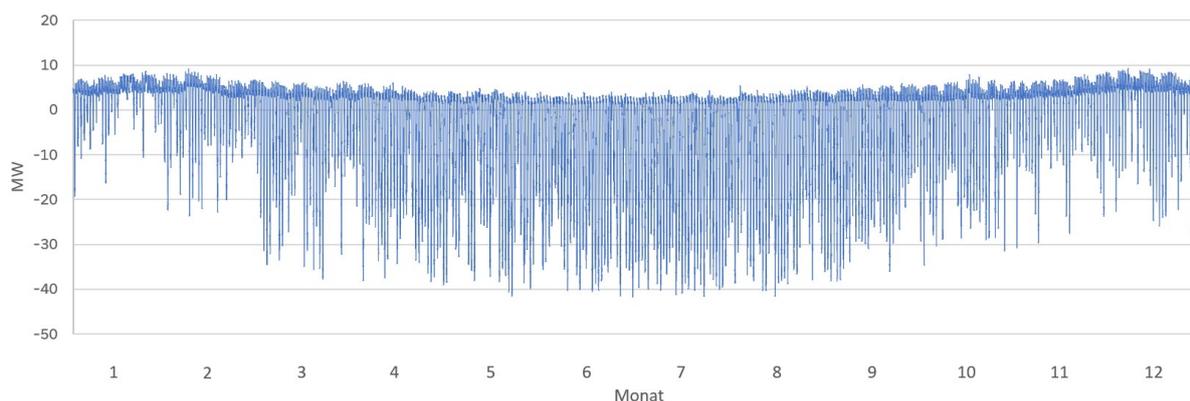


Abbildung 57: Berechneter Lastgang am Standort A durch reinen PV-Zubau im Jahr 2030

An diesem Standort ist in Zukunft eine Elektrolysekapazität von $50 \text{ MW}_{\text{el}}$ geplant. Betrachtet man ausschließlich die negative Residuallast für den netzdienlichen Betrieb einer $50 \text{ MW}_{\text{el}}$ Elektrolyse, ergibt sich ein entsprechendes Lastprofil an diesem Standort für das Jahr 2030, wie in Abbildung 58 zu sehen. Daraus resultiert eine Volllaststundenanzahl von 937 Stunden. Die dadurch produzierte jährliche Wasserstoffmenge beträgt $32,81 \text{ GWh}$.

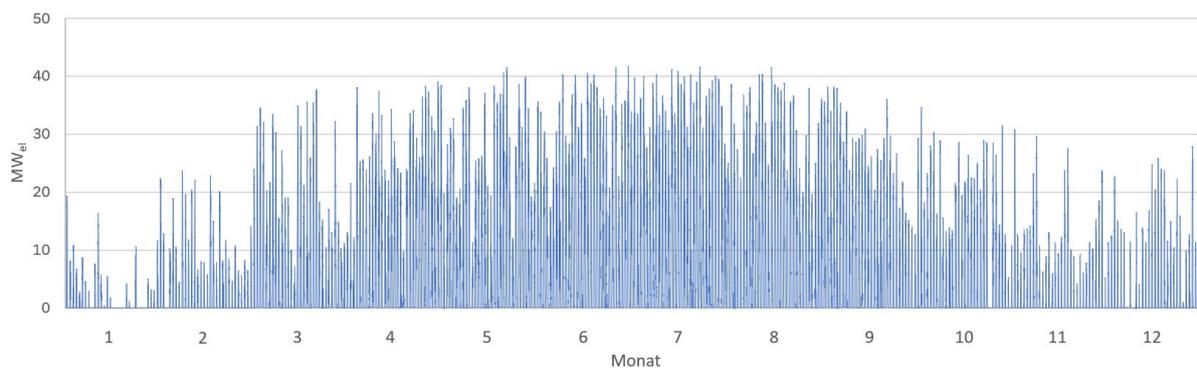


Abbildung 58: Lastprofil einer 50 MW_{el} Elektrolyse am Standort A durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2030

Zwischen 2030 und 2040 ist mit einem weiteren Ausbau der PV-Kapazitäten in dieser Gegend zu rechnen. Der sich daraus ergebende Lastgang im Umspannwerk am Standort A für das Jahr 2040 ist in Abbildung 59 dargestellt. Dabei wird in 3648 Stunden eine Rückspeisung ins Stromnetz verzeichnet.

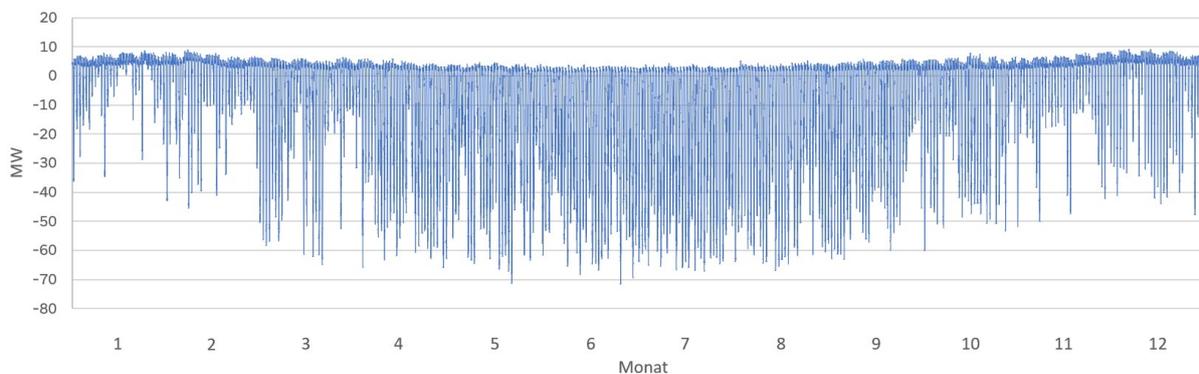


Abbildung 59: Berechneter Lastgang am Standort A durch reinen PV-Zubau im Jahr 2040

Daraus ergibt sich wiederum ein Lastprofil für einen 50 MW_{el} Elektrolyseur durch einen rein netzdienlichen Betrieb im Jahr 2040, zu sehen in Abbildung 60. Die Volllaststundenanzahl beträgt in diesem Fall 1600 Stunden. Die jährlich produzierbare Wasserstoffmenge beläuft sich dabei auf 55,99 GWh.

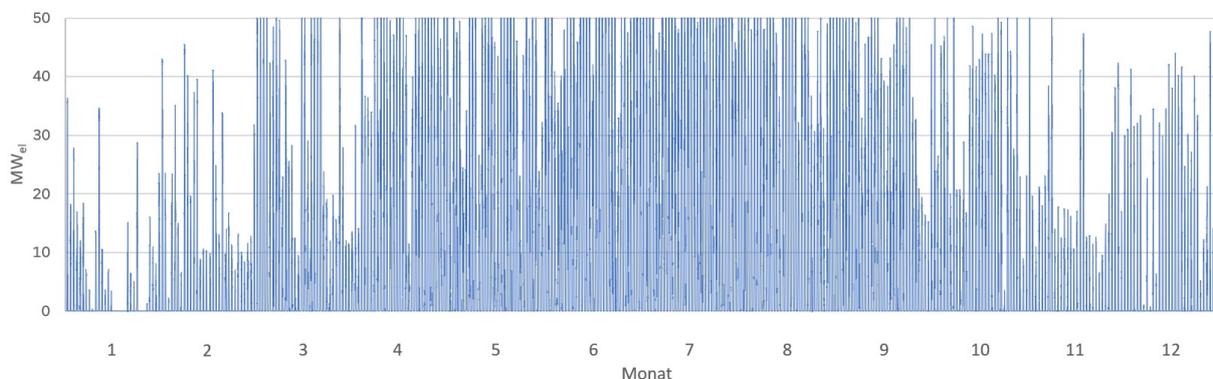


Abbildung 60: Lastprofil einer 50 MW_{el} Elektrolyse am Standort A durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2040

Am Standort B wird bis 2040 ausschließlich mit einem Zubau von Wind-Kapazitäten gerechnet. Für das Jahr 2030 ergibt sich ein entsprechender Lastgang im Umspannwerk, wie in Abbildung 61 zu sehen. In diesem Fall kommt es in 5992 Stunden zu einer Rückspeisung in das elektrische Netz.

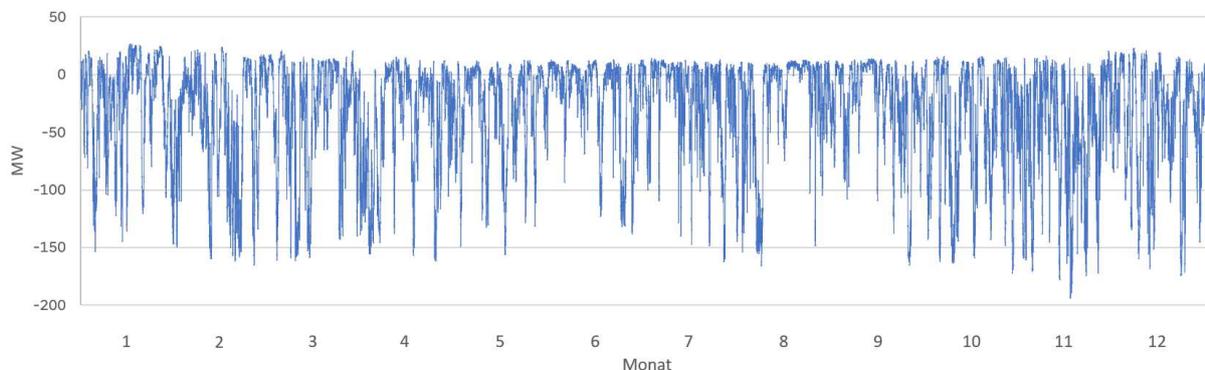


Abbildung 61: Berechneter Lastgang am Standort B durch reinen Wind-Zubau im Jahr 2030

Durch Höchstwerte von bis zu 200 MW, die in das Stromnetz rückgespeist werden, wird an diesem Standort ein Elektrolyseur mit einer Leistung von 100 MW_{el} betrachtet. Das Lastprofil, das sich dabei im Jahr 2030 für diesen Elektrolyseur an Standort B ergibt, ist in Abbildung 62 dargestellt. Daraus resultieren 2698 Volllaststunden mit einer jährlichen Wasserstoffproduktionsmenge von 188,87 GWh.

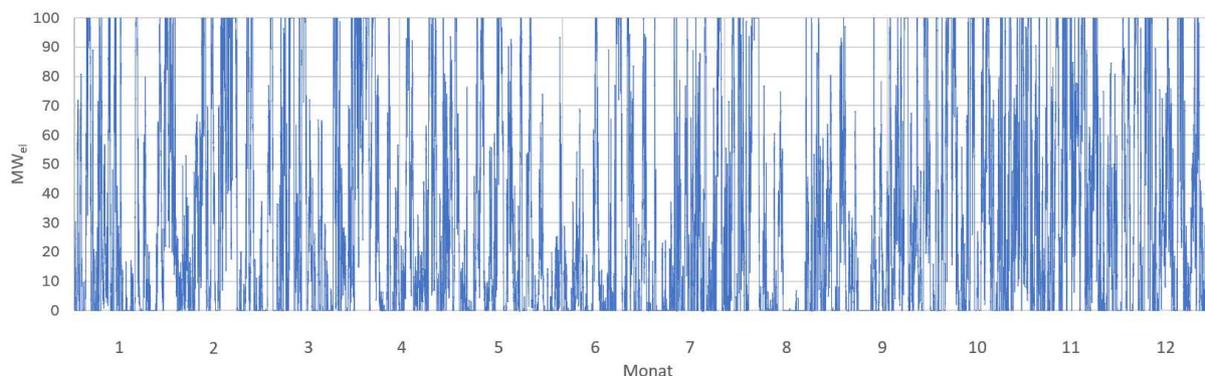


Abbildung 62: Lastprofil einer 100 MW_{el} Elektrolyse am Standort B durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2030

Durch den weiteren Zubau von Leistungen durch Wind-Kapazitäten bis 2040, ergibt sich wiederum ein Lastgang im Umspannwerk an Standort B. Dieser Lastgang ist in Abbildung 63 zu sehen. Dabei kommt es in 6520 Stunden im Jahr zu einer Rückspeisung in das elektrische Netz.

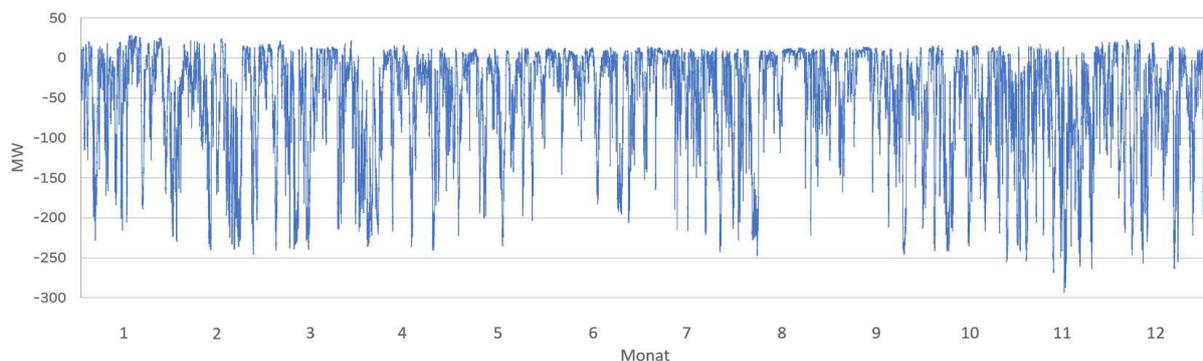


Abbildung 63: Berechneter Lastgang am Standort B durch reinen Wind-Zubau im Jahr 2040

Das daraus resultierende Lastprofil für einen 100 MW_{el} Elektrolyseur bei einem rein netzdienlichen Betrieb im Jahr 2040 ist in Abbildung 64 abgebildet. Daraus ergeben sich 3614 Volllaststunden und eine jährliche H₂-Produktionsmenge von 253 GWh.

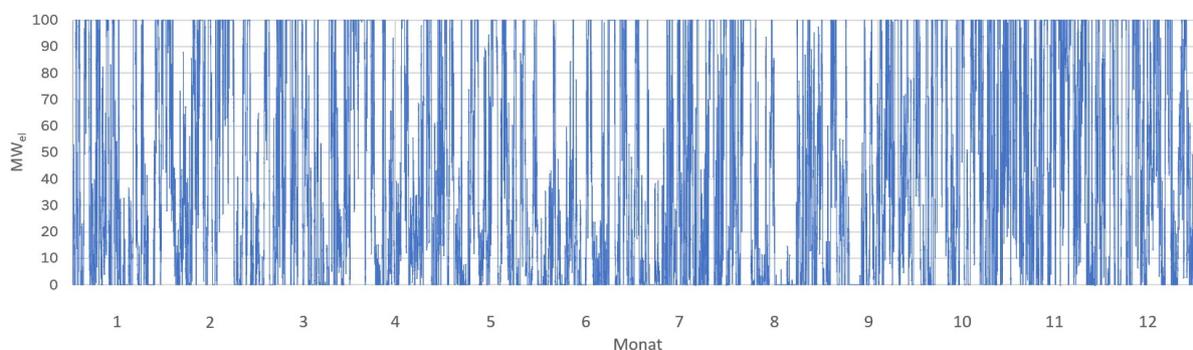


Abbildung 64: Lastprofil einer 100 MW_{el} Elektrolyse am Standort B durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2040

Am Standort C gibt es sowohl bis 2030 als auch bis 2040 Prognosen für einen Zubau sowohl von PV- als auch von Wind-Leistungen. Der Lastgang, der sich dabei in diesem Umspannwerk im Jahr 2030 ergibt, ist in Abbildung 65 zu sehen. In diesem Fall tritt in 4047 Stunden eine Rückspeisung in das elektrische Netz auf.

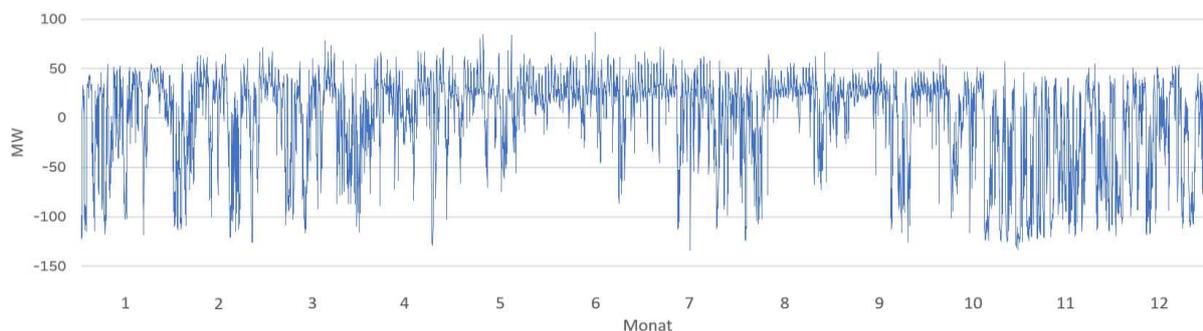


Abbildung 65: Berechneter Lastgang am Standort C durch Zubau von Wind und PV im Jahr 2030

Am Standort C wurden sowohl eine 20 MW_{el} Elektrolyse als auch eine 50 MW_{el} Elektrolyse betrachtet. Der Lastgang eines 20 MW_{el} Elektrolyseurs an Standort C für das Jahr 2030 ist in Abbildung 66 zu sehen. Dabei ergeben sich 2626 Volllaststunden sowie eine Wasserstoffproduktionsmenge von 36,77 GWh.

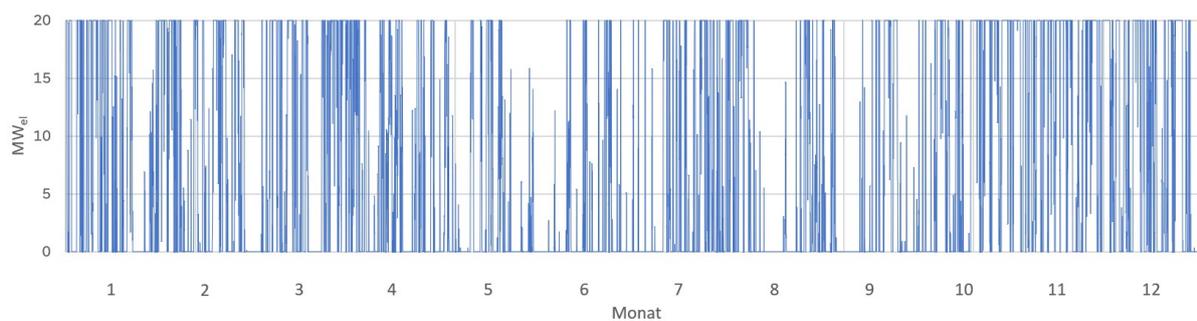


Abbildung 66: Lastprofil einer 20 MW_{el} Elektrolyse am Standort C durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2030

Das Lastprofil für eine 50 MW_{el} Elektrolyse an Standort C im Jahr 2030 ist in Abbildung 67 dargestellt. Daraus ergeben sich insgesamt 2098 Volllaststunden im Jahr 2030. Des Weiteren resultiert eine jährliche Produktionsmenge von H₂ in der Höhe von 73,44 GWh.

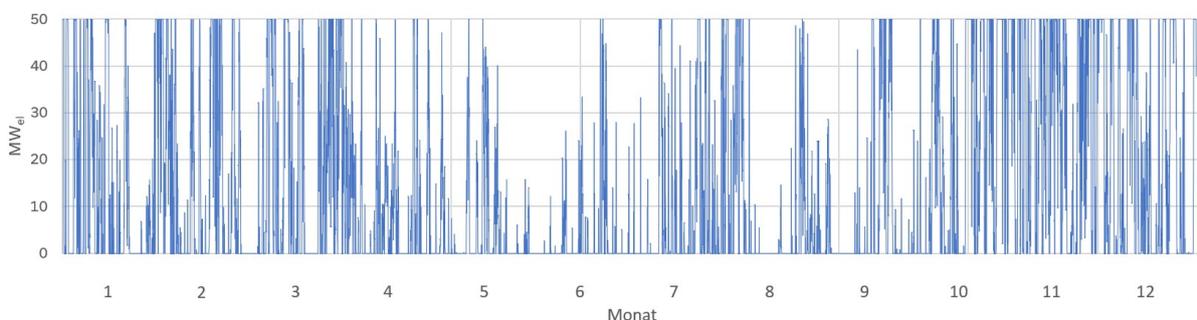


Abbildung 67: Lastprofil einer 50 MW_{el} Elektrolyse am Standort C durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2030

Der berechnete Lastgang am Standort C für das Jahr 2040, der sich durch einen weiteren Zubau von Wind- und PV-Kapazitäten ergibt, ist in Abbildung 68 zu sehen. Dabei kommt es in 6383 Stunden im Jahr zu einer Rückspeisung in das elektrische Netz.

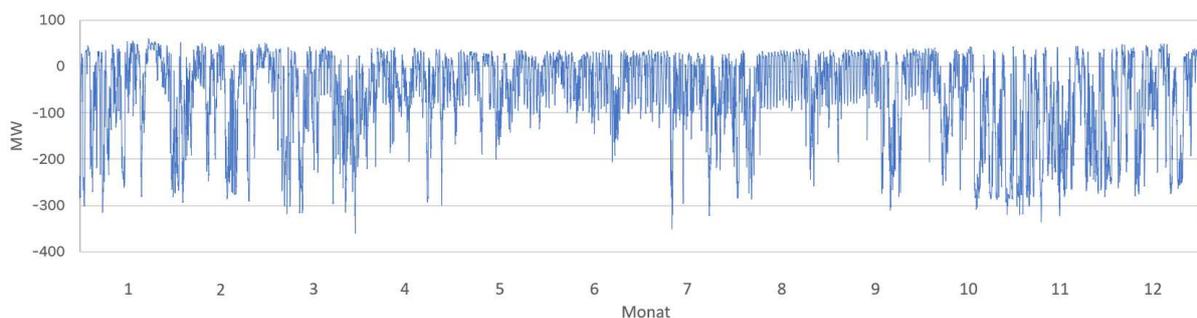


Abbildung 68: Berechneter Lastgang am Standort C durch Zubau von Wind und PV im Jahr 2040

Das berechnete Lastprofil eines 20 MW_{el} Elektrolyseur für das Jahr 2040 an Standort C ist in Abbildung 69 dargestellt. Dabei ergeben sich 5425 Volllaststunden und eine H₂-Produktionsmenge von 75,95 GWh.

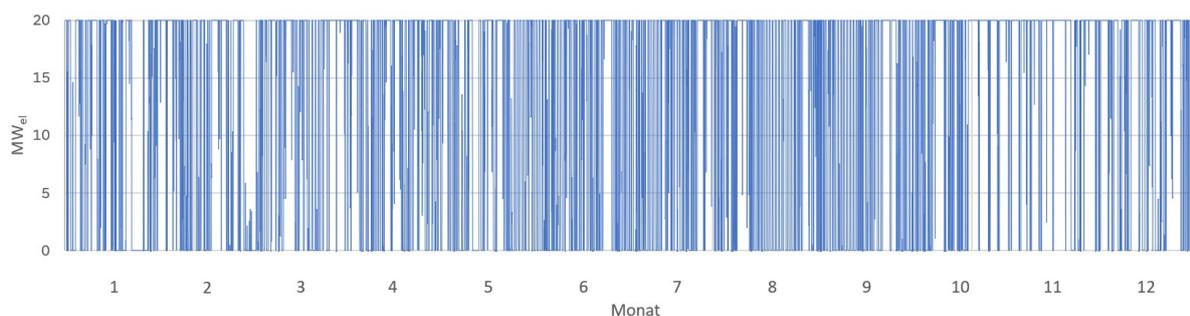


Abbildung 69: Lastprofil einer 20 MW_{el} Elektrolyse am Standort C durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2040

Der Lastgang einer 50 MW_{el} Elektrolyse für einen rein netzdienlichen Betrieb durch die negative Residuallast an Standort C im Jahr 2040 ist in Abbildung 70 zu sehen. Dies resultiert in 4748 Volllaststunden und einer jährlichen Wasserstoffproduktionsmenge von 166,17 GWh.

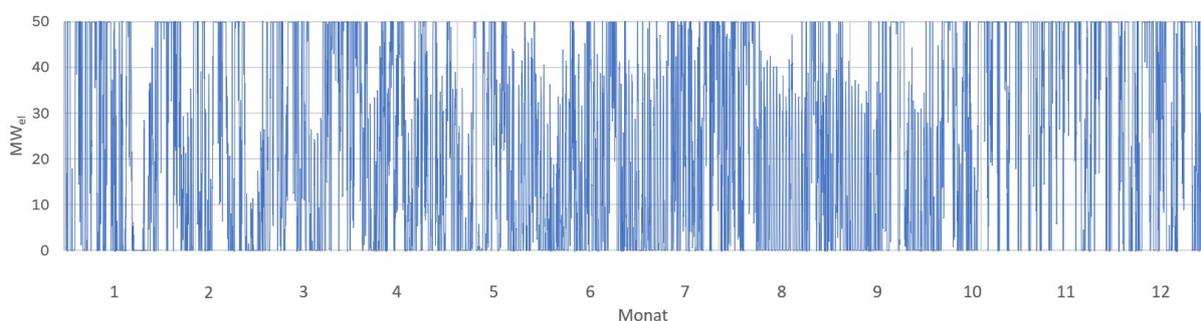


Abbildung 70: Lastprofil einer 50 MW_{el} Elektrolyse am Standort C durch einen rein netzdienlichen Betrieb 2040

An dieser Stelle ist anzumerken, dass sich die Netzdienlichkeit in dieser Betrachtung ausschließlich durch die Verwertung der Rückspeiseleistungen ergibt. Welche weiteren Möglichkeiten zur Stromnetzentlastung durch Elektrolyseure gegeben sind, wird in Kapitel 7 näher diskutiert.

6.4 Zeitlich gestaffelter Aufbau der steirischen H₂-Infrastruktur

Der zeitlich gestaffelte Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in der Steiermark kann wie in den vorherigen Kapiteln über zwei Varianten verfolgen: entweder soll bis 2030 die Umwidmung der S1-Leitung und somit eine H₂-Versorgung der Steiermark aus dem Osten oder der Neubau der S4-Leitung sowie die Umwidmung der S2-Leitung und somit eine H₂-Versorgung der Steiermark aus dem Süden erfolgen. In beiden Fällen kommt es bis 2030 zum Neubau der S3-Leitung. Für die Entscheidung, welche Variante sich als sinnvoller herausstellt, wurde in einem ersten Schritt die Verteilung der prognostizierten Gasmengen auf die einzelnen Leitungsstränge berechnet, wie in Abbildung 48 bis Abbildung 51 dargestellt. Da der Abschnitt der S1-Leitung der kritischste ist, was mögliche Kapazitätsengpässe für den CH₄-Transport betrifft, wie schon in den vorherigen Kapiteln beschrieben, erfolgt zusätzlich die Betrachtung der auftretenden CH₄- und H₂-Mengen entlang der S1 bis 2050. Diese Mengen sind in

Abbildung 71 dargestellt. Hier wurde der durchschnittliche H₂- und CH₄-Bedarf pro Jahr aus allen Datenquellen gebildet. Da eine der Kundenabfragen den Durchschnitt deutlich senkt, wie schon in Kapitel 5 beschrieben, werden die durchschnittlichen Mengen einmal ohne diese Abfrage gebildet - in Abbildung 71 mit den Worten „ohne Abfrage“ gekennzeichnet. Überdies wurden jeweils wieder das Szenario des Mindestbedarfs und das Szenario des Maximalbedarfs von H₂ betrachtet.

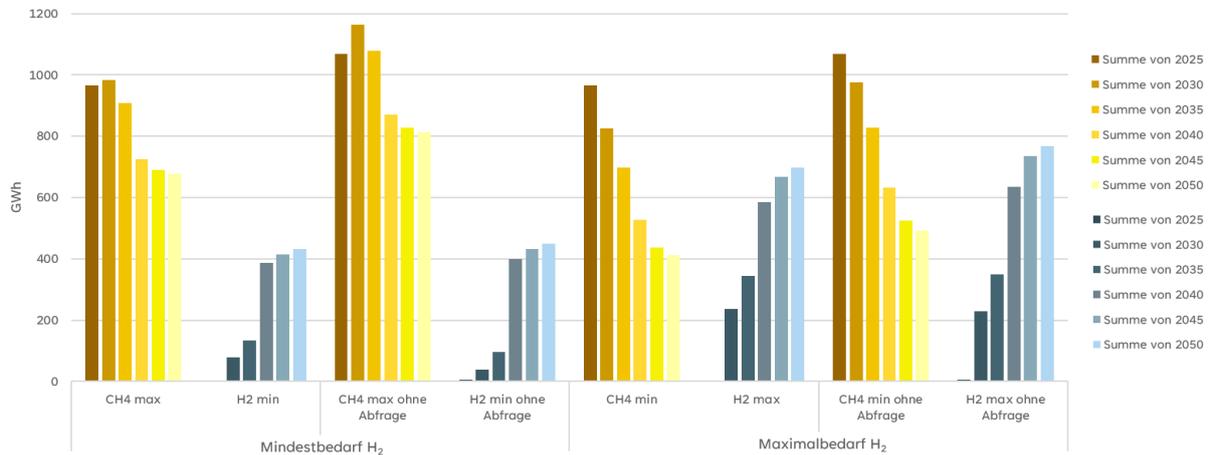


Abbildung 71: Wasserstoffbedarfe je Szenario Leitungsstrang S1

Auch die prognostizierten Leistungen entlang des Leitungsstrangs S1 sind ein entscheidender Faktor, ab wann eine Umwidmung der S1 sinnvoll erscheint. Die berechneten CH₄- und H₂-Leistungen des S1-Stranges sind in Abbildung 72 zu sehen. Für diese Berechnung standen nur zwei Datenquellen zur Verfügung, weshalb die Variante „ohne Abfrage“ nicht eigens berechnet wurde.

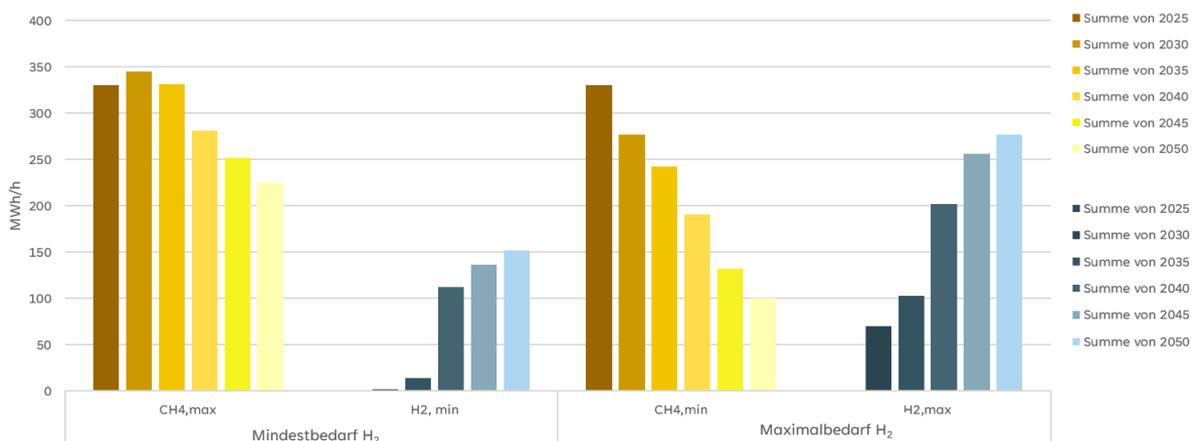


Abbildung 72: CH₄- und H₂-Leistungsprognosen Leitungsstrang S1

Für einen direkten Vergleich, welche H₂-Bedarfe durch die Umsetzung der Variante 1 (H₂-Versorgung aus dem Osten) oder durch die Umsetzung der Variante 2 (H₂-Versorgung aus dem Süden) im Zeitraum zwischen 2030 und 2040 gedeckt werden können, sind die jeweiligen Mengen in Abbildung 73 dargestellt. In diese Darstellung wurde ausschließlich jene Mengen

miteinander, die aufgrund der geplanten Anschlussleitungen zu ausgewählten Industrieunternehmen tatsächlich gedeckt werden können.

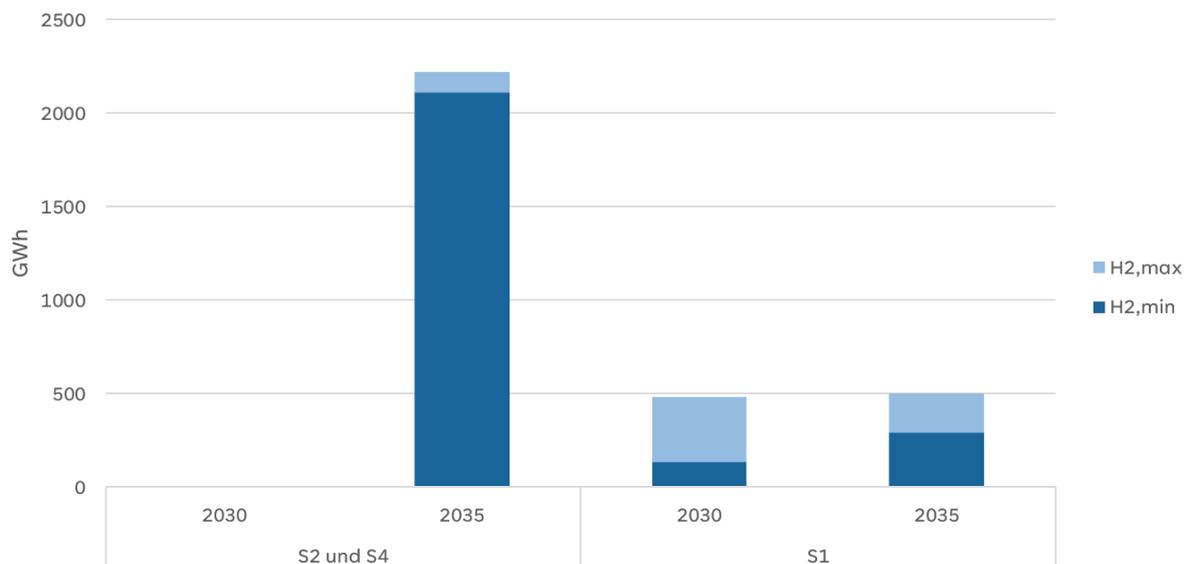


Abbildung 73: Deckung der auftretenden Wasserstoffbedarfe durch Variante 1 oder 2 zwischen 2030 und 2040

Aufgrund der Ergebnisse der Auswertungen über die prognostizierten Gasmengen und Leistungen entlang des S1-Leitungsstrangs in Abbildung 71 und Abbildung 72 sowie der H₂-Bedarfsdeckung über Variante 1 oder 2 in Abbildung 73 wurde die Umsetzung der Variante 2 als die sinnvollere Variante für den zeitlichen Ablauf des Aufbaus der steirischen Wasserstoffinfrastruktur gewählt. Für eine Wasserstoffversorgung der Steiermark im Jahr 2030 aus dem Süden muss bis dahin der Neubau der Südschiene 3-Leitung, der Neubau der Südschiene 4-Leitung sowie die Umwidmung der Südschiene 2-Leitung erfolgen, zu sehen in Abbildung 74.

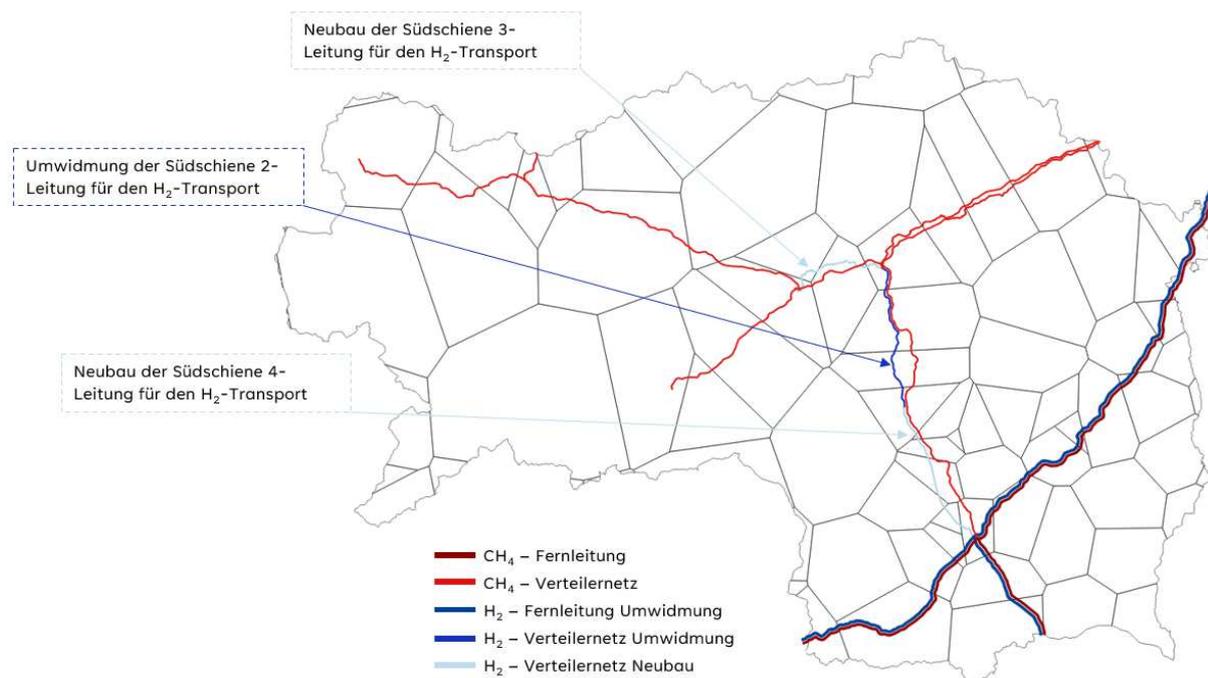


Abbildung 74: H₂-Kernnetz in der Steiermark 2030 inklusive notwendiger Schritte an den Hauptsträngen

Daraus resultiert die Notwendigkeit, bis 2040 die Umwidmung der Südschiene 1-Leitung für den H₂-Transport durchzuführen. Dies ist in Abbildung 75 dargestellt.

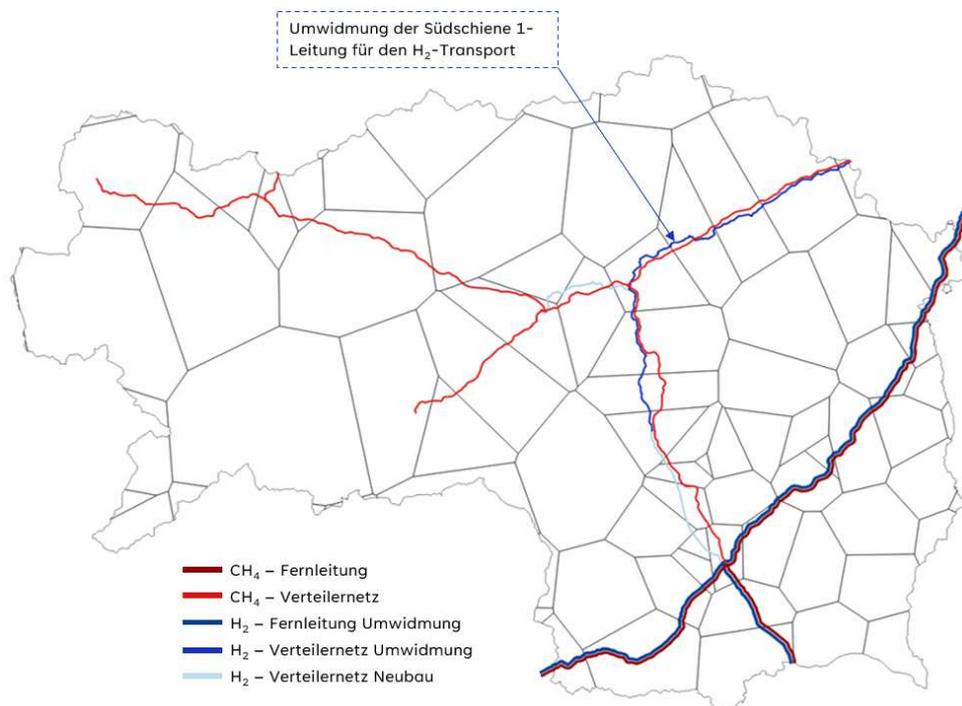


Abbildung 75: H₂-Kernnetz in der Steiermark 2040 inklusive notwendiger Schritte an den Hauptsträngen

In einem weiteren Schritt ist eine detailliertere Betrachtung des Ausbaus der H₂-Infrastruktur bezüglich der Anbindung einzelner Industriebetriebe und Elektrolyseure in der Steiermark erfolgt, wobei auch die erforderlichen Leitungskilometer an Neubau und Umwidmung von Leitungen berechnet wurden. Aus Datenschutzgründen werden die Leitungstrassen für die

Anbindung der Industriebetriebe und Elektrolyseure nicht bildlich dargestellt. Stattdessen erfolgt eine Übersicht, welche H₂-Bedarfsmengen durch den Anschluss der Industriebetriebe gedeckt werden können. Aus heutiger Sicht werden bis 2045 alle Unternehmen, die derzeit einen H₂-Bedarf eingemeldet haben und die Kriterien (Menge, Länge, Zeit) für einen Anschluss erfüllen, an das H₂-Netz in der Steiermark angeschlossen. Die Gesamtmengen an H₂, die durch Realisierung der Anschlüsse bis 2050 gedeckt werden können, ist in Abbildung 76 zu sehen.

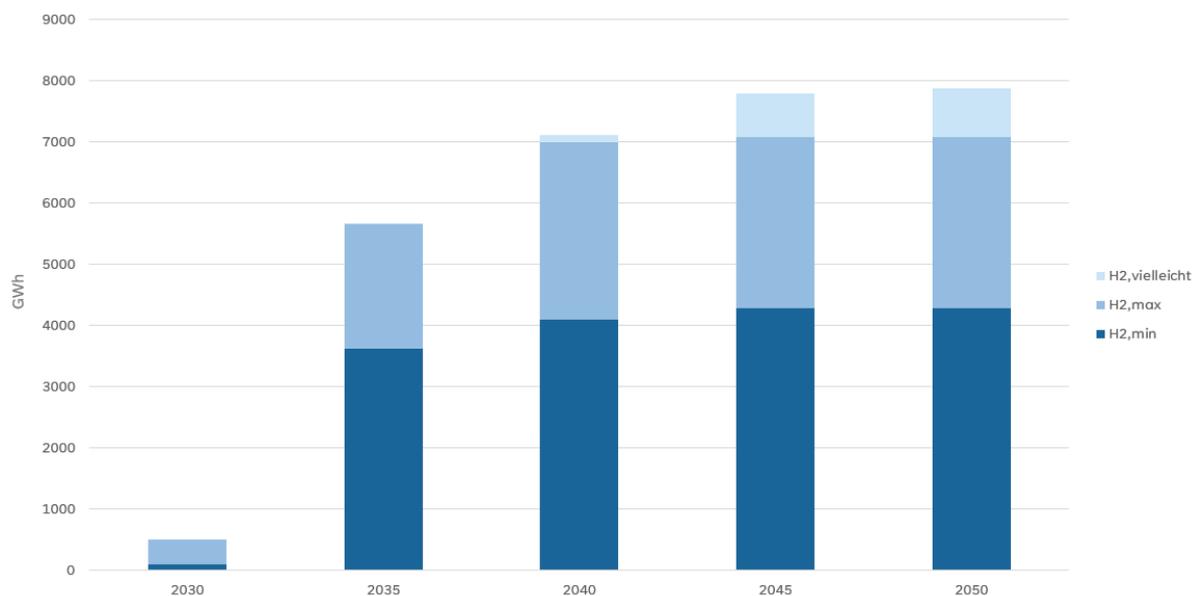


Abbildung 76: Deckung von H₂-Bedarfsmengen bis 2050 durch Realisierung der Anschlussleitungen

Für die Deckung der Mengen ist der Neubau oder die Umwidmung von Anschlussleitungen der Industrieunternehmen erforderlich. Weiters werden auch die netzdienlichen Elektrolyseure angeschlossen. Wie viele Kilometer in den Jahren jeweils neu gebaut und umgewidmet werden müssen, ist in Abbildung 77 dargestellt.

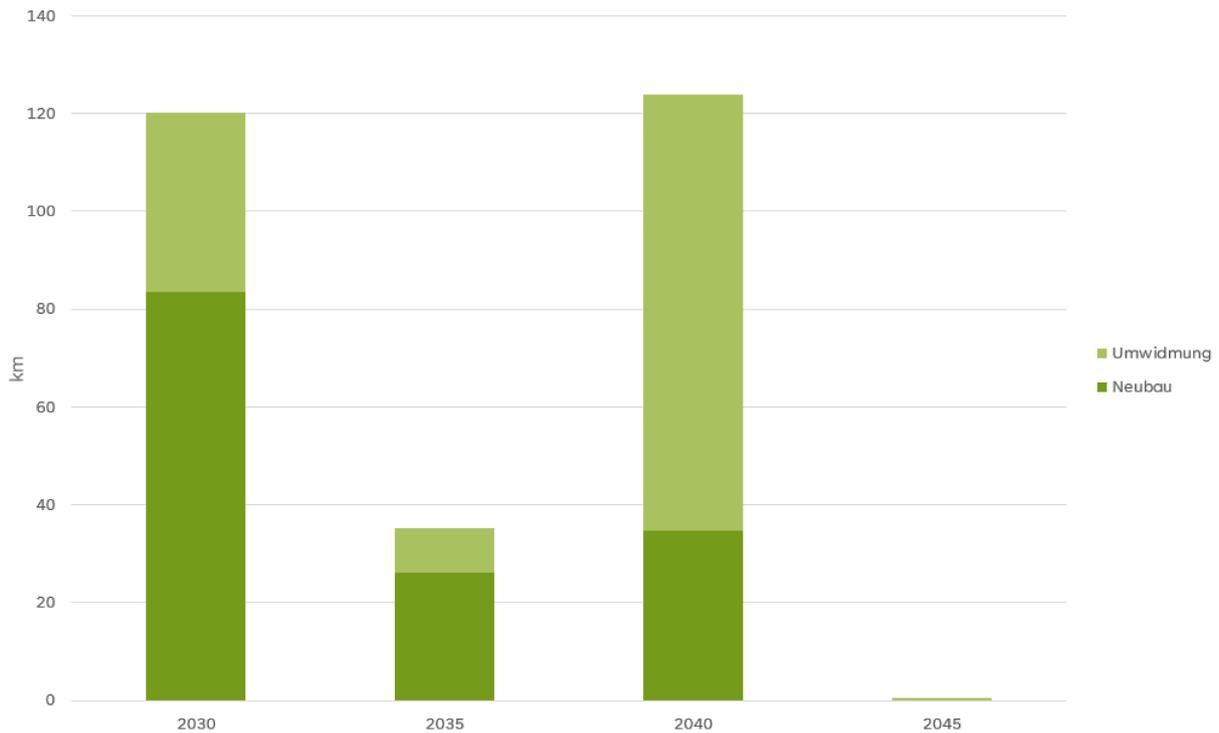


Abbildung 77: Kilometer an Neubau und Umwidmung von Anschlussleitungen der Industrie bis 2045

Eine akkumulierte Darstellung der Leitungslängen, die sich für die erforderliche Umwidmung bestehender Erdgasleitungen für Wasserstoff und den Neubau von H₂-Leitungen auf NE1 und NE2 ergeben, sowie die jeweilige Summe für den Neubau und die Umwidmung sind in Abbildung 78 zu sehen.

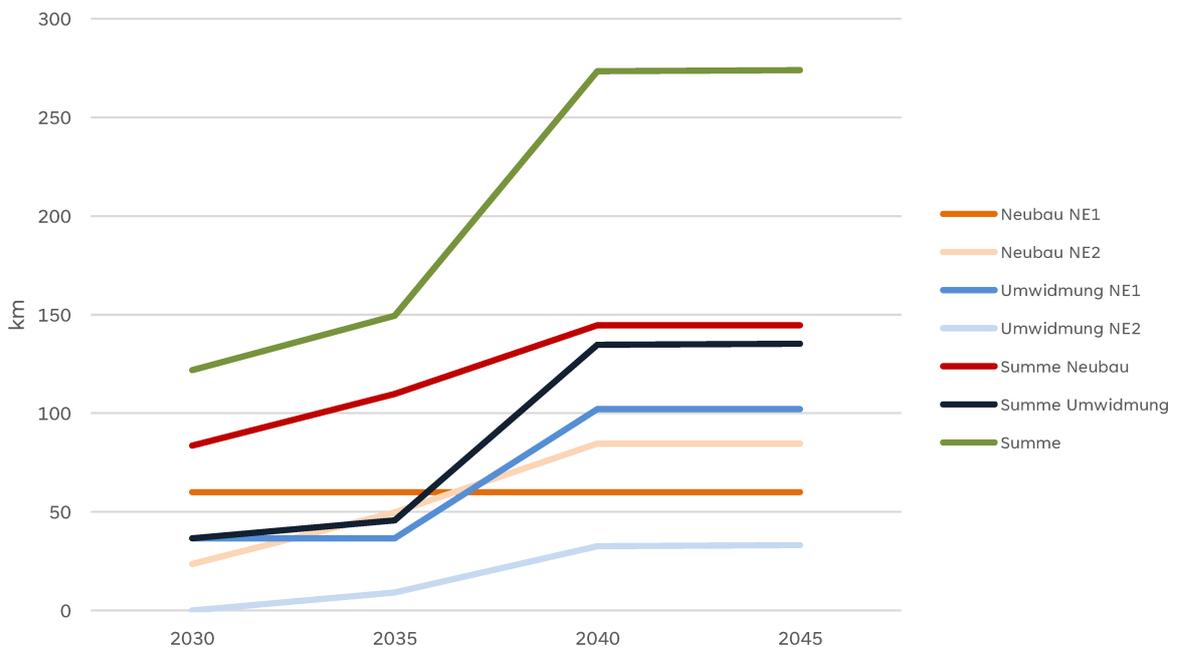


Abbildung 78: Akkumulierte Leitungslängen der Umwidmung und des Neubaus für H₂-Anschlussleitungen

Unter gewissen Voraussetzungen erfolgt kein Anschluss der Industrie an das H₂-Kernnetz, wie in Kapitel 5.4 erklärt. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn die jeweiligen Unternehmen zu weit vom H₂-Kernnetz entfernt sind und somit ein Transport von Wasserstoff über Leitungen, die neu erbaut oder umgewidmet werden müssen, nicht wirtschaftlich erscheint. Bei dieser Entscheidung spielt die zeitliche Komponente des Aufbaus einer H₂-Infrastruktur in der Steiermark keine Rolle. Das steirische Wasserstoffkernnetz in diesem Zusammenhang entspricht der Darstellung in Abbildung 75. Die Unternehmen, die aufgrund ihrer Distanz nicht mit Wasserstoff versorgt werden, sind jeweils mehr als 10 km vom steirischen Wasserstoffkernnetz entfernt. Dabei handelt es sich vor allem um die Unternehmen, die sich in der Obersteiermark sowie im Murtal befinden. Die prognostizierten Mindest- und Maximalwasserstoffmengen im Murtal sind in Abbildung 79 dargestellt. Um diese H₂-Bedarfe decken zu können, müssten Leitungen mit einer Länge von insgesamt 51 km umgewidmet oder neu gebaut werden.

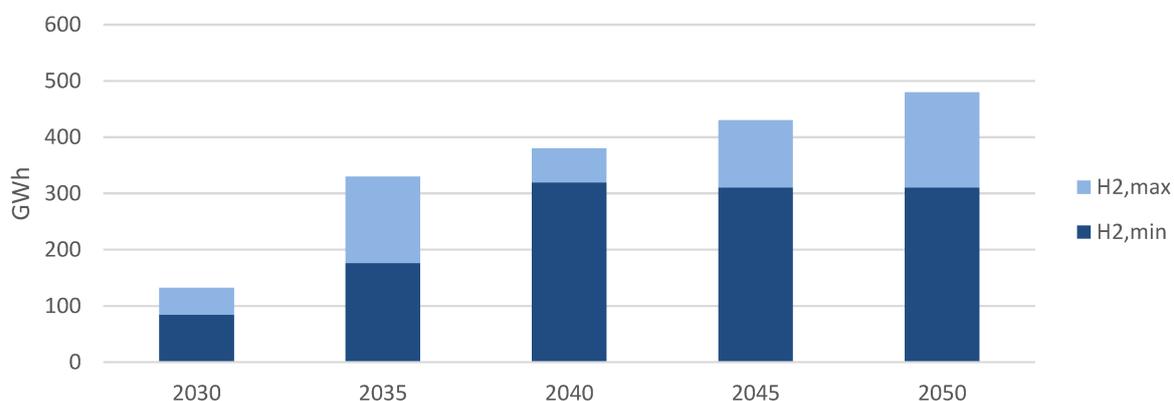


Abbildung 79: Prognostizierte Wasserstoffbedarfsmengen im Murtal

Die Prognosen über die Mindest- und Maximalwasserstoffmengen in der Obersteiermark sind in Abbildung 80 zu sehen. Um alle H₂-Bedarfe der Obersteiermark decken zu können, müsste insgesamt eine Umwidmung oder ein Leitungsneubau von 113 km erfolgen.

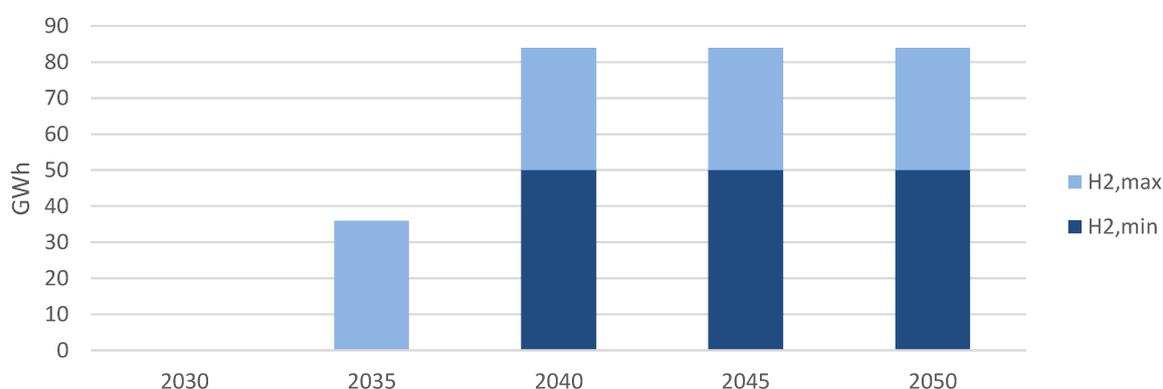


Abbildung 80: Prognostizierte Wasserstoffbedarfsmengen in der Obersteiermark

Neben der Länge der Anschlussleitungen ist auch die Menge ein entscheidender Faktor für den Anschluss von Industrieunternehmen an das Wasserstoffkernnetz. Bei einem Wasserstoffbedarf, der unter 10% des gesamten Gasbedarfs eines Unternehmens liegt und wenn dieser Wasserstoff nicht explizit stofflich für Prozesse benötigt wird, ist keine Anbindung der jeweiligen Unternehmen an das H₂-Netz vorgesehen. Die sich daraus ergebenden Summen der Wasserstoffbedarfsmengen sowie die restlichen Bedarfsmengen, die aus Gründen der Distanz nicht gedeckt werden können, aber sich nicht im Raum Murtal oder Obersteiermark befinden, sind in Abbildung 81 dargestellt. Insgesamt ergibt sich für die Deckung dieser Bedarfe eine notwendig umzuwidmende oder neu zu bauende Leitungslänge von 27 km.

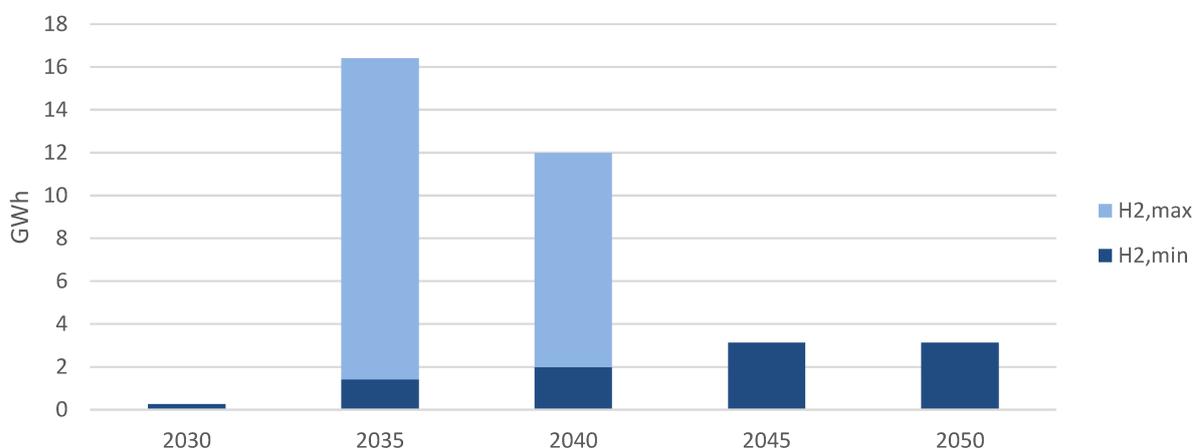


Abbildung 81: Prognostizierte Wasserstoffbedarfsmengen im Rest der Steiermark

Die insgesamt prognostizierten H₂-Bedarfsmengen in der Steiermark, die aus heutiger Sicht bis 2050 nicht gedeckt werden, sind in Abbildung 82 zu sehen. Für die Deckung dieser Bedarfe ist die Umwidmung oder der Neubau von Wasserstoffleitung mit einer Länge von insgesamt 191 km erforderlich.

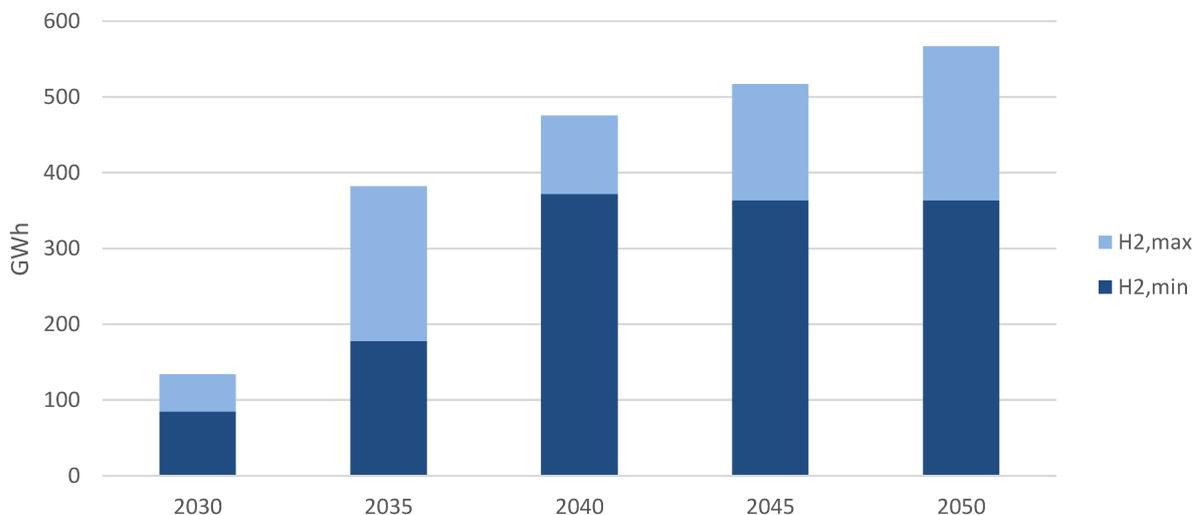


Abbildung 82: Gesamtmengen an H₂-Bedarfen, die aus heutiger Sicht nicht gedeckt werden

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass durch den Anschluss der Industrieunternehmen im Jahr 2030 insgesamt 79%, in den Jahren 2035 bis 2045 94% und im Jahr 2050 93% der derzeit prognostizierten H₂-Bedarfsmengen gedeckt werden könnten, wie in Abbildung 83 zu sehen. Diese Berechnung wurde mit den jeweils maximalen H₂-Mengen durchgeführt.

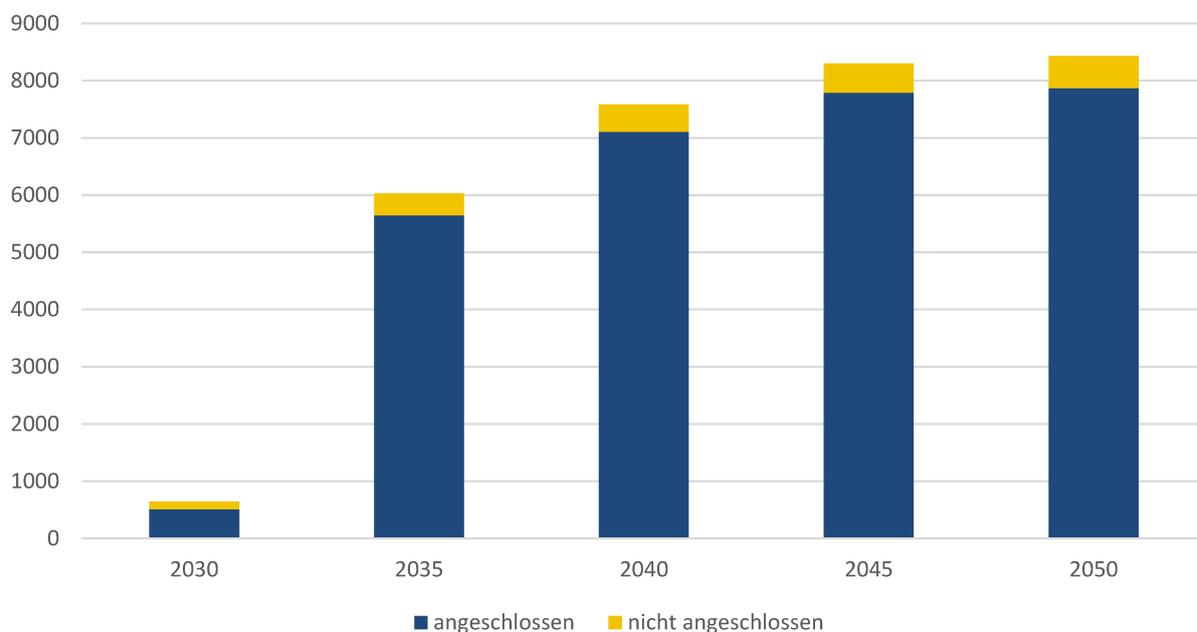


Abbildung 83: Anteil des durch den Anschluss deckbaren prognostizierten H₂-Bedarfs in der Steiermark

7 DISKUSSION DER ERGEBNISSE

In diesem Kapitel erfolgt die Diskussion der Ergebnisse, die in Kapitel 6 dargestellt sind. Dabei wird zwischen Bedarf, Aufbringung und Ableitung des H₂-Kernnetzes, das 2030 in der Steiermark aufgebaut werden soll, unterschieden. Da die Ergebnisse der Auswertung teils auch kritisch zu betrachten sind, werden die kritischen Punkte eigens in einem weiteren Abschnitt aufgezeigt. Weitere Interpretationspunkte, die sich aus dieser Arbeit ergeben aber in die vorherigen Diskussionen nicht mit eingeflossen sind, bilden den letzten Abschnitt dieses Kapitels.

Bedarf

Allgemein lässt sich sagen, dass beim Vergleich der Ergebnisse der Gesamtgasmengenentwicklung in Abbildung 35 ähnliche Resultate auftreten. Grundsätzlich stellen sich die Einmeldungen der Industrie allerdings als konservativer heraus, als dies durch die Berechnungen in den Szenarien der Fall ist. In Abbildung 35 und allen Darstellungen von Abbildung 42 bis Abbildung 45 ist überdies erkennbar, dass sich die CH₄- und H₂-Bedarfswerte der Abfrage 3 von den Mengenwerten der anderen Datenquellen deutlich unterscheiden. Grund dafür ist, dass innerhalb der Abfrage 3 weniger Verbraucher erfasst wurden, als dies bei den anderen Abfragen der Fall war.

Betrachtet man explizit die CH₄-Entwicklung in Abbildung 35 ist zu beobachten, dass in den meisten Fällen je Datenquelle ein Rückgang des CH₄-Bedarfs in Österreich bis 2050 zu verzeichnen ist. Dies ist vor allem bei den Kundenabfragen und im ZEM-Szenario der Fall. Im POI-Szenario kommt es verhältnismäßig zu einer geringeren Reduktion, allerdings ist in den ausgewerteten Daten der Anteil von Biomethan an den abgebildeten CH₄-Mengen nicht extra ausgewiesen. Laut WAM-Szenario ist bis 2040 sogar mit einem CH₄-Anstieg zu rechnen. Dies begründet sich darin, dass die Mengendaten des WAM-Szenarios nach POI-Methodik verortet wurden und im POI-Szenario dem Sektor Eisen- und Stahl ein großer Teil des CH₄-Bedarfs zugeschrieben wird. Betrachtet man explizit den Sektor Haushalte, ist ein deutlicher Rückgang des CH₄-Bedarfs bis 2040 zu sehen. Ab 2050 soll im Haushaltssektor gar kein CH₄ mehr eingesetzt werden.

Die Entwicklung des H₂-Bedarfs zeigt laut allen Datenquellen von 2025 bis 2050 einen kontinuierlichen Anstieg. Laut dem Szenario Transition wird im Verkehrssektor ab dem Jahr 2030 Wasserstoff für die Dekarbonisierung des Schwerverkehrs eingesetzt. Die Szenariendaten für den prognostizierten industriellen Wasserstoffbedarf wurden jeweils über Betrachtung der einzelnen Subsektoren der Industrie, deren Prozesse und Technologieeinsatz berechnet. Das ZEM-Szenario bildet hier im Vergleich zu den anderen Szenarien den ehrgeizigsten Weg zur Klimaneutralität im Industriesektor ab. Innerhalb der Industrieabfragen

ergibt sich jeweils ein Mindest- und ein Maximalbedarf an CH₄ und H₂. Der Maximalbedarf setzt sich aus den H₂-Mengen und den CH₄/H₂-Mengen zusammen. Beim Mindestbedarf von H₂ werden diese CH₄/H₂-Mengen gänzlich den CH₄-Mengen zugeschrieben. Beim Vergleich des Szenarios des Mindestbedarfs von H₂ (gekoppelt mit dem Maximalbedarf von CH₄) und des Szenarios des Maximalbedarfs von H₂ (gekoppelt mit dem Mindestbedarf von CH₄), welche sich aus den Industrieabfragen ergeben, mit den berechneten Szenariendaten WAM, POI und ZEM, kann die Aussage getroffen werden, dass sich das POI-Szenario dem H₂-Mindestbedarf der Abfragen und das ZEM-Szenario dem H₂-Maximalbedarf der Abfragen annähert. Dies zeigt in einem gewissen Sinn die Verifikation der Ergebnisse. Gleichzeitig stellen sich die Daten aus den Industrieabfragen trotzdem als konservativer heraus, wie schon oben diskutiert. Das WAM-Szenario stellt in diesem Zusammenhang die schlechteste Repräsentation der Gasbedarfsentwicklung der Industrie dar. Darin ist im Gegensatz zu den anderen Datenquellen ein relativ gering- ausgeprägter Hochlauf von H₂ abgebildet.

In Abbildung 36 bis Abbildung 41 ist der Anteil der Steiermark an den gesamten österreichischen prognostizierten H₂- und CH₄-Mengen je Szenario (POI, ZEM und WAM) dargestellt. Dabei fällt auf, dass der steirische Anteil an den gesamten CH₄-Mengen in Österreich im Jahr 2025 zwischen 24% und 28% liegt. Dieser Anteil steigt bis zum Jahr 2050 auf 27% - 39%. Der steirische Anteil von 39% am gesamten CH₄-Bedarf in Österreich im Jahr 2050 betrifft die Szenarien POI und WAM. Dies ist darin begründet, dass auch das WAM Szenario über die POI-Verortungsmethodik regionalisiert wurde und sich der der CH₄-Bedarf im POI-Szenario von 2025 auf 2050 verdreifacht (60). Der allgemein hohe Anteil der Steiermark am gesamten CH₄-Bedarf in Österreich erklärt sich dadurch, dass die Steiermark zu einem der drei energieintensivsten Bundesländer Österreichs zählt.

Der Anteil der Steiermark am gesamten H₂-Bedarf in Österreich in den einzelnen Szenarien liegt im Jahr 2025 zwischen 5% und 11%. Im Jahr 2050 steigt dieser Anteil auf 10% - 18%. Vor allem im ZEM-Szenario kommt es zu einem signifikanten Anstieg des H₂-Bedarfs im Sektor Eisen- und Stahl bis 2050. Auch im WAM-Szenario werden im Jahr 2050 ein großer Anteil der H₂-Bedarfsmengen dem Sektor Eisen- und Stahl zugeschrieben. Im Subsektor Papier und Zellstoff erfolgt eine Erhöhung des H₂-Bedarfs im POI-Szenario, wohingegen das ZEM-Szenario wenig bis keine H₂-Bedarfsmengen dem Sektor Papier und Zellstoff zuweist. In allen Szenarien wird der größte H₂-Bedarf dem Sektor Chemie- und Petrochemie zugeteilt. Da die Chemieindustrie schwach in der Steiermark vertreten ist, wird dies als Grund gesehen, warum der Anteil der Steiermark am österreichischen H₂-Bedarf um einiges geringer ist als am österreichischen CH₄-Bedarf.

Da für den zeitlichen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur vor allem die Anbindung der einzelnen Industrieunternehmen eine wichtige Rolle spielt, wird die Entwicklung der

Gasbedarfe der Industrie in Abbildung 42 bis Abbildung 45 gesondert betrachtet. Im Falle des Eintretens jenes Szenarios des Mindestbedarfs von H_2 ist in Abbildung 44 zu erkennen, dass laut Industrieabfrage 1 der H_2 -Bedarf der Industrie den CH_4 -Bedarf der Industrie in der Steiermark ab 2040 übersteigen wird. Gemäß Industrieabfrage 3 ist dies bereits 2035 der Fall. Hier ist wiederum anzumerken, dass in Abfrage 3 weniger Industrieunternehmen befragt wurden und diese daher im Gegensatz zu den anderen Datenquellen weniger repräsentativ ist. Industrieabfrage 2 hingegen rechnet im Falle des Mindestbedarfs von H_2 in keinem Jahr damit, dass der Bedarf von H_2 den CH_4 -Bedarf übertreffen wird. Betrachtet man hingegen das Maximalszenario des H_2 -Bedarfs, ist laut allen Industrieabfragen schon 2035 damit zu rechnen, dass der Wasserstoffbedarf den CH_4 -Bedarf übertreffen wird, zu sehen in Abbildung 45. In den berechneten Szenariendaten hingegen wird nur im ZEM-Szenario davon ausgegangen, dass der H_2 -Bedarf der steirischen Industrie frühestens ab 2040 größer sein wird als der CH_4 -Bedarf.

Bei der Verortung der prognostizierten Gasmengen in der Steiermark erfolgte eine Zuteilung der Mengen auf die einzelnen Leitungsstränge. Dabei werden wiederum sowohl jeweils der Minimalbedarf als auch der Maximalbedarf von Wasserstoff sowie der damit verbundene Maximal- und Minimalbedarf von CH_4 ausgewiesen, zu sehen in Abbildung 48 bis Abbildung 51. Hier geht deutlich hervor, dass am Strang S3 die höchsten Gasbedarfe auftreten. Laut Industrieumfragen ist der S4-Abschnitt der Strang, der den zweithöchsten CH_4 -Bedarf in der Steiermark aufzeigt. Dem gegenüber stehen die Szenariendaten, die anderes darstellen; nämlich dass der CH_4 -Bedarf entlang des S2-Abschnitts höher ist als entlang des S4-Abschnitts. Der Wasserstoffbedarf unterliegt an Strang S1 und S2 gemäß der Umfragedaten größeren Schwankungen bezüglich Mindest- und Maximalbedarf als am Strang S4. Den Industrieabfragen zufolge ist im Fall des Mindestwasserstoffbedarfs nach dem S3-Abschnitt der S4-Abschnitt der zweit stärkste Strang, der einen prognostizierten H_2 -Bedarf aufweist, gefolgt von den Abschnitten S2 und S1. Tritt der maximale Wasserstoffbedarf ein, sind die H_2 -Bedarfe entlang der S2 jedoch höher, gefolgt von S1 und S4, wobei die beiden letzteren in dem Fall sehr ähnliche Werte aufweisen. Für den Aufbau einer H_2 -Infrastruktur in der Steiermark bedeutet das, dass die Versorgung des S3-Strangs sowohl mit CH_4 als auch mit H_2 bis mindestens 2050 wichtig ist. Auch die Stränge S1, S2 und S4 weisen entsprechende Wasserstoff- und Methanbedarfe auf, die die Notwendigkeit des Aufbaus einer Parallelinfrastruktur für erneuerbare Gase in der Steiermark aufzeigen.

Die Verortung der H_2 -Bedarfsmengen im Sektor Schwerverkehr im Jahr 2030 in Abbildung 52 zeigt, dass im Jahr 2030 in nur wenigen Gebieten mit Wasserstoffbetankungsmöglichkeiten gerechnet wird. Die Monopole liegen im Jahr 2030 im Süden von Graz Richtung Slowenien, in der Nähe von Gleisdorf in Richtung Wien, in der Gegend um St. Michael sowie rund um den

Semmering. Im Jahr 2040 ist in Abbildung 53 eine breitere Verteilung der H₂-Bedarfsmengen im Verkehrssektor zu beobachten. Die örtliche Ausdehnung resultiert in einer Reduktion der Wasserstoffmengen in jenen UW-Bezirken, die 2030 schon einen Bedarf verzeichnen. Im Jahr 2050 in Abbildung 54 ist zu sehen, dass die Verteilung der H₂-Bedarfe auf die UW-Bezirke gleich bleibt wie im Jahr 2040, wobei die Wasserstoffbedarfsmengen steigen.

Aufbringung

Auf der Aufbringungsseite teilt sich die installierte Elektrolyseleistung in der Steiermark bis 2050 in Abbildung 46 auf die netzdienlichen Elektrolyseure in den Umspannwerken und auf die Eigenproduktion von Wasserstoff der Industrie auf. Im Jahr 2030 soll die insgesamt installierte Elektrolysekapazität an den Industriestandorten im Gegensatz zu den netzdienlichen Elektrolyseuren noch dominieren. Ab 2035 ist damit zu rechnen, dass es an mehreren Standorten in der Steiermark zur Errichtung oder einer Kapazitätserweiterung von netzdienlichen Elektrolyseuren kommt. Insgesamt steigt die installierte Elektrolyseleistung durch reine netzdienliche Anlagen auf knapp über 200 MW_{el}, wobei die Elektrolysekapazität an den Industriestandorten aus heutiger Sicht insgesamt von rund 70 MW_{el} im Jahr 2025 auf ca. 80 MW_{el} im Jahr 2050 steigt. Die produzierten Jahresmengen, zu sehen in Abbildung 47, steigen im Verhältnis analog zu den installierten Elektrolysekapazitäten, da in den meisten Fällen von einer ähnlichen Volllaststundenanzahl (rund 4500 Stunden) der Elektrolyseure mit einem Wirkungsgrad von 0,7 ausgegangen wird.

Die Verortung der Elektrolyseleistungen, abgebildet in Abbildung 55 sowie der prognostizierten Wasserstoffproduktionsmengen in der Steiermark bis 2050, zu sehen in Abbildung 56, erfolgt entlang der identifizierten Leitungsstränge S1, S2, S3, S4, SOL, TAG und dem Murtal. Aus den beiden Abbildungen geht deutlich hervor, dass entlang des Leitungsstrangs S1 mit der größten Elektrolysekapazität zu rechnen ist. Bei Betrachtung der Windpotenziale in Abbildung 29 und Abbildung 30 kann hier eine Verbindung zu dem prognostizierten Zubau von Wind-Kapazitäten gezogen werden. Auch entlang der SOL und der TAG im Süden der Steiermark ist mit entsprechenden Elektrolysekapazitäten zu rechnen. Dies begründet sich durch die PV-Potenziale in der Südsteiermark, wie in Abbildung 27 und Abbildung 28 zu sehen. Im Murtal ist ebenso mit von nennenswerten Produktionsmengen von H₂ zu rechnen.

Bei der Betrachtung der erstellten Lastprofile für einen rein netzdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren an ausgewählten Umspannwerksstandorten ist bei einem reinen Zuwachs von PV am Standort A in Abbildung 57 und Abbildung 59 gut zu erkennen, dass sich das typische PV-Profil in Form einer negativen Residuallast zeigt. Ein reiner PV-Ausbau resultiert 2030 in nur 937 Volllaststunden einer 50 MW_{el} Elektrolyse, die ausschließlich mit durch PV-erzeugtem Strom betrieben wird. Die Betrachtung der Abbildung 58 zeigt, dass die Elektrolyse im Jahr

2030 mit 50 MW_{el} zu groß dimensioniert ist und es nie zu einer vollen Auslastung der Elektrolyse kommt. Im Jahr 2040 ist dieselbe Dimensionierung der Elektrolyse mit 50 MW_{el} durchaus richtig gewählt, wie in Abbildung 60 zu sehen. Allerdings kommt es auch bei einer richtigen Dimensionierung im Fall einer reinen Einspeisung von PV zu einer im Vergleich zu den anderen Varianten geringen Volllaststundenanzahl von 1600 Stunden. Der Betrieb einer Elektrolyse rein mit den Rückspeiseleistungen der lokalen PV-Produktion stellt keine wirtschaftliche Betriebsweise dar.

Der reine Zubau von Wind-Kapazitäten am Standort B resultiert in einer höheren Volllaststundenanzahl eines Elektrolyseurs bei einem rein netzdienlichen Betrieb als bei einem Zubau von ausschließlich PV-Leistungen. Im Jahr 2030 beträgt die Volllaststundenanzahl im betrachteten Umspannwerk 2698 Volllaststunden bei der Installation einer 100 MW_{el} Elektrolyse. Im Jahr 2040 erhöht sich die Anzahl auf 3614 Volllaststunden. Die zugehörigen Lastprofile sind in Abbildung 61 bis Abbildung 64 dargestellt. Verglichen mit Abbildung 32, in dem ein normiertes Wind-Jahreslastprofil aus der Steiermark abgebildet ist, lässt die Betrachtung der Rückspeisung in das elektrische Netz in den Jahren 2030 und 2040 darauf schließen, dass es sich um einen reinen Zubau von Wind-Leistungen handelt.

Am Standort C wurden, neben der Erstellung der Lastprofile, zwei Elektrolyseure mit unterschiedlicher Leistung und die daraus resultierenden Volllaststunden miteinander verglichen. Im Jahr 2030 zeigt sich, dass ein 20 MW_{el} Elektrolyseur 2626 Volllaststunden aufweist, wohingegen der Einsatz eines Elektrolyseurs mit 50 MW_{el} 2098 Volllaststunden verzeichnet. Die Wasserstoffproduktionsmenge beträgt 2030 durch die 20 MW_{el} Elektrolyse 36,77 GWh H₂ und durch die 50 MW_{el} 73,44 GWh. Die Volllaststunden sind nur um rund 530 Stunden geringer, wobei sich die Wasserstoffproduktionsmenge mehr als verdoppelt. Im Jahr 2050 kann beim Betrieb eines 20 MW_{el} Elektrolyseurs eine Volllaststundenanzahl von 5425 Stunden erreicht und eine Wasserstoffmenge von 75,95 GWh produziert werden. Beim Betrieb eines 50 MW_{el} Elektrolyseurs werden 4748 Volllaststunden erreicht und 166,17 GWh H₂ produziert. Auch in diesem Fall ist die Volllaststundenzahl nur um rund 700 Stunden geringer, doch die Wasserstoffproduktionsmenge steigt auf mehr als das Doppelte. Daraus lässt sich schließen, dass im Falle einer Rückspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen wie Wind oder PV die Errichtung einer Elektrolyse mit höherer Leistung durchaus sinnvoll ist, wenn die Rückspeisung dementsprechend hoch ist. Allgemein lässt sich sagen, dass die Kopplung von Erneuerbaren-Zubau von Wind und PV für einen rein netzdienlichen Betrieb eines Elektrolyseurs am sinnvollsten erscheint.

Ableitung des H₂-Kernnetzes in der Steiermark für 2030

Die Auswertung bezüglich der anfallenden CH₄ und H₂-Mengen am Leitungsstrang S1 in Abbildung 71 zeigt deutlich, dass frühestens ab dem Jahr 2040 mit höheren H₂-Bedarfsmengen als CH₄-Mengen zu rechnen ist. Dies spricht dafür, die Umwidmung der erdgasbetriebenen S1-Leitung erst ab dem Jahr 2040 durchzuführen. Betrachtet man rein die CH₄- und H₂-Leistungsprognosen entlang des Leitungsstrangs S1 in Abbildung 72 kommt man zum selben Ergebnis: erst ab dem Jahr 2040 ist frühestens mit einem höheren Leistungsbedarf an Wasserstoff als an CH₄ zu rechnen, was wiederum für die Umwidmung der S1 frühestens ab 2040 spricht. Die Mengenbetrachtung in Abbildung 73, welche Wasserstoffbedarfe explizit durch den Anschluss der jeweiligen Industrieunternehmen zwischen 2030 und 2040 durch die S2 und S4 (Variante 2 – Versorgung aus dem Süden) oder durch die S1 (Variante 1 – Versorgung aus dem Osten) gedeckt werden können, ergibt, dass durch die S2 und die S4 bis zu fünfmal so große Wasserstoffbedarfsmengen gedeckt werden können. Da alle drei Auswertungen ergeben, dass die Umwidmung der S2-Leitung und der Neubau der S4-Leitung in einem ersten Schritt bis zum Jahr 2030 sinnvoller ist, wird demnach Variante 2 als Szenario für den zeitlichen Aufbau einer H₂-Infrastruktur in der Steiermark gewählt. Da auf europäischer Ebene gemäß des European Hydrogen Backbones in Kapitel 3.6 die Versorgung mit Wasserstoff in Italien und Österreich über eine übergeordnete H₂-Leitung aus dem Süden erfolgen soll, zeigt die gewählte Variante auch in diesem Sinne Vorteile. Durch die Versorgung direkt aus Weitendorf können Verdichterleistungen reduziert werden, die nötig wären, wenn die Versorgung mit H₂ 2030 aus dem Osten erfolgen würde.

Die Betrachtung der bei der Umsetzung dieser Variante entstehenden umzuwidmenden und neuzubauenden Leitungskilometer ergibt, dass bis 2030 rund 84 km an neuen Wasserstoffleitungen gebaut werden müssen. Dies beinhaltet den Neubau der S3 Leitung mit ca. 26 km und den Neubau der S4 Leitung mit ca. 34 km. Ebenso sollen bis 2030 36,6 km erdgasführende Leitungen auf den Betrieb mit Wasserstoff umgewidmet werden, was zur Gänze der Umwidmung der S2-Leitung zuzuschreiben ist. Die umzuwidmenden und neu zu bauenden Leitungen im Jahr 2035 sind rein der Anbindung der Industrie zuzuschreiben, wobei insgesamt rund 26 km neu gebaut und ca. 9 km umgewidmet werden soll. Im Jahr 2040 soll in einem nächsten Schritt die Umwidmung der S1-Leitung für den Betrieb mit Wasserstoff erfolgen. Insgesamt sollen im Jahr 2040 zusätzlich rund 35 km Leitung neu gebaut und ca. 90 km umgewidmet werden. Bei der Umwidmung sind allein 65,5 km der Umwidmung der S1-Leitung zuzuschreiben. Die Darstellung der erforderlichen Leitungslängen bezüglich Umwidmung und Neubau sind in Abbildung 77 und Abbildung 78 zu sehen. Insgesamt bedeutet dies den Neubau von rund 145 km und die Umwidmung von ca. 135 km bis 2040 in der Steiermark, um ein H₂-Netz angepasst an den entsprechenden Bedarf zu errichten, wie in

Abbildung 75 dargestellt. Die H₂-Mengen, die durch die Errichtung der Anschlussleitungen bis 2050 gedeckt werden können, ist in Abbildung 76 zu sehen.

Nicht angeschlossen an das H₂-Netz sind in dieser Auswertung die Industrieunternehmen, die sich in Regionen befinden, die mehr als 10 km vom definierten H₂-Kernnetz in der Steiermark entfernt sind. Dies trifft vor allem die Regionen Murtal und Obersteiermark. Für die Anbindung der Unternehmen im Murtal wäre die Errichtung von zusätzlich 51 km Wasserstoffleitungen notwendig. Für die Anbindung der Obersteiermark an das Wasserstoffkernnetz in der Steiermark wären zusätzliche 113 km H₂-Leitungen erforderlich. Dies entspricht fast derselben Länge wie für den Neubau im Rest der Steiermark für alle Stränge gerechnet wird, wie in Abbildung 78 zu sehen. Für weitere Industriebetriebe, die aus Distanz- oder Mengengründen nicht an das H₂-Netz angeschlossen werden, ergeben sich weitere 26 km Leitungslänge, die entweder umgewidmet oder neu gebaut werden müssten. Gesamt bedeutet das ein Neubau bzw. eine Umwidmung von insgesamt 191 km. Die sich daraus ergebenden H₂-Bedarfmengen, die durch einen Anschluss an das H₂-Netz gedeckt werden könnten, betragen 2040 mindestens rund 380 GWh und maximal ca. 480 GWh. Vergleicht man dies mit den Werten aus Abbildung 76 und Abbildung 78, müssten rund 68 % zusätzliche Leitungskilometer entweder umgewidmet oder neu gebaut werden, um rund 6 - 10 % der schon angeschlossenen Mengen zusätzlich decken zu können. Aus wirtschaftlichen Gründen wird dies als keine Option gesehen.

Kritische Betrachtung der Auswertung

Die Umsetzung der Variante 2 muss auch kritisch betrachtet werden. Einer der Argumentationspunkte innerhalb dieser Arbeit, warum die H₂-Versorgung der Steiermark aus dem Süden im Jahr 2030 als sinnvoller betrachtet wird, ist der Vergleich der Bedarfe, die im Zeitraum zwischen 2030 und 2040 je Variante gedeckt werden können, zu sehen in Abbildung 73. Die Auswertung ergibt, dass durch die Errichtung des S4-Abschnitts und der Umwidmung des S2-Abschnitts mehr als viermal so große Wasserstoffbedarfsmengen gedeckt werden können (bis zu rund 2250 TWh), als dies der Fall wäre, wenn zuerst die Umwidmung der S1-Leitung erfolgen würde. Dabei gilt allerdings zu unterscheiden, welche Industriesektoren den H₂-Bedarf einmelden. Im Süden der Steiermark (entlang S2 und S4) sind zu einem Großteil der Papierindustrie zuzuordnen. Die H₂-Mengen entlang des S1-Abschnitts hingegen ergeben sich jedoch ausschließlich aus Einmeldungen der Eisen- und Stahlindustrie. Die Papierindustrie benötigt für ihre Prozesse Niedertemperaturwärme. Diese kann allerdings auch mittels Wärmepumpen, betrieben mit erneuerbarem Strom, bereitgestellt werden und ist nicht auf den Einsatz von Wasserstoff angewiesen. Im Sektor Eisen und Stahl hingegen spielen Hochtemperaturprozesse eine wichtige Rolle, die einen hochwertigen Energieträger wie Wasserstoff brauchen. Da es im Sektor Papier eine Alternative zu Wasserstoff gibt, was im

Gegensatz dazu im Sektor Eisen- und Stahl nicht der Fall ist, wird es kritisch gesehen, den energieintensiven Industrieunternehmen der Eisen- und Stahlindustrie entlang des S1-Abschnitts erst im Jahr 2040 die Versorgung mit Wasserstoff zu ermöglichen.

Des Weiteren ist im politischen Bezirk Bruck-Mürzzuschlag - rein durch die Betrachtung der Wind-Potenziale - die Errichtung eines 100 MW_{el} Elektrolyseurs, der ab dem Jahr 2040 in dieser Region geplant ist, bereits im Jahr 2030 möglich. Würde die Umwidmung des S1-Abschnitts schon früher erfolgen, könnte ebenso schon früher eine Produktion von Wasserstoff vor Ort erfolgen, da die produzierten Wasserstoffmengen in das Wasserstoffnetz eingespeist werden könnten. Gemäß der konzerninternen Strategie für die Errichtung netzdienlicher Elektrolyseure wäre eine Realisierung des Elektrolyseurs im Raum Mürzzuschlag ab dem Jahr 2035 möglich.

Diese beiden Argumentationspunkte sprechen dafür, die Umwidmung der S1 schon früher durchzuführen. Je nach Verfügbarkeit und Preis von Wasserstoff ist es denkbar, die H₂-Versorgung aus dem Osten gleichzeitig mit der Wasserstoffversorgung aus dem Süden im Jahr 2030 oder bis 2035 zu realisieren.

Weitere Interpretationspunkte

Die Auswertungen ergeben, dass mindestens bis zum Jahr 2050, das das Ende des Zeithorizonts dieser Arbeit darstellt, an vielen Industriestandorten sowohl die Versorgung mit H₂ als auch mit CH₄ erforderlich ist. Betrachtet man die erforderliche Leitungslänge für neu zu bauende Wasserstoffleitungen, sind 60 km dem Neubau der S3- und der S4-Leitungen zuzuordnen. Die restlichen 103 km resultieren aus den notwendigen Anschlussleitungen zu den einzelnen Industrieunternehmen. Auf der Seite der Umwidmung sind allein 103 km der insgesamt 135 umzuwidmenden km der Umwidmungen der S1- und der S2-Leitungen zuzuschreiben. Nur 32 km der Industrie-Anschlussleitungen sollen in der Steiermark aus heutiger Sicht umgewidmet werden. Auch hier ist ein gewisser Unsicherheitsfaktor enthalten. Ob die Unternehmen, die derzeit eine ganzheitliche Umstellung auf Wasserstoff planen, in Zukunft tatsächlich nur mit H₂ versorgt werden, hängt stark von der Verfügbarkeit und dem Preis von Wasserstoff ab. Um im Sinne der Redundanz eine Versorgung mit verschiedenen grünen Gasen zu ermöglichen, wird der Aufbau einer Parallelinfrastruktur grundsätzlich als wichtige Strategieoption gesehen. Dies resultiert auch in einer gewissen Flexibilität der Industrieunternehmen, je nach Verfügbarkeit und Preis zu gewissen Zeiten eher mit Biomethan oder mit Wasserstoff versorgt werden zu können.

Weiters ist anzumerken, dass in einem Fall die definierte 10 km-Grenze für den Anschluss der Industrie an das Wasserstoffkernnetz überschritten wird. Dies ist darin begründet, dass sich an dem betrachteten Standpunkt zwei energieintensive Unternehmen mit einem nennenswerten Wasserstoffbedarf befinden. In diesem Fall wurde die Umwidmung dieser

Leitung angenommen, wobei auch ein Neubau möglich wäre. Wird diese Leitung neu gebaut statt umgewidmet, verschieben sich die Leitungslängen, die oben diskutiert wurden, noch mehr in Richtung Neubau und unterstreicht somit den Aufbau einer Parallelinfrastruktur noch weiter.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Betriebsweise der Elektrolyseure. Wie diese in Zukunft betrieben werden, ist heute noch nicht ganz klar. Für die Netzdienlichkeit von Elektrolyseuren, die dadurch definiert ist, dass der Betrieb des jeweiligen Elektrolyseures zur Aufrechterhaltung eines sicheren Stromnetzbetriebs beiträgt, gibt es verschiedene Betriebsvarianten. Dazu zählt unter anderem die Möglichkeit, die hohe Erzeugung von Erneuerbaren am jeweiligen Standort zu kompensieren. Darüber hinaus kann ein Elektrolyseur auch kontinuierlich über eine gewisse Grundlast, die aus dem elektrischen Netz gezogen wird, betrieben werden und darüber hinaus nur im Falle eines Netzengpasses durch einen variablen Betrieb Stromspitzen aus dem Netz abfangen. Es wird in verschiedenen Forschungsprojekten an unterschiedlichen Möglichkeiten der Betriebsweise von Elektrolyseuren gearbeitet, wobei in den meisten Fällen jeweils die technischen und wirtschaftlichen Vorteile sowie die Auswirkungen auf das Stromnetz betrachtet werden. Die Auswertung in Kapitel 6.3 innerhalb dieser Arbeit soll lediglich als Wissensgrundlage dienen, mit wie viel Strom aus dem Erneuerbaren Zubau für einen netzdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren zu rechnen ist. Es wurden dabei ausschließlich die Rückspeiseleistungen in das elektrische Netz betrachtet. Der Grund dafür ist, dass für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur die Betriebsweise der Elektrolyseure nur bedingt von Bedeutung ist. Hier wird der Fokus mehr daraufgelegt, dass ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Elektrolyseure der produzierte Wasserstoff abtransportiert werden kann. Die ausgewerteten Lastgänge in den Umspannwerken und die sich daraus ergebenden Lastprofile für die Elektrolyseure stellen eine erste Näherung dar, die in einem weiteren Schritt für eine genauere Untersuchung der Netzdienlichkeit von Elektrolyseuren herangezogen werden können.

Explizit nicht betrachtet wurde die Möglichkeit des Blendings durch die Einspeisung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz. Zurzeit ist die Beimischung von 10 vol.-% H_2 erlaubt, wobei die Erhöhung dieser Grenze auf 20 vol.-% zu erwarten ist. Wird diese Komponente mit einbezogen, wäre der Anschluss des geplanten Elektrolyseurs entlang der S1-Leitung schon früher möglich, da die produzierten Wasserstoffmengen dort in die bestehende Erdgasleitung eingespeist werden könnten. Dies hat allerdings keine Auswirkung auf die insgesamt zu errichtenden Wasserstoffleitungen und den dazugehörigen Längen bis 2040. Das Thema eines Mischgasnetzes ist ebenso relevant wie der Aufbau einer dezidierten

Wasserstoffinfrastruktur. Die Beschäftigung mit diesem Thema würde allerdings den Rahmen dieser Arbeit überschreiten.

Ebenso nicht betrachtet wurde die Anbindung etwaiger geplanter Wasserstofftankstellen an das Wasserstoffkernnetz in der Steiermark. In Abbildung 52 bis Abbildung 54 sind die prognostizierten H₂-Mengen inklusive deren Verortung auf Umspannwerksbezirksebene im Sektor Verkehr dargestellt. Aus Sicht des Netzbetreibers sind zum heutigen Zeitpunkt keine expliziten Planungen für die Versorgung einzelner H₂-Tankstellen mit Wasserstoff vorhanden.

Abschließend gilt zu sagen, dass die verwendeten Daten innerhalb dieser Arbeit aus unterschiedlichen Szenarien und Prognosen stammen, die nach dem heutigen Wissensstand erstellt wurden und vielen Annahmen unterliegen. Die berechneten Szenariendaten wurden erstellt, um aufzuzeigen, wie ein Weg in Richtung Klimaneutralität der einzelnen Sektoren aussehen könnte. Die Kundenabfragen spiegeln die strategischen Überlegungen der jeweiligen Unternehmen wieder. In Richtung Umsetzung sind viele Schritte notwendig. Dazu gehören neben etwaigen Investitionskosten für neue Technologien auch die Bereitschaft der einzelnen Verantwortlichen. Der Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff in der Industrie und der Einsatz von H₂ im Schwerverkehr sind somit Themen hoher Unsicherheit. Eine der wichtigsten Punkte in diesem Zusammenhang ist überdies die Verfügbarkeit der erforderlichen erneuerbaren H₂-Mengen zu einem relativ günstigen Preis. Bleiben die Kosten pro kWh erzeugtem erneuerbarem Wasserstoff so hoch, wie sie heute sind, wird sich Wasserstoff als großflächig eingesetzter, erneuerbarer Energieträger nicht durchsetzen können.

8 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Die Auswertung zeigt, dass die Ergebnisse der einzelnen Datenquellen bezüglich des zukünftigen Bedarfs von CH_4 und H_2 sich in ähnlichen Mengenbereichen bewegen. Was aus allen Datenquellen deutlich hervorgeht, ist die Notwendigkeit des Aufbaus einer H_2 -Infrastruktur in der Steiermark. Da auf europäischer Ebene mit der Inbetriebnahme eines paneuropäischen Wasserstoffnetzes ab 2030 gerechnet wird, ist auch für die Steiermark ab 2030 ein H_2 -Netz geplant. Die Auswertung der Daten bezüglich der Fragestellung, aus welcher Richtung die Versorgung mit H_2 im Jahr 2030 erfolgen soll, ergibt, dass ein Wasserstoffversorgungsnetz aus dem Süden die sinnvollere Variante darstellt. Zu diesem Zweck soll bis 2030 der Neubau der S4-Leitung, der Neubau der S3-Leitung sowie die Umwidmung der S2-Leitung erfolgen. Ebenso erfolgt der Anschluss einiger netzdienlicher Elektrolyseure und die Anbindung gewisser Industrieunternehmen im Jahr 2030. Bis 2040 soll das steirische Wasserstoffnetz sukzessive je nach Bedarf der Industrie erweitert werden. Im Jahr 2040 soll die Umwidmung der S1-Leitung für den Transport von Wasserstoff erfolgen, damit auch eine H_2 -Versorgung der Steiermark aus dem Osten möglich ist, wobei es auch Überlegungen dazu gibt, die Umwidmung der S1-Leitung schon zu einem früheren Zeitpunkt durchzuführen. Insgesamt ergeben sich für die Umwidmung aus heutiger Sicht rund 135 umzuwidmende Leitungskilometer. Aus der Auswertung geht überdies hervor, dass insgesamt der Neubau von 145 km expliziter Wasserstoffleitungen notwendig ist. Eine genaue Aufteilung, in welchen Jahren mit wie vielen Kilometern Neubau und Umwidmung zu rechnen ist, ist in Kapitel 6 zu finden.

Nicht angebunden werden jene Unternehmen, die sich weiter als 10 km vom Wasserstoffnetz befinden, wobei in einem Fall eine Ausnahme getroffen wurde, wie in Kapitel 7 erläutert. Nicht mit Wasserstoff versorgt werden vor allem die Gebiete Murtal und Obersteiermark. Da im Murtal nennenswerte Wasserstoffbedarfsmengen zu verzeichnen sind, wird die Empfehlung abgegeben, die Möglichkeit des Aufbaus eines Wasserstoff-Inselnetzes in dieser Region zu eruieren. In dieser Gegend sind hohe Potenziale für einen Zubau von Wind für die Erzeugung von Erneuerbarem Strom vorhanden. Die Errichtung eines netzdienlichen Elektrolyseurs wurde innerhalb dieser Arbeit dort ausgeschlossen, da keine Anbindung an das H_2 -Netz möglich ist. Gekoppelt mit dem Aufbau eines Inselnetzes im Murtal, könnte eine Errichtung eines 100 MW_{el} Elektrolyseurs erfolgen. Dies sollte in einem weiteren Schritt genauer betrachtet werden. Für die Obersteiermark sind einerseits die Wasserstoffbedarfsmengen so gering und andererseits die Distanz zwischen den Standorten der einzelnen Unternehmen so groß, dass der Aufbau eines Wasserstoffinselnetzes in der Obersteiermark nicht als eine sinnvolle Variante gesehen wird.

Ebenso nicht betrachtet wurde die Möglichkeit der Beimengung von Wasserstoff in das Erdgasnetz und somit der Aufbau eines Mischgasnetzes. Dies würde die Errichtung kleinerer netzdienlicher Elektrolyseure erlauben, die an gewissen Standorten das Stromnetz entlasten könnten. Gleichzeitig würde die Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs in ein bestehendes Gasnetz in der Nähe eine Reduktion der anfallenden CO₂-Emissionen nach sich ziehen. Vor allem im 20-kV-Netz besteht die Möglichkeit, das Netz punktuell durch kleine bis mittelgroße Elektrolyseure zu entlasten. Die Auswertung ergibt, dass die Kombination aus Wind und PV die Volllaststundenanzahl des Elektrolyseurs durch eine reine Netzdienlichkeit erhöht. Bezieht man in diese Betrachtung die Stromerzeugung aus Wasserkraft mit ein, könnte eine noch höhere Volllaststundenanzahl erreicht werden. Welche Standorte sich dafür eignen würden, muss in weiterer Folge gesondert betrachtet werden.

Bezüglich der Betriebsweise von Elektrolyseuren ist die Kombination sowohl der Netzdienlichkeit als auch der Marktdienlichkeit von großer Bedeutung, um eine sowohl technisch als auch wirtschaftlich sinnvolle Betriebsweise der jeweiligen Elektrolyseure zu finden. Dabei ist die Umsetzung gewisser Regulierungsvorschläge notwendig. Eine intensivere Beschäftigung mit diesem Thema ist auf alle Fälle notwendig.

Für die Wasserstoffversorgung des Verkehrssektors ist eine gesonderte Betrachtung erforderlich, ob die Anbindung an das H₂-Netz über Leitungen erfolgen soll, ob an den jeweiligen Standorten teilweise direkt über Elektrolyseure Wasserstoff produziert werden kann und somit kleine Inselnetze geschaffen werden oder ob die H₂-Versorgung der Tankstellen über Trailer passieren wird.

Die Arbeit beinhaltet keine Abschätzung für den benötigten Kostenaufwand des Neubaus der H₂-Leitungen und der Umwidmung bestehender CH₄-Leitungen für den Wasserstofftransport. Dies wird gesondert in einem Folgeprojekt zwischen dem Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben und der Energienetze Steiermark GmbH betrachtet.

Abschließend gilt zu sagen, dass es für die erfolgreiche Umsetzung des Vorhabens der Anbindung von Industriekunden an das geplante Wasserstoffkernnetz wichtig ist, die erforderlichen Schritte seitens der Unternehmen und des Netzbetreibers sowie die damit verbundene zeitliche Komponente zu beachten. Ein technisch notwendiger Transformationsprozess beinhaltet folgende Schritte: wird die Anbindung eines Kunden an das Wasserstoffkernnetz für eine Versorgung mit H₂ erwünscht, muss dieser einen Auftrag beim jeweiligen Netzbetreiber stellen. In erster Linie gilt abzuklären, ob eine Parallelinfrastruktur gewünscht ist, oder ob die Umwidmung der bereits bestehenden Leitung erfolgen soll. Im Falle einer Umwidmung muss der Kunde einen Betriebsstillstand von rund 2 Monaten in Kauf nehmen, damit die Leitung umgewidmet und mit Wasserstoff in Betrieb genommen werden kann. Je nach Länge der Leitung und kann diese Dauer variieren. Ob das

für die Unternehmen tragbar ist und wie das tatsächlich bewerkstelligt werden kann, bedarf genauer Überlegung. Handelt es sich um den Auftrag zur Errichtung einer Parallelinfrastruktur, beinhaltet der Auftrag seitens des Industrieunternehmens den Neubau einer Wasserstoffleitung. Ebenso muss der Kunde die Wasserstoffmengen, die explizit benötigt werden, nach einer Prüfung des Netzbetreibers, der AGGM bekannt geben. Sind die entsprechenden Kapazitäten vorhanden, wird der Anschluss genehmigt. Ab diesem Zeitpunkt wird mit der Planung der Leitung seitens des Netzbetreibers begonnen. Zusätzlich erforderlich ist die Unterzeichnung eines Netzzutrittsvertrags. Je nach Länge der Leitung ist mit einer Dauer von 1,5 bis 2 Jahren für die Planung, das Einholen der erforderlichen behördlichen Genehmigung (Wegerecht, Baurecht, GWG), die Lieferzeit für die Leitungskomponenten und den Bau der Leitung zu rechnen. Kann die neue Leitung parallel zur bereits bestehenden Erdgasleitung verlegt werden, ist mit einem geringeren Zeitaufwand zu rechnen, da keine eigene Trassenführung gefunden muss und die damit verbundenen erforderlichen Genehmigungen nicht eingeholt werden müssen. Um also schon 2030 die ersten Industriekunden an das steirische Wasserstoffnetz anschließen zu können, muss spätestens Ende 2027/Anfang 2028 mit der Planung der Anschlussleitungen begonnen werden. Diese zeitliche Komponente ist nicht zu unterschätzen. Deshalb wird die Empfehlung abgegeben, einen Leitfaden für die Errichtung von Anschlussleitungen für die Anbindung der steirischen energieintensiven Industrie an das zukünftige Wasserstoffnetz zu erstellen.

9 LITERATURVERZEICHNIS

1. MET OFFICE HADLEY CENTRE: Temperature Anomaly. Our World in Data. 2023
<https://ourworldindata.org/grapher/temperature-anomaly>
2. IPCC. Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Cambridge University Press. 2021
3. UMWELTBUNDESAMT: Wie funktioniert der Treibhauseffekt? 2021
<https://www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/wie-funktioniert-der-treibhauseffekt>
4. OUR WORLD IN DATA: Global Carbon Budget. 2023
5. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: World Energy Outlook 2023. 2023
6. RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: Maßnahmen der EU gegen den Klimawandel. 2024
<https://www.consilium.europa.eu/de/policies/climate-change/#0>
7. EUROPÄISCHES PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: Übereinkommen von Paris. Amtsblatt der Europäischen Union. Brüssel, 2015
8. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ. Abkommen von Paris.
9. DIE EUROPÄISCHE UNION. Arten von Rechtsvorschriften
union.europa.eu/institutions-law-budget/law/types-legislation_de
10. WIEN ENERGIE: Das EU-Gesetzgebungsverfahren.
<https://positionen.wienenergie.at/wissenshub/einfach-erklart/europaeische-gesetzgebung/das-eu-gesetzgebungsverfahren/#:~:text=Zu%20den%20verbindlichen%20Rechtsakten%20z%C3%A4hlen,man%20sie%20auch%20als%20Gesetzgebungsakte.>
11. EUROPÄISCHE KOMMISSION: The European Green Deal. Brüssel, 2019
12. EUROPÄISCHE UNION: Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II). Brüssel, 2018
13. EUROPÄISCHE UNION: Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED III). Brüssel, 2023.
14. EUROPÄISCHE KOMMISSION: „Fit for 55“: auf dem Weg zur Klimaneutralität - Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030. Brüssel, 2021
15. EUROPÄISCHE KOMMISSION. Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa. Brüssel, 2020
16. IMMINGER J: Einigung auf neue EU-Rahmen für Dekarbonisierung des Gasmarkts. Wien Energie. Wien, 2024
<https://positionen.wienenergie.at/blog/gastbeitrag-einigung-gaspaket/>

17. VOSSEN B, HOFMANN E.: REPowerEU - der Plan für europäische Energiesouveränität. DNR, Koordination für EU-Umwelt- und Klimapolitik. Berlin, 2022
18. KATHAN J, KAPPELLER J, REUTER S, ORTMANN P.: Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff. Austrian Institute of Technology - im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Wien, 2022
19. BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: Wasserstoffstrategie für Österreich. Wien, 2022
20. EUROPÄISCHES PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: Governance Verordnung. Amtsblatt der Europäischen Union. Brüssel, 2018
21. BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich. Wien, 2023
22. ÖSTERREICHISCHES PARLAMENT: Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz. Wien, 2023
23. ÖSTERREICHISCHES PARLAMENT: Erneuerbaren-Gase-Gesetz. Wien, 2024
24. ÖSTERREICHISCHES PARLAMENT: Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft ElWG. Wien, 2024
25. BURGER A, AUE G, NUSSBERGER M.: Roadmap für Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor. Compass Lexecon im Auftrag von oesterreichs energie. Wien, 2023
26. DEUTSCHER INDUSTRIE- UND HANDELSKAMMERTAG E. V.: DIHK-Faktenpapier. 2020
27. LINDE: Rechnen Sie mit Wasserstoff. Die Datentabelle.
28. BETTIN F, INDINGER A.: Speicherung von Wasserstoff. HyPa Hydrogen Partnership Austria. Wien, 2023
29. SCHRÖDER V.: Sicherheitstechnische Eigenschaften von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen. Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung. Berlin, 2016
30. INDINGER A.: Die „Farben“ von Wasserstoff. HyPa Hydrogen Partnership Austria. Wien, 2023
31. BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: Wasserstoff für die Energiewende. 2023.
32. E-CONTROL: Stromkennzeichnungsbericht 2018. Wien, 2018
33. LAMPORT: Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich. 2023
34. ENERGY TRANSITION COMMISSION. Mission Possible: Wie wir CO₂-Neutralität in Sektoren, die schwer zu dekarbonisieren sind, bis Mitte des Jahrhunderts erreichen. 2018
35. AUSTRIAN ENERGY AGENCY: Grüner Wasserstoff
<https://www.energyagency.at/herausforderungen/gruener-wasserstoff>

36. CHRISTIDIS A, WASIKE-SCHALLING A, ARRIENS J.: H2-Ready-Gaskraftwerke. Reiner Lemoine Institut. 2023
https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2023/11/RLI-Studie-H2-ready_DE.pdf
37. European Hydrogen Backbone. 2023.
38. AUSTRIAN ENERGY AGENCY: Das bringt die Energiezukunft mit Wasserstoff: 5 Thesen. 2019
<https://www.energyagency.at/aktuelles/das-bringt-die-energiezukunft-mit-wasserstoff-5-thesen>
39. HANK C, HOLST M, THELEN C, KOST C, LÄNGLE S, SCHAADT A, U. A.: Woher Deutschlands Importe für Wasserstoff und Power-to-X-Produkte kommen könnten. Fraunhofer ISE im Auftrag von H2 Global Stiftung. 2023
40. CARELS F, SENS L, KALTSCHMITT M, JANKE L, DEUTSCH M.: Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland. Technische Universität Hamburg im Auftrag von Agora Industrie. Hamburg, 2023
41. WIETSCHEL M.: Sektorkopplung - Definition, Chancen und Herausforderungen. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Karlsruhe, 2018
42. HEUCK K.: Elektrische Energieversorgung. Springer. 2013
43. WAGNER A.: ONE100 - Österreichs nachhaltiges Energiesystem - 100% dekarbonisiert. Wien, 2021
44. QUITZOW R, TRIKI A, WACHSMUTH J, GARCIA JF, KRAMER N, LUX B, U. A.: Mobilizing Europe's Full Hydrogen Potentials: Entry-Points for Action by the EU and its Member States. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. 2023
45. HYPA HYDROGEN PARTNERSHIP AUSTRIA: Elektrolyseure in Betrieb. 2023
<https://www.hypa.at/#heading-3774-131>
46. AUSTRIAN GAS GRID MANAGEMENT AG (AGGM): Gas-Infrastruktur in Österreich. 2024
<https://www.aggm.at/gasnetz/infrastruktur/#:~:text=Das%20%C3%B6sterreichische%20Gasnetz%20besteht%20aus,regionale%20Verteilung%20an%20Endkund%3Ainnen>
47. AUSTRIAN GAS GRID MANAGEMENT AG (AGGM): Mit Wasserstoff zur Energiewende.
<https://www.aggm.at/wasserstoff-transport/>
48. AUSTRIAN GAS GRID MANAGEMENT AG (AGGM): Langfristige und integrierte Planung 2022 für die Gas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2023 - 2040. 2023
49. BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan. 2023
50. DEUTSCHER BUNDESTAG: Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur. 2022
51. KÖPPEL W, MÖRS F, HÜTTENRAUCH J, BURMEISTER F.: Roadmap Gas 2050: Inhalte - Kernaussagen - Handlungsempfehlungen. DVGW. 2023

52. JANKOWSKI D.: Nachgefragt: „Wie bekommen wir Erdgasleitungen H2-Ready?“. 2021 <https://hyson.de/nachgefragt-wie-bekommen-wir-erdgasleitungen-h2-ready/>
53. ÖVGW: Auf dem Weg in die Wasserstoff-Wirtschaft: Forschung und technische Voraussetzungen - Infrastrukturausbau-Projekte - Rahmenbedingungen und Regulierung. 2023
54. AUSTRIAN GAS GRID MANAGEMENT AG (AGGM): Langfristige Planung 2020 für die Gas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2021 - 2030. Wien, 2021
55. ÖVGW: Richtlinie H E200 Planung, Errichtung und Erstprüfung von Wasserstoffleitungen. 2023
56. MISCHNER J.: Zur Frage der Strömungsgeschwindigkeiten in Gasleitungen. 2021
57. APPEL A, DÄHLING C, HEINEMANN C, LESSING F.: Netzdienliche Integration von Elektrolyseuren. VDE Impuls - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. 2022
58. FACHVERBAND DER GAS- UND WÄRMEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN: Gas und Fernwärme in Österreich - Zahlenspiegel 2023. Wien, 2023
59. INDUSTRIELLENVEREINIGUNG STEIERMARK: Masterplan grüne Energie Steiermark 2040. Graz, 2024
60. ALTON V, BINDERBAUER P, CVETOVSKA R, DREXLER-SCHMID G, GAHLEITNER B, GEYER R, U. A.: Pathway to Industrial Decarbonisation - Scenario for the Development of the Industrial Sector in Austria. NEFI New Energy for Industry. 2022
61. KRUTZLER T, WASSERBAUR R, SCHINDLER I.: Energie- und Treibhausgasszenarien 2023 - WEM WAM Transition mit Zeitreihen von 2020 bis 2050. Umweltbundesamt. Wien, 2023
62. STATISTIK AUSTRIA: Standard-Dokumentation Metainformation zu den Energiebilanzen für Österreich und die Bundesländer. 2022
63. FECHNER H.: Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können. Studie im Auftrag von Österreichs Energie. Wien, 2020
64. FRITZ F.: Stromnetzentlastung mittels Sektorkopplung in Gebieten mit hoher projektierte PV-Einspeisung am Fallbeispiel der Südsteiermark. 2020
65. STETZ T, BRAUN M, NEHRKORN HJ, SCHNEIDER M.: Maßnahmen zur Spannungshaltung in Mittelspannungsnetzen - Welchen Beitrag können dezentrale Energieerzeugungsanlagen leisten? Fraunhofer-Institut für Windsysteme. Stuttgart, 2024