



Amela Krndić, BSc

Sektorkopplung – Analyse der Möglichkeiten zur Dekarbonisierung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades
Diplom-Ingenieurin

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Graz, Juli 2020

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

AFFIDAVIT

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

I declare that I have authored this independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used.



Graz, am 12.07.2020

Amela Krndić, BSc

Kurzfassung

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien zur Erreichung der Klimaschutzziele erfordert eine entsprechende Anpassung des Energiesystems an die stärker fluktuierende Stromerzeugungscharakteristik. Da eine Dekarbonisierung in allen Sektoren bis 2050 angestrebt wird, ist hier neben dem Stromsektor auch der Wärme- und Verkehrssektor von Relevanz.

Ausgehend von der klimapolitischen Ausgangssituation werden im Rahmen dieser Arbeit alle Möglichkeiten zur Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr analysiert. Die Energiespeicher spielen in diesem Zusammenhang eine wichtige Rolle, da diese eine zeitliche Entkoppelung von Angebot und Nachfrage elektrischer Energie ermöglichen. Aus diesem Grund werden ebenfalls die sektoralen Anwendungsmöglichkeiten aller Energiespeicher betrachtet. Darüber hinaus wird auch das mögliche Potenzial der Sektorkopplung im Hinblick auf die Wirkungsgradketten, Kosten und Energiedichte analysiert. Da Pumpspeicherkraftwerke nach wie vor als Referenztechnologie betrachtet werden, werden die ermittelten Wirkungsgradketten von den Power-to-X-Technologien im Vergleich zur Pumpspeichertechnologie gestellt. Des Weiteren wird auch die mögliche Wirkungsgradsteigerung bei den Power-to-X-Technologien durch Einsatz der Hochtemperaturelektrolyse mit Rekuperation betrachtet.

Abschließend wird eine Analyse der Hemmnisse der Sektorkopplung durchgeführt, um zu ermitteln welche Problemstellungen gelöst werden müssen, um die Weiterentwicklung der Power-to-X-Technologien voranzutreiben.

Abstract

The expansion of renewable energies to achieve the climate protection goals requires an appropriate adaption of the energy system to the fluctuating power generation from renewable energies. Since decarbonization is to be achieved in all sectors by 2050, the heating and transport sector are also important in addition to the electricity sector.

Therefore, all possible options for coupling the electricity, heating and transport sector are analysed. In this context the energy storage plays also an important role, as it enables the decoupling of the supply and demand of electrical energy. For this reason, the sectoral applications of all energy storage systems are also considered. In addition, the potential of the sector coupling with regard to efficiency chains, costs and energy density is also analysed. Since the pumped storage power plants are still regarded as reference technology, the determined efficiency chains from the Power-to-X-technologies will be compared to the pumped storage technology. Furthermore, the possible increase of the efficiency from the Power-to-X-technologies by using solid oxide electrolysis with recuperation is also considered.

Finally, an analysis of the obstacles of the sector coupling will be carried out in order to determine which problems have to be solved to advance the further development of the Power-to-X-technologies.

Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
BHKW	Blockheizkraftwerk
BWK	Brennwertkessel
CAES	Compressed Air Energy Storage
CO ₂	Kohlendioxid
CO _{2eq}	CO ₂ -Äquivalent
EE	Erneuerbare Energien
EGD	European Green Deal
ETS	Emission Trading System
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
FESS	Flywheel Energy Storage System
G2V	Grid-to-Vehicle
GuD-KW	Gas- und Dampfkraftwerk
HTES	Hochtemperatur-Elektrolyse
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NiCd-Akku	Nickel-Cadmium-Akkumulatoren
NiMH-Akku	Nickel-Metallhydrid-Akkumulatoren
PEM-Elektrolyse	Proton-Exchange-Membran Elektrolyse
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PtCh	Power-to-Chemicals
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquids
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
SMES	Supraleitende magnetische Energiespeicher
SOFC	Solid Oxid Fuel Cell
THG	Treibhausgase
V2G	Vehicle-to-Grid

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Aktuelle Ausgangslage	1
1.2	Österreich im EU-Vergleich	3
1.2.1	Erneuerbare Energien	3
1.2.2	Energieeffizienz	7
1.3	Österreichs Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen	8
2	Möglichkeiten der Sektorkopplung	11
2.1	Begriffsdefinitionen	11
2.2	Bereiche der Sektorkopplung	12
2.3	Allgemeines zur Sektorkopplung	13
2.4	Kopplung von Strom- und Wärmesektor	17
2.4.1	Kraft-Wärme-Kopplung	17
2.4.2	Power-to-Heat	20
2.5	Power-to-Gas	22
2.5.1	Wasserelektrolyse	23
2.5.2	Methanisierung	27
2.5.3	CO ₂ -Bereitstellung für PtG-Anwendungen	33
2.5.4	Verwendung der bestehenden Erdgasinfrastruktur	37
2.5.5	(Pilot-) Projekte in Österreich	40
2.6	Kopplung von Strom- und Verkehrssektor	46
2.6.1	Elektromobilität	46
2.6.2	Power-to-Liquids (Flüssige Kohlenwasserstoffe)	49
2.7	Power-to-Chemicals	53
3	Energiespeicher in der Sektorkopplung	55
3.1	Definitionen	55
3.2	Unterkategorien von Energiespeichern	55
3.3	Technologische Einteilung von Energiespeichern	56
3.3.1	Elektrische Energiespeicher	56
3.3.2	Elektrochemische Energiespeicher	57

3.3.3	Chemische Energiespeicher	63
3.3.4	Mechanische Energiespeicher	63
3.3.5	Thermische Energiespeicher	65
3.4	Sektorale Anwendungsmöglichkeiten von Energiespeichern	70
4	Energiewirtschaftliche Aspekte der Sektorkopplung.....	73
4.1	Vergleich von Wirkungsgrad, Energiedichte und Kosten der Speichersysteme.....	73
4.2	Analyse der Kosten von Stromspeichern in Abhängigkeit der Zyklendauer.....	79
4.3	Analyse der Wirkungsgradketten der PtX-Technologien	83
4.4	Analyse der Wirkungsgradsteigerung durch Einsatz der SOEC-Elektrolyse.....	91
5	Analyse der Hemmnisse für die Sektorkopplung.....	96
5.1	Hemmnisse aus systemischer Sicht.....	96
5.1.1	Steigerung der Wirtschaftlichkeit und Kostendegression	96
5.1.2	Neue Fördersysteme und Finanzierungsmöglichkeiten schaffen	97
5.1.3	Demoprojekte	97
5.1.4	Wichtige Akteure und Promotoren identifizieren	98
5.1.5	Bewusstseinsbildung und Human Resources	98
5.1.6	Strategische Ausrichtung.....	98
5.1.7	Adäquate Infrastruktur	98
5.2	Hemmnisse aus technologischer Sicht	99
5.2.1	Materialforschung forcieren	99
5.2.2	Elektrolyseforschung forcieren.....	100
5.2.3	CO ₂ -Bezug für Methanisierung	100
5.2.4	Weiterentwicklung der Skaleneffekte	101
5.2.5	Weiterentwicklung von Power-to-Liquids	101
6	Diskussion.....	102
7	Abbildungsverzeichnis.....	104
8	Tabellenverzeichnis.....	107
9	Literaturverzeichnis.....	108

1 Einleitung

1.1 Aktuelle Ausgangslage

Die internationale Staatengemeinschaft hat beim Pariser Klimaschutzabkommen vom Dezember 2016 das Ziel festgelegt, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf max. 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Um die Folgen des Klimawandels noch in einem vertretbaren Ausmaß zu halten, wird daher das Ziel angestrebt die mittlere Erderwärmung auf 1,5 °C zu begrenzen. Das Pariser Klimaschutzabkommen ist völkerrechtlich bindend, da es im November 2016 ratifiziert wurde. Die aktuellen globalen Treibhausgasemissionen betragen ca. 40 Gt CO₂-Äquivalent (CO_{2eq}). Um den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur von 2 °C bzw. 1,5 °C nicht zu übersteigen, dürfte die Menschheit noch etwa 1000 Gt CO₂-Äquivalent (2 °C) bzw. 400 Gt CO₂-Äquivalent (1,5 °C) ausstoßen. Dieses „Budget“ wäre bei Beibehaltung der aktuellen THG-Emissionen bereits nach 25 Jahren (2 °C) bzw. 10 Jahren (1,5 °C) aufgebraucht. Aus diesem Grund besteht auf globaler sowie auch nationaler Ebene ein enormer Zeitdruck und Handlungsbedarf, um die Treibhausgasemissionen zu reduzieren und das globale Klima zu stabilisieren [1].

In der EU zählen der Ausbau Erneuerbarer Energien und die Steigerung der Energieeffizienz in allen Sektoren zu den Hauptmaßnahmen, um die Treibhausgase zu reduzieren. Österreich hat sich beim Pariser Klimaabkommen verpflichtet bis spätestens 2050 aus den fossilen Energien auszusteigen [1].

Der Europäische Rat hat folgende Ziele für 2030 festgelegt [2]:

- Reduktion des CO₂-Ausstoßes um mindestens 40 % gegenüber 1990
- EU-weite Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf mindestens 27 %
- EU-weite Erhöhung der Energieeffizienz um mindestens 27 %
- Grenzüberschreitende Stromverbindungsleitungen im Ausmaß von mindestens 15 % der heimischen Erzeugungskapazität
- Ausbau von Versorgungssicherheit und Speicherkapazitäten im Gasbereich

EU-Ziele bis 2050 / European Green Deal:

Im Dezember 2019 wurde von der EU das Ziel festgelegt, die CO₂-Emissionen bis 2050 so weit wie möglich zu vermeiden. Dabei sollen die "Restemissionen", die nicht vermieden werden können, durch entsprechende Prozesse ausgeglichen werden, welche die CO₂-Emissionen in der Atmosphäre reduzieren. In diesem Zusammenhang stellt der European Green Deal (EGD) ein wichtiges Schlüsselkonzept dar, welcher eine Wachstumsstrategie für eine klimaneutrale Wirtschaft darstellt. Dabei stellt die CO₂-Neutralität der EU bis 2050 das übergeordnete Ziel dar. Die Maßnahmen hierfür erstrecken sich von Vorgaben in der Energie-, Agrar- und Verbraucherschutzpolitik über die Industriepolitik und Mobilität bis hin zum Umwelt-, Klima- und Biodiversitätsschutz [3].

Der EU-Emissionshandel und die Klimaschutzverordnung sind die zwei zentralen Instrumente der EU, um die CO₂-Emissionen zu reduzieren. Hierbei gibt die Klimaschutzverordnung die Ziele insbesondere für die Sektoren Gebäude, Verkehr, kleine Industrieanlagen und Landwirtschaft vor und der EU-Emissionshandel betrifft speziell die Sektoren Energie, Industrie und Luftverkehr [3].

Im März 2020 hat die EU-Kommission in Bezug zum European Green Deal ein Europäisches Klimagesetz vorgeschlagen, welches die EU-weite CO₂-Neutralität bis 2050 verbindlich vorschreiben soll. Das Europäische Klimagesetz soll für die EU einen Fahrplan bis 2050 für Unternehmen, Behörden und Bürger darstellen [3].

1.2 Österreich im EU-Vergleich

Es ist feststellbar, dass in Österreich bereits deutliche Fortschritte in den Bereichen Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Treibhausgasemissionen erzielt wurden. Der größte Erfolg ist dabei bei der Aufbringung Erneuerbarer Energien zu vermerken. Allerdings ist auch eine deutliche Reduktion der Treibhausgasemissionen, sowie eine Stabilisierung des Primärenergieverbrauchs in Abbildung 1 erkennbar. Darüber hinaus lässt sich auch eine Entkoppelung des Primärenergieverbrauchs von den Treibhausgasemissionen erkennen [2].

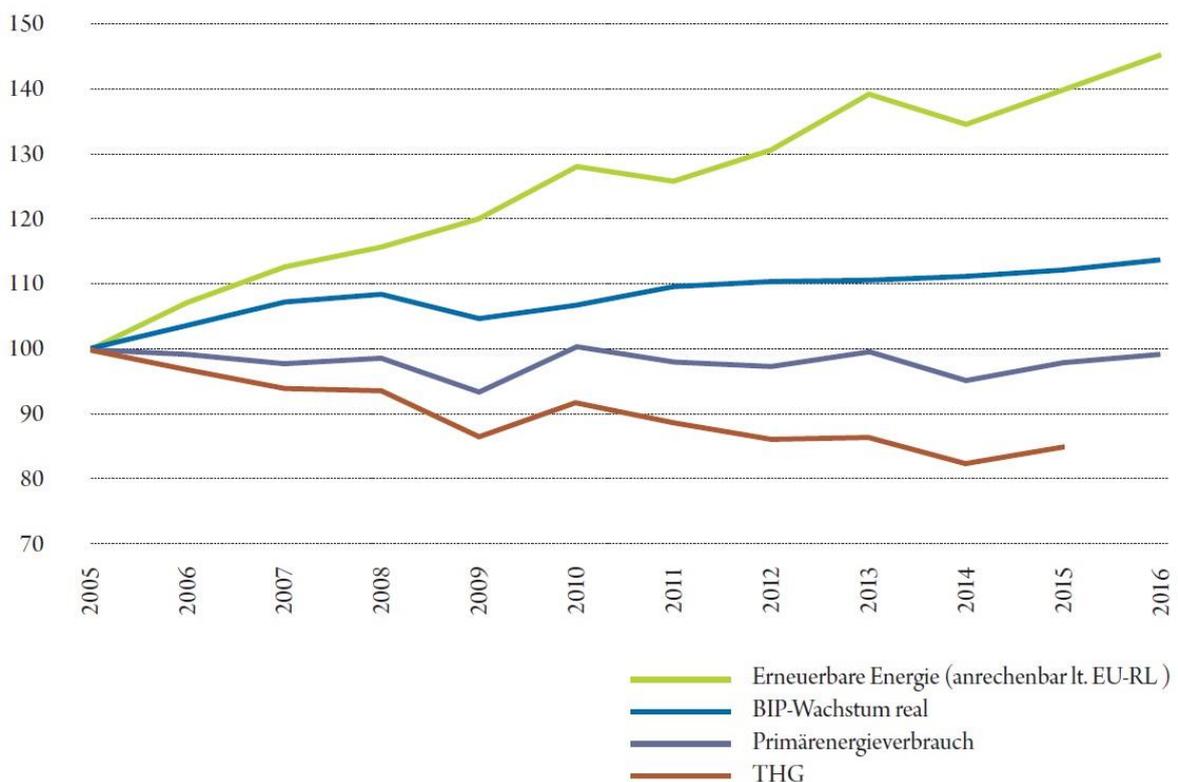


Abbildung 1: Indexierte Entwicklung der Erneuerbaren Energien, BIP, Primärenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen; 2005-2016 (2005 = 100) [2]

1.2.1 Erneuerbare Energien

In Österreich werden momentan bereits mehr als 70 % des Stroms aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt, wodurch Österreich eines der CO₂-effizientesten EU-Länder ist. Der Grund liegt darin, dass Österreich aufgrund seiner topographischen Lage im Wesentlichen Wasserkraft und Biomasse als Energiequelle nutzen kann. Darüber hinaus kommen auch andere Erneuerbare Energien, wie beispielsweise die Geothermienutzung mittels Wärmepumpen sowie Photovoltaik und Windkraft, immer verstärkter zum Einsatz. Neben der günstigen topographischen Lage Österreichs hat auch die Ökostromförderung zum kontinuierlichen Anstieg von Erneuerbarer Energien geführt, wie es auch in Abbildung 2 ersichtlich ist [4].

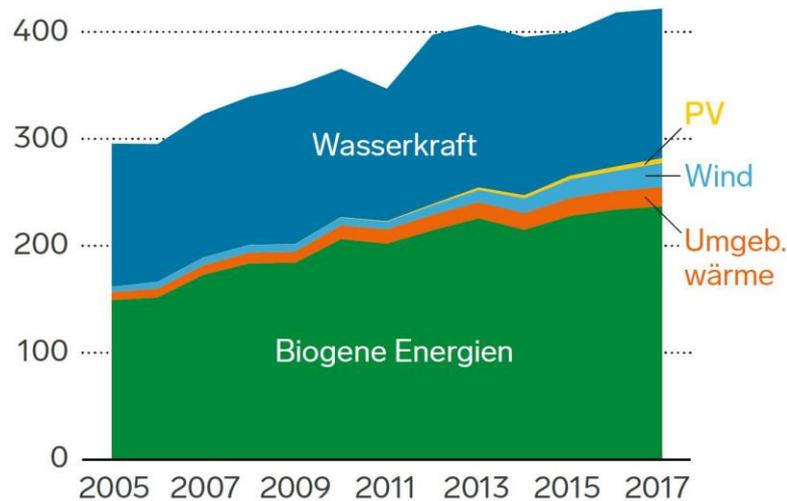


Abbildung 2: Erzeugungsstruktur Erneuerbarer Energien in Österreich in Petajoule [4]

Im Rahmen des Klima- und Energiepakets 2020 hat die Europäische Union den Mitgliedstaaten diverse Zielsetzungen für den Energiebereich vorgegeben. Dabei wurde die Umsetzung dieser Ziele durch entsprechende europäische Legislativakte geregelt, wie beispielsweise die Emissionshandelsrichtlinie 2009/29/EG, die Erneuerbarenrichtlinie 2009/28/EG und die Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU. Österreich hat sich in diesem Zusammenhang verpflichtet den Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 34 % zu erhöhen. Wie in Abbildung 3 ersichtlich, konnte Österreich bis zum Jahr 2016 den Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bereits auf 33,5 % ausbauen und ist daher auf einem guten Weg die vorgegebenen 34 % von der EU zu erreichen [4].

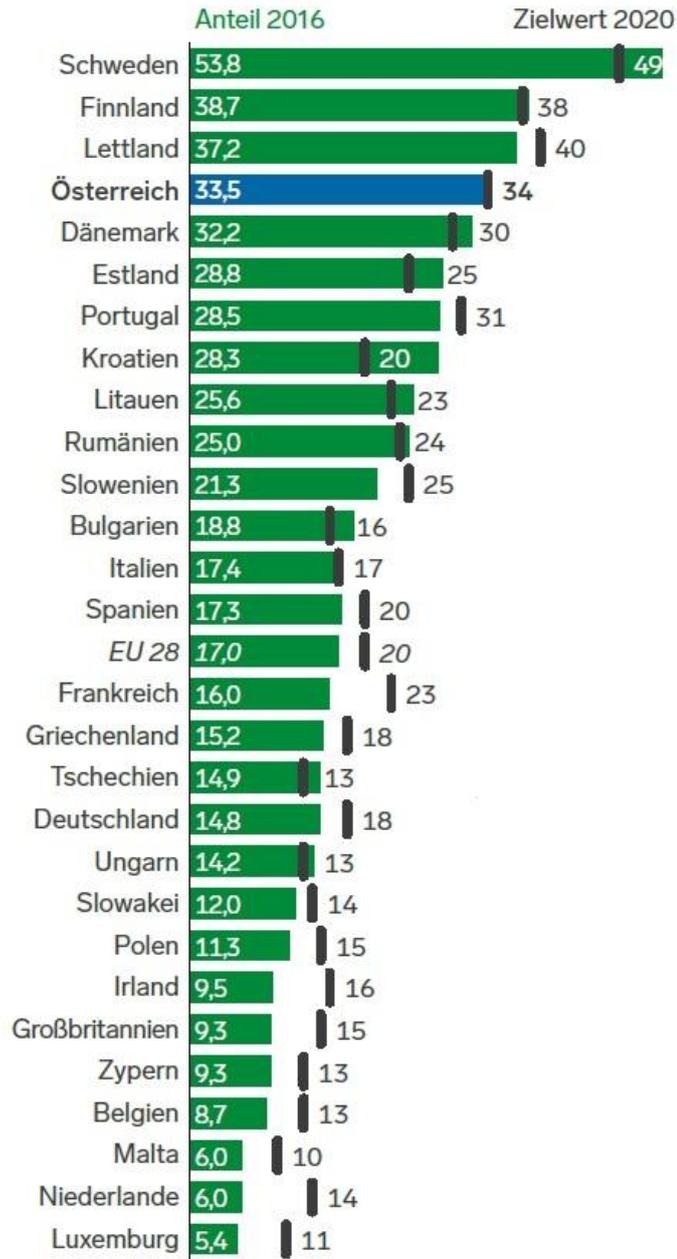
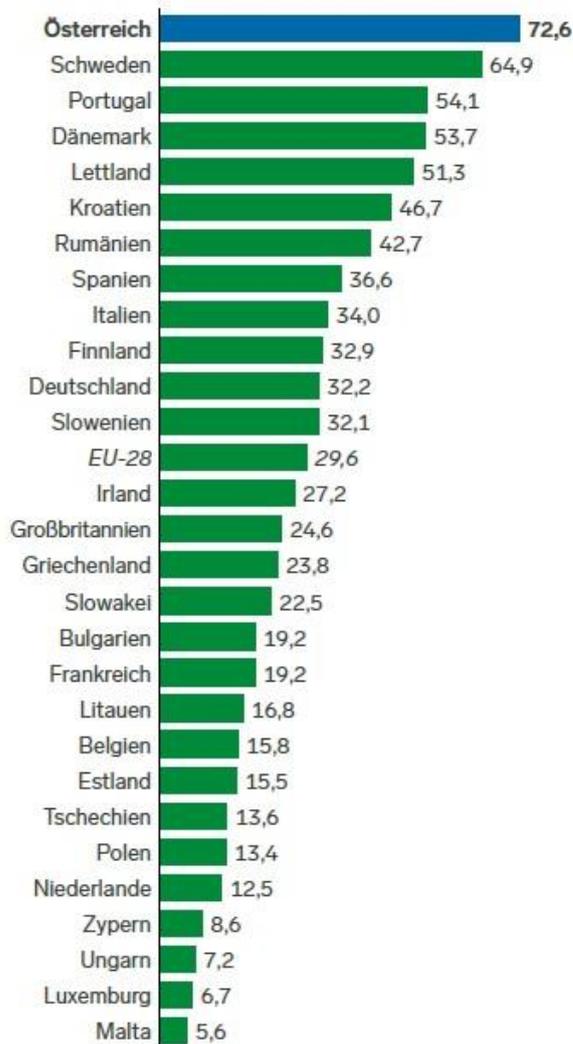


Abbildung 3: Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2016 [4]

In Abbildung 4 ist ersichtlich, dass der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2016 bei 72,6 % lag, wohingegen bei den Sektoren Verkehr und Raumheizung & Klimatisierung noch großer Handlungsbedarf besteht, um den Ausstieg aus den fossilen Energien bis 2050 zu schaffen.

Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch

Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 2016 im EU-Vergleich in Prozent

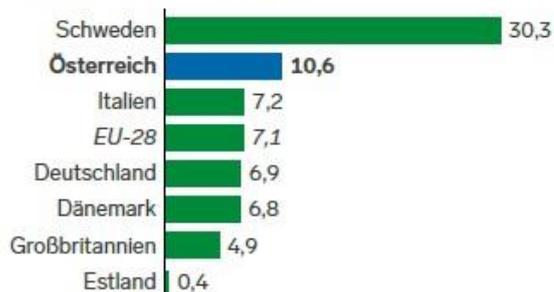


Erneuerbare Energien am Verbrauch im Verkehr

Anteil ausgewählter Länder 2016 in Prozent

Rang 2

Österreich im EU-28-Ranking



Erneuerbare Energien am Verbrauch für Raumheizung und Klimatisierung

Anteil ausgewählter Länder 2016 in Prozent

Rang 10

Österreich im EU-28-Ranking

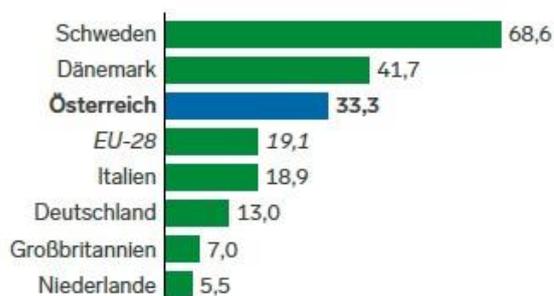


Abbildung 4: Anteil Erneuerbarer Energien in den Bereichen Bruttostromverbrauch, Verkehr und Raumheizung & Klimatisierung [4]

1.2.2 Energieeffizienz

In Österreich konnte in den letzten Jahren eine erfolgreiche Entkoppelung des Wirtschaftswachstums vom Energieverbrauch erreicht werden. Wie in Abbildung 5 ersichtlich ist, sinkt der relative Energieverbrauch seit 1973 kontinuierlich. Während der Wirtschaftskrise war jedoch ein leichter Anstieg des relativen Energieverbrauchs zu verzeichnen [4].

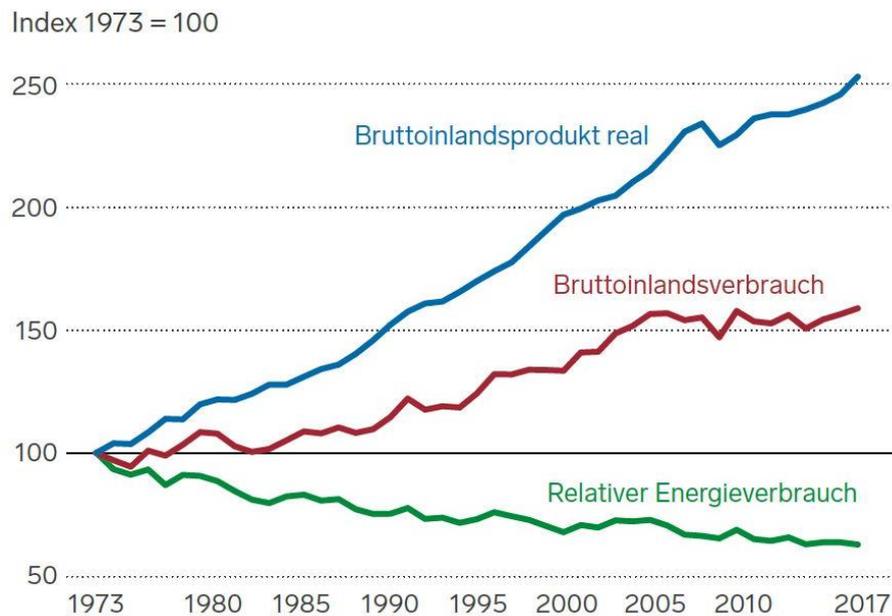


Abbildung 5: Entwicklung des BIP, Bruttoinlandsverbrauchs und des relativen Energieverbrauchs [4]

Das reale Bruttoinlandsprodukt steigt kontinuierlich an, während die Steigung des Bruttoinlandsverbrauchs wesentlich flacher ist und der relative Energieverbrauch kontinuierlich sinkt. Seit 2005 sinkt der relative Energieverbrauch im Durchschnitt um -1,2 % pro Jahr [4].



Abbildung 6: Industriequote und Energieintensität (BIV/BIP in koe pro 1000 €) ausgewählter Länder im Jahr 2016 [4]

In Abbildung 6 ist die Industriequote im Vergleich zur Energieintensität ausgewählter Länder aus dem Jahr 2016 dargestellt. Unter der Energieintensität versteht man den End- oder Primärenergieverbrauch eines Systems je erwirtschaftetem Output, wie beispielsweise dem Bruttoinlandsprodukt. Das bedeutet je geringer die Energieintensität, umso höher ist die Energieeffizienz [4].

1.3 Österreichs Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen

Österreich konnte seine Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) vom Jahr 2005 bis zum Jahr 2016 deutlich senken, wie in der Abbildung 7 ersichtlich ist. Dabei lag der Wert der THG-Emissionen im Jahr 2005 noch bei 92,7 Mio.t CO_{2eq} und im Jahr 2016 bei 79,7 Mio.t CO_{2eq} [2].

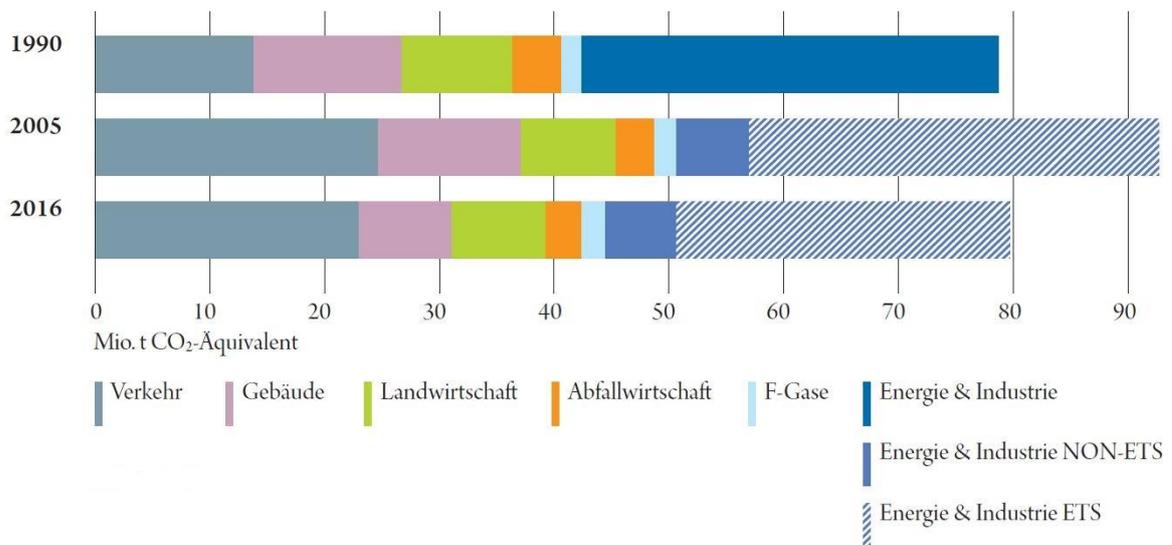


Abbildung 7: Treibhausgasemissionen Österreichs von 1990, 2005 und 2016 [2]

Im Jahr 2016 lagen die Emissionen aus jenen Sektoren, die dem EU-Emissionshandel (EU-ETS) unterliegen, bei 36,5 % (Energie & Industrie ETS). Die restlichen 63,5 % der THG-Emissionen sind durch das Klimaschutzgesetz geregelt und lagen im Jahr 2016 bei rund 50,6 Mio. t CO_{2eq}.

Wie in Abbildung 8 zu sehen ist, wurde das Ziel gesetzt bis zum Jahr 2030 eine Reduktion der THG-Emissionen um rund 36 % gegenüber 2005 zu erreichen, was einen Wert von ca. 36,4 Mio. t CO_{2eq} entspricht. Hierbei sollen alle Sektoren außerhalb des EU-Emissionshandelssystems (EU-ETS) einen Beitrag zum Erreichen dieses Ziels leisten. Dabei liegt der Schwerpunkt bei den Sektoren Verkehr und Gebäude, da bei diesen das größte Reduktionspotenzial vorhanden ist [2].

Das EU-ETS ist ein Handelssystem, welches im Jahr 2005 eingerichtet wurde, um die THG-Emissionen in der Industrie zu senken. Es umfasst neben den heutigen 28 EU-Ländern auch noch Norwegen, Island und Liechtenstein. Im EU-ETS werden die Emissionen von ca. 11.000 Anlagen der energieintensiven Industrie und von innereuropäischen Luftfahrzeugbetreibern begrenzt. Das Prinzip vom EU-ETS ist das sogenannte cap and trade, bei dem durch eine Obergrenze beschränkt wird, wie viel THG-Emissionen insgesamt von den Anlagen ausgestoßen werden dürfen. Die Unternehmen können innerhalb dieser Obergrenze Emissionszertifikate erhalten oder erwerben, mit denen sie nach Bedarf auch handeln können. Mit der Zeit wird die Obergrenze verringert, wodurch die Gesamtemissionen reduziert werden [5].

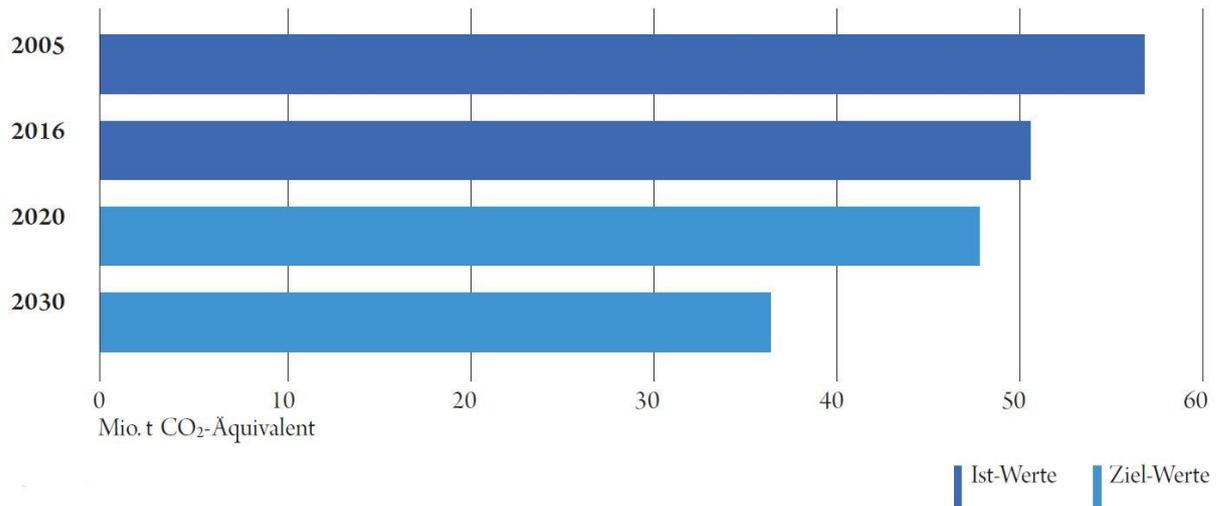


Abbildung 8: Treibhausgas-Emissionspfad NON-ETS [2]

In der EU müssen die Treibhausgasemissionen der Unternehmen, die dem EU-ETS unterliegen, bis 2030 EU-weit um 43 % im Vergleich zu 2005 gesenkt werden. In weiterer Folge hat Österreich sich das Ziel gesetzt bis zum Jahr 2050 einen Ausstieg aus der fossilen Energiewirtschaft (Dekarbonisierung) zu erreichen [2].

Im Jahr 2016 verursachte der Verkehrssektor die meisten Emissionen mit 46 % der Gesamtemissionen außerhalb des Emissionshandels. Dabei lag der Wert bei 22,9 Mio. t. CO_{2eq} im Verkehrssektor. Somit ist eine Reduzierung der THG-Emissionen auf etwa 15,7 Mio. t. CO_{2eq} geplant, um das Gesamtziel bis 2030 zu erreichen.

Darüber hinaus sollen die THG-Emissionen im Gebäudesektor von 8 Mio. t. CO_{2eq} im Jahr 2016 auf etwa 5 Mio. t. CO_{2eq} bis zum Jahr 2030 reduziert werden. Dies soll vor allem durch thermische Sanierung, Verzicht auf fossile Energieträger im Neubau sowie Umstellung auf erneuerbare Energieträger und Fernwärme im Gebäudebestand realisiert werden [2].

Im Energie- und Industriesektor (NON-ETS) sollen die THG-Emissionen reduziert werden durch Maßnahmen der Effizienzsteigerung und durch eine möglichst große Umstellung auf Erneuerbare Energien [2]. Neben dem Ausbau von Erneuerbaren Energien und Steigerung der Energieeffizienz wird auch die sogenannte Sektorkopplung notwendig sein, um die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens bis 2050 erreichen zu können. Bei der Sektorkopplung spielt Power-to-X (PtX) in Verbindung mit Energiespeichern eine wichtige Rolle.

2 Möglichkeiten der Sektorkopplung

2.1 Begriffsdefinitionen

Sektorkopplung

Unter der Sektorkopplung versteht man die Vernetzung unterschiedlicher Bereiche der Energiewirtschaft, die vorher unabhängig voneinander optimiert worden sind. Hier werden die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und industrielle Prozesse als Gesamtsystem optimiert. Mit der Sektorkopplung wird das Ziel verfolgt die CO₂-Emissionen durch eine Elektrifizierung auf Basis Erneuerbarer Energien zu reduzieren und die Energieeffizienz zu steigern, wodurch in weiterer Folge der Energieverbrauch reduziert wird [6].

Die Erzeugung von Strom mittels Erneuerbare Energien ist mit großen Fluktuationen verbunden. Aus diesem Grund sind auf lange Sicht Stromspeicher notwendig, die den überschüssigen Strom für die spätere Nachfrage speichern. Mit der Sektorkopplung ist es möglich große und günstige Energiespeicher außerhalb des Stromsektors zu nutzen, wodurch es zu einer höheren Flexibilität in der Stromnachfrage kommt. Somit können Fluktuationen von Erneuerbaren Energien ausgeglichen werden, ohne dabei zu viele teurere Stromspeicher einsetzen zu müssen [2].

Power-to-X

Unter Power-to-X versteht man einen Sammelbegriff für alle Verfahren der Sektorkopplung mit Ausnahme der Elektromobilität, welcher folgendermaßen definiert ist:

„Die Wandlung von Strom als Primärenergie und Rohstoff in einen Energieträger, also in Wärme, Kälte, Produkt, Kraft- oder Rohstoff. Es ist ein Sammelbegriff für Power-to-Gas, Power-to-Liquid, Power-to-Fuel, Power-to-Chemicals, Power-to-Product und auch Power-to-Heat [1].“

Dabei steht der Begriff „Power“ für die elektrische Energie und „X“ steht für den Verwendungszweck bzw. für die Energieform, in die der Strom umgewandelt wird. Somit kann die Unterteilung der Power-to-X-Technologien entweder nach der Energieform (Power-to-Gas, Power-to-Heat und Power-to-Liquids) oder nach dem Verwendungszweck (Power-to-Fuel, Power-to-Chemicals, Power-to-Ammonia, etc.) gemacht werden. Power-to-X-Technologien sind eine Alternative zu Stromspeichern, da im Gegensatz zu elektrischer Energie andere Energieformen relativ unkompliziert gespeichert bzw. gelagert werden können [7].

2.2 Bereiche der Sektorkopplung

Stromsektor

Aufgrund der energiepolitischen Ziele wird die fossile, meist in der Nähe von Lastzentren gelegene, Stromerzeugung immer mehr durch dezentrale, fluktuierende Erneuerbare Energien verdrängt. Aus diesem Grund steht der Stromsektor vor großen Herausforderungen. Wegen der Erzeugungscharakteristika von EE wird die Voraussetzung, dass Angebot und Nachfrage im Stromsystem permanent im Gleichgewicht sein müssen, erheblich erschwert. Aus diesem Grund wird der Bedarf an Flexibilität im Stromsektor enorm steigen. Daher werden große Speicherkapazitäten notwendig sein, um die Flexibilität im Stromsektor zu erhöhen. In weiterer Hinsicht ist auch an eine smarte Systemführung zu denken, welche eine systemübergreifende Digitalisierung ermöglicht [6].

Wärmesektor

Der Wärmesektor stellt einen allgemein sehr großen Anteil am Gesamtenergieverbrauch dar, da auch die Kälteversorgung eine immer größere Rolle spielt. Allerdings ist hier zu beachten, dass der Großteil im Wärmesektor immer noch auf fossilen Energieträgern basiert, wodurch sich hier gleichzeitig auch ein großes Potenzial zur Dekarbonisierung ergibt. Dieses Potenzial kann am besten durch eine intelligente Nutzung von Synergien erreicht werden [6].

Verkehrssektor

Der Verkehrssektor macht auch einen großen Teil am Gesamtenergieverbrauch aus, wobei es hier auch eine Tendenz zum steigenden Energieverbrauch gibt. Durch den steigenden Energieverbrauch kommt es auch zu steigenden THG-Emissionen. Im Verkehrssektor werden fast ausschließlich fossile Energieträger eingesetzt, wobei hier der elektrifizierte Schienenverkehr ausgenommen ist. Zu den Alternativen zählen hier Elektromobilität, Wasserstoff, LNG, etc, welche im privaten Bereich, aber vermehrt auch bei den öffentlichen Verkehrsmitteln immer mehr an Umfang gewinnen [6].

Industriesektor

Im Industriesektor gibt es ebenfalls Möglichkeiten mittels Sektorkopplung die THG-Emissionen zu reduzieren und die Effizienz zu steigern. Hierbei wäre bei der Stahlerzeugung der Einsatz von Wasserstoff statt Kohle eine mögliche Option dafür [6].

2.3 Allgemeines zur Sektorkopplung

Wie bereits erwähnt, können die Power-to-X-Technologien nach der Energieform oder auch nach dem Verwendungszweck unterteilt werden, wodurch sich unterschiedliche Verwertungspfade für PtX ergeben, welche in der Abbildung 9 und Tabelle 1 beschrieben sind:

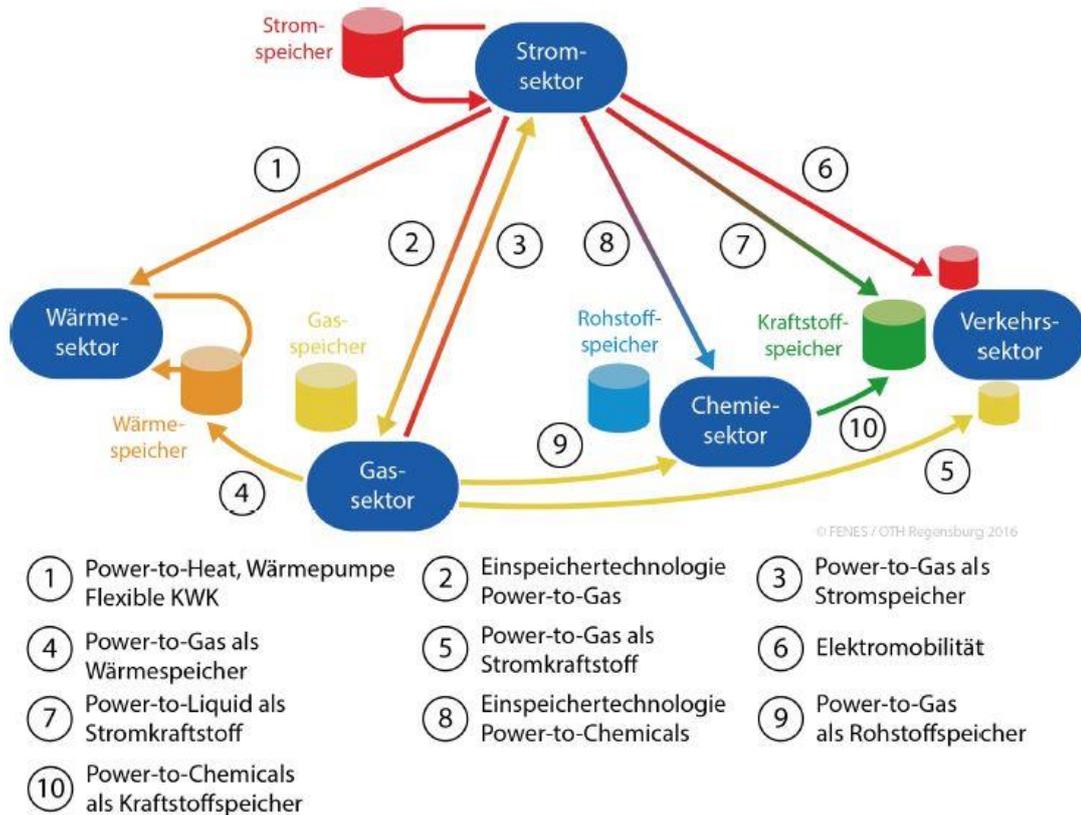


Abbildung 9: Unterschiedliche Verwertungspfade von Power-to-X [1]

Tabelle 1: PtX-Technologiepfade mit genutzten Energiespeichern und Infrastrukturen [1]

Art der Sektorenkopplung	Pfad Nr.	Technologiepfad	Genutzte Energiespeicher	Genutzte Infrastruktur
Strom-Wärme	1	Wärmepumpe	Wärmespeicher	Strom, Wärme
		Power-to-Heat		
	1-3	Kraft-Wärme-Kopplung	Wärmespeicher, Gasspeicher	Strom, Gas, Wärme
2-4	Power-to-Gas (-to-Heat)			
Strom-Gas	2	Power-to-Gas	Gasspeicher	Strom, Gas
	2-3	Power-to-Gas (-to-Power)	Gasspeicher (virtuell: Stromspeicher)	
Strom-Verkehr	2-5	Power-to-Gas	Gasspeicher	Strom, Gas
	6	Elektromobilität	Batteriespeicher	Strom
	7	Power-to-Liquid	Kraftstoffspeicher (Tank)	Strom, Mineralöl
	10	Power-to-Refinery (Wasserstoff in Benzin, Diesel, Kerosin)	Gasspeicher, Tank	Strom, Gas, Mineralöl
Strom-Chemie	8	Power-to-Chemicals (Power-to-Products)	Rohstoffspeicher, Gasspeicher	Strom, Gas, Chemie etc.
	9	Power-to-Gas		

Für alle Verwertungspfade der Sektorkopplung und damit PtX sind fünf Punkte von Bedeutung [1]:

1) Bezug von erneuerbarem Strom:

Es gilt für alle PtX-Technologien gleichermaßen, dass eine Dekarbonisierung mit elektrischer Energie unbekannter Herkunft (Graustrom) kaum möglich ist. Jedoch ist es hier nicht notwendig die Anlagen an EE-Anlagen anzubinden, sondern ein bilanzieller Bezug in Echtzeit. Dies wird bereits in Kalifornien in Form eines Echtzeitmarktes für EE angewendet. Darüber hinaus kann der Nachweis des Strombezugs aus EE auch über neue Technologien, wie z.B. Blockchain erfolgen [1].

2) CO₂ Verantwortung:

Wenn bei PtX-Technologien CO₂ von fossilen Quellen verwendet wird, bleibt die Verantwortung und damit auch die Emissionskosten beim ersten Verursacher, wodurch ein Greenwashing von fossilen Anlagen unmöglich wird. Beim Greenwashing handelt es sich um den Versuch ein grünes Image zu erreichen, ohne dabei notwendige Maßnahmen vorzunehmen. Die CO₂-Quelle ist für das Klima nicht von Relevanz, weil durch Power-to-X das CO₂ lediglich „wiederverwertet“ wird und keine Mehremissionen entstehen [1], [8].

3) Energiespeicher:

Wie bereits erwähnt, benötigt jeder Pfad der Sektorenkopplung Energiespeicher, wie beispielsweise Batterien, Tanks für Rohstoffe, Wärmepufferspeicher, etc. Der Technologiereifegrad sowie auch die Kosten variieren stark bei den Speichern, wobei sie dennoch eine große Rolle bei der Sektorkopplung spielen [1].

4) Mehrere Infrastrukturen:

Bei fast allen Verwertungspfaden der Sektorkopplung sind mehrere Infrastrukturen notwendig, wobei diese schon weitgehend vorhanden sind, wie z.B. Gasnetze, Gasspeicher, Fernwärmenetze, etc. Die Infrastruktur des Stromnetzes allein ist technisch nicht ausreichend und darüber hinaus gewinnt man mehr Freiheitsgrade im Energiesystem durch mehr Infrastrukturen. Somit kann die Energiewende besser ökonomisch optimiert werden, die Akzeptanz in der Gesellschaft wird gesteigert und die Sicherheit in der Energieversorgung wird verbessert [1].

5) Anstieg Strombedarf, Rückgang Primärenergiebedarf:

Um die THG-Emission zu reduzieren wird in Zukunft immer mehr elektrische Energie als primäre Energiequelle genutzt anstatt fossiler Rohstoffe. Dadurch wird es zu einer starken Steigung des Strombedarfs kommen und gleichzeitig zu einem anteiligen Rückgang des Primärenergiebedarfs, weil nach der Wirkungsgradmethode 1 kWh Strom aus Erneuerbaren Energien 3 kWh fossile Primärenergie ersetzt [1].

In der folgenden Abbildung ist ein möglicher Entwurf einer Energieversorgungsstruktur auf Basis 100 % EE für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr dargestellt:

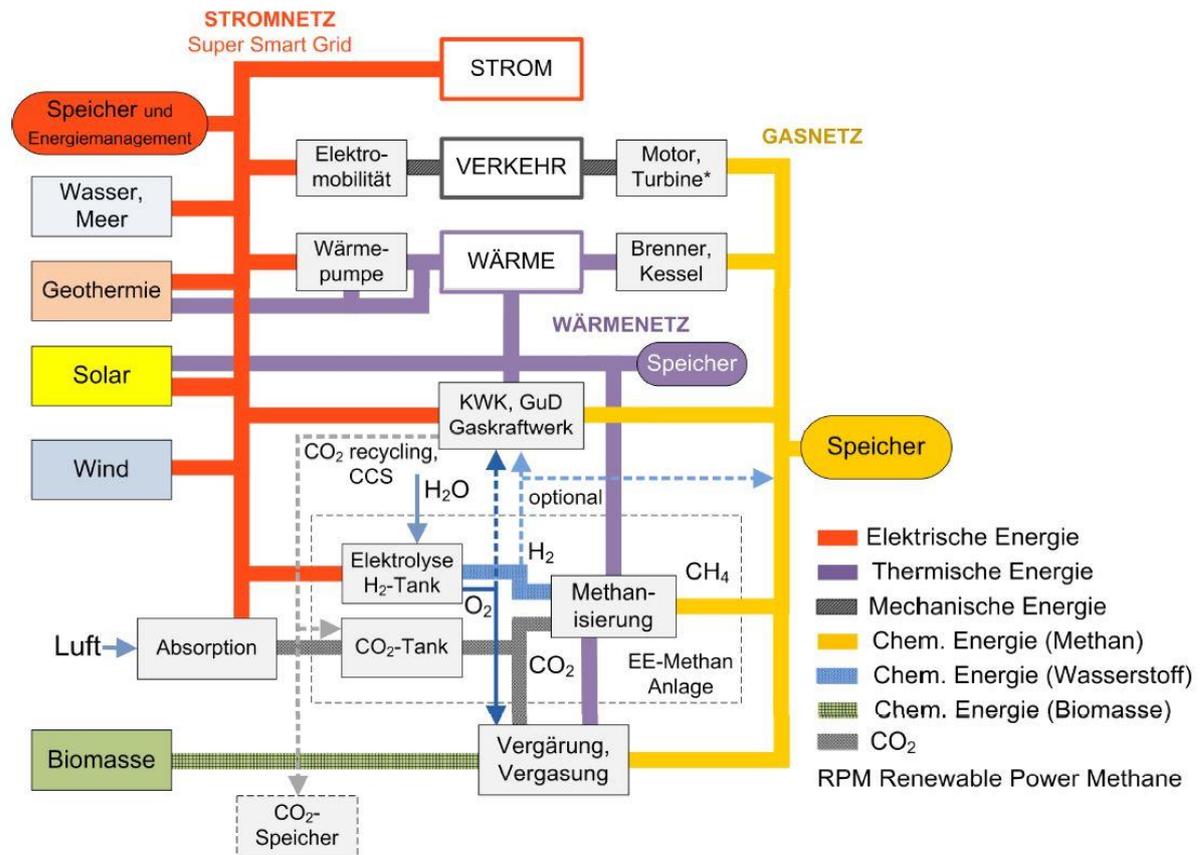


Abbildung 10: Entwurf einer 100% erneuerbaren Energieversorgungsstruktur für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr [9]

Dabei ist ersichtlich, dass es unterschiedliche Möglichkeiten gibt die Sektoren miteinander zu koppeln, wie z.B. der Einsatz von Wärmepumpen zur Kopplung vom Strom- und Wärmesektor. Aufbauend auf dieser Grafik wird in den folgenden Kapiteln auf die einzelnen Komponenten, wie beispielsweise Elektrolyse, Methanisierung, KWK, etc., aus dieser Abbildung näher eingegangen sowie auch auf die Möglichkeiten, um die Sektoren miteinander zu koppeln.

2.4 Kopplung von Strom- und Wärmesektor

Im Wärmesektor wird das Problem der Stromspeicherung über Wärmespeicher teilweise gelöst, welches auf die Fluktuationen durch den Ausbau EE zurückzuführen ist. Dies stellt für den Stromsektor eine kostengünstige Flexibilität dar.

2.4.1 Kraft-Wärme-Kopplung

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird gleichzeitig mechanische und thermische Energie in einen gemeinsamen thermodynamischen Prozess erzeugt, wobei in einem Generator die mechanische Energie in elektrische Energie umgewandelt wird. Die Kraft-Wärme-Kopplung stellt den klassischen Fall der Kopplung vom Strom- und Wärmesektor dar. Hierbei können Gasturbinenkraftwerke, Gas- und Dampfkraftwerke oder Blockheizkraftwerke zur Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden. Bei der Stromerzeugung durch konventionelle thermische Kraftwerke entstehen hohe Wärmeverluste, wodurch sich hier ein elektrischer Wirkungsgrad von lediglich 35 % bis 40 % ergibt. Allerdings weisen Gas- und Dampfkraftwerke (GuD-Kraftwerke) geringere Abwärmeverluste auf, da hier der Wirkungsgrad bei über 60 % liegt. Da bei der KWK die elektrische und thermische Energie parallel genutzt wird, kommt es bei der Energiewandlung zu einer Steigerung des Wirkungsgrades auf bis zu 90 %. Allerdings kommt es hier, mit Ausnahme der Blockheizkraftwerke (BHKW) und Gasturbinen mit Abhitzeessel, zu einer Verringerung des Verhältnisses zwischen Strom und Wärme [10], [11].

In der Abbildung 11 ist eine Gegenüberstellung einer KWK (rechte Seite) im Vergleich zu einer Kombination aus Kondensationskraftwerk und Gaskessel (linke Seite) dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass bei der KWK der Einsatz von 100 % Brennstoff eine Nutzenergie von 27 % Strom und 54 % Wärme ergibt. Im Gegensatz dazu muss bei der getrennten Variante insgesamt 135,5 % Brennstoff aufgebracht werden, um die gleiche Menge an Nutzenergie zu erhalten. Somit kann eine Ersparnis von bis zu einem Drittel Primärenergie erreicht werden, wobei die Ersparnis auch wesentlich kleiner sein kann, falls andere Anlagen als Referenz genommen werden. Der Betrieb von KWK-Anlagen kann mit fossilen Brennstoffen erfolgen oder auch mit erneuerbaren Brennstoffen, wie z.B. Biomethan, Biogas, Pflanzenöl, etc, wobei Erdgas immer noch am häufigsten verwendet wird.

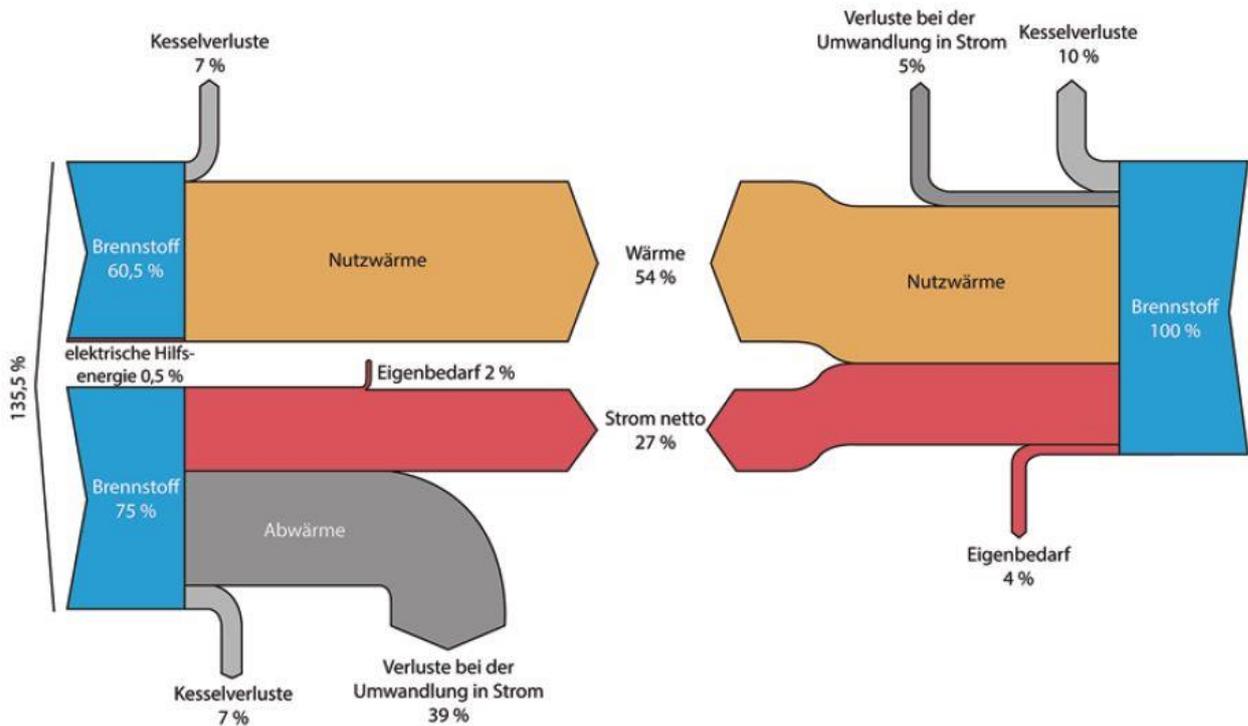


Abbildung 11: Getrennte Erzeugung von Strom und Wärme vs. KWK [10]

Hierbei gibt es folgende Arten von KWK-Anlagen [12]:

- KWK/BHKW-Anlage mit Ottomotor
- KWK/BHKW-Anlage mit Dieselmotor
- KWK-Anlage mit Gasturbine und Abhitzeessel
- KWK-Anlage mit Gasturbinen- und Dampfturbinenprozess (GuD-Anlage)
- KWK-Anlage mit Dampfkessel und Dampfturbine (Heizkraftwerk)
- KWK-Anlage mit Dampfkessel und Dampfmotor
- KWK-Anlage mit Stirlingmotor oder Brennstoffzelle

Zum Anwendungsgebiet von KWK-Anlagen mit Wärmespeichern zählen beispielsweise Nah- und Fernwärmenetze, Prozesswärme der Industrie (bis zu 500 °C) sowie die dezentrale, private Nutzung. Mit Ausnahme der Mini-BHKW ist die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen bei Einfamilienhäusern oftmals nicht gegeben. Mithilfe von Wärmespeichern kann die KWK besser an das Stromsystem angepasst werden, da die Speicherung vom Wärmeüberschuss mit kleinem technischem Aufwand möglich ist. Dabei erfüllen die Wärmespeicher eine Funktion als Puffer, wodurch eine Entkoppelung der Wärmeerzeugung von der Stromerzeugung möglich ist und dadurch hat die KWK eine flexiblere Reaktion auf Lastschwankungen. Ein weiterer Vorteil hier ist, dass Wärmespeicher deutlich geringere Kosten haben als Stromspeicher [10].

2.4.1.1 Betriebsweisen der Kraft-Wärme-Kopplung

Nachfolgend wird im Überblick auf die unterschiedlichen Betriebsweisen der KWK eingegangen.

Wärmegeführte Betriebsweise:

Die herkömmliche Betriebsweise der KWK ist die wärmegeführte Betriebsweise, weil bei dieser die Wirtschaftlichkeit am größten ist. Dabei richtet sich die Wärmeerzeugung der KWK nach dem Wärmeenergiebedarf und die elektrische Energie ist in diesem Fall das Nebenprodukt. Der Nachteil bei dieser Betriebsweise ist, dass Strom auch dann erzeugt wird, wenn die Nachfrage nicht gegeben ist und somit steigt in weiterer Folge der Speicherbedarf von Strom. Ein weiteres Problem ist, dass bei niedrigen Strompreisen zum Teil keine Abschaltung der KWK-Anlagen erfolgt und somit kommt es zu einer Erschwernis bei der Integration von Erneuerbaren Energien. Der Grund hierfür ist nicht auf die technische Auslegung der KWK zurückzuführen, denn die Anlagen besitzen auch eine zusätzliche elektrische Heizleistung, die im Fall von niedrigen Strompreisen die Wärmeversorgung übernimmt. Die Problematik bei der Integration Erneuerbarer Energien tritt ein bei Einspeisung großer Mengen an Erneuerbaren Energien und wenn gleichzeitig die Grenzkosten der KWK-Anlage nicht abgedeckt sind. Für die Probleme der wärmegeführten Betriebsweise können die stromgeführte und die stromorientierte Betriebsweise eine Abhilfe schaffen [10].

Stromgeführte und stromorientierte Betriebsweise:

Bei der stromorientierten Betriebsweise richtet sich die KWK-Anlage nach dem Strombedarf und gleichzeitig wird auch der Wärmebedarf gedeckt. Der Unterschied zwischen der stromorientierten und stromgeführten Betriebsweise ist, dass die stromorientierte Betriebsweise bei einem Überschuss an Wärme diese speichert und nicht in die Umwelt abgibt. Somit kann die Wärmeerzeugung und Wärmenachfrage voneinander entkoppelt werden, um somit eine relativ kostengünstige Flexibilität der Stromseite zu ermöglichen.

Bei KWK-Anlagen mit stromorientierter Betriebsweise kommt es bei einer höheren elektrischen Leistung auch zu einer Steigerung der thermischen Leistung. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass ab einem gewissen Grad nicht mehr die komplette erzeugte Wärme in das Fernwärmenetz eingespeist werden kann [10].

2.4.2 Power-to-Heat

Unter Power-to-Heat (PtH) versteht man einen Energiewandler, mit dem man Strom in Wärme umwandeln kann. Dabei wird zwischen direkter Erzeugung mittels elektrischer Widerstandsheizungen (Heizkessel, Boiler, Heizstäbe) und indirekter Erzeugung mittels Wärmepumpen unterschieden. Wärmepumpen haben im Vergleich zu den elektrischen Widerstandsheizungen eine höhere Energieeffizienz, wodurch sie die gleiche Wärmemenge mit geringerem Stromverbrauch erzeugen können. Dafür haben Elektrodenkessel geringere Investitionskosten (100€/kW) und eignen sich aus diesem Grund sehr gut für die Aufnahme von Hochlastspitzen. Da Wärmepumpen niedrige Betriebskosten haben eignen sich diese besser für die Grundlast. Mit beiden Anwendungsarten ist es möglich mit Hilfe eines Wärmespeichers die EE-Stromüberschüsse zu speichern und durch den Wärmesektor eine kostengünstige Flexibilität für den Stromsektor zu ermöglichen [13].

2.4.2.1 Elektrische Widerstandsheizungen (direkte Wärmeerzeugung)

Bei der Wärmeerzeugung mit elektrischen Widerstandsheizungen erfolgt die Temperaturerhöhung nur durch Einsatz von Strom. Die Temperatur des Heizwassers wird ausgehend von der Temperatur des Rücklaufs erhöht, bis der Sollwert des Vorlaufs erreicht ist. Zum Einsatz können hierfür drei unterschiedliche Technologien kommen [13]:

- Elektrische Widerstandsbeheizung: Erhitzung der Heizelemente durch Strom
- Elektro-Heißwasserspeicher: Erhitzung des Wassers durch gelöste Salze
- Elektrospeicherheizung / Nachtspeicherheizung: Umwandlung elektrischer Energie in Wärme während Schwachlastzeiten und Wärmespeicherung für spätere Nutzung

2.4.2.2 Elektrowärmepumpen (indirekte Wärmeerzeugung)

Bei den Elektrowärmepumpen wird im Gegensatz zu den elektrischen Widerstandsheizungen neben der Nutzung vom Strom auch die Umgebungswärme genutzt. Hierbei wird die gespeicherte Wärmeenergie der Sonne genutzt, die aus drei Quellen bezogen werden kann: Erdreich, Grundwasser und Luft. Demnach unterscheidet man je nach genutzter Wärmequelle zwischen Sole/Wasser-, Wasser/Wasser- und Luft/Wasser-Wärmepumpen. Mittels Elektrowärmepumpen können die Treibhausgase von fossilen Heizsystemen vermieden werden, wenn der Betrieb der Wärmepumpen mit EE-Strom erfolgt [10].

In der Abbildung 12 ist die schematische Darstellung des Funktionsprinzips einer Elektrowärmepumpe dargestellt:

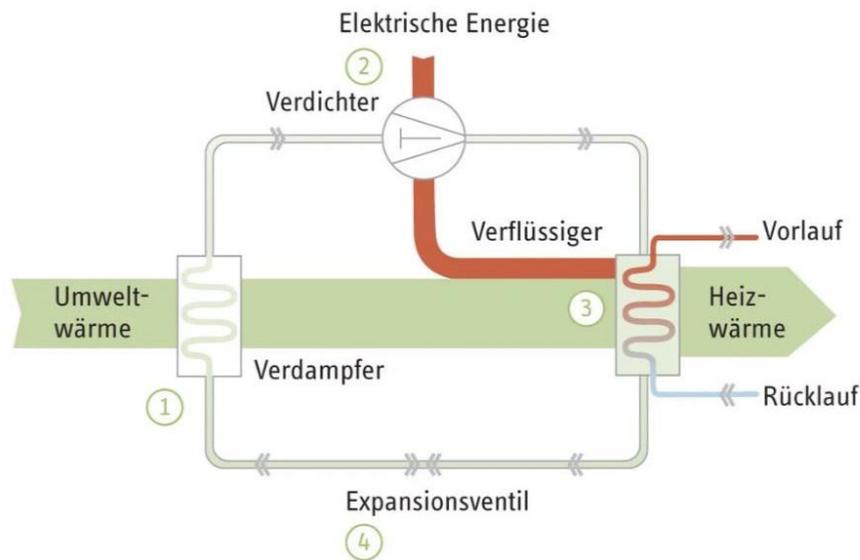


Abbildung 12: Darstellung des Funktionsprinzips einer Elektrowärmepumpe [14]

Es befindet sich ein Kältemittel im Kreislauf, welches Wärme von der Quelle bezieht und dabei verdampft. Anschließend wird das Kältemittel über einen Kompressor verdichtet, wodurch sich die Temperatur erhöht und diese dann an das Heizsystem weitergeleitet wird. Das Kältemittel wird durch die Wärmeabgabe wieder flüssig und mittels Expansionsventil wieder auf niedrigen Druck gebracht [15].

Dabei haben Sole/Wasser-Wärmepumpen die kleinsten Betriebskosten bei höchstem Wirkungsgrad, wobei diese auch die höchsten Investitionskosten haben. Luft/Wasser-Wärmepumpen haben wiederum kleine Investitionskosten, dafür aber hohe Betriebskosten. Speziell im Winter, wenn die Außentemperatur Minusgrade aufweist, resultieren daraus höhere Betriebskosten.

Hierbei gibt es die Möglichkeit die Rentabilität zu steigern, indem die Elektrowärmepumpe mit einer thermischen Solaranlage oder mit einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage) kombiniert wird. Bei der Kombination der Elektrowärmepumpe mit einer PV-Anlage kann der „überschüssig“ erzeugte Strom bei der Elektrowärmepumpe genutzt werden, wodurch der Eigenbedarf an dem selbst erzeugten günstigen Photovoltaikstrom steigt. Allerdings ist diese Kombination in erster Linie auf die Warmwasserbereitstellung und sekundär auf die Warmwasserheizung in der Übergangszeit begrenzt, wegen der saisonalen Gegenläufigkeit vom Heizbedarf und der Sonneneinstrahlung.

Bei der Kombination der Elektrowärmepumpe mit einer thermischen Solaranlage wird ein Warmwasserspeicher durch die Solaranlage erwärmt, welcher im Bedarfsfall durch die Elektrowärmepumpe beheizt wird. Dabei kommt vorrangig die Solaranlage zum Einsatz, um den Strombedarf so gering wie möglich zu halten. Hierbei kann die thermische Solaranlage im Sommer den Großteil des Warmwasserbedarfs und im Frühling und Herbst einen Teil des Heizbedarfs decken. Eine weitere Einsatzmöglichkeit ist die Einbindung der thermischen Solaranlage an die Quellenseite der Wärmepumpe, um somit die Wärme der Solaranlage als einzige bzw. zusätzliche Wärmequelle für die Elektrowärmepumpe zu nutzen. Dadurch trägt die solare Wärme dazu bei, dass sich das Erdreich während des Sommers „regeneriert“ und somit als Wärmequelle stabilisiert. Allerdings ist hier zu berücksichtigen, dass sich die zusätzlichen Investitionskosten der thermischen Solaranlage durch die Effizienzsteigerung der Elektrowärmepumpe refinanzieren. Aus diesem Grund ist eine relativ hohe Auslastung der Solaranlage erforderlich, weil die Elektrowärmepumpe selbst eine hohe Kapitalintensität hat [10].

2.5 Power-to-Gas

Das Ersetzen von Erdgas durch erneuerbare Gase spielt eine wichtige Rolle zum Erreichen der Klimaschutzziele. Hierbei hat man die Möglichkeit den Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien in Form von Wasserstoff oder Methan in bestehende Gasspeicher saisonal zu speichern. Bei Power-to-Gas (PtG) handelt es sich um ein Energiespeichersystem, bei dem Strom aus Erneuerbaren Energien genutzt wird, um einen gasförmigen Energieträger zu erzeugen. Das so erzeugte Gas kann dann zur Dekarbonisierung unterschiedlicher Sektoren genutzt werden. Der Vorteil hier ist, dass die bereits bestehende Infrastruktur des Gasnetzes samt der hohen Speicher- und Transportmöglichkeit genutzt werden kann [16]. Die PtG-Technologie ist eine Möglichkeit den Stromsektor mit dem Gassektor zu koppeln.

Bei Power-to-Gas handelt es sich um einen Überbegriff, unter dem mehrere Nutzungsmöglichkeiten zusammengefasst sind, wie in der Abbildung 13 ersichtlich ist. Dabei wird bei allen Nutzungsmöglichkeiten zuerst Wasser mittels Elektrolyse in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) geteilt ($2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$). Nach diesem Schritt kann der Wasserstoff entweder direkt genutzt oder in das Erdgasnetz eingespeist werden. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass der Wasserstoffanteil im Gasnetz bis zu 4 % erlaubt ist, wobei bei ein paar Anwendungen auch ein höherer Wasserstoffgehalt möglich ist. Aus diesem Grund wird nach der Elektrolyse eine Methanisierung durchgeführt, damit die volle Kapazität des Erdgasnetzes genutzt werden kann. Bei der Methanisierung wird CO_2 und H_2 an einem Katalysator zu Methan und Wasserdampf umgewandelt ($CO_2 + 4 H_2 \rightarrow CH_4 + 2 H_2O$). Da Methan als Hauptbestandteil des Erdgases zählt, kann dieses ohne Beschränkungen in das Erdgasnetz eingespeist werden. Allerdings kommt es bei der Methanisierung zu

Wärmeverlusten, wodurch der Gesamtwirkungsgrad niedriger ist im Vergleich zur reinen Wasserelektrolyse. Für die Methanisierung kommt als CO_2 -Quelle Synthesegase bzw. Abgase aus der Industrie, Biomasse oder Luft in Frage. Das in der PtG-Anlage erzeugte Methan wird dann in der Erdgasinfrastruktur gespeichert und zur bedarfsgerechten Nutzung zur Verfügung gestellt. Es kann im Anschluss beispielsweise im Wärmesektor, Verkehrssektor (PtL), im Chemiesektor (PtCh) als chemischer Grundstoff oder auch wieder rückverstromt, wie z.B. über GuD-Kraftwerke, BHKW, etc., im Stromsektor genutzt werden [16] [17].

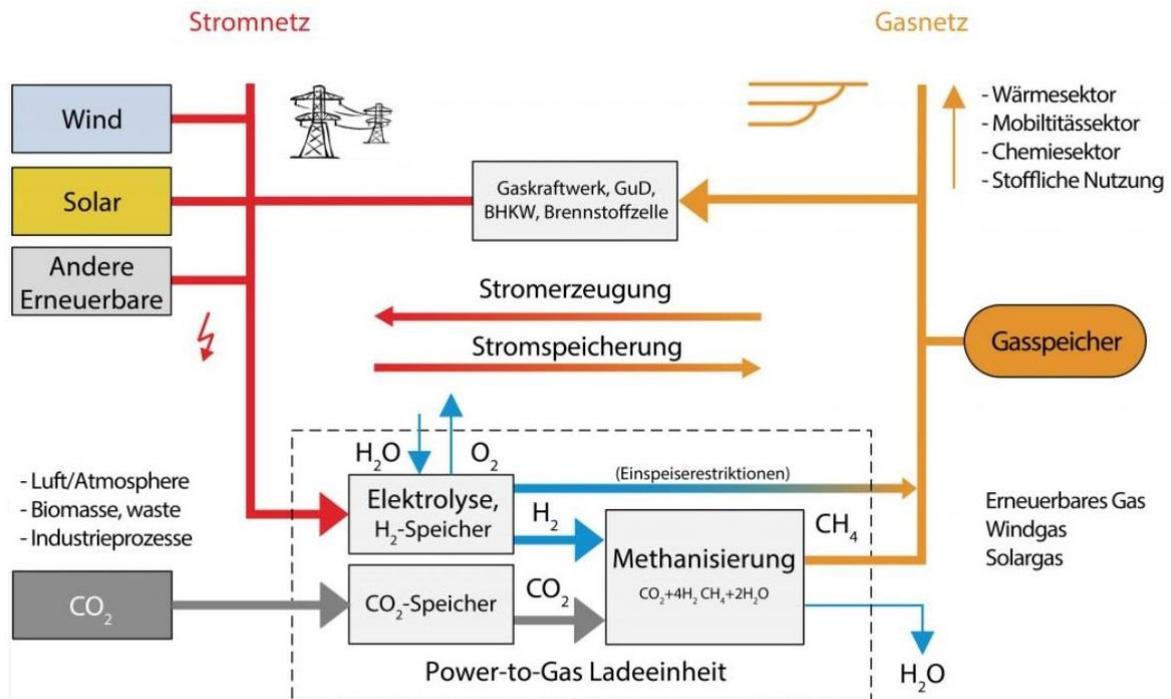


Abbildung 13: Grundkonzept von Power-to-Gas [16]

2.5.1 Wasserelektrolyse

Die Elektrolyse zur Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gibt es bereits seit über 100 Jahren. Die Herstellung von Wasserstoff erfolgt derzeit noch hauptsächlich über die Dampfreformierung auf Basis von Erdgas, wodurch es sich hier um eine fossile Herstellung von Wasserstoff handelt. Wenn bei der Wasserelektrolyse Strom aus EE verwendet wird, erhält man somit einen emissionsfreien Energieträger in Form von Wasserstoff, der bei den weiteren Prozessen keine Emissionen freisetzt. Die Zersetzung von Wasser mittels Elektrolyse erfolgt durch zwei Teilreaktionen, welche durch einen ionenleitenden Elektrolyten getrennt sind. Je nach verwendeten Elektrolyten wird hierbei zwischen der Alkalischen Elektrolyse (AEL), PEM-Elektrolyse (Proton-Exchange-Membrane) sowie der Hochtemperatur-Elektrolyse bzw. Festoxid-Elektrolyse (HTES bzw. SOEL/SOEC für Festoxid-Elektrolyse/Solid Oxide Electrolysis) unterschieden [18].

Dabei kann der jeweilige Zellaufbau folgendermaßen dargestellt werden:

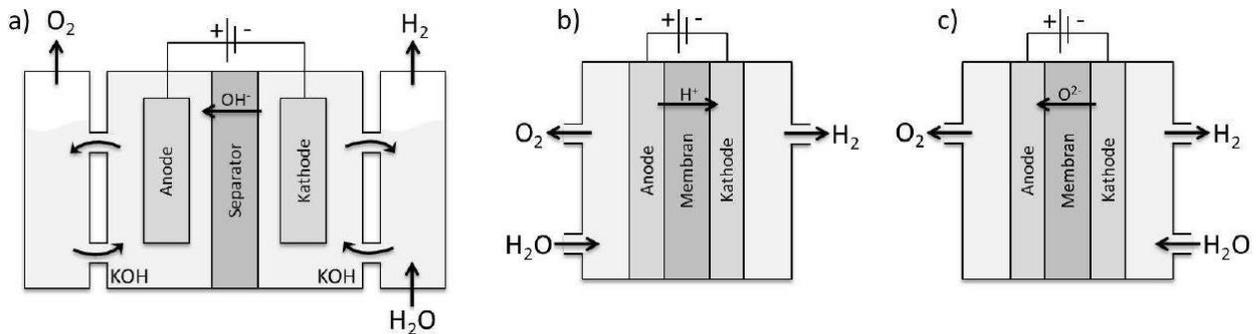


Abbildung 14: Schematischer Aufbau des a)AEL- b)PEM- und c)SOEC-Elektrolyseur [19]

Alkalische Elektrolyse

Die alkalische Elektrolyse ist eine erprobte Technologie und zählt daher nach wie vor zum Stand der Technik. Hierbei werden Metallelektroden verwendet, welche in einem flüssigen Elektrolyten eingetaucht sind. Das Wasser zirkuliert in den zwei Halbzellen, die durch eine ionenleitende Membran geteilt sind. Wenn eine Spannung angelegt wird entsteht Sauerstoff an der Anode und Wasserstoff an der Kathode. Die Vorteile der alkalischen Elektrolyse sind die geringen Investitionskosten und die hohe Langzeitstabilität. Darüber hinaus sind hier keine seltenen Edelmetalle für das Elektrodenmaterial notwendig. Diese Technologie der Wasserelektrolyse hat derzeit immer noch den größten Wirkungsgrad, obwohl sie einen einfachen Aufbau hat [20].

PEM-Elektrolyse

Die PEM-Elektrolyse arbeitet im sauren Milieu, wodurch Edelmetalle für die Elektroden notwendig sind, um Korrosion zu vermeiden. Dabei besteht die Elektrolysezelle aus einer protonenleitenden Membran. Hier werden die Halbzellen durch eine gasdichte Membran getrennt, wobei die Elektroden typischerweise direkt auf der Membran aufgebracht sind. Der Vorteil der PEM-Elektrolyse ist, dass diese im Vergleich zu den anderen Verfahren schneller auf schwankende Strommengen eingehen kann. Weiters ist hier im Teillastbereich der Betrieb über die gesamte Bandbreite möglich. Die PEM-Elektrolyse hat derzeit noch einen kleinen Marktanteil, da es ein relativ neues Verfahren ist, und daher ist dieses mit höheren Investitionskosten verbunden als die alkalische Elektrolyse [20].

Hochtemperatur-Elektrolyse

Im Gegensatz zu den anderen Elektrolysearten wird bei der Hochtemperatur-Elektrolyse Wasserdampf statt flüssiges Wasser gespalten. Aus diesem Grund ist hier der Strombedarf um ca. 16 % kleiner, da hier die Energie für den Übergang vom flüssigen in den gasförmigen Aggregatzustand durch externe Wasserverdampfung (z.B. Abwärme aus Industrieprozessen) zur Verfügung gestellt wird statt durch elektrischen Strom innerhalb der Elektrolyse. Darüber hinaus wird ein Teil der Energie zur Spaltung in Wasserstoff und Sauerstoff durch Hochtemperaturwärme (ca. 850 – 1000 °C) zur Verfügung gestellt. Daher ist die Zellspannung um mehr als 0,5 V kleiner als jene der PEM-Elektrolyse und der alkalischen Elektrolyse und somit kommt es zur Steigerung der strombezogenen Wirkungsgrade. Bei der Methanisierung, Methanolsynthese sowie die Fischer-Tropsch-Synthese kommt es zu einer hohen Abwärme, die bei der Hochtemperatur-Elektrolyse verwendet werden kann und somit hier höhere Wirkungsgrade erzielt werden können. Weiters hat die Hochtemperatur-Elektrolyse zwei wichtige Eigenschaften. Erstens kann CO₂ zu CO reduziert werden und somit ist es möglich Synthesegas für PtG und PtL direkt mittels Elektrolyse aus H₂O und CO₂ zu erzeugen.

Die zweite Eigenschaft ist die Reversibilität der Komponenten, wodurch die Hochtemperatur-Elektrolyse als Brennstoffzelle und auch als Elektrolyseur fungieren kann. Diese beiden Eigenschaften sind bereits belegt und werden momentan für den Einsatz in der Industrie entwickelt. Die Funktion der HTES beruht auf den Umkehrreaktionen der Festoxidbrennstoffzelle (SOFC für Solid Oxid Fuel Cell). Hierbei sind die zwei Halbzellen durch einen ionenleitenden Festoxid-Elektrolyten getrennt, an welchem die Elektroden beidseitig angebracht sind. An der Kathodenseite wird überhitzter Wasserdampf zugeführt, welcher dann mit zwei Elektronen zu Wasserstoff und O₂-Ionen reagiert ($\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$). Bei der Entnahme vom Wasserstoff diffundieren die O₂-Ionen durch den Elektrolyten zu der Anode, wobei sie durch Abgabe von Elektronen zu Sauerstoff reagieren ($\text{O}^{2-} \rightarrow 2\text{e}^- + \frac{1}{2} \text{O}_2$). Somit ergibt sich als Gesamtreaktion folgende Gleichung: $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$ [10].

Zusammenfassend kann man sagen, dass der Stand der Technologieentwicklung bzw. der Wirkungsgrade der drei beschriebenen Elektrolysearten unterschiedlich ist. Hierbei hat der Wirkungsgrad eine starke Abhängigkeit von der verwendeten Elektrolyseart, dem Druck und der Anlagengröße, wie es auch in Tabelle 3 ersichtlich ist. Die alkalische Elektrolyse ist seit Jahrzehnten bereits so ausgereift, dass sie im größeren Ausmaß in der Industrie eingesetzt wird, wobei die PEM-Elektrolyse mittlerweile auch für den großen Einsatz in der Industrie in Frage kommt. Die Hochtemperatur-Elektrolyse befindet sich hingegen noch in der Entwicklungsphase [21].

In Tabelle 2 und Tabelle 3 ist eine Zusammenfassung der Bandbreite der Kenngrößen der drei beschriebenen Elektrolysearten.

Tabelle 2: Bandbreite der Kenngrößen der Elektrolysearten [21]

	Einheit	2010-2015	2030	2050
Wirkungsgrad AEL	%	50-80	65-82	67-82
Wirkungsgrad PEM	%	44-82	47-87	82-93
Wirkungsgrad HTES	%	62	78	60-90
Investition	€/kW _{el}	850-4230	500-1320	426-1200

Tabelle 3: Technischer Vergleich der Elektrolysearten [10], [18]

	AEL	PEM	HTES
Betriebserfahrungen	Seit 80 Jahren	Seit 20 Jahren	Keine kommerziellen Produkte, F&E
Elektrolyt	Flüssig KOH	Fest Membran	Fest Keramik
Betriebstemperatur in °C	40-80	90-100	750-1000
Druck in bar	1-30	30-50	ca. 30
Minimale Teillast in %	5-40	0-10	3
Kathodenreaktion	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$
Anodenreaktion	$2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{e}^-$
Ladungsträger	OH ⁻	H ⁺	O ²⁻
Investitionskosten in €/kW, Stand 2014	800-1500	2000-6000	k.A.

2.5.2 Methanisierung

Wie bereits erwähnt ist Methan der Hauptbestandteil vom Erdgas und kann daher im Gegensatz zum Wasserstoff uneingeschränkt in die Erdgasinfrastruktur eingespeist werden. Aus diesem Grund ist eine Weiterverarbeitung vom Wasserstoff zu Methan oftmals sinnvoll. Dabei wird bei der Methanisierung zwischen der chemischen (auch als katalytische Methanisierung bezeichnet) sowie auch der biologischen Methanisierung unterschieden.

Chemische Methanisierung

Die Umwandlung von Wasserstoff mit CO oder CO₂ zu Methan ist seit 1902 durch den Chemiker Sabatier bekannt. Bisher wurde die chemische Methanisierung hauptsächlich bei Kohlevergasungsanlagen eingesetzt. Dabei wird ein Synthesegas (mit hohem Anteil an CO) aus der Kohlevergasung chemisch in ein methanreiches Gas umgewandelt. Jedoch spielt auch die Methanisierung vom Wasserstoff, welcher mittels Wasserelektrolyse hergestellt wurde, eine immer wichtigere Rolle [22].

Bei der chemischen Methanisierung im Rahmen von PtG wird CO₂ an einem Katalysator zu Methan und Wasserdampf umgesetzt. Dabei wird die Methanisierung durch folgende Hauptreaktion beschrieben [22]:



Da diese Reaktion exotherm ist, wird hier Wärme freigesetzt, wodurch die enthaltene Energie im Methan um etwa 14 % kleiner ist als jene vom eingesetzten Wasserstoff. Eine Nutzung der Abwärme würde zu einer Verbesserung der Energiebilanz führen. Aus diesem Grund ist eine gezielte Abführung der Wärme sinnvoll, da eine zu stark steigende Temperatur die Umsetzung unvollständig machen würde, wobei eine zu niedrige Temperatur wiederum die Reaktion bremsen würde [23].

Bei der Methanisierung mit Kohlenmonoxid (CO) läuft folgende Hauptreaktion ab [22]:



Allerdings ist hier die Reaktion noch mehr exotherm im Vergleich zur Methanisierung mit CO₂, wodurch der Energieverlust noch größer ist [23].

Somit kann die Methanisierung durch niedrige Temperaturen und hohe Drücke begünstigt werden, da die Hydrierung von CO und CO₂ stark exotherm und volumenreduzierend ist. Es ist daher wichtig bei der Methanisierung im Rahmen von PtG eine hohe Konzentration an CH₄ mit möglichst geringem Aufwand zu erreichen. Daher sind optimale Reaktionsbedingungen notwendig, um einen hohen Umsatz zu erreichen.

In der folgenden Abbildung 15 ist eine grafische Darstellung des erzielbaren Methangehalt im chemischen Gleichgewicht in Abhängigkeit vom Betriebsdruck und -temperatur dargestellt.

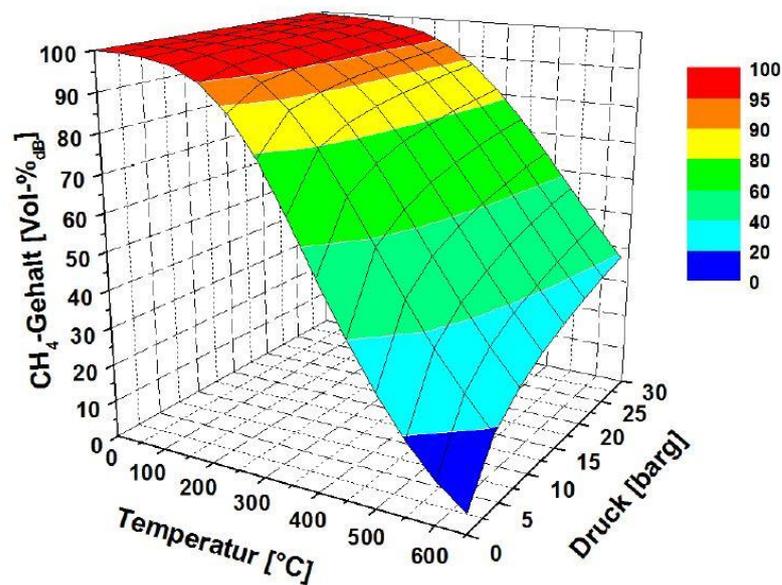


Abbildung 15: Methanausbeute im Gleichgewicht als Funktion von Temperatur und Druck [22]

Hierbei ist ersichtlich, dass eine Erzeugung von CH₄ > 95 Vol- % bei niedrigen Temperaturen theoretisch möglich ist [22].

Reaktorsysteme

In der Tabelle 4 sind die techno-ökonomischen Kennzahlen der chemischen Methanisierung zu sehen.

Tabelle 4: Techno-ökonomische Kennzahlen der chemischen Methanisierung [22]

Kriterium	Einheit	Wert
Temperaturbereich	°C	200-750
Druck	Bar	4-80
CO ₂ -Umsatz	%	80-95
CH ₄ -Selektivität	%	≥99
Wirkungsgrad	%	70-85
Spezifische Investition	€/kW SNG	600-1000
Katalysatorkosten	€/kg	bis zu 250

Für die chemische Methanisierung gibt es drei unterschiedliche Reaktorsysteme, und zwar den Festbettreaktor, Wirbelschichtreaktor sowie den Drei-Phasen-Reaktor. Die Reaktoren müssen die Anforderungen für eine ausreichende Wärmekontrolle in der Hauptreaktionszone erfüllen [22].

i) Festbettreaktor

In der chemischen Industrie kommen oft Festbettreaktoren zum Einsatz. Dabei erfolgt an der Oberfläche des Katalysators die Umsetzung der Edukte mittels heterogener Katalyse. Der Katalysator wird als Schüttung in den Reaktionsraum eingebracht. Es gibt vielfältige Reaktortypen, wobei allgemein zwischen adiabatischen und nicht-adiabatischen Reaktoren unterschieden wird [22].

In der Abbildung 16 ist der prinzipielle Aufbau vom adiabatischen und nicht-adiabatischen Reaktortyp dargestellt.

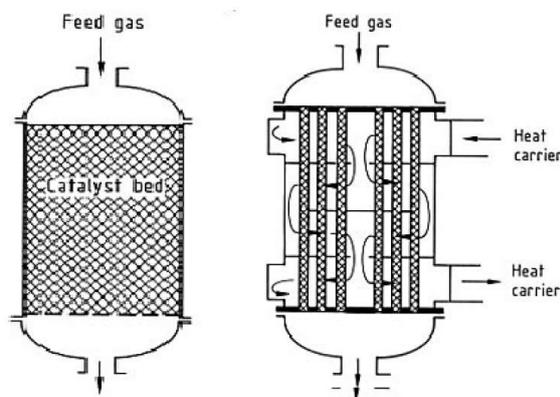


Abbildung 16: Adiabatischer (links) und wandgekühlter (nicht-adiabatischer) Festbettreaktor (rechts) [22]

Im einfachsten Fall setzen sich die adiabatischen Festbettreaktoren aus einem zylindrischen Mantel zusammen, wobei in diesem Mantel ein Katalysator auf einem Gittersieb lose aufliegt. Hierbei werden oft mehrstufige Reaktorsysteme mit einer Zwischenkühlung verwendet, um somit einen möglichst hohen Produktertrag zu erzielen. Darüber hinaus gibt es unterschiedliche Technologien, wie beispielsweise die Dampfmoderation, kinetische Limitierung des Umsatzes oder die Gasrückführung, um eine thermische Kontrolle des Syntheseprozesses zu ermöglichen. Meistens haben Festbettreaktoren unterschiedliche Temperaturniveaus, um eine Optimierung der Umsatzraten sowie auch der Verweilzeit zu ermöglichen.

Bei den nicht-adiabatischen (wandgekühlten) Reaktoren ist eine Anpassung der thermischen Prozessführung an die Erfordernisse für einen maximalen Umsatzgrad möglich. Dadurch ist mit einer einzigen Reaktorstufe annähernd ein vollständiger Umsatz möglich. Die entstehende Wärmemenge kann während der Methansynthese abgeführt werden durch die Wärmeüberträgerfläche in der Festbettschüttung. Der älteste und nach wie vor dominierende Reaktortyp ist der Festbett-Rohrbündelreaktor. In den Einzelrohren des Rohrbündels befindet sich die Katalysatorschüttung und das Wärmeüberträgermedium (beispielsweise Thermalöl, Druckwasser, Salzsäure) zirkuliert um das Rohrbündel durch einen externen Wärmeüberträger. Die Festbettreaktoren kommen hauptsächlich bei stationären Prozessen zum Einsatz, d.h. der Betrieb erfolgt bei konstanten Prozessbedingungen [22].

ii) Wirbelschichtreaktor

In der Abbildung 17 ist auf der linken Seite der Aufbau von einem Wirbelschichtreaktor dargestellt. Die Methanisierung mittels Wirbelschichtreaktoren wird in einem katalytischen Wirbelbett durchgeführt und das Bettmaterial wird hierbei fluidisiert durch die einströmenden Edukte. Die Reaktionswärme von der exothermen Methanisierungsreaktion wird mittels Wärmeübertrager im Wirbelbett abgeführt und somit können annähernd isotherme Bedingungen im Reaktor erreicht werden. So wie auch bei den Festbettreaktoren kann hier zur Unterstützung ein Teil des Produktgases zurückgeführt werden [22].

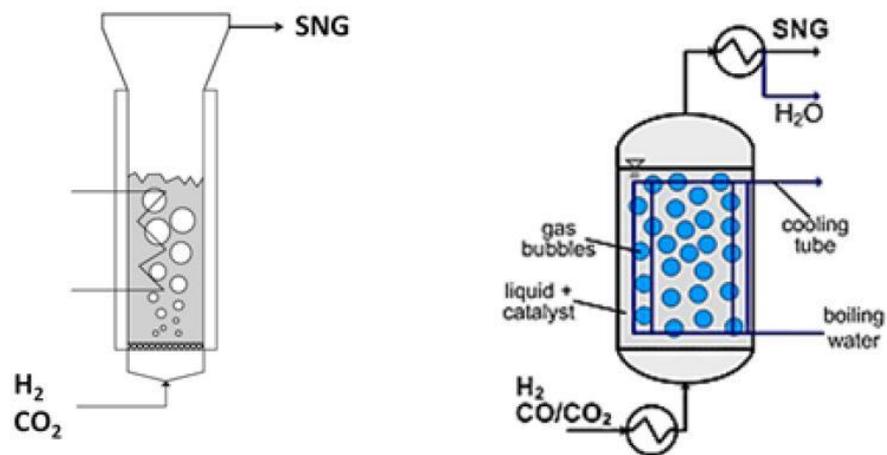


Abbildung 17: Aufbau eines Wirbelschichtreaktors (links) und Drei-Phasen-Reaktors (rechts) [22]

iii) Drei-Phasen-Reaktor

In der Abbildung 17 ist auf der rechten Seite der Aufbau von einem Drei-Phasen-Reaktor dargestellt. Bei Drei-Phasen-Reaktoren wird der Katalysator für die Methanisierung in einem temperaturstabilen Wärmeträgermedium suspendiert und anschließend fluidisiert durch den Edukt-Gasstrom. Hierbei wird die freiwerdende Reaktionswärme auf den zirkulierenden Kühlmedienstrom übertragen. Die eigentliche Kühlung des Reaktorsystems geschieht durch Abgabe der Wärme der Flüssigphase an interne oder externe Kühlflächen [22].

In der Tabelle 5 ist die Bandbreite der Wirkungsgrade sowie der Investitionskosten nach dem heutigen Stand der Dinge und auch für die Jahre 2030 und 2050 ersichtlich:

Tabelle 5: Bandbreite der Kenngrößen der Methanisierung [21]

	Einheit	2010-2015	2030	2050
Wirkungsgrad Gesamtanlage (H₂-Bereitstellung & Methanisierung)	%	49-68	53-70	67
Wirkungsgrad Methanisierung	%	75-85	80-90	90
Investition	€/kW _{el}	350-2325	200-1400	120-1200

Biologische Methanisierung

Die biologische Methanisierung wird mit Hilfe von Mikroorganismen (Archaeen) durchgeführt. Die nötigen Bakterien für diesen Zweck können z.B. aus Fermenten von Biogasanlagen bezogen werden. Der Nachteil hierbei ist, dass die Bakterien keine vollständige Umwandlung der eingesetzten Gase erzielen können, wodurch die erreichte Methankonzentration nicht ausreicht, um dieses in die Erdgasinfrastruktur direkt einspeisen zu können. Aus diesem Grund ist hier eine zusätzliche Reinigung vom Gas erforderlich. Allerdings wurde die Funktion von diesem Verfahren bereits bei kleinen Anlagen belegt. Die biologische Methanisierung samt der Elektrolyseanlage eignet sich als Ergänzung für Biogasanlagen, um mit den auftretenden Stromüberschüssen aus dem eingesetzten Wasserstoff Methan zu erzeugen. In der Zukunft könnte der Nutzen von Biogasanlagen zum Stabilisieren vom Stromnetz vergrößert werden [23].

In der Tabelle 6 ist ein zusammenfassender Vergleich zwischen der chemischen und biologischen Methanisierung dargestellt:

Tabelle 6: Vergleich zwischen der chemischen und biologischen Methanisierung [24]

Reaktor Typ	BM (in situ) CSTR	BM (extern) CSTR	3PM	FB
Katalysator	Mikroorganismen	Mikroorganismen	Ni-basiert	Ni-basiert
Stufen	1	1-2	1-2	2-6
T in °C	30-60	40-70	300-350	300-550
P in bar	1	1-10	20	> 10
Entwicklungsstand	Labor- und Pilotmaßstab	Labormaßstab	Labormaßstab	Kommerziell
GHSV in h⁻¹	< 13	< 100	500 - 1000	2000-5000
Limitierungen	Stofftransport Gas-Flüssigkeit Kohlenstoffquelle	Stofftransport Gas-Flüssigkeit Rückvermischung	Stofftransport Gas-Flüssigkeit	Gleichgewicht
Toleranz gegenüber Verunreinigungen	hoch	hoch	niedrig-mittel	niedrig
Dynamischer Betrieb				
Strombedarf in kWh/m³ SNG (Einspeisedruck 16 bar)	~ 1,8	0,3 - 1,3	< 0,4	< 0,4
Wärmerückgewinnung	schlecht	schlecht	gut - sehr gut	sehr gut

2.5.3 CO₂-Bereitstellung für PtG-Anwendungen

Bei der PtG-Technologie ist für die Methanisierung Kohlendioxid notwendig. Darüber hinaus wird Kohlendioxid auch bei der Produktion von Synthesegas und in weiterer Folge zur Synthese von flüssigen Kohlenwasserstoffen benötigt [25].

Hierbei kommen industrielle Prozesse, Kraftwerke und biogene Quellen zur Gewinnung von CO₂ in Frage. Außerdem wird auch an Versuchen geforscht das Kohlendioxid aus der Umgebungsluft zu gewinnen. Da PtG-Anlagen betrieben werden sollten, wenn die volatile Stromerzeugung (kein Einsatz von Brennstoff) die Stromnachfrage übersteigt, hat man mit Abgasströmen von Stromerzeugungsanlagen einen Nachteil. Daher hat man hier den Nachteil, dass die CO₂-Nachfrage von PtG-Anlagen und das Abgasaufkommen aus Stromerzeugungsanlagen zeitlich entgegengesetzt sind. Aus diesem Grund spielt die zeitlich zuverlässige Verfügbarkeit und ein hoher Reinheitsgrad der CO₂-Quelle eine wichtige Rolle bei der Methanisierung. Somit sind Speicher erforderlich, um die CO₂-Erzeugung und -Nutzung voneinander zeitlich zu entkoppeln. Die Nutzung von CO₂ für die Methansynthese bleibt klimaneutral solange nicht eigens dafür CO₂ freigesetzt wurde [26].

Zusammenfassend können zum heutigen Stand der Dinge folgende Quellen zur Gewinnung von CO₂-reichen Gasen genutzt werden [19]:

- CO₂ aus der Energieversorgung (Verbrennung, Kraftwerkstechnik):
 - Post-Combustion
 - Pre-Combustion
 - Oxyfuel-Verfahren
 - Chemical-Looping-Prozesse (Metall-basiert, Ca-basiert)
- CO₂ aus „Prozessgasen“:
 - Erdgasaufbereitung
 - Eisen- und Stahlindustrie, Hochofen
 - Raffinerieprozesse, petrochemische Industrie
 - Chemische Industrie, Ammoniak-Synthese
 - Produktion von Papier und Zellstoff
 - Produktion mineralischer Produkte (Zement, Kalk)
 - Biogasaufbereitung
 - Bioethanolproduktion

Bei der Verbrennung fossiler Rohstoffe kommt eine große Menge an Kohlendioxid zustande. Hierbei gibt es die Möglichkeit von Post-Combustion, Pre-Combustion, Oxyfuel-Verfahren sowie Chemical-Looping-Prozesse um das CO₂ abzutrennen. Der Nachteil dabei ist, dass ein gewisser Teil der Wärme vom Kraftwerk notwendig ist und somit der Primärenergieverbrauch steigt je nachdem welches Abtrennungsverfahren eingesetzt wurde. Daher wird ca. 20 bis 40 % mehr Primärenergie je erzeugter kWh_{el} verbraucht, wodurch der Gesamtwirkungsgrad vom Kraftwerk um etwa 7 bis 10 Prozentpunkte sinkt. Darüber hinaus ist Kohlendioxid, welches aus fossilen Kraftwerken stammt, auf längere Sicht betrachtet ohnehin ungeeignet als nachhaltige CO₂-Quelle für die Methanisierung, weil fossile Kraftwerke in Zukunft mit EE ersetzt werden sollen. Mit Gaskraftwerken, bei denen synthetisch erzeugte Gase aus PtG-Ablagen eingesetzt werden, ist bei der Bereitstellung von CO₂ ein geschlossener CO₂-Kreislauf realisierbar. Der Vorteil bei diesen Kraftwerken ist, dass diese zukünftig eher unwahrscheinlich durch eine andere Technologie ersetzt werden. Allerdings wäre theoretisch eine Substitution durch die Brennstoffzellentechnologie möglich [25], [26].

In der chemischen Industrie, Industrieprozessen (z.B. Kalk- oder Zementproduktion), aber auch in diversen Fermentationsprozessen kommt auch CO₂ in unterschiedlicher Reinheit zustande. Für diesen Bereich werden unterschiedliche chemische und physikalische Adsorptions-, Absorptions- und Membrantrennverfahren zum Abtrennen vom CO₂ eingesetzt. [25]. Bei den Industrieprozessen kommt der Großteil vom CO₂ durch die Verbrennung von fossilen Brennstoffen. Allerdings ist das Ersetzen der industriellen Prozesse durch EE in der Zukunft eher unrealistisch, weil hier günstige Energieträger mit einer hohen Energiedichte notwendig sind, wie beispielsweise bei der Zement- und Stahlindustrie. Grundsätzlich hätte man die Möglichkeit mit Wasserstoff bzw. erneuerbarem Methan die fossilen Energieträger in den Industrieprozessen zu ersetzen, allerdings können diese auf einen längeren Zeitraum betrachtet nicht kosteneffizient in diesem Bereich eingesetzt werden. Aus diesem Grund ist die CO₂-Bereitstellung aus Industrieprozessen nur unter gewissen Bedingungen eine nachhaltige Lösung. Darüber hinaus ist in diesem Zusammenhang auch die Entfernung der Industriestandorte von den Produktionsregionen der Erneuerbaren Energien ein entscheidender Faktor [26].

Insbesondere CO₂, welches aus biogenen Quellen stammt (z.B. Biomassevergasung oder Aufbereitung von Biogas), ist für den Einsatz in PtG-Anlagen interessant. Hierbei besteht nur ein geringer Energiebedarf um das CO₂ abzutrennen, weil hier ein hoher Anteil an CO₂ im Gasvolumenstrom vorhanden ist. Je nach Rohstoff sind in etwa 25 – 55 % CO₂ und 40 – 75 % Methan im Biogas vorhanden. Nachdem das Biogas zu Methan verarbeitet wurde, hat man reines Kohlendioxid zur Verfügung und kann dieses in weiterer Folge für die Methansynthese nutzen. Bei der biologischen Methanisierung muss das CO₂ vom Biogas nicht zwangsläufig vorher aufkonzentriert werden, wobei bei der chemischen Methansynthese auf jeden Fall vorher eine Feinreinigung vom Biogas gemacht werden muss, damit vor allem Schwefelverbindungen im Reaktor vermieden werden. Die notwendigen Maßnahmen für eine Verstromung „vor Ort“ sind kostenintensiver und aufwendiger im Vergleich zur Nutzung vom Kohlendioxid aus Biogasanlagen ohne Aufbereitungsanlage. Aus diesem Grund kann der Umbau von Biogasanlagen erst ab einer Leistung von mehr als 1 MW_{el} in Erwägung gezogen werden. Weiters ist auch zu erwähnen, dass Holzvergaseranlagen sowie auch Biomasseheizkraftwerke eine weitere mögliche biogene Quelle für CO₂ sind [26].

In der Theorie ist auch eine Abtrennung von Kohlendioxid aus der Umgebungsluft möglich. Allerdings hat dies den großen Nachteil, dass nur eine geringe Konzentration von CO₂ (ca. 0,03 - 0,04 Vol.-%, 300 - 400 ppm) in der Atmosphäre vorhanden ist und somit ist die Abtrennung von CO₂ aus der Umgebungsluft mit hohen Kosten und auch einem sehr großen Energieaufwand verbunden. Dabei sind je nach eingesetztem Abtrennungsverfahren etwa 320 bis 440 kJ/mol CO₂ notwendig [25]. Der Vorteil bei der CO₂-Gewinnung aus der Umgebungsluft ist die Standortunabhängigkeit.

In der folgenden Abbildung 18 ist der minimale Energieaufwand für die Abtrennung von CO₂ in Abhängigkeit der CO₂-Konzentration zu sehen.

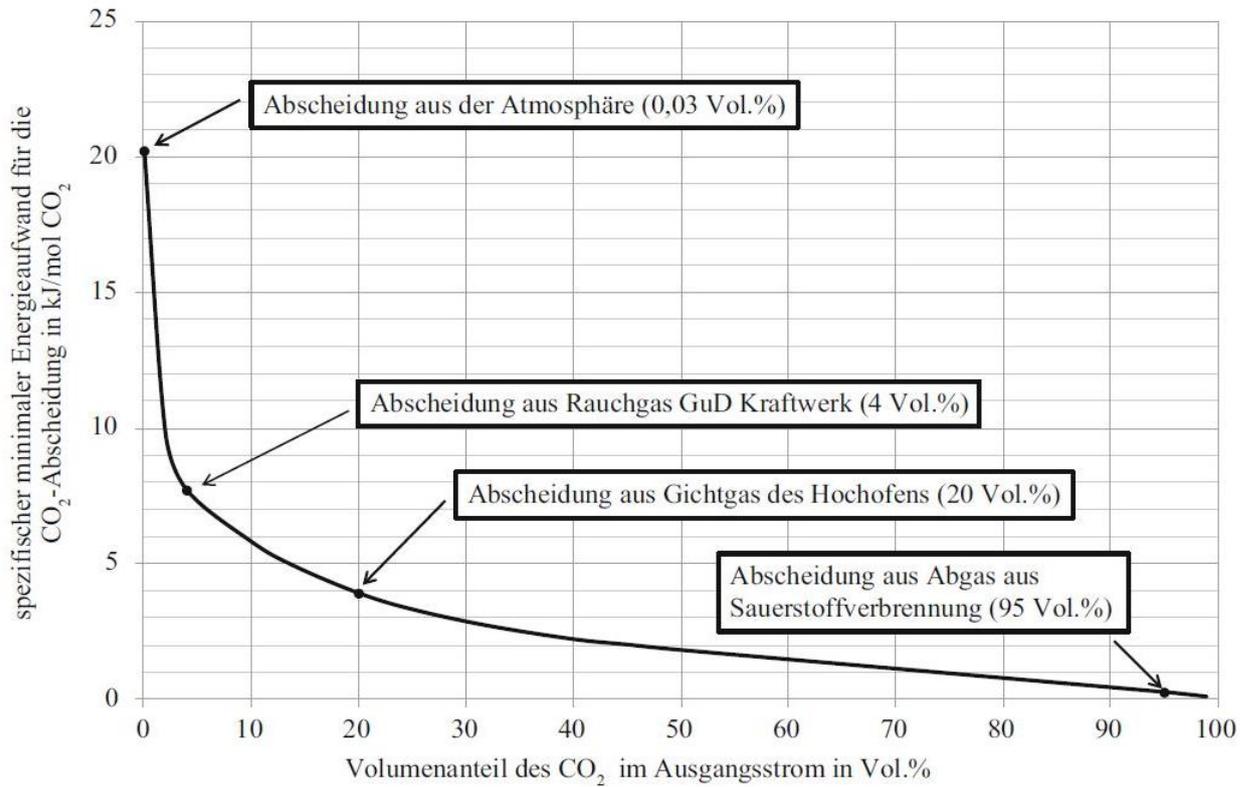


Abbildung 18: Minimaler Energieaufwand für CO₂-Abtrennung in Abhängigkeit der CO₂-Konzentration [26]

Hierbei ist es ersichtlich, dass je niedriger die CO₂-Konzentration ist umso deutlicher der Energieaufwand für die CO₂-Gewinnung ansteigt. Aus diesem Grund ist auch aus wirtschaftlichen und energetischen Aspekten der Vorzug von CO₂-Quellen mit größeren CO₂-Konzentrationen sinnvoller. Somit kann die Abtrennung von CO₂ aus der Umgebungsluft eher bei abgelegenen Standorten ohne eine geeignete CO₂-Quelle oder in Szenarien mit einer umfassenden erneuerbaren Vollversorgung eine mögliche Option sein [26].

2.5.4 Verwendung der bestehenden Erdgasinfrastruktur

Erfolgt die Erzeugung von Wasserstoff bzw. Methan nicht dort, wo die Nachfrage gegeben ist, dann ist ein Transport von den gasförmigen Energieträgern notwendig. Wie bereits erwähnt gibt es die Möglichkeit den Wasserstoff bzw. das Methan in die bestehende Erdgasinfrastruktur einzuspeisen, wobei die lokalen Qualitätskriterien (z.B. ISO 13686) beachtet werden müssen. Bei der Einspeisung von Wasserstoff ist zu beachten, dass der volumetrische Anteil von Wasserstoff max. 4 % im Erdgas betragen darf [25].

In diesem Zusammenhang wurde in Abbildung 19 die Erdgasinfrastruktur von Österreich dargestellt.

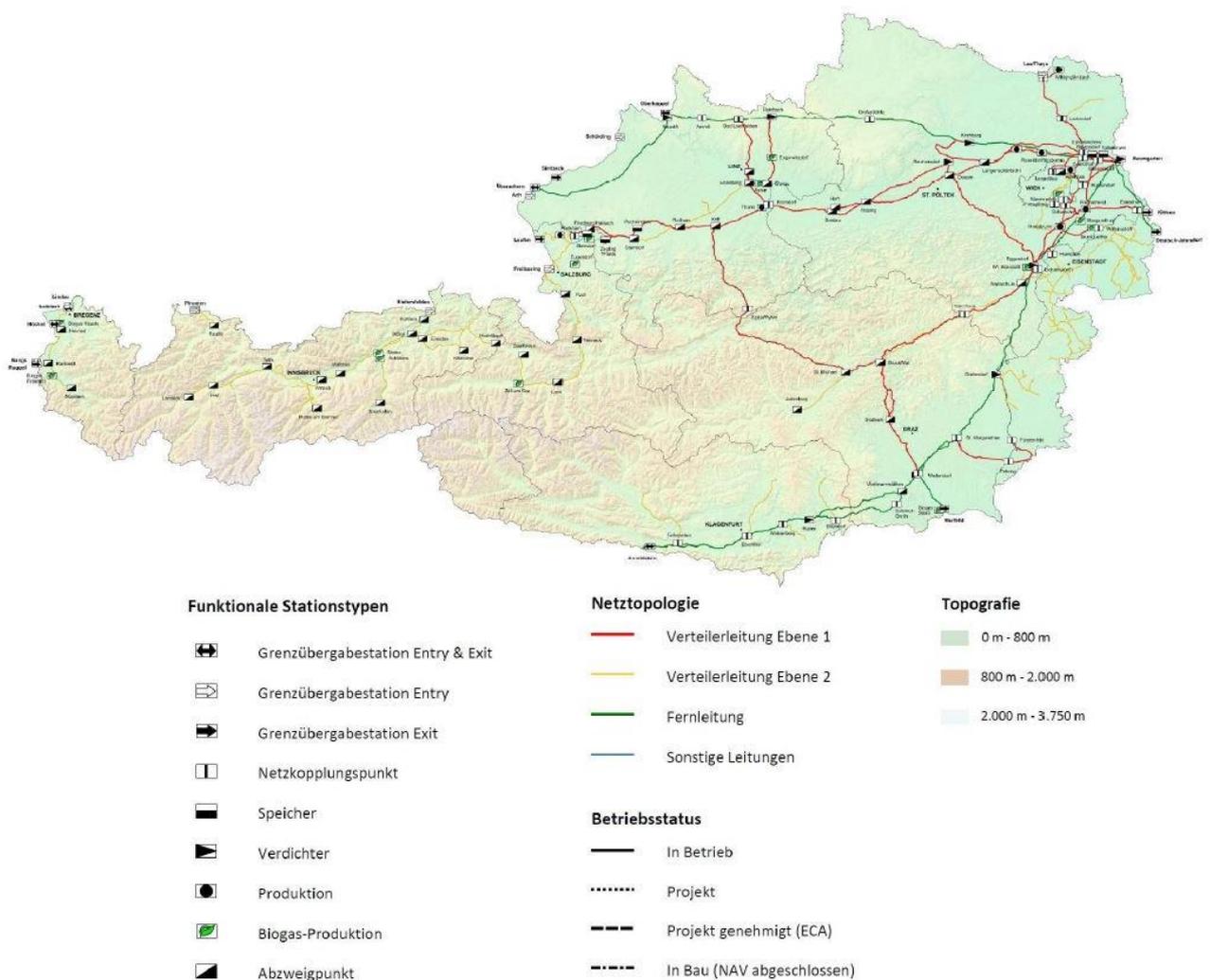


Abbildung 19: Erdgasinfrastruktur von Österreich [27]

Wegen der geologischen Gegebenheiten sind in Österreich nur Porenspeicher vorhanden, die sich insbesondere für die Abdeckung von saisonalen Bedarfsschwankungen eignen wegen ihres umfangreichen Speichervolumens. In Österreich waren zu Beginn der Liberalisierung nur die OMV und die RAG als Speicherunternehmen tätig. Über die Jahre sind dann zur OMV und RAG noch die drei Speicherunternehmen Astora, Uniper Energy Storage und GSA in Österreich hinzugekommen, wobei deren Speicherkapazitäten in der Tabelle 7 dargestellt sind [28].

Tabelle 7: Speicherkapazität für Erdgas in Österreich, Stand: 2. September 2019 [28]

Speicherunternehmen/ Speicher	Einspeicherrate in MWh/h (Anteil an gesamter Einspeicherrate)	Entnahmerate in MWh/h (Anteil an gesamter Entnahmerate)	Arbeitsgasvolumen in MWh (Anteil an gesamten Arbeitsgasvolumen)
OMV Gas Storage Schönkirchen	7.345 (21,30 %)	10.848 (24,61 %)	20.720.000 (22,32 %)
OMV Gas Storage Tallesbrunn	1.413 (4,1 %)	1.808 (4,1 %)	4.520.000 (4,87 %)
RAG Energy Storage Puchkirchen/Haag	5.876 (17,04 %)	5.876 (13,33 %)	12.204.000 (13,15 %)
RAG Energy Storage Haidach 5	226 (0,66 %)	226 (0,51 %)	181.000 (0,19 %)
RAG Energy Storage Aigelsbrunn	565 (1,64 %)	565 (1,28 %)	1.469.000 (1,58 %)
RAG Energy Storage 7Fields	1.710 (4,96 %)	2.560 (5,81 %)	4.915.000 (5,29 %)
Uniper Energy Storage 7Fields	6.082 (17,64 %)	9.123 (20,7 %)	17.515.000 (18,87 %)
Astora Haidach	3.757 (10,9 %)	4.358 (9,89 %)	10.443.533 (11,25 %)
GSA LLC Haidach	7.507 (21,77 %)	8.708 (19,76 %)	20.868.500 (22,48 %)
Summe Österreich	34480 (100 %)	44071 (100 %)	92.836.033 (100 %)

Seit 2010 wurden die Speicherkapazitäten durch den Ausbau von 7Fields, Haidach und Aigelsbrunn wesentlich erhöht. Die Steigerung des Arbeitsgasvolumens betrug von 2010 bis 2015 in etwa 81 %. Im November 2018 lag das Arbeitsgasvolumen bei 92,2 TWh aufgrund der investitionsbedingten Schließung des Speichers Thann und ist dann wieder im April 2019 auf 92,8 TWh gestiegen wegen einer Kapazitätserhöhung beim Speicher Haidach. Die Befüllung des Speichers Haidach erfolgt über das deutsche Erdgasnetz, da der Speicher noch nicht direkt an das Marktgebiet angeschlossen ist. Die Speichermenge wird dann über Import zum österreichischen Markt gebracht. Im Jahr 2019 kam es auch zu einer Umschichtung der Kapazitäten im Speicher 7Fields, wodurch zusätzlich zu Uniper Energy Storage jetzt auch RAG Energy Storage dort Speicherkapazitäten besitzt [28].

Es ist zu erwähnen, dass es auch die Möglichkeit gibt für den Transport von Wasserstoff Wasserstoffpipelines zu verwenden, die jedoch derzeit keine weite Verbreitung haben. Hauptsächlich sind Wasserstoffpipelines in Industriegebieten zu finden oder sie werden von den Firmen direkt intern genutzt. Eine eigene flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur aufzubauen wäre zwar theoretisch möglich, bringt aber auch einen großen Aufwand und hohe Kosten mit sich. Sowohl Wasserstoff, Methan als auch flüssige Kohlenwasserstoffe können mit Lastwagen oder Schiffen transportiert werden. Allerdings müssen hierfür der Wasserstoff und Methan verdichtet bzw. verflüssigt werden und dann in Drucktanks gespeichert werden, da diese eine wesentlich kleinere volumetrische Energiedichte besitzen. Der Nachteil hier ist, dass für die Verdichtung und insbesondere die Verflüssigung von H_2 und CH_4 ein hoher Energieaufwand erforderlich ist [25].

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass sich durch die Integration von PtG in das bestehende Energiesystem viele Anwendungsmöglichkeiten und in weiterer Folge folgende Vorteile ergeben [25]:

- Verbessertes Management der fluktuierenden Stromerzeugung aus EE durch die Bereitstellung eines Langzeitspeichers für Strom
- Notwendigkeit des Ausbaus vom Stromnetz wird geringer, da der Energietransport vom Stromnetz zum Gasnetz verlagert wird
- Durch die Nutzung von Wasserstoff, Methan, etc. aus erneuerbaren Quellen kann der Anteil an EE erhöht werden (insbesondere im Verkehrs- und Industriesektor)
- In schwierigen und abgelegenen Gebieten können unabhängige Energielösungen für den Strom-, Wärme- und Verkehrssektor geschaffen werden

2.5.5 (Pilot-) Projekte in Österreich

Underground Sun Storage

Das „Underground-Sun-Storage“ Projekt wurde im Jahr 2015 zur wissenschaftlichen Erforschung unterirdischer Wasserstoffspeichern initiiert. Der Konsortialführer des Projektes ist die RAG Austria AG. Als wissenschaftlicher Partner agiert die „MUL“ – Montanuniversität Leoben, welche in erster Linie für die grundlegenden Laborexperimente und Simulationen zuständig ist. Eine weitere Aufgabe der MUL besteht in der Risikobeurteilung von möglichen Gefahren der Wasserstoffspeicherung und eine Bewertung der Umweltauswirkungen. Ein weiterer wissenschaftlicher Projektpartner ist die BOKU – Universität für Bodenkultur Wien, welche durch mikrobiologische Expertise das Forschungsprojekt unterstützt. Die Beschreibung der im Untergrund ablaufenden mikrobiellen Prozesse sowie deren wirtschaftliche Nutzung wird untersucht. Die Johannes Kepler Universität in Linz übernimmt als Energieinstitut die Analyse der ökonomischen, rechtlichen und systemischen Themenschwerpunkte. Weitere Projektpartner sind die Verbund AG und Axiom. Der slowakische Marktführer Nafta auf dem Gebiet der Erdgasspeicherung unterstützt „Underground Sun Storage“ mit Reactive Transport Modelling. Das Projekt wird vom österreichischen Klima- und Energiefonds gefördert [29].

Damit Österreich vollständig energieautark sein kann, müssen entsprechend große Speichermöglichkeiten vorhanden sein. Um dieses Ziel zu erreichen geht man davon aus, dass ca. das 100-fache der potenziellen Pumpspeicherkapazität notwendig wäre. Daher sind Pumpspeicherkraftwerke sowie auch Batteriespeicher mit vergleichsweise geringen Speicherkapazitäten nicht in der Lage die Anforderungen einer Energieautarkie zu erfüllen. Das Potenzial des „Underground-Sun-Storage“ Projektes liegt nicht nur in der Speicherung der überschüssigen erneuerbarer Energie, sondern auch in der kurzfristigen Netzstabilisierung aufgrund von fluktuierender Einspeisung von erneuerbaren Stromerzeugern. Dabei wird die Energie in Form von Wasserstoff in unterirdische Lagerstätten eingespeist.

Für die Speicherung des Wasserstoffes wird eine ausgeförderte Gaslagerstätte in Oberösterreich verwendet. Die erzeugte elektrische Energie (vorwiegend aus Sonnen- oder Windkraftanlagen) wird über eine PtG-Anlage in Wasserstoff umgewandelt. Anschließend wird der Wasserstoff gemeinsam mit CO₂ in die unterirdische Erdgaslagerstätte befördert. Die Lagerstätte befindet sich in einer Tiefe von ca. 1000 Metern. In dieser Tiefe kommt es mit den vorhandenen Mikroorganismen zu einer Umwandlung durch die natürlichen geologischen „Reaktoren“. Das daraus entstandene erneuerbare Erdgas wird in der Erdgaslagerstätte gespeichert und kann bei Bedarf wieder entnommen werden.

In Abbildung 20 wird die Funktionsweise des „Underground-Sun-Storage“ Projektes grafisch dargestellt. Daraus resultiert, dass der Methanisierungsprozess sowie die Speicherung auf natürlichem Weg erfolgt und dies führt zu einem nachhaltigen Kohlenstoffkreislauf. Ein weiterer wesentlicher Vorteil dieser Technologie ist die Möglichkeit der Nutzung des vorhandenen Gasnetzes (Pipelines) und der ausgeförderten Erdgaslager. Das synthetisch hergestellte Erdgas kann nach der Umwandlung in den Erdgaslagerstätten, beispielsweise in den Sommermonaten, zwischengespeichert werden. Das Erdgaslager in Oberösterreich hat eine Energiespeicherkapazität von 66 TWh. Der Gasbedarf von Österreich liegt bei ca. 95 TWh [30]. Daraus ergibt sich, dass knapp 70 % des Erdgasbedarfs in diesem Speicher eingelagert werden können. Vergleicht man diesen Wert mit dem Speichervolumen von allen Pumpspeicherkraftwerken in Österreich mit 0,14 TWh, so wird schnell ersichtlich, dass es sich hierbei um ein enormes Potenzial handelt [31].

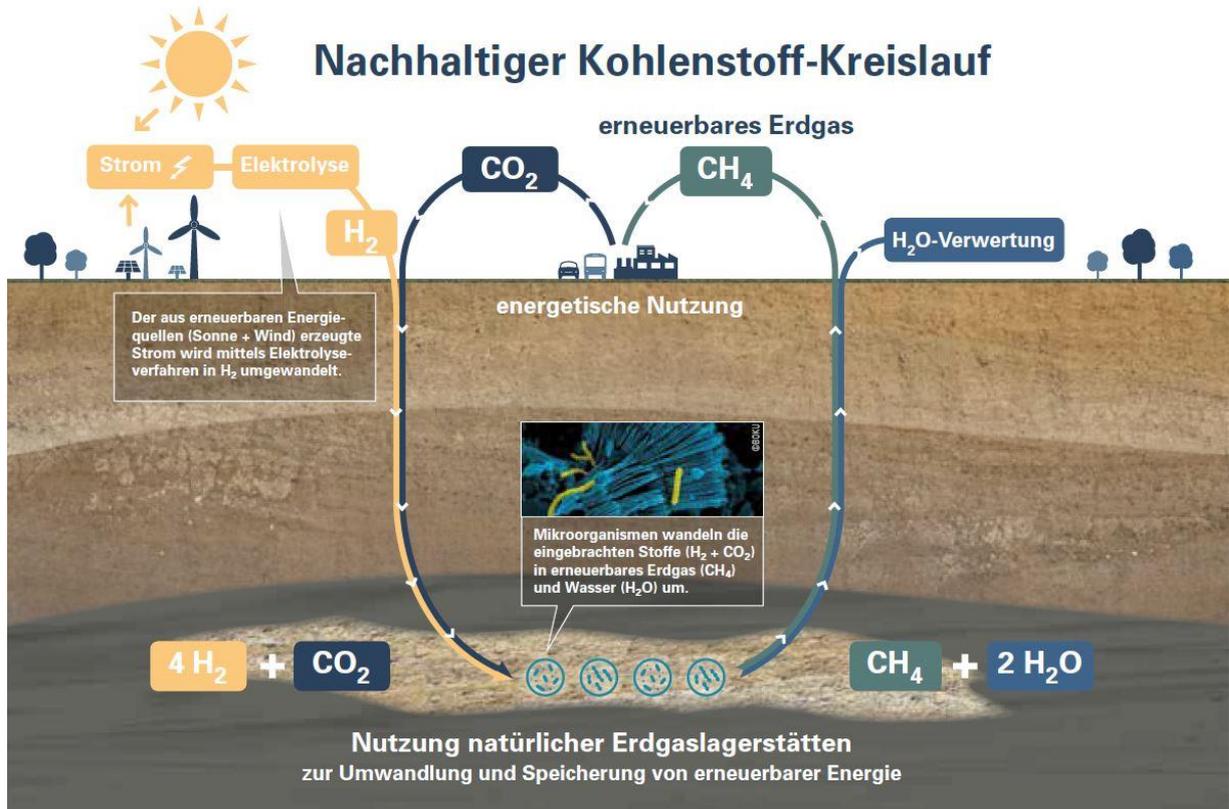


Abbildung 20: Funktionsweise des Underground-Sun-Storage-Projektes [31]

Eine weitere wichtige Erkenntnis lieferte die Untersuchung der Beeinflussung des unterirdischen Reservoirs in Bezug auf das poröse Gestein. Dabei zeigte sich, dass es keine negative Beeinflussung auf die Integrität der porösen Gasspeicher gibt [31].

Unter anderem zeigte sich folgendes Verhalten [31]:

- Keine Migration aus dem Reservoir
- Keine Veränderung des Speichergesteins
- Mikrobielle Prozesse können gesteuert werden

Wind2Hydrogen

Bei der Pilotanlage „Wind2Hydrogen“ handelt es sich um eine Power-to-Gas Anlage, welche am 19. August 2015 in Österreich realisiert wurde. Der Bau der Anlage wurde in Auersthal (Niederösterreich) durchgeführt und wird von der OMV als Pilotanlage für den experimentellen Betrieb errichtet, bei dem zukünftige Geschäftsfälle aus der Sicht des Erdgasnetzbetreibers aber auch stromseitig simuliert werden können. Der OMV-Standort in Auersthal wurde gewählt, da hier eine geografisch nahe Anbindung an das Erdgasnetz vorliegt. Die Anlage besitzt eine Leistung von 100 kW. Ein weiteres Ziel dieses Projektes ist es den erzeugten Wasserstoff in das Erdgasnetz der OMV einzuspeisen, um dabei wertvolle Erfahrungen gewinnen zu können. Um sich besser auf einen großen Rollout vorbereiten zu können, werden auch nähere Betrachtungen aus wirtschaftlicher sowie auch ökologischer Sicht gestellt. Als Projekt- und Innovationspartner hat sich die OMV unter anderem mit dem Konsortium EVN, Fronius International und HyCentA Research zusammengeschlossen. Weiters ist auch das Energieinstitut der Johannes Kepler Universität Linz an dem Projekt beteiligt [32].

In der Abbildung 21 ist der schematische Aufbau von Wind2Hydrogen ersichtlich:

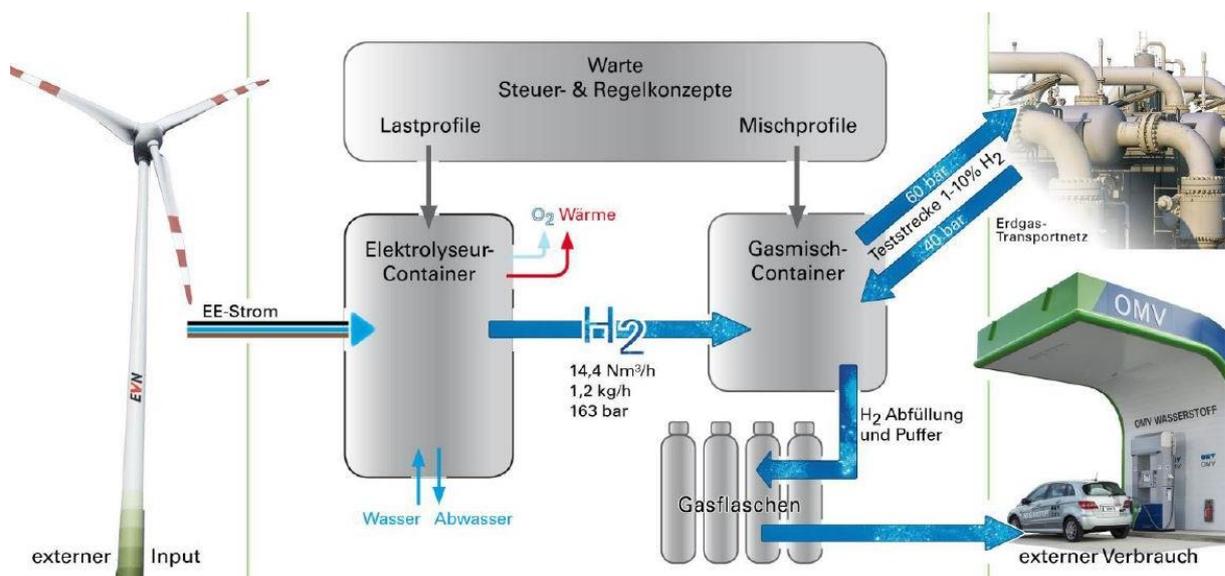


Abbildung 21: Schematischer Aufbau von Wind2Hydrogen [33]

Das neuartige und innovative Elektrolyse-Verfahren auf Basis eines Hochdruck-PEM-Elektrolyseurs wurde von Fronius International GmbH im Zuge des Projektes Wind2Hydrogen vorgestellt und wird hier zum Einsatz kommen. Hierbei erfolgt eine Verdichtung des Wasserstoffes bereits im Prozess. Der Elektrolyseur kann dabei Wasserstoff mit 163 bar (hochrein) erzeugen. Für die Einspeisung in das Hochdruck-Gasnetz ist der hohe Wasserstoffdruck dringend erforderlich. Der Elektrolyseur wird dabei in einen Stahlbetoncontainer eingebaut und ermöglicht dadurch eine kompakte Bauweise [34].

Die Komponenten, die im besagten Stahlbetoncontainer untergebracht sind, sind in der folgenden Abbildung 22 dargestellt:

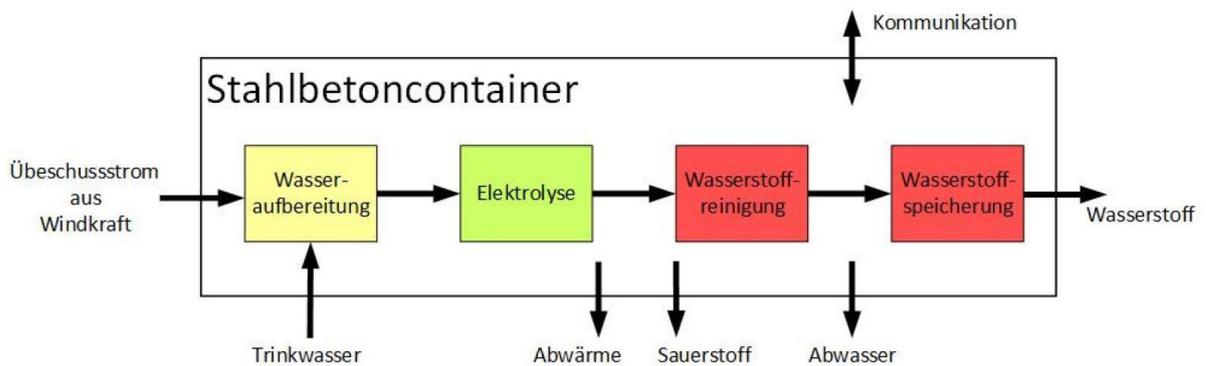


Abbildung 22: Komponenten des Elektrolyseurs im Stahlbetoncontainer [34]

Der Elektrolyseur besteht dabei aus zwölf Hochdruck-PEM-Elektrolysemodulen. Die PEM-Elektrolyse wurde gewählt, da diese Technologie mit fluktuierenden Stromquellen (= Erneuerbare Energien) sehr gut umgehen kann und zudem ein sehr hoher Druck auf der Wasserstoffproduktgasseite erzeugt werden kann. Ein weiterer wesentlicher Punkt in der Konzeptionierung des Projektes war eine Schnittstelle zur Anbindung der Wind2Hydrogen-Anlage an die bestehende Infrastruktur der OMV. Als Schnittstellen können unter anderem die elektrische Anschlussleitungen, Trinkwasserleitungen, Kommunikation und die Wasserstoffleitungen des Endproduktes genannt werden. Die anfallende Abwärme sowie der entstehende Sauerstoff werden im Pilotprojekt nicht weiterverwendet [32], [34].

Die Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Wasserstoff in die Gasinfrastruktur sind in Abbildung 23 ersichtlich.

Aktuelle Rahmenbedingungen (4vol% H₂)
→ ca. 300 Mio m³ p.a. H ₂ im Erdgasnetz
→ Speicherbare H ₂ Energie 1.500 GWh
P2G-Anlagen von ca. 170 MW installierter Leistung <i>(Entspricht 1.700 w2h Anlagen)</i>

Abbildung 23: Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Wasserstoff in die bestehende Erdgasinfrastruktur [33]

Eine Beimischung von Wasserstoff von max. 4 vol% ist in Österreich zulässig. Aus technischer Sicht wäre bei einigen Anwendungen eine höhere Beimischung möglich, dies kann aber zu Problemen bei den Endverbrauchern führen. Wie in Abbildung 23 ersichtlich, ergibt sich daraus ein Potenzial von 300 Mio. m³ p.a. Wasserstoff mit einer speicherbaren Energie von 1500 GWh im Erdgasnetz [33].

2.6 Kopplung von Strom- und Verkehrssektor

Im Verkehrssektor wird speziell die Elektromobilität, sowie auch Wasserstoff und weitere synthetisch erzeugte flüssige Kohlenwasserstoffe mittels Power-to-Liquids als möglicher Lösungsansatz betrachtet. Obwohl der elektrische Schienenverkehr auch den Strom- und Verkehrssektor koppelt, wird auf diesen hier nicht eingegangen, da wegen des fehlenden integrierten Speichers kein Lastenausgleich möglich ist.

2.6.1 Elektromobilität

Durch die Elektromobilität ist eine direkte Kopplung zwischen dem Strom- und Verkehrssektor möglich. Wie in der Abbildung 24 zu sehen ist, wird mit der Elektromobilität die größte Effizienzsteigerung möglich sein, da der Elektroantrieb einen Wirkungsgrad von 70-80 % besitzt und ein konventioneller Verbrennungsmotor lediglich einen Wirkungsgrad von 20-30 % aufweist. Aus diesem Grund ist der Elektroantrieb um den Faktor 3-4 besser als ein Verbrennungsmotor und braucht dementsprechend weniger Energie [10].

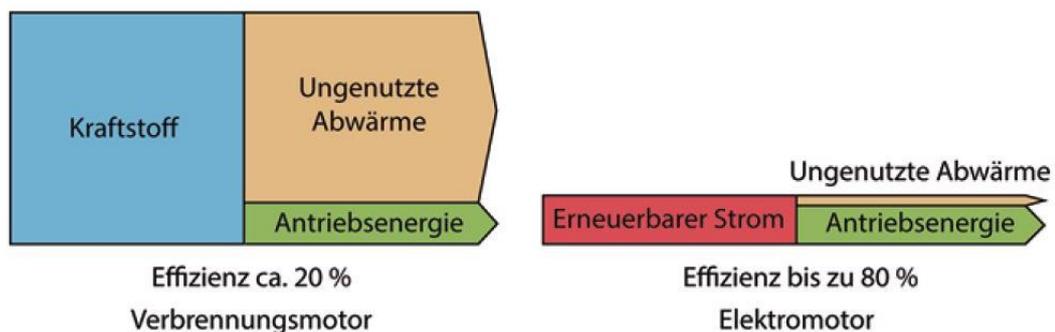


Abbildung 24: Grafischer Vergleich der Wirkungsgrade zwischen Elektromobilität und konventionellen Verbrennungsantrieb [10]

Allerdings ist diese Effizienzsteigerung nur möglich, wenn EE-Strom für die Elektromobilität verwendet wird. Die Nutzung von Strom aus fossilen Rohstoffen ist nicht sinnvoll, da die konventionelle Stromerzeugung einen niedrigen Wirkungsgrad hat und somit den Gesamtwirkungsgrad der Elektromobilität erheblich senken würde [10].

2.6.1.1 Ladekonzepte

Unidirektionales Laden

Beim unidirektionalen Laden, oder auch als Grid-to-Vehicle (G2V) bezeichnet, wird elektrische Energie aus dem Stromnetz bezogen und in Elektroautos gespeichert. Dabei wird zwischen folgenden Lademöglichkeiten unterschieden [35]:

- **Nutzergesteuertes Laden**
Hier wird die Fahrzeugbatterie direkt beim Anschluss an das Stromnetz geladen. Dies bedeutet, dass der Nutzer über den Zeitpunkt sowie auch die Dauer der Ladung entscheidet. Dabei erfolgt die Steuerung durch den Nutzer mittels Eingabe im Elektroauto oder am Ladepunkt. Bei der Ladestation müssen die Informationen über die maximal verfügbare Ladeleistung vorliegen.
- **Netzgesteuertes Laden**
Im Gegensatz zum nutzergesteuerten Laden wird hier die aktuelle Netzsituation berücksichtigt, wodurch bei einer drohenden Netzüberlastung die Ladeleistung gedrosselt wird oder das Laden des Elektroautos auf einen späteren Zeitpunkt verschoben wird. Damit es hierbei zu keinen Einschränkungen für die Kunden kommt, ist eine Ladestrategie notwendig, die auf Basis der Kundenanforderungen des Netzgebiets konzipiert ist. Darüber hinaus ist auch die Kommunikation mit dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) notwendig, welches den Strom zum Laden des Elektroautos liefert.
- **Erzeugungsgesteuertes Laden**
Das erzeugungsgesteuerte Laden basiert auf dem nutzergesteuerten und netzgesteuerten Laden. Der Hauptanwendungszweck des erzeugungsgesteuerten Ladens ist für den Ausgleich der volatilen Erneuerbaren Energien, wie beispielsweise Solar- und Windkraftanlagen. Dabei ist es wichtig, dass sämtliche Informationen bezüglich Netzsituation bzw. Netzlast und Erzeugungsmix (speziell EE) vorhanden sind, damit der Ladevorgang entsprechend an die Situation der Stromerzeugung aus EE angepasst werden kann. Die Steuerung muss hierbei in der Lage sein im Falle von Netzengpässen, wie beispielsweise Kraftwerksausfälle oder geringere EE-Einspeisung als vorher prognostiziert, den Ladevorgang anhand der erstellten Ladestrategie abubrechen.

Bidirektionales Laden

Im Gegensatz zum unidirektionalen Laden ist beim bidirektionalen Laden, oder auch als Vehicle-to-Grid (V2G) bezeichnet, auch die Rückspeisung von Strom aus der Batterie des Elektroautos in das Stromnetz vorgesehen. Allerdings existiert dieses Konzept derzeit nur in der Theorie, da unter anderem die Besitzer von Elektroautos den Zugriff auf die Fahrzeugbatterie nicht zulassen aufgrund der Befürchtung, dass es dadurch zur Verringerung der Lebensdauer der Fahrzeugbatterie kommt. Aus diesem Grund ist für V2G eine Abstimmung des Einsatzes in Bezug auf die Auswirkung auf die Batterielebensdauer notwendig sowie auch eine für diesen Zweck ausgelegte entsprechende Kommunikations- und Ladeinfrastruktur. Wenn diese Erfordernisse geschaffen sind wird es möglich sein mit dem bidirektionalen Laden die Fluktuationen beim Stromangebot und der Stromnachfrage auszugleichen. Allerdings muss die Anzahl der Elektroautos ausreichend groß sein, um mit der daraus resultierenden Speicherkapazität eine wirtschaftlich sinnvolle Netzunterstützung zu ermöglichen [35].

2.6.2 Power-to-Liquids (Flüssige Kohlenwasserstoffe)

Eine weitere Möglichkeit den Verkehrssektor mit dem Stromsektor zu koppeln besteht in der Speicherung des Stroms in Form von chemischer Energie, die in weiterer Folge für den Verkehrssektor als Kraftstoff dient. Insbesondere bei Verkehrsbereichen, bei denen der direkte Einsatz von Strom schwer realisierbar ist, könnten gasförmige und flüssige Kraftstoffe eine gute Option darstellen (Power-to-Gas als Stromkraftstoff und Power-to-Liquids).

Die Energie der Sonnenstrahlung wird schon seit der Urzeit durch die Photosynthese in Form von Biomasse gespeichert. Biomasse zählt somit zu der ältesten und bekanntesten Form des Power-to-Liquids-Speichersystems. Energiepflanzen, wie beispielsweise Raps oder Mais, als auch Holz und Reststoffe (Stroh, Ernteabfälle, Gülle, etc.) können in eine andere Energieform umgewandelt werden. Die so gewonnene Energieform aus erneuerbarer Biomasse kann beispielsweise als Wärme, Kälte, Strom und flüssiger/fester Kraftstoff (Biodiesel, Pflanzenöle) genutzt werden [10], [36]. Bei der Nutzung von Biomasse als Energieträger entstehen ebenfalls THG-Emissionen, allerdings sind hier die Emissionen nicht größer als die Pflanzen davor während des Wachstums aus der Atmosphäre entnommen haben. Aus diesem Grund spricht man hier von einem neutralen CO₂-Kreislauf. Im Gegensatz dazu wird bei der fossilen Biomasse Kohlenstoff gespeichert, welcher in lange vergangenen Erdzeitaltern aus dem CO₂-Kreislauf entnommen wurde. Dadurch kommt es bei der Verbrennung in Form von fossilen Energieträgern (Öl, Gas, Kohle) zu einer Störung der heutigen Atmosphäre, was wiederum zum Klimawandel führt [36]. Allerdings ist eine synthetische Nachbildung mittels Power-to-Liquids und Power-to-Gas erforderlich, weil das weltweit nachhaltig verfügbare Potenzial von Biomasse nicht ausreichend ist, um den Energiebedarf abzudecken und die fossilen Energieträger komplett zu ersetzen [10].

Um den Energiesektor zu dekarbonisieren ist nicht nur Gas (Wasserstoff oder Methan) von wichtiger Bedeutung, sondern auch flüssige und feste, fossile Energieträger müssen ersetzt werden. Elektrische Akkumulatoren sowie auch Wasserstoff sind für jene Anwendungen (Schifffahrt, Luftfahrt, Arbeitsmaschinen und Schwerlast-Langstreckenverkehr), die beim Kraftstoff eine hohe volumetrische Energiedichte brauchen, keine Alternative. Bei Power-to-Liquids muss grundsätzlich Kohlenstoff eingebunden werden, welcher aus CO₂ oder aus der Vergasung von Biomasse stammt. Dabei zählen unter anderem Methanol, Benzin, Diesel und Kerosin als Zielprodukte von Power-to-Liquids [10].

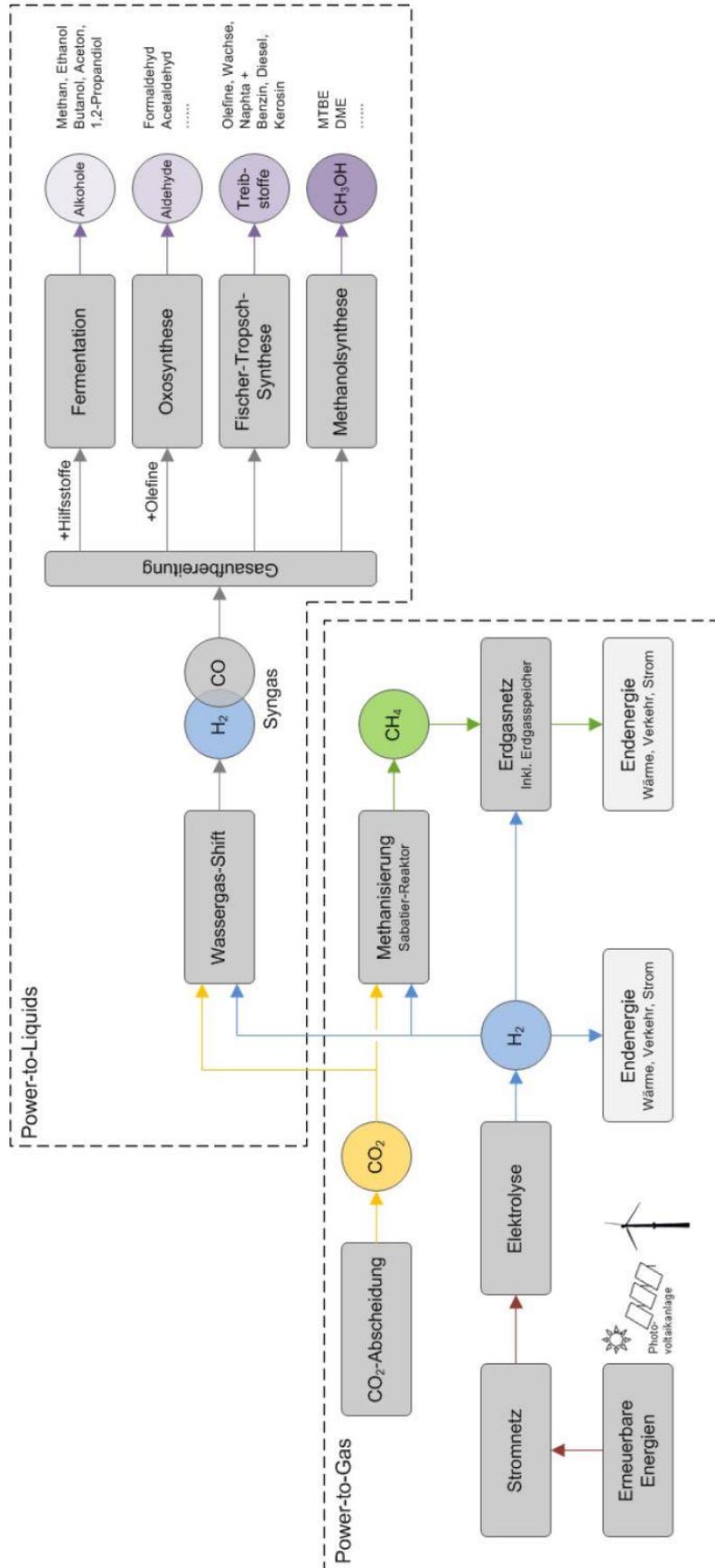


Abbildung 25: Darstellung des Zusammenhangs zwischen Power-to-Liquids mit Power-to-Gas [25]

In der obigen Abbildung 25 ist ersichtlich, dass die PtL-Technologie auf der PtG-Technologie basiert, wobei bei der PtL-Technologie keine Methanisierung durchgeführt wird. Des Weiteren ist auch ersichtlich, dass bei PtL nach der Gasaufbereitung unterschiedliche Weiterverarbeitungsprozesse (Fischer-Tropsch-Synthese, Methanolsynthese, Oxosynthese und Fermentation) zur Verfügung stehen, um damit beispielsweise Methanol, Benzin, Kerosin, etc. herzustellen. Man kann also sagen, dass es sich bei Power-to-Liquids um ein Speichersystem handelt, bei dem durch Einsatz von Strom Wasserstoff erzeugt wird und in weiteren Prozessschritten zu flüssigen Kohlenwasserstoffen synthetisiert. In dieser Arbeit wird dabei auf die Methanolsynthese und auf die Fischer-Tropsch-Synthese eingegangen.

Fischer-Tropsch-Synthese:

Bei der Fischer-Tropsch-Synthese handelt es sich um eine bereits großindustriell eingesetzte Technologie um flüssige Kohlenwasserstoffe zu produzieren. In der Abbildung 26 ist der schematische Aufbau der Fischer-Tropsch-Synthese dargestellt:

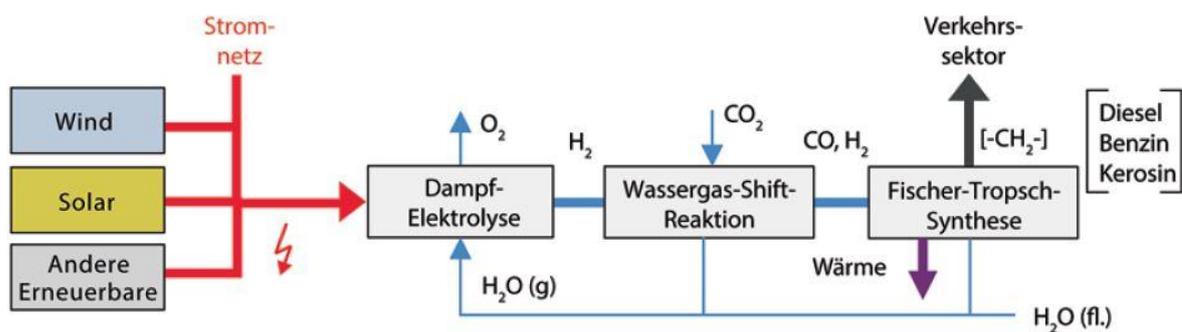
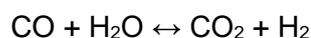
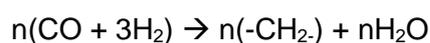


Abbildung 26: Schematischer Aufbau der Fischer-Tropsch-Synthese [10]

Nach der Elektrolyse erfolgt hier die Herstellung des Synthesegases (H₂ + CO) mit Wasserstoff und Kohlendioxid über die Wassergas-Shift-Reaktion [25]:



Dabei wird mit der reversen Wassergas-Shift-Reaktion CO₂ durch Zugabe von Wasserstoff zu CO reduziert. Das auf diese Weise erzeugte Synthesegas ist dann der Ausgangspunkt für die Fischer-Tropsch-Synthese, die allgemein mit folgender Reaktionsgleichung abläuft [25]:



Es werden Festbett- oder Dreiphasen-Reaktoren für die Synthese eingesetzt und je nach Zielprodukt mit Niedertemperatur (200 bis 220 °C) oder Hochtemperatur (250 bis 300 °C) gearbeitet. Die Bestimmung der Hauptprodukte erfolgt durch die Katalysatorwahl, der hauptsächlich auf Cobalt, Eisen, Nickel oder Ruthenium basiert. Es werden hauptsächlich Treibstoffe wie Benzin, Kerosin oder Diesel mit der Fischer-Tropsch-Synthese erzeugt, aber auch Wachse, Olefine und Naphtha werden produziert [25]. Obwohl die erzeugten Flüssigkraftstoffe durch die Fischer-Tropsch-Synthese in vielen Anwendungen zum Einsatz kommen können, haben diese aus heutiger Sicht ein Alleinstellungsmerkmal in der Luftfahrt.

Methanolsynthese:

Die Gewinnung von Methanol erfolgt hauptsächlich über fossile Energieträger (Kohle oder Methan). Mit der Methanolsynthese ist es möglich Methanol nachhaltig mit EE zu erzeugen und dieses in der chemischen Industrie als Rohmaterial zu nutzen, um somit die fossilen Energieträger zu substituieren [10].

In der Abbildung 27 ist der schematische Aufbau von der Methanolsynthese dargestellt:

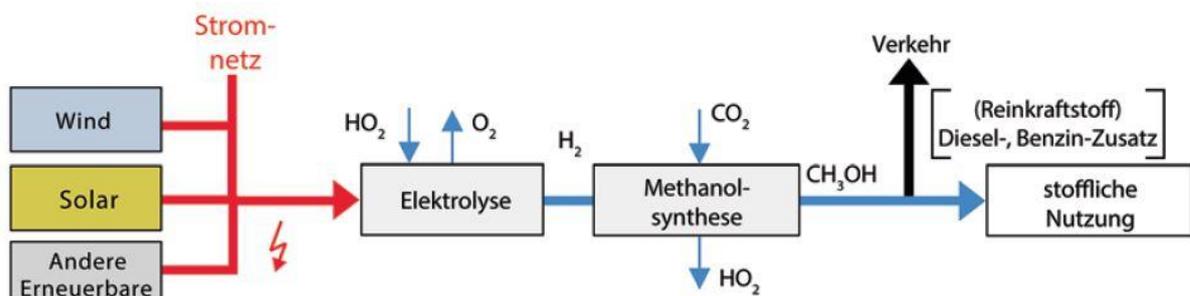
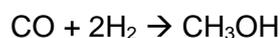


Abbildung 27: Schematischer Aufbau der Methanolsynthese [10]

Bei der Methanolsynthese wird das gewonnene Synthesegas aus der Wassergas-Shift-Reaktion zu Methanol (CH₃OH) über folgende Gleichung umgewandelt [25]:



Dabei erfolgt die Umwandlung zu Methanol bei Temperaturen zwischen 230 und 270 °C. Methanol kann in weiterer Folge als Ausgangsstoff für die Produktion anderer Produkte (wie z.B. Dimethylether) dienen oder er findet seinen Einsatz als Treibstoff (beispielsweise in Brennstoffzelle). Darüber hinaus können auch Formaldehyde, Methyl-tertiär-butylether (MTBE), Ethylen, etc. hergestellt werden [25].

Im Vergleich zur Fischer-Tropsch-Synthese hat die Methanolsynthese den Vorteil, dass sie einen größeren Wirkungsgrad hat sowie auch eine größere Selektivität. Bei der Fischer-Tropsch-Synthese werden unterschiedliche flüssige Kohlenwasserstoffe erzeugt, bei denen auch eine Kraftstoffaufbereitung notwendig ist. Methanol hat den Nachteil, dass es toxisch ist. Da bei Methanol aus mikrobiologischer Sicht ein leichter Abbau möglich ist als bei Erdöl und Methanol auch wasserlöslich ist, wäre auch der Einsatz als Energieträger bei der Schifffahrt eine Möglichkeit [10].

2.7 Power-to-Chemicals

Es werden momentan nach wie vor überwiegend fossile Rohstoffe, wie Erdöl, Erdgas oder Kohle, zum Synthetisieren von wasserstoffbasierten chemischen Grundstoffen genutzt. Mit Power-to-Chemicals (PtCh) ist es möglich chemische Grundstoffe herzustellen durch den Einsatz von EE-Strom für die Elektrolyse und die weiteren darauffolgenden Prozesse. Somit wird bei PtCh nicht auf fossile Energieträger zurückgegriffen. Mit PtCh ist es möglich den Stromsektor mit dem Chemiesektor zu koppeln. Hierbei zählt Ethylen zum bedeutendsten und am meisten nachgefragten chemischen Grundstoff, wobei unter anderem auch Propylen und Ammoniak mittels PtCh synthetisch hergestellt werden und in weiterer Folge als Ausgangsstoff für weitere Prozesse dienen [37] [38].

Die bereits in den vorherigen Kapiteln beschriebenen Verfahren von Power-to-Gas, Power-to-Liquids, Power-to-Fuels sowie auch Power-to-Chemicals haben alle gemeinsam, dass stoffliche Energieträger hergestellt werden und dabei bei allen Verfahren der erste Schritt die Wasserelektrolyse mittels EE ist. Die einzige Ausnahme hierbei ist das PtX-Verfahren Power-to-Heat. Aus diesem Grund wurde die Abbildung 28 herangezogen, um eine grafische Darstellung der Zusammenhänge bzw. der Unterschiede der PtX-Technologien für die Herstellung stofflicher Energieträger als Gesamtsystem zu ermöglichen.

3 Energiespeicher in der Sektorkopplung

3.1 Definitionen

Energiespeicher:

„Ein Energiespeicher ist eine energietechnische Anlage zur Speicherung von Energie in Form von innerer, potentieller oder kinetischer Energie. Ein Energiespeicher umfasst die drei Prozesse Einspeichern (Laden), Speichern (Halten) und Ausspeichern (Entladen) in einem Zyklus. Diese werden physikalisch in Form von Energiewandlern (Ein- und Ausspeichern), einer Speichereinheit (Halten) und Hilfsaggregaten realisiert, weshalb die gesamte Anlage auch als Energiespeichersystem bezeichnet wird [10].“

Energieträger:

„Ein Energieträger ist ein Stoff, der Energie gespeichert hat. Er befindet sich in der Speichereinheit eines Energiespeichers [10].“

3.2 Unterkategorien von Energiespeichern

Die Energiespeicher können entweder in primäre und sekundäre Energiespeicher oder auch in sektorale und sektorübergreifende Energiespeicher unterteilt werden.

Primäre und sekundäre Energiespeicher

Bei primären Energiespeichern kann das Ein- und Ausspeichern nur einmalig erfolgen, wie beispielsweise bei fossilen Energieträgern. Fossile Energieträger können z.B. in Erdgasspeichern oder Erdöllagern gelagert werden. Über die Photosynthese erfolgt das Einspeichern zu Biomasse und nach einem langen Zeitraum wird sie zum fossilen Energieträger umgeformt. Durch Verbrennen der fossilen Energieträger kommt es zum einmaligen Ausspeichern. Darüber hinaus werden Batterien ebenso zu den primären Energiespeichern dazugezählt.

Im Gegensatz zu den primären Energiespeichern können sekundäre Energiespeicher mehrmalig geladen und entladen werden, wie beispielsweise Kondensatoren, Spulen, Akkumulatoren, Pumpspeicherkraftwerke, Kraftstofftanks, etc. Dabei kann das Einspeichern beispielsweise über Power-to-Gas, Power-to-Heat, etc erfolgen und das Ausspeichern kann mehrmals über entsprechende Technologien durchgeführt werden [10].

Sektorale und sektorübergreifende Energiespeicher

Sektorale Energiespeicher kommen nur in einem Sektor (z.B. Strom-, Wärme- oder Verkehrssektor) zum Einsatz. Das Ein- und Ausspeichern erfolgt bidirektional im gleichen Energiesektor. Beispiele für sektorale Speicher wären unter anderem die Pumpspeicher im Stromsektor oder Warmwasser-Pufferspeicher im Wärmesektor [39].

Im Gegensatz zu sektoralen Energiespeichern kann der Einsatz von sektorübergreifenden Energiespeichern auch in mehreren Sektoren stattfinden. Weiters kann auch das Ein- und Ausspeichern in mehreren Sektoren erfolgen. Beispiele für sektorübergreifende Speicher wären unter anderem Power-to-Heat oder Power-to-Gas [39].

3.3 Technologische Einteilung von Energiespeichern

Mit Hilfe von Energiespeichern ist eine Flexibilisierung der Erzeugung, aber auch eine zeitliche Verschiebung der Lasten möglich. Energiespeicher sind wichtige Komponenten für die Systemsicherheit und -stabilität und sind notwendig, um eine Optimierung sowohl in als auch über den Sektoren zu ermöglichen.

Da jeder Pfad der Sektorkopplung Energiespeicher benötigt und der Technologiereifegrad als auch die Kosten von den Speichern stark variieren, werden deshalb in diesem Kapitel alle Arten von Energiespeichern beschrieben.

3.3.1 Elektrische Energiespeicher

Bei elektrischen Energiespeichern wird die elektrische Energie ohne Umwandlung gespeichert. Hierbei zählen Superkondensatoren und supraleitende magnetische Energiespeicher (auf Englisch: Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES) zu den elektrischen Energiespeichern. Bei Superkondensatoren handelt es sich um Kondensatoren mit einer elektrochemischen Doppelschicht auf Elektroden, die in einem Elektrolyten eingetaucht sind. Dabei speichern Superkondensatoren die Energie beim Anlegen einer Spannung zwischen den Elektroden und dem Elektrolyten. Im Gegensatz zu den Akkumulatoren kommt es hier nicht zu einer chemischen Stoffänderung, sondern nur zu einer Verschiebung der Ladung. Die Energiedichte von Superkondensatoren ist viel größer als die von anderen Kondensatoren und wesentlich kleiner als jene von den Batterien [40] [41].

Bei supraleitenden Energiespeichern wird die Energie in einem Magnetfeld gespeichert, welches beim Durchfließen von Gleichstrom durch eine supraleitende Spule entsteht. Allerdings ist hier selbst bei sehr hohen Magnetfeldern die Energiedichte relativ gering. Ein weiterer Nachteil der SMES sind auch die auftretenden Stand-by-Verluste beim Kühlen der Spule durch die Kühlanlage. Aus diesem Grund sind SMES nicht geeignet Energie über eine längere Zeit zu speichern [42] [41].

3.3.2 Elektrochemische Energiespeicher

Zu den elektrochemischen Energiespeichern zählen Akkumulatoren (oder auch als Sekundärbatterien bezeichnet), welche galvanische Elemente darstellen. Anders als bei gewöhnlichen Batterien (Primärbatterien) ist bei Akkumulatoren eine Wiederaufladung möglich. Die Spannung von der Sekundärbatterie hängt vom elektrochemischen Potenzialunterschied der Elektroden ab. Dabei bestehen die Elektroden aus unterschiedlichen Materialien und sind meistens in einen Elektrolyten eingetaucht. Die Trennung der Elektroden erfolgt durch einen Separator, welcher nur bestimmte Teilchen durchlässt. In einem elektrochemischen Prozess kommt es zum Umbau der chemischen Verbindungen und auf diese Weise ist das Speichern bzw. Entladen der Energie möglich [43].

3.3.2.1 Blei-Säure-Batterien

Der Einsatz von Blei-Säure-Batterien findet in vielen Anwendungen statt, da diese Technologie seit langer Zeit bekannt und somit auch bereits ausgereift ist. Dabei wird meistens verdünnte Schwefelsäure als Elektrolyt eingesetzt. Blei-Säure-Batterien werden beispielsweise im Automobilsektor als Starterbatterien oder auch im stationären Bereich als Pufferspeicher für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung eingesetzt [43].

Die Eigenschaften von Blei-Säure-Batterien sind [43]:

- Energiespeicherdichte von 20 – 50 Wh/kg
- Wirkungsgrad zw. 80 und 90 %
- Selbstentladungsrate von 2 – 5 % pro Monat
- Zyklenzahl von 200 - 2000
- Lebensdauer zw. 10 und 12 Jahren
- Kein Memoryeffekt bei Ladung von Teilmengen
- Einsatz im Temperaturbereich zw. -20 °C – 45 °C
- Lange Ladungsdauer (14 – 16 Stunden)

3.3.2.2 Nickelbasierte Akkumulatoren

Zu den nickelbasierten Akkumulatoren zählen Nickel-Cadmium- sowie auch Nickel-Metallhydrid-Akkumulatoren.

Die Eigenschaften von Nickel-Cadmium-Akkumulatoren (NiCd-Akku) sind [43]:

- Energiedichte von 25 – 80 Wh/kg
- Wirkungsgrad ca. 70 %
- Selbstentladungsrate von 5 – 20 % pro Monat
- Zyklenzahl von 1000 - 4000
- Schnelle Ladezeit von ca. 1 Stunde
- Hohe Lebensdauer
- Große Anzahl an Tiefentladungszyklen (kein Schaden bei vollständiger Entladung)

Jedoch haben Nickel-Cadmium-Akkumulatoren einen großen Nachteil wegen des giftigen Cadmiums und der giftigen Kalilauge (Elektrolyt), was wiederum zu einer teuren und aufwändigen Herstellung führt. NiCd-Akkus kommen beispielsweise in der Luftfahrt als Starterbatterien oder auch in der Notstromversorgung zum Einsatz. Darüber hinaus werden sie auch im Konsumbereich als Knopfzellen für diverse Anwendungen eingesetzt. In den letzten Jahren wurden die NiCd-Akkus immer mehr von den Nickel-Metallhydrid-Akkus (NiMH-Akku) verdrängt, aufgrund der EU-Richtlinie aus dem Jahr 2006, bei der Akkumulatoren mit mehr als 0,002 Massenanteil an Cadmium verboten sind. Die NiMH-Akkus haben keine giftigen Inhaltsstoffe, da hier Wasserstoff statt Cadmium eingesetzt wird. NiMH-Akkus finden ihren Einsatzbereich bei Notbeleuchtungssystemen, wobei sie im Konsumbereich nahezu vollständig durch die Lithium-Ionen-Akkumulatoren ersetzt wurden [43].

Zu den Eigenschaften der NiMH-Akkus zählen [43]:

- Energiedichte von 55 – 120 Wh/kg
- Wirkungsgrad ca. 70 %
- Selbstentladungsrate von ca. 30 % pro Monat
- Zyklenzahl von 300 - 800
- Einsatz im Temperaturbereich zw. 0 – 50 °C
- Schnelles Be- und Entladen möglich
- Einfacher zu entsorgen
- Anfälliger gegenüber Überladung, Überhitzung und falscher Polung

3.3.2.3 Lithium-Ionen-Akkumulator

Die Lithium-Ionen-Akkumulatoren gibt es seit den 1990er Jahren auf dem Markt und Ihre Anwendung findet man vor allem in der Konsumelektronik (z.B. Notebooks, Mobiltelefone, etc.). Darüber hinaus wird der Lithium-Ionen-Akku immer mehr zur Stromspeicherung von EE sowie auch in der Elektromobilität eingesetzt. Somit kommt es immer mehr zur Verdrängung der nickelbasierten Akkus durch die Lithium-Ionen-Akkus auf dem Markt [43].

Die Eigenschaften der Lithium-Ionen-Akkus sind [43]:

- Energiedichte von 100 – 160 Wh/kg
- Hohe Leistungsdichte von über 1000 W/kg
- Wirkungsgrad zw. 90 – 95 %
- Zyklenzahl von 300 - 1200
- Selbstentladungsrate von 5 – 10% pro Monat
- Nicht sehr robust & empfindlich gegenüber hohen Lade- und Entladeströmen

In der Abbildung 29 ist der Aufbau von Lithium-Ionen-Akkumulatoren zu sehen. Hierbei werden Lithium-Ionen für den Ladungsaustausch innerhalb der Zelle eingesetzt, wobei zu erwähnen ist, dass die Lithium-Ionen nicht an der eigentlichen Redoxreaktion beteiligt sind. Während dem Laden werden die Lithium-Ionen aus der Kathode gelöst und anschließend über einen Separator zur Anode geführt, wo sie auch eingebaut werden. Beim Entladen kommt es zur Umkehrung der Bewegungsrichtung von den Lithium-Ionen [43].

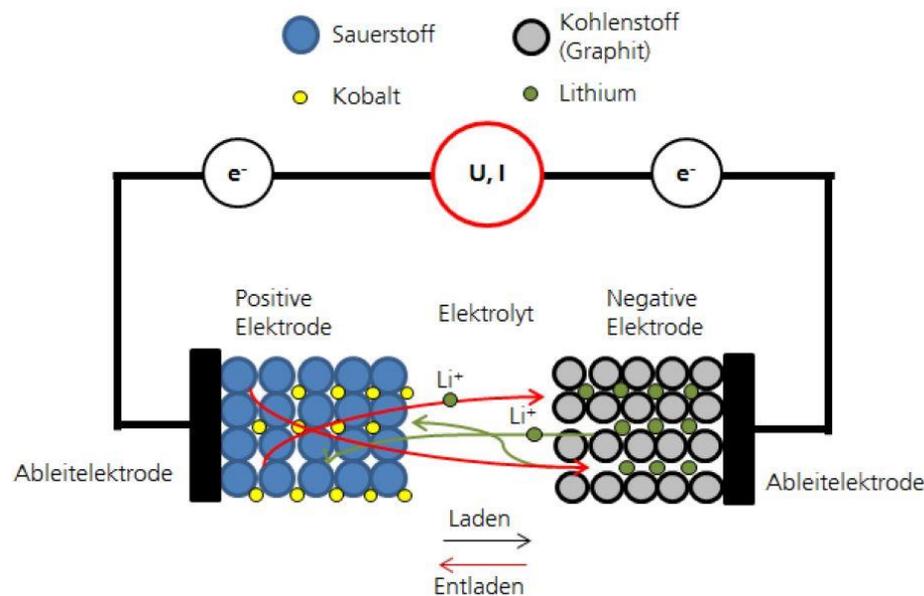


Abbildung 29: Aufbau vom Lithium-Ionen-Akkumulator [43]

Lithium ist sehr gut als Elektrodenmaterial geeignet, da es hier um ein elektrochemisch besonders aktives Metall handelt. Allerdings können hier keine wässrigen Elektrolyte verwendet werden, weil es bei Lithium und Wasser zu einer heftigen Reaktion kommen kann. Anstelle der wässrigen Elektrolyte werden hier Elektrolyte aus wasserfreien organischen Lösemitteln, die mit einem Lithiumsalz versetzt sind, oder Salzschnmelzen verwendet. Damit ein effizienter Ladungstransport gegeben ist, wird der Separator als auch die Elektroden mit dem Elektrolyt durchtränkt. Der Separator ist für die mechanische Trennung der Elektroden zuständig, sowie auch für die elektrische Isolierung. Weiters muss der Separator eine gute Leitfähigkeit von Ionen ermöglichen, wobei zu erwähnen ist, dass der Separator nicht direkt zum Speichervorgang beiträgt. Für die Anode wird üblicherweise Graphit eingesetzt, welches das Einlagern von den Lithium-Ionen ermöglicht. Hierbei werden für die Kathode meist Lithium-Metalloxide verwendet, welche das Ein- und Auslagern von Lithiumatomen in größeren Mengen ermöglichen, ohne dabei die Struktur des Kristallgitters zu schädigen [43].

3.3.2.4 Hochtemperaturbatterie

Im Gegensatz zu den anderen Batteriearten besitzen Hochtemperaturbatterien feste Elektrolyte und flüssige Elektroden. Hierbei werden die Batterien mithilfe einer Standheizung auf einen Temperaturbereich von ca. 200 bis 500 °C gebracht, wodurch die Materialien der Elektroden flüssig werden und der Elektrolyt leitfähig wird. Erst dann ist das Laden und Entladen von Hochtemperaturbatterien durchführbar. Zu den Hochtemperaturbatterien zählen Natrium-Schwefel-Batterien sowie die Natrium-Nickelchlorid-Batterien (auch ZEBRA-Batterie genannt). Beide Batteriesysteme werden im stationären Bereich verwendet, wobei die ZEBRA-Batterie auch bei Traktionsanwendungen eingesetzt wird [43].

Die Eigenschaften von Natrium-Nickelchlorid-Batterien (Na-NiCl-Batterien) sind [43]:

- Energiedichte von ca. 80 – 100 Wh/kg
- Wirkungsgrad bis zu 91 %
- Wartungsfrei, da dieses System absolut dicht verschweißt ist
- Betriebstemperatur von 300 °C notwendig

Die Eigenschaften von Natrium-Schwefel-Batterien (NaS-Batterien) sind [43]:

- Energiedichte von ca. 130 Wh/kg
- Wirkungsgrad bis zu 85 %
- Betriebstemperatur zw. 290 und 360 °C
- Zyklenzahl von 1000 – 4500
- Lebensdauer bis zu 15 Jahre

3.3.2.5 Redox-Flow-Batterien

Im Gegensatz zu anderen Batteriearten kann bei Redox-Flow-Batterien die Leistung und Speicherkapazität unabhängig voneinander dimensioniert werden. Der Grund hierfür ist, dass bei Redox-Flow-Batterien die Energiespeicherung sowie auch die Energiewandlung räumlich getrennt stattfinden, während bei den anderen Batteriearten dies in der Zelle stattfindet. Wie in Abbildung 30 ersichtlich, erfolgt die Energiespeicherung in abgetrennten Elektrolyttanks, während die Wandlung der Energie in einem Stack durchgeführt wird. In der Zelle befindet sich eine semipermeable Membran, welche die beiden Elektrolyte voneinander trennt. Mithilfe von Pumpen erfolgt die Förderung des Materials durch die Zelle [43].

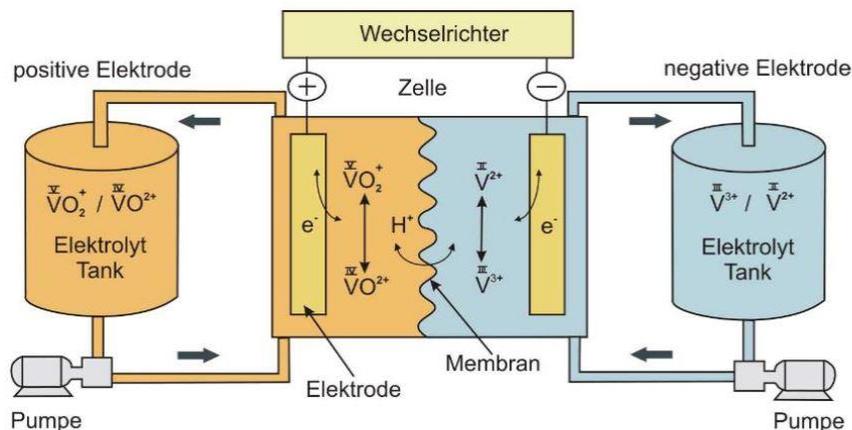


Abbildung 30: Aufbau einer Redox-Flow-Batterie [43]

Eigenschaften von Redox-Flow-Batterien [43]:

- Energiedichte 15 – 25 Wh/kg
- Wirkungsgrad ca. 70 - 90 %
- Über 10.000 Zyklen möglich, bis Kapazität auf 80% der Nennkapazität sinkt
- Sehr geringe Selbstentladung aufgrund der Trennung der Elektrolyte
- Unempfindlich gegenüber Tiefentladung
- Kein Memory-Effekt
- Realisierbaren Energiedichten stark begrenzt, komplexe Steuerungstechnik notwendig

3.3.2.6 Metall-Luft-Akkumulator

Bei Metall-Luft-Akkumulatoren wird der Sauerstoff aus der Luft genutzt für die Oxidation von dem Metall. Bei diesem Vorgang kommt es zur Freisetzung von Elektronen, welche über den externen Stromkreis geleitet werden und auf diese Weise Strom erzeugen. In der Abbildung 31 ist der Aufbau von Metall-Luft-Akkumulatoren zu sehen. Für die Anode hat sich bisher im Vergleich zu den anderen Metallen Zink als sehr gutes Material erwiesen. Damit die Erzeugung als auch die Reduktion von Luftsauerstoff möglich ist, muss die Sauerstoffelektrode bifunktionell arbeiten können [43].

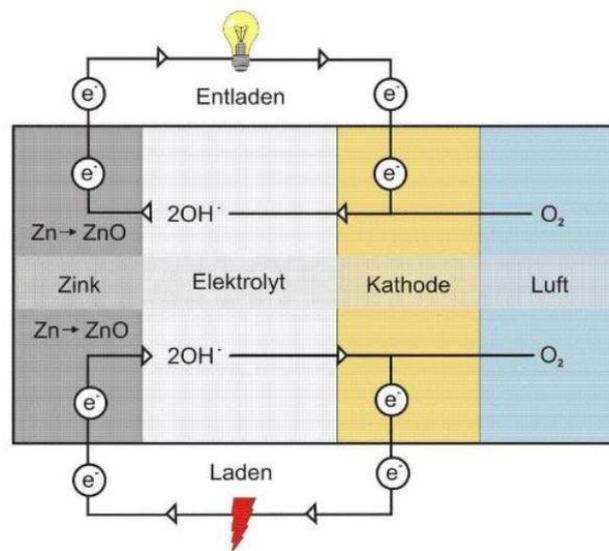


Abbildung 31: Aufbau von Metall-Luft-Akkumulatoren [43]

Eigenschaften von Zink-Luft-Akkumulatoren:

- Hohe Energiedichte von bis zu 300 Wh/kg
- Geringer Wirkungsgrad mit 50 %
- Noch in frühen Phase der Entwicklung, aber großes Potenzial zum Optimieren

3.3.3 Chemische Energiespeicher

Die chemischen Energieträger können je nach dem Aggregatzustand in fester, flüssiger oder gasförmiger Form gespeichert werden.

Es gibt folgende Möglichkeit der chemischen Energiespeicherung [10]:

- Wasserelektrolyse (Einspeichern)
- Methanisierung (Einspeichern)
- Lagerung der Speichermedien (Speichern)
- Power-to-Gas (Speichersystem)
- Power-to-Liquids (Speichersystem)

Da Power-to-Liquids sowie auch Power-to-Gas mit der dazugehörigen Wasserelektrolyse und Methanisierung zu den PtX-Technologien gehören, wurden diese bereits in dieser Arbeit im 2. Kapitel beschrieben. Lediglich die Lagerung der Speichermedien (fest, flüssig, gasförmig) bleibt noch offen, wobei auf diese nicht näher eingegangen wird.

3.3.4 Mechanische Energiespeicher

3.3.4.1 Pumpspeicherkraftwerke

Bei Pumpspeicherkraftwerken (PSW) wird elektrische Energie in Form von potenzieller Energie gespeichert, indem Wasser in ein höher liegendes Becken (Reservoir) gepumpt wird. Die potenzielle Energie kann auch wieder in elektrische Energie umgewandelt werden, indem man das Wasser aus dem Reservoir abfließen lässt. Dabei kommt es zu einer Drehbewegung der Turbine, wodurch auch der Generator angetrieben wird. Die Tandembauweise sowie der Einsatz von Pumpturbinen zählen zu den zwei Aufbauarten von PSW. Hierbei kann die Pumpturbine als Pumpe oder auch als Turbine agieren, wohingegen die Turbine und Pumpe bei der Tandembauweise eigenständige Maschinenaggregate sind. Bei der Aufbauart mit Pumpturbinen ist die notwendige Investition niedriger, aber dafür muss hier ein schlechterer Gesamtwirkungsgrad in Kauf genommen werden. Der Wirkungsgrad von PSW liegt in etwa zwischen 70 % und 80 % und die erreichbare Energiedichte liegt im Bereich zwischen 200 und 1600 Wh/m³, wobei die Energiedichte von der Höhendifferenz (70 bis 600 Meter) zwischen dem unteren und oberen Becken abhängig ist. Zu den Vorteilen von Pumpspeicherkraftwerken zählt die schnelle Einsatzmöglichkeit, sowie auch die hohe Speicherkapazität. Allerdings sind bei PSW riesige Oberbecken notwendig, damit trotz der relativ geringen Energiedichte eine ausreichende Speicherung an Energie möglich ist. Dies führt wiederum zu hohen Investitionskosten von ca. 1 Mio. €/MW und einem großen Eingriff in die Natur. Daher sind

PSW für den Tageslastausgleich und Lastausgleich im Wochen- und Monatsbereich geeignet. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten von Pumpspeicherkraftwerken, können diese zum Bereitstellen von Sekundenreserve sowie zum Sicherstellen von einer unterbrechungsfreien Stromversorgung nicht eingesetzt werden [43].

3.3.4.2 Druckluftspeicher

Eine weitere Möglichkeit zur Speicherung von mechanischer Energie ist mittels Druckluftspeicher, bei denen Luft verdichtet wird und dann unter hohem Druck in einem Hohlraum eingeschlossen wird. Das Verdichten von der Luft ist notwendig, um eine ausreichende Energiedichte zur Speicherung zu erreichen. Druckluftspeicher haben eine Energiedichte von etwa 1 – 2 kWh/m³. Als Druckluftspeicher können Kavernen in Salzstöcken, poröse gasdichte Gesteinsformationen oder Aquiferstrukturen, die gasdicht abschließen, genutzt werden. Die auf diese Weise eingeschlossenen mechanische Energie kann im Bedarfsfall rasch abgerufen werden, was beispielsweise genutzt werden kann, um das Stromnetz zu stabilisieren. Bei Spitzenlastzeiten kann die Druckluft genutzt werden, um über eine Turbine den Generator anzutreiben und dadurch Strom zu erzeugen, der in das Netz eingespeist wird. Derzeit gibt es zwei großtechnische Druckluftspeicherkraftwerke (CAES, Compressed Air Energy Storage) weltweit. Eines davon befindet sich in Huntorf (Niedersachsen), welches eine Leistung von 321 MW aufweist, einen Wirkungsgrad von ca. 42 % besitzt und ein Speichervolumen von 150.000 m³ (zwei Salzkavernen). Die zweite Anlage befindet sich in McIntosh (Alabama), hat eine Leistung von 110 MW, einen Wirkungsgrad von ca. 54 % und ein Speichervolumen von 540.000 m³ [43].

3.3.4.3 Schwungräder

Mit Hilfe von Schwungrädern (FESS, Flywheel Energy Storage System) wird elektrische oder kinetische Energie in Form von Rotationsenergie gespeichert. Dabei wird mittels Elektromotor die Drehzahl vom Schwungrad erhöht und auf diese Weise die Energie gespeichert. Im Bedarfsfall wird die Rotationsenergie über einen Generator wieder in elektrische Energie umgewandelt. Allerdings ändert sich beim Ein- und Ausspeichern der Energie die Drehzahl, wodurch ein Frequenzrichter notwendig ist, um eine Anpassung der erzeugten Spannung an die Frequenz vom Netz zu ermöglichen. Die Menge an Rotationsenergie, die gespeichert werden kann, kann durch Drehzahlsteigerung sowie auch durch Erhöhung der Masse gesteigert werden. Die Zugfestigkeit des Materials ist allerdings ein begrenzender Faktor bei der Drehzahlsteigerung. Daher kann mit einem möglichst großen Verhältnis zwischen Zugfestigkeit und Dichte die optimale Energiespeicherdichte erreicht werden. Die Low-Speed-Flywheels und High-Speed-Flywheels stellen die zwei möglichen Arten von

Schwungrädern dar. Die Low-Speed-Flywheels haben eine Speicherdichte von ca. 5 Wh/kg und können Drehzahlen von ca. 5.000 – 10.000 Umdrehungen pro Minute erreichen, da hierbei die Schwungräder meist aus metallischen Werkstoffen bestehen. Mit den High-Speed-Flywheels können Drehzahlen von bis zu 100.000 Umdrehungen pro Minute erreicht werden, da diese aus Faserverbundwerkstoffen bestehen. High-Speed-Flywheels haben eine Energiedichte von ca. 100 Wh/kg. Schwungräder haben eine Lebensdauer von etwa 20 Jahren, wobei hier über 1.000.000 Zyklen erreichbar sind [43].

3.3.5 Thermische Energiespeicher

3.3.5.1 Sensible Speicher

Das Funktionsprinzip zur Speicherung von Energie ist bei allen sensiblen bzw. kapazitiven Speichern gleich. Dabei wird beim Beladen dem Speicher Wärme zugeführt, wodurch die fühlbare Temperatur des Speichers steigt, und beim Entladen wird dem Speicher die Wärme wieder entzogen, wodurch die fühlbare Temperatur vom Speicher auch abnimmt. Dabei hängt die Kapazität des Speichers von dessen Masse und spezifischer Wärmekapazität sowie auch von der Temperaturdifferenz ab. Hierbei ist ein optimales Verhältnis zwischen der Oberfläche und Volumen vom Speicher sowie auch eine gute Isolierung sehr wichtig, da hier Wärmeverluste aufgrund vom Temperaturunterschied zwischen dem Speicher und der Umgebung auftreten. Dabei können die Beladung und Entladung der Speicher direkt oder indirekt erfolgen. Das Speichermedium ist bei der direkten Beladung und Entladung auch gleichzeitig das Wärmeträgermedium, wie beispielsweise das Heizungssystem von Wohnräumen, wo das Warmwasser direkt aus dem Speicher zum Heizkörper und dann wieder zurück zum Speicher geführt wird. Im Gegensatz zu der direkten Beladung und Entladung wird bei der indirekten ein Wärmeübertragungssystem zwischen dem Speicher- und Arbeitsmedium eingesetzt. Aus diesem Grund ist es hier eine bessere Regulierung der Temperaturprofile in den Speichern möglich. Die sensiblen Speicher werden in Abhängigkeit des verwendeten Mediums in Fluid- oder Feststoffspeicher oder im Bezug zur Speicherdauer in Kurz- und Langzeitspeicher eingeteilt [43].

3.3.5.2 Latentwärmespeicher

Bei Latentwärmespeichern wird die Wärmeenergie, die beim Phasenübergang des Wärmespeichermediums (gasförmig zu flüssig, flüssig zu fest, usw.) entsteht, genutzt. Hierbei kommt es beim Wärmespeichermedium zu einem Phasenwechsel. Innerhalb eines bestimmten Temperaturbereichs kommt es unter Wärmezufuhr zum Schmelzen des Wärmespeichermediums (PCM, Phase Change Medium). Dabei kommt es trotz weiterer Wärmezufuhr zu keiner weiteren Temperaturerhöhung des Wärmespeichermediums, wie es auch in der Abbildung 32 zu sehen ist. Aufgrund der Wärmezufuhr kommt es bei gleichbleibender Temperatur zu einer Unordnung im Atomgitter vom Wärmespeichermedium und dadurch erhöht sich die Entropie. Es kommt dann wieder zum Temperaturanstieg, wenn das gesamte PCM geschmolzen ist.

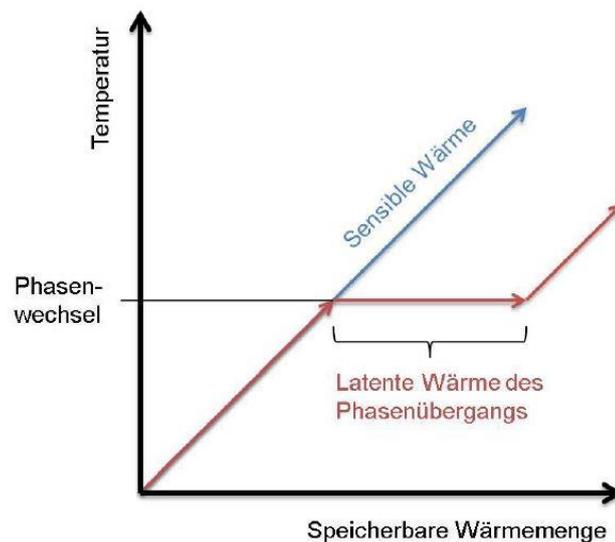


Abbildung 32: Vergleich der Temperaturverläufe von Latentwärmespeichern und sensiblen Wärmespeichern [43]

Die Wärmeabgabe erfolgt bei der Kühlung durch die Kristallisation der Schmelze, wobei die Atome eine bestimmte Ordnung annehmen und es kommt wieder zur Verfestigung des Atomgitters. Der Vorteil hier ist, dass die PCM im Vergleich zu sensiblen Wärmespeichern eine höhere Speicherdichte aufweisen und darüber hinaus kann die Wärme bei einem konstanten Temperaturniveau gespeichert und entnommen werden. Allerdings haben Latentwärmespeicher höhere Kosten im Vergleich zu sensiblen Wärmespeichern.

Bei den Latentwärmespeichern wird zwischen aktiven und passiven Systemen unterschieden. Dabei sind bei den passiven Systemen das Wärmeträgerfluid und das Speichermedium voneinander getrennt. Der Nachteil bei den passiven Systemen ist die schlechte Entladeleistung, wenn beim Erstarrungsvorgang eine Feststoffschicht an der Isolationsschicht vom Wärmeübertrager entsteht, die eine geringe Wärmeleitfähigkeit aufweist. Die aktiven Systeme haben einen direkten Kontakt zwischen dem Wärmeträgerfluid und dem Wärmespeichermedium und daher auch eine bessere Be- und Entladeleistung. Allerdings ist hier zu berücksichtigen, dass es zu keiner Vermischung der beiden Stoffe in der flüssigen Phase kommt, damit diese beim Entladen wieder getrennt werden können [43].

3.3.5.3 Thermochemische Speichersysteme

Bei thermochemischen Speichersystemen findet eine endotherme Reaktion statt, bei der Wärme gespeichert wird und diese kann dann über eine exotherme Reaktion wieder abgegeben werden. Somit handelt es sich hierbei um reversible chemische Prozesse. Dabei werden die thermochemischen Speicher eingeteilt in Sorptionsspeicher sowie auch in Speicher mit reversiblen chemischen Bindungen. Die Sorptionsspeicher werden wiederum in Adsorptions- und Absorptionsspeicher unterteilt.

Die Übertragung der Wärme auf das Speichermedium kann direkt oder indirekt erfolgen. Das Wärmeträgerfluid wird bei der indirekten Variante durch den Wärmeübertrager im Reaktionsbett geleitet. Dabei kommt es während der Speicherbeladung zum Abtransport vom gasförmigen Reaktionsmedium aus dem Reaktor und während der Entladung wird das Reaktionsmedium zugeführt. Das Wärmeträgerfluid wird bei der direkten Variante direkt durch das Reaktionsbett geleitet. Dabei kann das Wärmeträgerfluid als inertes Gas beigemischt werden oder mit dem Reaktionsmedium übereinstimmen. Im Gegensatz zu den Latentwärmespeichern und sensiblen Wärmespeichern haben die thermochemischen Speichersysteme eine hohe erzielbare Speicherkapazität, geringe Wärmeverluste und einen großen Temperatureinsatzbereich, wobei in der Praxis nur bis zu 130 kWh/m^3 an Energiedichte erreicht werden. Allerdings hat man hier die relativ hohen Produktionskosten als Nachteil [43].

In der Abbildung 33 ist das Funktionsprinzip von den Ad- und Absorptionsspeichern dargestellt.

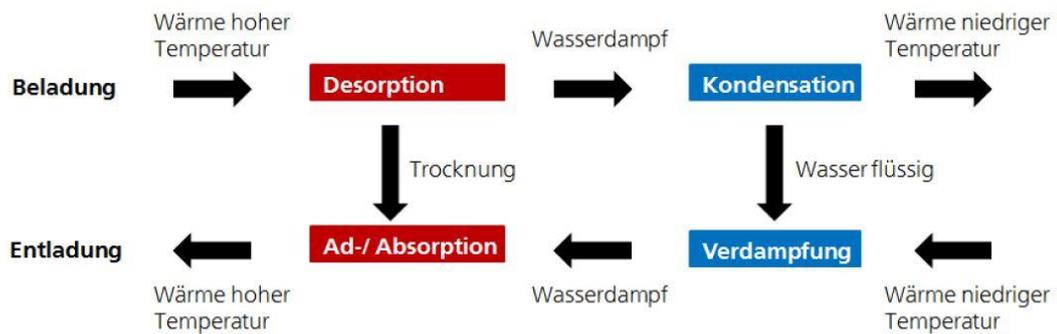


Abbildung 33: Funktion von Ad- und Absorptionsspeichern [43]

Hierbei lagert sich das Arbeitsmedium bei den Adsorptionsspeichern an einem festen und bei den Absorptionsspeichern an einem flüssigen Speichermedium an. Bei der Adsorption kommen Stoffe mit poröser und großer Oberfläche, wie beispielsweise Silikagele, Zeolithe oder Metallhydride, zum Einsatz, die das Arbeitsmedium adsorbieren. Bei der Desorption (Beladen) der Adsorptionsspeicher kommt es zur Zufuhr von Wärme mit einer hohen Temperatur zum festen Speichermedium. Hierbei wird das Wasser, welches an der Oberfläche vom Speichermedium aufgenommen wurde, als Wasserdampf abgeschieden, wodurch das Speichermedium getrocknet wird. Bei der Adsorption (Entladen) wird dem System Wasserdampf mit niedriger Temperatur zugeführt, welcher vom trockenen Speichermedium unter Wärmezufuhr angezogen wird. Dabei lagern sich wieder Wassermoleküle an der Oberfläche an, wobei Energie frei wird und die Luft erwärmt, die zum Heizen verwendet werden kann. Bei Adsorptionsspeichern hat man den Vorteil, dass eine fast verlustfreie Speicherung der zugeführten Wärme möglich ist, wobei nachteilig die geringe Wärmeleitfähigkeit von Silikagel und Zeolithen ist.

Die Absorptionsspeicher haben ein flüssiges Speichermedium, wobei es sich meistens um wässrige und stark hygroskopische Salzlösungen (z.B. Calciumchlorid) handelt. Bei der Desorption wird die Salzlösung aufkonzentriert durch die zugeführte warme Luft und es kommt zum Abtransport vom Wasserdampf mit dem Luftstrom, der davor in der Salzlösung absorbiert wurde. Bei der Absorption wird die befeuchtete Luft wieder von der konzentrierten Salzlösung angezogen. Dadurch wird erwärmte, trockene Luft und eine verdünnte Lösung erzeugt [43].

Im Gegensatz zu den Sorptionsspeichern findet bei den Speichersystemen auf Basis der reversiblen chemischen Bindungen eine einfache chemische Reaktion statt. Hierbei wird die Bindungsenergie eines molekularen Zustands für die Speicherung von Wärme genutzt. Mit der nachfolgenden Gleichung kann das Funktionsprinzip vereinfacht dargestellt werden [43]:



Dabei erfolgt die Wärmespeicherung durch das Zerfallen der Speicherkomponente AB unter Zufuhr von Wärme ΔH in die chemischen Komponenten A und B, wobei die Rückreaktion unter Freigabe von Wärme erfolgt [43].

In der Abbildung 34 ist ein zusammenfassender Vergleich des Entwicklungsstands und der Energiedichte der beschriebenen Wärmespeicher:



Abbildung 34: Vergleich der Wärmespeicher bezüglich der Energiedichte [43]

3.4 Sektorale Anwendungsmöglichkeiten von Energiespeichern

In der Abbildung 35 sind die Anwendungsfelder von den elektrischen und den elektrochemischen Energiespeichern für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr dargestellt.



Abbildung 35: Sektorale Anwendungsmöglichkeiten von elektrischen (links) und elektrochemischen (rechts) Speichern [10]

Die elektrischen Energiespeicher werden meist nur in Nischenbereichen, wie beispielsweise zur Spannungsqualitätssicherung im Stromnetz, eingesetzt, da sie nur geringe Energiemengen (kWh-Bereich) speichern können. Aufgrund des hohen technischen Aufwands bei supraleitenden magnetischen Spulen wegen der notwendigen Kühlung, werden diese nur bei Kurzzeit- und Hochleistungs-Speichersystemen angewendet, da hier die Energie in kurzer Zeit und nur für eine kurze Dauer notwendig ist. Es kommt somit durch das Ausgleichen von großen Lastspitzen zur kurzfristigen Entlastung des elektrischen Stromnetzes.

Die elektrochemischen Energiespeicher besitzen Kapazitäten von bis zu einigen MWh und dienen als Kurzzeitspeicher mit einer Ausspeicherdauer von bis zu einem Tag. Aufgrund der großen Anzahl unterschiedlicher Batteriearten ergibt sich hier ein großes Spektrum an Anwendungsmöglichkeiten im Milliwatt-Bereich bis hin zum Megawatt-Bereich. Jedoch beschränkt sich auch bei den elektrochemischen Speichern wie auch bei den elektrischen Speichern der Einsatz auf den Strom- und Verkehrssektor [10].



Abbildung 36: Sektorale Anwendungsmöglichkeiten von mechanischen (links) und thermischen (rechts) Energiespeichern [10]

In der Abbildung 36 sind die sektoralen Anwendungsmöglichkeiten der mechanischen sowie auch der thermischen Energiespeicher dargestellt. Schwungmassenspeicher haben wesentlich höhere Kapazitäten und nur minimal längere Ausspeicherdauern als die elektrischen Energiespeicher. Anwendung finden die Schwungmassenspeicher im Stromnetz zur Bereitstellung von Kurzschlussleistung und als Phasenschieber im Stromnetz oder im Verkehrssektor zur Rekuperation von Bremsenergie. Im Gegensatz dazu haben die Druckluftspeicher im Vergleich zu den Pumpspeicherkraftwerken etwas geringere Kapazitäten im Tagesbereich und sind auch an geografische Standorte (Kavernenstandorte) gebunden. Druckluftspeicher werden im Stromsektor zur Bereitstellung von positiver und negativer Regelenergie eingesetzt. Ein großes Speicherpotenzial besitzen die Pumpspeicher mit einer Speicherkapazität von mehreren GWh pro Anlage. Dabei gibt es in Abhängigkeit von den Gegebenheiten des Standortes Anlagen in unterschiedlichen Größenordnungen, die meist zur Bereitstellung und Aufnahme von Regelleistung eingesetzt werden, aber auch zum Teil im Phasenschieberbetrieb gefahren werden. Dabei werden auch einige Pumpspeicherkraftwerke für den Ausgleich der Erzeugung eingesetzt. Bei thermischen Speichern reicht die Kapazität von einigen kWh bei Pufferspeichern für Haushalte bis hin zum GWh-Bereich bei Fernwärmespeichern. Die thermochemischen und latenten Wärmespeicher kommen meist bei Nischenanwendungen zum Einsatz, wie beispielsweise bei der Raumklimatisierung. Dabei werden die thermischen Energiespeicher sowohl im Wärme- und auch im Stromsektor angewendet, indem sie z.B. die Wärme von solarthermischen Kraftwerken über stromgeführten KWK-Anlagen und Tagesspeicher puffern oder im Stromsektor die Stromüberschüsse über Power-to-Heat oder Speicheröfen aufnehmen [10].

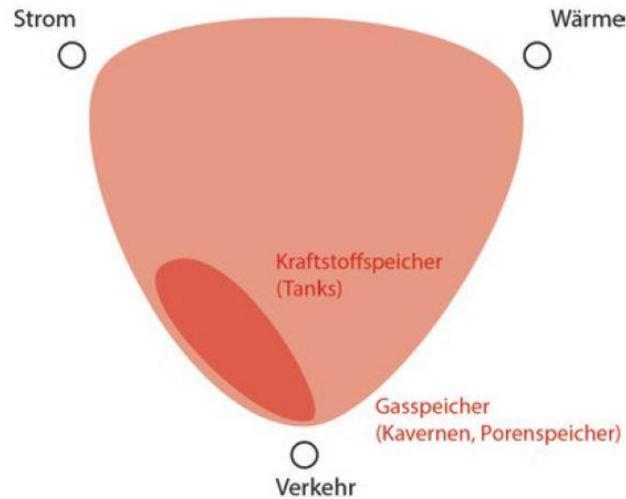


Abbildung 37: Sektorale Anwendungsmöglichkeiten von chemischen Energiespeichern [10]

Die chemischen Energiespeicher haben im Vergleich zu anderen Speichern die größte Kapazität. Aufgrund der Speicherkapazität im TWh-Bereich pro Anlage eignen sich diese sehr gut zur saisonalen Energiespeicherung mit Power-to-Gas. Das auf diese Weise gewonnene Gas (Wasserstoff oder Methan) kann dann in allen drei Sektoren genutzt werden, wie beispielsweise über KWK im Wärmesektor, über GuD-Kraftwerke, Gasturbinen und KWK im Stromsektor oder über Gasfahrzeuge im Verkehrssektor. Auf diese Weise kann der Überschussstrom aus EE im Gasnetz gespeichert werden und bei späterem Bedarf an anderen Orten wieder genutzt werden. Der Vorteil hier ist, dass die Übertragungskapazität von einer großen Gasleitung um das ca. zehnfache größer ist als die von einer Höchstspannungsleitung. Allerdings ist auch zu berücksichtigen, dass der direkte Stromtransport effizienter ist als die Umwandlung der elektrischen Energie in Gas mit dem darauffolgenden Gastransport. Darüber hinaus gibt es bei der chemischen Energiespeicherung auch die Möglichkeit den Strom in flüssige Kraftstoffe (Power-to-Liquids) oder in chemische Grundstoffe umzuwandeln. Dabei ist Power-to-Liquids für jene Bereiche im Verkehrssektor relevant, wo ein hohe Energiedichte notwendig ist, wie beispielsweise beim Flugverkehr [10].

4 Energiewirtschaftliche Aspekte der Sektorkopplung

4.1 Vergleich von Wirkungsgrad, Energiedichte und Kosten der Speichersysteme

In Abbildung 38 ist ein Vergleich der Speichertechnologien in Bezug zum Wirkungsgrad, zur volumetrischen Energiedichte und zu den spezifischen Investitionskosten dargestellt. Hierbei ist zu sagen, dass diese drei Kenngrößen nicht die einzigen relevanten Kriterien zum Vergleich der Speicher sind, sondern auch weitere wichtige Kenngrößen existieren. Hierbei ist zu erwähnen, dass die Blasenflächen der Energiespeicher in der Abbildung 38 proportional zu deren Kapitalkosten (CAPEX in €/kWh) sind, wobei die Werte in den eckigen Klammern stehen. Zu den weiteren Kenngrößen der Speicher zählen die Ausspeicherdauer, die Speicherkapazität sowie auch die Zyklenzahl. Somit ist zu beachten, dass die folgenden Bewertungen auf den drei wichtigen Eigenschaften von mehreren möglichen basieren. Über den Wirkungsgrad ist es möglich die Effizienz einer Technologie zu bestimmen und somit kann man indirekt auch Rückschlüsse über den Ressourcenverbrauch machen. Der effizienteren Technologie ist immer Vorrang zu geben aufgrund der schwindenden Ressourcen und dem Klimawandel, wenn es sich auch mit den anderen Kriterien, wie beispielsweise Kosten, Umweltverträglichkeit, gesellschaftliche Akzeptanz, etc., vereinbaren lässt. Der zweite wichtige Parameter der Speichertechnologien ist die volumetrische Energiedichte (kWh/m³), da für die mobilen Anwendungsbereiche und andere räumlich begrenzte Anwendungsbereiche Speicher mit einer kleinen volumetrischen Energiedichte nicht geeignet sind. Bei dem dritten Parameter handelt es sich um die Kosten, welche sich auf die Errichtung der Anlage in Bezug auf ihre Kapazität beziehen. Neben diesen Kosten sind aber auch die fixen und variablen Betriebskosten sowie auch die Zyklenzahl ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit [10].

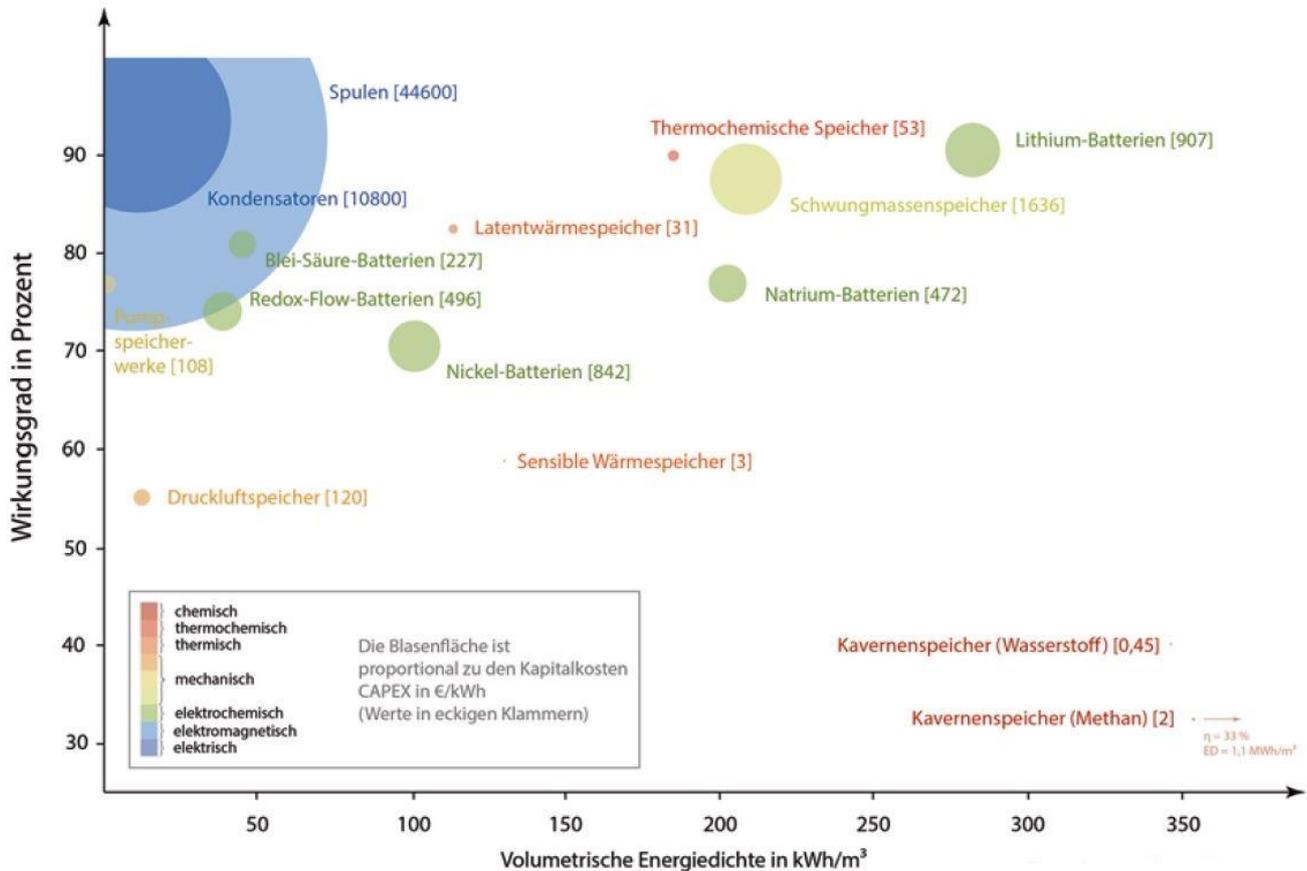


Abbildung 38: Investitionskosten der Speicher im Verhältnis zu ihrer Energiedichte und Wirkungsgrad [10]

Elektrische Energiespeicher:

Bei den elektrischen Energiespeichern fallen die großen Blasenflächen auf, welche aus den sehr hohen Kosten resultieren und befinden sich oben links aufgrund der hohen Wirkungsgrade und der sehr geringen volumetrischen Energiedichte. In der Energietechnik sind die Kosten sehr stark von den extrem schnellen Reaktionszeiten abhängig. Die spezifischen Investitionskosten der Kondensatoren und Spulen betragen 12.000 bis über 62.000 €/installierter kWh und sind damit um mehr als das 10-fache größer als bei den restlichen Energiespeichern. Darüber hinaus hat man hier die größten Wirkungsgrade und gleichzeitig eine sehr kleine volumetrische Energiedichte, wodurch die speicherbare Energiemenge so gering ist. Wie auch in der Tabelle 8 ersichtlich, ist die Zyklenzahl der elektrischen Energiespeicher über eine Million größer als bei den anderen Energiespeichern, wodurch hier eine Wirtschaftlichkeit bei speziellen Anwendungen gegeben ist, bei denen eine hohe Zyklenzahl erforderlich ist. Somit ist das Anwendungsfeld der elektrischen Energiespeicher begrenzt auf Anwendungen, bei denen elektrische Energie effizient über sehr kurze Zeit gespeichert wird und innerhalb kürzester Zeit wieder abgegeben wird [10].

Elektrochemische Energiespeicher:

Der Wirkungsgrad der Batterien liegt im Bereich zwischen 70 und 95 % und deren Energiedichten zeigen eine große Bandbreite. Im Vergleich zu den anderen Energiespeichern liegen die Investitionskosten der elektrochemischen Energiespeicher im mittleren Bereich bei etwa 230 bis 950 €/kWh. Die unterschiedlichen Batterietypen unterscheiden sich hauptsächlich durch die unterschiedlichen volumetrischen Energiedichten. Hier ergeben sich deswegen die größten Unterschiede, weil die theoretische Energiedichte von elektrochemischen Energiespeichern von der Stellung der eingesetzten Elemente aus der elektrochemischen Spannungsreihe abhängig ist. Lithium-Batterien haben im Bezug zu den Wirkungsgraden mit Werten von über 90 % die größte Effizienz und bringen das größte Potenzial mit für kompakte Speicherlösungen aufgrund ihrer volumetrischen Energiedichte von etwa 270 kWh/m³. Im Vergleich zu den anderen Batterien ist der Nachteil von Lithium-Batterien, dass sie die größten spezifischen Kosten haben. Die meisten Batterien haben eine zyklische Lebensdauer von 760 bis 1.200 Zyklen, wobei hier die Redox-Flow-Batterien mit etwa 5.000 Zyklen die Ausnahme darstellen. Die hohe Zyklenzahl der Redox-Flow-Batterien ist auf die separierte Speichereinheit sowie die getrennte Ladungsaufbewahrung zurückzuführen [10].

Mechanische Energiespeicher:

Die mechanischen Energiespeicher unterscheiden sich stark in Bezug auf die Energiedichte, Wirkungsgrad und Investitionskosten. Die Schwungmassenspeicher haben im Vergleich zu den anderen mechanischen Speichern die besten Werte bezüglich Wirkungsgrad und Energiedichte, aber auch gleichzeitig die größten Kosten. Schwungmassenspeicher werden wie die elektrischen Energiespeicher auch nur für Anwendungen im Subsekunden- bis Minutenbereich eingesetzt. Bei Pumpspeichern hat man den Vorteil, dass es sich hierbei um eine ausgereifte Technologie handelt, die auch niedrige Investitionskosten pro installierter Leistung mit sich bringt. Im Vergleich zu den anderen Energiespeichern liegt hier der Wirkungsgrad nur im Mittelfeld bei etwa 75 %. Der Vorteil hierbei ist, dass im Vergleich zu den anderen Kurzzeitspeichern hier die größten Speicherkapazitäten erreichbar sind. Der Nachteil von Pumpspeichern ist die geringe volumetrische Energiedichte, welche lediglich durch Steigerung des Höhenunterschieds zwischen Ober- und Unterwasserbecken minimal zunimmt, wodurch die Pumpspeicher an gewisse Standorte gebunden sind. Die Druckluftspeicher unterscheiden sich im Bezug zu den Investitionskosten nicht viel von den Pumpspeichern. Allerdings kann die minimal höhere Energiedichte der Druckluftspeicher ihren geringen Wirkungsgrad von maximal 55 % nicht ausgleichen. Darüber hinaus sind konventionelle Druckluftspeicher an Kavernenstandorte gebunden, wobei die isothermen Druckluftspeicher auch für dezentrale Anwendungen in Frage kommen. Die mechanischen Energiespeicher besitzen alle eine hohe Zyklenlebensdauer, wodurch in weiterer Folge auch

die Wirtschaftlichkeit gesteigert wird, wie z.B. die Pumpspeicher, die bereits seit über 100 Jahren existieren und eine Lebenszeit von über 80 Jahre aufweisen [10].

Thermische Energiespeicher:

Insbesondere bei den thermischen Energiespeichern hat man mitunter die kleinsten Kosten. Vor allem die sensiblen Wärmespeicher, wie beispielsweise Fernwärmespeicher oder Pufferspeicher, haben mit etwa 3 €/kWh kaum sichtbare Kreise in der Abbildung 38. Die thermischen Energiespeicher können als einzige mit den chemischen Energiespeichern in Hinsicht auf die Kosten konkurrieren. Der Nachteil hier ist, dass ein großer Teil der gespeicherten Energie verloren geht aufgrund der Selbstentladung und somit hier ein Wirkungsgrad von etwa 60 % erzielt werden kann.

Bessere Wirkungsgrade können mit thermochemischen Speichern und Latentwärmespeichern erreicht werden, aber diese haben dafür auch höhere Kosten. In Hinsicht auf die volumetrische Energiedichte liegen Wärmespeicher in der Mitte bei etwa 130 bis 170 kWh/m³. Die größten Energiedichten und Wirkungsgrade können die thermochemischen Energiespeicher erreichen, wodurch auch hier ersichtlich ist, dass die Energiespeicherung das größte Potenzial bei den chemischen Verbindungen hat [10].

Chemische Energiespeicher:

Bei den chemischen Energiespeicher haben die Kavernenspeicher mit ungefähr 0,5 bis 2 €/kWh sehr geringe reine Speicherkosten, wodurch die eingezeichneten Punkte für Wasserstoff und Methan in der Abbildung 38 kaum ersichtlich sind. Die Speicherung von Methan über Power-to-Gas hat im Vergleich zu den anderen Speichertechnologien die größte volumetrische Energiedichte mit ca. 1100 kWh/m³, wobei dieser Punkt aufgrund von Platzgründen nicht maßstabsgetreu in der Abbildung 38 eingezeichnet ist. An zweiter Stelle liegt die Speicherung von Wasserstoff in Kavernen, die eine Energiedichte von ca. 350 kWh/m³ hat, was ebenfalls eine große Rolle spielt. Zu den Nachteilen zählen hier die kleinen Wirkungsgrade sowie die hohen Kosten, welche für die Umwandlung von Strom in Wasserstoff bzw. Methan sowie beim Komprimieren auf den notwendigen Arbeitsdruck von den Speichern anfallen, wobei diese nicht in der Abbildung 38 zu sehen sind [10].

In der Tabelle 8 sind die Mittelwerte der wichtigsten technischen und ökonomischen Parameter der Speichertechnologien zusammengefasst als Ergänzung für die Abbildung 38:

Tabelle 8: Mittelwerte der wichtigsten technischen und ökonomischen Parameter der Speichertechnologien [10]

Technologie	Technik				Kosten	
	Energiedichte	Wirkungsgrad	Lebensdauer		CAPEX	
	kWh/m ³	%	Zyklen	Jahre	€/kWh	€/kW
Elektrische Energiespeicher						
Kondensatoren	10	90 - 95	1 Mio.	10	5.150 – 12.000	125 - 300
Spulen	10	92	>1 Mio.	30	13.570 – 75.670	300 - 915
Elektrochemische Energiespeicher						
Blei-Säure-Batterien	25 - 65	74 - 89	203 - 1.500	10	90 - 355	200 - 490
Nickel-Batterien	60 - 105	71	350 - 2.000	k.A.	385 - 1.100	385 - 1.100
Lithium-Batterien	190 - 375	90 - 97	400 - 6.000	15	170 - 600	170 - 600
Hochtemperatur-Batterien	155 - 255	72 - 81	2.500 - 8.250	17	265 - 645	285 - 1.075
Redox-Flow-Batterien	20 - 60	70 - 79	7.000 - 15.000	17,5	250 - 700	710 - 1.790
Chemische Energiespeicher						
<i>Power-to-Gas Speichertechnik</i>						
Kavernenspeicher (Methan)	1.100	99	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Kavernenspeicher (Wasserstoff)	350	95	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Porenspeicher (Methan)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
<i>Ladetechnik</i>						
Alkalische Elektrolyse		61 - 79	-	25 - 30	-	935 - 1.500
PEM-Elektrolyse		67 - 82	-	10 - 20	-	2.000 - 6.000
Hochtemperaturelektrolyse		94	-	2	-	2.000
Chemische Methanisierung		80	-	k.A.	-	800 - 1.000
Biologische Methanisierung		80	-	k.A.	-	650
<i>Entladetechnik</i>						
KWK in BHKW		85	-	30	-	350 - 1.000
Brennstoffzelle		43 - 53	-	k.A.	-	2.305
Gasturbinenkraftwerk		35 - 38	-	25	-	400
GuD		35 - 65	-	30	-	750

Fortsetzung der Tabelle 8						
Technologie	Technik				Kosten	
	Energiedichte	Wirkungsgrad	Lebensdauer		CAPEX	
	kWh/m ³	%	Zyklen	Jahre	€/kWh	€/kW
Mechanische Energiespeicher						
Pumpspeicherwerke	0,35 – 1,1	70 - 82	12.800 – 33.000	40 - 100	40- 180	550 – 2.040
Druckluftspeicher (CAES)						
diabat	2,7	40 - 55	8.620 – 17.100	40	40 - 80	340 – 1.145
adiabat	2 - 8	60 - 68	-	k.A.	k.A.	600 - 800
isotherm	25	95	-	k.A.	k.A.	k.A.
Flüssigluftspeicher	120 - 200	k.A.	-	k.A.	k.A.	k.A.
Schwungmassenspeicher	210	83 - 93	>1 Mio.	k.A.	650 - 2.625	125 - 275
Thermische Energiespeicher						
Sensible Wärmespeicher	100 - 300	45 - 75	5.000	k.A.	0,2 – 8	80 – 130
Latentwärmespeicher	113	75 - 90	5.000	k.A.	15 – 50	80 - 160
Thermochemische Speicher	120 - 250	80 - 100	3.500	k.A.	8 – 100	k.A.
Fernwärmespeicher	350	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.

4.2 Analyse der Kosten von Stromspeichern in Abhängigkeit der Zyklendauer

In der Abbildung 39 ist die Bandbreite der Stromverlagerungskosten für eine kWh von den drei gängigsten Stromspeichern (Batteriekraftwerke auf Lithium-Basis, Pumpspeicher und Power-to-Gas Methan) dargestellt. Dabei wurde in der Abbildung 39 der Begriff „Windgas“ verwendet, welcher eine andere Bezeichnung für Power-to-Gas ist. Der Begriff Windgas kam zustande, weil der Überschussstrom aus EE in erster Linie durch Windkraftanlagen erzeugt wird und daher hauptsächlich Wind-Überschussstrom in Gas umgewandelt wird. Aus diesem Grund wurde der Begriff „Windgas“ eingeführt, welcher eine Ableitung vom Begriff „Wind-to-Gas“ ist, um somit die Herkunft dieses Gases von fossilem Erdgas abzugrenzen. Allerdings ist hier nicht ausgeschlossen, dass der Strom auch aus anderen Erneuerbaren Energien stammen kann, wie z.B. aus Photovoltaikanlagen.

Hierbei beinhalten die Kosten folgendes [44]:

- Investitionskosten für den Speicher (energiebezogen in €/kWh und leistungsbezogen in €/kW)
- Kapitalkosten für den Anlagenbau (Annuitäten, Zinssatz)
- Kosten aufgrund von Speicherverlusten beim Ein- und Ausspeichern

Die resultierende Bandbreite in Abhängigkeit der Zyklendauern ergibt sich aus der kalendarischen Lebensdauer des Speichers, seiner Benutzungshäufigkeit und der spezifischen Selbstentladung. Eine ausgespeicherte kWh pro Zyklus stellt den Vergleichswert für die Speichertechnologien dar. Dabei werden ausschließlich die Verlagerungskosten vom Strom betrachtet, da die Strombezugskosten als neutral mit 0 €/kWh angenommen wurden [44].

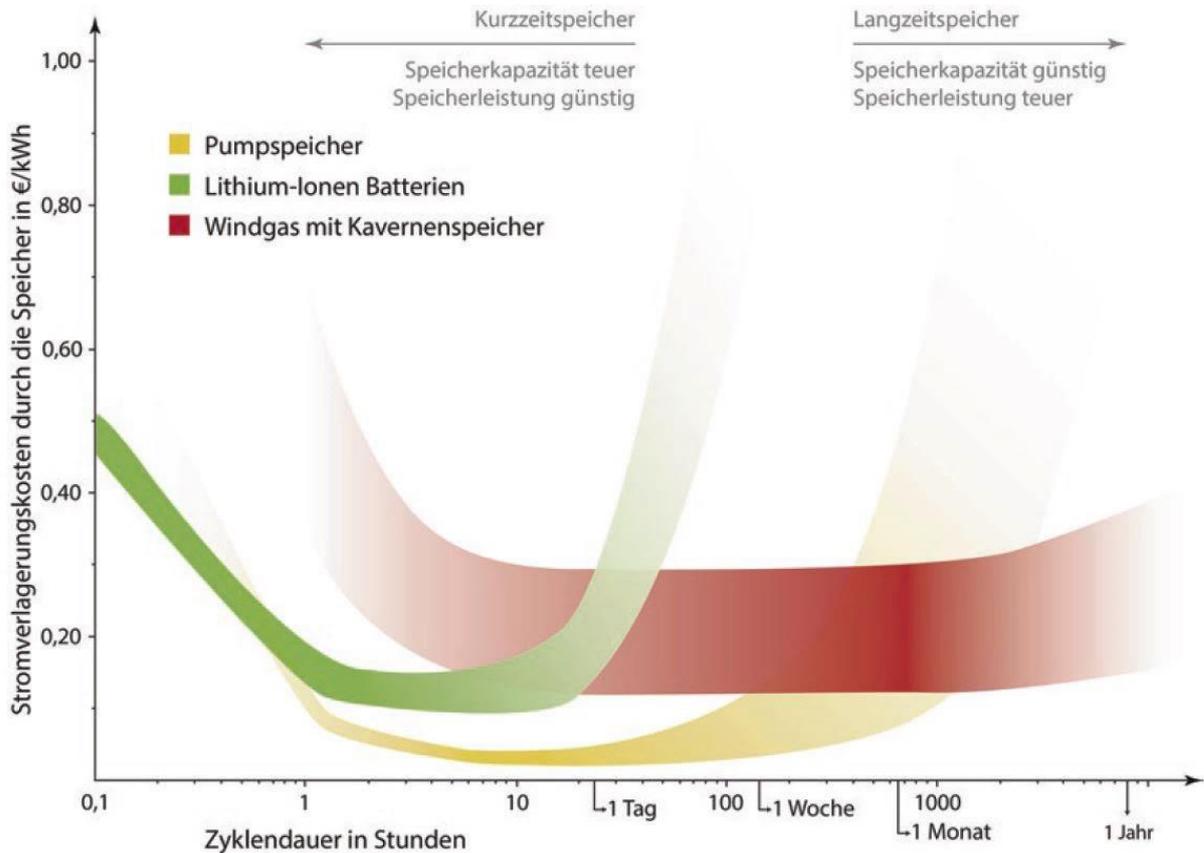


Abbildung 39: Vergleich der Kosten einer ausgespeicherten kWh aus Stromspeichern in Abhängigkeit der Zyklendauer [44]

Hierbei wurde für die Kostenanalyse der Verlauf des Gesamtwirkungsgrades der drei Stromspeicher bei unterschiedlichen Zyklendauern betrachtet. Zusätzlich zu dem Zyklenwirkungsgrad, der sich aus dem Wirkungsgrad der Ein- und Ausspeicherung ergibt, wurde hier auch die Selbstentladungsrate berücksichtigt. Für die Ermittlung des Gesamtwirkungsgrades (Einspeicherung, Halten, Ausspeicherung) wird der Energiespeicher geladen bis die halbe Dauer eines Zyklus erreicht wird. Dabei wird während dem Laden und "Halten" die im Speicher bereits befindliche Energie mit der Selbstentladung beaufschlagt. Danach kommt es zur Entladung des Speichers und zur Ermittlung, welche Menge von der am Anfang eingebrachten Energie am Ende des Zyklus wieder verfügbar ist. Bei Zeitbereichen von wenigen bis mehreren 100 Stunden pro Zyklus sind nur die Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade von Bedeutung. Erst bei Zyklendauern ab einem Monat hat die Selbstentladung des Speichers Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad [44].

Die Kosten für das Einspeichern und Ausspeichern von Energie fallen bei den Pumpspeicherwerken und Lithium-Ionen-Batterien nur einmal an, da diese Technologien gleichzeitig die Einspeichereinheit sowie auch die Ausspeichereinheit sind. Bei Porenspeichern liegen die speicherkapazitätsbezogenen Gesamtkosten bei etwa 0,1 €/kWh, wohingegen bei großen Batteriespeichern diese bei ca. 1000 €/kWh liegen. Bei der PtG-Technologie muss zusätzlich zur Einspeicherung auch die Rückverstromung als Ausspeichereinheit mitberücksichtigt werden. Hierfür wurden Kosten von 8,65 ct / ausgespeicherter kWh angenommen, was den Stromgestehungskosten eines Gaskraftwerkes entspricht [44].

Wie in Abbildung 39 ersichtlich hat jeder der drei Stromspeicher (Lithium-Ionen-Batterie, PSW und Windgas) in einem bestimmten Zyklendauerbereich einen Vorteil bezüglich der Stromverlagerungskosten im Vergleich zu den anderen zwei Stromspeichern:

Im Zeitbereich von unter einer Stunde werden vorrangig Batteriespeicher eingesetzt, weil sie in diesem Bereich kostenoptimale Zyklendauern haben. Hierbei können die Batteriespeicher mit sehr schnellen Lastwechseln reagieren und eine Stabilisierung des Netzes im sehr kurzzeitigen Bereich erzielen (Bereitstellung von Kurzschlussleistung, Spannungsqualität, Primärregelleistung, Momentanreserve, etc.).

Bei Zyklendauern von ca. einer Stunde bis zu mehreren Tagen haben die Pumpspeicher die kleinsten Stromverlagerungskosten. Pumpspeicher werden normalerweise im Tagesrhythmus zyklisiert und kommen vermehrt in Regel- und Ausgleichsenergiemärkten zum Einsatz. Auch in Österreich können aus Kapazitätsgründen nur sehr wenige Pumpspeicher in Wochenzyklen betrieben werden. Aus diesem Grund ist die Entwicklung der Kostenkurve für Pumpspeicher für Zyklendauern ab einem Monat aus wirtschaftlichen und geologischen Gründen nicht mehr von wichtiger Bedeutung [44].

Bei Zyklendauern ab ca. einer Woche bzw. einem Monat hat Power-to-Gas einen Kostenvorteil gegenüber den anderen beiden Energiespeichern. Wie bereits erwähnt ist hier ein zusätzlicher Vorteil, dass bereits Speicher und auch Ausspeichereinheit aufgrund der vorhandenen Gasinfrastruktur bereits vorhanden sind. Es wäre auch möglich Power-to-Gas in Teilzyklen im Kurzzeitbereich zu betreiben, allerdings sind diese in diesem Bereich wesentlich teurer als die anderen zwei Energiespeicher wegen den hohen Wirkungsgradverlusten von PtG. Jedoch können trotzdem kurzfristig auftretende Überschüsse für die Langzeitspeicherung mittels PtG genutzt werden, ohne dass dabei nachteilige Wirkungsgradverluste zustande kommen, weil die Elektrolyseure kurze Reaktionszeiten besitzen [44].

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass bei der Kurzzeitspeicherung die Kosten für die Leistung ein wichtiger Faktor sind und die Kosten für die Kapazität keine wichtige Rolle spielen. Wie auch in der Abbildung 39 ersichtlich, sind die Kosten der Batteriespeicher bei Zeitbereichen von unter einer Stunde kleiner als die Kosten von Pumpspeicherwerken. Dieser Kostenvorteil von Batteriespeichern wird sich in Zukunft um ein paar Stunden ausweiten, da die Kosten der Batteriespeicher zukünftig noch etwas sinken werden. In Hinblick auf die Langzeitspeicherung hat die PtG-Technologie einen Kostenvorteil, weil diese die einzige Technologie ist, bei der auf lange Sicht große Energiemengen umgesetzt werden können und mit geringen Kosten ohne Verluste gespeichert werden können. Aus diesem Grund ist PtG der kostengünstigste Langzeitspeicher. Darüber hinaus hat die PtG-Technologie den Vorteil, dass hier die Selbstentladungsrate im Vergleich zu den Batteriespeichern vernachlässigbar klein ist. In Hinblick auf den Wirkungsgrad der Ein- und Ausspeicherung hat die PtG-Technologie im Vergleich zu den anderen beiden Speichern deutliche Nachteile bezüglich des Gesamtwirkungsgrad. Allerdings bleibt der Wirkungsgrad über lange Speicherdauern konstant, da bei PtG nur eine geringe Selbstentladung auftritt. Dadurch ergibt sich im Langzeitspeicherbereich ein Vorteil gegenüber der Batteriespeicher sowie der Pumpspeicherwerke, die als Kurz- bzw. Mittelfristspeicher eingesetzt werden [44].

4.3 Analyse der Wirkungsgradketten der PtX-Technologien

Wie bereits erwähnt gibt es für die Energieträger von PtG bzw. PtL unterschiedliche Anwendungsmöglichkeiten im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor. Der Wirkungsgrad von den Verwertungspfaden ist dabei von den verwendeten Komponenten sowie auch von der jeweiligen Betriebsweise abhängig [25].

Hierbei wurde die Analyse der Wirkungsgradketten unter folgenden Annahmen durchgeführt:

Es wurde ein Wirkungsgrad für die Elektrolyse und Methanisierung ohne Nutzung der Abwärme, welche bei der Elektrolyse und Methanisierung entsteht, herangezogen. Somit ist zu berücksichtigen, dass mit PtG-Anlagen mit Abwärmenutzung eine Verbesserung des Gesamtwirkungsgrad möglich wäre.

Die Wirkungsgrade von den Transformatoren und Gleichrichtern haben je nach Leistungsgröße eine Bandbreite von 97 bis 99,5 %. Hierbei wurde für den Transformator wie auch den Gleichrichter jeweils ein Wirkungsgrad von 97 % angenommen, wodurch sich ein Gesamtwirkungsgrad von 94 % ergibt. Für die Wasserstoffelektrolyse wurde ein Druckelektrolyseur und in weiterer Folge für die Einspeisung des Synthesegases in die Transportleitung eine Verdichtung von 30 auf 80 bar angenommen. Darüber hinaus wurden auch die Leckage-, Transport sowie die Permeationsverluste von den Leitungen und Gasspeichern miteinbezogen. Somit ergibt sich für die Elektrolyse ein Wirkungsgrad von 70 %, wobei für die Wirtschaftlichkeitsanalyse momentan eine Annahme des Wirkungsgrades von 60 % für Elektrolyseure empfohlen ist, damit die Minderung des Wirkungsgrades aufgrund von Teillastbetrieben auch Berücksichtigung findet [26].

In der Abbildung 40 ist die Wirkungsgradkette vom PtG-Pfad mit Wasserstoff und in der Abbildung 41 der PtG-Pfad mit Methan dargestellt:

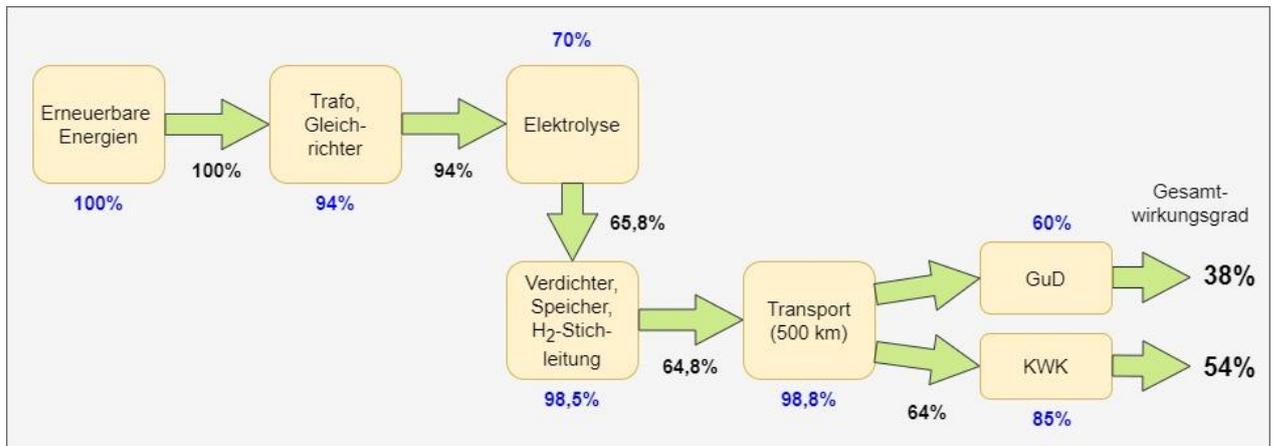


Abbildung 40: Wirkungsgradkette von PtG-Wasserstoff (eigene Darstellung, in Anlehnung an [45])

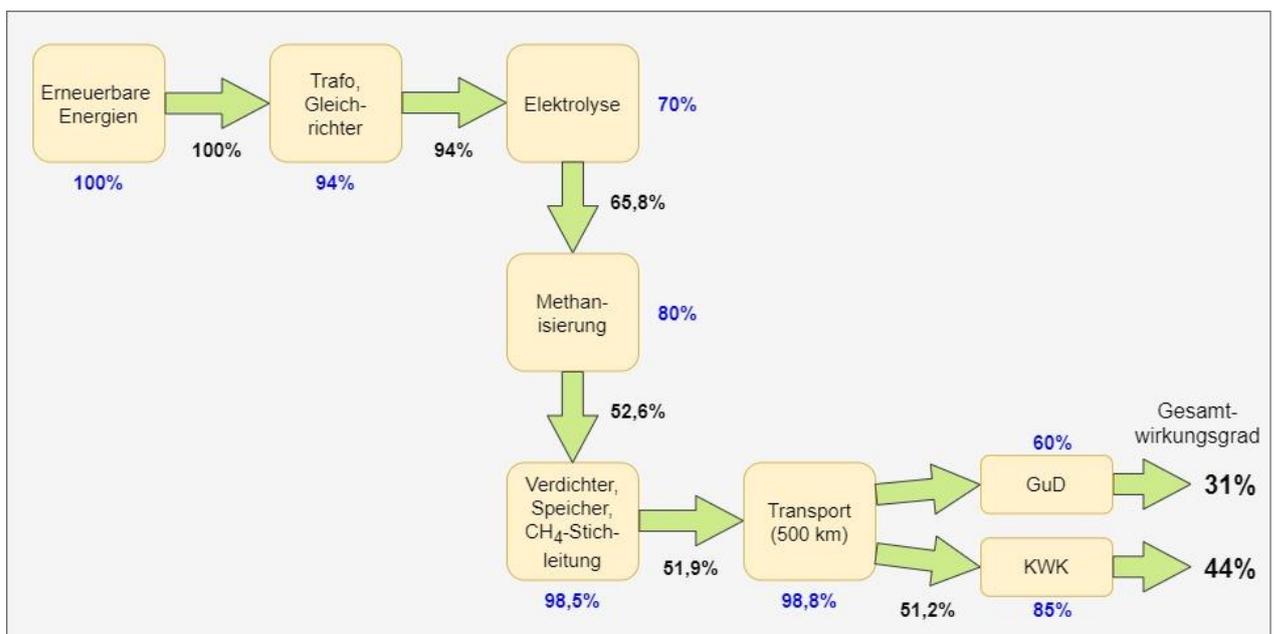


Abbildung 41: Wirkungsgradkette von PtG-Methan (eigene Darstellung, in Anlehnung an [45])

In den obigen Abbildungen ist ersichtlich, dass mit jedem weiteren Prozessschritt der Gesamtwirkungsgrad sinkt und daher ist es sinnvoll die Verwertungspfade so einfach wie möglich zu halten. Da eine Rückverstromung des Energieträgers wieder mit Umwandlungsverlusten verbunden ist, sollte im Idealfall der erzeugte Energieträger direkt zu einer Verwendung zugeführt werden. Darüber hinaus kommen in der Prozesskette die größten Verluste durch die Elektrolyse und Methanisierung zustande.

Bei der Elektrolyse hat man in Bezug zum vorherigen Prozessschritt einen Wirkungsgradverlust um 28,2 Prozentpunkte und von der Elektrolyse auf die Methanisierung hat man einen Wirkungsgradverlust um 13,2 Prozentpunkte. Beim PtG-Pfad aus der Abbildung 40 liegt der Gesamtwirkungsgrad bei der Rückverstromung vom Wasserstoff mittels GuD-Kraftwerk bei 38 %, wobei dieser Wert je nach Betriebsweise und der verwendeten Komponenten auch etwas schwanken kann. Da wie bereits erwähnt, der Wasserstoffanteil max. 4 % im Erdgas betragen darf, kann auch eine Methanisierung notwendig sein. Beim PtG-Pfad mit Methan liegt der Gesamtwirkungsgrad mit Rückverstromung in diesem Fall bei 31 % (Abbildung 41). Somit wird der Wirkungsgrad im Vergleich zur PtG-Technologie mit Wasserstoff um etwa 7 Prozentpunkte verringert.

Da hier die Wirkungsgrade der Elektrolyse sowie Methanisierung ohne Abwärmenutzung betrachtet wurden, ist zu erwähnen, dass laut Angaben der Hersteller der Gesamtwirkungsgrad von PtG-Anlagen auf über 80 % gesteigert werden kann mittels Abwärmenutzung aus chemischen Methanisierungsanlagen. Allerdings ist bei der Methanisierung nur noch eine kleine Steigerung des Wirkungsgrades zu erwarten. In Zukunft ist insbesondere bei den Elektrolyseuren mit einer Steigerung des Wirkungsgrades zu rechnen. Die größte Effizienzsteigerung ist bei der Hochtemperaturelektrolyse (ca. 90 %) zu erwarten, die sich derzeit noch in der Forschungsphase befindet [26].

Im Folgenden werden die Vorteile aus der PtG-Technologie für Methan und Wasserstoff gegenübergestellt. Allerdings ist eine pauschale Bewertung nicht möglich, sondern die Vor- und Nachteile von Wasserstoff und Methan sind immer nur für den Einzelfall zu bewerten.

Vorteile von Wasserstoff gegenüber synthetischem Methan aus PtG-Anlagen [25]:

- Geringere Herstellungskosten bei Wasserstoff im Vergleich zu Methan
- Geringere Umwandlungsverluste bei Wasserstoff und daher höherer Wirkungsgrad
- Für Synthese von Wasserstoff wird kein CO₂ benötigt und daher ist die Produktion ortsunabhängiger
- Mit Wasserstoff einfachere Realisierung von autarken Systemen zur Energiespeicherung möglich
- Verbrennung von Methan setzt direkte Emissionen frei; die Verbrennung von Methan ist somit CO₂-neutral, aber nicht CO₂-frei

Vorteile von synthetischem Methan gegenüber Wasserstoff aus PtG-Anlagen [25]:

- Speicherung von Methan ist nicht so aufwändig wie die Speicherung von Wasserstoff (technologisch aufwändiger und höhere Kosten; Verdichtung und Speicherung von H₂ bei 350 bar und von CH₄ bei 250 bar)
- Für Methan gibt es bereits eine bestehende Erdgasinfrastruktur, wohingegen bei Wasserstoff nur begrenzt reine Wasserstoffnetze existieren
- Bei der Nutzung von Methan hat man weniger Einschränkungen beim Endverbraucher Methan kann bei Einhaltung der Normen problemlos in die Erdgasinfrastruktur eingespeist werden – Einspeiseort ist bei der Einspeisung von Wasserstoff problematisch, da auf eine genaue Durchmischung zu achten ist
- Die Synthese von Methan löst das potenzielle Problem der Abhängigkeit von anderen Marktteilnehmern, die bereits die maximale Wasserstoffmenge in das Erdgasnetz beigemischt haben

In der folgenden Abbildung 42 ist die Wirkungsgradkette von Pumpspeicherkraftwerken inklusive Rückverstromung dargestellt.



Abbildung 42: Wirkungsgradkette von PSKW (eigene Darstellung, Anlehnung an [45], [46])

Bei der Analyse der Wirkungsgrade von Pumpspeicherkraftwerken wurden ebenfalls die Transportverluste (Transformatoren und Leitung) mitberücksichtigt. Ein wesentlicher Vorteil der Pumpspeicherkraftwerke gegenüber der PtG-Technologie ist der hohe Wirkungsgrad von 68 %, welcher bei der PtG-Technologie (Methan) lediglich bei 31 % liegt.

Allerdings ist die Speicherkapazität der Pumpspeicherkraftwerke nicht ausreichend für den in Zukunft geplanten Ausbau der EE. Wie bereits erwähnt, ist die volumetrische Energiedichte von Methan (1100 kWh/m^3 , siehe Abbildung 38) um ein Vielfaches größer im Vergleich zu allen anderen Energiespeichern und insbesondere im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken. Die Erdgasinfrastruktur von Österreich hat große Erdgasspeicher installiert, die eine Kapazität von etwa 92,8 TWh (siehe Tabelle 7) aufweisen. Würde man diese Kapazität theoretisch über GuD-Kraftwerke (60 % Wirkungsgrad) rückverstromen, könnten ca. 51 TWh Strom erzeugt werden. Dies entspricht etwa 70 % des jährlichen Strombedarfs in Österreich (71,8 TWh pro Jahr [47]). Theoretisch können damit bei der Stromerzeugung aus EE große Lücken aufgrund von Fluktuationen geschlossen werden. Mit dem PtG-Pfad mit Methan kann diese Speicherkapazität zur Gänze genutzt werden. Bei PtG-Wasserstoff hingegen ergibt sich lediglich eine Speicherkapazität von ca. 3,7 TWh aufgrund der Einspeisebeschränkung auf max. 4 %. Dieser Wert ist allerdings nur theoretisch möglich, da der Anteil an Wasserstoff im gesamten Erdgasnetz gleichverteilt sein müsste. Dies ist problematisch umzusetzen aufgrund des stark saisonal schwankenden Gasdurchflusses. Ein weiterer Vorteil des Gasnetzes ist die wesentlich größere Übertragungskapazität im Vergleich zum Stromnetz. Als Beispiel kann hier die Trans-Europa-Naturgas-Pipeline mit einer Übertragungskapazität von umgerechnet 70 GW genannt werden. Im Vergleich dazu verfügt eine doppelsystemische 380 kV-Freileitung eine Übertragungskapazität von ca. 3,5 GW. Die Kopplung vom Strom- und Erdgasnetz ist daher nicht nur zum Speichern von großen Energiemengen interessant, sondern ermöglicht auch eine Entkoppelung vom Speicherort und Nutzungsort [10].

Aus diesen beiden genannten Gründen kann die PtG-Technologie trotz des schlechten Wirkungsgrades in der Zukunft eine wichtige Rolle bei der Energiespeicherung spielen, da die Erneuerbaren Energien stetig ausgebaut werden und somit große Fluktuationen in der Stromerzeugung mit sich bringen.

In den folgenden vier Abbildungen sind die Wirkungsgradketten für die Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- bzw. Verkehrssektor dargestellt:

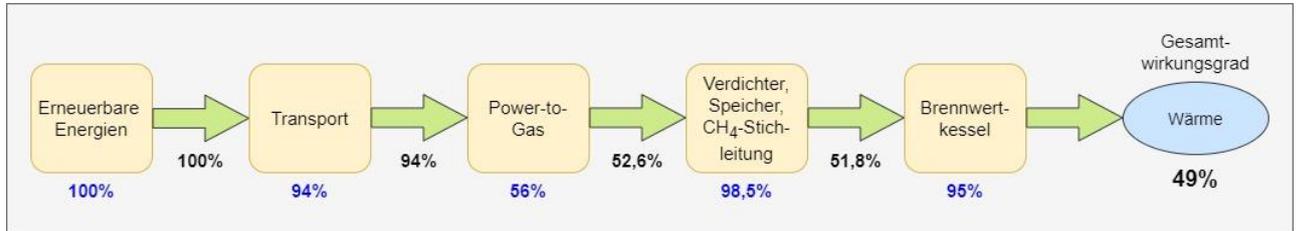


Abbildung 43: Wirkungsgradkette bei der Kopplung vom Strom- und Wärmesektor über PtG, eigene Darstellung, Anlehnung an [48]

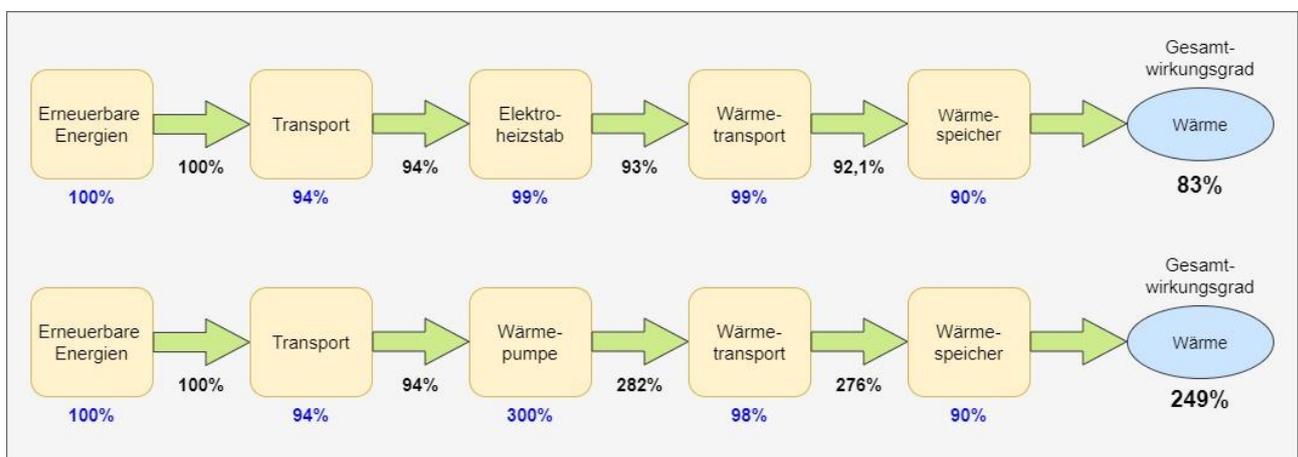


Abbildung 44: Wirkungsgradkette bei der Kopplung vom Strom- und Wärmesektor mittels Elektroheizstab bzw. Wärmepumpe (brennstofffrei), eigene Darstellung, Anlehnung an [48]

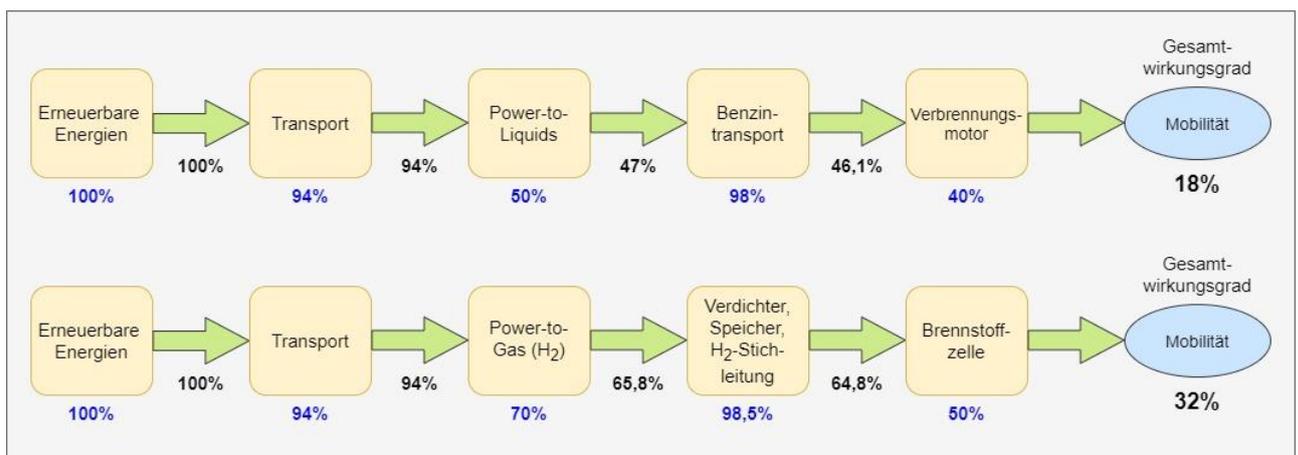


Abbildung 45: Wirkungsgradkette bei der Kopplung vom Strom- und Verkehrssektor über PtL bzw. PtG(H₂) (brennstoffbasiert), eigene Darstellung, Anlehnung an [48]

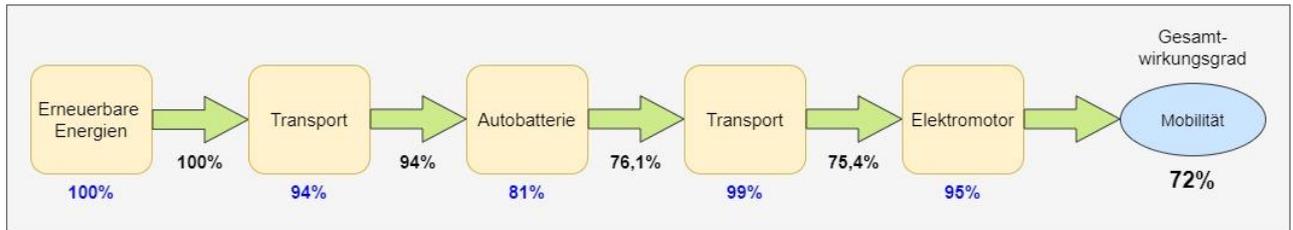


Abbildung 46: Wirkungsgradkette bei der Kopplung vom Strom- und Verkehrssektor über Elektromobilität (brennstofffrei), eigene Darstellung, Anlehnung an [48]

Für die Analyse der Wirkungsgradketten im Wärme- und Mobilitätssektor wurden für den Stromtransport, PtG-H₂, PtG-CH₄, sowie für den Prozessschritt „Verdichter, Speicher & Stichleitung“ die gleichen Wirkungsgrade angenommen, wie bereits oben auch beim PtG-Pfad mit Wasserstoff bzw. Methan.

Bei den restlichen Komponenten (Verbrennungsmotor, Brennstoffzelle, Autobatterie, Elektromotor, Brennwertkessel, Wärmepumpe, Wärmespeicher) wurden für Wirkungsgrade die Werte von [48] angenommen. Für die PtL-Technologie mit Niedertemperaturelektrolyse wurde mit den Werten aus [18] ein durchschnittlicher Wirkungsgrad von 50 % ermittelt.

Hierbei ist zu sagen, dass die Studien aufgrund der Auswahl der Daten, ergänzenden Annahmen sowie in Abhängigkeit der Systemgrenze zu unterschiedlichen Ergebnissen von den Wirkungsgraden gelangen. Allerdings ergibt sich die gleiche Abfolge für die Verwendungsregeln auch wenn man die Spannweiten der Werte berücksichtigt bzw. bei jeder Technologie die bestmöglichen Werte annimmt. Energetisch betrachtet ist es nicht vorteilhaft, wenn für niederwertige Energieanwendungen (z.B. Raumwärme) hochwertige Energie (z.B. Strom) zum Einsatz kommen soll. Allerdings ändert sich diese Sachlage, wenn sowieso Stromüberschüsse aus Erneuerbaren Energien auftreten. In diesem Fall ist es wichtig die ohnehin auftretenden Stromüberschüsse vorrangig in PtX-Pfaden mit einem hohen Gesamtwirkungsgrad einzusetzen, um die Abschaltung der Stromerzeugung aus EE zu verhindern. Der Vorteil hierbei ist, dass durch die Sektorkopplung der Überschussstrom im Verkehrs- oder Wärmesektor eingesetzt werden kann und dadurch der ansonsten notwendige Energieträger (beispielsweise Erdgas) eingespart werden kann. Für eine günstige Gesamtbilanz ist dieser Ersatz von Bedeutung [48].

Beim Betrachten der resultierenden Gesamtwirkungsgrade aus den Abbildungen 43 bis 46 sollten folgende Verwendungsregeln für den EE-Überschussstrom gelten [48]:

- 1) Allgemein: Direktverbrauch kommt vor Zwischenspeicherung kommt vor Verwendung für andere Anwendungszwecke (PtX)
- 2) Speziell für PtX: PtH mit Wärmepumpen vor PtH mit Heizstäben vor PtG vor PtL
- 3) Kreisschlüsse vermeiden: Lange Wirkungsgradketten im Stromsektor wie PtGtPtGtP sollen vermieden werden, da diese einen energiewirtschaftlichen Kreisschluss darstellen

Allerdings wird bei den ersten zwei Verwendungsregeln die mögliche Wirkungsgradverbesserung der einzelnen Komponenten nicht zu Genüge berücksichtigt. Dennoch sehen die Phasenmodelle der Energiewende auch bei Berücksichtigung der möglichen Wirkungsgradverbesserungen eine steigende Relevanz von Power-to-Gas sowie Power-to-Liquids erst bei einer weit fortgeschrittenen Energiewende, wenn auch der Bedarf der Langzeitspeicherung klimaneutral gedeckt sein muss. In den folgenden Jahren müssen Erfahrungen gesammelt werden mittels Pilotanlagen und es muss eine Reduktion der spezifischen Investitionskosten sowie der Betriebskosten erreicht werden. Wohingegen die Wärmepumpen bereits heute stärker eingesetzt werden sollen, da diese sehr effizient und energiewirtschaftlich Vorteile mit sich bringen [48].

Ergänzend zur PtL-Technologie ist zu sagen, dass sich diese in Demonstrationsprojekten bewährt hat, allerdings ist hier der Nachteil, dass diese Technologie mit hohen Kosten verbunden ist. In der Abbildung 45 ist zu sehen, dass bei der Wirkungsgradkette mit der PtL-Technologie ein großer Teil des Wirkungsgrades beim Verbrennungsmotor (25-40% Wirkungsgrad) verloren geht. Vergleicht man diese Technologie mit der Wirkungsgradkette eines elektrisch angetriebenen Kraftfahrzeuges ist die schlechte Effizienz (Faktor 3-4 geringer) sofort ersichtlich. Bei Elektroautos ist ein Energieaufwand von ca. 20 kWh/100km erforderlich, was umgerechnet einem Benzinverbrauch von ca. 2 Liter/100km entspricht. Daher muss bei der PtL-Technologie die Betrachtungsweise auch in Hinblick auf den Bedarf erweitert werden. Da auch im Verkehrssektor eine Dekarbonisierung angestrebt wird stellt sich hier die Frage wie dies umgesetzt werden kann. Abgesehen von den PKWs sind in den anderen Verkehrsbereichen (Flugverkehr, Schwerlastfernverkehr und Schiffsverkehr) Batterielösungen aus technischen Gründen nicht einsetzbar. Die Batteriespeicher besitzen hierfür eine zu geringe Energiedichte, um die benötigte, mitzuführende Energiemenge speichern zu können. In diesem Fall können praktisch nur chemische Energiespeicher verwendet werden. Daher kann für den Flugverkehr, Schwerlastfernverkehr sowie den Schiffsverkehr durchaus ein Potenzial für die PtL-Technologie gesehen werden, weil auf diese Weise synthetisch erzeugte Kraftstoffe auf Basis Erneuerbarer Energien zur Verfügung gestellt werden können, ohne die eine Dekarbonisierung des Verkehrssektors nicht möglich wäre [49].

4.4 Analyse der Wirkungsgradsteigerung durch Einsatz der SOEC-Elektrolyse

Im Gegensatz zur endothermen Wasserelektrolyse ist die Synthese von Kohlenwasserstoffen (Methan, Benzin, Diesel, Methanol, etc.) exotherm und aufgrund dessen geht hier ein Teil der zuvor für die Elektrolyse eingesetzten elektrischen Energie in Form von Wärme verloren. Aufgrund dieses thermodynamischen Grundprinzips kommt es bei der Synthese von Kohlenwasserstoffen zu einem Wirkungsgradverlust, weshalb eine Wiedereinkopplung der frei gewordenen Wärme in den Syntheseprozess sinnvoll wäre. Eine Möglichkeit dazu stellt die Hochtemperaturelektrolyse dar, bei der das Wasser zuerst verdampft wird und dann der Dampf zur Elektrolyse geführt wird. Auf diese Weise muss die elektrische Energie nur noch zum Überwinden des Heizwertes statt des Brennwertes eingesetzt werden. Durch die Rekuperation der Abwärme kann in etwa 16 % der elektrischen Energie eingespart werden und dadurch ist die Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe mit ähnlichen Wirkungsgraden möglich wie bei der Synthese von reinem Wasserstoff [10].

In der Abbildung 47 und Abbildung 48 werden diese beiden Prozessketten miteinander verglichen:

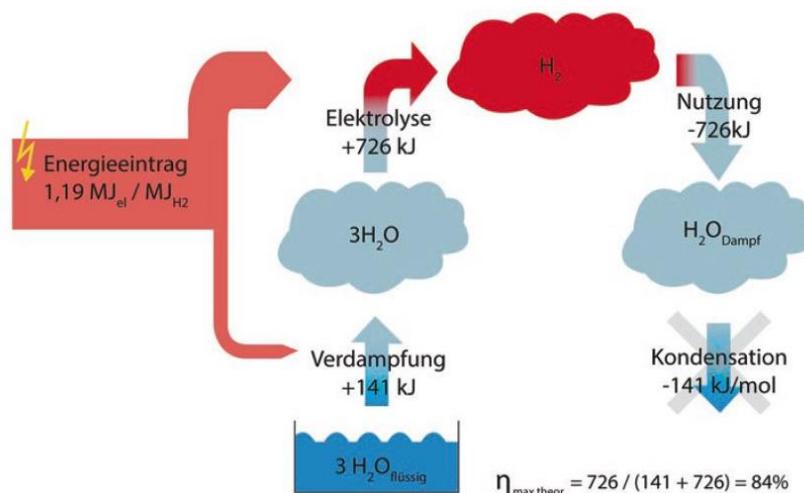


Abbildung 47: Elektrolyse zur Gewinnung von Wasserstoff ohne Rekuperation [10]

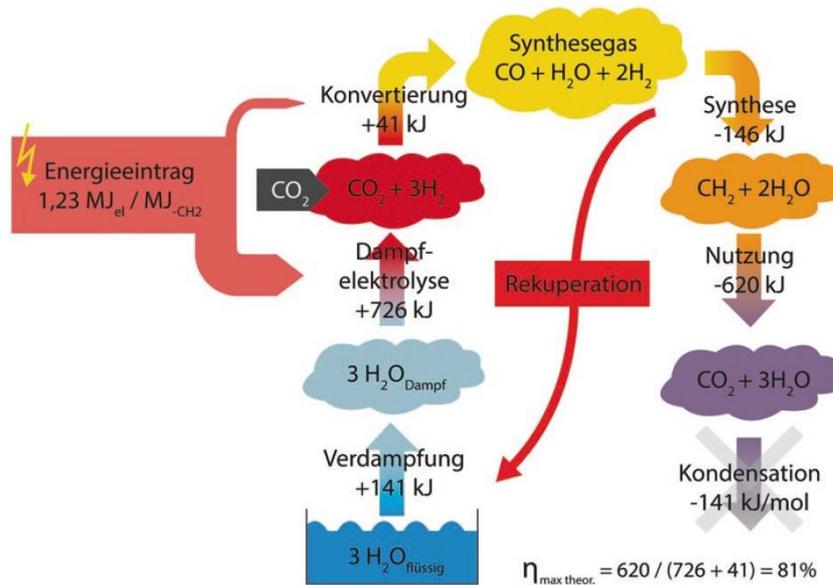


Abbildung 48: Hochtemperaturelektrolyse zur Synthese von Kohlenwasserstoffen mit Rekuperation [10]

In der Abbildung 47 sind die thermodynamisch notwendigen Umwandelungsschritte von der Elektrolyse ohne Rekuperation zur Gewinnung von Wasserstoff dargestellt. Die Abbildung 48 stellt die Hochtemperaturelektrolyse mit Rekuperation dar. Hierbei erfolgt die Synthese der Kohlenwasserstoffe mit Dampf und CO_2 , wobei die anfallende Abwärme von der Synthese für die Verdampfung des Wassers wieder eingesetzt wird. Somit können bei der Synthese von Kohlenwasserstoffen mittels Hochtemperaturelektrolyse mit Rekuperation ähnliche Wirkungsgrade erzielt werden wie bei der Elektrolyse zur Gewinnung von Wasserstoff. Der thermodynamisch maximal erzielbare Wirkungsgrad liegt bei der Elektrolyse ohne Rekuperation bei 84 % und bei der Hochtemperaturelektrolyse mit Rekuperation bei 81 %. Dies entspricht der Differenz zwischen dem Heiz- und Brennwert vom Wasserstoff. In der Praxis sind Wirkungsgrade von etwa 65 bis 79 % erzielbar [10].

In diesem Zusammenhang wurde auch mit dem EU-Projekt HELMETH bei der Methangewinnung ein Wirkungsgrad von über 75 % erreicht. HELMETH steht als Abkürzung für „Integrated High-Temperature ELectrolysis and METHAnation for Effective Power to Gas Conversion“ und es handelt sich hierbei um eine Demonstrationsanlage, bei der eine thermische Verkettung von den chemischen Prozessen stattfindet. Mit dem EU-Projekt HELMETH wurde für die Elektrolyse und Methanisierung ein Gesamtwirkungsgrad von 76 % erreicht, wodurch im Industriemaßstab ein Wirkungsgrad von etwa 80 % zu erwarten ist. Im Vergleich dazu hat eine konventionelle PtG-Anlage (Methan) einen Wirkungsgrad von etwa 56 % [50].

Für die folgende Analyse der möglichen Effizienzsteigerung bei den Wirkungsgradketten mittels Hochtemperaturelektrolyse wurde der erzielte Wirkungsgrad beim HELMETH-Projekt von 76 % als Referenzwert für die PtG-Technologie mit HTES angenommen. Bei den restlichen Prozessschritten wurden die gleichen Werte für die Wirkungsgrade angenommen wie auch bereits beim Kapitel 4.3.

In den folgenden drei Abbildungen sind die Wirkungsgradketten der PtX-Technologien mit Verwendung der Hochtemperaturelektrolyse dargestellt:

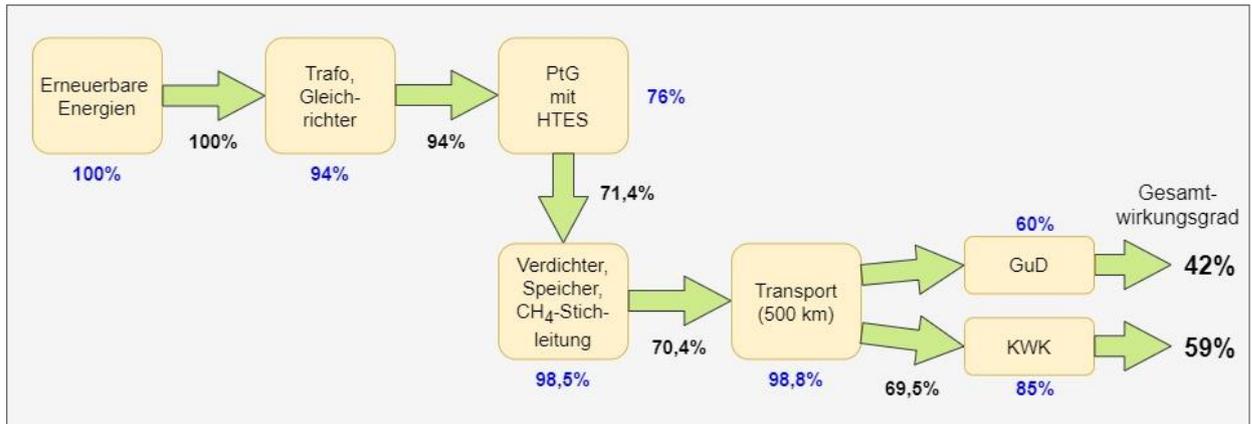


Abbildung 49: Wirkungsgradkette von PtG mittels Hochtemperaturelektrolyse und Rekuperation der Abwärme, eigene Darstellung

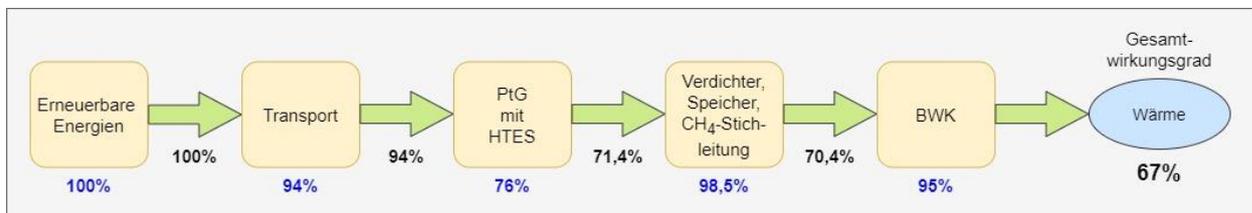


Abbildung 50: Wirkungsgradkette bei der Kopplung vom Strom- und Wärmesektor über PtG mit Hochtemperaturelektrolyse, eigene Darstellung

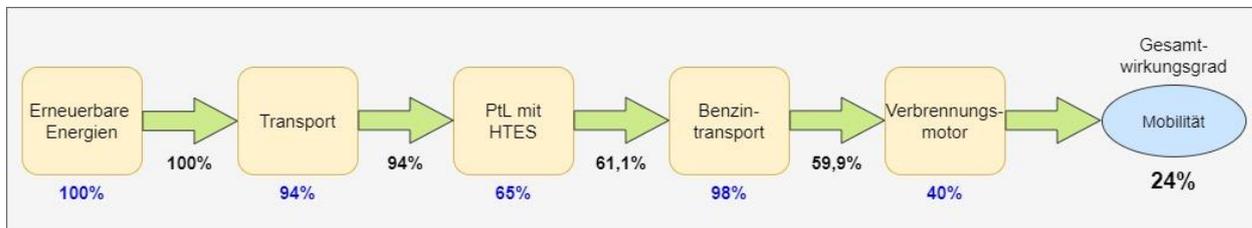


Abbildung 51: Wirkungsgradkette bei der Kopplung vom Strom- und Verkehrssektor über PtL mit Hochtemperaturelektrolyse, eigene Darstellung

Aus der Abbildung 49 geht hervor, dass im Vergleich zur konventionellen PtG-Technologie (Abbildung 41) bei PtG mittels HTES bei der Rückverstromung mittels GuD-Kraftwerk eine Wirkungsgradsteigerung um 11 Prozentpunkte und bei der Rückwandlung über die KWK um 15 Prozentpunkte möglich ist.

Beim PtX-Pfad zur Kopplung vom Strom- und Wärmesektor über PtG mit HTES (Abbildung 50) ist im Vergleich zur konventionellen PtG-Technologie (Abbildung 43) eine Wirkungsgradsteigerung um 18 Prozentpunkte erzielbar.

Bei der Kopplung vom Strom- und Verkehrssektor mittels PtL über die Hochtemperaturelektrolyse (Abbildung 51) ist im Vergleich zur konventionellen PtL-Technologie (Abbildung 45) eine Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades um 6 Prozentpunkte möglich.

In der folgenden Tabelle 9 ist zusammenfassend die Bandbreite der Wirkungsgrade von unterschiedlichen PtX-Pfaden zu finden, die im Vergleich zu den erzielbaren Wirkungsgraden mit Hochtemperaturelektrolyse mit Rekuperation der Abwärme dargestellt sind:

Tabelle 9: Bandbreite der Wirkungsgrade von unterschiedlichen PtX-Pfaden im Vergleich zu Wirkungsgraden von PtX mit Hochtemperaturelektrolyse mit Rekuperation, eigene Darstellung basierend auf [9], [10]

Pfad	Gesamtwirkungsgrad in %	Gesamtwirkungsgrad ergänzt mit HTES mit Rekuperation in %	Randbedingungen
PtG			
Strom zu Wasserstoff	54 - 72	54 - 79	Kompression auf 200 bar (Gasspeicher)
Strom zu Methan	49 - 64	49 - 78	
Strom zu Wasserstoff	57 - 73	57 - 80	Kompression auf 80 bar (Fern- und Transportleitung)
Strom zu Methan	50 - 64	50 - 78	
Strom zu Wasserstoff	64 - 77	64 - 84	Ohne Kompression
Strom zu Methan	51 - 65	51 - 79	
Stromsektor			
Strom zu Wasserstoff zu Strom	34 - 44	34 - 51	Verstromung über Brennstoffzelle
Strom zu Methan zu Strom	30 - 38	k.A.	Verbrennung über GuD-Kraftwerke (60%)

Fortsetzung der Tabelle 9			
Pfad	Gesamtwirkungsgrad in %	Gesamtwirkungsgrad ergänzt mit HTES mit Rekuperation in %	Randbedingungen
Verkehrssektor			
Strom zu Wasserstoff zu Motorleistung	k.A.	38 - 53	Umsetzung in Brennstoffzelle (60%)
Strom zu Methan zu Motorleistung	k.A.	18 - 37	Verbrennung im Ottomotor (35%)
Wärmesektor			
Strom zu Methan zu Wärme und Strom	43 – 54	43 – 68	KWK
Strom zu Methan zu Wärme	k.A.	53 - 84	Brennwertkessel (105%)

5 Analyse der Hemmnisse für die Sektorkopplung

Der aktuelle Forschungs- und Entwicklungsstand und die erforderlichen Rahmenbedingungen ermöglichen eine Ableitung der Hemmnisse für die Weiterentwicklung der PtG-Technologie. Hierbei wurde die Aufteilung nach systemischer und technologischer Sicht durchgeführt.

5.1 Hemmnisse aus systemischer Sicht

Die systemischen Problemstellungen sind von den strukturellen und ökonomischen Gegebenheiten abhängig und daher ist der Fokus hier nicht auf die Entwicklung der technischen Komponenten gerichtet [25]. Nachfolgend werden die identifizierten Hemmnisse für die Sektorkopplung aus systemischer Sicht dargestellt.

5.1.1 Steigerung der Wirtschaftlichkeit und Kostendegression

Eine zentrale Herausforderung für die Entwicklung der PtG-Technologie ist die Kostendegression. Die Kostendegression hängt von einigen Faktoren ab, wie beispielsweise vom technologischen Entwicklungsstand, Förderbedingungen, Betriebsweisen, etc. Derzeit ist die Umsetzung von PtG-Anlagen in Österreich in erster Linie durch die Wirtschaftlichkeit gehindert. Die Herstellungskosten der Technologiekomponenten, wie z.B. die Elektrolysestacks oder die Methanisierungsmodule, tragen einen wesentlichen Anteil dazu bei. Das Land Österreich kann in diesem Bereich nur langfristig eingreifen durch Forschung (insbesondere Materialforschung) und ist hier auch vom globalen Markt abhängig. Eine beträchtliche Kostenreduzierung kann dennoch durch das Optimieren der standortspezifischen Anlagenauslegung und durch eine optimierte Betriebsweise der Anlagen erzielt werden. In der Praxis würde das bedeuten, dass die Betriebskosten (z.B. Verwendung von EE-Überschussstrom) möglichst geringgehalten werden müssen, um damit die Kosten je erzeugter kWh senken zu können. Auch die Verwendung von intelligenten Anwendungsstrategien (z.B. Erhöhung der Vollaststunden) kann zu einer Kostendegression führen. Die Entwicklung von Einsatzkonzepten und Anwendungsstrategien für die unterschiedlichen Marktteilnehmer und Betriebsweisen spielt daher eine wichtige Rolle. Nicht zuletzt wäre es auch ratsam den Einsatz von regulatorischen Maßnahmen zu fördern, um die Technologie voranzutreiben [25].

5.1.2 Neue Fördersysteme und Finanzierungsmöglichkeiten schaffen

Laut der Analysen, die im Jahr 2014 durchgeführt worden sind, haben die finanziellen Aspekte mehr Einfluss auf die Verbreitung der neuen Technologien als die Bewältigung der technischen Herausforderungen. Eine wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit von PtG ist wegen des Entwicklungsstandes (Lernkurven, Skaleneffekte) der Elektrolyse samt Peripherie und der Methanisierung noch nicht gegeben. Aufgrund der Vorteile von PtG für das gesamte Energiesystem, wie z.B. die Möglichkeit eines alternativen Energietransports aufgrund der vorhandenen Erdgasinfrastruktur und die Speicherfunktion zur Integration der fluktuierenden Stromerzeugung, kann die Wirtschaftlichkeit durch politische Maßnahmen, wie die Unterstützung aus öffentlicher Hand, gefördert werden. Aus diesem Grund sind Investitionsförderungen für PtG-Anlagen notwendig, um dadurch eine Kostensenkung zu schaffen [25].

5.1.3 Demoprojekte

Die Realisierung von Projekten stellt eine wichtige Grundlage für die Weiterentwicklung (z.B. bei der Hochdruckelektrolyse) des PtG-Systems dar. Bei der Realisierung von PtG-Projekten ist die Einbindung von internationalen Partnern in diese Projekte eine der Herausforderungen, denn somit wäre ein Wissensaustausch und das Einbringen von Know-how im Bereich der Elektrolysestacks möglich. Der Schwerpunkt bei den Demonstrationsprojekten sollte unter anderem auf der Anlagenauslegung, optimalen Zusammenspiel der Komponenten, Anwendungsstrategien, etc. liegen. Für die Realisierung von Pilotprojekten sind entweder mehrere Standorte zur Klärung unterschiedlicher Fragestellungen denkbar, aber auch ein gemeinsamer Standort (ein PtG-Zentrum) für die Forschung und Entwicklung wäre eine Option. Der Nachteil eines gemeinsamen Standortes ist die örtliche Gebundenheit der spezifischen Forschungsfragen (beispielsweise die Untertagespeicherung von Wasserstoff in Porenspeichern). Allerdings hätte man bei einem gemeinsamen Standort den Vorteil einer erhöhten Aufmerksamkeit durch die unterschiedlichen Institutionen und Unternehmen [25].

5.1.4 Wichtige Akteure und Promotoren identifizieren

Eine weitere Herausforderung wird das Identifizieren von relevanten Akteuren in erforderlicher Anzahl im Bezug zum Angebot und Nutzung der PtG-Technologie sein. Dafür wird eine Recherche der relevanten Akteure und Stakeholder sowie auch Kooperationen und Wissensaustausch über die gesamte PtG-Technologiekette (Stromnetz-, Gasnetz- und Windkraftanlagenbetreiber) notwendig sein. Österreich arbeitet auf dem Gebiet der Technologiekomponenten für PtG in erster Linie mit der Zulieferindustrie zusammen. Allerdings besteht ebenso die Option, dass Firmen in Österreich nicht nur PtG-Anlagen nutzen, sondern auch anbieten. Da mittels PtG eine Kopplung von Energienetzen zu „Hybridnetzen“ möglich ist, stellt sich hier die Frage der Rollenverteilung für die Zukunft im Energiesystem [25].

5.1.5 Bewusstseinsbildung und Human Resources

Es werden Ausbildungsmaßnahmen bezüglich Entwicklung und Umgang mit PtG erforderlich sein, um somit personelle Ressourcen sicherzustellen. Aus diesem Grund sind Förderungen der Ausbildungsmöglichkeiten notwendig, damit eine Vernetzung der verschiedenen Disziplinen stattfinden kann [25].

5.1.6 Strategische Ausrichtung

Power-to-Gas bedarf in Österreich vor allem einer Systemforschung in den Bereichen Ökonomie, Technologie sowie Recht. Um die langfristige Weiterentwicklung der PtG-Technologie zu gewährleisten ist eine stabile Finanzierung notwendig. Somit muss ein Fokus auf die Forschungsförderung gelegt werden, damit das Ziel der Kostendegression (Stückkosten reduzieren) erreicht werden kann [25].

5.1.7 Adäquate Infrastruktur

Beim Einspeisen von Wasserstoff in die Erdgasinfrastruktur kommt es zu diversen Fragestellungen bezüglich der Wasserstofftoleranz, die bereits in Deutschland weitgehend analysiert wurden. In Österreich wird die Wasserstofftoleranz von Porenspeichern untersucht. Es besteht aber noch Forschungsbedarf bei den Gasmessgeräten und Mischertechnologien, und auch beim Umgang mit den unterschiedlichen Brennwerten der Gasgemische. Darüber hinaus zählt die Realisierung einer separaten Wasserstoffinfrastruktur ebenfalls zu den Herausforderungen. Bei den Hochdruckanwendungen in der Mobilität könnte eine eigene Wasserstoffinfrastruktur erforderlich sein [25].

5.2 Hemmnisse aus technologischer Sicht

Neben den Hemmnissen aus systemischer Sicht gibt es auch Herausforderungen aus der technologischen Sicht. Darunter zählen die Herausforderungen in der Entwicklung, Anwendung und Materialforschung der PtG-Technologie.

5.2.1 Materialforschung forcieren

Das Ziel und auch die Herausforderung der Materialforschung ist es Materialien mit einer hohen Zuverlässigkeit und hohen Langzeitstabilität zu entwickeln. Dabei richtet sich der Fokus insbesondere auf die Hochtemperaturanwendungen in SOEC. Die notwendige Elektrolysekapazität kann mit den momentan bestehenden Materialien nicht erreicht werden. Daher liegt hier der Fokus auf der Suche nach preisgünstigen Materialien mit einer möglichst geringen Degradation bei Erhöhung der Betriebstemperatur. Es ist eine Verbesserung der katalytischen Eigenschaften der Elektroden oder auch eine Vergrößerung der Elektrodenoberfläche notwendig. Für eine Verbesserung der Membranen oder Weiterentwicklung edelmetallfreier Katalysatoren ist der Fokus auf eine geringere Dicke zu setzen, da diese zu einem kleineren elektrischen Widerstand führt und somit zu kleineren Verlusten. Weiters soll die Korrosionsbeständigkeit der Stack-Materialien bei hohen Drücken und Temperaturen sowie bei chemischer Beanspruchung verbessert werden. In Ergänzung dazu ist eine Analyse der Materialbeanspruchung bei häufigen An- und Abfahrzyklen notwendig. Offene Fragen bestehen auch im Bereich der Wasserstoffsicherheit, welche beantwortet werden müssen (z.B. Sicherheitsfaktoren, Materialverträglichkeiten, Spannungsrisskorrosion, Messsysteme). Damit eine Prozessoptimierung in Hinsicht auf Laufzeit, Temperatur und Effizienz stattfinden kann, ist die Materialforschung daher essenziell notwendig und stellt eine Schlüsseldisziplin dar [25].

5.2.2 Elektrolyseforschung forcieren

Die Anforderungen an den Elektrolyseur nehmen durch die volatilen Stromquellen zu und stellen daher eine zentrale Herausforderung für die Technologieentwicklung dar. Die resultierende dynamische Betriebsweise aufgrund der Nutzung vom fluktuierenden Überschussstrom ist eine große Herausforderung für den Elektrolyseur, weil auf diese Weise nur geringe Volllaststunden erzielt werden können. Wird der Elektrolyseur unter Grundlast betrieben, so können die spezifischen Energiekosten niedrig gehalten werden. Da dies nicht zur Entlastung des Stromnetzes führt, stellt die Weiterentwicklung des Elektrolyseurs für den dynamischen Betrieb eine besondere technologische Herausforderung dar. Darüber hinaus ist der Fokus auch auf die Effizienzsteigerung der elektrochemischen Reaktion zu setzen. Es wird davon ausgegangen, dass sich in Österreich über einen kurz- und mittelfristigen Zeitraum keine Elektrolysestacks-Hersteller zu finden sein werden, welche die Technologieentwicklung der Elektrolyseure vorantreiben werden. Die Ausnahme bildet hier die Hochtemperatur-Elektrolyse, weil hier ein Know-how im Bereich der Materialforschung vorliegt.

Es wird auch eine Optimierung im Bezug zu höheren Betriebsdrücken erforderlich sein, da Wasserstoff mit hohem Druckniveau für bestimmte Anwendungen (z.B. Mobilität) erforderlich ist, wobei hier bereits Know-how aus dem Brennstoffzellen- und Autozulieferbereich vorhanden ist [25].

5.2.3 CO₂-Bezug für Methanisierung

Eine Herausforderung für die Methanisierungstechnologie ist die sichergestellte Verfügbarkeit von Kohlendioxid. CO₂ entsteht beispielsweise bei der Verbrennung von fossilen Kraftstoffen in Kraftwerken. Wird hingegen verstärkt auf EE gesetzt, so wird die CO₂-Entstehung verringert, welches aber für die Methansynthese notwendig ist. Dieser Aspekt ist auch für die PtL-Technologie von Relevanz, da hier auch CO₂ benötigt wird. Hohe CO₂-Mengen fallen aber auch in anderen Bereichen wie der Zement-, Eisen- und Stahlproduktion an und können verwendet werden. Somit ist es von wichtiger Bedeutung die möglichen CO₂-Quellen mit technologischer Optimierung aber auch mit systemischer Optimierung zu nutzen [25].

5.2.4 Weiterentwicklung der Skaleneffekte

Das Vorantreiben der Kostendegression und die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit wurde bereits bei der systemischen Sichtweise im ersten Punkt beschrieben. Bei der technologischen Sichtweise geht es um den Fokus zur Entwicklung marktreifer Technologien, was mit der Umsetzung der Lernkurven erreicht werden kann. Dies bezieht sich insbesondere auf die Wirkungsgradsteigerung und die Fertigung der Elektrolysestacks. Hierbei ist Österreich vom internationalen Markt abhängig, da beiden Komponenten (außer SOEC) nicht in österreichischer Kompetenz liegen. Aus diesem Grund sollte der Schwerpunkt auf der Systemintegration und der Betriebsoptimierung (auch für dynamische Fahrweise) von PtG-Anlagen liegen. Die PtG-Technologie kann erst dann für die langfristige Speicherung von fluktuierenden EE eingesetzt werden, wenn eine signifikante Kostendegression erzielt ist [25].

5.2.5 Weiterentwicklung von Power-to-Liquids

Bei der PtL-Technologie stellen insbesondere die elektrolytischen Verfahren für die Herstellung unterschiedlicher Kohlenwasserstoffe eine Herausforderung dar. Die Herausforderung der bioelektrischen Wasserstoffproduktion, zur direkten Umsetzung von CO₂ und Wasser zu flüssigen Kohlenwasserstoffen oder zu chemischen Grundstoffen, ist das diese noch in der Grundlagenforschung steckt. In Österreich wurde auch bereits bei dieser MEC-Technologie (Microbial Electrolysis Cell) im Rahmen von nationalen Projekten Forschung betrieben. Allerdings gibt es bereits Know-how bei der Nutzung von Synthesegas über die Methanolsynthese, Fischer-Tropsch-Synthese oder Fermentation [25].

6 Diskussion

Zur Erreichung der Klimaschutzziele für 2050 ist der Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien unabdingbar und in weiterer Folge ist eine Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr erforderlich. Da die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit großen Fluktuationen verbunden ist, muss in Zukunft der Fokus auch auf eine ausreichende Kapazität zur Energiespeicherung gelegt werden. Aus der Analyse der Wirkungsgradketten geht hervor, dass die Pumpspeicherkraftwerke nach wie vor eine bewährte Technologie darstellen, da diese im Vergleich zur PtG-Technologie geringe Kosten aufweisen und darüber hinaus einen wesentlich besseren Wirkungsgrad als die PtG-Technologie besitzen. Trotz der erheblichen Wirkungsgradverluste bei der PtG-Technologie hat man dafür bei der chemischen Energiespeicherung den wesentlichen Vorteil, dass diese eine sehr hohe volumetrische Energiedichte von 1100 kWh/m^3 besitzt. Im Vergleich dazu hat die Pumpspeichertechnologie bei einer Fallhöhe von 100 m lediglich eine volumetrische Energiedichte von etwa $0,27 \text{ kWh/m}^3$. Auch mit Lithium-Batterien, die ein volumetrische Energiedichte von ca. 270 kWh/m^3 besitzen, kann die volumetrische Energiedichte von Methan nicht annähernd erreicht werden. Im Gegensatz zur PtG-Technologie ist das Ausbaupotenzial der Pumpspeicherkraftwerke in Österreich weitgehend ausgeschöpft. Beim Vergleich der Speichertechnologien konnte gezeigt werden, dass bereits mit der aktuellen Speicherkapazität von der österreichischen Erdgasinfrastruktur theoretisch mit einer Rückverstromung des gesamten Methans über GuD-Kraftwerke etwa 70 % des jährlichen Strombedarfs in Österreich abgedeckt werden können. Somit ermöglicht die Sektorkopplung ein Ausweichen von den teuren Stromspeichern hin zu großen und preisgünstigen chemischen Energiespeichern, um damit eine saisonale Speicherung von EE-Strom durchzuführen.

Darüber hinaus ermöglicht die Sektorkopplung im Wärme- und Verkehrssektor eine Reduktion des Energieverbrauches über die Nutzung von Elektrowärmepumpen sowie auch durch den Ausbau der Elektromobilität. Die PtL-Technologie hat den großen Nachteil des sehr geringen Gesamtwirkungsgrades in der gesamten Prozesskette von lediglich 18 %. Daher ist aus dieser Sichtweise von einer Weiterentwicklung der PtL-Technologie abzusehen. Da aber auch im Verkehrssektor eine Dekarbonisierung erzielt werden soll und für den Schiffs-, Flug- und Scherlastfernverkehr eine Batterielösung aus Kapazitätsgründen keine Option ist, ist bei diesen Verkehrsbereichen ein Anwendungspotenzial für die PtL-Technologie vorhanden.

PtL ist die einzige Technologie, die eine Dekarbonisierung auch im Schiff-, Flug- und Schwerlastfernverkehr ermöglicht mittels Synthese von energiedichten, flüssigen Kohlenwasserstoffen auf Basis von Erneuerbaren Energien, und hat somit in diesem Zusammenhang ein Alleinstellungsmerkmal.

Abschließend ist zu sagen, dass auch ein Augenmerk auf die Hemmnisse der Sektorkopplung gelegt werden muss, um die hier vorhandenen Problemstellungen zu lösen, damit die Weiterentwicklung der PtX-Technologie vorangetrieben werden kann. Ein wesentliches Hemmnis für die Weiterentwicklung ist die fehlende Wirtschaftlichkeit. Aus diesem Grund muss der Fokus insbesondere auf die Kostendegression gelegt werden. Da die finanziellen Aspekte mehr Einfluss auf die Weiterentwicklung der Technologie haben als die technischen Problemstellungen sind ebenso politische Maßnahme zur Förderung notwendig. Darüber hinaus ist auch eine Suche nach Materialien mit einer hohen Langzeitstabilität anzustreben. Hierbei ist der Fokus insbesondere auf Hochtemperaturanwendungen zu legen, da die Hochtemperatur-Elektrolyse bessere Wirkungsgrade erzielt im Vergleich zur "klassischen" Elektrolyse. Dafür ist die Forschung nach preisgünstigen Materialien mit möglichst geringer Degradation bei Hochtemperatur essenziell. Damit eine Entlastung des Stromnetzes im Zusammenhang mit den PtX-Technologien möglich ist, muss ebenso eine Weiterentwicklung des Elektrolyseurs für den dynamischen Betrieb angestrebt werden.

7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Indexierte Entwicklung der Erneuerbaren Energien, BIP, Primärenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen; 2005-2016 (2005 = 100) [2].....	3
Abbildung 2: Erzeugungsstruktur Erneuerbarer Energien in Österreich in Petajoule [4].....	4
Abbildung 3: Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2016 [4]	5
Abbildung 4: Anteil Erneuerbarer Energien in den Bereichen Bruttostromverbrauch, Verkehr und Raumheizung & Klimatisierung [4].....	6
Abbildung 5: Entwicklung des BIP, Bruttoinlandsverbrauchs und des relativen Energieverbrauchs [4]	7
Abbildung 6: Industriequote und Energieintensität (BIV/BIP in koe pro 1000 €) ausgewählter Länder im Jahr 2016 [4]	8
Abbildung 7: Treibhausgasemissionen Österreichs von 1990, 2005 und 2016 [2].....	9
Abbildung 8: Treibhausgas-Emissionspfad NON-ETS [2]	10
Abbildung 9: Unterschiedliche Verwertungspfade von Power-to-X [1].....	13
Abbildung 10: Entwurf einer 100% erneuerbaren Energieversorgungsstruktur für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr [9].....	16
Abbildung 11: Getrennte Erzeugung von Strom und Wärme vs. KWK [10]	18
Abbildung 12: Darstellung des Funktionsprinzips einer Elektrowärmepumpe [14].....	21
Abbildung 13: Grundkonzept von Power-to-Gas [16]	23
Abbildung 14: Schematischer Aufbau des a)AEL- b)PEM- und c)SOEC-Elektrolyseur [19] .	24
Abbildung 15: Methanausbeute im Gleichgewicht als Funktion von Temperatur und Druck [22].....	28
Abbildung 16: Adiabatischer (links) und wandgekühlter (nicht-adiabatischer) Festbettreaktor (rechts) [22].....	29
Abbildung 17: Aufbau eines Wirbelschichtreaktors (links) und Drei-Phasen-Reaktors (rechts) [22].....	31
Abbildung 18: Minimaler Energieaufwand für CO ₂ -Abtrennung in Abhängigkeit der CO ₂ -Konzentration [26].....	36
Abbildung 19: Erdgasinfrastruktur von Österreich [27]	37
Abbildung 20: Funktionsweise des Underground-Sun-Storage-Projektes [31]	42
Abbildung 21: Schematischer Aufbau von Wind2Hydrogen [33]	43
Abbildung 22: Komponenten des Elektrolyseurs im Stahlbetoncontainer [34]	44
Abbildung 23: Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Wasserstoff in die bestehende Erdgasinfrastruktur [33].....	45

Abbildung 24: Grafischer Vergleich der Wirkungsgrade zwischen Elektromobilität und konventionellen Verbrennungsantrieb [10]	46
Abbildung 25: Darstellung des Zusammenhangs zwischen Power-to-Liquids mit Power-to-Gas [25]	50
Abbildung 26: Schematischer Aufbau der Fischer-Tropsch-Synthese [10]	51
Abbildung 27: Schematischer Aufbau der Methanolsynthese [10]	52
Abbildung 28: Grafische Darstellung der Zusammenhänge und Unterschiede der PtX-Verfahren [18]	54
Abbildung 29: Aufbau vom Lithium-Ionen-Akkumulator [43]	59
Abbildung 30: Aufbau einer Redox-Flow-Batterie [43]	61
Abbildung 31: Aufbau von Metall-Luft-Akkumulatoren [43]	62
Abbildung 32: Vergleich der Temperaturverläufe von Latentwärmespeichern und sensiblen Wärmespeichern [43]	66
Abbildung 33: Funktion von Ad- und Absorptionsspeichern [43]	68
Abbildung 34: Vergleich der Wärmespeicher bezüglich der Energiedichte [43]	69
Abbildung 35: Sektorale Anwendungsmöglichkeiten von elektrischen (links) und elektrochemischen (rechts) Speichern [10]	70
Abbildung 36: Sektorale Anwendungsmöglichkeiten von mechanischen (links) und thermischen (rechts) Energiespeichern [10]	71
Abbildung 37: Sektorale Anwendungsmöglichkeiten von chemischen Energiespeichern [10]	72
Abbildung 38: Investitionskosten der Speicher im Verhältnis zu ihrer Energiedichte und Wirkungsgrad [10]	74
Abbildung 39: Vergleich der Kosten einer ausgespeicherten kWh aus Stromspeichern in Abhängigkeit der Zyklendauer [44]	80
Abbildung 40: Wirkungsgradkette von PtG-Wasserstoff (eigene Darstellung, in Anlehnung an [45])	84
Abbildung 41: Wirkungsgradkette von PtG-Methan (eigene Darstellung, in Anlehnung an [45])	84
Abbildung 42: Wirkungsgradkette von PSKW (eigene Darstellung, Anlehnung an [45], [46])	86
Abbildung 43: Wirkungsgradkette bei der Kopplung vom Strom- und Wärmesektor über PtG, eigene Darstellung, Anlehnung an [48]	88
Abbildung 44: Wirkungsgradkette bei der Kopplung vom Strom- und Wärmesektor mittels Elektroheizstab bzw. Wärmepumpe (brennstofffrei), eigene Darstellung, Anlehnung an [48]	88
Abbildung 45: Wirkungsgradkette bei der Kopplung vom Strom- und Verkehrssektor über PtL bzw. PtG(H ₂) (brennstoffbasiert), eigene Darstellung, Anlehnung an [48]	88

Abbildung 46: Wirkungsgradkette bei der Kopplung vom Strom- und Verkehrssektor über Elektromobilität (brennstofffrei), eigene Darstellung, Anlehnung an [48].....	89
Abbildung 47: Elektrolyse zur Gewinnung von Wasserstoff ohne Rekuperation [10].....	91
Abbildung 48: Hochtemperaturelektrolyse zur Synthese von Kohlenwasserstoffen mit Rekuperation [10].....	92
Abbildung 49: Wirkungsgradkette von PtG mittels Hochtemperaturelektrolyse und Rekuperation der Abwärme, eigene Darstellung	93
Abbildung 50: Wirkungsgradkette bei der Kopplung vom Strom- und Wärmesektor über PtG mit Hochtemperaturelektrolyse, eigene Darstellung	93
Abbildung 51: Wirkungsgradkette bei der Kopplung vom Strom- und Verkehrssektor über PtL mit Hochtemperaturelektrolyse, eigene Darstellung	93

8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: PtX-Technologiepfade mit genutzten Energiespeichern und Infrastrukturen [1] ...	14
Tabelle 2: Bandbreite der Kenngrößen der Elektrolysearten [21]	26
Tabelle 3: Technischer Vergleich der Elektrolysearten [10], [18]	26
Tabelle 4: Techno-ökonomische Kennzahlen der chemischen Methanisierung [22]	29
Tabelle 5: Bandbreite der Kenngrößen der Methanisierung [21]	31
Tabelle 6: Vergleich zwischen der chemischen und biologischen Methanisierung [24]	32
Tabelle 7: Speicherkapazität für Erdgas in Österreich, Stand: 2. September 2019 [28]	38
Tabelle 8: Mittelwerte der wichtigsten technischen und ökonomischen Parameter der Speichertechnologien [10]	77
Tabelle 9: Bandbreite der Wirkungsgrade von unterschiedlichen PtX-Pfaden im Vergleich zu Wirkungsgraden von PtX mit Hochtemperaturelektrolyse mit Rekuperation, eigene Darstellung basierend auf [9], [10]	94

9 Literaturverzeichnis

- [1] P. D.-I. M. Sterner, „Uniper,“ Oktober 2017. [Online]. Available: https://www.uniper.energy/storage/sites/default/files/2017-12/2017_okt_energiwirtschaftliches_kurzgutachten_fur_ptx-allianz.pdf. [Zugriff am 28 November 2018].
- [2] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus; Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, „Mission2030,“ Juni 2018. [Online]. Available: <https://mission2030.info/wp-content/uploads/2018/10/Klima-Energiestrategie.pdf>. [Zugriff am 3 Dezember 2018].
- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „EU-Klimapolitik,“ 25 Juni 2020. [Online]. Available: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/eu-klimapolitik/#:~:text=Im%20Dezember%202019%20haben%20sich,soweit%20wie%20m%C3%B6glich%20vermieden%20werden..> [Zugriff am 22 Juli 2020].
- [4] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, „Bundesministerium Nachhaltigkeit und Tourismus,“ 2018. [Online]. Available: <https://www.bmnt.gv.at/service/publikationen/energie/energie-in-oesterreich-2018.html>. [Zugriff am 29 November 2018].
- [5] Europäische Kommission, „Europäische Kommission,“ [Online]. Available: ec.europa.eu. [Zugriff am 21 Januar 2019].
- [6] Verbund, „Sektorkopplung - Chance und Notwendigkeit,“ [Online]. Available: <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/unternehmen/interessenvertretung>. [Zugriff am 5 Dezember 2018].
- [7] TÜV Süd, „TÜV Süd,“ [Online]. Available: <https://www.tuvsud.com/de-de/industrie/klima-und-energie-info/power-to-x>. [Zugriff am 30 Jänner 2019].
- [8] P. D. N. Lin-Hi, „Gabler Wirtschaftslexikon,“ [Online]. Available: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/>. [Zugriff am 6 Februar 2019].
- [9] M. Sterner, M. Jentsch und U. Holzhammer, „Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes,“ Februar 2011. [Online]. Available: https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/sonstiges/Greenpeace_Energy_Gutachten_Windgas_Fraunhofer_Sterner.pdf. [Zugriff am 8 Juli 2020].

- [10] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [11] D. R. Paschotta, „RP-Energie-Lexikon (Gaskraftwerk)“, 21 Oktober 2018. [Online]. Available: <https://www.energie-lexikon.info/gaskraftwerk.html>. [Zugriff am 15 Februar 2019].
- [12] G. Schaumann und K. Schmitz, *Kraft-Wärme-Kopplung* (4. Auflage), Heidelberg: Springer, 2010.
- [13] H. Doderer, S. Steffensen und S. Schäfer-Stradowsky, „Power to Heat - Eine Chance für die Energiewende“, Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität, Berlin, 2017.
- [14] Baunetzwissen, „Wärmepumpen“, [Online]. Available: <https://www.baunetzwissen.de/gebaeudetechnik/fachwissen/erneuerbare-energien/waermepumpen-2446145>. [Zugriff am 7 Juli 2020].
- [15] OÖ Energiesparverband, „OÖ Energiesparverband“, [Online]. Available: https://www.energiesparverband.at/fileadmin/redakteure/ESV/Info_und_Service/Publicationen/Waermepumpen.pdf. [Zugriff am 19 Februar 2019].
- [16] Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, „Power-to-Gas“, [Online]. Available: <https://www.fenes.net/forschung/energiespeicher/themengebiete/power-to-gas-als-schwerpunktthema/>. [Zugriff am 28 Februar 2019].
- [17] A. Eigenbauer und C. Millgramm, „E-Control“, 30 Jänner 2019. [Online]. Available: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/2019_01_30_Pressemappe_Energieroundtable_Gas.pdf/86917b7b-1616-2af0-0a3b-80dbca51727d?t=1548868940794.
- [18] J. Töpler und J. Lehmann, *Wasserstoff und Brennstoffzelle - Technologien und Marktperspektiven*, Berlin: Springer-Verlag, 2017.
- [19] H. Steinmüller, G. Reiter, R. Tichler, C. Friedl, M. Furtlehner, J. Lindorfer, M. Schwarz, M. Koppe, P. Biegger, A. Felder, M. Lehner, M. Harasek, A. Makaruk, M. Miltner, M. Fraubaum, M. Haider, S. Begluk, W. Gawlik, C. Maier, R. Haas und A. Ajanovic, „Power to Gas - eine Systemanalyse“, Linz, 2014.
- [20] S. Pichlmaier, T. Hübner und S. Kigle, „Elektrolyse - Die Schlüsseltechnologie für Power-to-X (Ffe Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.)“, [Online]. Available: <https://www.ffe.de/publikationen/892-elektrolyse-die-schluesselftechnologie-fuer-power-to-x>. [Zugriff am 13 Mai 2020].
- [21] M. Wietschel, „Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen“, Dessau-Roßlau, 2019.

- [22] M. Schmidt, S. Schwarz, B. Stürmer, L. Wagener und U. Zuberbühler, „Technologiebericht: Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch),“ Wuppertal, 2018.
- [23] D. R. Paschotta, „RP-Energie-Lexikon (Methanisierung),“ 20 März 2020. [Online]. Available: <https://www.energie-lexikon.info/methanisierung.html>. [Zugriff am 15 Mai 2020].
- [24] K. Bär, F. Mörs, M. Götz und F. Graf, „Vergleich der biologischen und katalytischen Methanisierung für den Einsatz bei PtG-Konzepten,“ 2015.
- [25] R. Tichler, J. Lindorfer, C. Friedl, G. Reiter und H. Steinmüller, „FTI-Roadmap Power-to-Gas für Österreich,“ Wien, 2014.
- [26] M. Zapf, Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem, Mönchsberg: Springer, 2017.
- [27] Austrian Gas Grid Management AG, [Online]. Available: aggm.at. [Zugriff am 14 Mai 2020].
- [28] E-Control, „E-Control (Erdgasspeicher in Österreich),“ 2020. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/speicher>. [Zugriff am 13 Mai 2020].
- [29] RAG Austria AG; Underground Sun Storage, „Underground Sun Storage,“ [Online]. Available: <https://www.underground-sun-storage.at/>. [Zugriff am 17 Juni 2020].
- [30] Salzburger Nachrichten, „Gasverbrauch 2019 in Österreich gestiegen, Strom stabil,“ 19 Februar 2020. [Online]. Available: <https://www.sn.at/wirtschaft/oesterreich/gasverbrauch-2019-in-oesterreich-gestiegen-strom-stabil-83691499>. [Zugriff am 18 Juni 2020].
- [31] RAG Austria AG, „Erneuerbares Erdgas zur Speicherung von Sonne und Wind,“ September 2018. [Online]. Available: https://www.rag-austria.at/fileadmin/bilder/0_NEU_RAG_Austria_AG/Unternehmen/sunconversion_broschuere_180907_fin.pdf. [Zugriff am 17 Juni 2020].
- [32] energy innovation austria; Bundeministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, „Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im zukünftigen Energie- und Mobilitätssystem,“ Projektfabrik Waldhör KG, Wien, 2015.
- [33] D. P. Schöffl, „Wasserstoffmobilität & Wind2Hydrogen Forschungsprojekt,“ 30 November 2017. [Online]. Available: <https://www.wko.at/site/OEGEW/Veranstaltungen/wasserstoffmobilitaet-wind2hydrogen.pdf>. [Zugriff am 17 Juni 2020].

- [34] P. Salman, M. Sartory und M. Klell, „wind2hydrogen - Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff zur Speicherung und zum Transport im Erdgasnetz,“ Februar 2016. [Online]. Available: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_B6/LF_Salman.pdf . [Zugriff am 17 Juni 2020].
- [35] Nationale Plattform Elektromobilität, „Lade-Infrastruktur und Netzintegration,“ Berlin, 2010.
- [36] A. Kujau, „RESET - Digital for Good,“ 2013. [Online]. Available: <https://reset.org/knowledge/erneuerbare-energien-biomasse>. [Zugriff am 25 Februar 2019].
- [37] K. Arnold, G. Kobiela und A. Pastowski, „Technologiebericht Power-to-Liquids/-Chemicals,“ Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, 2018.
- [38] E. Götz, „Power to Chemicals - Ökostrom als Rohstoff,“ 6 Juni 2018. [Online]. Available: <https://www.chemanager-online.com/themen/strategie/power-chemicals-oekostrom-als-rohstoff>. [Zugriff am 19 April 2020].
- [39] W. Schellong, Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen, Köln: Springer-Verlag, 2016.
- [40] D. R. Paschotta, „RP-Energie-Lexikon (Kondensator als elektrischer Energiespeicher),“ 29 November 2012. [Online]. Available: <https://www.energielexikon.info/kondensator.html>. [Zugriff am 23 Januar 2020].
- [41] ingenieur.de, „ingenieur.de (Technologien des Energiespeicherns),“ 4 Mai 2018. [Online]. Available: <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/technologien-des-energiespeicherns-ein-ueberblick/>. [Zugriff am 23 Januar 2020].
- [42] energie-experten.org, „energie-experten.org (Energiespeicher-Technologien im Überblick),“ 11 November 2019. [Online]. Available: <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/oekostrom/energiespeicher.html>. [Zugriff am 23 Januar 2020].
- [43] Fraunhofer - Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, „Speicher für die Energiewende,“ Sulzbach-Rosenberg, 2013.

- [44] M. Sterner, M. Thema, F. Eckert, T. Lenck und P. Götz, „Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland,“ 2015. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/311577472_Bedeutung_und_Notwendigkeit_von_Windgas_fur_die_Energiewende_in_Deutschland_Windgas-Studie. [Zugriff am 11 Juni 2020].
- [45] G. Müller-Syring, M. Henel, W. Köppel, H. Mlaker, M. Sterner und T. Höcher, „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz,“ DVGW, Leipzig, 2013.
- [46] J. Giesecke, S. Heimerl und E. Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, Berlin Heidelberg: Springer, 2014.
- [47] Statista, „Stromverbrauch in Österreich von 1920 bis 2018,“ 15 Juni 2020. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/325788/umfrage/stromverbrauch-in-oesterreich/>. [Zugriff am 30 Juni 2020].
- [48] T. Göllinger und H. Gaschnig, „DGWT, Hybride und sektorenübergreifende Energieversorgung als wichtiger Baustein der Energiewende,“ 2017. [Online]. Available: http://www.dgwt.de/wp-content/uploads/2018/08/FW_45_2017.pdf. [Zugriff am 22 Juni 2020].
- [49] O. Doleski, Herausforderung Utility 4.0 - Wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert, Ottobrunn: Springer, 2017.
- [50] K. Schinarakis, „Power-to-Gas mit hohem Wirkungsgrad (Karlsruher Institut für Technologie),“ 5 Februar 2018. [Online]. Available: https://www.kit.edu/downloads/pi/KIT_PI_2018_009_Power-to-Gas%20mit%20hohem%20Wirkungsgrad.pdf. [Zugriff am 8 Juli 2020].
- [51] D. Santos, „EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst,“ 16 April 2019. [Online]. Available: <https://www.euwid-energie.de/was-versteht-man-unter-power-to-liquids/>. [Zugriff am 10 Mai 2019].