



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN

Vienna University of Technology

## **Power to Gas**

Stand der Technik und Entwicklungstendenzen der Technologie

DIPLOMARBEIT

Zur Erlangung des akademischen Grades

**Diplom-Ingenieur**

ausgeführt am

Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und  
Technische Biowissenschaften  
der Technischen Universität Wien

unter der Anleitung von

Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Hermann Hofbauer

durch

Cyprian B. Siupa, BSc  
Bräuhausgasse 53/15  
A-1050 Wien

Wien, Januar 2016

## Danksagung

Mein Dank gilt insbesondere meinem Mentor Univ. Prof. Dr. Hermann Hofbauer, der in seinen zahlreichen, interessanten Vorlesungen mein Interesse für die Power-to-Gas Technologie geweckt hat. Er ermöglichte mir einerseits einen detaillierten Einblick in die Materie und andererseits zeigte er mir das zukünftige Potential der Technologie auf. Ich danke Ihm für die zugestandene Freiheit und Selbständigkeit was die Recherche als auch die Gestaltung meiner Diplomarbeit anbelangt. Die zahlreichen, fachlichen als auch allgemeinen Diskussionen waren ein Ansporn und gleichzeitig der fruchtbare Nährboden für diese Arbeit.

Meiner Kollegin bei der OMV DI. Dr. Helga Prazak-Reisinger möchte ich für Ihr Vertrauen als auch das Näherbringen der OMV spezifischen Projekte ganz besonders danken. Durch Ihren unermüdlichen Einsatz erwirkte Sie eine Zustimmung im Konsortium und ermöglichte mir einerseits die Kontaktaufnahme mit den Projektteilnehmern des W2H-Projekts und andererseits die Zustimmung in meiner Diplomarbeit das OMV-Projekt zu beschreiben.

Des Weiteren möchte ich mich recht herzlich bei meinen zahlreichen Studienkollegen der Studienrichtung Verfahrenstechnik bedanken, die in guten als auch in schlechten Zeiten mit mir durch dick und dünn gegangen sind. Die vielen fachspezifischen als auch allgemeinen Diskussionen brachten viel Licht ins Dunkel und somit den erhofften Erfolg.

Meinen Eltern DI. Aleksandra Siupa und Mag. Bartlomiej Siupa gilt besonderer Dank für die Ermöglichung meiner Ausbildung als auch die bedingungslose, moralische Unterstützung in der Zeit meines Studiums.

Nicht zuletzt möchte ich mich bei meiner lieben Ivana für die fortwährende moralische Unterstützung bedanken. Durch ihre aufmunternden Worte, ihre objektive Sichtweise und ihre bewundernswerte Art schaffte Sie es immer mir ein Lächeln auf die Lippen zu zaubern.

# Inhaltsverzeichnis

<b>I. Kurzfassung .....</b>	<b>4</b>
<b>II. Abstract .....</b>	<b>6</b>
<b>1. Windkraft .....</b>	<b>8</b>
1.1. Geschichte .....	8
1.2. Entstehung des Windes .....	9
1.3. Physikalische und mechanische Grundlagen .....	10
1.4. Widerstands- und Auftriebsprinzip .....	13
1.4.1. Widerstandsprinzip .....	13
1.4.2. Auftriebsprinzip .....	15
1.5. Bauformen von Windkraftanlagen .....	16
1.5.1. Windkraftanlagen mit vertikaler Drehachse .....	16
1.5.2. Windkraftanlagen mit horizontaler Drehachse .....	18
1.5.2.1. Rotorblätter .....	19
1.5.2.1.1. Windgeschwindigkeitsbereiche .....	21
1.5.2.2. Rotornabe .....	22
1.5.2.3. Getriebe .....	23
1.5.2.4. Leistungsbegrenzung und Sturmabschaltung .....	23
1.5.2.5. Windnachführung .....	25
1.5.2.6. Turm, Fundament .....	25
1.5.3. Energieumwandlungskette, Verluste und Leistungskennlinie .....	26
1.5.3.1. Energieumwandlungskette .....	26
1.5.3.2. Leistungskennlinie .....	27
1.5.4. Umwelteffekte .....	29
<b>2. Power to Gas .....</b>	<b>31</b>
2.1. Allgemein .....	31
2.2. Elektrolyse .....	32
2.2.1. Alkalische Elektrolyse (AEL) .....	34
2.2.2. PEM Elektrolyseverfahren (PEMEL) .....	37
2.2.3. Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) .....	38
2.3. Methanisierung .....	39
2.3.1. Katalytische Methanisierung .....	39
2.3.2. Biologische Methanisierung .....	41
2.4. Energieträgervergleich Methan-Wasserstoff .....	43
2.4.1. Wirkungsgrad des Power-to-Gas Verfahrens .....	46
2.5. CO <sub>2</sub> Quellen für die Methanisierung .....	49
2.5.1. CO <sub>2</sub> aus biogenen Quellen .....	50
2.5.2. CO <sub>2</sub> aus industriellen Quellen .....	51
2.5.3. CO <sub>2</sub> aus der Atmosphäre .....	52
2.5.4. CO <sub>2</sub> aus fossilen Quellen .....	53
<b>3. Audi Power to Gas Anlage in Werlte .....</b>	<b>54</b>
3.1. Aufbau der Audi-Anlage in Werlte .....	56
3.2. Audi A3 Sportback g-tron .....	58
3.3. Audi A3 Sportback e-tron .....	60

<b>4. Biomassekraftwerk Oberwart .....</b>	<b>64</b>
4.1. Anlagenbeschreibung .....	66
4.1.1. Biomasse.....	66
4.1.2. Gaserzeugung .....	67
4.1.3. Gaskühlung .....	68
4.1.4. Gasreinigung .....	70
4.1.5. Gasnutzung .....	71
4.2. Eingliederung der PtG Technologie in das Biomassekraftwerk Oberwart .....	73
4.2.1. Berechnungsvariante 1 .....	74
4.2.2. Berechnungsvariante 2 .....	75
4.2.3. Berechnungsvariante 3 .....	76
4.2.4. Vergleich der drei Berechnungsvarianten .....	77
<b>5. Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) .....</b>	<b>77</b>
5.1. Geschichte .....	77
5.2. Erdgasspeicher der RAG in Österreich .....	81
5.2.1. Erdgasspeicher in Puchkirchen .....	83
5.2.2. Erdgasspeicher Haidach .....	84
5.2.3. Erdgasspeicher 7 Fields .....	84
5.2.4. Erdgasspeicher Haidach 5 .....	85
5.2.5. Erdgasspeicher Aigelsbrunn .....	85
5.2.6. Erdgasspeicher Nussdorf/Zagling .....	85
5.3. Forschungsprojekt „Underground Sun Storage“ .....	86
<b>6. Wind2Hydrogen (OMV Gas &amp; Power GmbH) .....</b>	<b>90</b>
6.1. Wind2Hydrogen Projektbeschreibung & Projektumfang .....	91
6.2. Arbeitspakete und Projektstruktur .....	92
6.2.1. Arbeitspaket 1: Simulation von Netzbetriebsweisen .....	93
6.2.2. Arbeitspaket 2: Entwicklung eines Hochdruck H <sub>2</sub> -Elektrolyseurs .....	94
6.2.3. Arbeitspaket 3: Abfüllung dynamisch fluktuierender H <sub>2</sub> -Produktion .....	96
6.2.4. Arbeitspaket 4: Einspeisung und Speicherung von H <sub>2</sub> im Erdgas .....	97
6.2.5. Arbeitspaket 5: Vorbereitung für ein Rollout und wirtschaft. Bewertung. ....	97
6.2.6. Arbeitspaket 6: Projektmanagement .....	97
6.3. Beschreibung der W2H-Anlage .....	98
6.4. Aufbau des Elektrolyse-Moduls (Fronius) .....	102
<b>7. Zusammenfassung und Ausblick der PtG-Technologie.....</b>	<b>107</b>
<b>8. Anhang .....</b>	<b>109</b>
8.1. Literaturverzeichnis .....	109
8.2. Abbildungsverzeichnis .....	112
8.3. Tabellenverzeichnis .....	117
8.4. Symbolverzeichnis .....	119

## I. Kurzfassung

Die Diplomarbeit ist in einen theoretischen und praktischen Teil unterteilt und behandelt das Verfahren Power-to-Gas von der Stromgenerierung mittels Windkraftanlagen über die Funktion der Methode selbst bis zur Endanwendung.

Zweck dieser Arbeit ist es die Vor- und Nachteile beziehungsweise den Status Quo der PtG-Technologie aufzuzeigen und die Zukunftsperspektiven miteinander zu vergleichen.

Zu Beginn dieser Arbeit wird auf die physikalischen und mechanischen Besonderheiten der Windkraftanlagen als auch auf deren unterschiedlichen Bauformen eingegangen. Des Weiteren werden die Verfahrensschritte Elektrolyse und Methanisierung im Detail beschrieben und im Bezug auf die unterschiedlichen Wirkungsgrade miteinander verglichen. Da für die Methanisierung der Reaktionspartner CO<sub>2</sub> benötigt wird, werden auch mögliche Kohlendioxidquellen nähert betrachtet.

Der zweite Teil der Diplomarbeit beschäftigt sich mit der Anwendung der Power-to-Gas Technologie. Überblicksmäßig werden einige Anwendungsbeispiele angeführt.

Der Beweis dafür, dass die Power-to-Gas Technologie schon längst dem Pilotanlagen Status entsprungen ist, ist die Anlage vom Automobilhersteller Audi in Werlte (Deutschland). Diese Anlage dient als Puffer und kompensiert etwaig anfallende Stromspitzen der Windkraftanlagen indem eine chemische Umwandlung von Strom in Wasserstoff beziehungsweise Methan stattfindet. Der Fahrzeughersteller bietet eine geeignete Lösung, nämlich die hauseigenen Fahrzeuge den Audi A3 g-tron und Audi A3 e-tron, für den anfallenden Überschussstrom als auch das in der Anlage produzierte Methan.

Als zweites Beispiel wird die Möglichkeit der Eingliederung der PtG-Technologie in das bereits bestehendes Biomassekraftwerk in Oberwart beschrieben. Hier dient als Ausgangspunkt für die Berechnungen die bereits bekannte Produktgaszusammensetzung der KWK-Anlage. In drei unterschiedlichen Kalkulationen wird die Effizienz und das Optimierungspotenzial durch den Einsatz der Verfahrensschritte Elektrolyse und Methanisierung dargestellt. Somit wäre es auch möglich die KWK-Biomasseanlage in Oberwart bei auftretender Stromspitzen durch angrenzende Windkraftanlagen heranzuziehen, um die elektrische Überproduktion mittels chemischer Umwandlung ähnlich der Audi PtG-Anlage in Werlte umzusetzen.

Als weiteres Anwendungsbeispiel für die PtG-Technologie wird das aktuelle Projekt Underground Sun Storage der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) angeführt.

Die RAG beschäftigt sich seit der Firmengründung im Jahre 1935 mit der Aufsuchung und Förderung beziehungsweise Speicherung von Erdöl und Gas.

Eine Vielzahl an Erdgasspeicher der RAG werden in Österreich als Zwischenspeicher verwendet und aus diesem Grund wurde eine „revolutionäre“ Idee geboren, um Stromspitzen effektiv nutzen zu können. Mit Hilfe der Elektrolyse kann die RAG die Stromüberproduktion, die durch die Windkraftanlagen generiert wird, chemisch umwandeln und im unterirdischen Gasspeicher zwischenspeichern. Bei Bedarf kann das Produkt Wasserstoff dem Speicher entnommen und rückverstromt werden.

Als finales Beispiel wird das Wind2Hydrogen Projekt der OMV Gas & Power GmbH beschrieben. Das W2H-Projekt ist ein realistischer Lösungsansatz um Stromspitzen effektiv nutzen zu können. Mit Hilfe der modularen Bauweise kann auf die vorherrschende Stromüberproduktion eingegangen und mittels der chemischen Umwandlung zur Gänze genutzt werden. In weiterer Folge kann das Produkt Wasserstoff entweder in Flaschenbündel zwischengespeichert oder direkt in das lokale Erdgasnetz eingespeist werden.

Die Power-to-Gas Technologie kann durch den geschickten Einsatz in verschiedenen Industriezweigen eine effektive Optimierung ermöglichen und somit einen Beitrag zur Energiewende als auch zur signifikanten Reduktion der Erdölabhängigkeit leisten.

## II. Abstract

The thesis is divided into theoretical and practical part and treats the process power to gas from the power generation by wind turbines over the function of the method itself until the final application.

The purpose of this work is to show the advantages and disadvantages, the status quo of PtG technology and to compare the prospects for the future together .

At the beginning of this work deals with the physical and mechanical aspect of the wind turbines as well as their various designs .

Furthermore, the process steps of electrolysis and methanation are described in detail and compared with each in terms to the different levels of efficiency. Since it is required for the methanation of the reactants  $\text{CO}_2$ , the different sources of carbon dioxide are considered approaches .

The second part of the thesis deals with the application of power to gas technology . Overview default, some application examples are given .

The proof that the power to gas technology has already left the pilot plant status, is the plant from premium manufacturer Audi in Werlte ( Germany ) . This system serves as a buffer and compensates possible occurring current peaks of the wind turbines by a chemical transformation of power to hydrogen or methane . The vehicle manufacturer offers an appropriate solution , namely the on-site vehicles the Audi A3 e-tron and Audi A3 g-tron, the resulting surplus electricity as well as the at the plant produced methane .

The second example describes the integration of PtG technology to the existing biomass power plant in Oberwart.

Here is the starting point for the calculations the already known product gas composition of the CHP plant. In three different calculations, the efficiency and the optimization potential is represented by the use of the method steps electrolysis and methanation. Thus, it would also be possible to recourse the KWK biomass power plant in Oberwart when occurring current peaks by nearby wind turbines in order to implement the electrical overproduction by chemical conversion similar to the Audi plant in Werlte PtG.

As another example of using the PtG technology is the current project „Underground Sun Storage“ of Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) cited.

RAG operates since the company was founded in 1935 with the exploration and production or storage of oil and gas.

A variety of natural gas storage facilities of RAG are used in Austria as a buffer and for this reason, a revolutionary idea was born to use power effectively to peaks. With the help of electrolysis RAG can chemically convert the current overproduction that is generated by the wind turbines and caching in the underground gas storage facility. If necessary, the product hydrogen can be taken from the underground storage and used to be fire up in gas turbines.

As a final example, the Wind2Hydrogen project of OMV Gas & Power GmbH is described . The W2H project is a more realistic approach to use the efficiency of current peaks effectively . Using the modular design can be received on the prevailing current overproduction and used by the chemical conversion in full. Subsequently, the product hydrogen can be either stored in bottled bundle or directly fed into the local natural gas network .

The power to gas technology can bring about through the skillful use in various industries an effective optimization and thus its contribution to the energy turnaround and the significant reduction of oil dependence .

# 1. Windkraft

## 1.1. Geschichte

Bereits im 7. Jahrhundert nach Christus wurde in China und Persien das Potenzial der Windmühlen erkannt und dementsprechend zum Getreidemahlen und Wasserpumpen verwendet. Die damalige Bauweise beinhaltete eine vertikale Rotordrehachse mit einer nachgeschalteten horizontalen Drehkreiselebene.

Die Anfänge der uns heute bekannten Windmühlen mit vertikaler Drehachse stammen aus dem 11. Jahrhundert. Die ersten klassischen Windkraftanlagen, bei denen das gesamte Mühlhaus dem Wind nachgedreht worden ist, standen im Südosten Englands und der Normandie. Die einfache aber doch brillante Technik setzte sich recht schnell durch, sodass im 12. Jahrhundert die Windräder praktisch in ganz Europa vertreten waren.

Im 16. Jahrhundert fand eine technische Weiterentwicklung der Windmühlen durch die Holländer statt, indem jetzt nur mehr die Turmhaube und nicht wie zu Beginn das gesamte Windmühlhaus nachgedreht worden war.

Die Windkraftanlagen erfreuten sich bis Mitte des 19. Jahrhunderts wachsender Beliebtheit und in Europa zählte man ungefähr 200.000 Anlagen, die eine Vielzahl an Aufgaben wie Wasserpumpen, -schöpfen, Mahlen, Dreschen aber auch Hämmern und Klopfen erfüllten.

Im Jahre 1891 erkannte der dänische Pionier Poul la Cour, dass die Windmühlen auch einem anderen Zweck dienen könnten. Durch zahlreiche Experimente gelang es ihm mit Hilfe der Windkraft Strom zu erzeugen und in weiter Folge per Elektrolyse Wasserstoff als Rohprodukt zu erlangen. Zu dieser Zeit waren die Großstädte bereits elektrifiziert, jedoch gab es am Land keinerlei Zugang zum Strom. Diesen Umstand wollte Poul la Cour schleunigst ändern und entwickelte in zahlreichen Versuchen eine Gasleuchte für Wasserstoffgas. Dank dieser Erfindung gab es einerseits abends eine Beleuchtung in dem kleinen Städtchen Askov und andererseits entdeckte er, wie man Wasserstoff als Energiespeicher verwenden kann. <sup>[1]</sup>

In den darauffolgenden Jahren widmete sich der dänische Pionier den Windrädern und verbesserte in einem eigens aufgebauten Windkanal die Flügelform von Windkraftanlagen. Bis zu seinem Tod im Jahre 1908 wurde eine von ihm konzipierte Anlage von der Firma Lykkegard kommerziell vermarktet und bereits 72 Stück waren für die Versorgung von ländlichen Siedlungen installiert.

Mit der Industrialisierung und der Erfindung der Dampfmaschine begann Anfang des 20. Jahrhunderts das große Windmühlsterben und somit rückte das Konzept der Stromerzeugung mittels Windenergie immer mehr in den Hintergrund.

Während dem ersten Weltkrieg wurde der Bau von Windanlagen geringfügig angekurbelt, aufgrund des Treibstoffmangels jedoch nach Kriegsende wurde der Treibstoff billiger und die Ressourcenerzeugung aus Windmühlen uninteressant.

Im Jahre 1920 wurde durch den deutsche Physiker Albert Betz eine weitere Grundlage für die Entwicklung von Windkraftanlagen geschaffen. Der Pionier der Windenergie-technik formulierte das nach ihm benannte Gesetz und zeigte in einigen physikalisch, aerodynamischen Versuchen, dass das physikalische Maximum der Ausnutzung der kinetischen Energie des Windes bei 59,3% liegt. <sup>[1]</sup>

Seine Erkenntnisse und die Theorie zur Formgebung der Flügel werden heute noch als Grundlage zur Auslegung von Windkraftanlagen verwendet.

Fünf Jahre nach der Formulierung des Betz'schen Gesetzes, also im Jahre 1925, wurde durch den Schiffsoffizier Sigurd Savonius ein weiterer Rotor erfunden. Diese Windturbine besteht aus zwei oder mehr schaufelförmigen, einander überlappenden Flügeln, die entlang einer Drehachse positioniert und zwischen kreisförmigen Endscheiben montiert sind. Der Savonius-Rotor hat einen breitgefächerten Einsatzbereich und wird heutzutage zur Belüftung von Räumen auf Schiffen und in Transportfahrzeugen, in der Pump- und Filtertechnik aber auch als Anfahrhilfe für Darrieus Rotoren verwendet. Der Vorteil dieser speziellen Bauart ist, dass keine Windrichtungsnachführung stattfinden muss, und aus diesem Grund ein gutmütiges Verhalten im Bezug auf häufige Windrichtungswechsel vorhanden ist.

Im Jahre 1929 wurde vom Franzosen Georges Darrieus eine weitere Rotorart in Amerika patentiert. Die klassische Form des Darrieus-Rotors hat zwei Rotorblätter, die am oberen und unteren Ende der vertikalen Welle befestigt sind und bogenförmig nach außen ragen. Die Vorteile der als Schnellläufer konzipierten Bauart, sind die Unabhängigkeit von der Windrichtung und dass die gesamte Mechanik und Elektrik am Boden untergebracht ist, was die Wartung und Inspektion ungemein erleichtert.

Als nachteilig anzusehen ist die Tatsache, dass der Darrieus-Rotor Starthilfe benötigt, um überhaupt anzulaufen, jedoch kann dies in einer kombinierten Bauweise mit einem Savonius-Rotor leicht gelöst werden.<sup>[1]</sup>

Mitte der 80er Jahre erkannte man das Potenzial der Stromerzeugung aus Windkraft, was einen regelrechten Bauboom auslöste und man begann zunächst Windkraftanlagen auf dem Festland zu errichten. Durch einige Recherchen in den 90er Jahren hat sich relativ schnell herausgestellt, dass die höchsten, mittleren Windgeschwindigkeiten aufs Jahr gerechnet, auf dem offenen Meer vorzufinden sind.

Aus diesem Grund wurde im Jahre 1999 der Startschuss für den ersten, deutschen Windpark mit dem Namen Alpha Ventus erteilt. Dieser Windpark besteht aus zwölf 5 MW Windkraftanlagen, welche 45 Kilometer nördlich von der Insel Borkum und 60 Kilometer vom Festland entfernt liegt. Das Investitionsvolumen betrug ungefähr 250 Millionen Euro und wurde von den Unternehmen RWE, E.ON, Vatenfall und dem Konsortium Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastrukturgesellschaft (DOTI) finanziert.

Zum 2010 fertiggestellten Windpark gehört noch ein dreistöckiges Offshore-Umspannwerk, welches in der unmittelbaren Nähe errichtet worden ist und die produzierte Spannung von 30.000 Volt auf 110.000 Volt transformiert. Der Alpha Ventus Windpark ist über ein 60 Kilometer langes Seekabel mit dem Festland verbunden und produziert jährlich 230 GWh Strom, was einem Jahresstrombedarf von bis zu 55.000 Haushalten entspricht. Laut den Betreibern des Windparks produzieren die Offshore-Anlagen unter Volllast um 50 % mehr Strom als vergleichbare Anlagen auf dem Festland.<sup>[1]</sup>

## 1.2. Entstehung des Windes

Die Erdatmosphäre, die die Erde umgibt, ist eine mehrere 100 Kilometer dicke Gashölle, die in mehrere Einzelbereiche unterteilt werden kann, nämlich in die Troposphäre, Stratosphäre, Mesosphäre, Thermosphäre und die Exosphäre. Die Hauptbestandteile dieses Gasgemisches, welches uns auch als Luft bekannt ist, sind 78,084% Stickstoff (N<sub>2</sub>), 20,946% Sauerstoff (O<sub>2</sub>).<sup>[2]</sup>

Zusätzlich zu den Hauptbestandteilen gibt es noch Nebenbestandteile wie 0,934% Argon, Aerosole, Spurengase wie 0,04% Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>), Ozon(O<sub>3</sub>), Fluorchlorkohlenwasserstoffe, Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) und Stickstoffverbindungen.

Die Entstehung des Wettergeschehens spielt sich in einem Teilbereich der Atmosphäre, der sogenannten Troposphäre ab, die von der Erdoberfläche bis in eine Höhe von 15 Kilometer reicht. <sup>[2]</sup>

Durch den Ausgleich großräumiger Luftdruckunterschiede entstehen Winde bedingt durch die von der Sonne nicht gleichmäßig erwärmten Luftmassen. Ein weiterer Faktor, der eine wichtige Rolle beim Wettergeschehen spielt, ist die Drehung und die Kugelform der Erde. Die Erdrotation um die eigene Achse als auch die Kugelform der Erde bewirken, dass verschiedene Regionen über den Tag der Sonne zugewandt sind und so unterschiedliche Temperaturbereiche und weiträumige Luftdruckunterschiede entstehen, die durch mehr oder weniger starke Winde ausgeglichen werden. <sup>[1] [2]</sup>

Die durch die Sonne erwärmten Luftmassen haben eine höhere Dichte, sind dadurch auch leichter und steigen in höhere Schichten der Erdatmosphäre auf. Durch die aufsteigende Bewegung entsteht ein niedrigerer Druck, welcher auch als Tiefdruckgebiet bezeichnet wird. Mit zunehmender Höhe kühlen die Luftmassen ab, verdichten sich und sinken Richtung Erdoberfläche ab. Durch diese Abwärtsbewegung entsteht ein Hochdruckgebiet. Zwischen den warmen und kühlen Luftmassen beziehungsweise dem Hoch- und Tiefdruckgebiet findet eine Ausgleichsströmung statt, die wir als Winde wahrnehmen. Im Allgemeinen wird zwischen Winden unterschieden, die globalen beziehungsweise lokalen Ursprung haben. Unter globaler Herkunft versteht man Luftbewegungen, die durch großräumige Luftdruckunterschiede entstehen wie zum Beispiel die Passatwinde. Die Entstehung von lokalen Winden ist vorwiegend in Küstengebieten vorzufinden. Die unterschiedliche Erwärmung von Wasser und Land ruft Druckunterschiede hervor, sodass tagsüber der Wind auflandig und nachts ablandig weht. <sup>[1] [2]</sup>

### 1.3. Physikalische und mechanische Grundlagen

Die Umwandlung der Windenergie das heißt kinetische Energie in mechanische Energie erfolgt zum Beispiel durch den Einsatz eines Rotors. Die auftreffenden Luftmassen werden vom Rotor abgebremst und versetzen im gleichen Zuge das Windrad in eine Drehbewegung.

Mit Hilfe des Leistungsbeiwerts  $c_{p,max}$ , welcher aus dem Impuls- und Massenerhaltungssatz hergeleitet werden kann, kann die maximal mögliche Energieentnahme aus den Luftmassen mittels eines idealen Windrads beschrieben werden. <sup>[3]</sup>

Die Umwandlung der kinetischen Energie  $E_W$  in den Luftmassen kann mit folgender Formel beschrieben werden. (1.1)

$$E_W = \frac{m * v^2}{2} \quad (1.1)$$

Um die Leistung P zu erhalten muss die Formel (1.2) nach der Zeit abgeleitet werden. Ein kontinuierlicher Massenstrom  $\dot{m}$  liegt vor, wenn gleichbleibende Windgeschwindigkeit  $v$  und konstante Luftdichte  $\rho$  angenommen werden. <sup>[3]</sup>

$$P_W = \frac{\dot{m} * v^2}{2} \quad (1.2)$$

Bedingt durch die Kontinuitätsbedingung sind die durchwandernden Luftmassen in der Strömungsröhre konstant, was auch für den Massenstrom in allen Querschnittsflächen gilt. Somit errechnet sich der Massenstrom  $\dot{m}$  aus der Dichte  $\rho$ , der normal zur Strömungsrichtung stehenden Kontrollfläche  $A$  und der Geschwindigkeit  $v$ .

$$\dot{m} = \rho * A * v \quad (1.3)$$

Durch die Transformation der kinetischen Energie der Luftmassen im Rotorbereich in kinetische Energie der Drehbewegung werden die Luftgeschwindigkeiten nach dem Rotor niedriger und das Strömungsfeld umgekehrt proportional größer. Somit erhält man durch Einsetzen des Massenstroms in die Leistungs-Formel folgendes Ergebnis.

$$P_W = \frac{\rho * A * v^3}{2} \quad (1.4)$$

Die Formel (1.4) besagt, dass die Leistung des Windes von der Dichte, der betrachteten Fläche und der Geschwindigkeit zur dritten Potenz abhängig ist.

Wenn also die Geschwindigkeit nur um das Doppelte zunimmt so erhöht sich die Leistung des Windes um das Achtfache. <sup>[2] [3]</sup>

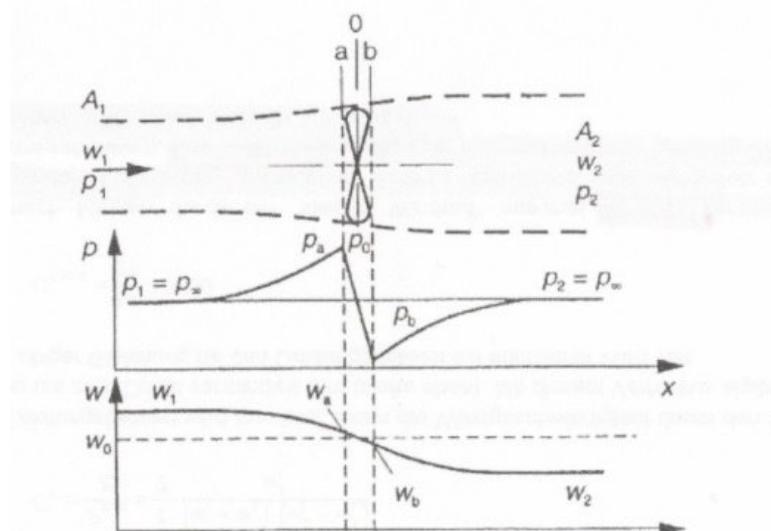


Abb 1: Druck und Geschwindigkeitsprofil

In der Abbildung (Abb.1) ist ein gedachter Strömungskanal eines Windrotors mit Druck- und Geschwindigkeitsprofil vom Punkt 1 über den Rotor  $R$  bis zum Punkt 2 ersichtlich. Der Geschwindigkeitsverlauf von  $v_1$  bis  $v_2$  nimmt im Kontrollvolumen stetig ab. ( $v = w$ )

Was den Druckverlauf angeht bleibt dieser bei  $p_1$  und  $p_2$  gleich jedoch ändert sich dieser ungemein im Bereich des Rotors. Aufgrund der Stauung der Luft vor dem Windrotor und Umwandlung von kinetischer Energie steigt der Druck an und fällt dann auf den Druckwert  $p_4$  ab. Danach findet dann eine Stabilisierung des Drucks auf das Umgebungsniveau  $p_2 = p_1$  statt. <sup>[2]</sup>

Die aus dem Wind entnommene Leistung  $P_{Nutz}$  erhält man aus der Differenz der Windleistung vor und nach dem Rotor.

$$P_{Nutz} = P_1 - P_2 = \frac{\dot{m} * v_1^2}{2} - \frac{\dot{m} * v_2^2}{2} \quad (1.5)$$

Durch das Herausheben von  $\dot{m}$  und das Einsetzen der Formel (1.3 ) erhält man folgenden Ausdruck. <sup>[2] [3]</sup>

$$P_{Nutz} = \dot{m} * \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} = \rho * A * v * \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} \quad (1.6)$$

Natürlich wäre es ideal wenn die Geschwindigkeit  $v_2$  hinter dem Rotor null wäre, was bedeuten würde, dass der Windrotor die Energie der Luftmassen zur Gänze umsetzt.

Diese Annahme würde weiterführend andeuten, dass ein kontinuierlicher Luftmassenstrom durch den Rotor nicht mehr gegeben wäre und somit  $v_1$  gegen null gehen würde, was natürlich nicht möglich ist. Aus diesem Grund muss die günstige maximale Leistungsaufnahme zwischen den Werten  $v_2 = v_1$  und  $v_2 = 0$  liegen. <sup>[2]</sup>

In der nachfolgenden Abbildung (Abb.2) ist der Strömungsverlauf einer frei umströmten Windturbine zu sehen.

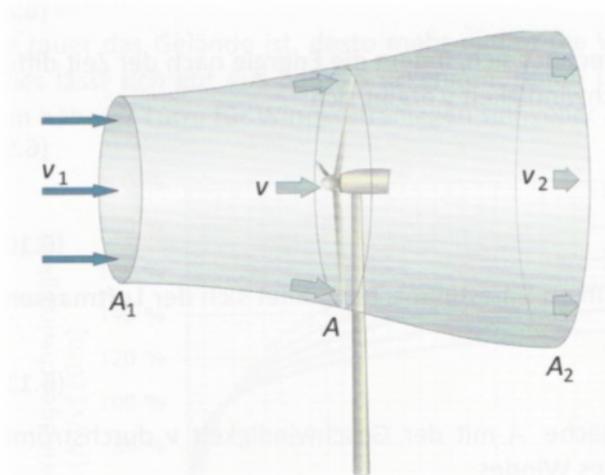


Abb 2: Strömungsverlauf einer frei umströmten Windturbine

Es wurde bereits festgestellt, dass in der erhaltenen Nutzleistung  $P_{Nutz}$  ein direkter Zusammenhang zwischen der Eintritts-  $v_1$  und Austrittsgeschwindigkeit  $v_2$  besteht.

Diesbezüglich wird angenommen, dass  $v_1$  einen fixen Wert annimmt, um  $v_2$  zu ermitteln.

Die maximal mögliche Nutzleistung kann ermittelt werden durch Differenzieren nach  $v_2$  und anschließendem Nullsetzen.

Man erhält bei maximalen  $P_{Nutz}$  mit einem Wirkungsgrad von 8/9 ein optimales  $v_{2,opt}$ , welches einem Drittel der Anfangsgeschwindigkeit entspricht. <sup>[2] [4]</sup>

$$v_{2,opt} = \frac{v_1}{3} \quad (1.7)$$

Somit stellen wir fest, dass die maximal mögliche Nutzleistung erreicht wird, wenn die Windgeschwindigkeit durch den Rotor genau um zwei Drittel minimiert wird.

$$P_{Nutz,max} = \frac{16}{27} * \frac{\rho * A * v_1^3}{2} \quad (1.8)$$

Der Leistungsbeiwert, in dem die Nutzleistung angegeben wird, ist per Definition der Quotient, der dem Wind entzogener zu der im Wind insgesamt enthaltenen Leistung.

$$c_p = \frac{P_{Nutz}}{P_1} \quad (1.9)$$

Somit ergibt sich durch Einsetzen der Formel (Nr 1.8) in den Leistungsbeiwert  $c_p$  folgendes Ergebnis.

$$c_{p,max} = \frac{16}{27} \approx 0,5926 \quad (1.10)$$

Demzufolge kann ein ideales Windrad die in den Luftmassen verfügbare Leistung zu 59,3 % nutzen. Diese bedeutende Erkenntnis bezüglich des maximalen Leistungsbeiwerts wurde zum ersten Mal vom deutschen Physiker und Pionier der Windkraftanlagen Albert Betz abgeleitet, weshalb dieser auch häufig als „Betzcher Wert“ bezeichnet wird. <sup>[2] [4]</sup>

## 1.4. Widerstands- und Auftriebsprinzip

Bei der Umsetzung der enthaltenen Energien in bewegten Luftmassen zu kinetischer Energie kann generell zwischen zwei Prinzipien unterschieden werden.

- Widerstandsprinzip
- Auftriebsprinzip

### 1.4.1 Widerstandsprinzip

Bei diesem Prinzip wird ein senkrecht zur Windrichtung aufgestellter Körper den bewegten Luftmassen entgegengesetzt und somit eine Kraft auf die angeströmte Fläche ausgeübt. Die Widerstandskraft  $F_W$  wird aus der Dichte  $\rho$ , der angeströmten Fläche  $A$ , der Geschwindigkeit  $v$  und dem Widerstandsbeiwert  $c_w$  berechnet.

$$F_W = \frac{1}{2} * c_w * \rho * A * v^2 \quad (1.11)$$

Der Widerstandsbeiwert verschiedener Körper kann der Fachliteratur entnommen werden, jedoch wird in der Abbildung (Abb.3) ein Überblick über die gängigsten Formen gegeben. <sup>[5]</sup>

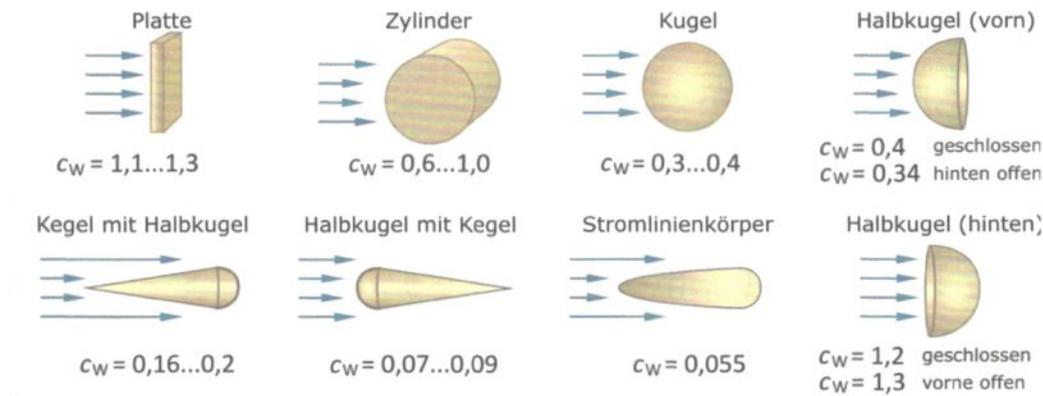


Abb 3: Widerstandsbeiwerte unterschiedlicher Körper

Die Leistungsaufnahme  $P_W$  dieser Anströmfläche, die beim Widerstehen dieser Kraft aufgebracht werden muss, errechnet sich aus dem Luftwiderstand  $F_W$  und der Geschwindigkeit  $v$ .

$$P_W = F_W * v = \frac{1}{2} * c_w * \rho * A * v^3 \quad (1.12)$$

Wenn sich ein Gegenstand bedingt durch den Wind mit der gleichen Geschwindigkeit  $u$  in die selbe Richtung, wie die Luftströmung bewegt, so ergibt sich folgende verminderte Widerstandskraft.

[4] [5]

$$F_W = \frac{1}{2} * c_w * \rho * A * (v - u)^2 \quad (1.13)$$

Die Widerstandskraft multipliziert mit der Geschwindigkeit  $u$  ergibt somit die genutzte Leistung  $P_{W,Nutz}$ .

$$P_{W,Nutz} = \frac{1}{2} * c_w * \rho * A * (v - u)^2 * u \quad (1.14)$$

Weiterführend kann der Leistungsbeiwert  $C_P$  der Rotoren, die nach dem Widerstandsprinzip arbeiten, bestimmt werden, indem man die den bewegten Luftmassen entzogene Leistung ins Verhältnis zu der im Luftstrom ursprünglich enthaltenen Leistung setzt.

$$C_P = \frac{P_{W,Nutz}}{P_1} = \frac{\frac{1}{2} * c_w * \rho * A * (v - u)^2 * u}{\frac{1}{2} * \rho * A * v^3} \quad (1.15)$$

Demzufolge wird die Gleichung des Leistungsbeiwerts  $C_P$  maximal, wenn die Windgeschwindigkeit durch den Rotor genau um zwei Drittel minimiert wird. Somit erhalten wir folgendes  $C_{P,max}$  für den vorliegenden Fall. [4] [5] [8] [9]

$$C_{P,max} = 0,148 * c_w \quad (1.16)$$

## 1.4.2 Auftriebsprinzip

Unter diesem Prinzip versteht man einen nicht symmetrischen Körper zum Beispiel ein Flugzeugflügel, bei dem durch Umströmung des Windes unterschiedliche Druckbereiche entstehen. Der angeströmte Körper erfährt eine resultierende Kraft  $\vec{F}_{res}$ , die in eine Widerstandskomponente  $\vec{F}_W$  und ein Auftriebskomponente  $\vec{F}_A$  zerlegt werden kann. <sup>[4]</sup>

$$\vec{F}_{res} = \vec{F}_A + \vec{F}_W \quad (1.17)$$

An der Oberseite der Tragfläche herrschen größere Strömungsgeschwindigkeiten als an der Unterseite und somit entsteht oberhalb ein Unterdruck- und unterhalb ein Überdruckbereich. Dieses Zusammenspiel der unterschiedlichen Druckgebiete bewirkt nach Bernoulli eine Auftriebskraft. <sup>[4]</sup>

$$\vec{F}_A = \frac{1}{2} * c_A * \rho * A_P * \vec{v}_A^2 \quad (1.18)$$

Die Auftriebskomponente  $\vec{F}_A$  setzt sich zusammen aus dem Auftriebsbeiwert  $c_A$ , der Luftdichte  $\rho$ , der Anströmgeschwindigkeit  $\vec{v}_A$  und der Projektionsfläche  $A_P$ .

Die Fläche  $A_P$  errechnet sich aus der Rotorspanntiefe  $t$  und der Rotorspannweite  $r$ , was näherungsweise dem Radius des Rotors entspricht.

$$A_P = t * r \quad (1.19)$$

Beim Auftriebsprinzip gibt es wie auch beim Widerstandsläufer, eine Widerstandskomponente, die jedoch im Vergleich zur Auftriebskraft einen deutlich kleineren Wert annimmt und wie folgt definiert ist.

$$\vec{F}_W = \frac{1}{2} * c_W * \rho * A_P * \vec{v}_A^2 \quad (1.20)$$

Das Verhältnis aus Widerstands- und Auftriebskraft, welches auch als Gleitzahl bezeichnet wird, ist wie folgt definiert.

$$\varepsilon = \frac{\vec{F}_A}{\vec{F}_W} = \frac{c_A}{c_W} \quad (1.21)$$

Erstrebenswert sind hohe Gleitzahlen, die heutzutage durch spezielle Profilformen, wie Flugzeugtragflächen bis zu 400 erreichen können, jedoch ist dies nur zu bewerkstelligen, wenn der Luftwiderstand möglichst klein gehalten wird.

Die in der Widerstands- und Auftriebskraft verwendete Geschwindigkeit  $v$  ist eine Resultierende aus der Wind-  $v_W$  und der Umfangsgeschwindigkeit  $u$  und ist wie folgt definiert.

$$v_A = \sqrt{v_W^2 + u^2} \quad (1.22)$$

In Kombination mit der Schnelllaufzahl  $\lambda = \frac{u}{v_W}$  ergibt sich folgender Zusammenhang.

[4] [5] [6] [7] [9]

$$v_A = v_W * \sqrt{1 + \lambda^2} \quad (1.23)$$

In der nachfolgenden Grafik (Abb.4) sind die angreifenden Kräfte am Rotorblatt dargestellt.

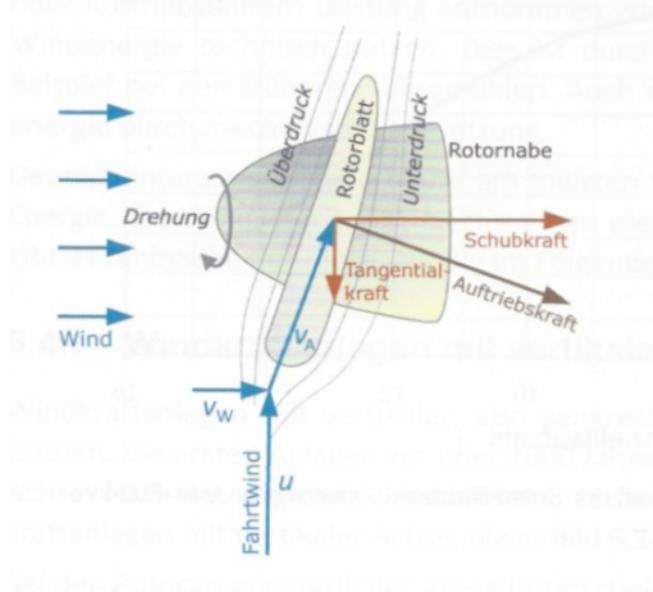


Abb 4: Windgeschwindigkeiten und Kräfte am Rotorblatt

## 1.5. Bauformen von Windkraftanlagen

Bereits sehr früh, nämlich schon im 7. Jahrhundert nach Christus, erkannte man das enorme Potenzial, der durch Wind angetriebene Räder und verstand es, diese Kraft für alltägliche Tätigkeiten wie Pumpen, Mahlen, Dreschen, Hämmern und Klopfen zu nutzen.

Dieses Prinzip der mechanischen Kraftumwandlung wurde über Hunderte von Jahren optimiert und aus der zeitlichen Perspektive sind Windkraftanlagen heute interessanter beziehungsweise effektiver denn je.

Das heute weitverbreitetste Einsatzgebiet der Windkraftanlagen ist die Gewinnung von elektrischer Energie mittels eines Windrotors, der einen elektrischen Generator antreibt. Im Bereich Rotoren gibt es eine Vielzahl an Konzepten, die man jedoch in zwei Hauptgruppen unterteilen kann, nämlich in Windkraftanlagen mit vertikaler und horizontaler Drehachse.

### 1.5.1 Windkraftanlagen mit vertikaler Drehachse

Zu den ältesten Bauformen zählen Windanlagen mit vertikaler Drehachse, die bereits vor über 1000 Jahren ihre Anfänge hatten. Diese funktionierten ausschließlich nach dem Widerstandsprinzip und nutzten die Windenergie durch mechanische Umsetzung.

Auch heute gibt es eine Vielzahl an ausgereiften, vertikalen Rotorformen, die auf dem Prinzip des Widerstands oder des Auftriebs beruhen. Zu den Rotoren mit Vertikalachse zählen der Savonius-, Darrieus- oder der H-Rotor.

#### Savonius-Rotor:

Der Savonius-Rotor besteht aus zwei halbzyklindrischen Teilstücken, die zwischen zwei horizontal angeordneten Kreisscheiben fixiert und in unterschiedliche Richtungen geöffnet sind. Die sich überlappenden Schaufeln ermöglichen, dass der Wind von einer in die andere Schaufel strömen kann, sodass auch bei niedrigen Windgeschwindigkeiten eine Umlenkung um die vertikale Achse stattfindet. <sup>[3] [4] [5]</sup>

Dieser, überwiegend nach dem Widerstandsprinzip arbeitende Rotor, erreicht bei optimaler Formgebung einen maximalen Leistungsbeiwert von 0,25.

Das Hauptanwendungsgebiet des Savonius-Rotors liegt in der Entlüftung von Fabriksgebäuden oder Nutzfahrzeugen beziehungsweise als Anlaufhilfe für Darrieus-Rotoren. Nachteilig bei diesem Rotortyp ist der schlechte Wirkungsgrad und dass dieser sehr materialaufwändig ist. <sup>[3] [4] [5]</sup>

In den nachfolgenden Bildern (Abb.5) ist der Savonius-Rotor zu sehen. Links in einer geschwungenen Form und rechts konventionell.



Abb 5: Savonius Rotor (links geschwungene Form); rechts (konventionelle Form)

#### Darrieus-Rotor:

Dieser Rotortyp wurde vom Franzosen Georges Darrieus im Jahre 1929 patentiert und arbeitet nach dem Prinzip eines Auftriebsläufers. Die klassische Form des Darrieus-Rotors besteht aus zwei Rotorblättern in Form einer Parabel. Diese Rotoren sind am oberen und unteren Ende der vertikal angeordneten Welle befestigt und ragen bogenförmig nach außen. Vorteilhaft ist die Unabhängigkeit von der Windrichtung aufgrund des ständig wechselnden Anstellwinkels und die leicht erreichbare Mechanik und Elektrik, die wartungsfreundlich am Boden untergebracht ist. Als nachteilig anzusehen ist die Tatsache, dass der Darrieus-Rotor Starthilfe benötigt um überhaupt anzulaufen, jedoch kann dies in einer kombinierten Bauweise mit einem Savonius-Rotor leicht gelöst werden. <sup>[3] [4] [5]</sup>

In der nachfolgenden Abbildung (Abb.6) ist ein Darrieus-Rotor zu sehen.



Abb 6: Darrieus Rotor

Eine Weiterentwicklung der Darrieus Rotors ist der H-Rotor, der nach der Firma Heidelberg-Motor benannt wurde. Bei diesem Rotortyp sind 3 Blätter senkrecht angeordnet, die durch Verstreben mit der vertikalen Achse verbunden sind. In der sehr robusten Bauart ist ein permanent erregter, elektrischer Generator direkt in die Struktur integriert und kommt ohne Getriebe aus. Diese für sehr extreme Witterungsbedingungen konzipierte Art, wird vorwiegend in der Antarktis oder den Alpen verwendet, da die Rotoren dem Wind nicht nachgeführt werden müssen.

Ein weiterer Vorteil für den H-Darrieus-Rotor ist der geringere Materialeinsatz bei höherem Leistungsbeiwert für die gleiche wirksame Fläche. Ein Hauptgrund warum sich dieser Rotortyp nicht durchgesetzt hat, ist der geringe Wirkungsgrad im Vergleich zu Rotoren mit horizontaler Drehachse und die hohe Materialbeanspruchung bei schnell wechselnden Windrichtungen.<sup>[3] [4] [5]</sup> In der nachfolgenden Abbildung (Abb.7) ist ein H-Darrieus Rotor zu sehen.



Abb 7: H-Darrieus Rotor

## 1.5.2 Windkraftanlagen mit horizontaler Drehachse

Die heute zur Stromerzeugung verwendeten Windkraftanlagen funktionieren nach dem Prinzip des Auftriebsläufers und haben eine horizontale Drehachse. Seit den 1980er Jahren wurde die Entwicklung dieser Anlagen vor allem von mittelständischen Unternehmen vorangetrieben, sodass sie heute im Punkte Effizienz und Qualität einen hohen technischen Stand vorweisen können. Anfang der 80er Jahre produzierten Windanlagen selten mehr als 100kW und heute liefern Windkraftanlagen weit mehr als 5MW Leistung.

Eine netzgekoppelte Windkraftanlage mit horizontaler Achse zur Erzeugung elektrischen Stroms besteht im Wesentlichen aus folgenden Bauteilen.<sup>[5]</sup>

- Rotorblätter, Rotornabe mit Blattverstellmechanismus, Rotorbremse
- Generator, gegebenenfalls Getriebe
- Windmesssystem und Windrichtungsnachführung (Azimutverstellung)
- Gondel, Turm und Fundament
- Elektrische Schaltanlage, Regelung und Netzanschluss

In der folgenden Abbildung (Abb.8) wird der Aufbau einer Windkraftanlage gezeigt.

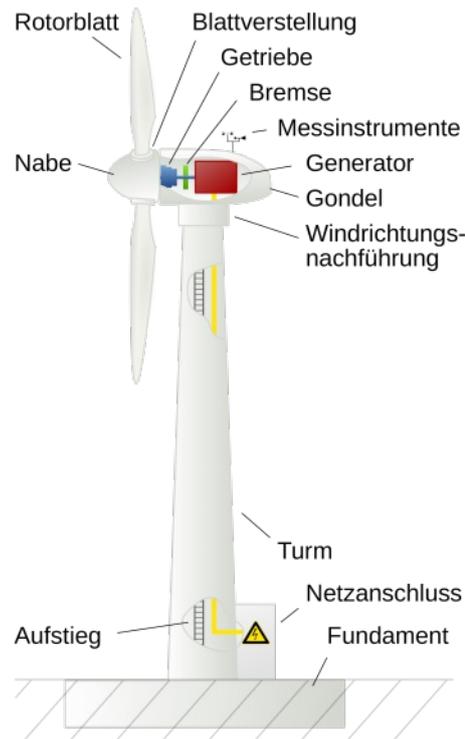


Abb 8: Aufbau einer Windkraftanlage

### 1.5.2.1 Rotorblätter

Der Rotor, der die im Wind enthaltene Energie in eine mechanische Drehbewegung umgewandelt, besteht aus einer Rotornabe und einem, zwei oder drei Rotorblättern. Die Horizontalachsenkonverter arbeiten nach dem Prinzip eines Auftriebsläufers und sind heute in der Lage, den bewegten Luftmassen mit einem maximal erreichbaren Wirkungsgrad von ungefähr 50 % die Bewegungsenergie zu entnehmen.<sup>[5]</sup>

Die Auslegung des Rotors bezüglich Form und Anzahl der Blätter ist für die Auslegung der Windkraftanlage von essentieller Bedeutung. Es wird versucht die Parameter der Rotoren so anzupassen, sodass hohe Getriebeübersetzungen vermieden werden und somit bereits auf dem Markt vorhandene schnell laufende Generatoren mit einem Drehzahlbereich zwischen 1000 und 1500 U/min eingesetzt werden können.<sup>[4]</sup>

Bei den modernen Windkraftanlagen haben sich luvseitige Dreiblatt-Rotoren durchgesetzt, da diese einerseits optisch ruhiger laufen und andererseits die auftretenden Schwingungen leichter zu beherrschen sind. Als Luvläufer werden Anlagen bezeichnet bei denen der Rotor in Windrichtung sich vor dem Turm befindet und beim Leeläufer sind die Rotorblätter hinter dem Turm positioniert.<sup>[1]</sup>

Im Allgemeinen werden hohe Schnelllaufzahlen und eine möglichst optimale Windgeschwindigkeitsverminderung angestrebt, was nur mit einer geringen Blattanzahl und relativ schmalen Rotorblättern zu erreichen ist. Unter dem Begriff Schnelllaufzahl wird das Verhältnis zwischen der Flügelspitzen geschwindigkeit des Rotors zur tatsächlichen Windgeschwindigkeit verstanden. Im Falle der 3-Blatt-Rotoren werden Schnelllaufzahlen zwischen 6 und 10 angestrebt, da in diesem Bereich übermäßige Geräuschentwicklungen vermieden werden.<sup>[3]</sup>

In der Abbildung (Abb.9) ist die Abhängigkeit des Leistungsbeiwertes verschiedener Rotoren von der Schnelllaufzahl aufgezeigt.

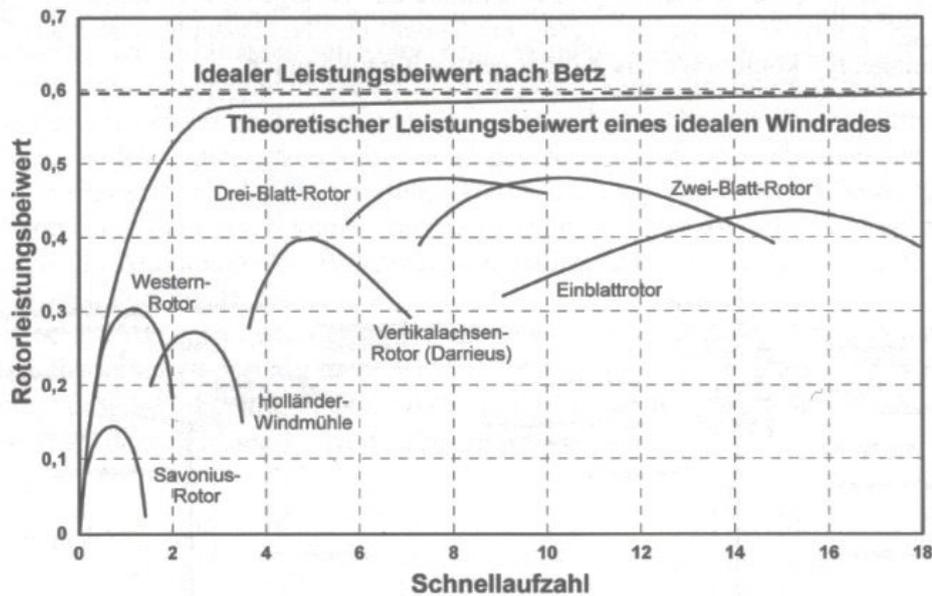


Abb 9: Schnelllaufzahl von Windkraftanlagen unterschiedlicher Bauart

Es haben sich 3-Blatt-Rotoren für Windkraftanlagen durchgesetzt, aufgrund der geringeren mechanischen und akustischen Belastung. Ein weiterer Pluspunkt, der für die 3-Blattvariante spricht, ist die weitaus günstigere Massenverteilung und die daraus resultierenden geringeren, schwingungsdynamischen Probleme. <sup>[3]</sup>

Des Weiteren ist von Vorteil die bessere Eingliederung aus visueller Sicht in das Landschaftsbild und der geringfügig höhere Leistungswert im Vergleich zu den 2-Blatt-Rotoren. Sogar der nachteilig, hohe Materialeinsatz für die Fertigung der drei Rotoren spielt im Vergleich zu den Vorteilen keine Rolle und macht die 3-Blattvariante zum wirtschaftlich-technischen Optimum. <sup>[5]</sup>

Auch Einblattrotoren werden in einigen wenigen Prototypen getestet, jedoch gibt es da einige Nachteile, die diesen Typ ausmachen. Man benötigt bei Einblattrotoren ein Gegengewicht auf der gegenüberliegenden Seite des Rotorblattes an der Rotornabe, außerdem haben diese sehr unruhige Laufeigenschaften und eine starke Materialbeanspruchung. <sup>[3]</sup>

Bei Rotoren mit einer geraden Anzahl an Blättern können zum Beispiel die Anforderungen an die Mechanik und Elektrik sehr hoch werden aufgrund des entstehenden Windschatteneffektes als auch der Biegebeanspruchung. Auch wurden Tests mit 5- und 7-Blattvarianten gemacht, jedoch steht die gewonnene Ertragssteigerung der zusätzlichen Blätter in keiner Relation zu den Kosten für den Mehraufwand für Material und Mechanik. <sup>[1]</sup>  
<sup>[7]</sup>

Ein wesentlicher Aspekt, der den Leistungsbeiwert eines Rotors beeinflusst, ist die Formgebung des Rotorblattes. Am besten lässt sich die Formgebung durch die Rotorblatttiefe beschreiben, die sich idealerweise von der Nabe zur Blattspitze hin verjüngt. Der Parameter Rotorblatttiefe  $t$  ist abhängig vom Abstand  $r$  von der Rotornabe für einen Rotor mit  $z$  Rotorblättern, dem Radius  $R$ , der Schnelllaufzahl  $\lambda$  und dem Auftriebsbeiwert  $c_A$  und lässt sich wie folgt berechnen. <sup>[1] [5] [7] [8]</sup>

$$t = \frac{1}{z} * \frac{9}{8} * \frac{2\pi}{c_A} * \frac{R}{\lambda \sqrt{\lambda^2 \left(\frac{r}{R}\right)^2 + \frac{4}{9}}} \approx \frac{1}{z} * \frac{8}{9} * \frac{2\pi}{c_A} * \frac{R}{\lambda^2 \left(\frac{r}{R}\right)} \quad (1.24)$$

Zu Gunsten der Aerodynamik werden oft konstruktive Abweichungen von der theoretisch, optimalen Formgebung durchgeführt, aber auch durch Verjüngung des Rotorblattes in der Nähe der Rotornabe können erhebliche Material- und Kosteneinsparungen erzielt werden. [1] [5] [7] [8]

Als Werkstoff für die Rotorblätter wurden früher Materialien wie Holz und Metall eingesetzt, jedoch handelt es sich heute in der Regel um Faserverbundmaterialien. Aus Gründen der Gewichtsreduktion und der besseren Formbarkeit werden für die meisten Rotoren vorwiegend glasfaserverstärkte (GFK) beziehungsweise mit zunehmender Größe auch kohlenstofffaserverstärkte Kunststoffe (CFK), vor allem in Glas- und Kohlefaser-Gemischtbauweise verwendet. [3] [5]

#### 1.5.2.1.1. Windgeschwindigkeitsbereiche

Die Schnelllaufzahl ist abhängig vom Leistungsbeiwert und von der Anzahl der Rotoren beziehungsweise dem Rotoren-Typ.

So wird der maximale Leistungsbeiwert für 3-Blatt-Rotoren bei etwa 7 oder 8, der für 2-Blatt-Rotoren bei 10 und der für Einblatt-Rotoren bei 15 erreicht. Allein an der Zunahme der Schnelllaufzahl sieht man, dass sich Rotoren mit nur einem Blatt schneller drehen, als vergleichbare mit zwei oder drei Blättern.

Die Auslegungsgeschwindigkeit  $v_{Au}$  ist abhängig von der optimalen Schnelllaufzahl  $\lambda_{opt}$ , dem Rotordurchmesser  $r$  und der Rotordrehzahl  $n$  und wird wie folgt berechnet. [4] [5]

$$v_{Au} = \frac{u}{\lambda_{opt}} = \frac{2 * \pi * r * n}{\lambda_{opt}} \quad (1.25)$$

Somit erhält man unter Berücksichtigung der Formel (1.25) für eine 3-Blatt-Windanlage mit einem Rotorradius von  $r = 22m$ , einer Drehzahl  $n = 28min^{-1} = 0,467s^{-1}$  und einer optimalen Schnelllaufzahl von  $\lambda_{opt} = 7,5$  die Auslegungsgeschwindigkeit  $v_{Au} = 8,6m/s$ .

Der Parameter Auslegungsgeschwindigkeit spielt jedoch nur bei Anlagen mit einer konstanten Drehzahl eine Rolle. Bei Windkraftanlagen, die eine variable Drehzahlsteuerung haben, kann durch Änderung der Rotordrehzahl das Optimum auch bei anderen Windgeschwindigkeiten erreicht werden. [4] [5]

Die Einschalt- oder Anlaufgeschwindigkeit ist ein Parameter, der besagt ob überhaupt eine Rentabilität besteht, um die Windkraftanlage zu betreiben. Unter dieser definierten Grenze kann nur wenig oder gar keine Leistung den bewegten Luftmassen entnommen werden, aus diesem Grund werden in diesem Fall die Rotoren durch eine Rotorbremse festgehalten.

Ein weiterer Geschwindigkeitsbereich, in dem die Windkraftanlage ihre Nennleistung abgibt ist die Nennwindgeschwindigkeit. Dieser Parameter liegt von der Größenordnung her deutlich über der Anlaufgeschwindigkeit und zeigt auf, dass ab dieser Grenze die Leistung konstant gehalten wird. [4] [5]

Bei steigenden Windgeschwindigkeiten gelangt man in den Bereich der Abschaltgeschwindigkeit, bei der eine Gefahr der Überlastung und der Beschädigung der Windkraftanlage besteht, aus diesem Grund wird zwecks Schadensvermeidung die Anlage abgeschaltet.

Hierzu wird die Rotorbremse aktiviert und der Rotor nach Möglichkeit aus dem Wind gedreht. In der folgenden Tabelle (Tab.1) werden die Geschwindigkeitsbereiche mit den typischen Werten aufgezeigt. <sup>[4] [5]</sup>

Einschalt- oder Anlaufgeschwindigkeit	$v_E = 2,5 \text{ m/s} \dots 4,5 \text{ m/s}$
Auslegungsgeschwindigkeit	$v_{Au} = 6 \text{ m/s} \dots 10 \text{ m/s}$
Nennwindgeschwindigkeit	$v_N = 10 \text{ m/s} \dots 16 \text{ m/s}$
Abschaltgeschwindigkeit	$v_{ab} = 20 \text{ m/s} \dots 34 \text{ m/s}$
Überlebenswindgeschwindigkeit	$v_{Life} = 50 \text{ m/s} \dots 70 \text{ m/s}$

Tabelle 1: Geschwindigkeitsbereiche eines Windrades

### 1.5.2.2. Rotornabe

Die Rotornabe ist das Verbindungsstück zwischen den Rotorblättern und der Rotorwelle. Bei den Nabenkonstruktionen wird zwischen drei verschiedenen Typen unterschieden.

- Starre und gelenklose Nabe  
Dieser Nabentyp wird gerne verwendet, da dieser kostengünstig und mit geringem Aufwand hergestellt werden kann. Der Nachteil dieses Bautyps sind die hohen Belastungen für die Rotoren und die mit der Nabe verbundenen Maschinenteile.
- Pendelnabe  
Hierbei handelt es sich um eine Bauart, bei der die Rotorblätter pendelnd aufgehängt sind. Diese halbstarre Verbindung ermöglicht, dass sich die Rotoren innerhalb einer Bandbreite um die starre Rotorwelle bewegen können.
- Schlag- und/oder Schwenkgelenknabe  
Bei dieser Bauart werden die Rotoren einzeln per Schlaggelenk an der Nabe befestigt, jedoch wird aufgrund des konstruktiven Aufwands dieser Typ nur selten eingesetzt.

Im Allgemeinen wird bei den Rotoren- und Nabenkonstruktionen, die in den gängigsten Windkraftanlagen verbaut sind, zwischen feststehenden und verstellbaren Blättern unterschieden. Aufgrund der besseren Leistungsregelung durch die verdrehbaren Rotorblätter haben sich die Nabenkonstruktionen mit integriertem Verstellmechanismus bei Großanlagen durchgesetzt.

Die Justierung der Rotoren kann entweder hydraulisch oder elektro-mechanisch mittels Elektromotor mit Drehspindel beziehungsweise Zahnradgetriebe erfolgen.

Der Verdrehmechanismus kann die Anströmverhältnisse beziehungsweise die bewegten Luftmassen auf die Rotoren so dosieren, sodass die Leistungsaufnahme der Rotorblätter aus dem Wind bei Überschreiten der Nenngeschwindigkeit annähernd konstant bleibt.

Ein weiterer Vorteil ist die Möglichkeit per Blattverstellmechanismus in einem Notfall die Rotoren aus dem Wind zu bringen. <sup>[3] [4]</sup>

Ein Generatorabwurf oder Beschädigungen an der Mechanik beziehungsweise den Rotorblättern können Störungen sein, die dazu führen, dass den Rotoren der Wind aus den Blättern genommen werden muss. Hierzu werden diese in Fahnenstellung und per mechanische Bremse zum Stillstand gebracht.

Als Werkstoff für die Rotornaben werden heute abgesehen von geschweißten Stahlblechkonstruktionen vorrangig auch Stahlgusskörper oder Schmiedeteile verwendet. <sup>[3] [4]</sup>

### 1.5.2.3. Getriebe

Wenn bei einer Windkraftanlage die Drehzahlen von Rotoren und Generator voneinander abweichen, dann muss eine Zwischenstufe in Form eines Getriebes eingebaut werden, die diese Unterschiede ausgleicht. Hierfür werden vorwiegend ein- oder mehrstufige Stirnrad- oder Planetengetriebe eingesetzt, die in der Gondel untergebracht sind.

Durch den Einsatz eines Getriebes entstehen einige Nachteile, die in Kauf genommen werden müssen. <sup>[3] [4]</sup>

Es entstehen höhere Kosten, die Leistung wird aufgrund der Reibungsverluste verringert und es muss mit erhöhtem Wartungsaufwand und Lärmbelastung gerechnet werden.

Als Alternative dazu gibt es noch getriebelose Varianten, für die jedoch eine spezielle Ausführung des Generators notwendig ist. Voraussetzung dafür ist eine Vielzahl an elektrischen Polen, sodass auch bei niedrigen Drehzahlen eine geeignete Anpassung zwischen Rotor und Netz gegeben ist. Bedingt durch die benötigten Pole vergrößert sich der Querschnitt und damit die Abmessungen des Generators. <sup>[3] [4]</sup>

### 1.5.2.4. Leistungsbegrenzung und Sturmabschaltung

Aufgrund der unterschiedlich, vorherrschenden Windgeschwindigkeiten muss eine Regelung im Falle einer Überschreitung der Generatornennleistung stattfinden. Im Allgemeinen wird zwischen zwei Regelungsarten der Leistungs- und Drehzahlregelung unterschieden. Bei der Ausführung mit direkter Netzkopplung muss die Anpassung über die Leistungsregelung stattfinden, sodass die Drehzahl konstant gehalten werden kann.

Wiederum bei der indirekten Netzkopplung ist die Drehzahl innerhalb gewisser Grenzen variabel, jedoch muss das Überschreiten der maximalen Drehzahl verhindert werden, um Zerstörungen am Rotor oder anderen bewegten Teilen vorzubeugen.

Derzeit kommen zwei verschiedene Verfahren zur Regelung der aus den bewegten Luftmassen aufgenommenen Leistung zum Einsatz. <sup>[3] [4] [5] [7]</sup>

- Stall-Regelung
- Pitch-Regelung

Bei der **Stall-Regelung** wird die Leistungsaufnahme aus dem Wind durch den sogenannten Stall-Effekt begrenzt. Dieser bewirkt einen Strömungsabriss durch den großen Anstellwinkel der Rotorblätter und die dadurch entstehenden Wirbel bremsen den Rotor quasi von selbst.

<sup>[3] [4] [5] [7]</sup>

Bei dieser Leistungsregelung findet keine Verstellung der Rotorblätter statt, sondern durch konstruktive Maßnahmen wird bewerkstelligt, dass bei bestimmten hohen Geschwindigkeiten die Strömung abreißt. Bei stall-geregelten Anlagen wird die Drehzahl und somit auch die Umfangsgeschwindigkeit konstant gehalten, jedoch wird als Voraussetzung ein ausreichend starkes Netz benötigt.

Diese Regelung ist rein passiver Art und bietet nur sehr geringe Einflussmöglichkeiten im Betrieb einer Windkraftanlage. Im Falle eines Netzausfalls haben Windkraftanlagen nach dem Stall-Prinzip einen zusätzlichen Schutz vor eventuell auftretenden Überdrehzahlen eingebaut. Aerodynamische Bremsklappen in den Blattprofilen oder an den Blattspitzen sorgen dafür, dass die Drehzahlen verringert werden und in Kombination mit einer Rotorbremse der Stillstand der Rotorblätter eingeleitet werden kann. <sup>[3] [4] [5] [7]</sup>

In der Abbildung (Abb.10) sind die unterschiedlichen Arten der aerodynamischen Bremsen dargestellt.

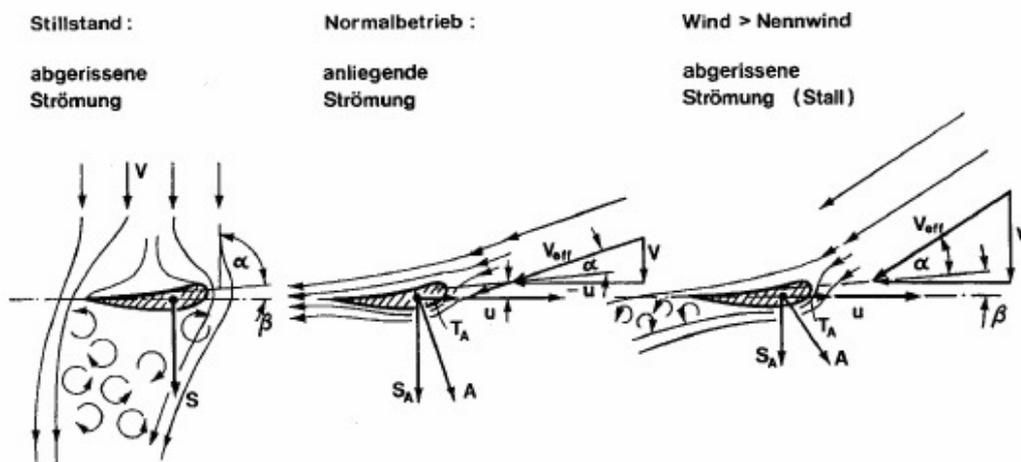


Abb 10: Aerodynamische Bremse - Stall-Regelung

Nachteilig ist auch die Tatsache, dass die Rotorblätter großen mechanischen Belastungen ausgesetzt sind, was in einer dementsprechenden robusten Bauweise resultiert. Trotz dieser Schwierigkeiten erfreute sich diese Bauweise in der Vergangenheit bei Anlagengrößen unter 1 MW großer Beliebtheit, aufgrund der einfachen technischen Umsetzung. <sup>[3] [4] [5] [7]</sup>

Eine weitere Regelungsart ist die **Pitch-Regelung**, die mittels Verstellung der Rotorblätter eine Dosierung der konstanten Leistungsaufnahme aus dem Wind realisiert. Der konstruktive Aufwand bei dieser Bauart ist höher da die Rotoren in der Rotornabe drehbar gelagert sein müssen und über eine Hydraulik oder einen Elektromotor die Blattverstellung durchgeführt wird.

Durch den Verstellmechanismus werden die Anströmverhältnisse und in weiterer Folge die Leistungsaufnahme mittels Rotoren reguliert, sodass die Rotorleistung bei Geschwindigkeiten oberhalb der Nennwindgeschwindigkeiten annähernd konstant bleibt. <sup>[3] [4] [5] [7]</sup>

Ein weiterer Vorteil der Pitch- gegenüber der Stall-Regelung ist, dass bei Erreichen der Abschaltgeschwindigkeit das Herunterfahren der Anlage weitaus sanfter bewerkstelligt werden kann. Durch das langsame Drehen der Rotorblätter in die Fahnenstellung wird der abrupte Übergang von Nennleistung auf Null umgangen und die damit verbundenen mechanischen Belastungen auf ein Minimum reduziert.<sup>[3] [4] [5] [7]</sup>

#### 1.5.2.5. Windnachführung

Die Komponente Windnachführung ist ein sehr wichtiger Bestandteil, der zur Effizienz der Windkraftanlage mit horizontaler Drehachse sehr viel beiträgt. Im Gegensatz zu Anlagen mit vertikaler Rotorenachse muss bei der horizontalen Bauart die Maschinengondel den sich schnell ändernden Windrichtungen angepasst werden. Hierzu werden die Rotorblätter so ausgerichtet, dass die bewegten Luftmassen stets im richtigen Winkel auf die Rotoren strömen. Diese unberechenbaren Windrichtungsänderungen und Böen können ganz besonders bei Pitch-geregelten Anlagen zu Problemen wie Leistungsschwankungen führen. Diese Schwierigkeiten können jedoch durch Gegenmaßnahmen wie Drehzahländerungen aufgefangen werden. Bei kleinen Windkraftanlagen erfolgt meistens die Windnachführung mittels einer Windfahne, die den Rotor stets senkrecht zum Wind ausrichtet.<sup>[4] [5]</sup>

Bei großen Windrädern wiederum wird in der Regel die komplette Gondel mit Rotor, Getriebe und Generator auf dem Turm drehbar gelagert. Mit Hilfe eines Windmesssystems werden Windgeschwindigkeit und Richtung bestimmt und gegebenenfalls über elektrische oder hydraulische Giermotoren (Azimutbetrieb) wird die Gondel der jeweiligen Windrichtung angepasst. Hat die drehbar, gelagerte Einheit die gewünschte Position erreicht, wird diese über Azimutbremsen fixiert. Die mechanische Haltebremse gleicht nicht nur schlagende Belastungen auf den Azimutantrieb aus, die durch geringe Windrichtungsänderungen stattfinden können, sondern findet seine Verwendung auch als Feststellbremse zur Überbrückung längerer Stillstandzeiten wie zum Beispiel einer Wartung. Zwischen Windrichtung und optimaler Rotorstellung gibt es in der Praxis immer eine kleine Abweichung, die auch als Gierwinkel bezeichnet wird und in der Größenordnung von 5 Grad liegt.<sup>[4] [5] [8] [9]</sup>

#### 1.5.2.6. Turm, Fundament

Die Hauptaufgabe des Turms einer Windkraftanlage ist in erster Linie die Aufbauten wie Gondel und Rotoren zu tragen und die durch Wind entstehenden statischen und dynamischen Belastungen in den Untergrund abzuleiten. Mit zunehmender Höhe nehmen die Windgeschwindigkeiten stark zu, was in großen Turmhöhen und dem damit verbundenen, steigenden Anlagenertrag resultiert. Die Turmhöhe wird durch eine Vielzahl an Faktoren bestimmt wie Standort, ökonomischer Kompromiss, meteorologische beziehungsweise betriebliche Belastungen und örtliche Bodenverhältnisse.<sup>[5]</sup>

Unter einem ökonomischen Kompromiss versteht man einerseits die zunehmende Turmhöhe und die damit verbundenen steigenden Kosten und andererseits die zunehmenden mittleren Windgeschwindigkeiten und der daraus folgende, steigende Stromertrag. Heutzutage werden zwecks Stabilität vorwiegend Stahl und Beton für den Bau eines Turms verwendet was dementsprechend in einer hohen Masse und einem soliden Fundament resultiert. Als Fundament wird meistens ein Betonsockel mit starker Stahlarmierung verwendet.<sup>[3] [4]</sup>

Eine weitere Alternative zu den schweren Rohrkonstruktionen aus Stahl und Beton sind die Stahlgittermasten. Diese Variante wird bevorzugt für hohe Turmhöhen verwendet, jedoch aufgrund der Fragilität neigen die Türme stets zum Schwingen und daher muss die Konstruktion über Abspannseile gesichert werden. Der Vorteil der Stahlgittermasten liegt im geringeren Materialeinsatz und den damit verbundenen niedrigeren Kosten, jedoch liegen die Traglasten des Turms weit unter den Stahl- beziehungsweise Betonbauten. Aus diesem Grund kommt dieses Leichtgewicht vor allem auch aus Montagegründen nur bei kleineren Horizontalkonvertern zum Einsatz. <sup>[7]</sup>

Die heute aus Stahl beziehungsweise Stahl-Beton gebauten Windkraftanlagen erreichen Turmhöhen von über 120m und Durchmesser von bis zu 6m was ein Gewicht von über 750 t ausmacht. Aufgrund der immer größer werdenden Horizontalkonvertern wird der Transport und die Endmontage von Turm und Rotorblätter zunehmend schwieriger. <sup>[6]</sup>

Die heutigen Stahlrohtürme werden daher meistens in vier Segmenten mit Flansch – und vorbereiteten Kabelverbindungen gefertigt und per LKW an den Bestimmungsort gebracht. Trotz der Fertigung in Teilstücken erreichen die Turmabschnitte Durchmesser von bis zu 4,2 m und müssen deshalb auf der Straße unter besonderen Auflagen transportiert werden. <sup>[7]</sup>

Eine Lösung, um die Restriktionen und Schwierigkeiten beim Transport zu umgehen, ist das direkte vor Ort ausgießen der Türme aus Beton. Neben Vorteilen wie bessere Stabilität bei wachsenden Turmhöhen und tendenzielle niedrigere Investitionskosten gibt es auch einen entscheidenden Nachteil. Es ist der Zeitfaktor, der aus der längeren Bauzeit bedingt durch die erforderlichen Trockenphasen resultiert. <sup>[3]</sup>

### 1.5.3. Energieumwandlungskette, Verluste und Leistungskennlinie

Mittels der Rotoren wird den bewegten Luftmassen kinetische Energie entzogen und in weiterer Folge in Rotationsenergie des Antriebstranges umgewandelt.

Eine mechanische Übersetzung wird benötigt, wenn Drehzahlunterschiede zwischen den Rotorblätter und dem Generator vorhanden sind. Dementsprechend muss meist ein Getriebe im Antriebsstrang zwischengeschaltet werden, um die Differenzen auszugleichen. <sup>[3] [4]</sup>

Die nun vorhandene Rotationsenergie des Antriebsstrangs wird mittels eines Generators in elektrische Energie umgewandelt. Wenn der durch den Generator erzeugte, elektrische Strom nicht den Spezifikationen des elektrischen Netzes entspricht, ist eine Art Wandler notwendig. Hierzu kann im einfachsten Fall ein Transformator verwendet werden und bei einer indirekten Netzkopplung kann die Umwandlung über einen Gleichstromzwischenkreis beziehungsweise einen Direktumrichter stattfinden.

#### 1.5.3.1. Energieumwandlungskette

In dem Energieumwandlungsprozess von den bewegten Luftmassen zum elektrischen Strom entstehen Verluste im Gesamtnutzungsgrad der Anlage, sodass dieser deutlich unter dem theoretisch, maximalen Betz'schen Leistungsbeiwert von 59,3% liegt.

Ungefähr 30 bis 45% der im Wind vorhandenen Energie können von den gängigen Windkraftanlagen in nutzbare, elektrische Energie transformiert werden.

Die gesamten Einbußen setzen sich aus den aerodynamischen, mechanischen und den elektrischen Verlusten zusammen. <sup>[3] [4] [8]</sup>

Die nie optimale Flügelform innerhalb der vom Rotor überstrichenen Fläche wird durch den Leistungsbeiwert berücksichtigt und wird zu den aerodynamischen Verlusten gezählt. Der Überbegriff mechanische Einbußen beinhaltet Reibungsverluste und die damit verbundene Wärmeentwicklung in den Lagern der Rotorwelle und dem gegebenenfalls vorhandenen Getriebe. Als elektrische Verluste werden Umwandlungsverluste im Generator beziehungsweise Einbußen bei der Stromumrichtung im Gleichstromzwischenkreis, im Direktumrichter als auch im Transformator bezeichnet. Die somit am Generatorausgang erlangte elektrische Leistung resultiert aus der im Wind enthaltenen Leistung abzüglich der aerodynamischen, mechanischen und elektrischen Verlusten und den notwendigen Energieaufwendungen für die Windrichtungsnachführung und den Blattverstellmechanismus. [3] [4] [8]

In der nachfolgenden Abbildung (Abb.11) ist der Energiefluss einer Windkraftanlage inklusive den Energieverlusten zu sehen:

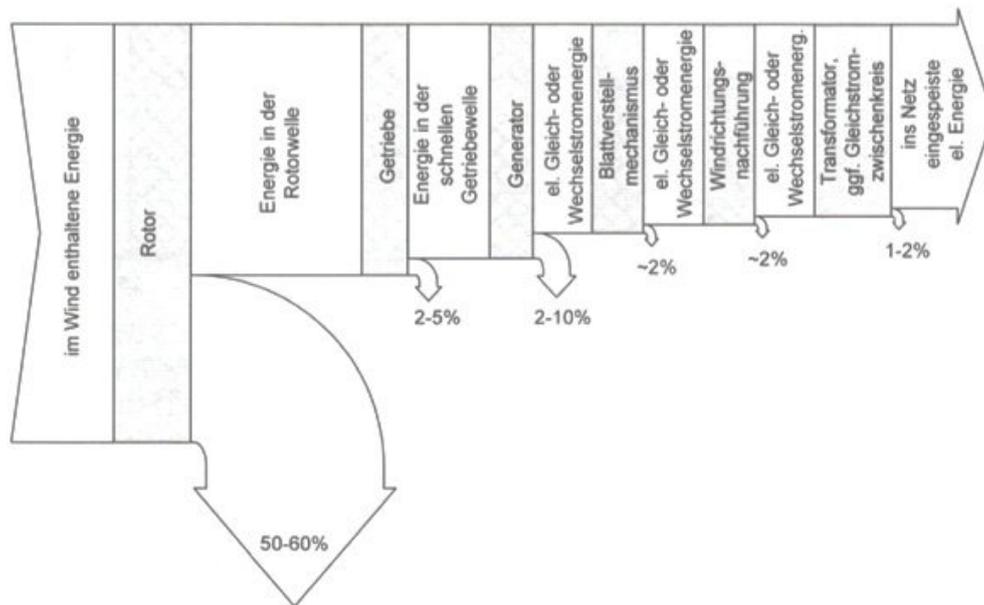


Abb 11: Energiefluss einer Windkraftanlage

### 1.5.3.2. Leistungskennlinie

Die Leistungskennlinie beschreibt den Zusammenhang zwischen der mittleren Windgeschwindigkeit und der am Generator abnehmbaren mittleren, elektrischen Leistung und damit den Arbeitsbereich von typischen blattgeregelter Windkraftanlagen, welcher in vier Phasen unterteilt werden kann.

-Phase 1:

Wenn die vorherrschenden Windgeschwindigkeiten unterhalb der anlagenspezifischen Mindestgeschwindigkeit liegen, können aus diesem Grund die Reibungs- und Trägheitskräfte nicht überwunden werden und daher läuft die Windkraftanlage nicht an. [3] [4]

**-Phase 2:**

Wenn die Strömungsgeschwindigkeiten der bewegten Luftmassen die Anlaufgeschwindigkeit des Horizontalkonverters überschreiten, dann laufen die Rotoren an und die Anlage gibt elektrische Energie ab. Die aus den bewegten Luftmassen nutzbare Energie steigt näherungsweise mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit an. Bei derzeit marktgängigen Anlagen wird die Anlaufgeschwindigkeit bei rund 3 bis 4m/s überschritten und endet bei einer Nennwindgeschwindigkeit von 12 bis 14 m/s.

**-Phase 3:**

In dieser Windgeschwindigkeitsphase darf die vom Rotor aufgenommene Leistung nicht die installierte Generatornennleistung überschreiten. Aus diesem Grund muss eine Leistungseinschränkung des Generators stattfinden, um dauerhafte Überlastungen und die daraus resultierenden Schäden zu vermeiden. In der tertiären Phase entspricht die abgegebene elektrische Leistung näherungsweise der installierten Generatornennleistung.

**-Phase 4:**

Wenn die bauartspezifische Geschwindigkeitsgrenze überschritten wird, muss die Windkraftanlage zur Vermeidung von Beschädigungen abgeschaltet werden. [3] [4] [8]

In der Abschaltphase, die bei heutigen Anlagen bei ungefähr 24 bis 26 m/s liegt, wird der Rotor in Fahnenstellung gebracht und somit keine elektrische Energie an das Netz abgegeben. Es gibt vereinzelt Konzepte, bei denen die Horizontalkonverter trotzdem nach Erreichen der Abschaltgeschwindigkeit weiterlaufen und nur per Rotorblattstellung gedrosselt werden. Die Anlagen produzieren elektrische Energie bis Windgeschwindigkeiten um 35 m/s und werden zwecks Schadensvermeidung nach Überschreiten der Grenze endgültig vom Netz genommen. [3] [4] [8]

In der nachfolgenden Abbildung (Abb.12) ist der Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit und der am Generator abnehmbaren Leistung zu sehen.

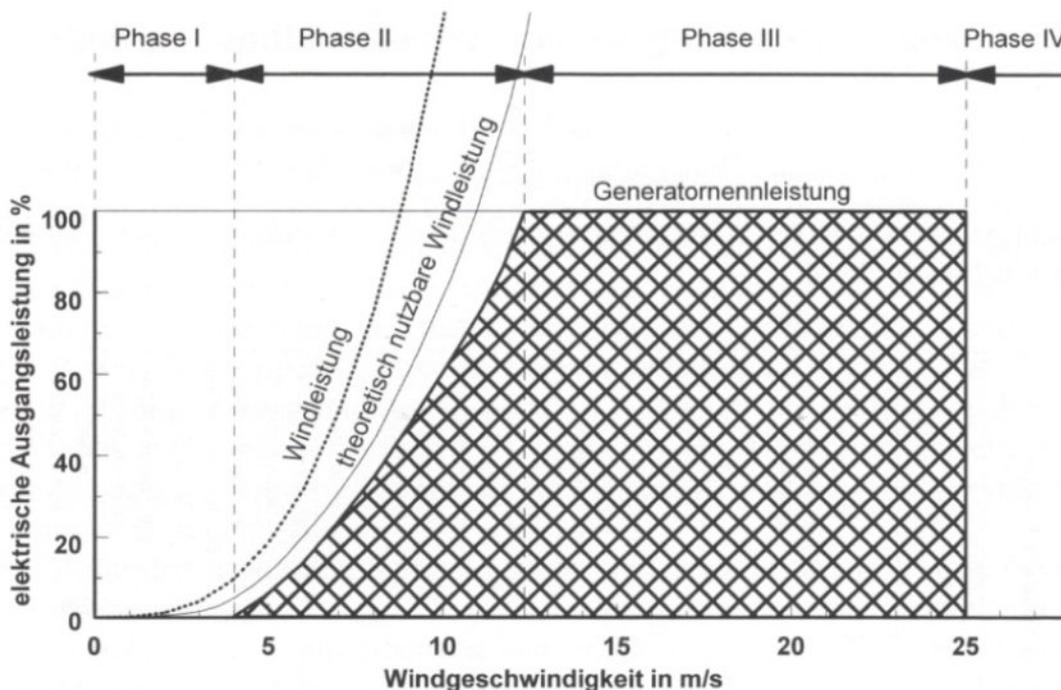


Abb 12: Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und der am Generator abnehmbaren Leistung

#### 1.5.4. Umwelteffekte

Wie schon erwähnt sind Windkraftanlagen die perfekte Alternative zu herkömmlichen Stromerzeugungsmethoden, jedoch hat die grüne Stromproduktion nicht nur Vorteile. Wenn man alle direkten und indirekten Umwelteinwirkungen, die die Anlage auf sein Umfeld ausübt, bedenkt, gelangt man zum Ergebnis, dass es doch ein paar Umweltaspekte gibt, die im Bezug auf den Standort berücksichtigt werden müssen.

Zwar werden keine Stoffunreinheiten freigesetzt jedoch gibt es einige Aspekte wie nachfolgend diskutiert, die Einfluss auf den Menschen und seine natürliche Umwelt nehmen.

##### *Hörschall*

Unter Hörschall versteht man den durch Windkraftanlagen verursachen Lärm, der entweder mechanischen oder aerodynamischen Ursprungs sein kann. Die mechanische Geräuschbelästigung entsteht durch das Getriebe beziehungsweise den Generator und die aerodynamischen Lärmemissionen entspringen der Interaktion zwischen den bewegten Luftmassen und den Rotorblättern. Da die Schallemissionen mit zunehmender Windgeschwindigkeit zunehmen, müssen Vorkehrungen bereits in der Planungsphase vorgenommen werden, um die Geräuschkulisse auf ein Minimum zu reduzieren. <sup>[3] [4] [8]</sup>

Im Falle des mechanischen Aspektes kann durch Kapselung der Anlage beziehungsweise durch den Verzicht auf ein Getriebe eine erhebliche Lärmreduzierung herbeigeführt werden.

Ein weiterer Lösungsansatz ist die konstruktive Trennung von Getriebe und Generator, um etwaig entstehende Resonanzen zu verhindern, beziehungsweise durch optimale Schalldämmung der Gondel kann die Körperschallbelastung signifikant reduziert werden. <sup>[3] [4] [8]</sup>

Für die aerodynamische Lärmelästigung sind vorwiegend die mittleren und höheren Blattspitzengeschwindigkeiten verantwortlich, jedoch dominiert das natürliche Windgeräusch bei hohen Luftströmungsgeschwindigkeiten. Aus diesem Grund ist für die Umwelt nur die Geräuschentwicklung bei mittleren und niedrigen Windgeschwindigkeiten maßgeblich. Eine Minimierung des Schalls kann durch eine Optimierung der Form der Rotoren, der Rotorblattspitze und der Blattspitzengeschwindigkeit stattfinden.

Abgesehen von den lärmschutztechnischen Maßnahmen müssen auch die räumliche Anordnung der Windkraftanlage beziehungsweise des Windparks zu schutzwürdiger Bebauung berücksichtigt werden. Wenn die gesetzlich vorgegebene maximale Lärmbelastung in der Nähe des Schutzgebietes nicht gewährleistet werden kann, muss eine Trimmung der Rotoren mittels Blattverstellmechanismus oder eine Abschaltung der Anlage bei bestimmten Windgeschwindigkeiten stattfinden.

##### *Infraschall*

Unter Infraschall versteht man Luftschallwellen mit Frequenzen im Bereich von 2 bis 20 Hz, die unterhalb des menschlichen Hörbereichs liegen. Solche Schallwellen werden nicht nur von Windanlagen durch deren rotierenden Flügelspitzen erzeugt, sondern werden auch im natürlichen Umfeld, wie durch Meeresbrandung und Verkehrsmittel hervorgerufen. Aufgrund des gesetzlich festgesetzten Mindestabstands von Horizontalkonvertern zu Wohnbebauungen ist für die dort ansässigen Bewohner keine Gefährdung oder Belästigung durch Infraschall zu befürchten.

### *Schattenwurf*

Der Schattenwurf ist abhängig von den Witterungsbedingungen und bezeichnet den sich bewegenden Schlagschatten, der durch die Interaktion zwischen dem Sonnenlicht und den rotierenden Rotorblättern entsteht. Mit zunehmender Anlagengröße nimmt der Einflussbereich des Schattenwurfs zu und kann je nach Sonnenstand bis in eine Entfernung von 1300m vom Anlagenstandort reichen. Es gelten bestimmte Schwellenwerte im Bezug auf die Einwirkzeit des Schattenwurfs, wie zum Beispiel maximal 30 Minuten pro Tag oder insgesamt 30 Stunden pro Jahr, die nicht überschritten werden dürfen. Es gilt diese Belastung so gering wie nur möglich zu halten, da dieses pulsierende Flackern im schlimmsten Fall zu epileptischen Anfällen führen kann. Dieser problematischer Aspekt der Schattenwurfzeiten kann jedoch schon im Vorfeld bei der Planung durch Berechnung, Simulation und die geeignete Standortwahl minimiert werden. <sup>[3] [4] [8]</sup>

### *Reflexionen*

An besonders sonnenintensiven Tagen kann es zu Lichtreflexionen an den Rotoren kommen, die im Nahbereich der Windkraftanlagen einen Disco-Effekt erzeugen.

Diese Spiegelungen bedingt durch die gewölbte Rotorflächen sind eher gering und nur zufällig beziehungsweise kurzzeitig wahrnehmbar, jedoch kann dieser Effekt mittels mittelreflektierender und matter Farben bei den Rotoren minimiert werden. <sup>[3] [4]</sup>

### *Beleuchtung*

Als Beleuchtung für Windkraftanlagen werden blinkende Gefahrenfeuer verwendet, die zwecks Flugsicherung auf der Gondel verbaut sind. Aufgrund von gesetzlichen Bestimmungen müssen Objekte, die mehr als 100m Höhe über Grund haben, mit roten Signalleuchten in der Nacht beleuchtet werden. Diese sehr auffällig, pulsierenden Beleuchtungsfeuer könnten für Anrainer der Windkraftanlagen als Belästigung empfunden werden. Um die potenziellen Beeinträchtigungen zu minimieren, könnten die Signalleuchten in einem Windpark synchronisiert werden, sodass diese im selben Takt strahlen.

Da für die Gefahrenfeuer vorwiegend Xenonleuchten verwendet werden, könnte als weitere Maßnahme die Reduzierung der Beleuchtungsstärke sein und in weiterer Folge die Änderung des Abstrahlwinkels. Durch diese geringfügigen Anpassungen würden die Blinklichter eine geringere Belästigung darstellen und deutlich ruhiger auf die Anwohner wirken. <sup>[3] [4]</sup>

### *Eiswurf*

Bedingt durch bestimmte meteorologische Wetterbedingungen können sich Eisschichten beziehungsweise –brocken auf der Oberfläche der Windkraftanlage bilden.

Bei diesem Gefährdungspotential durch herabfallende Eisstücke wird zwischen zwei Betriebsständen unterschieden. Bei stillstehenden Windkraftanlagen kann es durch Wind oder Temperaturunterschiede zu Eisabwurf kommen und der Gefährdungsbereich durch fallende Eisbrocken liegt im unmittelbaren Umfeld der Anlage.

Bei Horizontalkonvertern, die im Betriebszustand sind, ist der Eisansatz an den Rotorblättern, im Vergleich zu stillstehenden Rotoren, deutlich geringer. Aufgrund der rotierenden Blätter kann es auch in einiger Entfernung von der Anlage durch die abfallenden Eisstücke zu Eiswurf kommen.

Durch das zusätzliche Gewicht kommt es auch einerseits zu einer erhöhten mechanischen Belastung der Anlage und andererseits zu einer Unwucht am Rotor. <sup>[3] [4] [8]</sup>

Aus diesem Grund wird in den Gebieten in denen mit Vereisung gerechnet werden muss, ein Mindestabstand von 1,5 mal der Höhe bis zur Nabe plus Rotordurchmesser zum nächst, gefährdeten Objekt gefordert. Weitere Maßnahmen, die die Bildung von Eis verhindern sollen, sind Beheizung oder wasserabweisende Beschichtung der Rotorblätter.

So wird zum Beispiel in österreichischen Anlagen, die in größeren Höhenlagen stehen, eine Flügelblattheizung verbaut, die über Feuchte- und Temperatursensoren gesteuert wird. <sup>[3] [4] [8]</sup>

## 2. Power to Gas

### 2.1. Allgemein

Power to Gas ist eine Technologie, die sich durch ihre Flexibilität und perfekte Integration in den zeitgemäßen Technologiestandard auszeichnet. Zwar befindet sich diese Technik noch am Anfang seiner Entwicklung jedoch ist bereits jetzt schon dessen Potenzial zu erahnen. <sup>[10]</sup>

In der Politik, Wirtschaft und Wissenschaft ist die nachhaltige Energieversorgung schon seit langem ein viel diskutiertes Thema. Das gemeinsame Ziel im Stromsektor bezüglich der erneuerbaren Energien sieht einen geplanten Anteil von 35% im Jahre 2020 und einen von 80% für das Jahr 2050 in Deutschland vor. <sup>[10]</sup>

Bisher wurde Strom aus regelbaren Kraftwerken zeitlich orientiert nach dem Verbrauch erzeugt, jedoch entstehen durch die zunehmend erneuerbaren Energien immer häufiger Überlastungen des Stromnetzes aufgrund von volatiler Überproduktion. Um die Versorgung der Population und der Industrie zu gewährleisten, muss eine Anpassung der Stromschwankungen stattfinden.

Es ist allgemein bekannt, dass das schwarze Gold ganz gleich ob flüssig oder gasförmig ein Ablaufdatum hat, aus diesem Grund müssen alternative Energien aus erneuerbaren Quellen ergänzend zu aus Erdöl und Erdgas hinzugezogen werden.

Es existiert eine Vielzahl an Speichermöglichkeiten wie Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher und Schwungradspeicher, die jedoch mangels Kapazität beziehungsweise Charakteristik nur für den Kurzzeitbereich verwendet werden können. Somit kann ein kurzfristiger Mangel als auch Überproduktion nur für einige Stunden kompensiert werden. <sup>[10]</sup>

Bei erneuerbaren Energiequellen wie Wind- und Sonnenkraft wurden bis vor kurzem bei Überproduktion von Elektrizität die Anlagen abgeschaltet, um eine Überlastung der Stromleitungen zu verhindern, jedoch ging ein beachtlicher Teil an potenziell nutzbarer Energie dadurch verloren. Allein in Deutschland gingen im Jahre 2010 durch die Abschaltung von Windkraftanlagen geschätzte 150 GWh verloren, aus diesem Grund muss eine Zwischenspeicherung zur Verfügung stehen, um Schwankungen auszugleichen. <sup>[11]</sup>

Mit Hilfe der Power to Gas Technologie besteht eine Möglichkeit den Strom, der stark wetterabhängigen Energieproduzenten, durch Transformation in Wasserstoff und in weiterer Folge Methan langfristig zu speichern. Somit wird ermöglicht, dass bei windigen beziehungsweise sonnigen Tagen der Strom verwertet wird und bei längeren Flaute die Nachfrage erneuerbar und nachhaltig durch gespeichertes Methan gedeckt werden kann. <sup>[12]</sup>

Mittels der Elektrolyse kann der durch die erneuerbaren Energiequellen gewonnene Strom zur Aufspaltung von Wasser verwendet werden, um die Zwischenprodukte Wasserstoff und Sauerstoff zu erlangen. Das so in der Wasserstoffelektrolyse bei einem Wirkungsgrad von ungefähr 80% erhaltene  $H_2$  kann entweder als Brennstoff oder als Zwischenprodukt für den nachfolgenden Prozess Methanisierung weiter verwendet werden. <sup>[13]</sup>

Das Kohlendioxid, welches aus Biogasanlagen, thermischen Vergasungsanlagen oder auch aus industriellen Prozessen stammen kann, wird mit dem bei der Elektrolyse gewonnenen Wasserstoff in Reaktion gebracht und man erhält unter einem Prozesswirkungsgrad von 75-80% die Endprodukte  $CH_4$  und  $O_2$ . <sup>[14]</sup> Das so erhaltene Methan (SNG – Synthetic Natural Gas) kann jetzt auf vielseitige Art und Weise als Rohstoff dienen.

Entweder wird das SNG in Gas und Dampfheizwerken beziehungsweise dezentralen Blockheizwerken verstromt, als Kraftstoff für Erdgasautos bereitgestellt oder als langfristiges Speichermedium in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist. <sup>[12]</sup>

Das synthetisch hergestellte Methan hat nahezu die selben Eigenschaften, wie das aus Bohrungen gewonnene Erdgas und kann daher ohne relevant zusätzliche Investitionen in vorhandenen Infrastrukturen verwendet werden. <sup>[14]</sup>

Das Erdgaspipelinennetz in Deutschland erstreckt sich über 500.000 Kilometer und stellt einerseits ein flächendeckendes Netz für den Erdgastransport und andererseits ein weitverzweigtes Speichermedium dar. <sup>[15]</sup>

Die Speicherkapazität im deutschen Erdgasnetz beträgt zur Zeit 220 TWh mit steigender Tendenz und zusätzlich können noch 200 Milliarden KWh in unterirdischen Gasspeichern eingelagert werden. <sup>[10] [16]</sup>

In 25 EU-Staaten steht eine Gesamtinfrastruktur von 1,8 Millionen Kilometer Pipelines zur Verfügung und ermöglicht sogar einen raschen, internationalen Gasaustausch zum Ausgleich von Schwankungen. <sup>[10] [17]</sup>

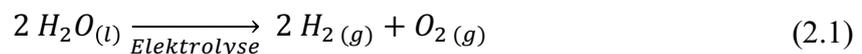
## 2.2. Elektrolyse

Man unterscheidet grundsätzlich zwischen drei verschiedenen Arten zur Wasserstofferzeugung:

- Vergasen von festen Brennstoffen
- Reforming von Erdgas, Naphta und Ethanol
- Elektrolyse von Wasser

Für die Technologie Power-to-Gas (PtG) ist die Wasserelektrolyse von großer Bedeutung aus diesem Grund wird in diesem Kapitel der Stand der Technik, als auch das zukünftige Entwicklungspotenzial der Elektrolyse von  $H_2O$  beschrieben.

Mit Hilfe dieses elektrochemischen Prozesses ist man in der Lage mittels Gleichspannung Wasser in seine Elemente nämlich Wasserstoff und Sauerstoff aufzuspalten. Die angelegte, elektrische Spannung erzwingt eine Redoxreaktion, die wie folgt lautet: <sup>[18]</sup>



Im Moment existieren drei für die PtG Technologie relevante Verfahrensvarianten der Wasserelektrolyse, die sich durch die Art der Elektronenübertragung unterscheiden.

Die alkalische Elektrolyse (AEL) arbeitet mit einem basischen, flüssigen Elektrolyt während sich die PEMEL-Technologie durch ihren sauren, polymeren Festelektrolyt auszeichnet. Die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) funktioniert mittels einem Festoxid als Elektrolyt. Die alkalische als auch die PEM-Elektrolyse können einerseits bei einem Druck von 30 bar, als auch bei atmosphärischem Druck betrieben werden. <sup>[17] [19]</sup>

Zu den Vorteilen der Druckelektrolyse zählen die kompakte Bauweise, das Verbesserungspotenzial bei der Entwicklung der Stack-Kapazität durch höhere Stromdichten, als auch die Möglichkeit des direkten Anschlusses an bereits bestehende industrielle Systeme. Als Nachteilig zu sehen sind Aspekte wie die komplexe Anlagensteuerung, die hohen Investitionskosten, als auch die aufwendigen sicherheitstechnischen Maßnahmen.

Im Vergleich dazu steht die Elektrolyse unter atmosphärischem Druck als sichere und bereits erprobte Technologie dar. Das einfache Konzept, die simple Anlagensteuerung als auch die niedrigen Investitionskosten sprechen für eine konventionelle Elektrolyse. <sup>[19]</sup>

Als nachteilig zu betrachten sind der erhöhte Platzbedarf im Vergleich zur Druckelektrolyse als auch der Kostenaufwand und die aufwendige Gastrocknung. Das dritte Verfahren im Bunde ist die Hochtemperaturelektrolyse, welches sich jedoch noch im Entwicklungsstadium befindet. In der folgenden Abbildung (Abb.13) sind die Vorteile als auch die Herausforderungen der alkalischen und der PEM Elektrolyse zu sehen. <sup>[20]</sup>

Alkalische Wasserelektrolyse	PEM-Elektrolyse
<p><b>Vorteile</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• etablierte Technologie</li> <li>• keine Edelmetallkatalysatoren</li> <li>• hohe Langzeitstabilität</li> <li>• relativ niedrige Kosten</li> <li>• Module bis 760 Nm<sup>3</sup>/h (3,4 MW)</li> </ul>	<p><b>Vorteile</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• höhere Leistungsdichte</li> <li>• höherer Wirkungsgrad</li> <li>• einfacher Systemaufbau</li> <li>• gute Teillastfähigkeit</li> <li>• Fähigkeit zur Aufnahme extremer Überlast (Systemgrößen-bestimmend)</li> <li>• extrem schnelle Systemantwort für Netzstabilisierungsaufgaben</li> <li>• kompaktes Stackdesign erlaubt Hochdruckbetrieb</li> </ul>
<p><b>Herausforderungen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Erhöhung der Stromdichten</li> <li>• Ausweitung Teillastbereich</li> <li>• Systemgröße und Komplexität („Footprint“)</li> <li>• Reduktion des Aufwands der Gasreinigung</li> <li>• Gesamtmaterialeinsatz (Stacks momentan im diverse Tonnenmaßstab)</li> </ul>	<p><b>Herausforderungen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Erhöhung der Langzeitstabilität</li> <li>• Scale-up Stack und Peripherie in den MW-Bereich</li> <li>• Kostenreduktion durch Reduktion bzw. Substitution von Edelmetallkatalysatoren und kostenintensiven Komponenten (Stromkollektoren/Separatorplatten)</li> </ul>

**Abb 13: Vergleich AEL und PEM-Elektrolyse**

Bedingt durch die verschiedenen Elektrolyte unterscheiden sich natürlich die Teilreaktionen der verschiedenen Verfahrensvarianten an der Anode beziehungsweise Kathode.

In der folgenden Tabelle (Nr.2) werden die verschiedenen Temperaturbereiche, als auch die Teilreaktionen der einzelnen Wasserelektrolysen aufgezeigt.

Technologie	Temp.-bereich	Elektrolyt	Ladungsträger	Kathodenreaktion	Anodenreaktion
AEL	40-90°C	Base	OH <sup>-</sup>	$2 H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2 OH^-$	$2OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^-$
PEMEL	20-100°C	Säure	H <sup>+</sup>	$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$	$H_2O \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^-$
HTEL	700-1000°C	ZrO <sub>2</sub> /Y <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	O <sup>2-</sup>	$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{2-}$	$O^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$

**Tabelle 2: Vergleich der Elektrolyse-Technologien**

In der nachfolgenden Grafik (Abb.14) sind die unterschiedlichen Bauarten der drei Elektrolyseure zu sehen.

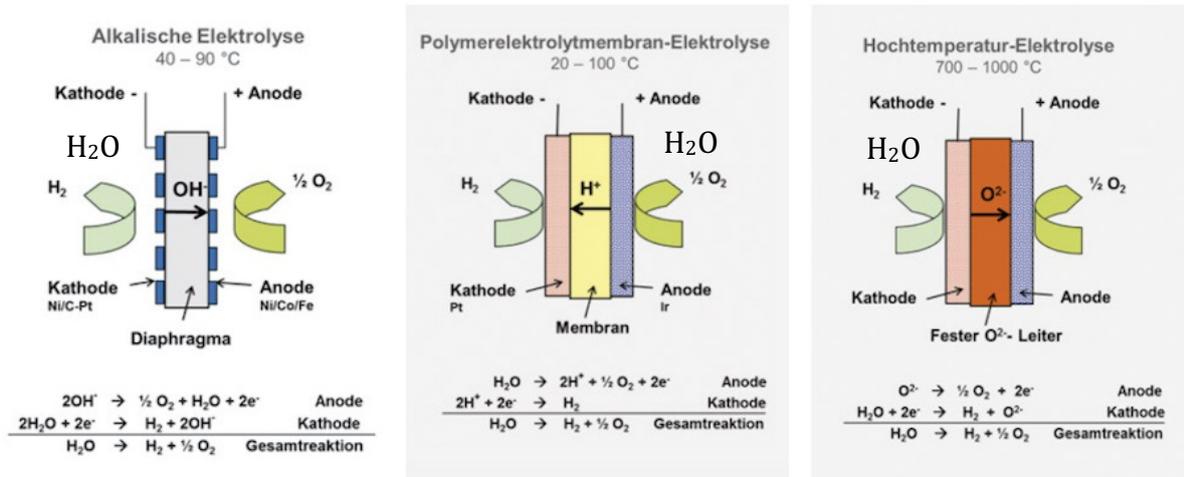


Abb 14: Vergleich der Elektrolysearten AEL, PEMEL und HTEL

### 2.2.1. Alkalische Elektrolyse (AEL):

Das am weitesten verbreitete und erprobte Wasserelektrolyseverfahren ist die konventionelle Elektrolyse, bei der eine alkalische Kaliumhydroxid-Lösung (KOH-Lösung) als Elektrolyt fungiert. Die KOH-Lösung kann in einem Konzentrationsbereich von 25-39 % vorliegen, jedoch wird üblicherweise ein Wert von 30% angestrebt.

Die beiden Halbzellen des Elektrolyseurs in denen das jeweilige Gas entsteht, werden durch sogenannte Diaphragmen, die als Separatoren dienen, getrennt. Diese können wahlweise aus keramischen Materialien, wie Nickeloxid (NiO), als auch Kunststoffen, wie beispielsweise Polysulfon (PSU), bestehen.

Die gängigste Bauart bei alkalischen Elektrolyseuren ist die bipolare Bauweise, bei der Einzelzellen elektrisch als auch geometrisch in Reihe geschaltet sind und somit der sogenannte Zellstapel (Stack) entsteht.

Zur räumlichen Trennung zwischen den Einzelzellen werden Bipolarplatten verwendet, die als Waffelbleche ausgeführt sind und ermöglichen somit in den so entstandenen Hohlräumen einen ungehinderten Transport von Elektrolyt und Gas.

Die Elektroden, die meist aus aktivierten Nickellegierungen bestehen, sind unmittelbar am Diaphragma positioniert und direkt mit den Bipolarplatten im Kontakt.

Die Ausführung der Anoden- beziehungsweise Kathodenkontakte kann einerseits als perforierte Bleche oder als Netzelektroden mit möglichst poröser Oberfläche für optimalen Gasaustausch gefertigt sein. Die in Reihe geschalteten Einzelplatten sind mit den Endstücken im Gerüst des Stacks verankert und stellen so den elektrischen Kontakt her. <sup>[18]</sup>

Der flüssige, alkalische Elektrolyt wird von unten in den Stack eingeleitet und umspült die nickellegierten Elektroden an denen die Elementaufspaltung stattfindet. An der Anode wird das Wasserstoff-Elektrolyt Gemisch und an der Kathode das Sauerstoff-Elektrolyt Gemisch absorbiert und in separate Behälter umgeleitet. <sup>[18]</sup>

Im jeweiligen Behältnis findet eine flüssig-gas Abtrennung statt und in weiterer Folge wird das flüssige Elektrolyt gefiltert und per Pumpe in die Elektrolysezelle zurückgeführt. Über die kontinuierliche Dichtemessung findet eine Regelung der Frischwasserzufuhr statt, um die Elektrolyten-konzentration konstant zu halten. <sup>[18]</sup>

In der folgenden Abbildung (Abb.15) ist der schematische Aufbau der alkalischen Elektrolyse mit den chemischen Reaktionen zu sehen.

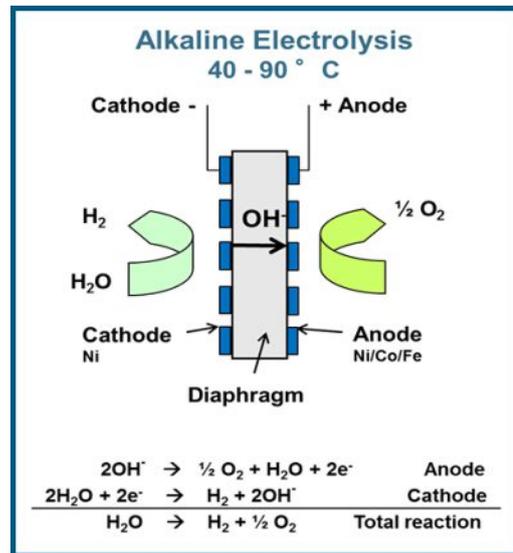


Abb 15: Schematischer Aufbau der alkalischen Elektrolyse

Bei der alkalischen Elektrolyse unterscheidet man grundsätzlich zwischen zwei Betriebsarten nämlich der Normaldruck- und der Hochdruckelektrolyse.

Der Systemdruck liegt bei der atmosphärischen Betriebsvariante knapp über dem Normaldruck und bei der Druckelektrolyse läuft die Aufspaltung bei Drücken um 30 bar ab. Die konventionelle Aufspaltung läuft im Temperaturbereich zwischen 60-80°C bei einem Systemwirkungsgrad zwischen 60-70%. Bei der Hochdruckvariante sind auch höhere Temperaturen im Bereich zwischen 80 und 100°C möglich bei Wirkungsgraden um die 65%. <sup>[19]</sup>

Der wesentliche Vorteil der Aufspaltung unter Druck ist die kompakte Bauweise der Anlage als auch, dass das Gas unter einem höheren Druckniveau zur Verfügung steht. Somit kann bei anschließender Gaseinspeisung ins Gasnetz oder Weiterverwendung in einer Anlage auf weitere Verdichtungsschritte verzichtet werden.

Die atmosphärische Elektrolyse zeigt sich im Vergleich durch ihre robuste und sehr zuverlässige Arbeitsweise aus, bedingt durch ihre einfache Steuerung und den breiten nutzbaren Lastbereich. <sup>[18]</sup>

In der nachfolgenden Tabelle (Nr.3) sind die Vor- und Nachteile der konventionellen und fortgeschrittenen Elektrolyse aufgelistet.

	<b>Atmosphärische Elektrolyse</b>	<b>Druckelektrolyse</b>
Vorteile	einfaches, robustes Anlagendesign einfache Steuerung der etablierten Technologie größerer Lastbereich (<20% ...110%) geringe Investitionskosten Unterliegt keiner Ex-Zonenverteilung Zuverlässige, langjährige Betriebserfahrungen geringe Ansprüche an das Bedienpersonal	Sehr kompakte Bauweise möglich (geringe Rohrquerschnitte)  Direkte Ankopplung an viele industrielle Applikationen die verfahrenstechnisch Drücke <30bar benötigen. Größeres Entwicklungspotenzial in Richtung der Verbesserung des Verhältnisses der Stack-Kapazität zur Anzahl der Zellen durch höhere Stromdichten
Nachteile	größerer Platzbedarf aufwendige Gastrocknung Stack-Kapazität begrenzt durch max. sinnvolle Stromdichte höhere Systemkosten durch Nachverdichtung (wenn benötigt)	höhere Investitionskosten höherer sicherheitstechnischer Aufwand höherer MSR-Aufwand und kompliziertere Steuerung höherer Wartungsaufwand bei höheren Drücken (>10 bar) verringert sich der nutzbare Lastbereich (30-110%)

**Tabelle 3: Vergleich konventionelle und fortgeschrittene Elektrolyse**

Konventionelle Elektrolyseanlagen haben eine Nutzungsdauer zwischen 7-12 Jahren und fortgeschrittene können bis zu 20 Jahre in Betrieb stehen. Natürlich hängt die Gasqualität vom erzeugten Wasserstoff sehr stark von der Betriebsweise als auch von den Laständerungen ab.

Wenn der Elektrolyseur häufig im unteren Teillastbereich gefahren wird, kommt es im Gasstrom zu einer ungewollten Anreicherung von Fremdgasen. Aufgrund der Tatsache, dass im Elektrolyt selbst immer gelöste Gase wie Wasser- und Sauerstoff enthalten sind, kann es auf lange Sicht zu einem Ungleichgewicht kommen beziehungsweise können die geforderten Gasreinheiten für die nachfolgenden Prozesse nicht eingehalten werden.

Des Weiteren ist zwar eine vermehrte Laugenkonzentration für die Ionenleitfähigkeit des Elektrolyten von Vorteil, jedoch wird gleichzeitig dadurch auch ein negativer Aspekt herbeigeführt. Einerseits ist die Langzeitbeständigkeit der im Inneren verwendeten Materialien durch Korrosion gefährdet und andererseits kann eine hohe alkalische Konzentration zur Verdrängung vom Edukt Wasser führen was in weiterer Folge Stofftransportlimitierungen bedeutet. <sup>[19] [20]</sup>

Wenn die verbaute Sicherheitstechnik einen Konzentrationsanteil von 2% Wasserstoff im Sauerstoff detektiert, so schaltet sich die Elektrolyseanlage selbstständig ab und wird inertisiert. <sup>[19][20]</sup>

Um so eine problematische Entwicklung zu unterbinden, können einige Maßnahmen zur Senkung des Teillastbereichs getroffen werden. Einerseits kann der Elektrolytstrom an die Lastsituation angepasst werden und andererseits kann eine Separation der Kaliumhydroxid-Lösung an der Anode als auch Kathode vorgenommen werden. Wird eine erhöhte Gasausbeute gefordert, so können mehrere Elektrolyseure parallel geschaltet und somit der Bedarf gedeckt werden. In diesem Falle sinkt der Energieaufwand, da die peripheren Komponenten eine höhere Effizienz aufweisen. <sup>[19] [21]</sup>

Aktuell sind Anlagen mit einer Wasserstoffproduktionsrate von 760Nm<sup>3</sup>/h erhältlich was einer elektrischen Leistungsaufnahme von 5kW bis 3,4MW entspricht.

Um höhere H<sub>2</sub>-Ausbeuten zu erlangen werden mehrere Aufspaltungsmodule parallel geschaltet. Das zur Zeit größte, drucklose, alkalische Elektrolysekraftwerk wurde am Assuan-Staudamm (Ägypten) mit einer Anlagenleistung von 156MW, was ungefähr einer H<sub>2</sub>-Produktionsrate von 33.000 Nm<sup>3</sup>/h entspricht, realisiert. Die größte Anlage nach dem Druckelektrolyse-Prinzip mit einer Leistungsaufnahme von 22MW was einer H<sub>2</sub>-Produktionsrate von 4.700Nm<sup>3</sup>/h entspricht, steht in Cuzco (Peru).



### 2.2.3. Hochtemperaturelektrolyse (HTEL)

Bei der Hochtemperaturelektrolyse, die in den Jahren von 1968 bis 1990 entwickelt worden ist, handelt es sich um die noch am wenigsten erforschte Elektrolyseart. Diese Variante, die im Temperaturbereich zwischen 700-1000°C arbeitet, wird zurzeit nicht kommerziell vertrieben. Bei der HT-Elektrolyse wird ein fester Elektrolyt verwendet, der üblicherweise aus Yttrium-stabilisiertem Zirkoniumdioxid besteht.

Als Eigenschaften für den Elektrolyt sind die isolierende Wirkung für Elektronen und die Durchlässigkeit für  $O^{2-}$ -Ionen als Ladungsträger zu nennen. Der Wasserdampf wird an der Kathode, die aus dem keramischen Material  $NiZrO_2$  besteht, zugeführt und es findet eine Aufspaltung statt in Wasserstoff und  $O^{2-}$ -Ionen. Die für  $O^{2-}$ -Ionen permeable Membran lässt den Sauerstoffanteil durch und lässt diesen an der Anode, die aus  $LaMnO_3$  besteht, oxidieren. Aufgrund der hohen Betriebstemperaturen sinkt der Bedarf an elektrischer Energie um bis zu 25% und die entstandene Abwärme kann sehr effizient weiter genutzt werden.

Als nachteilig anzusehen sind die langen Anfahrtszeiten und die kurze Lebensdauer der Zellen. Bedingt durch die thermischen Belastungen entstehen sowohl aus mechanischer als auch chemischer Sicht Materialprobleme, die häufig zu Beschädigungen der Zellen führen. Die Lebensdauer der HT-Elektrolyse beläuft sich im Vergleich zur alkalischen und PEM-Variante auf nur 3.500 Stunden. Somit ist die Aufspaltungsvariante eher ungeeignet für das dynamische Lastverhalten und wird daher in Zukunft eher ihre Anwendung in Bereichen finden, wo Wärme und elektrische Energie zur Genüge vorhanden sind.

Beim bisher größten Versuchsaufbau im Labor wurden  $5,7 \text{ Nm}^3$  Wasserstoff pro Stunde bei einer Leistung von 18kW produziert. <sup>[18]</sup>

In der nachfolgenden Abbildung (Abb.17) ist der schematische Aufbau einer HTEL-Elektrolyse zu sehen.

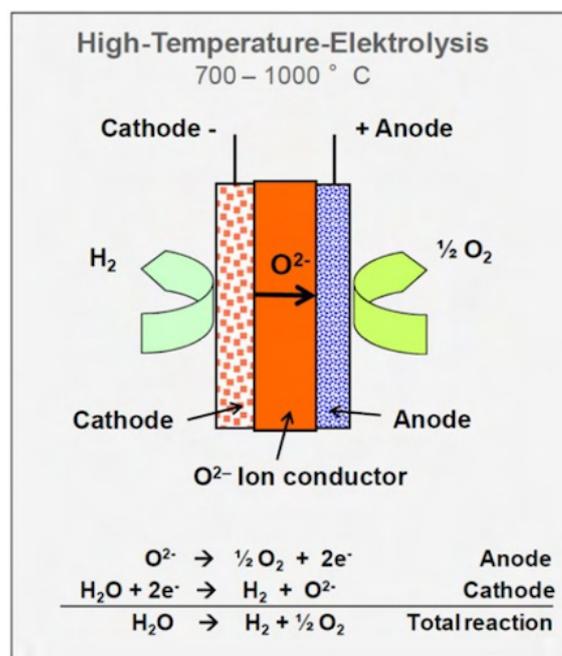


Abb 17: Aufbau einer HTEL-Elektrolyse

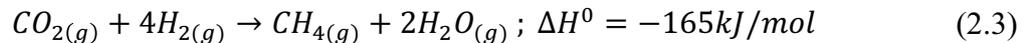
## 2.3. Methanisierung

Nach der Erlangung des Wasserstoffs durch die Elektrolyse folgt der für die PtG-Technologie notwendige, sekundäre Prozessschritt nämlich die Methanisierung. Mit Hilfe der Sabatier Reaktion ist sowohl eine uneingeschränkte Nutzbarkeit des Methans in der Erdgasnutzungsstruktur, als auch die Einspeisung in die Speicherinfrastruktur (Erdgasspeicher) möglich. Bei der Methanisierung gibt es zwei Methoden mit deren Hilfe man Wasserstoff zu Methan weiterverarbeiten kann, nämlich die katalytische Methanisierung über den Sabatier Prozess und die biologische Methanisierung mittels der Archaeobakterien. Das für den CH<sub>4</sub> Prozess benötigte CO<sub>2</sub> kann aus verschiedenen Quellen herangezogen werden. Diese wird im Kapitel Nr. 2.5 näher betrachtet. <sup>[18]</sup>

### 2.3.1. Katalytische Methanisierung

Das stark exotherme Verfahren beruht auf der Sabatier-Reaktion, die vom französischen Chemiker und Nobelpreisträger Paul Sabatier im Jahre 1902 entdeckt wurde.

Für den CH<sub>4</sub>-Prozess kann als Edukt sowohl Kohlenmonoxid als auch Kohlendioxid verwendet werden, wobei es deutlich mehr CO<sub>2</sub>-Quellen gibt und somit diese Option für die PtG-Technologie weitaus interessanter ist. Nachfolgend sind die Reaktionsgleichungen für die CO- und CO<sub>2</sub>-Methanisierung ersichtlich, wobei die Kohlendioxidgleichung als Kombination aus CO-Methanisierung und der Wassergas-Shift-Reaktion betrachtet werden kann. <sup>[18]</sup>



Die katalytische Methanisierung lässt sich in zwei Hauptgruppen nämlich in 2- und 3-Phasensysteme unterteilen bei denen als fester Katalysator entweder Nickel oder Ruthenium verwendet wird.

In der nachfolgenden Tabelle (Nr.4) sind die verschiedenen Phasensysteme und deren Reaktoren aufgelistet.

<b>2-Phasen-Systeme</b>	Festbettreaktor
(Edukte gasförmig, Katalysator fest)	Wirbelschichtreaktor
	Beschichtete Reaktoren
<b>3-Phasen-Systeme</b>	Blasensäule (Slurry)
(Edukte gasförmig, Katalysator fest, Wärmeträgermedium flüssig)	

**Tabelle 4: Hauptgruppen der katalytischen Methanisierung**

Alle Reaktoren der 2-Phasen-Systeme haben einen gemeinsamen Nachteil. Aufgrund der stark exothermen Sabatier-Reaktion muss eine ausgeklügelte Wärmeabfuhr stattfinden. **Festbettreaktoren** können nur unter sehr hohem Aufwand isotherm betrieben werden, aufgrund ihrer begrenzten Wärmeabfuhr im radialen und axialen Bereich. Ein Lösungsansatz ist eine Parallel- und Serienschaltung von mehreren kleineren Festbettreaktoren, die den Wärmeabtransport erleichtern. <sup>[18]</sup>

In der nachfolgenden Grafik (Abb.18) ist der schematische Aufbau einer katalytischen Methanisierung ohne Wärmeabfuhr zu sehen.

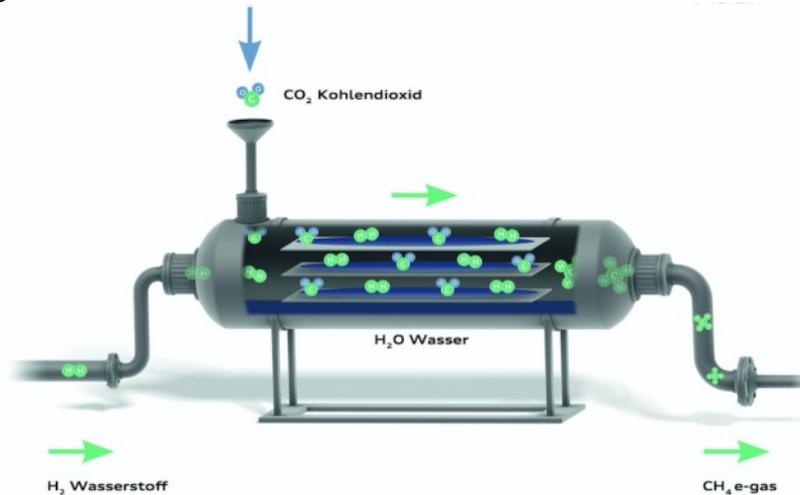


Abb 18: Aufbau einer Methanisierung (Audi)

Eine weitere Abhilfe, die lokale Überhitzungen sogenannte Hot-Spots vermeidet, ist eine zwischen den Festbettreaktoren liegende Kühlung, die die Eintrittstemperatur des nachfolgenden Reaktors dezimiert und die Gasaustrittstemperatur begrenzt. Der Festbettreaktor ist der am häufigsten verwendete Reaktortyp bei dem der Katalysator als Schüttung von Katalysatorpellets ausgeführt ist, die sich in der Größenordnung von wenigen Millimetern bewegen. Der wesentliche Vorteil dieser Bauart ist der einfache konstruktive Aufbau. Die Firma Solarfuel GmbH, die sich mit dem Gebiet der Power-to-Gas Technologie sehr stark beschäftigt, erforscht eine verbesserte Wärmeabfuhr beim Festbettreaktor. Hierzu werden Versuche mit einem Rohrbündelreaktor, der aus Katalysatorpartikeln gefüllten Rohrbündeln besteht, getätigt in Verbindung mit einer Umspülung durch ein Wärmeträgerfluid. <sup>[18]</sup>

Eine weitere Verfahrensart, die zur Gruppe der 2-Phasen-Systeme gehört, ist der **Wirbelschichtreaktor**.

Ähnlich wie beim Festbettreaktor wird eine Schüttung aus Katalysatorpartikeln verwendet, jedoch ist diese im Bezug auf den Partikeldurchmesser deutlich kleiner.

Des Weiteren wird ein Gasmischung von unten eingeleitet, das die Schüttung aufwirbelt und fluidisiert. Diese intensive Bewegung und gleichmäßige Verteilung stellt fluidähnliche Eigenschaften her, die sich vorteilhaft auf den Wärme- und Stoffaustausch auswirken und somit ein nahezu isothermer Betrieb des Reaktors ermöglicht wird. Als nachteilig zu betrachten wäre die hohe mechanische Beanspruchung der Katalysatorpartikeln und der damit verbundene erhöhte Abrieb beziehungsweise deren Zerstörung. Weiters bedeuten die minimal und maximal, geforderten Gasströme eine Eingrenzung für das Wirbelschichtverfahren, da dieses 2-Phasen-System nur eingeschränkt für Lastwechsel eingesetzt werden kann. <sup>[18]</sup>

Der dritte Vertreter der Systemgruppe ist der beschichtete Reaktor bei dem der Katalysator auf den metallischen Strukturen aufgebracht ist. Hier kann eine Waben- oder auch eine Microchannel-Struktur verwendet werden, die im Zylinder entlang verläuft. Der Vorteil dieses beschichteten Reaktors ist die gute Wärmeabfuhr und der geringe Abrieb des Katalysators. <sup>[18]</sup>

Im Vergleich zu den erwähnten Festbett- und Wirbelschichtreaktoren, die bereits im großtechnischen Sinne in Verwendung sind, befindet sich die beschichtete Reaktorvariante noch immer im Anfangsstadium. Grund dafür sind die schwierige Fertigung des Reaktors und die aufwendige Aufbringung des Katalysators auf die Wabenstruktur.<sup>[18]</sup>

Summa summarum muss für alle Vertreter des 2-Phasen-Systems eine hohe Reinheit des Eduktgases vorliegen, da die Katalysatoren für die Methanisierung sehr anfällig auf Schwefel reagieren und somit eine technisch aufwändige Gasreinigungsanlage vorgeschaltet werden muss. Damit die Reaktoren nicht schnell auskühlen, muss ein minimaler Gasstrom gewährleistet werden und beim Wiederauffahren bedarf es einer externen, thermischen Quelle um die Betriebstemperatur herzustellen.<sup>[18]</sup>

Alle 2-Phasen-Systeme mit ihren Vertretern sind bei stark schwankenden Gasströmen nur bedingt geeignet.

Als Hauptvertreter für die 3-Phasen-Systeme können die **Blasensäulenreaktoren** genannt werden. Wie die Bezeichnung es schon besagt sind bei diesem Prozess 3 Aggregatzustände involviert nämlich fest, flüssig und gasförmig. Der Katalysator liegt im festen Zustand vor, welcher von einem speziellen Wärmeträgerfluid, der in flüssiger Phase vorliegt, umspült wird. Die dritte Phase sind die Edukte Wasserstoff und Kohlendioxid beziehungsweise Kohlenmonoxid, die dem 3 Phasen-System im gasförmigen Zustand zugeführt werden. Der Katalysator als auch das Wärmeträgerfluid werden von unten mit dem Eduktgasgemisch beschickt, wodurch eine Blasensäule entsteht. Der Hauptvorteil der Blasensäulenreaktoren ist die gute Wärmeabfuhr und die daraus resultierende Möglichkeit zur Temperaturkontrolle. In den 1970er Jahren experimentierte man sehr viel mit speziellen Thermoölen als Wärmeträgerfluid, jedoch waren diese nicht ausreichend temperaturstabil und die Weiterentwicklung dieser Technologie wurde auf Eis gelegt. Das Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie experimentiert zur Zeit mit ionischen Fluiden als Wärmeträgerfluid. Der Vorteil dieser ionischen, flüssigen Phase ist die Flexibilität bei schwankendem Eduktgasstrom. Im Falle eines ausbleibenden Eduktgasstroms kühlt der Reaktor bedingt durch flüssige Phase langsamer aus und kann somit leichter auf Betriebstemperatur gebracht werden. Als nachteilig zu betrachten sind der reduzierte Stofftransport in der flüssigen Phase und der daraus resultierende Druckverlust. Durch die Verwendung von ionischen Flüssigkeiten wird das Verdampfen der Wärmeträgerfluide verringert, da diese einen geringen Dampfdruck besitzen. Die Blasensäulenreaktoren eignen sich durch ihre Flexibilität besonders für die Power-to-Gas Technologie, jedoch befindet sich der Vertreter des 3-Phasen-Systems noch im Forschungsstadium.<sup>[18]</sup>

### 2.3.2. Biologische Methanisierung

Eine echte Alternative zur konventionellen, katalytischen Methanisierung ist die mikrobielle oder auch anders genannt biologische Methanisierung. In beiden Verfahren wird mit Hilfe des Sabatier Prozesses aus den beiden Edukten Wasserstoff und Kohlendioxid Methan hergestellt, jedoch haben die Methoden unterschiedliche Herangehensweisen in Bezug auf den Katalysator. Beim konventionellen Prozess wird ein Katalysator zur chemischen Umwandlung herangezogen und bei der biologischen Variante findet die Methanisierung mittels biologischer Stoffwechselprozesse von Bakterien und Archaeen statt. Weitere Merkmale sind die unterschiedlichen Temperaturbereiche als auch die verschiedenen Druckniveaus.<sup>[18]</sup>

Der biologische Methanisierungsprozess läuft bei atmosphärischem Druck lediglich im mesophilen (20-45°C) oder thermophilen (45-80°C) Temperaturbereich ab und im Vergleich dazu sind beim katalytischen Sabatier Prozess einige bar Druck nötig und mindestens 350 °C.

Bei den biologischen Methoden kann zwischen zwei unterschiedlichen Betriebsvarianten differenziert werden. Bei der ersten wird ein eigenständiger Methanisierungsreaktor, der thermophile Archaeakulturen enthält, verwendet und mit den Edukten  $H_2$  und  $CO_2$  beschickt. Die vorhandenen Stoffwechselbakterien sind in der Lage ihren Stoffumsatz dem Nahrungsangebot, also dem Vorhandensein von  $H_2$  und  $CO_2$ , äußerst schnell anzupassen, was dieses Verfahren ideal für sehr schnelle Lastwechsel macht. <sup>[18]</sup>

Bei der zweiten Variante werden Biogasanlagen verwendet, die bereits hydrogenotrophe Archaeakulturen ohnehin im Reaktor enthalten. Durch den Biogasprozess entstehen im Durchschnitt 60% Methan und ungefähr 35 % Kohlendioxid. Um die Qualitätsanforderungen und die Ausbeute zu steigern kann zusätzlich Wasserstoff dem biologischen Methanisierungsreaktor zugeführt und mit dem übriggebliebenen  $CO_2$  in Reaktion gebracht werden.

Diesem Verfahren muss aufgrund der natürlich vorkommenden Mikroorganismen im Bezug auf die Betriebsführung keine besondere Achtung im punkto Sterilität und Reinheit geschenkt werden. Zu den grundlegenden Vorteilen dieser Methoden zählen die flexible Betriebsweise, als auch die niedrigen Temperaturniveaus, die keine hohe thermische Energiezu- und abfuhr benötigen. Des Weiteren sind die Mikrokulturen auch unempfindlich gegen verunreinigte  $CO_2$ -Quellen somit könnte man zwecks höherer Ausbeute auch Abgasströme für die biologische Methanisierung heranziehen, jedoch sollten diese keine Unreinheiten in Form von Sauerstoff enthalten. <sup>[18]</sup>

In der folgenden Grafik (Abb.19) ist der schematische Aufbau einer biologischen Methanisierung zu sehen.

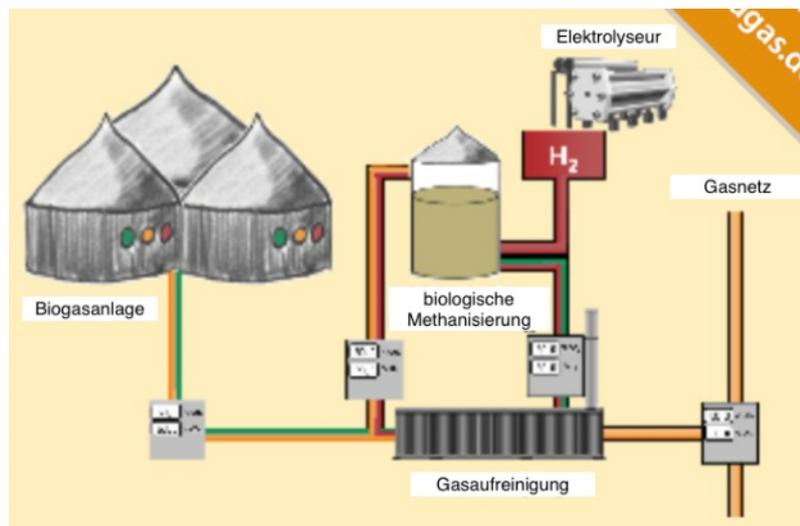


Abb 19: Schematische Aufbau einer biologischen Methanisierung

Die biologische Methanisierung ist ein zukunftsweisendes Verfahren, bei dem jedoch noch einige Herausforderungen gemeistert werden müssen. Die Forscher versuchen die essentiellen und komplexen Stoffwechsellzusammenhänge der Mikrokulturen zu dechiffrieren, sodass eine leicht kontrollierbare Technologie entsteht, die die technischen als auch qualitativen Anforderungen erfüllt. <sup>[18] [21]</sup>

Aktuell können bereits in der biologischen Methanisierung CH<sub>4</sub>-Gehalte von maximal 80% realisiert werden, jedoch liegt zukünftig das anvisierte Ziel bei 95%. Je höher der Gasgehalt, desto weniger Gasaufbereitungsschritte sind nötig, um das Endprodukt mit der geforderten Qualität in das Gasnetz einzuspeisen. <sup>[18] [22]</sup>

Die biologische Methanisierung ist eine kostengünstige und flexible Alternative zur katalytischen Variante, um fluktuierenden Wind- und Solarstrom in Methan zu transferieren und in weiterer Folge dezentral ins Gasnetz einzuspeisen. <sup>[18] [21]</sup>

In der folgenden Tabelle (Nr.5) werden unterschiedliche Modellanlagen in Bezug auf verschiedene Parameter miteinander verglichen.

Parameter	» Kleine Anlage « 0,25 MW <sub>el</sub>	» Mittlere Anlage « 2 MW <sub>el</sub>	» Kommerzielle Größe « 18 MW <sub>el</sub>
H <sub>2</sub> -Volumenstrom m <sup>3</sup> /h i. N.	50,7	405,9	3.653,2
CO <sub>2</sub> -Volumenstrom m <sup>3</sup> /h i. N.	12,7	101,5	913,3
Produktgas-Volumenstrom m <sup>3</sup> /h (88 % CH <sub>4</sub> , 10 % H <sub>2</sub> , 2 % CO <sub>2</sub> )	13,4	106,9	962,3
Produktgasleistung MW (brennwertbezogen)	0,13	1,08	9,68
Reaktorgröße biologische Meth.	2 x 3,9 m <sup>3</sup>	2 x 31,3 m <sup>3</sup>	2 x 281,8 m <sup>3</sup>
Investition biologische Methanisierung €	150.000	250.000	950.000
Jährliche Kapitalkosten €/a	18.000	30.000	140.000
Betriebskosten ct/kWh Produktgas	0,5	0,4	0,3

**Tabelle 5: Modellanlagen biologische Methanisierung**

## 2.4. Energieträgervergleich Methan-Wasserstoff

Die Windkraft ist eine ständig, präsenste Energiequelle, die jedoch keine Konstanz aufweist. Um die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu minimieren, muss eine Technologie verwendet werden, die in der Lage ist, den Energieüberschuss zu speichern.

Wie bereits dargestellt könnte eine Lösung die Umwandlung von regenerativer Windkraft in chemische Energieträger sein. Hierzu findet an windstarken Tagen eine Transformation des Überangebots in die Speichermedien Methan und Wasserstoff statt, sodass bei Unterangebot eine Verstromung dieser gespeicherten Energie in Gasturbinen, als auch GuD-Anlagen stattfinden kann. Somit wird einerseits die Versorgung des intermittierenden Stroms aus regenerativen Quellen sichergestellt und andererseits das Stromnetz vor Überlastungen geschützt.

Der durch die Windkraftwerke erzeugte Strom kann in erster Linie zur Elektrolyse verwendet werden, um Wasserstoff herzustellen, der direkt ins lokale Erdgasnetz unter Berücksichtigung der Beimischungsgrenze, eingespeist werden kann. <sup>[22]</sup>

Laut ÖVGW-Richtlinie darf im österreichischen Gasnetz, als auch bei Gasturbinen die Beimischungsgrenze von 4 Vol.% nicht überschritten werden. Bei Verdichtern beziehungsweise Turbinen müssen sogar Beimischungsmaxima von 1-2% eingehalten werden.<sup>[23]</sup>

Aufgrund der unterschiedlichen Grenzwerte eignet sich die Speicheroption Wasserstoff nur bedingt als langfristiges Speichermedium im Erdgasnetz. Um das Stromüberangebot trotzdem bestmöglich zu nutzen, wird ein weiterer Verfahrensschritt, nämlich die Methanisierung eingeleitet.

Hierzu wird der in der Elektrolyse gewonnene Wasserstoff, als auch das Edukt Kohlenmonoxid beziehungsweise Kohlendioxid im stark exothermen Sabatier-Prozess zur Reaktion gebracht um das Produkt Methan herzustellen. Die volumetrische Energiedichte von Methan beträgt  $36 \text{ MJ/Nm}^3$ , was im Vergleich zum Wasserstoff um den Faktor 3 höher ist.

In weiterer Folge bedeutet der höhere Energiegehalt von  $\text{CH}_4$  einen geringen Speicherplatzbedarf. Ein weiterer Vorteil ist die einfache Eingliederung des synthetischen Erdgases im lokalen Netz aufgrund der vorhandenen und gut ausgebauten Infrastruktur. Des Weiteren besitzt aus chemischer Sicht das erneuerbare Methan dieselben Eigenschaften wie das fossile Erdgas, was die uneingeschränkte Nutzung der Speicher- und Transportkapazitäten des Erdgasnetzes bedeutet.<sup>[19][24]</sup>

Bis vor kurzem war nur die Transformation von Gas zu Strom möglich, jedoch mit der PtG Technologie ist eine bidirektionale Kopplung zwischen dem Strom- und Gasnetz machbar. So kann bei erhöhter Nachfrage das gespeicherte Methan in Gasturbinen oder GuD-Kraftwerken verstromt werden, um den Bedarf zu decken. Das erneuerbare Methan kann in vielerlei Anwendungsbereichen eingesetzt werden wie dem Automobilsektor, Wärmebereich oder Strombereich.

Im Vergleich liegt der Systemwirkungsgrad bei der Wasserstoffherstellung höher als bei der Methanisierung. Der chemische Energieträger Wasserstoff kann in unterschiedlichen Anwendungsbereichen eingesetzt werden, wie dem Automobilsektor, dem Industriesektor oder dem Wärmebereich. Zwar ist das Elektrolyse-Produkt  $\text{H}_2$  im Punkto Systemwirkungsgrad klar im Vorteil, jedoch sind die fehlende Infrastruktur, die begrenzten Speicherkapazitäten und die nicht existierenden Verteilungs- beziehungsweise Transportleitungen als nachteilig zu betrachten.<sup>[19][23]</sup>

In der nachfolgenden Tabelle (Nr.6) werden die Produkte  $\text{H}_2$  und  $\text{CH}_4$  im Punkto Langzeitspeicherung miteinander verglichen.

	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
Wirkungsgrad		
- der Herstellung	70-80%	H <sub>2</sub> *0,85 = 60-70%
- der Verstromung	gleich	gleich
Infrastruktur	(Zusatzgas)	(Austauschgas)
- Strom	- nicht kompatibel	- kompatibel
- Wärme	- nicht kompatibel	- kompatibel
- Verkehr	- nicht kompatibel	- kompatibel
Energiedichte =weniger	10MJ/Nm <sup>3</sup>	36MJ/Nm <sup>3</sup>
Speicherplatzbedarf		
CO <sub>2</sub> -Neutralität	Gegeben	Gegeben mit CO <sub>2</sub> aus Biomasse, Atmosphäre und energet. CO <sub>2</sub>
Sicherheit	Im TWh Maßstab nicht erprobt	Im TWh Maßstab erprobt
Transformations-Kosten	Einspeicherung Strom-H2 Speicherung Ausspeicherung H2-Strom Transport/Pipelines	Nur Einspeicherung

**Tabelle 6: Vergleich von H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> im Bezug auf die Langzeitspeicherung**

Einer der zukünftigen Herausforderungen wird es sein, die erlaubte Beimischungsgrenze vom Wasserstoff im Gasnetz anzuheben. Beim Überschreiten der derzeitigen Höchstgrenzen von 4% würden unerwünschte Interaktionen zwischen den beiden Produkten auftreten. Eine zu hohe Wasserstoffkonzentration kann zu einer ungewollten Beeinflussung bestimmter Prozesse oder Materialien, als auch zur Korrosion im Gasnetz führen. Eine weitere Nebenwirkung wäre die unerwünschte Veränderung der Parameterwerte des Erdgases und somit eine Herabsetzung der Methanzahl (MZ).<sup>[19] [23]</sup>

In der nachfolgenden Tabelle (Nr.7) werden zwei Grundgase mit deren Kennwerten aufgezeigt. Beim Gas 1 handelt es sich um ein in den Sommermonaten verteiltes Grundgas und Gas 2 repräsentiert das aus den Wintermonaten.

	Gas 1	Gas 2
Brennwert, H <sub>s,n</sub>	12,177 kWh/m <sup>3</sup>	11,170 kWh/m <sup>3</sup>
rel. Dichte, d	0,6392	0,6039
Wobbe-Index, W <sub>s,n</sub>	15,230 kWh/m <sup>3</sup>	14,374 kWh/m <sup>3</sup>
Methanzahl, MZ	72	85

**Tabelle 7: Relevante Kennwerte der verwendeten Grundgase im Sommer und Winter**

Nun werden die Auswirkungen bei einer H<sub>2</sub>-Zumischung von bis zu 10Vol.% zu dem jeweiligen Gas betrachtet. Aus der gaschromatographischen Gaszusammensetzung und mit Hilfe des Rechenprogramms „GasCalc®“ erhält man laut der DVGW-Studie aus dem Jahre 2013 die Ergebnisse, die in der nachfolgenden Tabelle (Nr.8) ersichtlich sind.<sup>[23]</sup>

	Gas 1	Gas 2
Brennwert, H <sub>s,n</sub>	11,307 kWh/m <sup>3</sup>	11,402 kWh/m <sup>3</sup>
rel. Dichte, d	0,5819	0,5502
Wobbe-Index, W <sub>s,n</sub>	14,823kWh/m <sup>3</sup>	14,025 kWh/m <sup>3</sup>
Methanzahl, MZ	68	80

**Tabelle 8: Relevante Kennwerte der verwendeten Grundgase im Sommer und Winter bei einer H<sub>2</sub>-Zumischung von bis zu 10Vol.%**

Bei einer H<sub>2</sub>-Zumischung von nur 10Vol.% zum Erdgas ist ersichtlich, dass die Methanzahl deutlich vom Ausgangswert abweicht. Beim Sommergas ist eine Herabsetzung um 4,0% und beim Wintergas eine Reduzierung um 5,0% zu verzeichnen.

Als positiv zu erachten ist die Verbesserung der Emissionswerte bei der Verbrennung durch Zumischung von H<sub>2</sub> zum Erdgas.<sup>[23]</sup>

Bei Versuchen mit einem Wasserstoffanteil von 40Vol% wurden signifikante Reduktionen von bis zu 50% von CO,CO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> im Abgas registriert. <sup>[23]</sup> In der nachfolgenden Abbildung (Abb.20) werden die Methanisierung und die Elektrolyse unter dem finanziellen Gesichtspunkt miteinander verglichen mit anschließender

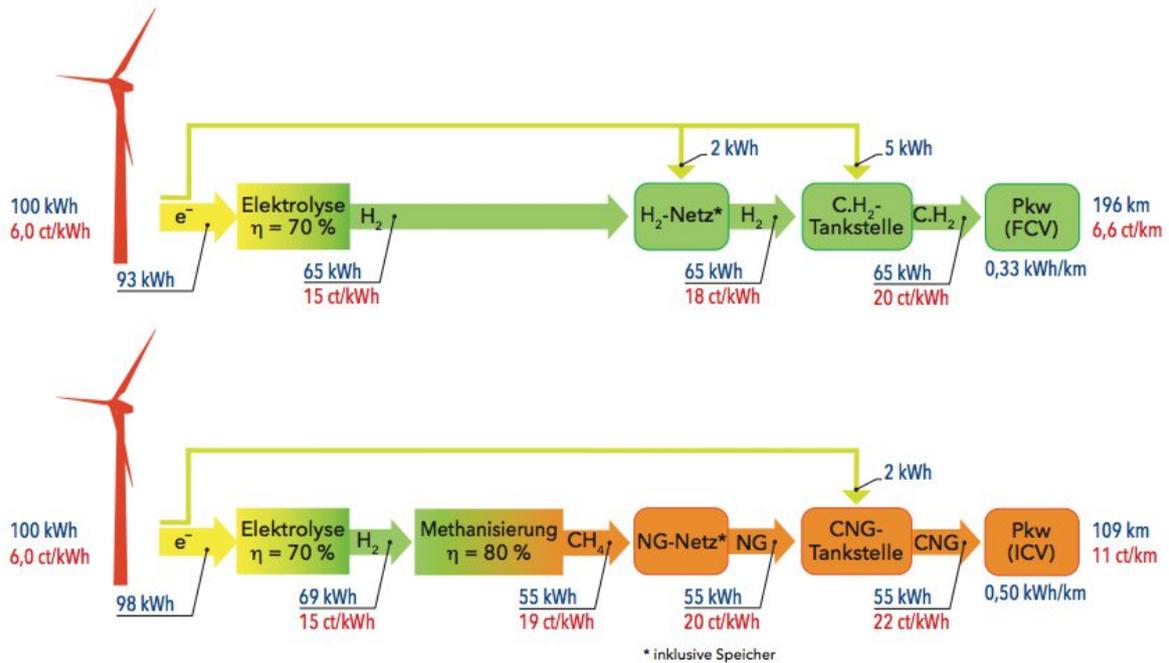


Abb 20: Vergleich Elektrolyse mit Methanisierung

### 2.4.1. Wirkungsgrad des Power-to-Gas Verfahrens

Dieser Abschnitt befasst sich mit der Effizienz des PtG-Verfahrens vom Ausgangspunkt Strom über die Transformation in chemische Energieträger und der Rücktransformation zur elektrischen Energie. Der erste, essentielle Prozessschritt ist die Wahl des richtigen Elektrolyseurs. Für die weitere Darstellung der Effizienz wurde aufgrund des guten Wirkungsgrades, ein alkalisches Elektrolyseverfahren gewählt. Der Wirkungsgrad beschreibt per Definition, wie viel elektrische Energie eingesetzt werden muss um einen Normkubikmeter Wasserstoff zu produzieren. Bei der Wasserstoffherzeugung liegt der Wirkungsgrad im Bereich zwischen 65 % und 75 %. <sup>[18] [19]</sup>

Der zweite Prozess, der nach der Elektrolyse folgt, ist die Methanisierung. Hauptbestandteile für den stark exothermen Sabatier-Prozess sind die Edukte Wasserstoff, der aus der Elektrolyse stammt und Kohlendioxid. Das CO<sub>2</sub> kann entweder aus regenerativen oder fossilen Quellen stammen, jedoch wird auf dieses Detail im Kapitel 2.5 näher eingegangen.

Unter Verwendung von hochkonzentriertem CO<sub>2</sub> aus Biomasseprozessen kann ein Potenzial in der Größenordnung zwischen 60% bis 65% der ursprünglichen Energiemenge als Gas in der Infrastruktur gespeichert werden. Zusammenfassend liegt also der energetische Systemwirkungsgrad der Methanisierung, welcher ein Verhältnis aus EE-Strom zu synthetisch erzeugtem Methangas ist, in einem Bereich zwischen 36% bis 55%. <sup>[18] [19]</sup>

Im finalen Prozessschritt findet die Rückverstromung des synthetisch hergestellten Erdgases in Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD), Gasturbinen (GT) oder Gas-Blockheizkraftwerken (Gas-BHKW) statt. Bei GuD-Kraftwerken beläuft sich die Effizienz in Bereich zwischen 35% und 40% und bei Gas-BHKW liegt dieser zwischen 50% und 60%. Unter dem Strich erhält man nach den Transformationsschritten Power-to-Gas und Gas-to-Power einen totalen Wirkungsgrad von ungefähr 36%. <sup>[19]</sup>

Umgerechnet auf Wasserstoff und Methan sieht die Effizienz nach der Rückverstromung wie folgt aus (Tabelle Nr. 9).

	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
elektrische Energie	35,5%	28,5%
mechanische Energie	33,6%	19,6%
Wärmeenergie	69,2%	55,5%

Tabelle 9: Energie-Rückwirkungsgrade nach der Rückverstromung

Daraus resultiert also, dass man für die Rücktransformation von Methan zu Strom 3 kWh an elektrische Energie benötigt um 1 kWh Strom im Netz zu speichern.

In der nachfolgenden Abbildung (Abb.21) ist die Wirkungsgradkette von Power-to-Gas und Gas-to-Power visuell dargestellt.

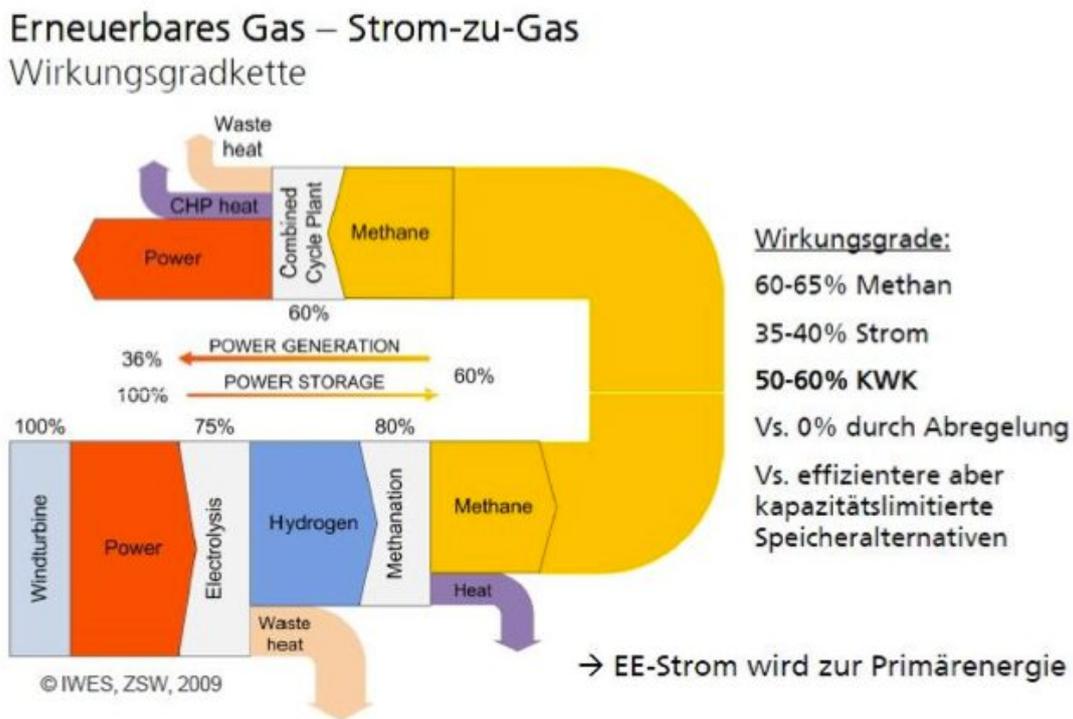


Abb 21: Wirkungsgradkette Strom zu Gas

Summa summarum sieht man, dass bei der Wiederverstromung mit großen Energieverlusten zu rechnen ist. Aufgrund des breiten Anwendungsbereichs als auch der guten Speicherbeziehungswise Transportmöglichkeiten kann der verminderte Wirkungsgrad in Kauf genommen werden. <sup>[18][19]</sup>

In der nachfolgenden Tabelle (Nr.10) werden unterschiedliche Wirkungsgrade von verschiedenen Power-to-Gas-Verfahren mit und ohne Einsatz von Druck aufgelistet. [18]

Pfad	Wirkungsgrad	Randbedingungen
<b>Strom - Gas</b>		
Strom > Wasserstoff	54-72%	Bei Kompression auf 200 bar (Arbeitsdruck der meisten Gasspeicher)
Strom > Methan (SNG)	49-64%	
Strom > Wasserstoff	57-73%	Bei Kompression auf 80 bar (Einspeisung Fern-/Transportleitung)
Strom > Methan (SNG)	50-64%	
Strom > Wasserstoff	64-77%	Ohne Kompression
Strom > Methan (SNG)	51-65%	
<b>Strom - Gas - Strom</b>		
Strom > Wasserstoff > Strom	34-44%	Bei Verstromung mit 60% Und Kompression auf 80 bar
Strom > Methan > Strom	30-38%	
<b>Strom - Gas - KWK (Wärme und Strom)</b>		
Strom > Wasserstoff > KWK	48-62%	Bei 40 % Strom und 45% Wärme Und Kompression auf 80 bar
Strom > Methan > KWK	43-54%	

Tabelle 10: Unterschiedliche Wirkungsgrade von verschiedenen PtG-Verfahren (Duro)

Wichtig ist nur die Effizienz, mit der die Transformationen als auch die Rückverstromung betrieben werden. Um den breiten Effizienzbereich der PtG Technologie aufzuzeigen werden drei verschiedene Beispiele betrachtet.

Als Vertreter für den hohen Wirkungsgrad wird ein hocheffizientes GuD Kraftwerk im Kondensationsbetrieb herangezogen, welches in der Lage ist, elektrische Wirkungsgrade um 60 % zu erreichen. Für die mittleren und niedrigen Wirkungsgrade wurde zur Transformation von Methan zu Strom ein Erdgas-Blockheizkraftwerk gewählt.

Die mittlere Variante wurde mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 38% und einem thermischen von 49% angenommen. Bei der niedrigen Version fiel die Wahl auf ein Erdgas-Blockheizkraftwerk mit einer elektrischen Effizienz von 25% und einer thermischen von 65%. In der nachfolgenden Abbildung (Abb.22) sind die drei Effizienzklassen mit den dazugehörigen Wirkungsgraden aufgelistet. [18]

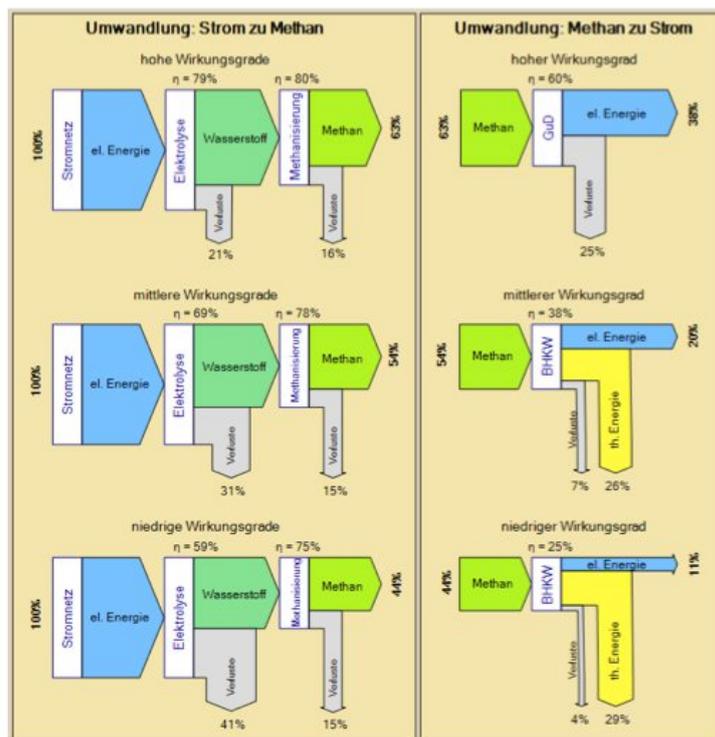


Abb 22: Vergleich unterschiedliche Wirkungsgrade; Strom-Methan und Methan-Strom

Die Effizienz nach der Elektrolyse und der Methanisierung liegt im Bereich zwischen 44-63%, wobei der Durchschnitt bei 54% liegt. Nach der Rücktransformation vom Gas zum Strom beläuft sich der Wirkungsgrad im Bereich zwischen 11-38% und einem mittleren Wert von 20%. Diese Werte repräsentieren den aktuellen Stand der Technik, jedoch wurden in der Berechnung keine Transportverluste berücksichtigt. <sup>[18] [19]</sup>

Des Weiteren ist zu sehen, dass durch die Methanisierung des Wasserstoffs durchschnittlich Verluste von 15% in Kauf genommen werden müssen.

Von Seiten des Wirkungsgrades würde es sich lohnen den Wasserstoff direkt zu verwenden oder diesen im Erdgasnetz unter Berücksichtigung der Beimischungsgrenze zu zumischen. Zwar sind die hier berechneten Strom-zu-Strom Wirkungsgrade äußerst gering, jedoch relativiert sich aktuell die geringe Effizienz der PtG-Technologie durch ihre Vielseitigkeit und ihre zahlreichen Vorteile. Eine Maßnahme, um zum Beispiel die Effizienz des Verfahrens zu steigern ist die Nutzung der bei der Methanisierung entstandenen Abwärme. Diese Wärme könnte zum Beispiel, wie bei der Audi PtG-Anlage in Werlte für die Aminwäsche zwecks Abtrennung des Kohlendioxids aus dem Biogas verwendet werden. Die Power to Gas Anlage von Audi wird im Kapitel 3 näher betrachtet. <sup>[18] [19] [25]</sup>

Power-to-Gas bietet im Vergleich zu anderen Technologien die größte Speicherkapazität mit der Option den chemischen Energieträger über weite Strecken zu transportieren. Somit ist man in der Lage in windreichen Regionen den Strom zu speichern und mittels chemischen Energieträger an weitentlegene Orte mit erhöhtem Strombedarf zu schicken. Des Weiteren ermöglicht das Verfahren eine kurz-, mittel- und langfristige Speicherung des Stroms in den Produkten Wasserstoff und Methan. Kurz oder lang ist Power-to-Gas die Technologie, die das Potenzial hat, zukünftig fossile Brennstoffe zur Gänze zu ersetzen. <sup>[18] [19]</sup>

## 2.5. CO<sub>2</sub> Quellen für die Methanisierung

Für den stark exothermen Sabatier Prozess wird abgesehen vom Wasserstoff aus der Elektrolyse noch Kohlendioxid als zweites Reaktionsedukt benötigt.

Ein wesentlicher Aspekt für das Betreiben einer Methanisierungsanlage ist die Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub>-Quellen in ausreichenden Mengen. Aus diesem Grund haben die Faktoren wie Herkunft, Kosten, Verwendbarkeit und Erzeugungspotenzial einen großen Einfluss auf die Analyse und somit auf den Gesamtwirkungsgrad des PtG Prozesses.

Gegenwärtig können um die 60 % Methan im Erdgasnetz gespeichert werden, wobei das CO<sub>2</sub> entweder aus regenerativen oder fossilen Quellen stammen kann. <sup>[19]</sup>

Man unterscheidet im Allgemeinen zwischen vier verschiedenen Typen von CO<sub>2</sub> Quellen.

- Biogenes CO<sub>2</sub> aus Biogasanlage, Biomassevergasungsanlagen und Bioethanolanlagen
- Industrielles CO<sub>2</sub> aus zum Beispiel Stahl-, Zement- und chemischen Anlagen
- Atmosphärisches CO<sub>2</sub>
- Fossiles CO<sub>2</sub>

Die Herkunft der CO<sub>2</sub>-Ressource ist von essentieller Bedeutung für die Methanherstellung den diese beeinflusst den Wirkungsgrad enorm.

Als Edukt Kohlendioxid wird die biogene Variante bevorzugt, da dieses ein klimaneutrales und nachhaltiges CO<sub>2</sub> zur Verfügung stellt. <sup>[18] [19]</sup>

Um eine umweltgerechte und CO<sub>2</sub>-neutrale Energieversorgung zu gewährleisten dürfen für die Stromerzeugung nur ausschließlich erneuerbare Ressourcen herangezogen werden.

Natürlich könnte das in der Luft vorhandene Kohlendioxid für die Methanherstellung auch als Ressource genutzt werden, jedoch ist dafür aus technischer und energetischer Sicht ein aufwendiger Prozess erforderlich. Ein weiterer Zweig der große Mengen an Kohlendioxid herstellt sind Industrieprozesse, jedoch ist dieses Abfallprodukt aus Umweltsicht meist nicht klimaneutral. Auch bei Kohlekraftwerke fällt CO<sub>2</sub> als Nebenprodukt an, jedoch aufgrund des klimaschädlichen Abtrennungsverfahrens sollte das Kohlendioxid aus fossiler Quelle nicht bevorzugt werden. <sup>[18] [19]</sup>

Die CO<sub>2</sub>-Ressource als auch die Bereitstellungskosten haben einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der PtG-Technologie. Somit ist die Technik angehalten die Weiterentwicklung im Punkto Anlagentechnik voranzutreiben und Kostenoptimierungspotenziale zu analysieren. Für die PtG-Technologie eignet sich beispielsweise besonders die Kombination aus den herkömmlichen Prozessen Elektrolyse und Methanisierung gepaart mit dem CO<sub>2</sub>-Lieferanten Biomethananlage. <sup>[18] [19]</sup>

### 2.5.1. CO<sub>2</sub> aus biogenen Quellen

Bei den biogenen Ressourcen gibt es Vielzahl an Lieferanten, wie Biogasanlagen, Bioethanolanlagen und Klärwerke, die klimaneutrales CO<sub>2</sub> produzieren.

Im Durchschnitt liefert eine Biogasanlage eine Biogaszusammensetzung von ungefähr 60% Methan und 35 % Kohlendioxid.

Im Allgemeinen unterscheidet man bei Biogas zwischen zwei Anwendungsmöglichkeiten. Einerseits kann das Produkt Biogas direkt ohne weitere Aufbereitungsschritte in einem Blockheizkraftwerk verbrannt werden und andererseits besteht die Möglichkeit durch technische Bearbeitungsschritte das Biogas auf Erdgasqualität zu bringen, um es danach ins Erdgasnetz einzuspeisen.

Um die geforderte Erdgasqualität fürs Netz zur Erlangen ist eine Gasaufbereitung notwendig, bei der CO<sub>2</sub> auch als Nebenprodukt entsteht, welches bisher einfach in die Atmosphäre geblasen worden ist. Da dieses kochkonzentrierte Kohlendioxid direkt in der PtG-Anlage weiterverwendet wird, entstehen aus technischer und wirtschaftlicher Sicht zwischen der Symbiose Power-to-Gas und Biogasanlage nur Vorteile.

Die Wärme, die bei der Methanisierung durch den Sabatier-Prozess freigesetzt wird, findet eine Weiterverwendung in der Biogasanlage was in weiterer Folge eine Erhöhung des Wirkungsgrades bedeutet.

Im Jahre 2013 existieren in der Bundesrepublik Deutschland 7895 Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von 3312 MW<sub>el</sub>. <sup>[18] [19]</sup>

In der nachfolgenden Darstellung (Abb.23) wird eine Strom-Gasnetz-Kopplung in Kombination mit der CO<sub>2</sub>-Ressource aus Biogasaufbereitungsanlagen aufgezeigt mit anschließender Einspeicherung im lokalen Gasnetz.

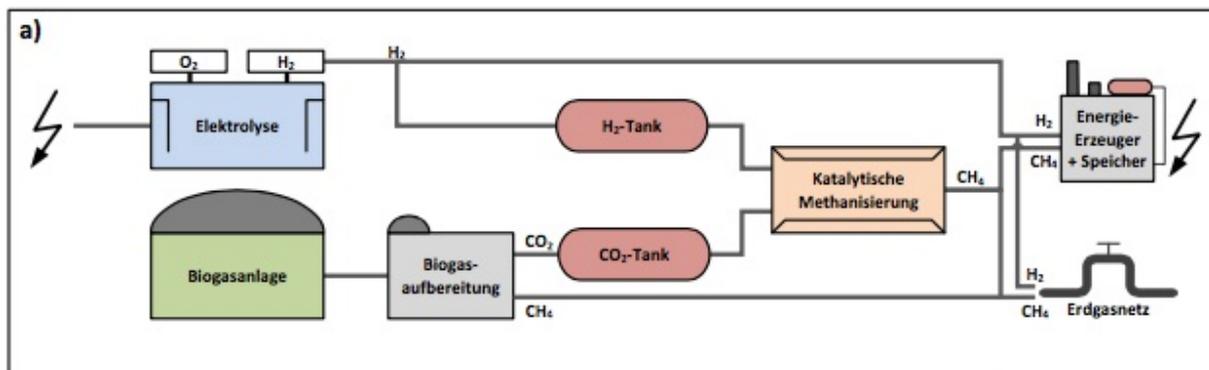


Abb 23: Darstellung einer Biogasanlage in Kombination mit einem katalytischem PtG-Konzept

Als weitere Option, die bei den biogenen Quellen Anwendung findet, ist die direkte Methanisierung. Diese Variante wird für die Industrie zunehmend interessanter da das Rohbiogas aus der Biogasanlage zu 55-60 Prozent aus Methan und 40-45 Prozent aus  $\text{CO}_2$  besteht. Der vorrätige Kohlendioxidanteil im Gasgemisch muss keiner aufwändigen Abtrennung mehr unterzogen werden, da dieser bereits in reiner Form vorliegt.

Da Biogasanlagen sich stets in der Nähe von Einspeisestationen befinden, entstehen somit strategisch günstige Standorte, die auch für Methananlagen attraktiv sind. Somit kann das  $\text{CO}_2$  über Leitungen in die benachbarte Power-to-Gas Anlage geleitet werden und fungiert so als zweites Edukt für die Methanisierung. <sup>[18] [19]</sup>

Die Symbiose zwischen PtG- und Biogasanlage erleichtert die technische Realisierbarkeit und erschafft somit eine neue Technologie, die eine wichtige Rolle der zukünftigen Versorgungsstruktur spielen kann.

Da biogene Quellen hochkonzentriertes Methan liefern, entfällt einerseits der Gasaufbereitungsprozess und andererseits wird dadurch die Energiebilanz verbessert.

Bei dieser Kopplung profitiert nicht nur die PtG- Anlage, sondern auch die Biogasanlage hat ihren Nutzen in Form des Sauerstoffs, der bei der Elektrolyse entsteht.

Dieser kann für die Entschwefelung des Biogases verwendet werden, was unter dem Strich eine weitere Verbesserung der Bilanz bedeutet.

Abgesehen von dem hier beschriebenen Beispiel können noch die Bioethanolproduktion, Vergarungs- und Vergasungsprozesse von Biomasse, Klärwerke und Brauereien als  $\text{CO}_2$ -Lieferant fungieren.

Die Ressource Kohlendioxid aus biogenen Quellen hat ein sehr vielversprechendes Potenzial und gilt als einer der aussichtsreichen Alternativen für die Zukunft. <sup>[18] [19]</sup>

## 2.5.2. $\text{CO}_2$ aus industriellen Quellen

Die größten Mengen an hochreinem Produkt Kohlendioxid fallen in den Bereichen Stahl- und Zementherstellung aber auch bei der Kalkproduktion und der chemischen Industrie als Reststoff oder Abgas an. Zwar macht es Sinn, die bei der industriellen Fertigung anfallenden, prozessbedingten  $\text{CO}_2$ -Emissionen als Ressource zu nutzen, jedoch sind diese nicht klimaneutral. Die Ausgangsstoffe stammen häufig nicht aus biogenen Quellen und sollten somit nach Möglichkeit vermieden werden.

Eine verstärkte Nutzung beziehungsweise Abnahme des Abgases könnte dazu führen, dass der Anreiz zur Vermeidung aber auch Reduzierung der Emissionen seitens der Industrie komplett verworfen wird. Zwar sinken aktuell die prozessbedingten  $\text{CO}_2$ -Emissionen stetig, jedoch lagen diese im Bereich der Industrieprozesse in Deutschland im Jahre 2009 dennoch bei 64 Mio. Tonnen. <sup>[18] [19]</sup>

Dies entspricht einem reinen CO<sub>2</sub>-Volumen von ungefähr 35.164,8 Nm<sup>3</sup>, was umgerechnet einem Aufnahmepotenzial für elektrische Energie von ungefähr 640 TWh entspricht.

Laut Analysten werden in den nächsten Jahren die CO<sub>2</sub> Emissionen nicht nur in Deutschland sondern auch weltweit rapide ansteigen. Diese Veränderung ist zurückzuführen auf die steigende Population als auch die steigende Nachfrage nach Stahl- beziehungsweise Zementprodukten und chemischen Erzeugnissen.

Das Abfallprodukt Kohlendioxid, welches bei den chemischen Prozessen anfällt, kann nicht nur für die Methangasherstellung verwendet werden, sondern dient unter anderem auch zur Produktion von Ammoniak, Acrylnitril, Melamin, Ethylenoxid oder Vinyl-Chlorid-Monomeren.

Die Stahl- und Zementherstellung sind also sehr ergiebige Kohlendioxid-Lieferanten, jedoch muss das CO<sub>2</sub> noch durch spezielle Verfahren vom Abgas getrennt werden.

Summa summarum kann die zweite Komponente für die Methanisierung auch aus industriellen Prozessen gewonnen werden, jedoch ist im Vergleich zu biogenen Quellen das CO<sub>2</sub> nicht klimaneutral. <sup>[18] [19]</sup>

### 2.5.3. CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre

Eine weitere Variante, um das begehrte CO<sub>2</sub> für den Methanisierungsprozess zu erhalten, ist das Abscheiden von Kohlendioxid aus der Luft. Hierzu stehen mehrere Methoden zur Verfügung, die mit unterschiedlichem, energetischen Aufwand das Absondern des CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft ermöglichen.

Zu den Verfahren zählen:

- die Adsorption an Feststoffen
- die Absorption an flüssigen Lösungsmitteln
- die Kondensation in kryogenen Prozessen
- die Luftzerlegung mittels Membrantechnik

Es ist allgemein bekannt, dass die Kohlendioxidabscheidung aus der Luft äußerst ineffektiv und nicht effizient ist. Für das Kondensationsverfahren werden beispielweise sehr niedrige Temperaturen und beim Membranverfahren sehr hohe Drücke benötigt.

Diese beiden Verfahren sind zu energieintensiv für die CO<sub>2</sub>-Produktion aus der Umgebungsluft aus diesem Grund werden diese hauptsächlich zur industriellen Herstellung von Stickstoff, Sauerstoff und Argon herangezogen.

Auch für das CO<sub>2</sub>-Abscheideverfahren mittels Adsorption (Druckwechsel-Adsorption) muss sehr viel Energie bereitgestellt werden und des Weiteren ist diese Methode auch sehr anfällig für Verunreinigungen. <sup>[18]</sup>

Etwas vielversprechender im Vergleich zu den bereits erwähnten Varianten ist die Direct Air Capture Methode, die mittels Absorption das Kohlendioxid aus der Umgebungsluft abtrennt. Hierzu wird ein chemisches Bindemittel verwendet, welches im Aggregatzustand fest oder flüssig sein kann und die angesogene Luft hindurchgeleitet wird. In mehreren chemischen Reaktionsschritten entsteht so Kalziumkarbonat aus dem das konzentrierte CO<sub>2</sub> gewonnen und im selben Zuge das Bindemittel regeneriert werden kann. Die so gereinigte Umgebungsluft kann der Atmosphäre wieder zugeführt und das Produkt Kohlendioxid zum Beispiel unter Tage eingelagert beziehungsweise für die Methanisierung verwendet werden. <sup>[25]</sup>

In einer zweijährigen Studie haben sich 13 renommierte Wissenschaftler dem Lösungsansatz Direct Air Capture (DAC) gewidmet und diese Technologie unter den Gesichtspunkten Effizienz und Effektivität unter die Lupe genommen. Laut der Einschätzung von ETH-Professor Marco Mazzotti, der dem 13-köpfigen Gremium angehörte, hat die DAC-Variante kein Zukunftspotential um den CO<sub>2</sub>-Gehalt alleine zu reduzieren. Vielmehr ist der Schweizer Professor der Ansicht, dass die Reduzierung des Kohlendioxidausstoßes bereits an der Quelle stattfinden muss.

Direct Air Capture ist zu ineffektiv und ineffizient, da das CO<sub>2</sub> lediglich nur in verdünnter Form in der Luft vorliegt. Hierzu macht es aus kostentechnischer Sicht mehr Sinn das farb- und geruchlose Gas direkt am Ursprung, wie zum Beispiel einem Kohlekraftwerk abzuscheiden, da es dort bis zu 300 mal konzentrierter vorliegt.<sup>[26]</sup>

Ein weiterer Kostenpunkt, der gegen die DAC-Methode spricht, ist die benötigte Energie, die die Pumpen antreibt, um die Luft über das Bindematerial zu leiten. Der erhöhte Energiebedarf steht nicht in Relation zur absorbierten Menge an Kohlendioxid.

Professor Marco Mazzotti zweifelt keineswegs an der technischen Machbarkeit dieser Studie, jedoch sollte Direct Air Capture in Zukunft eher als unterstützende Zusatzoption zur CO<sub>2</sub> Reduktion gesehen werden.<sup>[25]</sup>

#### 2.5.4. CO<sub>2</sub> aus fossilen Quellen (Kraftwerke)

Neben den bereits erwähnten biogenen, industriellen und atmosphärischen gibt es noch die Gruppe der fossilen Quellen. Hierzu kann das bei fossilen Verbrennungsprozessen entstehende Kohlendioxid direkt dem Rauchgas entnommen werden und als zweites Edukt für die Methanisierung in Verwendung treten. Die Nutzung des CO<sub>2</sub> aus dem Abgas kann einige Probleme nach sich ziehen.

Einerseits gilt das so gewonnene farb- und geruchlose Gas nicht als klimaneutral und andererseits könnte ein falsches Verständnis im Bezug auf CO<sub>2</sub>-Reduzierung entstehen. Zwar entstehen im ersten Moment keine schädlichen Emissionen aufgrund der Bindung im Methan, jedoch spätestens bei der Verbrennung wird das Kohlendioxid wieder freigesetzt. Des Weiteren könnte sich die Industrie als neuer CO<sub>2</sub> Lieferant etablieren was definitiv kontraproduktiv für die politischen Ziele zur Treibhausgasreduktion als auch für die Forschung und den Ausbau von erneuerbaren Energiesystemen wäre.<sup>[18]</sup>

Diese Technologie ist definitiv eine Option, den bevor man das CO<sub>2</sub> unnützerweise direkt in die Atmosphäre verpulvert, kann das Abfallprodukt aus einer benachbarten Anlage sinnvoll verwendet werden. Natürlich müsste der Mehrkostenaufwand für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung und die Emissionszertifikate berücksichtigt und in die Kosten der Methanproduktion mit einberechnet werden.

Summa summarum sind die fossilen Quellen als CO<sub>2</sub>-Lieferant nicht zu verachten, jedoch sollte vorzugsweise für die Produktion von SNG der Fokus bei den biogenen Quellen liegen.<sup>[18]</sup>

### 3. Audi PtG Werlte

Es ist allgemein bekannt, dass die fossilen Energieträger ein Ablaufdatum haben, aus diesem Grund forschen die großen namhaften Autohersteller seit Jahren nach Alternativen. Der Hersteller Audi erkannte relativ schnell, dass die Basis nachhaltige Energieträger sein müssen und konzentrierte sich auf die PtG Technologie. <sup>[24]</sup>

Nach zahlreichen Pilotprojekten erfolgte im September 2012 die Grundsteinlegung für die erste industrielle e-Gas Anlage im niedersächsischen Werlte. Dieses Audi e-Gas Projekt wurde in Zusammenarbeit mit dem Anlagenbauer ETOGAS GmbH (ehemals SolarFuel) und der MT-BioMethan GmbH auf einem 4.100 m<sup>2</sup> großen Grundstück der EWE AG errichtet.

Nach dem Richtfest im Dezember 2012 wurden Optimierungen im Punkto Nutzungseffizienz der Energieströme vorgenommen. <sup>[24]</sup> Am 25. Juni 2013 wurde die Audi e-Gas Anlage durch Heinz Hollerweger, Leiter der Entwicklung Gesamtfahrzeug und Reiner Mangold, Leiter der Nachhaltigen Produktentwicklung offiziell eröffnet. <sup>[24]</sup>

Das nachfolgende Bild (Abb.24) zeigt den schematischen Aufbau der e-Gas Anlage in Werlte.

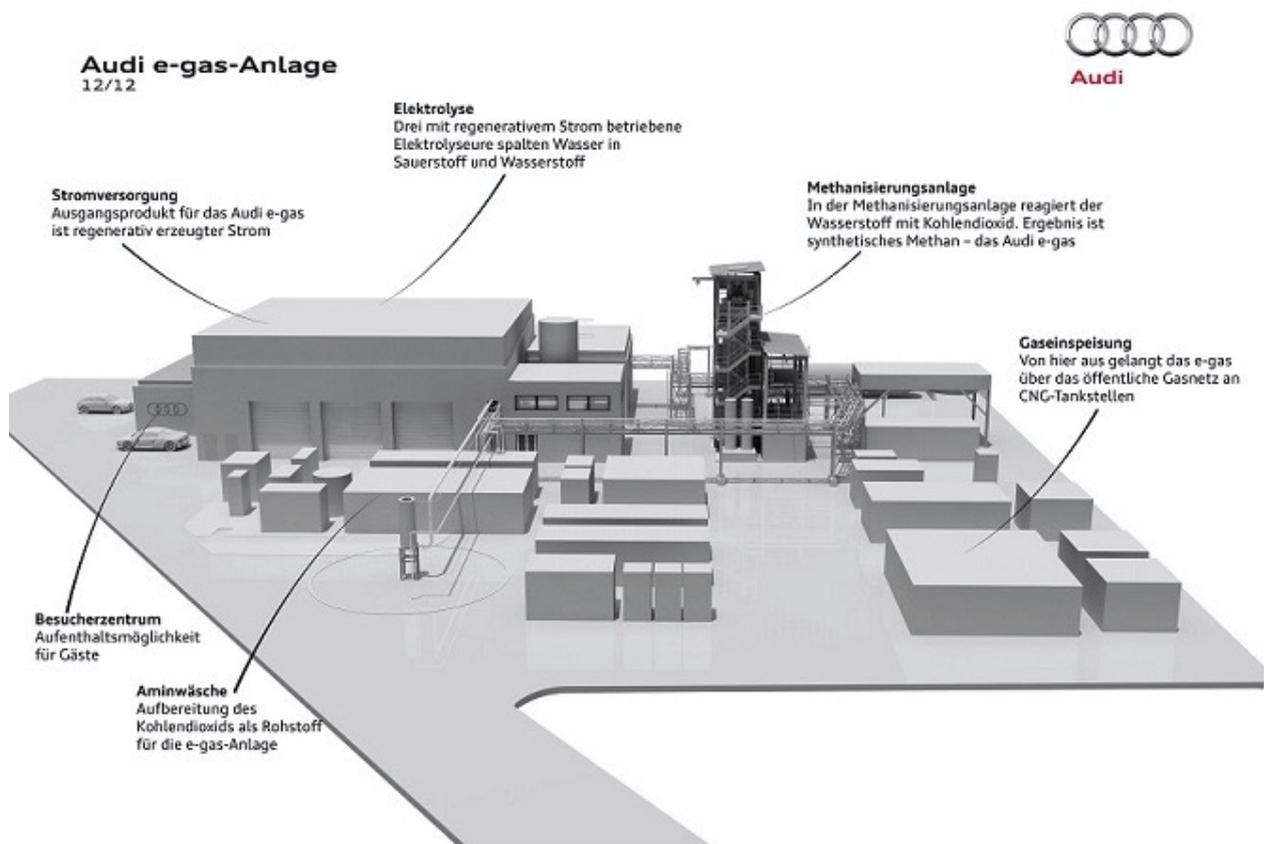


Abb 24: Audi e-Gas Anlage in Werlte

Audi sieht dieses Projekt als einen großen Schritt in die Mobilität der Zukunft und ist sich sicher, dass dieses Leuchtturmprojekt das Zeitalter der Energiewende im Automobilsektor einläuten wird. Die PtG Anlage in Werlte ist in der Lage, eines der zentralen Probleme nämlich die langfristige Speicherung von erneuerbaren Energien zu lösen. <sup>[27]</sup>

Diese Technologie vereint auf wegweisende Art die drei Grundpfeiler Ökologie, Ökonomie und Hightech und lässt die Vision der nachhaltigen Mobilität zur Realität werden.

Das Audi Werk in Werlte stellt nicht nur nachhaltiges Methan wie zum Beispiel für den Audi A3 g-tron, zur Verfügung, sondern auch Strom für reine Elektrofahrzeuge beziehungsweise Hybridfahrzeuge wie den kürzlich vorgestellten Audi A3 Sportback e-tron.

In der nachfolgenden Abbildung (Abb.25) ist die Direktversorgung des e-tron mit Strom zu sehen.

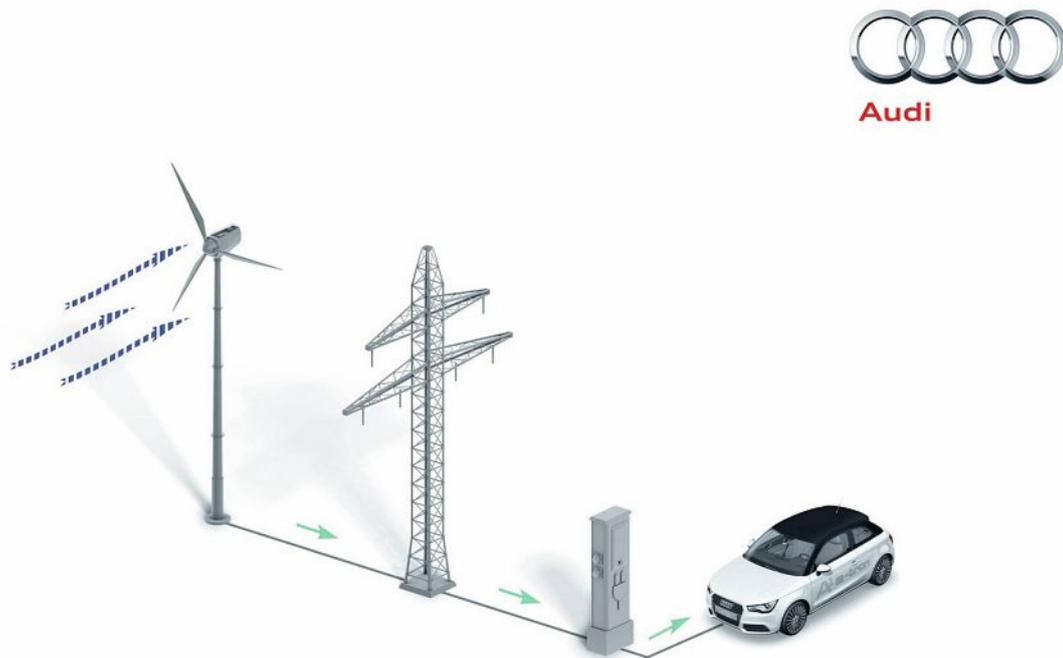


Abb 25: Audi - Direktversorgung des Audi e-tron mit Strom

An Tagen mit hohem Windanteil findet eine Überproduktion an Strom, die durch Windturbinen erzeugt wird, statt.

Tagsüber wird der grüne Strom ohne Probleme abgenommen, da es genügend Verbraucher gibt, jedoch nachts bleibt die elektrische Energie ungenutzt. Damit diese elektrische Energie nicht verschwendet wird, muss eine Transformation in einen chemischen Energieträger stattfinden.

Die e-gas Anlage mit einer Aufnahmeleistung von 6.000kW ist in der Lage, die Stromüberproduktion mittels Elektrolyse und Methanisierung in synthetisches Methan umzuwandeln. [28]

### 3.1. Aufbau der Audi-Anlage in Werlte

Im ersten Schritt wird die Überproduktion des grünen Stroms dafür genutzt mittels 3 atmosphärisch, alkalischen Elektrolyseuren der Firma Enertrag Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufzuspalten. Jede dieser drei Aufspaltungsanlagen hat eine Leistungsaufnahme von 2 MW und eine Wasserstofferzeugungsrate von ungefähr  $437 \text{ Nm}^3/\text{h}$ .

In der nachfolgenden Tabelle (Nr.11) sind die Eckdaten der Elektrolyseure aufgelistet.

Anzahl der Elektrolysermodule	3
Stromstärke DC	9000A
Nominale Ausgangsspannung DC	250V
Gasproduktion $\text{H}_2$	$1310 \text{ Nm}^3/\text{h}$
Gasproduktion $\text{O}_2$	$655 \text{ Nm}^3/\text{h}$
Regelbarer Nennleistungsbereich (pro Modul) %	30...100
Gasreinheit $\text{O}_2$ in $\text{H}_2$ Vol %	99,9
Verbrauch demineralisiertes Wasser	$1,3 \text{ m}^3/\text{h}$
Betriebstemperatur	ca. $80^\circ\text{C}$

Tabelle 11: Kennzahlen der Elektrolyseure

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse bei der Katalysatoren aus Nickel verwendet werden, liegt laut Angaben des Autoherstellers bei 67%.

In Zukunft soll der Treibstoff  $\text{H}_2$ , der intern auch als Audi e-hydrogen bezeichnet wird, für die zukünftigen Brennstoffzellenautos wie den Audi Q5 HFC verwendet werden. Da jedoch zurzeit die  $\text{H}_2$ -Infrastruktur nicht existiert, bedient man sich bei Audi eines weiteren Verfahrensschritts nämlich der Methanisierung.<sup>[29]</sup>

Das für die Methanisierung genutzte  $\text{CO}_2$  stammt aus der benachbarten Biogasanlage der EWE AG. Für die Fermentation werden nicht Energiepflanzen, sondern nur organische Abfälle wie zum Beispiel Gülle verwendet, was jede Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion vermeidet. Das in der Anlage entstandene Rohbiogas besteht zu 65% aus Methan und ungefähr zu 35% aus  $\text{CO}_2$ . Um eine Einspeisung ins Erdgasnetz durchführen zu können, bedient sich die EWE AG der wärmegeführte Aminwäsche, um eine Abtrennung des Kohlendioxids aus dem Biogas vorzunehmen. Laut Angaben der EtoGas GmbH werden somit in der Biogasaufbereitungsanlage aus  $1000 \text{ Nm}^3/\text{h}$  Rohbiogas ungefähr  $330 \text{ Nm}^3/\text{h}$   $\text{CO}_2$  abgetrennt und so auf direktem Weg der benachbarten Audi PtG-Anlage zugeführt.<sup>[30][28]</sup>

Der Methanisierungsvorgang erreicht laut Audi einen Wirkungsgrad von 80 % und somit liegt der Gesamtwirkungsgrad der Audi PtG Anlage von Strom zu e-Gas bei ungefähr 54%.

Ein Grund für den hohen Wirkungsgrad ist die intelligente Verschaltung des Wärmekonzepts zwischen der PtG und der Biogasanlage. Ein Teil der verfügbaren Abwärme (Hochtemperatur), die bei der stark exothermen Sabatier-Reaktion entsteht, wird der Aminwäsche bereitgestellt die per Wärmeträgersalz von der Reaktorwand abgenommen und an einen Salzkühler abgegeben wird.

Der andere Teil der verfügbaren Wärme (Niedertemperatur) wird für die Hygienisierung der Abfälle in der Biogasanlage verwendet. Der in der Anlage verbaute Rohrbündel-Festbettreaktor ist für einen Nenndurchsatz von  $1.300 \text{ Nm}^3/\text{h}$   $\text{H}_2$  und  $325 \text{ Nm}^3/\text{h}$   $\text{CO}_2$  ausgelegt. Dieser ermöglicht es, bei definierten Reaktionsbedingungen und dem Einsatz von Nickelkatalysatoren ein Produktgas mit einem Methangehalt von 91 Vol-% zu erlangen.<sup>[29]</sup>

Des Weiteren werden die gesetzlichen Anforderungen der G 260/262 (L-Gas-Netz) erfüllt, da das Kohlendioxid unter 6 Vol-% liegt und der Wasserstoff nicht mehr als 5 Vol-% im Produkt erreicht. [29]

Aktuell experimentieren die Ingenieure von Audi mit der Abwärme, denn diese Maßnahme ermöglicht es, den Gesamtwirkungsgrad laut Angaben auf bis über 70 % zu steigern. [28]

In der nachfolgenden Grafik (Abb.26) ist die Umwandlung von Strom zu Gas schematisch dargestellt

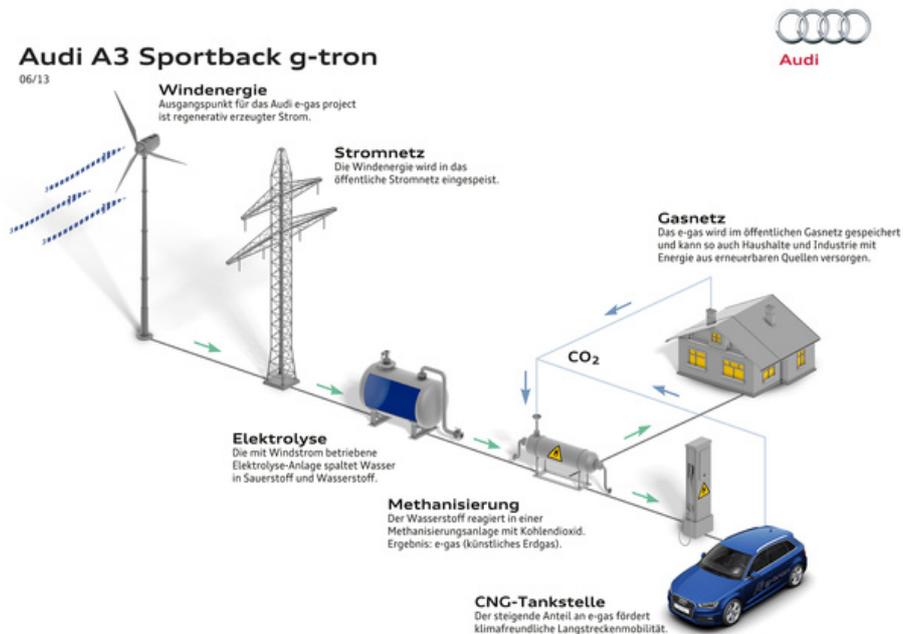


Abb 26 : Audi – Strom zu Gas für den Audi A3 Sportback g-tron

Im Herbst 2013 wurde nach einer ausgiebigen Testphase mit der Einspeisung des e-Gases in das Erdgasnetz begonnen. Laut Prognose rechnet der Autohersteller für das Jahr 2015 mit einem Anlagenbetrieb von ca. 4000 Volllaststunden was natürlich sehr stark von den anfallenden Stromüberschüssen beziehungsweise dem Regelbedarf abhängt. Sollten die elektrischen Überkapazitäten jedoch nicht verfügbar sein, kann die Anlage auch zeitweise im Teillastbetrieb gefahren werden. [28]

Laut Berechnungen könnten bei Idealbedingungen voraussichtlich mit 1.500 Audi A3 Sportback g-tron jedes Jahr jeweils 15.000 km CO<sub>2</sub> neutral zurückgelegt werden.

Audi ist im automobilen Sektor der Initiator, der das Potential des e-gas-Projekts frühzeitig erkannt hat, und somit den Schritt in die richtige Richtung zur nachhaltigen Mobilität weist. [26]

Audi hat nicht nur sein Hauptaugenmerk auf die Produktion von e-gas und somit die Lösung für elektrische Überkapazitäten gelegt, sondern liefert auch eine passenden Bandbreite an Abnehmer in Form von konzerneigenen Fahrzeugen dazu. [26]

### 3.2. Audi A3 Sportback g-tron

Der Audi g-tron basiert auf der zweiten Generation des Audi A3 Sportback, der erstmals auf dem Pariser Autosalon 2012 der Öffentlichkeit vorgestellt worden ist. Der 4,31 Meter lange, 1,78 Meter breite und 1,43 Meter hohe Sportback, der bei Audi unter der internen Bezeichnung 8VA geführt wird, wird von einem Reihen-Vierzylinder- Ottomotor mit Gas- und Benzindirekteinspritzung angetrieben. <sup>[26]</sup>

Der 1.4 TFSI Motor ist in der Lage nicht nur mit fossiles Erdgas, Biomethan oder dem Audi e-Gas angetrieben zu werden, sondern bedingt durch seine bivalente Auslegung kann der Audi auch mit herkömmlichen Benzin gefahren werden. Diese kombinierte Vielseitigkeit des turboaufgeladenen Benzinmotors ermöglicht Reichweiten von bis zu 1.300 Kilometern. <sup>[30]</sup>

In der nachfolgenden Grafik (Abb.27) ist der Aufbau eines Audi A3 Sportback g-tron zu sehen.



**Abb 27: Aufbau der Fahrzeugs Audi A3 sportback g-tron**

Das besondere beim Audi A3 Sportback g-tron ist einerseits die Kunststoff-Composite-Bauweise der zwei Drucktanks und andererseits der elektronische Gasdruckregler.

Die zwei Druckbehälter, die unter dem Gepäckraumboden platziert sind, haben ein Fassungsvermögen von jeweils 8 Kilogramm Erdgas. Diese können das Gas mit bis zu 200 bar Druck bei einer Gewichtsreduktion von 70 % im Vergleich zu herkömmlichen Gastanks speichern. Möglich macht es eine neuartige Matrix –Bauweise aus drei unterschiedlichen Schichten.

Die erste Schicht besteht aus einem gasdichten Polyamid-Kunststoff und die zweite aus kohlenstofffaserverstärktem Kunststoff (CFK), der für die nötige Festigkeit des Drucktanks sorgt. <sup>[31]</sup>

Die letzte, robuste Schicht besteht aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) und hat die Aufgabe, den Tank vor äußeren Beschädigungen zu schützen. Als Bindemittel für die verwendeten Faserwerkstoffe wird ein Epoxidharz von hoher Festigkeit verwendet (Abb.28).

Die zweite Besonderheit in dem nur 1335 kg schweren Fahrzeug ist der elektronische Druckregler. Diese kleine und kompakte Regeleinheit minimiert den Gasdruck aus den Behältern zweistufig von 200 auf 5-9 bar. Durch diese Maßnahme steht stets der richtige Druck im Gasrail und in den Einblasventilen für die vom Fahrer gewählte Fahrweise bereit. Der niedrige Druck für effizientes und sparsames Fahren im niedrigen Drehzahlbereich und der höhere Druck, wenn der Fahrer das volle Potenzial von Leistung und Drehmoment abrufen will.<sup>[26]</sup>



Abb 28: Aufbau des Gastanks , Audi A3 Sportback g-tron

Im reinen e-Gas Betrieb ist der Audi A3 Sportback g-tron mit seinen zwei Drucktanks in der Lage 400 km weit zu fahren. Sollte der Druck im Inneren unter 10 bar sinken, dann wechselt das Motormanagement selbständig in den Benzinbetrieb und weitere 900km Reichweite stehen zur Verfügung.

Die Maschine mit 1395 ccm Hubraum erreicht mittels Abgasturboaufladung mit direkter Ladeluftkühlung eine Leistung von 110 PS bei einem maximalen Drehmoment von 200Nm. Der Audi g-tron verbraucht im Mittel weniger als 3,5kg e-Gas pro 100km was einem Volumen von 5,4 m<sup>3</sup> CNG entspricht. Der CO<sub>2</sub> Emissionsausstoß, der beim Fahrbetrieb entsteht, liegt beim A3 g-tron im NEFZ-Zyklus unter 95 Gramm/km.<sup>[26]</sup>

Die Fortbewegung mit dem Audi g-tron im e-Gas Modus ist klimaneutral, da das am Auspuff entstandene Kohlendioxid bereits bei der e-Gas Herstellung gebunden worden ist. Wenn man sogar in der Gesamtbilanz den Kosten- und Energieaufwand für den Bau und Betrieb der e-Gas Anlage sowie den Windrädern berücksichtigt, erhält man unter dem Strich lediglich einen Wert von 20 Gramm pro Kilometer CO<sub>2</sub> Emissionen. [26]

In der nachfolgenden Abbildung (Abb.29) sind die technischen Daten des Audi A3 Sportback g-tron aufgelistet.

Modell	A3 Sportback g-tron 1.4 TFSI (81 kW)		Modell	A3 Sportback g-tron 1.4 TFSI (81 kW)	
Motorbauart	Reihen-4-Zylinder-Ottomotor mit CNG-Modifizierung und Abgasturboaufladung		<b>Fahrleistung/Verbrauch<sup>1</sup></b>		
Hubraum in cm <sup>3</sup> (Ventile pro Zylinder)	1.395 (4)		Höchstgeschwindigkeit in km/h	197	[197]
Max. Leistung <sup>2</sup> in kW bei min <sup>-1</sup>	81/4.800-6.000		Beschleunigung 0-100 km/h in s	10,8	[10,8]
Max. Drehmoment in Nm bei min <sup>-1</sup>	200/1.500-3.500		Kraftstoffart	CNG/Super schwefelfrei ROZ 95 <sup>1</sup>	
<b>Kraftübertragung/Räder</b>			Kraftstoffverbrauch <sup>3</sup> in l/100 km		
Antriebsart	Vorderradantrieb		innerorts	6,9	[6,2]
Getriebeart	6-Gang-Handschaftgetriebe [7-Gang S tronic]		außerorts	4,2	[4,3]
Räder <sup>4</sup>	Stahlräder, 6,5 J x 16		kombiniert	5,2	[5,0]
Reifen <sup>5</sup>	205/55 R 16 <sup>4</sup>		Kraftstoffverbrauch <sup>3</sup> Erdgas (CNG) in kg/100km		
<b>Gewicht/Volumen</b>			innerorts	4,4	[4,1]
Leergewicht <sup>6</sup> in kg	1.335	[1.355]	außerorts	2,7	[2,7]
Zul. Gesamtgewicht in kg	1.800	[1.820]	kombiniert	3,3	[3,2]
Zul. Dachlast/Stützlast in kg	75/50	[75/50]	CO <sub>2</sub> -Emission <sup>4</sup> in g/km		
Zul. Anhängelast <sup>4</sup> in kg ungebremst	660	[670]	innerorts	159	[142]
bei 12 % Steigung	1.300	[1.300]	außerorts	97	[99]
bei 8 % Steigung	1.500	[1.500]	kombiniert	120	[115]
Tankinhalt ca. in l	50	[50]	CO <sub>2</sub> -Emission <sup>4</sup> Erdgas (CNG) in g/km		
			innerorts	120	[113]
			außerorts	75	[73]
			kombiniert	92	[88]
			Effizienzklasse/Abgasnorm	A+/EUG	[A+]/EUG

Abb 29: Technische Daten des Audi A3 Sportback g-tron

### 3.3. Audi A3 Sportback e-tron

Der neue Audi A3 Sportback e-tron ist ein Plug-in-Hybridauto der neuesten Generation und feierte sein Debüt auf dem Genfer Automobilsalon 2013. Das e-tron Konzept des Premiumherstellers vereint die neuste TFSI Technologie mit einem 75kW starken Elektromotor. [32]

Die permanent erregte Synchronmaschine, die lediglich 34 kg wiegt, beschleunigt den A3 im reinen e-Betrieb von 0 auf 100km/h in 7,6 Sekunden bei einem maximalen Drehmoment von 330 Nm. Der aus 96 prismatischen Zellen aufgebaute Akku, der in acht Modulen zu je 12 Zellen zusammengefasst ist, liefert eine Batteriekapazität von 8,8 kWh bei einer Versorgungsspannung zwischen 280-390 Volt je nach Ladezustand. [33]

In der nachfolgenden Abbildung (Abb.30) ist der Aufbau der Lithium-Ionen Hochvolt Batterie zu sehen.

## Audi A3 Sportback e-tron

Aufbau der Lithium-Ionen-Hochvolt-Batterie  
Structure of the lithium-ion high-voltage battery  
09/13

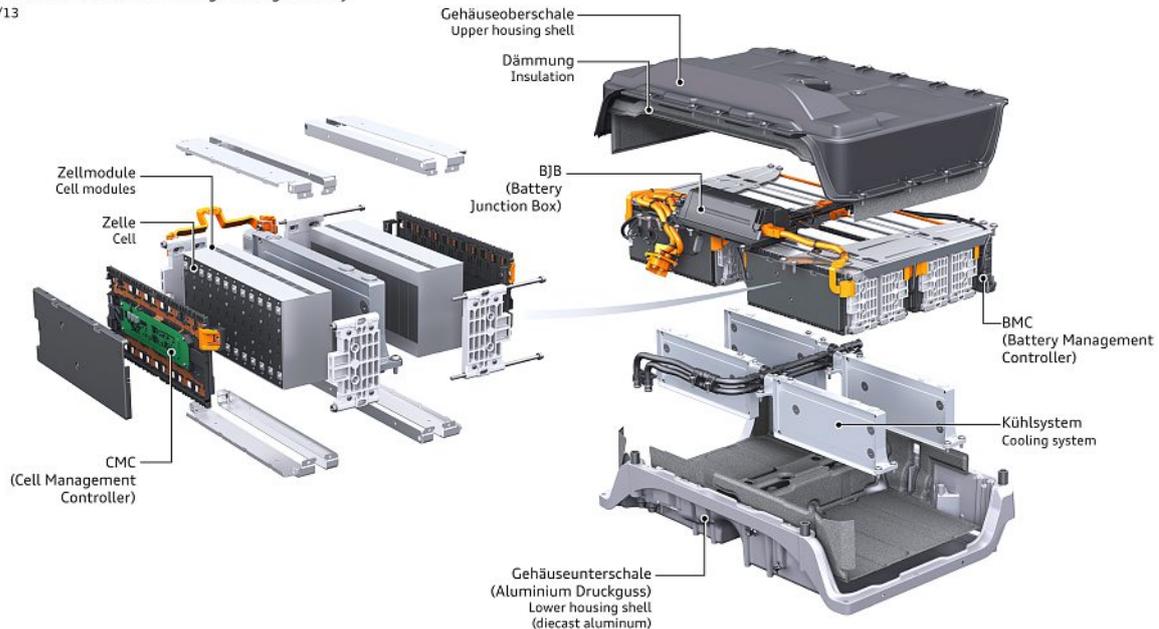


Abb 30: Aufbau der Lithium-Ionen Hochvolt Batterie

Im rein elektrischen Betrieb erreicht das Automobil Geschwindigkeiten von bis 130 km/h und eine maximale Reichweite von 50 Kilometern. Nach der ECE-Norm für Plug-in-Hybridautomobile benötigt der A3 Sportback im Mittel lediglich 1,5 Liter Kraftstoff, was einer CO<sub>2</sub> Emission von 35 Gramm/km entspricht. Zwar klingen die rein elektrischen Daten des Audi A3 durchaus beachtlich, jedoch liegen die wahren Stärken des Fahrzeugs in seinem bivalenten Antriebskonzept. Neben dem elektrischen Aggregat agiert ein modifizierter 1.4 TFSI Ottomotor mit 150 PS, der für mächtig Vortrieb sorgt.

Der 1.574 kg schwere A3 Sportback arbeitet bei normaler Fahrweise vorwiegend rein elektrisch. Sollte der Fahrer jedoch ein höheres Potenzial an Leistung und Drehmoment abrufen, schaltet das System selbstständig in den Verbrenner-Modus und liefert somit eine Gesamtleistung von 204 PS ab. Ein besonderes Hauptaugenmerk gilt jedoch der Rekuperation, die für die Energierückgewinnung verantwortlich ist.<sup>[32]</sup>

Jeder Bremsvorgang, sei es die Motorbremse als auch die aktive Bremsung wird vom Generator unterstützt und gleichzeitig die zurückgewonnene Energie in die Traktionsbatterie eingespeist. Insgesamt gibt es drei Fahrzustände, die das Optimum an Energie rückgewinnen und somit die Effizienz steigern.

Wenn der Fahrer seines A3 Sportbacks e-tron bei hoher Geschwindigkeit vom Gas geht, wechselt das System in den Segel-Modus. Dieser deaktiviert vollständig beide Antriebe und baut somit keine Bremsmomente auf. Bei der Gasentnahme bei mittleren beziehungsweise niedrigen Geschwindigkeiten gewinnt das stets aktive System mittels der Schubrekuperation Energie zurück. Durch eine stärkere Verzögerung mittels der Fußbremse wird der dritte Fahrzustand aktiviert, nämlich die Bremsrekuperation.<sup>[32]</sup>

Die durch die zwei Bremsarten gewonnene Energie steht nun dem Fahrer als elektrische Leistung für die nächste Beschleunigung als auch beim Ampelstart bereit. [32]

In der nachfolgenden Grafik (Abb.31) ist die Bodengruppe inklusive Antriebstrang und den Hybridkomponenten zu sehen.

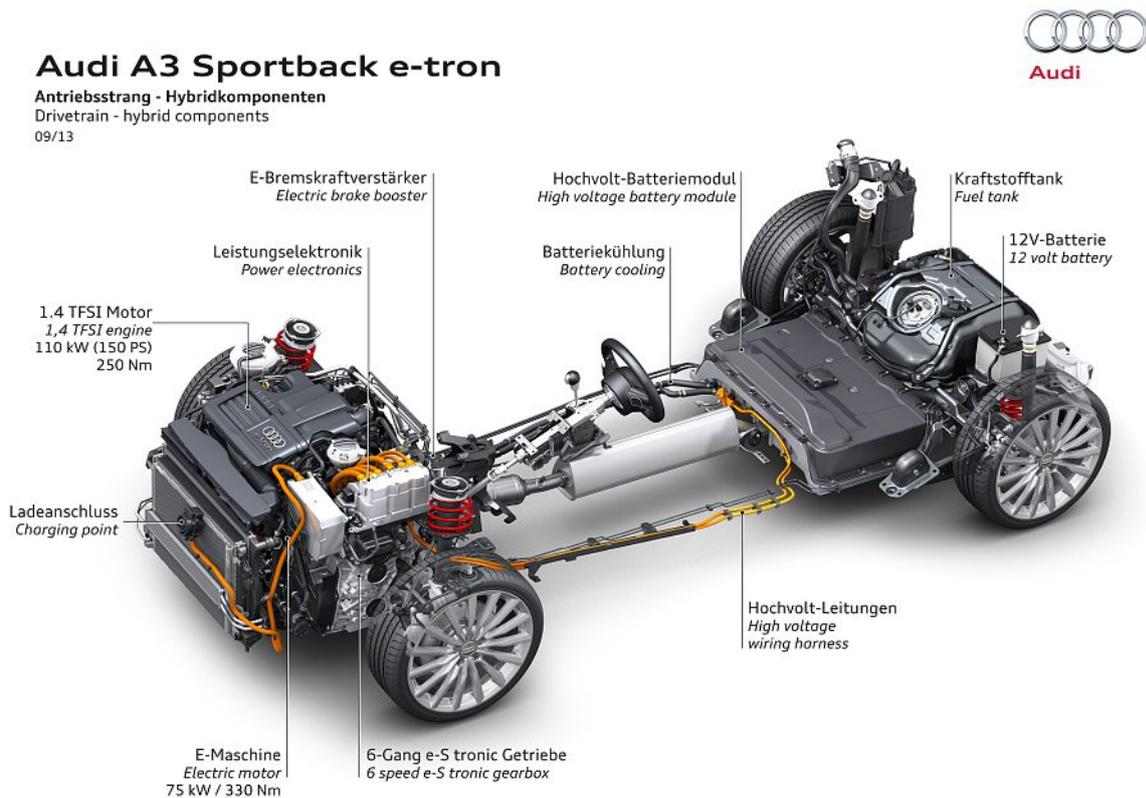


Abb 31: Bodengruppe des Audi A3 Sportback e-tron

Der e-tron kann entweder mit Starkstrom oder mit Wechselstrom aus dem öffentlichen Netz über den Ladeanschluss, der sich hinter dem Audi-Logo im Singleframe verbirgt, geladen werden. Mittels einer Industriesteckdose dauert eine Vollladung lediglich zwei Stunden und an einer haushaltsüblichen Steckdose ist der Ladevorgang bereits nach 3 Stunden und 45 Minuten abgeschlossen.

Die Audi Ingenieure forschen zur Zeit nach einer kontaktlosen Ladevariante, die intern als Audi wireless charging bezeichnet wird. Hierbei funktioniert der Ladvorgang nach dem Prinzip einer elektrischen Zahnbürste. Die induktive Energieübertragung erfolgt per magnetischem Wechselfeld zwischen der im Boden stationär verbauten Bodenplatte und der im Fahrzeugunterboden platzierten, mobilen Platte. [32]

Die im Motorraum verbaute Leistungselektronik, die einen DC/DC-Wandler (Gleichstrom/Wechselstrom) zur Ankopplung des 12-Volt Boardnetzes beinhaltet, wandelt in weiterer Folge den gespeicherten Gleichstrom über sechs Hochleistungstransistoren in Drehstrom um. [32]

Die elektrische Schaltzentrale als auch die flache Batterie sind gut eingebettet in dem Bereich unter der Sitzbank. Dieser ist im Falle eines Crash durch die höchstfesten Stahlbauteile optimal geschützt, außerdem wird das System, bei dem Gurtstraffer als auch Airbags durch die Beschleunigungssensoren ausgelöst werden, spannungsfrei geschaltet. <sup>[32]</sup>

In der nachfolgenden Abbildung (Abb.32) sind die technischen Daten des Audi A3 Sportback e-tron aufgelistet.

### Audi A3 Sportback e-tron: Die Technischen Daten

Systemleistung	150 kW (204 PS)
Systemdrehmoment	350 Nm
Leistung 1.4 TFSI	110 kW (150 PS)
Drehmoment 1.4 TFSI	250 Nm von 1.750 bis 4.000 1/min
Leistung E-Maschine	maximal 75 kW
Drehmoment E-Maschine	maximal 330 Nm
Batteriekapazität / Spannung	8,8 kWh / 280 bis 390 V
0 – 100 km/h	7,6 s
Reichweite im elektrischen Modus	bis zu 50 km
Gesamtreichweite im NEFZ-Zyklus	bis zu 940 km
Verbrauch nach ECE-Norm	1,5 l/100 km
CO <sub>2</sub> -Ausstoß nach ECE-Norm	35 Gramm/km
Höchstgeschwindigkeit	222 km/h
Länge / Breite / Höhe	4.310 / 1.785 / 1.424 mm
Radstand	2.630 mm
Leergewicht	1.574 kg

Abb 32: Technische Daten des Audi A3 Sportback e-tron

#### 4. Biomassekraftwerk Oberwart

Die Projektidee zum Biomassekraftwerk entstand im Jahr 2004. Nachdem alle Anfangsschwierigkeiten in der Planungsphase beseitigt waren, begann die Firma Energie Oberwart Errichtungs GmbH im August 2006 mit dem Bau des Kraftwerks. Nach einer kurzen Bauphase konnte bereits im Dezember 2007 mit dem Probebetrieb als auch der ersten Stromproduktion begonnen werden. In den darauffolgenden zehn Monaten wurden verschiedene Abstimmungen ausprobiert, um das perfekte Setup zu finden. Im Oktober 2008 startete der Regelbetrieb als auch die Optimierungsphase und bereits im Sommer 2010 (August) stellten die Energieversorger BEGAS und BEWAG die Anlage auf Normalbetrieb um.<sup>[34]</sup>

Das Biomassekraftwerk in Oberwart ist als Kraft-Wärmekopplungsanlage konzipiert und basiert auf dem Zwei-Bett-Wirbelschichtvergasungsprinzip. Diese Anlage versorgt ganzjährig die Gemeinde Oberwart als auch das Spital und die umliegende Industrie und Freizeitbetriebe mit Strom und (Fern-)Wärme. Für den Vergasungsprozess wird ein biogener Brennstoff benötigt, der primär aus Waldbioabfällen besteht.<sup>[35]</sup>

Die KWK-Anlage ist für eine Brennstoffwärmeleistung  $P_{th}$  von ungefähr  $8,7 \text{ MW}_{th}$  konzipiert was einem Holzhackschnitzelbedarf von ungefähr 3 Tonnen pro Stunde entspricht.

Die elektrische Leistung von maximal  $2,37 \text{ MW}_{el}$  werden von zwei Jenbacher Gasmotoren geliefert und zusätzlich maximal  $0,4 \text{ MW}_{el}$  vom ORC-Prozess. Eine thermische Leistung von  $1,5 \text{ MW}_{th}$  kann bei maximaler Stromausbeute aus dem KWK-Prozess als Fernwärme zur Verfügung gestellt werden. Der thermische Output kann dank der flexiblen Verschaltung der ORC-Einheit als auch dem einheitlichen Wärmeträgersystem (Thermalöl) natürlich auf Kosten der Stromausbeute bis auf  $4 \text{ MW}_{th}$  erhöht werden.<sup>[33]</sup>

In der nachfolgenden Abbildung (Abb.33) ist das Biomassekraftwerk Oberwart mit dem Stahlbau des DFB-Vergasungssystems, der integrierten Maschinen- und Fernwärmehalle als auch dem vierzügigen Kamin zu sehen.



Abb 33: Biomassekraftwerk in Oberwart

In der nachfolgenden Grafik (Abb.34) ist das Biomassekraftwerk Oberwart zu sehen mit dem DFB-Vergasungssystem. Des Weiteren sind im linken Teil des Bildes die Biomasse-Trocknungssilos und das Stickstoff-Lagersystem (rechts) zu sehen. <sup>[34]</sup>



Abb 34: DFB-Vergasungssystems des Biomassekraftwerks in Oberwart

In den folgenden Tabellen (Nr.12) und (Nr.13) sind die Eckdaten des Biomassekraftwerks dargestellt als auch die erzielbaren Wirkungsgrade bei Nennlast.

Brennstoffwärmeleistung	8700 kW
Chemische Leistung, Produktgas	6100 kW
Elektrische Leistung, Gasmotor 1+2	2370 kW
Elektrische Leistung, ORC-Einheit	400 kW
Wärmeleistung (Fernwärme), Gasmotor 1+2	1300 kW
Kondensationswärme, ORC-Einheit	1700 kW
Fernwärmeleistung, bei max. elektr. Ausbeute	1500 kW
Fernwärmeleistung, inkl. Erdgaskessel	6000 kW

Tabelle 12: Eckdaten des Biomassekraftwerks in Oberwart 1

Kaltgaswirkungsgrad	73,5 %
Elektrischer Wirkungsgrad <sub>brutto</sub>	31,2 %
Elektrischer Wirkungsgrad <sub>netto</sub>	26,4 %
Wärmewirkungsgrad <sub>bei max. elektr. Ausbeute</sub>	18,1 %
Gesamtwirkungsgrad (elektr. & therm.) <sub>brutto, bei max. elektr. Ausbeute</sub>	49,3 %
Gesamtwirkungsgrad (elektr. & therm.) <sub>brutto, bei max. therm. Ausbeute</sub>	68,1%

Tabelle 13: Eckdaten des Biomassekraftwerks in Oberwart 2

Wenn man die Annahme trifft, dass die Gasmotoren als auch die ORC-Einheit bei voller elektrischer Auslastung laufen, dann erhält man einen Brutto-Wirkungsgrad von 31,2 %, einen thermischen Anlagenwirkungsgrad von 18,1 % und einen Gesamtwirkungsgrad von 49,3%. Wenn jedoch die thermische Komponente im Vordergrund steht, erhält man einen Gesamtwirkungsgrad von 68,1%. <sup>[34]</sup>

## 4.1. Anlagenbeschreibung

Das Biomassekraftwerk Oberwart kann im Bezug auf den Anlagenprozess in fünf Verfahrensabschnitte, wie in der Grafik (Abb.35) ersichtlich, unterteilt werden.

Der Verfahrensabschnitt Biomasse beschreibt die gesamte Biomasselogistik von der Lagerung über die Förderung bis zur Biomassebeschickung des Vergasungsreaktors.

Der Bereich der Gaserzeugung beschäftigt sich mit dem DFB-Prozess in der Produktgas- als auch Rauchgaserzeugung. Die Verfahrenspunkte Gaskühlung als auch Reinigung beschreiben sowohl den Produktgas- als auch Rauchgasstrom. Der finale Abschnitt Gasnutzung behandelt die Verstromung des Produktgases und die Fernwärmeauskopplung.<sup>[34]</sup>

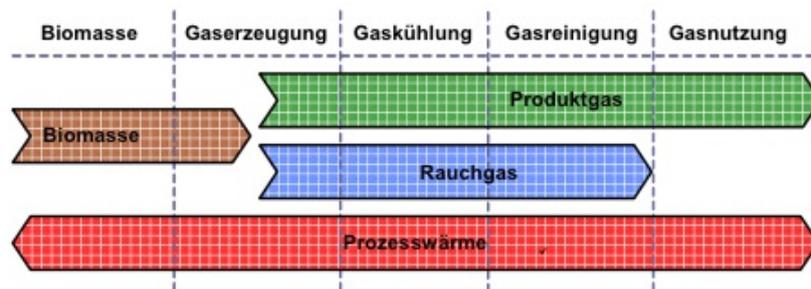


Abb 35: Aufteilung der Anlagenprozesse in fünf Verfahrensabschnitte

Die Prozesswärme kommt einzig und allein in allen fünf Verfahrensschritten vor da einerseits Wärme in einigen Prozessen anfällt bedingt durch Wärmetauscher und andererseits die Abwärme für beispielsweise Trocknung der Biomasse weiterverwendet wird.

### 4.1.1. Biomasse

Bei voller Auslastung der KWK-Anlage in Oberwart wird ein Bedarf von ungefähr 72 Tonnen Holzhackschnitzel pro Tag benötigt. Bevor der biogene Brennstoff angeliefert werden kann wird das Holz, die Rinde, als auch Holzabfälle aus der Industrie, per Häcksler zerkleinert und in Form von Holzhackschnitzel an den Standort gebracht.

Das Holzhackgut wird per LKW angeliefert und enthält einen Rohwassergehalt zwischen 30 und 45 wt%. Auf dem Gelände existieren überdachte Lagerbunker in denen das angelieferte Material zwischengelagert und gleichzeitig, aufgrund des enthaltenen Wassergehaltes, vorgetrocknet werden kann.

Um eine gewünschte, homogene Durchtrocknung des biogenen Treibstoffes zu gewährleisten, wird der biogene Brennstoff per Radlader zum vierzügigen Schubboden aufgegeben. Dort wird das Holzhackgut mittels Stahlgitter durchgeseiht und per Trogkettenförderer direkt in die Trocknungssilos befördert.

Einerseits findet durch die im inneren der Silos verbauten Reclaimerschnecken eine Durchmischung statt und andererseits wird durch den ringförmigen Düsenboden ungefähr 60°C warme Luft eingeblasen, die als Abwärme anfällt. Dieser als Niedertemperaturtrocknung bezeichnete Prozess gewährleistet eine homogene Trocknung des eingebrachten Holzhackschnitzelhaufens.<sup>[34]</sup>

Nachdem der biogene Treibstoff nun mehr eine geringe Restfeuchte (15-20%) hat wird das Gut per Trogkettenförderer in den Stahlbau gefördert wo es in einem Dosierbehälter landet. Unterhalb befinden sich zwei Schnecken, die die Holzhackschnitzel verdichten und diese in das Wirbelbett des Vergasungsreaktors befördern.

Ein Punkt der nicht außer Acht gelassen werden sollte ist die Stopfwirkung der Schnecken bei gleichzeitiger Einbringung des Gutes. Es muss eine ideale Abstimmung zwischen der geeigneten Steigung als auch dem Gangdurchmesser stattfinden.

Einerseits wird bei zu hoher Blattsteigung der Schnecken gleichzeitig auch zu viel Material in den Vergasungsreaktor befördert und andererseits führt eine zu geringe Stopfwirkung zu stärkeren Gasrückströmungen aus dem Reaktor und damit zu erhöhten thermischen Belastungen des Schneckenapparates. Des Weiteren können die hohen Temperaturen auch zu Holzpyrolyse-Vorgängen in den ersten Schneckenblättern führen und somit eine Verklumpung des flüssigen Pyrolyseproduktes mit vorhandenen, staubigem Feinmaterial verursachen. Dieser unerwünschte Effekt kann dazu führen, dass keine gleichmäßige Gutaufgabe in den Vergasungsreaktor mehr gewährleistet ist und somit ungewollte Druckschwankungen in der Wirbelschicht entstehen. <sup>[34]</sup>

#### 4.1.2. Gaserzeugung

Die aufgegebenen Holzhackschnitzel werden im stationären blasenbildenden Wirbelschichtreaktor in einem Temperaturbereich zwischen 850°C und 900°C vergast.

Da bei diesem Prozess eine Wasserdampfatosphäre für die Fluidisierung nötig ist, wird der Wasserdampf, bevor dieser dem Reaktor zugeführt wird, auf ungefähr 400°C überhitzt. Da es zum Thema Vergasermodellierung in einem stationären als auch zirkulierenden Reaktor viele verschiedene Theorien im Bezug auf die Reaktionen im Inneren gibt, bedient man sich bereits fixen, vordefinierten Koks- und Produktgaszusammensetzungen für die Berechnung. In diesem Fall wurden die Daten für die Zusammensetzung von Holzkoks der Literatur von Reed [1981] und Boley & Landers [1969] entnommen.

Das bei einer Temperatur von 850°C im Vergasungsreaktor entstehende Produktgas setzt sich im Durchschnitt aus folgenden Gaskomponenten (Tabelle Nr.14) zusammen. <sup>[34]</sup>

Produktgaszusammensetzung	
CO	25 vol-%
CO <sub>2</sub>	21 vol-%
CH <sub>4</sub>	11 vol-%
H <sub>2</sub>	38 vol-%
C <sub>2</sub> +H <sub>x</sub> +	3,5 vol-%
N <sub>2</sub>	1,5 vol-%
H <sub>2</sub> O	35 vol-%
Staub	≈ 50 g/Nm <sup>3</sup>
Flugkoks	≈ 20 g/Nm <sup>3</sup>
Teer	≈ 2,5 g/Nm <sup>3</sup>

Tabelle 14: Produktgaszusammensetzung im Kraftwerk Oberwart

Bei dem in der Produktgaszusammensetzung vorkommendem Überbegriff „Teer“ sind alle Kohlenwasserstoffe ab dem C<sub>2</sub>+H<sub>x</sub>+ einschließlich den aromatischen als auch den mehrringförmigen (polyzyklischer) Verbindungen zu verstehen. <sup>[34]</sup>

Im Vergasungsreaktor kommt es aufgrund von unvollständiger Vergasung zur Bildung von Pyrolysekoks bedingt durch eine zu geringe Verweilzeit. Dieser wird über eine Verbindungsrinne, die mit Dampf fluidisiert ist, in den Verbrennungsreaktor (Riser) geleitet und zusammen mit den dort vorhandenen Brennstoffen verbrannt. In den Verbrennungsreaktor wird zum Beispiel zurückgeführtes Produktgas, abgeschiedenes Flugkoks aus dem Produktgasfilter als auch emulgierte Kondensatphase aus dem Produktgas-Wäscher zurückgeleitet. Im Riser findet somit eine zweite Verfeuerung statt jedoch auch hier wird aufgrund einer unvollständigen Verbrennung bedingt durch eine kurze Verweilzeit eine Trennung des nicht umgesetzten Bettkoks im Zyklon durchgeführt. Der vom Rauchgasstrom separierte Koks wird über einen mit Dampf fluidisierten Siphon wieder zurück zum Vergasungsreaktor geführt. Im Durchschnitt können so die Holzhackschnitzel beziehungsweise die Kokspartikel mit einer Zykluszahl von über 10 die beiden Reaktoren abwechselnd durchlaufen. <sup>[34]</sup>

In jedem Vergasungs- beziehungsweise Verbrennungsprozess findet eine Reduzierung der Masse statt, sodass die Kleinstpartikel entweder als feinsten Flugkoks den Vergasungsreaktor mittels Produktgasstrom verlassen oder als feine Asche im Rauchgasstrom mitgerissen werden. <sup>[34]</sup>

Das Rauchgas verlässt in einem Temperaturbereich zwischen 930°C und 950°C den Riser und beinhaltet im Durchschnitt folgende (Tabelle Nr.15) Emissionszusammensetzung.

Rauchgaszusammensetzung	
CO <sub>trocken</sub>	150 ppmv
CO <sub>2, trocken</sub>	15.4 Vol-%
N <sub>2, trocken</sub>	78 Vol-%
NO <sub>trocken</sub>	170 ppmv
O <sub>2, trocken</sub>	2.4 Vol-%
SO <sub>2, trocken</sub>	1.9 ppmv
H <sub>2</sub> O <sub>gesamt</sub>	13.2 Vol-%
<b>Staubgehalt<sub>trocken</sub></b>	<b>45 g/Nm<sup>3</sup></b>

Tabelle 15: Rauchgaszusammensetzung im Kraftwerk Oberwart

Die beiden Gasströme müssen bevor diese weiterverarbeitet (Produktgas) oder auch ins Freie (Rauchgas) geleitet werden, einer Kühlung als auch Reinigung (Entfernung von Verunreinigungen) unterzogen werden. <sup>[34]</sup>

### 4.1.3. Gaskühlung

Nachdem das Produktgas den Vergaser mit einer Temperatur von 850°C verlässt muss nun eine Abkühlung mittels zweier Röhrenwärmetauscher auf ungefähr 170°C stattfinden. Diese sind im Gegenstromprinzip aufgebaut und beherbergen Gas in den Rohren.

In einer sekundären Einheit kommt das Wärmeträgermedium Therminol 66 zum Einsatz, welches dem Produktgas die Wärme entzieht und in weiterer Folge entweder in der ORC-Einheit oder in der Fernwärmeerzeugung weiterverwendet wird. Durch die enorme Abkühlung auf unter 200°C kann es in beiden Wärmetauschern, jedoch verstärkt im zweiten Apparat, zu ungewollten Kondensationsvorgängen höhersiedender Kohlenwasserstoffe (Terre) kommen. <sup>[34]</sup>

Diese Teere können in Kombination mit noch vorhandenem Flugkoks und Staub zu Anbackungen führen und in weiterer Folge ein Versagen des Kühlers nach sich ziehen.

Der Grad der Verstopfung durch das Festsetzen der Feststoffe im Inneren der Rohre hängt mit der anfänglichen Konzentration im Produktgas ab. Wenn ein gewisser Grenzwert unterschritten wird, so ist eine Selbstreinigung der Produktgaskühler möglich. Jedoch, wenn die Teer-Konzentration pro Normkubikmeter das Limit übersteigt, so muss eine nachträgliche Regeneration durchgeführt werden.

Dieser Grenzwert ist von Anlage zu Anlage verschieden, da dieser einerseits von der Anlagenkonfiguration abhängt und andererseits auch von den konstruktiven und strömungstechnischen Eigenschaften der Wärmetauscher selbst. Im Falle des Biomassekraftwerks in Oberwart liegt der Teergrenzwert bei optimaler Prozessführung und trockenem Rohgas bei  $8\text{g}/\text{Nm}^3$ .

Das Rauchgas verlässt die Brennkammer mit einer Temperatur von  $950^\circ\text{C}$  und wird direkt über einen Zyklon in die Nachbrennkammer geleitet. Im Zyklon wird das aufgeheizte Bettmaterial als auch der unverbrannte Restkoks abgeschieden und in weiterer Folge in den Vergasungsreaktor rückgeführt.

Die Wärme des Rauchgases wird nach der Nachbrennkammer für das Vorwärmen der Verbrennungsluft verwendet und sorgt so für einen effektiven Gasausbrand als auch für die komplette Umwandlung von CO in  $\text{CO}_2$ . Des Weiteren kann die Entsorgung eines eventuell stärker verunreinigten Brühdampfes, der im Produktgaswäscher entsteht, stattfinden. <sup>[34]</sup>

Bevor das Rauchgas in den ersten Wärmetauscher gelangt wird die Temperatur auf  $850^\circ\text{C}$  mit Hilfe von gereinigtem Rauchgasrezirkulat im U-förmigen Bogenbereich reduziert. Der erste Rauchgas-Wärmetauscher ist als Strahlungszug ausgeführt, bei den weiteren handelt es sich um Rauchrohrwärmetauscher.

Die Wärmetauscher sind im Vergleich zu einem Rohrbündelapparat weit aus effektiver, da diese um einiges resistenter gegen Verunreinigung und Verstopfungen sind. Nichts desto trotz hat man bereits kurz nach der Inbetriebnahme festgestellt, dass die Austrittstemperatur aus dem Strahlungszug um 30 bis  $50^\circ\text{C}$  gestiegen ist.

In erster Linie konnte nicht erklärt werden, was der Auslöser für den ungewöhnlichen Temperaturanstieg war, da die Wärmetauscher laut Herstellerangaben im Bezug auf die zu übertragende Wärmeleistung großzügig dimensioniert waren. Nach tiefgründiger Analyse stellte man fest, dass der Temperaturanstieg am Austritt auf die Feinstaubablagerungen in den Übertragungsrohren zurückzuführen ist. Durch die Feinpartikel entstand eine Wärmeenergiefreisetzung bedingt durch feststoffchemische Umwandlungen als auch exotherme Karbonatisierungsreaktionen.

Die aus drei Wärmetauschern bestehende Rauchgaskühlung überhitzt einerseits den Dampfüberhitzer mit ca.  $400^\circ\text{C}$  heißem Fluidisierungsdampf, dient zur Vorwärmung der Boden- und Verbrennungsluft auf  $440^\circ\text{C}$  (LUV01 und 2) und andererseits zur Erhitzung des Thermoöls im Niedertemperaturkreislauf auf eine Temperatur von  $230^\circ\text{C}$ . <sup>[34]</sup>

#### 4.1.4. Gasreinigung

Das aus dem Vergaser stammende Produktgas wird unmittelbar danach einer Kühlung unterzogen, sodass dieses zwecks Reinigung mit einer Temperatur von zirka 170°C in den Schlauchfilter eingeleitet werden kann.<sup>[34]</sup>

Der für eine maximale Gaseintrittstemperatur von 220°C ausgelegte Schlauchfilter hat die Aufgabe Staub, Flugkoks als auch bereits auskondensierte Teere abzuscheiden. Die festen Anteile werden über ein pneumatisches Rückführsystem mittels kaltem Rauchgaszirkulat zurück in die Brennkammer eingebracht. Der Partikelabscheidegrad im Schlauchfilter liegt bei 99% jedoch kann die Teerbeladung im Produktgas nicht zur Gänze abgeschieden werden. Der Grad der Teerabtrennung liegt bei ungefähr 30%. Aus diesem Grund wird anschließend ein Produktgaswäscher nachgeschaltet, in dem mittels RME(RapsMethylEster) als Lösungsmittel die restlichen Anteile im Produktgas ausgewaschen werden.<sup>[34]</sup>

Der Wäscher besteht aus zwei Sektionen, wobei in der ersten Packung im Gegenstromprinzip die Gasreinigung stattfindet und die zweite nachgeschaltene Packung erfüllt die Funktion eines Tröpfchenabscheiders. Dank dieser kombinierten Ausführung wird einerseits das ungewollte Verschleppen von RME-Tröpfchen im Produktgas verhindert und andererseits findet die Auskondensierung des im Produkt enthaltenen Teeres beziehungsweise Wasserdampfs (ca. 35 vol%) statt, sodass das Produktgas den RME-Reinigungsapparat im gesättigten Zustand bei einer Temperatur von ungefähr 40°C verlässt.

Das verunreinigte Lösungsmittel RME wird über Leitungen in einen Beruhigungstank, der aus zwei voneinander getrennten Kammern, mit einer oben unterbrochenen Trennwand besteht, eingeleitet. In der ersten Kammer findet aufgrund der unterschiedlichen Flüssigkeitsdichten eine Phasentrennung statt. Am Boden des Tanks sammelt sich eine wasserreiche Phase mit einem Wassergehalt von über 90% an und darüber lagert sich die Emulsionsphase bestehend aus hohem Teergehalt und einem H<sub>2</sub>O Gehalt von unter 45 % ab. Die leichteste RME-Phase schwimmt oben auf und wird über den Überlauf in den zweiten Tank geleitet. Da das Lösungsmittel nahezu rein ist kann es über Pumpen dem Kreislauf zugeführt und in Kombination mit frischem RME direkt wieder im Gaswäscher eingesetzt werden.

Die verunreinigte, wässrige Kondensatphase wird über eine Pumpe am Boden der ersten Kammer abgesaugt und dem Kondensatverdampfer zugeführt. Die stark flüchtigen Anteile werden in der ersten Verdampferstufe verdampft und anschließend im Rauchgas entsorgt und die weniger verunreinigte Wasserphase wird der zweiten Verdampferstufe (Dampferzeuger) zugeführt. Der in der sekundären Stufe erzeugte Dampf wird zur Fluidisierung des Reaktors, der Verbindungsrinne als auch des Siphons weiterverwendet. Der liquide Rückstand, der im Kondensatverdampfer als auch dem Dampferzeuger anfällt, wird einem Entspanner zugeführt und anschließend im Riser durch Verbrennung entsorgt.

Ähnlich dem Produktgas wird auch das Rauchgas auf eine Temperatur von 170°C heruntergekühlt und mittels einem Schlauch-Gewebefilter mit Teflonausführung von Flugasche, Staub, Bettmaterialabrieb und Feinpartikel gereinigt. Die anfallenden Verunreinigungen werden in einem dafür vorgesehenen Container zwischengelagert und anschließend entsorgt. Das so gereinigte Rauchgas wird nun über ein Gebläse (Saugzug) dem Kamin zugeführt. Direkt nach dem Saugzuggebläse wird ein Teil des Rauchgases entnommen und mittels eines weiteren Gebläses verdichtet und in weiterer Folge entweder als Fördermedium (Rezirkulat) oder zur Rauchgaskühlung nach der Nachbrennkammer eingesetzt.<sup>[34]</sup>

#### 4.1.5. Gasnutzung

##### Thermoölsystem und ORC-Modul

Die anfallende Abwärme des Produktgas-, des Rauchgasstroms als auch die 400°C heißen Abgasströme der beiden Jenbacher Gasmotoren werden weitgehend von einem einheitlichen Wärmeträgermedium nämlich einem Thermalöl aufgenommen.

Es existieren zwei miteinander hydraulisch verschränkte Thermoöl-Kreisläufe, die jedoch auf unterschiedlichen Temperaturniveaus betrieben werden.

Die Notwendigkeit eines Zweikreissystems ist auf das Teilstromprinzip (Primär- und Sekundärkreis) des ORC Moduls zurückzuführen.

Der Hochtemperatur-Kreislauf A wird im Temperaturbereich zwischen 240°C und 300°C und das Niedertemperatursystem B zwischen 150°C und 240°C betrieben.

Aufgrund der hydraulischen Verschränkung der beiden Kreisläufe ist es möglich, den teilweise stark erhöhten Energiebedarf der beiden Verdampferstufen zu decken. Somit kann der Niedertemperaturkreislauf B, an dem der Kondensatverdampfer als auch der Dampferhitzer hängt, mit zusätzlicher Wärmeenergie aus dem Hochtemperaturkreislauf A versorgt werden. <sup>[34]</sup>

Von der Funktion her arbeitet der ORC Prozess wie ein Dampfkraftsystem, welches statt mit herkömmlichem Wasser mit einem organischen Silikonöl betrieben wird. Dieses organische Medium hat ein niedriges Siedeverhalten und wird durch zwei Vorwärmerstufen aufgeheizt und mittels dem Thermoöl-Hochtemperaturkreis zum Verdampfen gebracht. Der Silikonöldampf wird in einer Dampfturbine mit angeschlossenem Generator zur Stromerzeugung entspannt. Im nachgeschalteten Rekuperator wird der Silikonabdampf aus der Turbine abgekühlt und anschließend im Kondensator verflüssigt. Die im Kondensator freiwerdende Energie der Abwärme wird von einem Wasser/Glykol Gemisch aufgenommen, um in einem weiteren Wärmetauscher die Trocknungsluft für die Biomassetrocknung auf 60°C aufzuwärmen.

Das ORC-Modul der Firma Adoratec, welches im Biomassekraftwerk Oberwart verbaut wurde, ist ausgelegt für eine Thermoöl-Gesamtwärmeleistung von ungefähr 2,5 MW<sub>th</sub> und liefert im Nennlastbetrieb bis zu 420kW<sub>el</sub> an elektrischer Leistung.

Aufgrund des verwendeten Mediums ist die Teillastfähigkeit von ORC-Anlagen sehr gut und es können ähnliche Wirkungsgrade wie bei vergleichbaren Wasserdampfanlagen erreicht werden.

Das Thermoöl im Hochtemperaturkreislauf A hat anfänglich eine Temperatur von 240°C und wird bis auf 300°C aufgeheizt durch die Abwärme im Produktgaskühler als auch den beiden Abhitzekeessel der Jenbacher Gasmotoren. Des Weiteren wird das 300°C heiße Thermalöl in die ORC-Einheit eingebracht, um das Silikonöl im Kreislauf des ORC-Moduls vorzuwärmen und in weiterer Folge zum Verdampfen zu bringen. Nachdem der Wärmeaustausch zwischen den beiden Medien stattgefunden hat, verlässt das Thermoöl bei einer Temperatur von 240°C die ORC-Einheit und kann im Kreislauf erneut weitergeführt werden. Der Niedertemperaturkreislauf B mit seinem anfänglich 150°C heißen Thermoöl nimmt die Abwärme im zweiten Produktgaskühler als auch im Rauchgas-Thermoölvorwärmer (Thermoöltemperatur 240°C) auf und dient zur Vorwärmung des ORC-Arbeitsmediums. Nach dem Verlassen des ORC-Moduls liegt die Thermalöltemperatur bei 150°C, jedoch wird die noch im Medium gespeicherte Energie den beiden Verdampferstufen (Kondensatverdampfer als auch Dampferzeuger) zugeführt. <sup>[34]</sup>



## 4.2. Eingliederung der PtG Technologie in das Biomassekraftwerk Oberwart

Als Grundlage für die Eingliederung der Power-to-Gas Technologie in ein bestehendes Kraftwerk dient als Beispiel das bereits im Kapitel Nr. 4.1 beschriebene Biomassekraftwerk in Oberwart. Hierzu werden im folgenden Kapitel unterschiedliche Annahmen getroffen und im Bezug auf ihren Output miteinander verglichen.

Ausgangspunkt für alle drei Varianten ist die Produktgaszusammensetzung, die in der Tabelle (Tab.16) dargestellt wird.

Produktgaszusammensetzung	
CO	25 vol-%, trocken
CO <sub>2</sub>	21 vol-%, trocken
CH <sub>4</sub>	11 vol-%, trocken
H <sub>2</sub>	38 vol-%, trocken
C <sub>2</sub> +H <sub>x</sub> +	3,5 vol-%, trocken
N <sub>2</sub>	1,5 vol-%, trocken
H <sub>2</sub> O	35 vol-%
Staub	≈ 50 g/Nm <sup>3</sup> , trocken
Flugkoks	≈ 20 g/Nm <sup>3</sup> , trocken
Teer	≈ 2,5 g/Nm <sup>3</sup> , trocken

Tabelle 16: Produktgaszusammensetzung im Kraftwerk Oberwart

Für alle nachfolgenden Berechnungsvarianten wurde die Vergaser-Brennkammer-Einheit als Ausgangspunkt für die Berechnung gewählt. (siehe Abb.37)

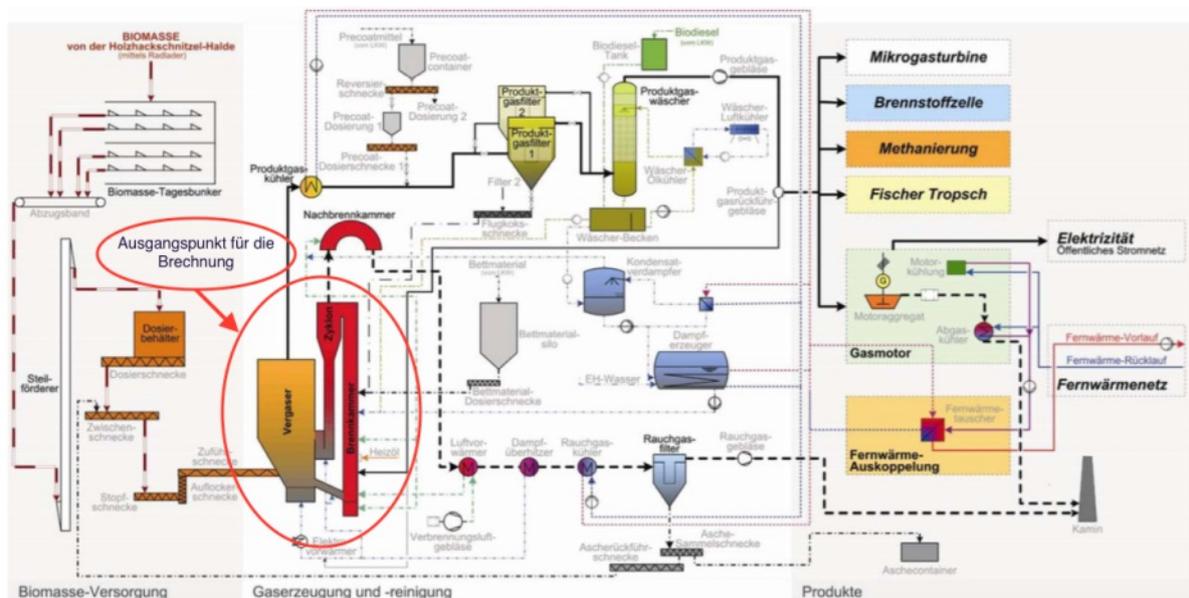


Abb 37: Fließbild der Biomasseanlage in Oberwart

Das Produktgas beinhaltet einige Bestandteile, wie höhere Kohlenwasserstoffe (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>+), Stickstoff (H<sub>2</sub>), Staub, Flugkoks und Teer, die nicht für die weiteren Berechnungsschritte essentiell sind aus diesem Grund werden diese vernachlässigt. Des Weiteren werden in den Kalkulationsvarianten keine Konversionsverluste berücksichtigt. <sup>[34]</sup>

## 4.2.1. Berechnungsvariante 1

In der ersten Annahme wird der zur Verfügung stehende Produktgasstrom direkt nach dem Vergaser in eine Methanisierungsanlage geleitet (siehe Grafik Abb.37). Die im Strom enthaltenen Edukte Kohlendioxid als auch Wasserstoff werden mittels des Sabatier-Prozesses und unter Mitwirkung von Katalysatoren zur Reaktion gebracht.

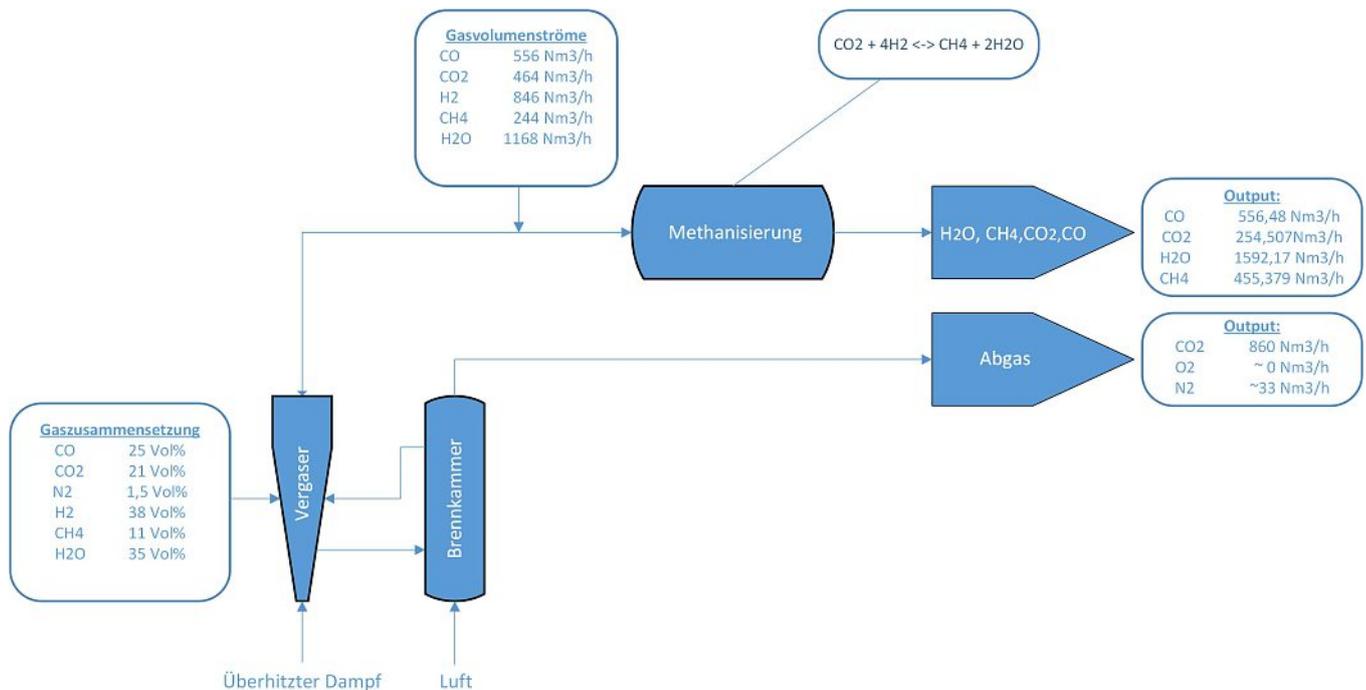


Abb38: Berechnungsvariante 1 für Biomasseanlage in Oberwart,

Vor der Methanisierung waren bereits 244 Nm<sup>3</sup>/h an Methan enthalten und durch den Sabatier Verfahrensschritt erhält man einen Zugewinn von 211 Nm<sup>3</sup>/h an synthetischem Erdgas. Summa summarum findet eine knapp 46%ige Reduktion des Treibhausgases (CO<sub>2</sub>) zu Gunsten von einem Methanoutput in Höhe von 455 Nm<sup>3</sup>/h statt.

Aufgrund der geringen Wasserstoffmenge, die Anfangs im Produktgas enthalten war, konnte das vorhandene Potenzial in Form von Kohlendioxid und -monoxid nur zu 37,1% genutzt werden.

Wenn man den Verbrennungsprozess in der Brennkammer, bei dem größtenteils CO<sub>2</sub> entsteht, auch berücksichtigt stellt man fest, dass das verfügbare Potential von CO und CO<sub>2</sub> nur zu 24,1% genutzt wird.

Die Effizienz könnte gesteigert werden, indem zusätzlicher Wasserstoff, der zum Beispiel aus einer Elektrolyse stammt, eingespeist wird. Dieser Ansatz wird in der Berechnungsvariante 2 näher betrachtet.

## 4.2.2. Berechnungsvariante 2

Bei der zweiten Berechnungsvariante wird erneut die für die Kalkulation relevante Gaszusammensetzung als Ausgangspunkt genommen. Bei dieser Fließbildvariante (Abb.39) wird darauf geachtet, dass das bereits im Produktgas vorhandene CO und CO<sub>2</sub> zur Gänze genutzt wird. Somit muss eine gewisse Menge an Wasserstoff mittels Elektrolyse produziert und direkt zur Methanisierung eingebracht werden.

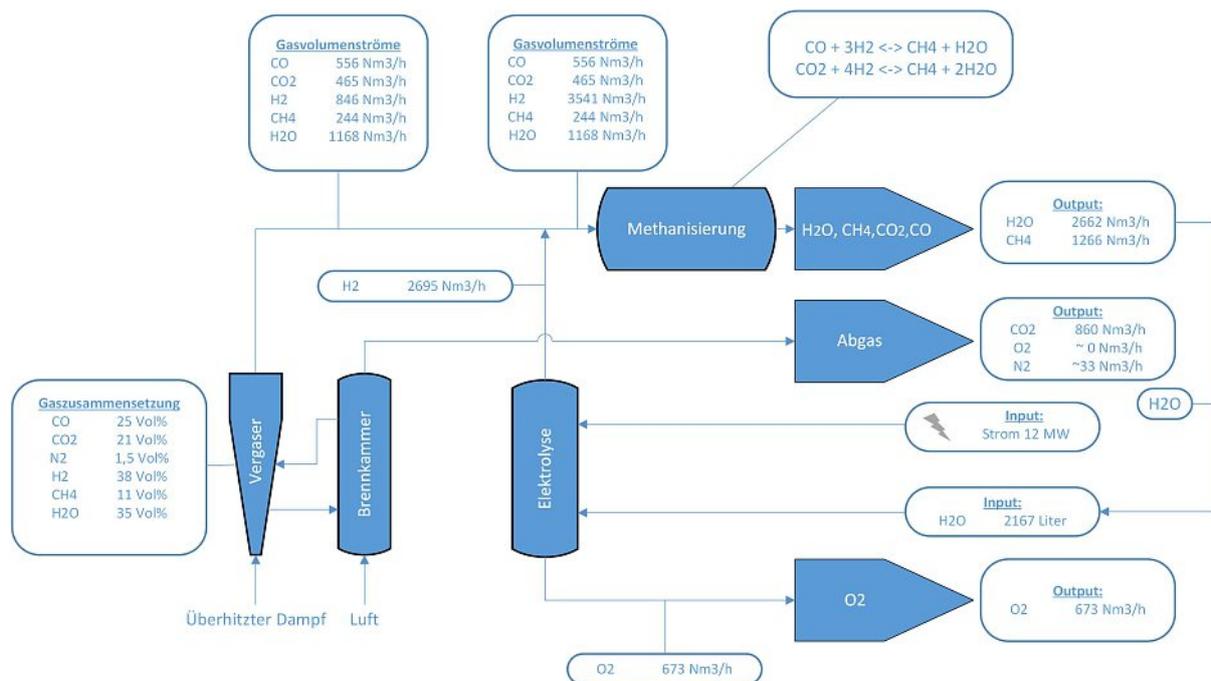


Abb39: Berechnungsvariante 2 für Biomasseanlage in Oberwart,

Laut Berechnung erhält man als Ergebnis, dass eine Wasserstoffmenge von knapp 2700Nm<sup>3</sup>/h für die Sabatier-Prozesse benötigt wird. Nachdem jetzt bekannt ist was für ein Output an H<sub>2</sub> im Bezug auf die Elektrolyse benötigt wird, kann auch hier in weiterer Folge eine Rückrechnung im Bezug auf das benötigte Wasser als auch die benötigte Stromleistung angestellt werden.

Eine errechnete Leistung von 12MW könnte zum Beispiel als Überschussstrom aus den Windparks geliefert werden, um knapp 2170 Liter Wasser per Elektrolyse aufzuspalten. So erhält man die benötigte Wasserstoffmenge für die Methanisierung als auch 674 Nm<sup>3</sup>/h reinen Sauerstoff, der direkt in die Atmosphäre entlassen beziehungsweise als weiteres Produkt vermarktet werden kann.

Als Output aus der Methanisierung erhält man knapp 1270 Nm<sup>3</sup>/h Methan und 2138 Liter Wasser.

Die Kalkulation der Variante 2 ist von der Effizienz her weit aus besser als die Berechnung im Beispiel (Variante) 1 jedoch gibt es auch hier Optimierungspotenzial. Einerseits kann auch das anfallende Kohlendioxid aus der Brennkammer als Eduktlieferant für die Methanisierung dienen andererseits kann das Nebenprodukt H<sub>2</sub>O direkt zur Aufspaltung in der Elektrolyse weiterverwendet werden.

### 4.2.3. Berechnungsvariante 3

Die Berechnungsmethode 3 hat den selben Ausgangspunkt auch im Bezug auf die vereinfachte Produktgaszusammensetzung wie die vorigen Berechnungsmodelle. In dieser Berechnungssimulation (Abb.40) wird das anfallende Kohlendioxid aus der Brennkammer auch als Rohstofflieferant für die Methanisierung herangezogen.

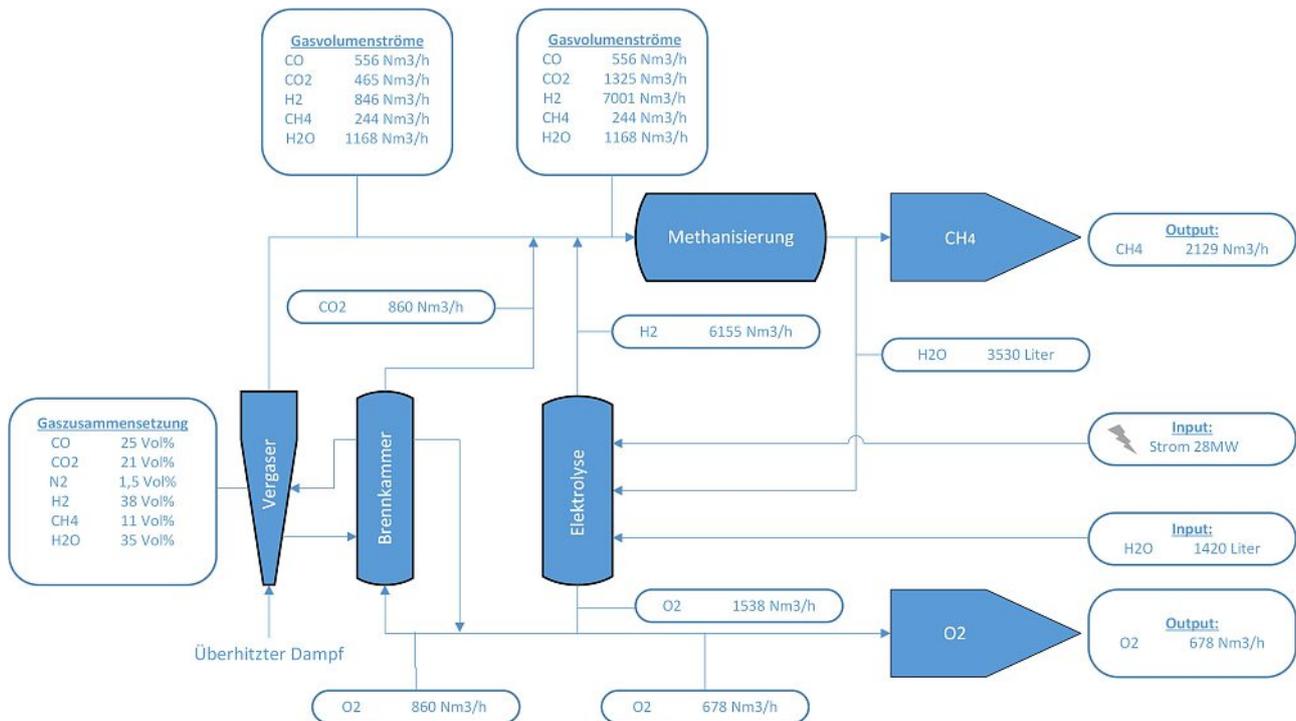


Abb40: Berechnungsvariante 3 für Biomasseanlage in Oberwart,

In Summe stehen jetzt insgesamt 556 Nm<sup>3</sup>/h Kohlenmonoxid, 1324 Nm<sup>3</sup>/h Kohlendioxid und 846 Nm<sup>3</sup>/h Wasserstoff zur Verfügung.

Über die beiden Redoxreaktionen des Sabatier-Prozesses kann auf die benötigte Wasserstoffmenge aus der Elektrolyse zurückgerechnet werden. Um die Reaktionen rein rechnerisch vollständig ablaufen zu lassen, werden 6155Nm<sup>3</sup>/h Wasserstoff benötigt. Als Output aus der Methanisierungsanlage erhält man 2128 Nm<sup>3</sup>/h Methan und ungefähr 3530 Liter H<sub>2</sub>O. Das Nebenprodukt kann auf direktem Wege zurück zur Elektrolyse geleitet werden und als Edukt für die elektrische Aufspaltung dienen.

Zusätzlich zu den 3530 Liter Wasser, die nach der Methanisierung anfallen, müssen noch 1420 Liter Frischwasser der Elektrolyse hinzugefügt werden.

Um den gewünschten Output zu bekommen, sind ungefähr 28MW elektrischer Leistung notwendig. Als Nebenprodukt entsteht reiner Sauerstoff, der zum Teil der Brennkammer zugeführt und der Überschuss von 679 Nm<sup>3</sup>/h direkt in die Atmosphäre entlassen beziehungsweise als Produkt verkauft werden kann.

#### 4.2.4. Vergleich der drei Berechnungsvarianten

Bereits beim Vergleichen der drei Berechnungsvarianten kann festgestellt werden, dass es große Unterschiede im Bezug auf Output von Methan und Reduzierung der Treibhausgase gibt.

Schon bei der ersten Version stellt man fest, dass durch die Methanisierung des bereits im Produktgas enthaltenen CO<sub>2</sub> eine Reduzierung von 15,9 % bei gleichzeitiger Methan-Outputsteigerung von 86,36% herbeigeführt werden kann.

Durch den Einsatz der Elektrolyse kann die CH<sub>4</sub>-Produktion im Berechnungsmodell 2 durch die vollständige Umsetzung von Kohlenmonoxid als auch –dioxid sogar um 54,29% gesteigert werden. Zu erwähnen wäre noch, dass das theoretisch zur Verfügung stehende CO<sub>2</sub> aus der Brennkammer nicht berücksichtigt wird, jedoch trotzdem der Erdgas-Output im Vergleich zur ersten Berechnung um 418,18 % gesteigert werden kann.

In der Berechnungsvariante 3 wird nun das in der Brennkammer zusätzlich anfallende CO<sub>2</sub>, als auch das nach dem Methanisierungsvorgang vorhandene Wasser im Prozess eingebunden. Das aufsummierte CO<sub>2</sub> als auch CO kann zur Gänze mit dem Wasserstoff aus der Elektrolyse in der Methanisierung umgesetzt werden. Einerseits steigt durch die Wiederverwendung des H<sub>2</sub>O aus der Erdgasproduktion der Wirkungsgrad des kompletten Prozesses und andererseits steigt auch die Methanausbeute, um 771,26% im Vergleich zur primären Berechnung.

Natürlich stellt man bei ganz nüchterner Betrachtung fest, dass die Modelle 2 und 3 nicht nur Vorteile haben, sondern auch einen nachteiligen Input in Form von Strom und Wasser für die Elektrolyse fordern. In Zeiten des Klimawandels bieten diese Verfahrensmodelle eine echte Alternative zur Minimierung von klimaschädlichen Schadstoffen. Die Reduktion der Emissionen findet nämlich bereits im Ursprung statt mit dem positiven Nebeneffekt, dass Methan als neues Produkt entsteht.

### 5. Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG)

Wenn man in den letzten Jahren die Wirtschaftsnachrichten in punkto Speicherung aktiv verfolgt hat, dann kommt man an einer Firma nicht vorbei.

Die Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft auch RAG genannt, ist das traditionsreichste Explorations- und Produktionsunternehmen in Österreich, welches sich seit der Firmengründung im Jahre 1935 mit der Aufsuchung und Förderung von Öl und Gas als auch Speicherung von Erdgas beschäftigt.

#### 5.1. Geschichte

Schon bereits Anfang des 20igsten Jahrhunderts wurde in Österreich ein großes Erdölpotenzial durch zahlreiche Funde bestätigt. In der Zeit der österreichisch-ungarischen Monarchie wurden im Rekordjahr 1909 knapp 2 Millionen Tonnen Öl gefördert, was in der damaligen Zeit knapp 5% der Weltproduktion entsprach.

Österreich war somit nach Amerika und Russland der drittgrößte Erdölförderer weltweit. <sup>[35]</sup>

Zahlreiche Bohrungen in den 20er und 30er Jahren im Raum Wiener Becken waren zu Beginn sehr vielversprechend, jedoch brachten diese nicht den erhofften wirtschaftlichen Erfolg. Der erste lukrative Fund auf österreichischem Boden wurde im Jahr 1934 durch die EPG (Erdöl-Produktions-Gesellschaft) im Steinberggebiet bei Zistersdorf (Niederösterreich) mit der Bohrung Gösting II getätigt.

Einige ölfördernde Firmen wurden, bedingt durch diese Auffindung, aufmerksam und somit bereit in Österreich Investitionen zu tätigen.

Die Shell-Floridsdorfer Mineralöl Fabrik und die Socony Vacuum Oil Company Inc (heute Exxon Corporation) entschieden sich dem Trend zu folgen und gründeten am 15.10.1935 die Rohöl-Gewinnungs Aktiengesellschaft (RAG).

Die RAG gehört, je zu 50%, den beiden Konzernen mit dem Ziel die inländische Rohstoffbasis zu erkunden und gleichzeitig Österreich vom importierten Rohöl unabhängiger zu machen. <sup>[35]</sup>

Die RAG war dank ihrer internationalen Eigentümer und dem neuesten Know-how auch Vorreiter auf den Arbeitsgebieten Aufsuchung, Aufschließung und Gewinnung. Dieser Vorteil ermöglichte es, neueste Aufsuchungstechnologien, wie das Counterflush-Verfahren, das den Abtransport des ausgebohrten Kerns wesentlich beschleunigt, erstmals in Österreich einzusetzen. <sup>[35]</sup>

Dank dieser effizienten Methode gelang es in kürzester Zeit im Wiener Becken das Göstingfeld, Gaiselbergfeld und Hochzonen entlang des Steinbergbruches in Niedersulz, Hohenrappersdorf und Wolkersdorf zu entdecken. Ein weiterer Umstand, der für den Erfolg der RAG sprach, war die geologische Kartierung, verbunden mit den Strukturbohrungen, die die vermuteten ölhaltigen Strukturen untermauerte. Diese Analyse führte dazu, dass weitere bohrreife Strukturen in Eichhorn, Matratzen-Ollersdorf und Aderklaa erschlossen werden konnten. <sup>[36]</sup>

Mit der Machtübernahme der Nationalsozialisten und der Eingliederung von Österreich ins deutsche Reich änderte sich im März 1938 alles. Die bisher geltenden, gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Erdölgewinnung wurden mit sofortiger Wirkung außer Kraft gesetzt und den Gesetzen des deutschen Reichs angeglichen. Somit hatte der deutsche Staat alleinigen Einfluss auf die Gewinnung des schwarzen Goldes und konnte damit die strategisch, wichtigen Ölfelder während der Kriegsjahre rücksichtslos ausbeuten. <sup>[35]</sup>

Mit dem Beginn des zweiten Weltkriegs im Jahre 1939 wurden alle Aufschlussbohrungen eingestellt und das vorrätige Bohrequipment ausschließlich für Produktionsbohrungen verwendet. Des Weiteren kamen deutsche Erdölunternehmen, wie die deutsche Erdöl AG (DEA) und die Preußische Bergwerkshütten AG (PREUSSAG) nach Österreich, um die Verfügbarkeit und Förderung des Erdöls für die Kriegswirtschaft zu gewährleisten.

Natürlich wurden die Förderfirmen aus dem eigenen Land im Bezug auf die 42 Konzessionsgebiete, die größtenteils im Wiener Becken lagen, klar bevorzugt. Der RAG blieben bis 1941 lediglich die nicht so ertragreichen vier Grubenfelder im Raum Zistersdorf, Aderklaa und Hohenrappersdorf, die bis Mitte 1945 insgesamt nur knapp 1,5 Millionen Tonnen Erdöl gebracht haben. <sup>[35]</sup>

Vom Ertrag der geförderten Erdölmengen in den drei Jahren blieb dem österreichischen Erdölförderer nicht viel übrig, da der Gewinn bedingt durch die Dividendenabgabenverordnung stark beschnitten war.

Mit dem Ende des zweiten Weltkriegs im Jahr 1945 fand auch die Aufteilung Österreichs in die vier Besatzungszonen statt. Dies hatte weitreichende Konsequenzen den der Osten, wo die RAG die meisten Explorationsgebiete hatte, wurde der sowjetischen Besatzungsmacht zugeteilt. Sofort wurden die Ölfelder von den sowjetischen Soldaten beschlagnahmt, die Förderanlagen demontiert und die Einzelteile abtransportiert.

Nach der Intervention der österreichischen Bergbaubehörde erklärten die Russen sich bereit die Erdöl- und Erdgasindustrie wieder instand zu setzen. Nach dem Wiederaufbau der Förderanlagen stand die fortlaufende Produktion unter ständiger sowjetischer Beobachtung. Des Weiteren musste das von der RAG produzierte Erdöl bis zum Ende des Besatzungszeitraums im Jahr 1955 an die sowjetische Mineralölverwaltung (SMV) zu einem festgesetzten Preis abgegeben werden.

Im Jahr 1946 wurde die RAG formell im ersten Verstaatlichungsgesetz in den Besitz der Österreichischen Republik übertragen, dennoch kämpfte das Unternehmen weiterhin aufgrund der maximalen, sowjetischen Ausbeutung der Grubenfelder ums Überleben.

Aus diesem Grund entschied sich die RAG außerhalb der russischen Zone Aufträge anzunehmen um das drohende Aus des Unternehmens abzuwenden. Zwar erhielt das österreichische Unternehmen die Unterstützung der Regierung, jedoch konnten keine Aufsuchungs- und Gewinnungsverträge ohne der Zustimmung der Besatzungsmächte vergeben werden. Lediglich die Aussicht auf Forschungsverträge bestand, dies aber war mit relativ hohen Kosten und keinerlei Aussicht auf Förderungsrechte verbunden.<sup>[35]</sup>

Nichtsdestotrotz ging die RAG dieses Risiko ein und erhielt gemäß dem § 2 des Lagerstättengesetzes vier Forschungsaufträge im Raum Oberösterreich, Salzburg und der Steiermark.

Das neue Arbeitsgebiet umfasste insgesamt eine Fläche von knapp 5.500 km<sup>2</sup> und beinhaltete die Gebiete Ried im Innkreis, Salzburg-Braunau, Bad Hall und Feldbach.

Mit diesem zweiten Standbein betrat die RAG natürlich völliges Neuland da es bis dato keine geologischen Kartierungen dieser Regionen gab. Die ersten Erkenntnisse aus den reflexionsseismischen Untersuchungen waren sehr vielversprechend, jedoch dämpften die nachfolgenden Strukturbohrungen die zu Beginn hohen Erwartungen enorm.

Die Sowjetunion hatte zwar dem Staatsvertrag zugestimmt, jedoch nur unter der Bedingung, dass das von den Russen ursprünglich im Zuge der Besatzung beanspruchte Vermögen (ehemals deutsches Eigentum) an Österreich übertragen wird.<sup>[35]</sup>

Somit durften die Schürfrechte nicht in ausländische Hände gelangen, sondern im Zuge der Restitution musste ein österreichischer Eigentümer geschaffen werden.

Aus diesem Grund wurde die ehemaligen, sowjetischen Aufsuchungs- und Gewinnungsverträge inklusive den Ölfeldern an die neugegründete Österreichische Mineralölverwaltung (OMV) überschrieben.<sup>[35]</sup>

Der Verlust der ehemaligen Schürfrechte bedeutete enorme finanzielle Einbußen, jedoch wurde mit dem Staat über eine Entschädigung verhandelt.

Im Jahr 1964 wurden der RAG eine finanzielle Entschädigung und Konzessionsgebiete mit einer Gesamtfläche von 6.600km<sup>2</sup> im Raum Salzburg, Oberösterreich und der Steiermark zugesagt.

Die neuen oberösterreichischen Explorationsgebiete Puchkirchen 1 und Voitsdorf 1 entpuppten sich als eine Goldader und schon bald überstieg die Rohölförderung jene aus den niederösterreichischen Grubenfeldern rund um Zistersdorf.

Des Weiteren erwies sich Voitsdorf noch aus einem weiteren Grund als der perfekte Standort im Hinblick auf den Energieträger Erdgas. In erster Linie sah man Methan als Nebenprodukt der eigentlichen Erdölförderung, jedoch erkannte die RAG bei näherer Betrachtung und unter Zuhilfenahme von modernen, seismischen Methoden relativ schnell das verfügbare Energiepotenzial. Das Interesse an dem gasförmigen Energieträger wurde stetig größer aufgrund der einfachen und bequemen Handhabung beziehungsweise Regelbarkeit als auch der sauberen und umweltfreundlichen Verbrennung. Ein weiterer Aspekt, der für CH<sub>4</sub> sprach war der erhöhte Bedarf in den Großstädten und den zahlreichen Industrieunternehmen.<sup>[35]</sup>

Binnen weniger Jahre gelang es der RAG viele kleine Erdgaslagerstätten aufzusuchen, zu erschließen und die Ballungszentren, als auch die Industriegebiete in Oberösterreich mit dem gasförmigen Energieträger zu versorgen.

Die gute Vernetzung der Lagerstätten, als auch die Pipelineanbindung nach Wien, machten die RAG zu einem der wichtigsten Energielieferanten der Region.

In den Konzessionsgebieten des Bundeslandes Steiermark blieben die Erfolge trotz intensiver Bemühungen und zahlreichen Tiefbohrungen im Bezug auf Gas und Öl aus.

Nach dem Erdgas-Boom in den 1960er Jahren waren die Erdgas- und Rohölproduktion die zwei tragenden Säulen des Unternehmens, jedoch erweiterte die RAG ihr Geschäftsfeld um zwei weitere Standbeine.

Zum einen war es die Lagerung von Erdöl in Lagertanks, die in der Zeit des zweiten Weltkriegs (in Zistersdorf) und in den 70er Jahren (in Kremsmünster) errichtet worden sind, mit einer Gesamtkapazität von 240.000 Tonnen und zum anderen war es die Speicherung von CH<sub>4</sub> in ausgedienten Erdgaslagerstätten.<sup>[35] [37]</sup>

Bereits in den späten 70er Jahren forschte das Unternehmen intensiv an der Umsetzung der Rückeinlagerung von Gas in den unterirdischen Speichern und schaffte den Durchbruch im Jahr 1982 mit dem Erdgasdepot in Puchkirchen.

Der Aufbau des Geschäftsfeldes Speicher war für das Unternehmen ein zukunftsweisender Schritt. Aus heutiger Sicht zählt die RAG zu den mittlerweile größten Speicherbetreibern Europas und ist einer der Hauptakteure in punkto Versorgungssicherheit von Österreich und der Europäischen Union.<sup>[35] [36]</sup>

Die Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft beschränkte sich nicht nur auf den heimischen Markt, sondern wurde international indem das Unternehmen ins Ausland expandierte. Zunächst beschränkte sich die RAG in den 90er Jahren des letzten Jahrhunderts auf die Gesteinsstrukturen in der Molassezone, die sich von Oberösterreich nach Bayern in Deutschland erstreckt. Insgesamt besitzt die RAG in Bayern zwei Konzessionen (Salzach-Inn und Chiemgau) mit einer Gesamtfläche von 3.123km<sup>2</sup>.<sup>[35]</sup>

Im darauffolgenden Jahr expandierte die Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft auf zwei weiteren Märkten nämlich in Ungarn und Polen.

Das Unternehmen erweiterte sein geographisches Betätigungsfeld im Oktober 2009 indem es ein ortsansässiges Explorationsunternehmen mit Sitz in Budapest aufkaufte.

Ungarn ist ein Land das noch unerschlossenes Gas- und Ölpotential bietet mit einer landesweiten gut ausgebauten Infrastruktur und einem liberalen Gasmarkt.

Des Weiteren besitzt Ungarn als EU-Mitgliedsstaat zuverlässige Rahmenbedingungen mit einem aktiven Markt für Explorationslizenzen und deckt seinen landesweiten Energiebedarf zu 50 % mit Erdgas ab.

Das Unternehmen RAG Hungary Kft. besitzt insgesamt vier Explorationslizenzen und sechs Gasproduktionsfelder. Im ersten Quartal 2010 hat seitens der RAG die erste Gasproduktion stattgefunden.<sup>[36]</sup>

Neben Ungarn kaufte sich die RAG auch im Jahr 2009 bei dem polnischen Unternehmen Saponia Investments Sp.z.o.o, mit Sitz in Warschau, ein. Der prozentuelle Anteil liegt bei 26,3% und umfasst die Beteiligung an drei Konzessionsgebieten im Norden Polens mit einer Gesamtfläche von 2.951km<sup>2</sup>.

Die Explorationsgebiete liegen im Baltischen Becken wo hauptsächlich ordovizische und silurische Tongesteine vorzufinden sind und sogenannte Shale-Gas-Vorkommen vermutet werden.<sup>[35] [36]</sup>

Dies sind mehrere 100 Millionen Jahre alte Tongesteinsformationen, die größtenteils aus organischem Material bestehen und somit ein ideales dichtes Muttergestein für etwaige Erdgas- und Erdölvorkommen bildet. Die Herausforderung besteht darin diese Lagerstätten, die eine sehr geringe Porosität haben, zu erschließen und in weiterer Folge auch zu fördern.

Zwar wird das Aufsuchen und Erschließen von Shale-Gas-Vorkommen auf amerikanischem Boden schon seit Jahren betrieben, jedoch gibt es im europäischen Raum noch fast gar keine Erfahrungs- und Vergleichswerte. Die RAG möchte, die auf drei Jahre befristeten Explorationsrechte nutzen um Erkenntnisse zu gewinnen und somit das geeignetste Verfahren für derartige Tongesteinsformationen zu finden.<sup>[36]</sup>

## 5.2. Erdgasspeicher der RAG in Österreich

Die Rohöl – Aufsuchungsgesellschaft fördert seit den 1960er Jahren Erdgas in den Bundesländern Ober- und Niederösterreich. Heute betreibt die RAG ungefähr 190 Gassonden und ist in der Lage mit der heimischen Produktion den Eigenbedarf Österreichs zu einem Sechstel zu decken, was einem Jahresverkauf von über 700 Millionen m<sup>3</sup> Gas entspricht Summa Summarum gelang es dem österreichischen Traditionsunternehmen in den letzten fünf Jahrzehnten rund 24 Milliarden m<sup>3</sup> Erdgas zu explorieren.<sup>[38]</sup>

In den 80er Jahren wurde das Gasgeschäft für die RAG zum wesentlichen Standbein da das Unternehmen erkannte, dass die Lagerstätten auch als Speicher verwendet werden können. Somit bestand seit dem Jahr 1982 die Möglichkeit Erdgas im großen Ausmaß Untertage im Erdgasspeicher Puchkirchen zu speichern und somit die Versorgungssicherheit, als auch etwaige Lieferzusagen zu gewährleisten.

Der Fund des bislang größten Gasfeldes (1997) in Haidach bei Straßwalchen sicherte einerseits die Erdgasversorgung, die bis auf 800 Millionen Kubikmeter pro Jahr ausgebaut werden konnte und andererseits konnte die Lagerstätte als künftiger Erdgasspeicher

verwendet werden. Anfang des 21. Jahrhunderts wurden weitere Lagerstätten wie Nussdorf West 1 und Zagling 1 gefunden.

Voraussetzung, dass man einen unterirdischen Erdgasspeicher anlegen kann, ist das Vorhandensein von einlagerungsfähigen, dichten Gesteinsstrukturen. Österreich ist eines der wenigen europäischen Länder, bei denen solche geologischen Strukturen vorgefunden werden und aus diesem Grund zählt die RAG zu Recht zu den größten Speicherbetreibern Europas.

Vorzugsweise werden hierzu ehemalige Gaslagerstätten genommen, da die Dichtheit der Lagerstätte sich über Millionen Jahre bereits bestätigt hat. <sup>[36] [37]</sup>

Des Weiteren werden noch einige Aggregate und Geräte, die für die reibungslose Einlagerung als auch Förderung des Gases wichtig sind, oberirdisch benötigt. Das ankommende Gas wird über die Messstation, in der die Qualität als auch die Menge des Gases gemessen wird, geleitet. Des Weiteren kommt das Gas in die Kompressor- beziehungsweise Verdichteranlage, wo das Erdgas auf den benötigten Einpressdruck gebracht wird. <sup>[36] [37]</sup>

Durch den Verdichtungsprozess wird das Gas stark erwärmt aus diesem Grund folgt danach eine Abkühlung mittels einer Kühlanlage und die anschließende Einleitung des Gases über den Bohrlochkopf. Das Erdgas wird über mehrere Sonden in die natürlichen Gesteinsschichten eingepresst, wobei der ursprüngliche Lagerstättendruck nicht überschritten wird. Bei Bedarf kann das Gas jederzeit entnommen werden, jedoch muss eine Aufbereitung stattfinden.

Ein Reinigungs- als auch Trocknungsprozess ist nötig, da das Gas in der Lagerstätte Feuchtigkeit und Verunreinigungen aufnimmt. Nachdem die Gasreinigung mittels Wäscher und die Trocknung mittels Glykol stattgefunden hat, kann das Erdgas zum Beispiel direkt dem Erdgasnetz zugeführt werden. <sup>[36] [37]</sup>

In der nachfolgenden Grafik (Abb.41) ist der typische Aufbau einer Lagerstätte zu sehen.

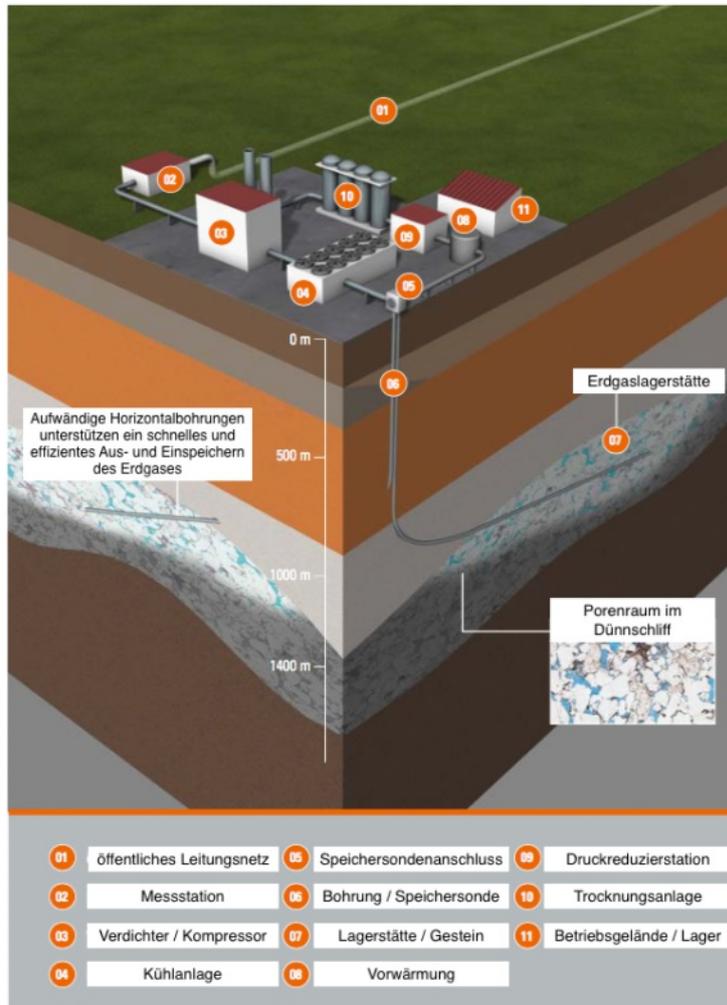


Abb 41: RAG - schematischer Aufbau einer Lagerstätte

### 5.2.1. Erdgasspeicher Puchkirchen

Im Jahr 1956 wurde am Standort Puchkirchen in Oberösterreich erstmals nach zahlreichen Bohrungen Erdgas gefunden und bereits 1960 zum ersten Mal kommerziell gefördert. Nach knapp 25 jähriger Förderung war die Lagerstätte ausgebeutet und man begann den Fundort in eine Speicherstätte umzubauen. Dieser Ausbau fand in mehreren Stufen statt, sodass bereits im Sommer 2009 die Lagerstätten Puchkirchen und Haag über eine 20 Kilometer lange Leitung verbunden waren und somit ein gesamtes Arbeitsgasvolumen von 1,1 Milliarden m<sup>3</sup> (=12,1 TWh) Erdgas zur Verfügung stand. <sup>[37] [39]</sup>

In der nachfolgenden Tabelle (Nr.17) sind die Leistungskennzahlen der Gasspeicher Puchkirchen und Haag zu sehen.

Leistungskennzahlen (2014)		Puchkirchen / Haag
Ausdehnung der Lagerstätte		6x2 km / 5x2 km
Lagerstättentiefe		1.100 m / 1.000 m
Arbeitsgasvolumen	12,1 TWh	1.080 Mio. m <sup>3</sup>
Max. Ausspeicherkapazität	5,8 GW	520.000 m <sup>3</sup> /h
Max. Einspeicherkapazität	5,8 GW	520.000 m <sup>3</sup> /h

Tabelle 17: Leistungskennzahlen Gasspeicher Puchkirchen/Haag

## 5.2.2. Erdgasspeicher Haidach

Mit einem Arbeitsgasvolumen von 29,7 TWh ist Haidach der zweitgrößte Erdgasspeicher Mitteleuropas. An diesem Gemeinschaftsprojekt mit einem Investitionsvolumen von 300 Millionen Euro ist die RAG und ihre Partnerfirmen die russische Gasprom und die deutsche Wingas GmbH/Astora beteiligt.

Die Rohöl Aufsuchungsgesellschaft fungiert bei diesem Projekt als Planer, Errichter und technischer Betreiber und nahm am 4 Juli 2007 die erste Ausbaustufe des Speichers in Betrieb. Im April 2011 folgte die Inbetriebnahme der zweiten Ausbaustufe und somit stand ein Gesamtspeichervolumen von 2.640 Millionen m<sup>3</sup> zu Verfügung. Die 17,5 km<sup>2</sup> große Lagerstätte besteht hauptsächlich aus Sandstein, in dessen Poren das Erdgas eingelagert ist, und wird von einer bis zu 100 m dicken Tonschicht überlagert.

In der nachfolgenden Tabelle (Nr.18) sind die Eckdaten zur Lagerstätte aufgezeigt. <sup>[37] [38]</sup>

Leistungskennzahlen (2014)		Haidach
<b>Ausdehnung der Lagerstätte</b>		3,5x5 km
<b>Lagerstättentiefe</b>		1.600 m
<b>Arbeitsgasvolumen</b>	29,7 TWh	2.640 Mio. m <sup>3</sup>
<b>Max. Ausspeicherkapazität</b>	12,4 GW	1,1 Mio. m <sup>3</sup> /h
<b>Max. Einspeicherkapazität</b>	12,4 GW	1,0 Mio. m <sup>3</sup> /h

Tabelle 18: Leistungskennzahlen Gasspeicher Haidach

## 5.2.3. Erdgasspeicher 7Fields

Bei dem Gemeinschaftsprojekt 7Fields handelt es sich um ehemalige Lagerstätten im Raum Oberösterreich und Salzburg, die über Erdgasleitungen untereinander verbunden sind. Des Weiteren besteht eine Verbindung zur zentralen Sammel- und Messstation als auch zum internationalen Erdgasleistungsnetz.

Abgesehen von der RAG, die als Planer, Errichter und technischer Betreiber fungiert, ist noch ein zweites Unternehmen, nämlich die deutsche E.ON Gas Storage GmbH, am Speicherprojekt beteiligt.

Die erste Ausbaustufe wurde im zweiten Quartal des Jahres 2011 in Betrieb genommen und die sekundäre Erweiterung folgte drei Jahre später im April 2014. Zur 7Fields-Anlage, die ein Gesamtspeichervolumen von 1.733 Millionen m<sup>3</sup> beherbergt, gehören oberirdisch noch 4 Speicher- und 3 Messstationen mit Anschlüssen zum nationalen und internationalen Gasnetz.

In der Tabelle (Nr.19) sind die Einzelheiten zur 7 Fields-Anlage zu sehen. <sup>[37] [38]</sup>

Leistungskennzahlen (2014)		7 Fields
<b>Lagerstättentiefe</b>		zw. 1300 m – 2.300 m
<b>Arbeitsgasvolumen</b>	19,5 TWh	1.733 Mio. m <sup>3</sup>
<b>Max. Ausspeicherkapazität</b>	10,1 GW	903.000 m <sup>3</sup> /h
<b>Max. Einspeicherkapazität</b>	6,8 GW	602.000 m <sup>3</sup> /h

Tabelle 19: Leistungskennzahlen Gasspeicher 7-Fields

#### 5.2.4. Erdgasspeicher Haidach 5

Im Jahr 2005 fand die Umwidmung der ehemaligen Erdgaslagerstätte Haidach 5 in einen unterirdischen Speicher statt mit einem Arbeitsgasvolumen von 16 Mio. m<sup>3</sup> und einer maximalen Ein- beziehungsweise Ausspeicherkapazität von 225MW. Weitere Daten werden in der Tabelle Nr.20 angegeben. <sup>[37] [38]</sup>

<b>Leistungskennzahlen (2014)</b>		<b>Haidach 5</b>
<b>Ausdehnung der Lagerstätte</b>		0,5x1 km
<b>Lagerstättentiefe</b>		1.450 m
<b>Arbeitsgasvolumen</b>	180 GWh	16 Mio. m <sup>3</sup>
<b>Max. Ausspeicherkapazität</b>	225 MW	20.000 m <sup>3</sup> /h
<b>Max. Einspeicherkapazität</b>	225 MW	20.000 m <sup>3</sup> /h

Tabelle 20: Leistungskennzahlen Gasspeicher Haidach 5

#### 5.2.5. Erdgasspeicher Aigelsbrunn

Im Jahr 2001 startete erstmals die Erdgasförderung in der Lagerstätte Aigelsbrunn und dauerte bis zum Jahr 2008 an. Nachdem dieser Standort erschöpft war, wurden innerhalb der nächsten 3 Jahre die Umbauarbeiten zu einem Erdgasspeicher durchgeführt. Bereits am 1. April 2011 wurde der Standort als Erdgasspeicherstätte mit einem Arbeitsgasvolumen von 100 Millionen m<sup>3</sup> in Betrieb genommen. <sup>[37] [38]</sup>

In der nachfolgenden Tabelle (Nr.21) sind die Kennzahlen für Aigelsbrunn zu sehen.

<b>Leistungskennzahlen (2014)</b>		<b>Aigelsbrunn</b>
<b>Ausdehnung der Lagerstätte</b>		1,5x1 km
<b>Lagerstättentiefe</b>		1.350 m
<b>Arbeitsgasvolumen</b>	1,1 TWh	100 Mio. m <sup>3</sup>
<b>Max. Ausspeicherkapazität</b>	562 MW	50.000 m <sup>3</sup> /h
<b>Max. Einspeicherkapazität</b>	562 MW	50.000 m <sup>3</sup> /h

Tabelle 21: Leistungskennzahlen Gasspeicher Aigelsbrunn

#### 5.2.6. Erdgasspeicher Nussdorf/Zagling:

Der jüngste Zugang in Sachen Untertagedepot ist der Speicher Nussdorf/Zagling. Dieser wurde in den Jahren 2011 bis 2014 im Zuge des 7 Fields Projektes mitentwickelt und feierte seine Inbetriebnahme am 1. April 2014. Dieses Lager umfasst ein Arbeitsgasvolumen von insgesamt 117 Millionen m<sup>3</sup> bei einer maximalen Ausspeicherkapazität von 681 MW. <sup>[37] [38]</sup>

<b>Leistungskennzahlen (2014)</b>		<b>Nussdorf/Zagling</b>
<b>Ausdehnung der Lagerstätte</b>		7x1,6 km / 2x2 km
<b>Lagerstättentiefe</b>		1.470 m / 1.351 m
<b>Arbeitsgasvolumen</b>	1,3 TWh	117 Mio. m <sup>3</sup>
<b>Max. Ausspeicherkapazität</b>	681 MW	60.600 m <sup>3</sup> /h
<b>Max. Einspeicherkapazität</b>	681 MW	60.600 m <sup>3</sup> /h

Tabelle 22: Leistungskennzahlen Gasspeicher Nussdorf/Zagling

In der nachfolgenden Grafik (Abb.42) sind die unterirdischen Gasspeicherstätten in Österreich zu sehen.

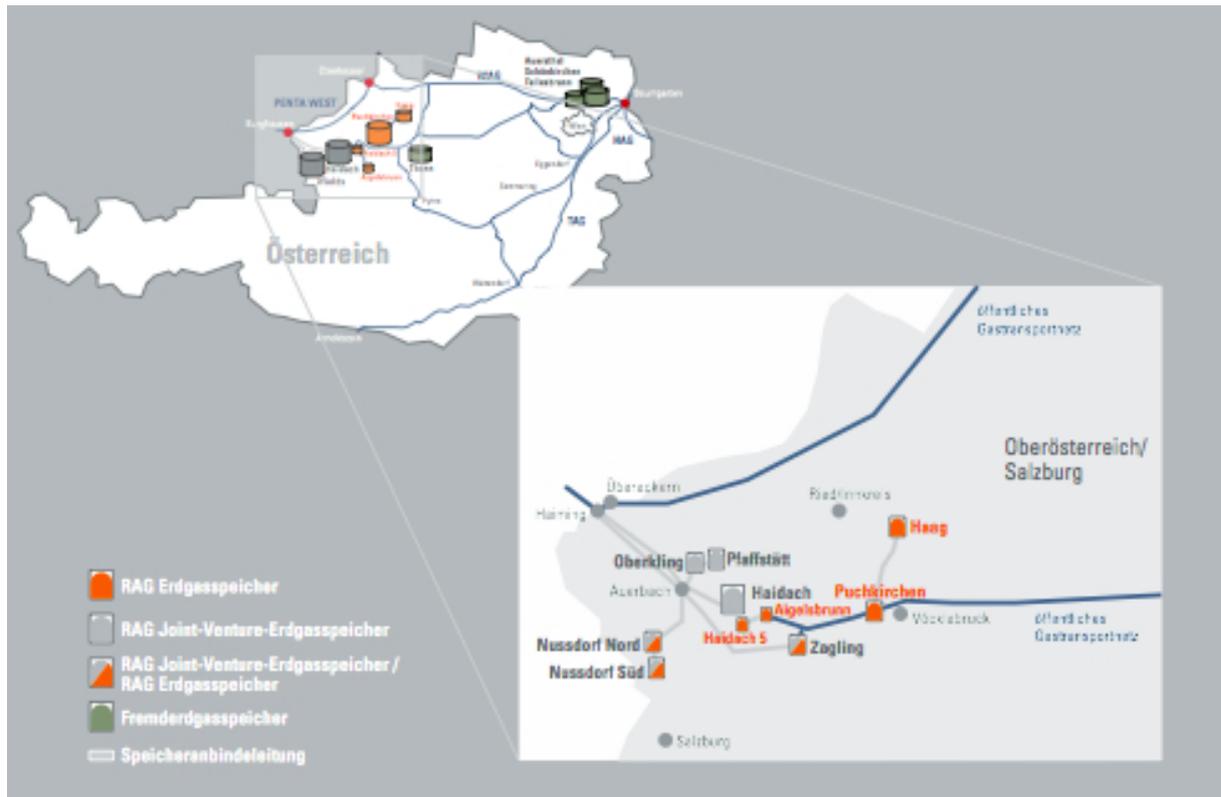


Abb 42: Erdgasspeicher der RAG in Österreich

### 5.3. Forschungsprojekt „Underground Sun Storage“

Mit dem steigenden Ausbau der erneuerbaren Energiegewinnung aus den volatilen Energiequellen Wind und Solar steigt auch der Bedarf an Speicherlösungen, um saisonale Schwankungen auszugleichen. Nachdem die RAG schon seit mehr als 30 Jahren Erfahrungen im Bereich Untergrundgasspeicher gesammelt hat, möchte man mit dem Forschungsprojekt „Underground Sun Storage“ die Speicherfähigkeit von  $H_2$  als Beimengung zu Erdgas oder auch SNG in Porenlagerstätten erforschen. <sup>[40]</sup>

Der Antrag für das Projekt wurde von der RAG erstmals im Rahmen der „e!MISSION 2012 1.Ausschreibung“ des österreichischen Klima- und Energiefonds als Leitprojekt unter der Nummer FFG840705 eingebracht“.

Bei diesem Leuchtturmprojekt bedient man sich der Power-to-Gas Technologie, um Strom aus Windkraft- oder Photovoltaikanlagen in Gas umzuwandeln. Die Überschussproduktion an erneuerbarer Energie soll mittels der Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt werden. Diesbezüglich wurde das deutsche Unternehmen ETOGAS GmbH mit dem Bau eines alkalischen Druckelektrolyseurs mit einer elektrischen Anschlussleistung von 600kW beauftragt. <sup>[39]</sup>

Laut der Firma ETOGAS GmbH ist der Elektrolyseur, der aus der eigenen Gamma-Komponentenentwicklung stammt, im Hinblick auf Stack-Größe und Leistungsfähigkeit einzigartig auf dem Markt und soll laut eigenen Angaben bereits im zweiten Quartal 2015 an die RAG ausgeliefert werden. <sup>[40]</sup>

Die Elektrolyseeinheit ist für den energietechnischen Einsatz im Megawatt-Bereich konzipiert und kann einerseits wie im „Underground Sun Storage Projekt“ zur reinen Wasserstoffherstellung eingesetzt oder andererseits in Kombination mit einer Methanisierungsanlage zur Produktion von synthetischem Erdgas verwendet werden. <sup>[41]</sup>

Das RAG-Forschungsprojekt, welches für eine Laufzeit von 3,5 Jahren angesetzt wurde, soll in erster Linie das Verhalten von H<sub>2</sub> in Erdgaslagerstätten bei einem Anteil von ungefähr 10% aufzeigen.

Diesbezüglich wurden von Beginn an zahlreiche Kooperationspartner als auch Universitäten an Board geholt, um Grundlagenforschung zu betreiben und die Machbarkeit des Projektes zu bestätigen. Zum Konsortium zählen die Firmen RAG, Verbund, Axiom, das Energie Institut, Boku und die Montan Universität. Um die wissenschaftlichen Fragestellungen bestmöglich zu beleuchten, wurde ein Arbeitsplan mit zehn Arbeitspaketen kreiert (Abb.43). <sup>[42]</sup>



Abb 43: RAG- Arbeitspakete für das Projekt Underground Sun Storage

Im Forschungsprojekt „Underground Sun Storage“ fungiert die RAG als Konsortialführer und Hauptinvestor. Aus diesem Grund übernimmt das Traditionsunternehmen die Aufgaben des Arbeitspaketes WP1. Als Projektmanager gilt es den Informationsaustausch zwischen den Arbeitspaketen zu koordinieren und als Bindeglied zwischen den Fördergeldgebern, der Öffentlichkeit und den Projektpartnern zu agieren.

Das Arbeitspaket WP2 wurde der Montan Universität zugeteilt und soll klären, ob es zu geochemischen Interaktionen zwischen dem Reservoirgestein beziehungsweise den Lagerstättenflüssigkeiten und dem beigemischten Wasserstoff kommt.

Des Weiteren soll noch in zahlreichen geochemischen Simulationen und Laborversuchen die Reaktivität der Ausbreitungsmodelle untersucht werden. <sup>[37] [41]</sup>

Die Hauptfrage des WP3 soll durch die Universität für Bodenkultur Wien, Department IFA-Tulln und das Institut für Umweltbiotechnologie geklärt werden. Die essentielle Aufgabenstellung behandelt die Charakterisierung der mikrobiellen Konsortien ausgewählter Reservoirs, den abzuschätzenden Wasserstoffkonsum durch die Mikroorganismen und die definierten Betriebsbedingungen zur Minimierung von Energieverlusten.

Die Fragestellung des Arbeitspakets WP4 beschäftigt sich mit dem Verhalten des Gasmisches unter statischen und dynamischen Lagerstättenbedingungen. Es soll durch die Montan Universität geklärt werden, ob es zu etwaigen Entmischungsvorgängen von Wasserstoff und Methan kommen kann. <sup>[37] [41]</sup>

Im Arbeitspaket WP5 sollen auch durch die Montan Universität mögliche Materialveränderungen als auch Korrosionserscheinungen untersucht werden. In Laborversuchen soll festgestellt werden, ob Veränderungen an der Zementation der Speicherbohrungen auftreten können oder sogar die verbauten Stahlsorten bei charakteristischen Speicherbedingungen einem erhöhten Korrosionsrisiko ausgesetzt sind. <sup>[37] [41]</sup>

Das Unternehmen Axiom Angewandte Prozesstechnik GmbH soll im sechsten Arbeitspaket WP6 vorab in einer Pilotanlage die Wasserstoffseparation von Erdgas mittels Membran-Gaspermeation überprüfen. In den experimentellen Untersuchungen soll das geeignete Hochdruck-Membranmodul, als auch der passende Membrantyp gefunden werden. Weiteres soll durch numerische Modellierung der Trennprozesse Aufschluss über die erzielbaren Ausbeuten als auch die Qualität der produzierten Gase erhalten werden.

Die Arbeitspakete WP7 und WP8 liegen im Zuständigkeitsbereich der RAG und beschreiben die Errichtung und Inbetriebnahme einer Versuchsanlage.

Als Standort wurde der Erdgasspeicher Lehen 1 gewählt, der zwischen Attnang-Puchheim und Vöcklabruck liegt. Das Arbeitsgasvolumen der Speicherstätte liegt bei 2 Millionen Kubikmeter bei einem Lagerstättendruck von 70 bar. Es sollen aktiv verschiedene Speicherzyklen durchgeführt und somit erste Erkenntnisse mit den Simulationen im Labormaßstab verglichen werden. <sup>[37] [41]</sup>

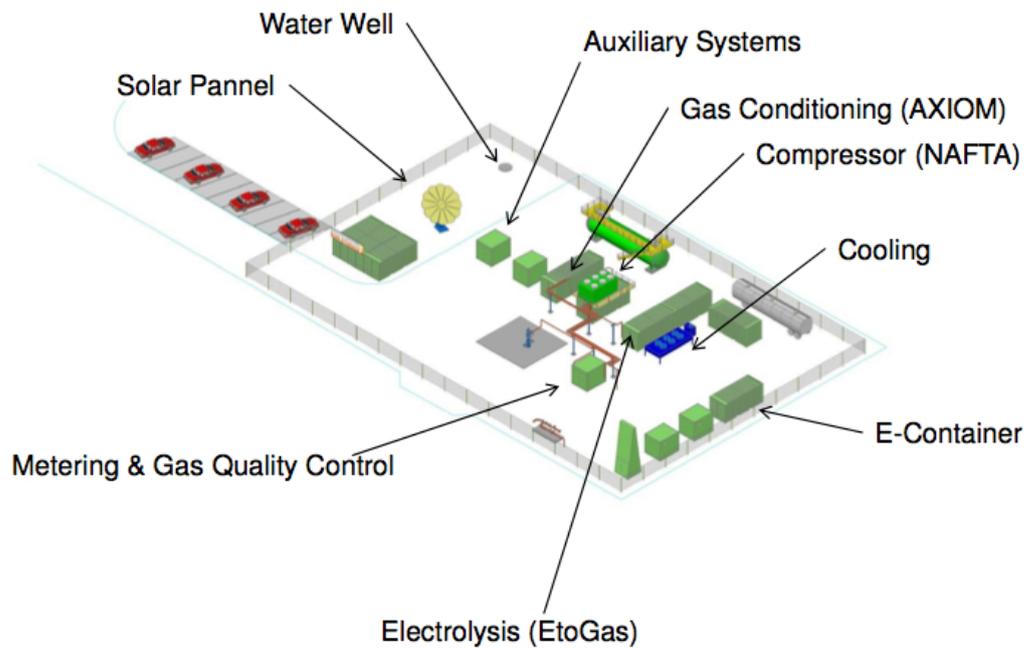
Das Arbeitspaket WP9 wird wiederum von der Montan Universität behandelt und soll Erkenntnisse zum Thema Risikoanalyse der gemeinsamen Einspeicherung von Wasserstoff und Methan liefern. Die zweite Fragestellung evaluiert die Life Cycle Betrachtung aus ökonomischer und ökologischer Sicht.

Das letzte Arbeitspaket WP10 betrachtet, in Kooperation mit dem Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität in Linz, dem Verbund und der RAG, die ökonomischen Nutzungsmöglichkeiten der Power-to-Gas Technologie. Des Weiteren sollen verschiedene Geschäftsmodelle analysiert und das bestehende Rechtssystem für zukünftige Rahmenbedingungen angepasst werden.

Zur Zeit wird auf den positiven Abschluss der benötigten Genehmigungsverfahren gewartet, sodass nächstes Jahr mit dem Bau der „in-situ“ Anlage begonnen werden kann. Geplantes Ende des Forschungsprojektes soll im Jahr 2016 sein. [37] [41]

In der nachfolgenden Grafik (Abb.44) wird der schematische Übertage-Aufbau des „Underground Sun Storage“ Projektes aufgezeigt.

**UNDERGROUND  
SUN.STORAGE**



**Abb 44: Übersichtsplan der Aufbauten für das Projekt Underground Sun Storage beim Erdgasspeicher LEHEN1**

## 6. Wind2Hydrogen (OMV Gas & Power GmbH)

In den letzten Jahren gab es in Europa, aber auch auf dem österreichischen Markt, einen enormen Boom im Bereich der Photovoltaik- als auch Windkraftanlagen. Dieser gewaltige Ausbau führte unweigerlich dazu, dass in Spitzenzeiten ein Überangebot an erneuerbaren Strom herrschte und resultierend daraus die Strompreise am Spotmarkt sogar zeitweise negativ wurden. Um die überschüssigen Kapazitäten langfristig speichern zu können, muss man auf chemische Umwandlungsprozesse, wie die Hydrolyse als auch die Methanisierung zurückgreifen. Mit Hilfe der Zwischenspeicherung ist man in der Lage, Energie an windreichen Tagen chemisch umgewandelt zu speichern und diese an windarmen Tagen wieder abzurufen.

Am Beispiel der Leistungsdaten eines Windparks im Burgenland ist zu sehen, dass die Stromeinspeisung durch die Windkraftträder in den Wintermonaten den Stromverbrauch um bis zu 200% übertreffen kann. Wiederum in windarmen Sommermonaten kann der Verbrauch durch die stromgenerierenden Windparks nur zu 20% gedeckt werden. In der nachfolgenden Abbildung (Abb.45) ist eine Gegenüberstellung der Stromeinspeisung in einem Sommermonat im Vergleich zu einem im Winter dargestellt. [43]

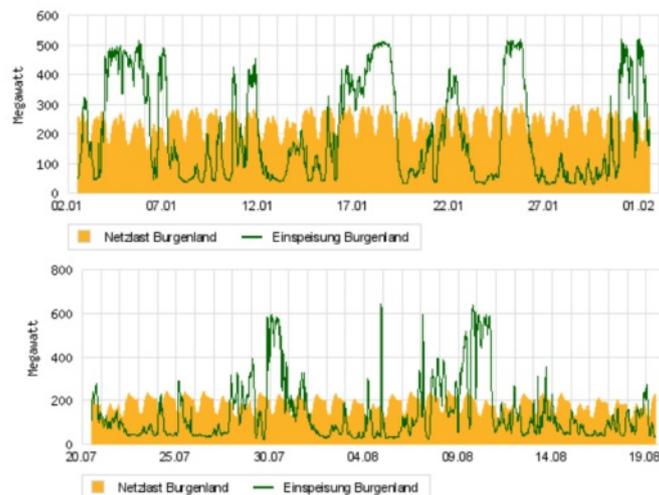


Abb 45: Vergleich der Stromeinspeisung Sommer (unten) – Winter (oben)

Der österreichische Energieversorger OMV erkannte, dass im Bereich der Langzeitspeicherung von chemisch-umgewandelter Energie extremer Nachholbedarf herrscht. Im Gegensatz zu den bereits in Deutschland existierenden Pilotprojekten, wie zum Beispiel Audi-PtG in Werlte, setzt die OMV auf die Entwicklung einer kompletten EE(Erneuerbare Energie) -Prozesskette bestehend aus der zur Verfügung stehenden Stromquelle, dem chemischen Umwandlungsprozess, der langfristigen Energiespeicherung bis zur Wasserstoffnutzung durch den Endverbraucher. [42]

Um den voranschreitenden Ausbau an erneuerbaren Energien effektiv zu nutzen und das langfristige Ziel von über 80% Strom aus regenerativen Quellen umzusetzen zu können, bedarf es eines großflächigen Einsatzes der Power-to-Gas Technologie. [42]

Aus diesem Grund wurde von der OMV Gas & Power GmbH ein Projekt unter dem Namen Wind2Hydrogen(W2H) bei der österreichischen Energy Missions Austria (eMissions.at; 4 Ausschreibung) eingereicht mit dem erklärten Ziel überschüssigen erneuerbaren Strom in Wasserstoff zu speichern und in weiterer Folge ins Hochdruck-Erdgasnetz einzuspeisen. Des Weiteren wird auch das Projekt vom Klima und Energiefonds unterstützt und zwar in Form einer Förderung. (Nr. 843.920) [42]

Um das Projekt wind2hydrogen in allen Stadien der Prozesskette bestmöglich zu besetzen hat die OMV Gas & Power Partner, wie die EVN AG, Fronius International GmbH, HyCentA Research GmbH, die TU-Wien und das Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz angefragt.

Mit diesem Projekt erhofft sich die OMV Gas & Power GmbH mit ihren beteiligten Partnern Erfahrungen im Bereich Power-to-Gas zu sammeln, als auch die Kompetenz für einen Upscale Ausbau zu erwerben. [42]

## 6.1. Wind2Hydrogen Projektbeschreibung & Projektumfang

Um die zunehmende Überproduktion an erneuerbaren Energien von Windkraft- und Photovoltaikanlagen effektiv nutzen zu können, muss eine chemische Transformation des Edukts Strom zu Wasserstoff oder Methan stattfinden. Hierzu bedient man sich im Projekt Wind2Hydrogen (W2H) des bekannten PtG-Verfahrens (Power-to-Gas), um Strom mittels der Elektrolyse in Wasserstoff umzuwandeln. In Deutschland wird ebenfalls bereits seit dem Jahr 2010 erfolgreich an der chemischen Zwischenspeicherung von überschüssigem Strom in diversen Pilotanlagen geforscht. [44]

Der wesentliche Hauptunterschied des W2H-Projektes im Vergleich zu den deutschen Projekten liegt in der modularen Bauweise und der daraus resultierenden hohen Flexibilität. In der kleinen 100kW Pilotanlage arbeiten insgesamt 12 Hochdruck-PEM-Elektrolysemodule, die einzeln angesteuert werden können. Diese modulare Bauweise ermöglicht es, den Lastprofilen aus dem Stromnetz bedingt durch Windstromverfügbarkeit als auch Netzzustand optimal zu folgen. Des Weiteren liegt der Vorteil der hier gewählten PEM-Elektrolyse, dass diese im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse sehr leicht regelbar, daher sehr dynamische Fahrweise zulässt und in einem großen Lastbereich betrieben werden kann.

Zwar ist die alkalische Elektrolyse, die am weitesten entwickelte Technologie, jedoch gibt es auch hier nach wie vor Entwicklungsbedarf in den Betriebsführungsstrategien zur Elektrodenstabilisierung, Nebenaggregaten wie Stromrichtern als auch der Sicherheitstechnik. [42]

Ein weiterer essentieller Punkt, der sich von den bisher bekannten, herkömmlichen PEM-Elektrolyseanlagen unterscheidet ist der Arbeitsdruck. Gängige Proton Exchange Membran (PEM)-Elektrolyseure werden bei einem Druck von 30 bar betrieben, jedoch liegt dieser bei der W2H-Anlage von der OMV bei 163 bar. Im Jahr 2016 ist eine Steigerung des Arbeitsdrucks bei zwei Elektrolyseuren sogar auf 350 bar geplant. Somit sollen am Ende des Projektes (Ende 2016) insgesamt 10 Module mit 163 bar und zwei mit 350 bar Druck betrieben werden. [45]

Der Grund warum man die Elektrolyseeinheiten in der W2H-Anlage auf so hohem Druckniveau betreiben möchte, liegt in der anschließenden Endanwendung. Der im höchsten Reinheitsgrad hergestellte Wasserstoff soll entweder direkt ohne mechanische Verdichtung in das Hochdruck-Erdgasnetz (170bar) eingespeist oder in Gasflaschen für die Fahrzeugmobilität (700bar) abgefüllt werden. Es kann sogar angedacht werden, eine kleine Anlage bei einer OMV-Tankstelle aufzustellen und somit den Treibstoff für Wasserstofffahrzeuge direkt vor Ort zu generieren. [44]

Durch das bereits in den Elektrolyseeinheiten generierte hohe Druckniveau können somit 3-4 Kompressionschritte und somit auch potenzielle Konversionsverluste erspart werden. In der folgenden Grafik (Abb.46) wird die herkömmliche Variante [mehrstufige Kompression (2)] mit der Fronius Methode [einstufige Kompression(1)] verglichen.

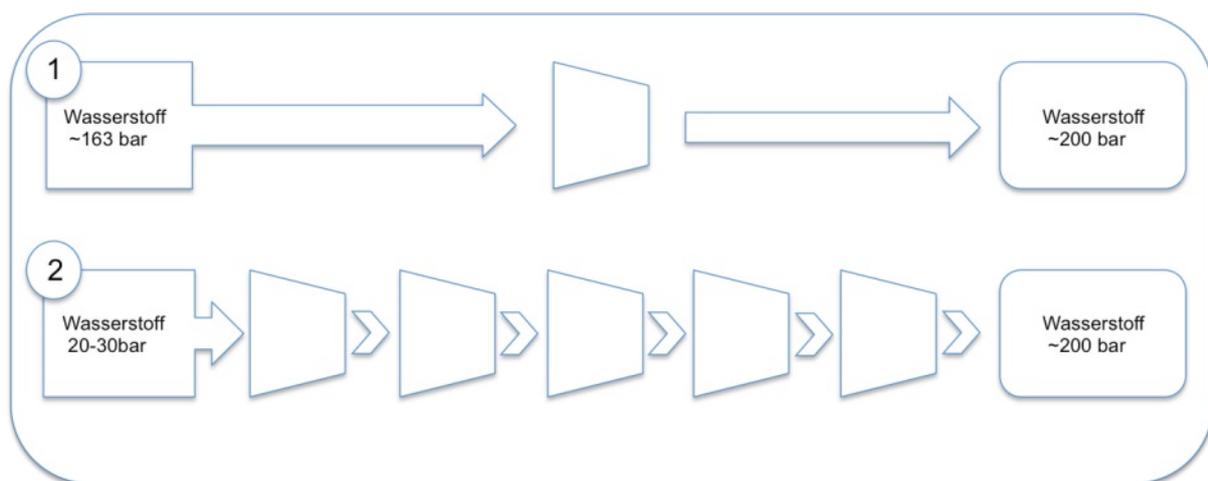


Abb 46: Kompressionsvergleich herkömmliche Variante - Fronius Methode

Aktuell sind PtG-Anlagen noch nicht wirtschaftlich, jedoch dank der modularen Bauweise können Prozesse als auch Szenarien im kleinen Maßstab getestet und problemlos auf Anlagen beliebiger Größe (Upscale) übertragen werden. Durch den Einsatz einzelner Module, kann so effektiver auf die geforderten Anlagenspezifikationen als auch -größen eingegangen und resultierend aus den steigenden Stückzahlen so die Kostensenkung pro Elektrolyseeinheit erzielt werden.

## 6.2. Arbeitspakete und Projektstruktur

An dem Projekt wind2hydrogen sind kompetente Partner, die es auf dem österreichischen Markt im Bereich Forschung, Entwicklung und Wissenschaft gibt, beteiligt. Mit dem Partner EVN möchte die OMV Gas & Power GmbH frühzeitig die PtG-Technologie einer Weiterentwicklung unterziehen, um die Kompetenz als auch die Marktreife für einen UpScale-Ausbau zu erwerben. Im Bereich des Wasserstoffs hat der Konsortialführer OMV die Firmen Fronius und HyCentA angefragt, die sich seit Jahren erfolgreich mit dem Thema H<sub>2</sub> in der Herstellung, Verteilung, Speicherung als auch industriellen Anwendung beschäftigt haben. Des Weiteren ist auch das Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz an dem W2H Projekt beteiligt, um die nötige Vorbereitung für ein Rollout, als auch aus wirtschaftlicher Sicht das Projekt zu bewerten. [42]

In der nachfolgenden Abbildung (Abb.47) ist die Projektstruktur mit den jeweiligen Arbeitspaketen der Kooperationspartnern zu sehen.

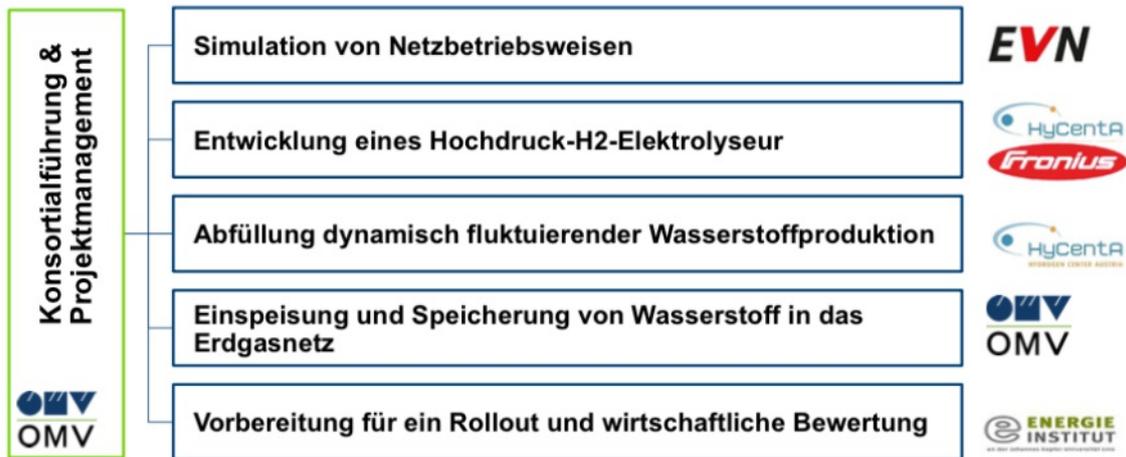


Abb 47: Projektstruktur und Arbeitspakete für das W2H-Projekt (OMV)

### 6.2.1. Arbeitspaket 1: Simulation von Netzbetriebsweisen

Im ersten Arbeitspaket werden durch die EVN die Betriebsweisen, als auch die Regelstrategie der einzelnen Elektrolyseure definiert. Aufgrund des fluktuierenden Windangebots als auch der unterschiedlichen Stromnetzauslastung soll eine energieeffiziente als auch ökonomisch sinnvolle Einbindung der Module stattfinden, um ideale Fahrweisen und Steueralgorithmen zu entwickeln. Hierzu wurden verschiedene Betriebsweisen, wie Baseload, Preisgeführt, Residuallastgeführt, Wind(Netz)geführt und Regelleistung im Hinblick auf den bestmöglichen Output und die optimale Lebensdauer der Elektrolyse-Stacks angenommen.

Bei der Baseloadstrategie wird ungeachtet von sonstigen Gegebenheiten immer Wasserstoff produziert. Diese Fahrweise gewährleistet eine maximale Produktion und liefert somit den höchsten wirtschaftlichen Ertrag für den Betreiber der Elektrolysemodule, jedoch trägt dies nicht zum Ausgleich von Spitzen oder zur Netzstabilisierung bei.

Bei der preisgeführten Betriebsweise wird nur unterhalb einer zuvor festgesetzten Preisgrenze Wasserstoff produziert. Diese Strategie ermöglicht der Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Stromnetz, jedoch bleibt hierbei die lokale Windproduktion unberücksichtigt.

Beim residuallastgeführten Betrieb wird insbesondere gefahren, wenn die Residuallast in einem bestimmten Netzabschnitt einen kritischen Grenzwert unterschreitet. Die Residuallast ist die Differenz aus der Last im Netz und der Einspeisung von erneuerbaren Energien beziehungsweise anderen Kraftwerken. Somit wird die aktuelle Netzsituation berücksichtigt, jedoch nicht die lokale Windstromproduktion. [42]

Beim Windnetzbetrieb werden die Elektrolysemodule entsprechend dem Windangebot voll oder leistungsgeregelt gefahren.

Die effizienteste Auslastung der Elektrolyseure als auch die operative Anpassung an die vorgegebenen Lastprofile sollen die einzelnen Module als schaltbare Last im Smart Grid definieren und gleichzeitig als Bindeglied zwischen Strom- und Gasnetz fungieren. [42]

## 6.2.2. Arbeitspaket 2: Entwicklung eines Hochdruck H<sub>2</sub>-Elektrolyseurs

Im Arbeitspaket 2 sind mehrere Projektpartner beteiligt und tragen mit ihrem Know-How zum Projekt bei. Zwar steht in diesem Arbeitspaket die Entwicklung der Hochdruck H<sub>2</sub>-Elektrolysemodule im Vordergrund, jedoch müssen in diesem Zuge auch die im Hintergrund laufenden Pakete erwähnt werden.

In der nachfolgenden Grafik (Abb.48) sind vier Subpakete zu sehen, die im Wesentlichen die Zuständigkeitsbereiche der einzelnen Projektpartner darstellen. Diese sind voneinander abhängig und erfordern eine zeitnahe Abstimmung, um den Projektplan einzuhalten. [42]



Abb 48: Subpakete im AP2 - Zuständigkeitsbereiche der Projektpartner

Die Elektrolyse-Einheit von Fronius trägt intern die Bezeichnung Energycell 10.0E und ist eines von 12 Modulen, das im Container am Standort Gasstation Auersthal verbaut wird. Dieses Modul besteht aus der kompletten Elektrolyse-Technik, die im Inneren des 145 kg schweren Gerätekasten verbaut ist und einer dazugehörigen Box (Power Supply EC 10.0E), die die Stromversorgung für die Elektrolysezelle liefert.

Das Elektrolyse-Modul von Fronius ist zur Gänze eine Eigenentwicklung des österreichischen Herstellers bis auf den vom amerikanischen Elektrolysehersteller Proton Onsite zugekauften Stack.

Als Stack werden die vielen in Reihe geschalteten Zellen bezeichnet, die die nötige Energie für den Fahrbetrieb liefern.

In der nachfolgenden Grafik (Abb.49) ist der schematische Aufbau des Elektrolyse-Containers und die jeweiligen Zuständigkeitsbereiche der Partner zu sehen.

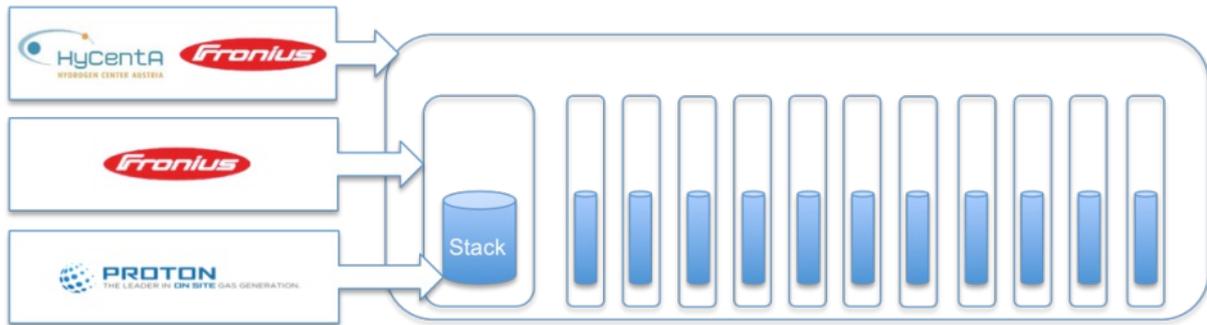


Abb 49: Zuständigkeitsbereiche der Projektpartner (Elektrolysecontainer)

Jede der zwölf Einheiten beherbergt einige im Inneren verbaute Sicherheitsfunktionen, die die einwandfreie Funktion gewährleisten und somit für höchsten Explosionschutz sorgen.

Sollten dennoch Leckagen der Box auftreten so sorgen die im Inneren verbauten Gasetektoren dafür, dass eine sofortige, selbstständige Abschaltung des Moduls eingeleitet wird. Aufgrund der übergeordneten ELY Steuerung ist Fronius in der Lage, zu jeder Zeit die ordnungsgemäße Funktion der einzelnen Elektrolyseeinheiten festzustellen und gegebenenfalls Änderungen in den Parametern oder sogar im Notfall eine Endabschaltung mittels Fernzugriff über einen Ethernetanschluss vorzunehmen.

[42] [46]

In der nachfolgenden Grafik (Abb.50) ist ein Elektrolysemodul mit den jeweiligen Anschlüssen visuell dargestellt.

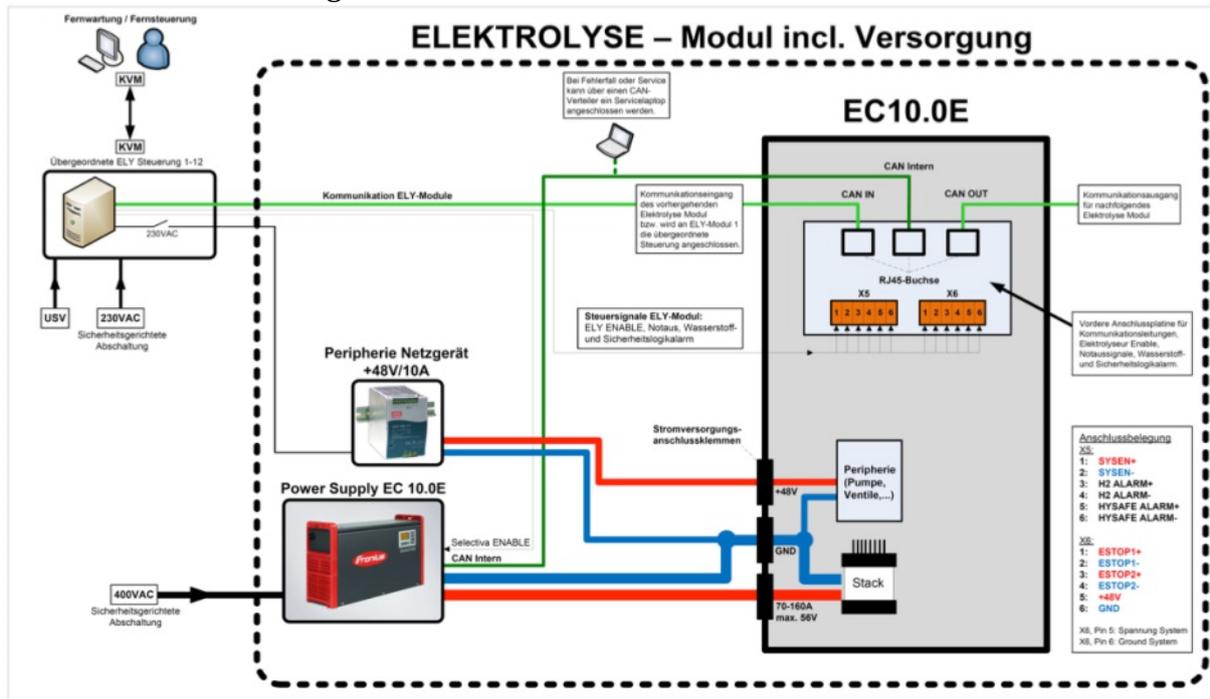


Abb 50: Elektrolyse-Modul mit den dazugehörigen Anschlüssen

Laut Hersteller liefert jede Einheit einen Spitzenwirkungsgrad (HHV) von mehr als 75% der Wasserstoffherzeugung am Stack und einen Energienutzungsgrad von mehr als 80% unter Berücksichtigung der verwendeten 80°C heißen Abwärme. [47]

In der nachfolgenden Tabelle (Nr.23) sind die Leistungsdaten der Fronius Energycell aufgelistet.

### Leistungsdaten der Energycell 10.0E von Fronius

Produktionsrate Wasserstoff	1,2 Nm <sup>3</sup> /h
Produktgasdruck max.	163 bar (10 Module) / 350bar (2 Module)
Taupunkt produziertes H <sub>2</sub>	< 5°C (bei 140 bar)
Versorgungsspannung d. Energycell	42-60 VDC
Eingangs-Dauerleistung	9,9 kW
Max. Eingangsstrom	165 A
Spitzenwirkungsgrad (HHV)	75%
Arbeitstemperatur bei H <sub>2</sub> Produktion	80°C
Schutzart	IP 22
Abmessungen (l x b x h)	1000 x 380 x 990 mm
Gewicht	145 kg

Tabelle 23: Leistungsdaten der Energycell 10.0E

### 6.2.3. Arbeitspaket 3: Abfüllung dynamisch fluktuierender H<sub>2</sub>-Produktion

Das tertiäre Arbeitspaket liegt im Zuständigkeitsbereich der Firma HyCentA und umfasst die Weiterverarbeitung des Produktes Wasserstoff in der Abfüllanlage. Das österreichische Forschungsunternehmen HyCentA (Hydrogen Center Austria) hat den Hauptsitz in Graz und betreibt Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet des Wasserstoffs mit dem Schwerpunkt auf Herstellung, Speicherung und Anwendung.

Zehn von zwölf Elektrolysemodule werden mit einem Druck von 163 bar betrieben, daher muss anschließend der Wasserstoff in einer Kompressorstufe einer zusätzlichen Druckerhöhung unterzogen werden, um in handelsüblichen Druckflaschen (200bar) abgefüllt zu werden.

Zwei Elektrolysemodule werden im weiteren Projektverlauf bei einem Druckniveau von 350bar betrieben und können somit direkt zur Befüllung der H<sub>2</sub>-Flaschenbündel eingesetzt werden. Die maximale gespeicherte Wasserstoffmenge des vor Ort installierten Puffers beträgt 720Nm<sup>3</sup> und besteht aus 6 x 600L großen Flaschen mit einem Behälterdruck von 200bar.

In dem Arbeitspaket soll nicht nur der eigentliche Produktionsprozess unter die Lupe genommen, sondern auch eine Betrachtung aus wirtschaftlicher Sicht angestellt werden. Offener Fragepunkt, wie der Einfluss der Druckstufe von Wasserstoff auf die Wirtschaftlichkeit des Prozesses als auch die tatsächliche Speicherkapazität zum Abpuffern von Fluktuationen sollen einer kritischer Betrachtung unterzogen werden.

Des Weiteren soll eine Anpassung des Puffers stattfinden, um Logistik- und Betriebskosten gering zu halten, als auch eine kommerzielle Lieferung von Pilotmengen an diverse Abnehmer näher betrachtet werden. Alle diese Kernthemen sollen in diesem Arbeitspaket im Hinblick auf Strom- und Produktpreise als auch On-Stream-Time beziehungsweise Kapazitäten angepasst und aus wirtschaftlicher Sicht effektiv gestaltet werden. [42] [45]

## 6.2.4 Arbeitspaket 4: Einspeisung und Speicherung von H<sub>2</sub> im Erdgasnetz

Das vierte Arbeitspaket behandelt die direkte Einspeisung des Wasserstoffs in ein bestehendes Erdgasnetz, als auch die technischen Konsequenzen der H<sub>2</sub>-Beimischung in eine CH<sub>4</sub>-Leitung. Bereits im Vorfeld wurde im Auftrag der OMV eine Materialstudie von der Montanuniversität in Leoben durchgeführt im Hinblick auf Wasserstoff in Erdgasleitungen.

Das Arbeitspaket beinhaltet auch Untersuchungen mit unterschiedlichen H<sub>2</sub> Konzentrationen in Erdgas von 4% bis zur maximalen Zumischungsgrenze von 10%. Im Zuge der Wasserstoffeinbindung ins Gasnetz sollen auch Variationen an sicherheits- und regeltechnischen Schnittstellen zwischen dem Elektrolyseur und dem Gasnetz getestet werden. [42] [45]

## 6.2.5. Arbeitspaket 5: Vorbereitung für ein Rollout und wirtschaftliche Bewertung

Im fünften Arbeitspaket findet die ökonomische, ökologische als auch rechtliche Betrachtung der W2H in Zusammenarbeit von OMV mit dem Energieinstitut statt. Es werden die wirtschaftlichen Betriebsweisen definiert, die in weiterer Folge im Versuchsbetrieb als auch in einem zukünftigen Rollout herangezogen werden.

Des Weiteren sollen auch im Zuge des Arbeitspaketes Nr. 5 Abschätzungen im Bezug auf das Mengenpotenzial von Wasserstoff im österreichischen Erdgasnetz getroffen werden.

Ein weiterer wichtiger Aspekt, der auch zusammen mit der Firma Fronius bewertet wird, ist die Materialbilanz als auch die Lebenszyklusanalyse der Elektrolyseeinheiten.

Auf Basis von Literaturrecherchen sollen zahlreiche Untersuchungen im Hinblick auf die kritischen Rohstoffe im Bezug auf die Elektrolyse getätigt werden, um eine adäquate Aussage zu erhalten.

Auch aus der Sicht der makroökonomischen Analyse sollen Erfahrungen im Punkto Kraftstoffkosten, alternative Kosten der Wasserstoffherstellung und Stromspeicherkosten gesammelt werden. [42] [45]

## 6.2.6. Arbeitspaket 6: Projektmanagement

Das Arbeitspaket 6 liegt im Zuständigkeitsbereich der OMV und umfasst alle übergeordneten Tätigkeiten des Projektmanagements. Dazu gehört einerseits das Projektcontrolling mit der Budgetfeststellung, den IST-Zahlen inklusive dem zukünftigen Ausblick und andererseits dem regelmäßigen Informationsaustausch über den Projektfortschritt mit den beteiligten Projektpartnern. [42] [44]

### 6.3. Beschreibung der W2H-Anlage:

Als Standort für die Forschungsanlage W2H wurde das Betriebsgelände der OMV-Kompressorstation Auersthal in Niederösterreich ausgewählt. Diese Örtlichkeit verfügt über die erforderliche Infrastruktur und die für den reibungslosen Ablauf benötigten Betriebsmittel.

Des Weiteren bietet der Standort genügend Platz für die drei im Zuge des Projekts benötigten Container und verfügt über eine ausreichend große Ladefläche als auch einen separaten Zugang zum Gelände. Da in unmittelbarer Anlagennähe sich ein Hochdruckgasnetz befindet, muss auch aus diesem Grund kein separater Anschluss mittels Pipeline gelegt werden. [44]

In der nachfolgenden Abbildung (Abb.51) ist die Anordnung der W2H Anlage zu sehen.

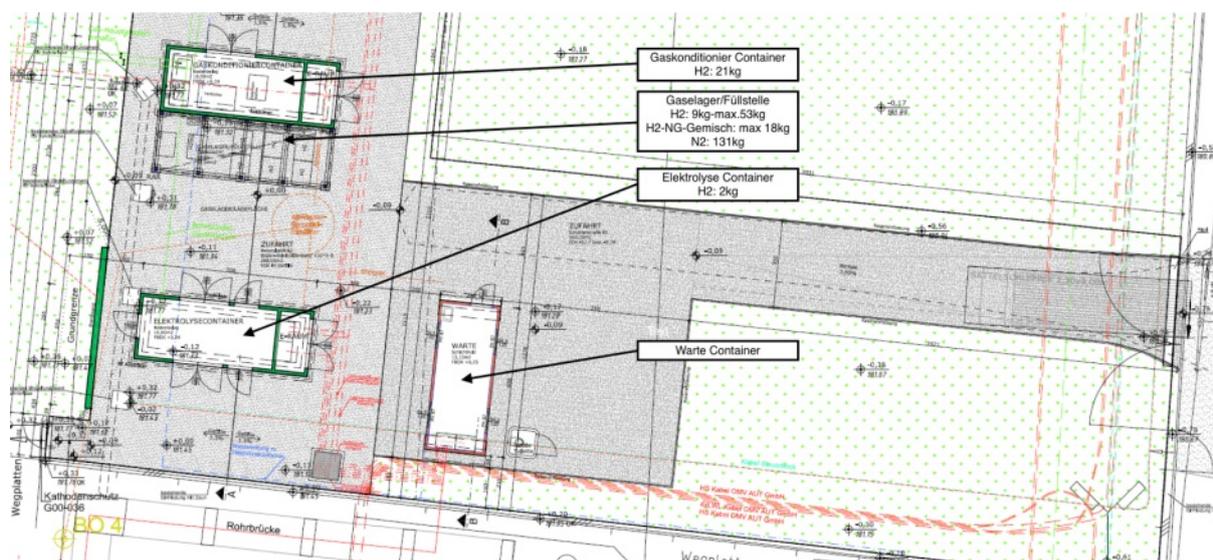


Abb 51: Schematischer Aufbau der W2H-Anlage in Auersthal

Das Wind2Hydrogen Projekt startete offiziell am 01.01.2014 und wurde für eine Laufzeit von 36 Monaten angesetzt (Projektende 31.12.2016)

Im ersten Jahr wurden gemäß den Arbeitspaketen simultan technische Planungsarbeiten, Simulationen der Betriebsweisen, der Aufbau der Elektrolyseeinheiten als auch die ersten Konzepte und Aufstellungspläne inklusive den dazugehörigen Genehmigungen durchgeführt.

Im August des Jahres 2014 wurde der Anlagenbauer SKS Elektroanlagenbau GmbH mit dem Bau und der Errichtung der W2H-Anlage beauftragt. Diese Pilotanlage besteht insgesamt aus 3 Containern sowie den Verbindungsleitungen als auch der gesamten Versorgungsinfrastruktur. Ein Container ist für die Warte vorgesehen, in der alle wichtigen steuer- und regelungstechnischen Prozessparameter der Pilotanlage eintreffen. [42][45]

In der Schaltzentrale befindet sich auch der Hauptstromverteiler, der die Stromzufuhr für die beiden anderen Container beinhaltet, und bildet somit auch die Schnittstelle für die externe Kommunikation zu der vor Ort bereits bestehenden OMV-Anlage als auch für den Fernzugriff via Ethernet.

In der nachfolgenden Grafik (Abb.52) ist das Blockschaltbild der kompletten W2H Anlage zu sehen. Diese umfasst die drei einzelnen Container als auch die Vernetzung untereinander. [42] [45]

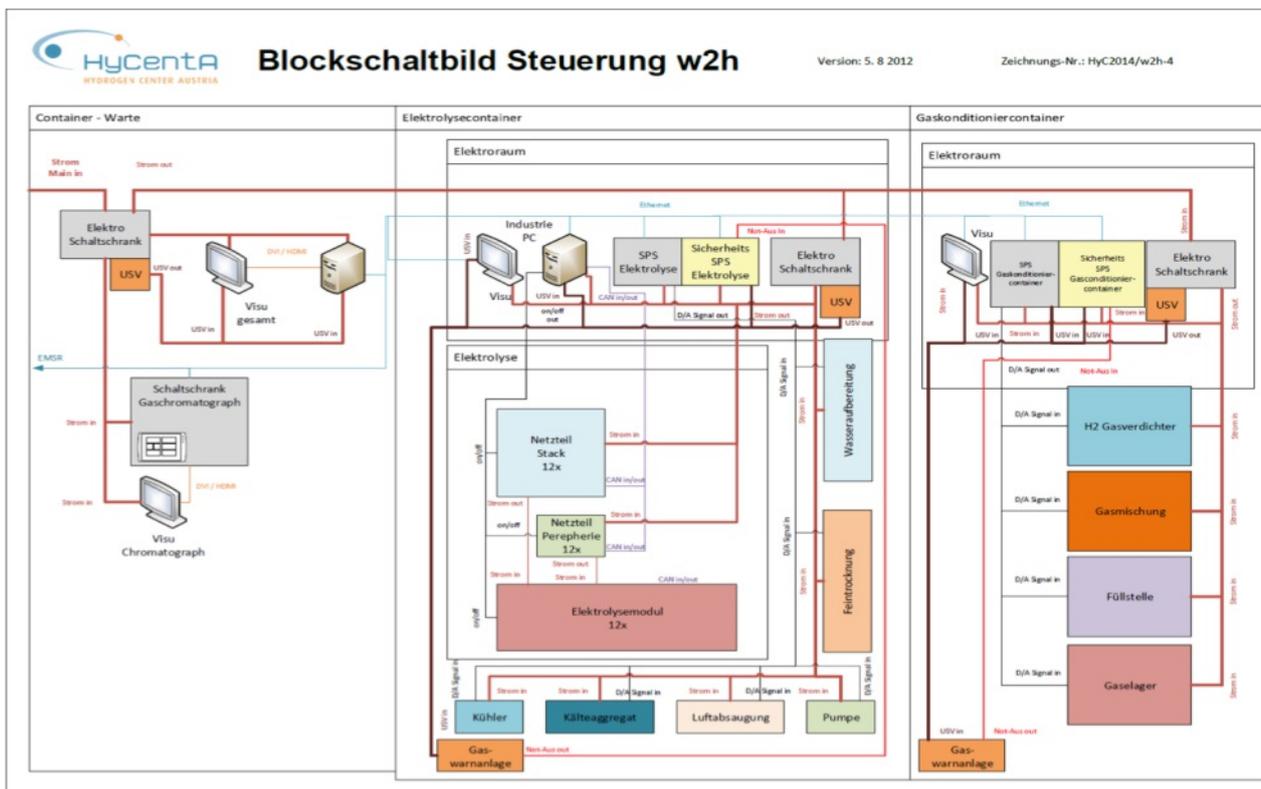


Abb 52: Blockschaltbild der Steuerung W2H-Anlage

Der zweite Container beherbergt sozusagen das Herzstück nämlich alle zwölf Elektrolysemodule, eine hochdruckseitige Gastrocknungsanlage, eine Wasseraufbereitung, eine Gas- und Lüftungsanlage als auch den E-Raum. In diesem abgesonderten Containerbereich sind die Elektrik, Steuerung und die Kommunikationsschnittstelle zur Warte untergebracht.

In der folgenden Tabelle (Nr.24) sind die technischen Daten der Elektrolyseanlage zu sehen. [45]

<b>Technische Daten Elektrolyse-Container</b>	
Containerdimensionen	Außen: 8.000 x 2.650 x 2.800 mm Rauminnenhöhe: 2500mm
Betriebsdruck	max. 350bar
Ausgangsmedium	Wasserstoff, 5.0 mit 163bar bzw. 350bar
H <sub>2</sub> -Produktionsrate	max. 14,4 Nm <sup>3</sup> /h
O <sub>2</sub> -Produktionsrate	max. 6,5 Nm <sup>3</sup> /h
Wasserversorgung	max. 50 l/h (diskontinuierlich) 2-6 bar, Trinkwasserqualität
Elektrische Versorgung	150kW; 400 VAC; 50 Hz
Elektrolyse-Module	10 Stück PEM-Hochdruck-Module mit 163bar 2 Stück PEM-Hochdruck-Module mit 350bar
Gasaufbereitung	Kältetrocknung (Vortrocknung, Taupunkt 3°C) Feintrocknung mit Molekularsieb (Taupunkt -40°C)
Wasseraufbereitung	Dejonat: ASTM Typ1 Vorfiltration auf Aktivkohlebasis > Chlor/Partikel Umkehrosmose Entionisierungs- & Adsorptionsstufe Photooxidation (UV-Lampe)
Rückkühlung	72kW Wasser/Glykol 20kW Kaltwassersatz

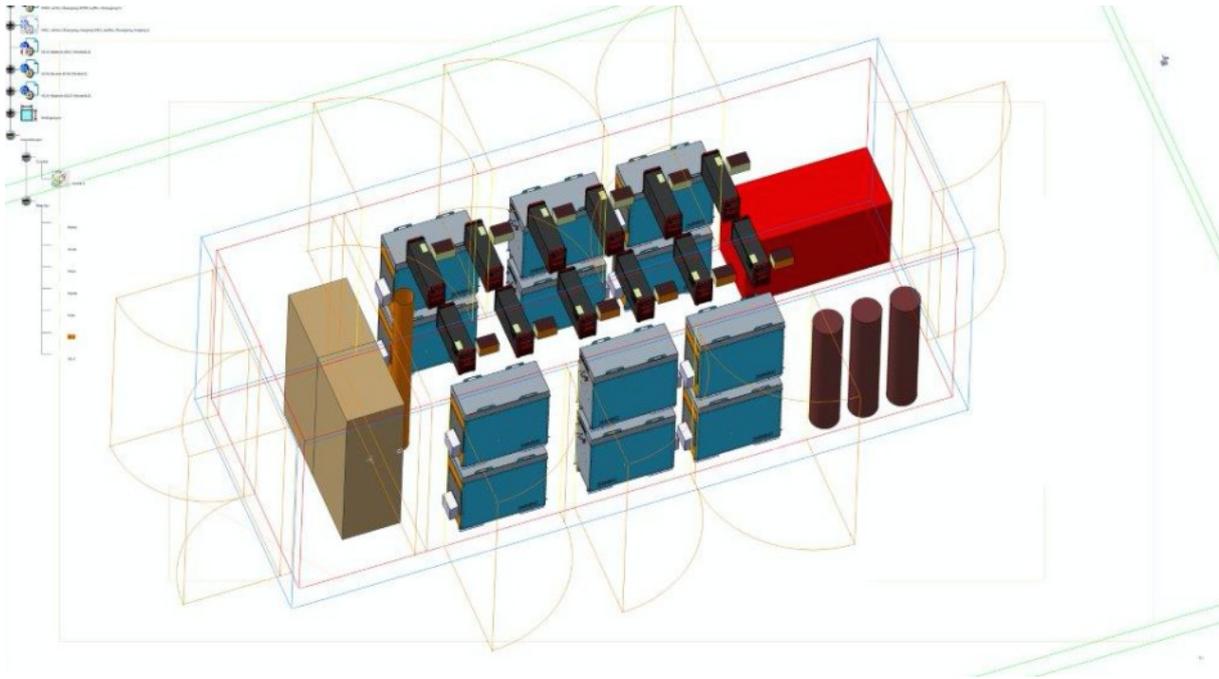
**Tabelle 24: Technische Daten des Elektrolyse-Containers**

Des Weiteren gehören zu der im Inneren des Containers verbauten Ausstattung auch die auf dem Dach verbauten Klima- und Kühlanlagen. Abgesehen von den Rückkühlanlagen gibt es auch eine Klimaanlage für die Raumkonditionierung des Elektrolyse-Containers als auch die Ausblase- und Entlüftungsleitungen.

Das zentrale Rückkühlaggregat versorgt über zwei separate Kreisläufe einerseits den Elektrolysecontainer mit Kühlmedium und andererseits dient es zur Trocknung des produzierten, feuchten Wasserstoffgases. Da das Produktgas in gesättigter Form vorliegt, wird ein Kaltwassersatz, welcher aus einem EthylenGlykol-Gemisch besteht, zur primären Kältetrocknung verwendet.

Der zweite Kühlkreislauf, der auch als Rückkühler bezeichnet wird, dient zur Kühlung des Speisewassers und liefert eine Leistung von 25kW bei einem Volumenstrom von 4,9m<sup>3</sup>/h. Nähere Infos zu den technischen Leistungsdaten der Kühlkreisläufe sind im Anhang zu finden. [44]

Im nachfolgenden Bild (Abb.53) ist der Aufbau des Elektrolyse-Containers zu sehen, als auch die Anordnung der Elektrolyseure im Inneren.



**Abb 53: Schematischer Aufbau des Elektrolysecontainers**

Der dritte ist der Gaskonditioniercontainer, in dem der zuvor produzierte, hochreine Wasserstoff (aus dem Elektrolysecontainer), entweder mittels einer Gasmischeinheit in die vorhandene Erdgaseinleitung eingespeist oder in der stationären Abfüllstation zwischengespeichert wird.

Auch dieser beherbergt im E-Raum zahlreiche Analysegeräte zur Bestimmung des Gasmisches, die komplette Anlagensteuerung als auch eine zentrale Druckluftherzeugungsanlage, die alle Anlagencontainer mit Instrumentenluft versorgt. [44]

In der folgenden Tabelle (Nr.25) sind die technischen Daten der Gaskonditionierung zu sehen.

<b>Technische Daten Gaskonditionier-Container</b>	
Containerdimensionen	Außen: 8.000 x 2.650 x 2.800 mm Rauminnenhöhe: 2500mm
Betriebsdruck	max. 350bar
Eingangsm Medien	H <sub>2</sub> max. 14,4 Nm <sup>3</sup> /h CH <sub>4</sub> , max. 400Nm <sup>3</sup> /h
Speichermengen/Puffer	H <sub>2</sub> -Mitteldruck: 163bar; 600 l; 7,4kg H <sub>2</sub> -Hochdruck: max. 350bar; 600 l; 14,2kg
Gasmischanlage	max. H <sub>2</sub> -Zudosierung: 14Nm <sup>3</sup> /h max. CH <sub>4</sub> -Zudosierung: 400Nm <sup>3</sup> /h Gemisch: 1-10% H <sub>2</sub> in CH <sub>4</sub>
Elektrische Versorgung	20kW; 400 VAC; 50Hz
Kompressor	Flaschenbündel: Verdichtung von 163bar auf 200bar Pneumatisch, max. Ausgangsdruck 276bar
Gasanalyse	Online-Analyse von H <sub>2</sub> bis 10Vol%; C1-C6+ CO <sub>2</sub> ; $\sum N_2 + O_2$

**Tabelle 25: Technische Daten des Gasconditionier-Containers**

Des Weiteren gehört zum Bereich der Gaskonditionierung auch das angrenzende Gaselager beziehungsweise die Füllstelle. Dieser Standort verfügt über einen Wasserstoff- (200bar) als auch einen H<sub>2</sub>NG Anschluss mit 50 bar. Weiters befindet sich auch ein eingelagerter Stickstoff-Versandbehälter mit einem Fassungsvermögen von 600 l bei einem Druck von 200 bar, der über erdverlegte Leitungen die angrenzenden Container mit Stickstoff versorgt. Der in Flaschenbündel gespeicherte Wasserstoff kann über eine Einspeise/Rückspeiseleitung direkt in den Gaskonditionier-Container eingeleitet werden.

In der nachfolgenden Tabelle (Nr.26) sind die technischen Daten der Füllstelle beziehungsweise des Gaselagers zu sehen. [45]

Technische Daten Füllstelle/Gaselager	
Grundfläche max.	8.000 x 2.500 ( l x b )
Betriebsdruck	max. 200bar
Befüllung	manometrisch
Versorgung Füllstelle	163bar Elektrolyse kompressorlos 200bar Kompressor Pufferbündel kompressorlos 350bar Elektrolyse kompressorlos
Gaselager	H <sub>2</sub> , 200bar bis zu 53 kg (6x9 kg) N <sub>2</sub> , 200bar, max. 131 kg
Elektrische Versorgung	Über Gaskonditionier-Container
H <sub>2</sub> -Rückeinspeisung	Abgefüllter H <sub>2</sub> kann über Rückspeisung/Einspeisung in Erdgasnetz genutzt werden

Tabelle 26: Technische Daten der Füllstelle/Gaselager

#### 6.4. Aufbau des Elektrolyse-Moduls (Fronius)

Eine erdverlegte Wasserleitung führt ins Innere des Elektrolysecontainers und sorgt für einen kontinuierlichen Zulauf von maximal 50L/h H<sub>2</sub>O in Trinkwasserqualität. Bevor das Speisewasser den einzelnen Elektrolyseeinheiten zugeführt wird, muss eine aufwendige Wasseraufbereitung stattfinden. Das Edukt wird einer Reihe von unterschiedlichen Reinigungsschritten unterzogen.

Zu Beginn findet eine Vorfiltration auf Basis von Aktivkohle statt, um grobe Partikel aus dem Wasser zu separieren. Danach folgt eine kombinierte Umkehrosmose, um eine Grobabscheidung von Mineralien vorzunehmen und anschließend wird eine Entionisierung (Adsorptionsstufe) mittels des Dejonats ASTM Typ 1 vorgenommen.

Nachdem die Photooxidation, die unter Zuhilfenahme von Oxidationsmitteln etwaig vorhandene, organische Schadstoffe entfernt, ausgeführt wurde, findet eine Leitfähigkeitsmessung des gereinigten Wassers statt. Wenn die Leitfähigkeit unter dem Wert von 0,1  $\mu\text{S}/\text{cm}$  liegt, wird das Edukt freigegeben und kann den einzelnen Modulen zugeführt werden. In der Regel übertrifft das so produzierte Wasser die Anforderungen für Typ I Wasser (Bidestillat). [42] [46]

In der nachfolgenden Grafik (Abb.54) ist das R&I Fließschema eines der zwölf Elektrolyseeinheiten mit den ein- und ausgehenden Medien und deren Versorgungsleitungen dargestellt.

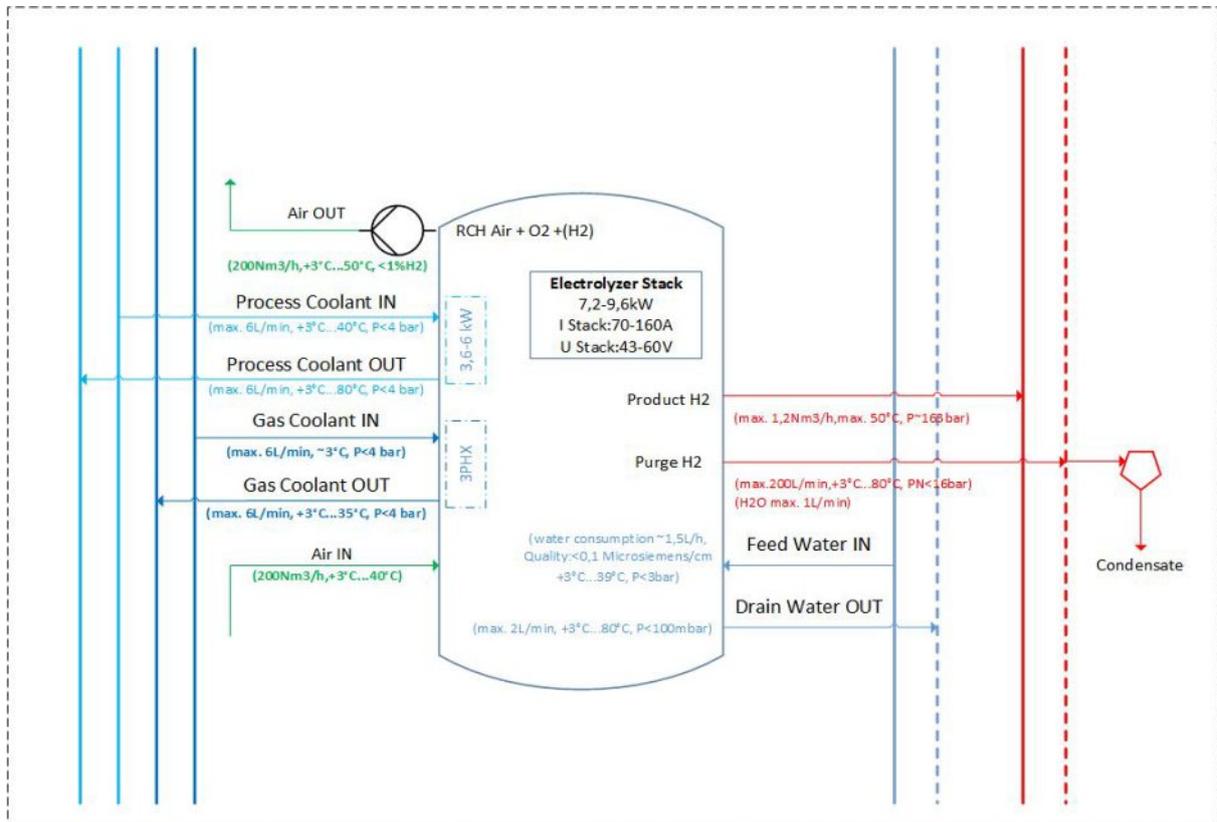


Abb 54: R&I Fließschema mit ein- und ausgehenden Medien und den Versorgungsleitungen für ein Modul

Die Temperatur des gereinigten Wassers (in der Grafik Speisewasser) sollte im Bereich zwischen +3°C und + 39°C liegen bei einem Druck kleiner 3 bar bevor das gereinigte Edukt in die Elektrolyseeinheit gelangt.

Im Inneren jedes einzelnen Elektrolysemoduls findet erneut eine Leitfähigkeitsmessung direkt im Wasserbehälter mittels eines Sensors statt, der die geforderten Reinheitsparameter des Wassers verifiziert.

Sollte aus welchen Gründen auch immer der Wert von  $0,1 \mu S/cm$  überschritten werden, findet automatisch eine selbstständige Abschaltung des Moduls zum Schutze des Stacks statt. [42]

Nachdem auch hier die geforderten H<sub>2</sub>O-Parameter erfüllt wurden, wird das gereinigte Speisewasser dem Stack zugeführt. Im Inneren findet die Aufspaltung des Wassers mittels einer H<sub>2</sub>-durchlässigen Naphionmembran, in der kleinste Schwefelsäurereste aufgetragen sind, statt. Diese muss ständig mit Hilfe des Edukts feucht gehalten werden, damit die Auftrennung reibungslos funktioniert und somit die Wasserstoffatome durch die Membran durchwandern können. In der nachfolgenden Abbildung (Abb.55) ist der Aufbau einer PEM-Elektrolyse zu sehen.

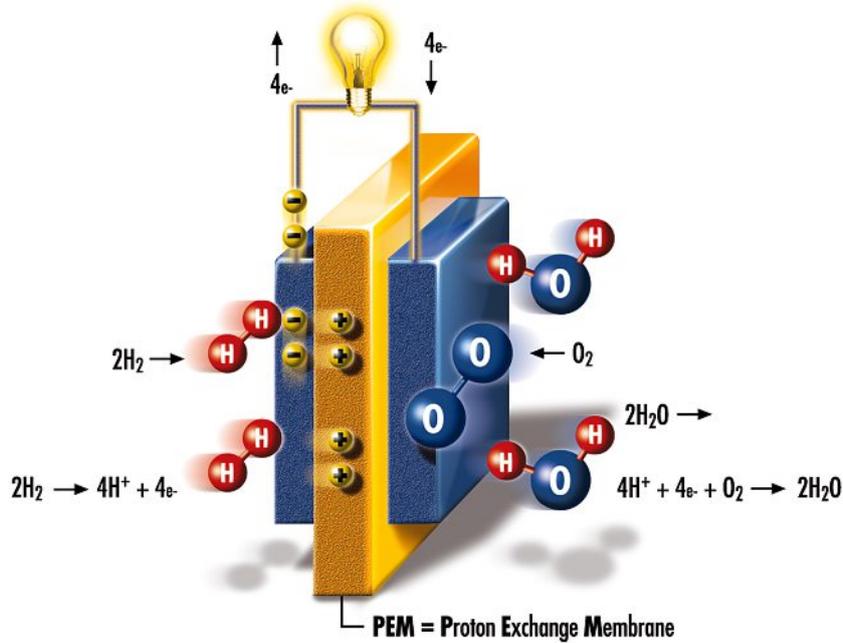
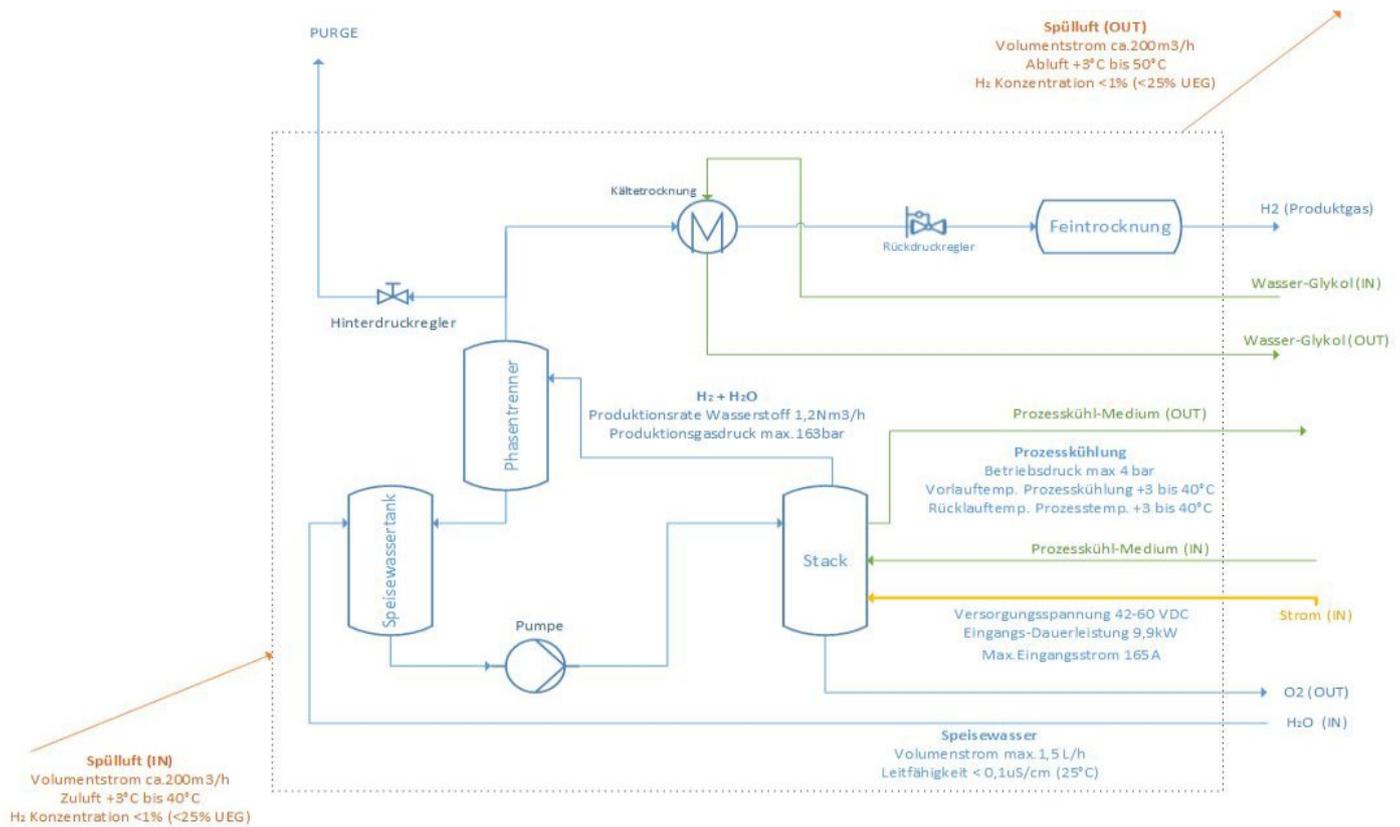


Abb 55: Aufbau eines PEM-Elektrolyseurs

Als Nebenprodukt entsteht im Stack Sauerstoff, welcher über eine gesonderte Leitung aus dem Elektrolyse-Modul geleitet wird. Im nachfolgenden Schritt wird das an der Kathodenseite austretende Gas (Stack) dem Phasentrenner zugeführt, in dem die Trennung der Phasen flüssig und gasförmig stattfindet. Bei der flüssigen Phase handelt es sich um Wasser, welches zum Speisewasserbehälter rückgeführt wird.

Das gasförmige Produkt Wasserstoff wird in weiterer Folge in einer Art Wärmetauscher einer Kältetrocknung mittels einem Wasser-Glykol-Gemisch unterzogen. Um den Feuchtigkeitsgehalt im Produkt Wasserstoff weiterhin zu reduzieren, findet ein weiterer Nachbearbeitungsschritt statt, nämlich die Feintrocknung. [42]

In der folgenden Grafik (Abb.56) ist der schematische Aufbau eines Elektrolyse-Moduls mit den wichtigsten Prozessen und den dazugehörigen Versorgungsmedien dargestellt.



**Abb 56: Aufbau eines Elektrolysemoduls E 10.0 E von Fronius**

Eine weitere Sicherheitseinrichtung, die einerseits zur Kühlung als auch andererseits zur Detektion von etwaigen Leckagen führt, ist die Einbringung von 200Nm<sup>3</sup>/h an Frischluft in jedes der Module wobei am Auslass (Kopf des Moduls) Sensoren den Wasserstoffgehalt in der austretenden Luft messen.

Einerseits wird durch diese Maßnahme die Bildung eines explosionsfähigen Gemisches aufgrund der hohen Verdünnung verhindert und andererseits können so im Falle einer Undichtheit kleinste Gasmengen detektiert werden und so zur Abschaltung des Moduls führen.

Sollten dennoch Leckagen der Box auftreten, so sorgen die im Inneren verbauten Gasetektoren dafür, dass eine sofortige, selbstständige Abschaltung des Moduls eingeleitet wird. Aufgrund der übergeordneten ELY Steuerung ist Fronius in der Lage zu jeder Zeit die ordnungsgemäße Funktion der einzelnen Elektrolyseeinheiten festzustellen und gegebenenfalls Änderungen in den Parametern oder sogar im Notfall eine Endabschaltung mittels Fernzugriff über einen Ethernetanschluss vorzunehmen.

Im Falle einer Notabschaltung muss eine vorgegebene Druckentlastungsrate eingehalten werden, ansonsten können irreparable Schäden an der Membran entstehen. [42] [45]

Aufgrund der modularen Bauweise der Elektrolyse können die einzelnen Einheiten je nach Bedarf entweder auf Vollast, Teillast oder im Standby-Modus gefahren werden. Aufgrund der besonderen Eigenschaften der PEM-Elektrolyse, als auch der ausgeklügelten Regelungstechnik ist man in der Lage auf einen etwaigen Bedarf zu reagieren und in kürzester Zeit die geforderten Einheiten hochzufahren.

Es bedarf einer gewissen Zeit um ein Modul, welches im Offline-Modus war, direkt in den Vollastbetrieb zu fahren. [42] [45]

Wenn das Modul nicht in Betrieb ist, sind nämlich die beiden Ventile der Hinterdruckregler als auch der Rückdruckregler, im offenen Zustand und somit das System mit Sauerstoff gespült. Um das Modul zu starten bedarf es einer gewissen Spülzeit, um das System komplett sauerstofffrei zu machen. In dieser Zeit bleibt der Hinterdruckregler offen und das produzierte  $H_2$  wird samt dem noch in den Leitungen befindlichen  $O_2$  in die Purge geleitet. Nach ungefähr 5-10 Minuten kann das Ventil geschlossen und mit der Generierung von hochreinem Wasserstoff begonnen werden.

Die nachfolgende Grafik zeigt den Druckanstieg über der Zeit. In der ersten Phase findet die Systemspülung statt bis zum Erreichen einer Leistung von 3,2kW. Ab diesem Moment sind nun alle Druckregler geschlossen und wie in der Grafik (Abb.57) ersichtlich ist, beginnt sich der Druck einzupendeln, bis dieser die maximale Grenze von 163bar erreicht. Bei diesem Wert liegt der maximale Druck bei einer Leistung von 7,5kW an. [42][45]

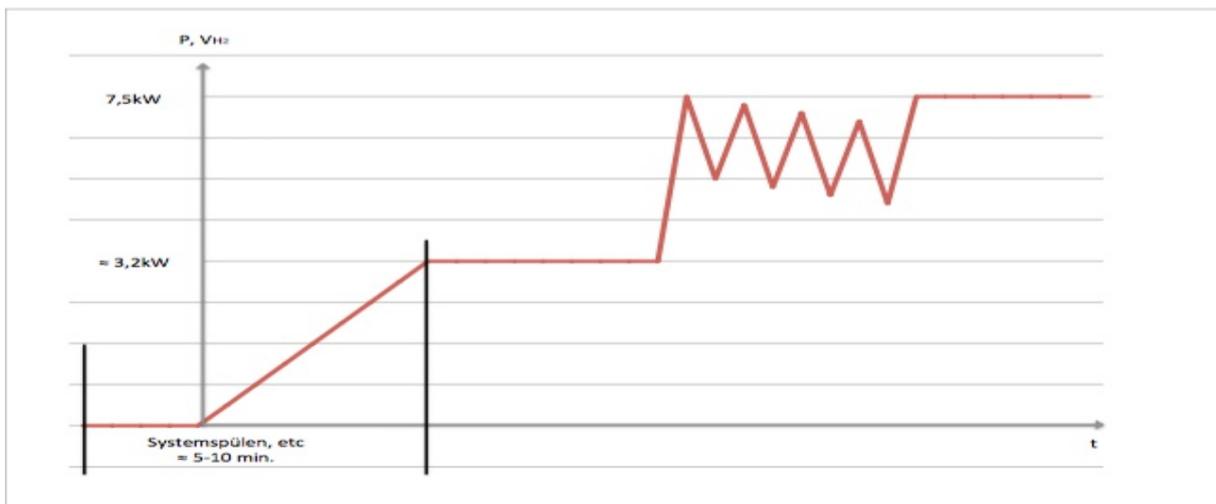


Abb 57: Druckverlauf eines Elektrolysemoduls von Fronius beim Anfahren

## 7. Zusammenfassung und Ausblick der PtG-Technologie:

Um die Abhängigkeit unserer Gesellschaft von den fossilen Energieträgern langfristig zu reduzieren Bedarf es alternativer Energien. Zwar gibt es schon eine Vielzahl an Technologien, jedoch hat keine alleine das Potenzial die fossilen Rohstoffe dauerhaft zu ersetzen.

Es gibt bereits viele alternative Ansätze und Methoden wie die Sonnen-, Bio-, Meeres-, als auch die Windenergie, jedoch liegt die Lösung in der Zwischenspeicherung von erneuerbaren Energieträgern. Die Power-to-Gas Technologie ist vielseitig einsetzbar und ideal um auch in bereits bestehende Systeme implementiert zu werden.

Als Kernkomponente der PtG-Technologie ist die Elektrolyse zu sehen. Die alkalische Elektrolyse ist von der Entwicklung her bereits ausgereift und findet ihre Verwendung im industriellen Sektor um schwankende Lastverläufe abfangen zu können. Es besteht jedoch nach wie vor Optimierungsbedarf im Bereich der Effizienz, der Kosten und dem dynamischen Ansprechverhalten der Systeme.

Als zweiten Vertreter gib es noch die vielversprechende Membranelektrolyse, die aktuell noch nicht im großindustriellen Einsatz ist, jedoch bereits in den nächsten Jahren den Sprung vom Pilotanlagen Status zu den Upscale-Anlagen schaffen könnte.

Die Hochtemperaturelektrolyse ist die am wenigsten erforschte Art und vervollständigt als drittes Beispiel die Gruppe der Elektrolyseure. Aufgrund des hohen Temperaturbereichs, der zwischen 700-1000°C liegt, ist die HT-Elektrolyse jedoch für den dynamischen Betrieb einer PtG-Anlage nicht geeignet. [18]

Der beste Beweis dafür, dass die Zukunftsaussichten vielversprechend sind, ist die W2H Anlage von der OMV als auch die Underground Sun Storage Anlage der RAG . Hierbei kann an wind- als auch sonnenreichen Tagen das Energiepotenzial optimal ausgenutzt werden um für energiewenige Tage eine Reserve zu bilden. Diese Art der chemischen Zwischenspeicherung ist der erste Schritt um das erneuerbare Energiepotenzial zu einem hohen Prozentanteil auszunutzen und somit auch der erste Schritt im Bezug auf die Saisonspeicherung.

Um die saisonalen Überproduktionen effektiv nutzen zu können werden Ausgleichs- als auch Langzeitspeicher benötigt. In erster Linie müssen vorhandene Infrastrukturen bestmöglich genutzt werden. Hierzu müssen bei Verwendung des Produkts Wasserstoff einige Limits eingehalten werden, wie zum Beispiel die 4 %ige Beimischungsgrenze von Wasserstoff im Erdgas. Des Weiteren wird an der Wasserstoffverträglichkeit im Untergrundspeicher geforscht, wo der Nachweis für mögliche Wasserstoffgehalte von bis zu 10% erbracht werden soll. Wenn dies gelingt dann könnten die Erdgaslagerstätten mit dem Speichervolumen von bis zu 7 Mrd. m<sup>3</sup> [entspricht 77.000 Gigawattstunden (GWh)] eine wichtige Rolle als Ausgleichsspeicher einnehmen. [48]

Sollten die Möglichkeiten von Wasserstoff im Bezug auf die Zwischenspeicherung ausgeschöpft sein so kann auf die chemische Transformation mittels dem Sabatierprozesses ausgewichen werden. Hierbei werden die Edukte Wasserstoff und Kohlendioxid miteinander zur Reaktion gebracht und somit das chemische Produkt Methan hergestellt. [47]

Da Methan mit rund 98 % der Hauptbestandteil von Erdgas ist, kann somit ohne Einschränkungen in die vorhandene Gasinfrastruktur eingespeist werden. Der Vorteil an Methan ist, dass bei Bedarf eine Rückverstromung des Gases in konventionellen Gaskraftwerken stattfinden kann.

Es gibt eine Vielzahl an potenziellen Kohlendioxidquellen, die für die Sabatierreaktion herangezogen werden können, jedoch sind die Verfügbarkeit als auch die Bezugskosten der entscheidende Faktor. Des Weiteren wird auch langfristig eine Dekarbonisierung der Energieversorgung angestrebt und im Hinblick auf die Umwelt sollte beim Power-to-Gas Verfahren auf erneuerbare CO<sub>2</sub>-Quellen gesetzt werden. Ein weiterer Vorteil, der für die Biogasanlagen spricht, ist das hochkonzentriert verfügbare Kohlendioxid und der bereits vorhandene Anschluss zum Erdgasnetz. [49]

Durch den Ausstieg von Deutschland und Spanien aus der Kernenergie und den nachfolgenden Rückbau der Kernkraftwerke müssen natürlich erneuerbare Energien stark gefördert und ausgebaut werden. Bis Ende 2022 plant Deutschland das letzte Atomkraftwerk vom Netz zu nehmen und somit müssen Alternativen her, die die bisherige Stromerzeugung aus der Kernenergie ersetzen. Somit liegt es nahe auf die bewerte Power-to-Gas Technologie zurückzugreifen, die einerseits vielseitig einsetzbar und andererseits eine echte Alternative im Bezug auf die saisonale Zwischenspeicherung ist.

Die Kombination aus volatilen Energieproduzenten, gepaart mit dem vorhandenen Erdgasnetz und dem zunehmenden Interesse an Gasinfrastrukturen, als Ausgleichsspeicher, könnte eine der Lösungen sein um die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu dezimieren und erfolgreich die Energiewende weltweit umzusetzen. [49]

## 8. Anhang

### 8.1. Literaturverzeichnis

---

- [1] Dannenberg, Marius: *Energien der Zukunft, Sonne, Wind, Wasser, Biomasse, Geothermie*; Primus Verlag, Darmstadt, 2012
- [2] Stampfl Andreas: *Repowering von Windparks zur regenerativen Wasserstoffherzeugung für die Mobilität*, Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (E373), Wien, 2008
- [3] Martin Kaltschmitt und Wolfgang Streicher (Hrsg.): *Regenerative Energien in Österreich*, Vieweg+Teubner, Wiesbaden, 1 Auflage, 2009
- [4] Univ.Prof.Dipl.-Ing. Dr. techn. Hermann Hofbauer; *Brennstoff- und Energietechnologie*; Skriptum, Technische Universität Wien,
- [5] Volker Quaschnig: *Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung-Simulation*; Verlag Hanser, München, 8 Auflage, 2013
- [6] Holger Watter: *Regenerative Energiesysteme, Systemtechnik und Beispiele nachhaltiger Energiesysteme aus der Praxis*; Verlag Springer Vieweg, Wiesbaden, 3 Auflage, 2013
- [7] Siegfried Heier: *Nutzung der Windenergie*; Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 6 Auflage, 2012
- [8] Robert Gasch: *Windkraftanlagen, Grundlagen, Entwurf, Planung, Betrieb*; Verlag Springer Vieweg, Wiesbaden, Auflage 8, 2013
- [9] Lorenz Jarass, Gustav Obermaier, Wilfried Voigt: *Windenergie*; Verlag Springer, Berlin, Auflage 2, 2013
- [10] Manfred Schulze: *Wirkungsgrad von Power-to-Gas ist konkurrenzfähig*; [www.ingenieur.de](http://www.ingenieur.de), 12.07.2013; 14:04
- [11] Interview André Behr (Wirtschaftsjournalist Zürich) & Prof. Dr. Jürgen Schmid (IWES Kassel): *„Power-to-Gas“ – Speicheroption für die Zukunft*; [www.et-energie-online.de](http://www.et-energie-online.de), 12.07.2013, 14:07
- [12] Dr. Vladimir von Schnurbein: *Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan*; [www.et-energie-online.de](http://www.et-energie-online.de), 12.07.2013, 14:20
- [13] Dr. Vladimir von Schnurbein: *Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan*; [www.et-energie-online.de](http://www.et-energie-online.de), 12.07.2013, 14:20
- [14] Homepage ZSW: *Verbundprojekt „Power-to-Gas“*; [www.zsw-bw.de](http://www.zsw-bw.de), 12.07.2013, 14:00
- [15] Daniel Wosnitzka (DVGW): *Power-to-Gas ist die Schlüsseltechnologie für das Gelingen der Energiewende*; [www.dvgw.de](http://www.dvgw.de), 12.07.2013, 14:14

- 
- [16] Dr.Uwe Albrecht, Hubert Landinger, Werner Weindorf (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: *Erzeugungspfadanalyse Power to Gas*; Präsentation, [www.lbst.de](http://www.lbst.de), 13.06.2013
- [17] Mareike Jentsch, Tobias Trost, Lukas Emele, Dr. Michael Sterner: *Power-to-Gas als Langzeitspeicher*; [www.energy20.net](http://www.energy20.net), 12.07.2013, 14:02
- [18] Robert Paeck: *Power to Gas im österreichischen Übertragungsnetz*; Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Wien, 2013
- [19] Bastian Hey: *Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements*; Masterthesis, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau, Hamburg, 2012
- [20] Emina Mujic Duro: *Wirtschaftliche und technische Perspektiven für Methan aus Strom aus erneuerbaren Energieträgern*; Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Fakultät für Informatik, Wien, 2013
- [21] Homepage Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstofftechnologie: *Stand und Entwicklungspotential der Wasserstoffelektrolyse*; [www.now-gmbh.de](http://www.now-gmbh.de), 13.07.2014; 17:04
- [22] Lukas Neumann, Martin Stubbe, Norbert Rilling: *Biologische Methanisierung von fluktuierendem Wind- und Solarstrom*; Homepage [www.di-verlag.de](http://www.di-verlag.de), 13.07.2014; 17:36
- [23] Homepage Biogas-Netzeinspeisung: *ÖVGW-Richtlinie G33*, [www.biogas-netzeinspeisung.at](http://www.biogas-netzeinspeisung.at), 14.07.2014; 13:03
- [24] Gert Müller-Syring, Marco Henel, Wolfgang Köppel, Herwig Mlaker: *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*; DVGW Studie, [www.dvgw-innovation.de](http://www.dvgw-innovation.de), 14.07.2014, 13:43
- [25] Porsche Austria GmbH & Co OG: *Weltpremiere - Audi eröffnet Power-to-Gas-Anlage*; [www.porsche-medianservice.at](http://www.porsche-medianservice.at), Pressemitteilung, Salzburg, 25.06.2013
- [26] Homepage ETH Zürich: *Teure CO2-Abscheidung aus der Luft*; [www.ethlife.ethz.ch](http://www.ethlife.ethz.ch), 11.11.2014, 17:07
- [27] Porsche Austria GmbH & Co OG: *Der neue Audi A3 Sportback g-tron*; [www.porsche-medianservice.at](http://www.porsche-medianservice.at), Pressemitteilung, Salzburg, 01.03.2013
- [28] Porsche Austria GmbH & Co OG: *Audi Technologie-Workshop 2012*; [www.porsche-medianservice.at](http://www.porsche-medianservice.at), Pressemitteilung, Salzburg, September 2012

- 
- [29] Audi AG: *Audi future lab: mobility*; [www.audi-mediacycenter.com/de](http://www.audi-mediacycenter.com/de), Pressemitteilung, Deutschland, 2013
- [30] Homepage Etogas GmbH: *Industrielle 6,3 MW PTG-Anlage (Audi E-Gas Anlage)*; [www.etogas.com](http://www.etogas.com), 14.07.2015, 12:22
- [31] Porsche Austria GmbH & Co OG: *Audi future energies*; [www.porsche-medienervice.at](http://www.porsche-medienervice.at), Pressemitteilung, Salzburg, September 2013
- [32] Porsche Austria GmbH & Co OG: *Der Audi A3 Sportback e-tron*; [www.porsche-medienervice.at](http://www.porsche-medienervice.at), Pressemitteilung, Salzburg, 21.02.2013
- [33] Audi AG: *Audi A3 e-tron*; [www.audi-mediacycenter.com/de](http://www.audi-mediacycenter.com/de), Pressemitteilung, Deutschland, 30.08.2013
- [34] Klaus Bosch: *Biomasse – KWK auf Basis der Wirbelschicht-Dampfvergasung mit integriertem ORC Prozess – bisherige Betriebserfahrungen*; [www.biomasseverband.at](http://www.biomasseverband.at), Graz, Jänner 2011
- [35] Dipl.-Ing Jan Kotik: *Über den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis der Wirbelschicht-Dampfvergasung fester Biomasse am Beispiel des Biomassekraftwerks Oberwart*; Dissertation, Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften (E166), Wien, 2010
- [36] Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft (RAG): *75 Jahre Energie*; Homepage, [www.rag-austria.at](http://www.rag-austria.at), 19.07.2014, 09:37
- [37] Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft (RAG): *RAG-Unternehmensporträt*, [www.rag-austria.at](http://www.rag-austria.at), 19.07.2014, 10:02
- [38] Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft (RAG): *Erdgasspeicher*, [www.rag-austria.at](http://www.rag-austria.at), 19.07.2014, 09:42
- [39] Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft (RAG): *RAG Daten und Fakten 2013*, [www.rag-austria.at](http://www.rag-austria.at), 19.07.2014, 09:53
- [40] DI Stephan Bauer (RAG): *RAG Daten und Fakten*, [www.rag-austria.at](http://www.rag-austria.at), Präsentation, 22.09.2014,
- [41] ETOGAS GmbH: *Underground Sun Storage*; Homepage, [www.etogas.com](http://www.etogas.com), 6.10.2014, 12:01
- [42] DI Stephan Bauer (RAG): *Underground Sun Storage*; Vortrag am Seminar Hybride Netze in Mauerbach, 4.12.2014
- [43] Dr. Helga Prazak-Reisinger (OMV Gas & Power): *Antrag e!Mission.at 4 Ausschreibung final*, Projektbeschreibung für Förderansuchen, 18.9.2013

- 
- [44] Deutsche Energie-Agentur (DENA): *Power-to-Gas*; Homepage, [www.dena.de](http://www.dena.de), 15.06.2015, 22:21
- [45] Dr. Helga Prazak-Reisinger (OMV Gas & Power): *Zwischenbericht e!Mission.at 4 Ausschreibung*, Zwischenbericht, 27.01.2015
- [46] Dipl.-Ing Markus Sartory (HyCentA Research GmbH): *W2H Technische Anlagenbeschreibung*, DokumentNr: HyC2014/w2h-5
- [47] DI Dr. Ewald Wahlmüller (Fronius): *Technisches Datenblatt der Energycell 10.0E*,
- [47] Homepage Klimafonds: *Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie*; [www.klimafonds.gv.at](http://www.klimafonds.gv.at); 12.11.2015, 12:22
- [48] Homepage Verbund: *Speicher der Zukunft – Power to Gas*; [www.verbund.com](http://www.verbund.com), 12.11.2015, 13:01
- [49] Homepage Kernenergie.de: *Stilllegung und Rückbau*; [www.kernenergie.de](http://www.kernenergie.de), 12.11.2015, 13:33

## 8.2. Abbildungsverzeichnis

- Abb. 1: Druck- und Geschwindigkeitsprofil; Univ.Prof.Dipl.-Ing. Dr. techn. Hermann Hofbauer; *Brennstoff- und Energietechnologie*; Skriptum, Technische Universität Wien
- Abb. 2: Strömungsverlauf einer frei umströmten Windturbine; Volker Quaschnig: *Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung- Simulation*; Verlag Hanser, München, 8 Auflage, 2013
- Abb. 3: Widerstandsbeiwerte unterschiedlicher Körper; Volker Quaschnig: *Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung- Simulation*; Verlag Hanser, München, 8 Auflage, 2013
- Abb. 4: Windgeschwindigkeiten und Kräfte am Rotorblatt; Volker Quaschnig: *Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung- Simulation*; Verlag Hanser, München, 8 Auflage, 2013
- Abb.5: Homepage Bundesverband für Windenergie: *Vertikale Windenergie*; [www.solar-constructions.com](http://www.solar-constructions.com); 7.10.2015; 12:29
- Abb.6: Homepage: Bundesverband für Windenergie: *Vertikalachser*; [www.windenergie.de](http://www.windenergie.de); 6.10.2015; 12:22
- Abb.7: Homepage: Bundesverband für Windenergie: *Vertikalachser*; [www.windenergie.de](http://www.windenergie.de); 6.10.2015; 12:28
- Abb.8: Homepage: *Aufbau eines Windrades*; [www.energienpoint.de](http://www.energienpoint.de); 7.10.2015; 12:36

- 
- Abb. 9: Schnelllaufzahl von Windkraftanlagen unterschiedlicher Bauart;  
Martin Kaltschmitt und Wolfgang Streicher (Hrsg.): *Regenerative Energien in Österreich*, Vieweg+Teubner, Wiesbaden, 1 Auflage, 2009
- Abb.10: Aerodynamische Bremse – Stall-Regelung; Universität Duisburg-Essen: *Wind Energy*, Vorlesungsfolien, Institut für Energie- Und Umwelttechnik 2009
- Abb.11: Energiefluss einer Windkraftanlage; Univ.Prof.Dipl.-Ing. Dr. techn. Hermann Hofbauer; *Brennstoff- und Energietechnologie*; Skriptum, Technische Universität Wien
- Abb.12: Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und der am Generator abnehmbaren Leistung; Volker Quaschnig: *Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung- Simulation*; Verlag Hanser, München, 8 Auflage, 2013
- Abb.13: Vergleich AEL und PEM-Elektrolyse; [www.fvee.de](http://www.fvee.de), 11.04.2014, 16:08
- Abb.14: Vergleich der Elektrolysearten AEL, PEMEL und HTEL; [www.fvee.de](http://www.fvee.de), 11.04.2014, 16:09
- Abb.15: Schematischer Aufbau der alkalischen Elektrolyse;  
[www.forschung-energiespeicher.info](http://www.forschung-energiespeicher.info), 11.04.2014, 17:03
- Abb.16: Schematischer Aufbau der PEM- Elektrolyse;  
[www.forschung-energiespeicher.info](http://www.forschung-energiespeicher.info), 11.04.2014, 17:05
- Abb.17: Aufbau der PTEL- Elektrolyse;  
[www.forschung-energiespeicher.info](http://www.forschung-energiespeicher.info), 11.04.2014, 17:05
- Abb.18: Homepage: Aufbau einer Methanisierung; [www.audi-mediacycenter.com/de](http://www.audi-mediacycenter.com/de), Pressemitteilung, Deutschland, 12.04.2014, 09:18
- Abb.19: Homepage: Schematischer Aufbau einer biologischen Methanisierung;  
[www.di-verlag.de](http://www.di-verlag.de), 01.03.2014, 12:13
- Abb.20: Homepage: *Vergleich Elektrolyse – Methanisierung*; [www.dvgw.de](http://www.dvgw.de), 08.03.2014, 14:12
- Abb.21: Homepage: *Wirkungskette Strom zu Gas*; [www.frauenhofer.de](http://www.frauenhofer.de), 08.03.2014, 13:33
- Abb.22: Vergleich unterschiedliche Wirkungsgrade, Strom-Methan und Methan-Strom;  
Bastian Hey: *Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements*; Masterthesis, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau, Hamburg, 2012

- 
- Abb.23: Darstellung einer Biogasanlage in Kombination mit einem katalytischem PtG-Konzept; Bastian Hey: *Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements*; Masterthesis, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau, Hamburg, 2012
- Abb.24: Audi e-Gas Anlage in Werlte; Porsche Austria GmbH & Co OG: *Weltpremiere – Audi eröffnet Power-to-Gas-Anlage*; [www.porsche-medianservice.at](http://www.porsche-medianservice.at), Pressemitteilung, Salzburg, 25.06.2013
- Abb.25: Audi – Direktversorgung des Audi e-tron mit Strom; Porsche Austria GmbH & Co OG: *Audi Technologie-Workshop 2012*; [www.porsche-medianservice.at](http://www.porsche-medianservice.at), Pressemitteilung, Salzburg, September 2012
- Abb.26: Audi – Strom zu Gas für den Audi A3 Sportback g-tron; Porsche Austria GmbH & Co OG: *Der neue Audi A3 Sportback g-tron*; [www.porsche-medianservice.at](http://www.porsche-medianservice.at), Pressemitteilung, Salzburg, 01.03.2013
- Abb.27: Aufbau des Fahrzeugs Audi A3 Sportback g-tron; Porsche Austria GmbH & Co OG: *Der neue Audi A3 Sportback g-tron*; [www.porsche-medianservice.at](http://www.porsche-medianservice.at), Pressemitteilung, Salzburg, 01.03.2013
- Abb.28: Aufbau des Gastanks, Audi A3 Sportback g-tron; Porsche Austria GmbH & Co OG: *Der neue Audi A3 Sportback g-tron*; [www.porsche-medianservice.at](http://www.porsche-medianservice.at), Pressemitteilung, Salzburg, 01.03.2013
- Abb.29: Technische Daten des Audi A3 Sportback g-tron; Porsche Austria GmbH & Co OG: *Der neue Audi A3 Sportback g-tron*; [www.porsche-medianservice.at](http://www.porsche-medianservice.at), Pressemitteilung, Salzburg, 01.03.2013
- Abb.30: Aufbau der Lithium-Ionen Hochvolt Batterie; Porsche Austria GmbH & Co OG: *Der Audi A3 Sportback e-tron*; [www.porsche-medianservice.at](http://www.porsche-medianservice.at), Pressemitteilung, Salzburg, 21.02.2013
- Abb.31: Bodengruppe des Audi A3 Sportback e-tron; Porsche Austria GmbH & Co OG: *Der Audi A3 Sportback e-tron*; [www.porsche-medianservice.at](http://www.porsche-medianservice.at), Pressemitteilung, Salzburg, 21.02.2013
- Abb.32: Technische Daten des Audi A3 Sportback e-tron; Porsche Austria GmbH & Co OG: *Der Audi A3 Sportback e-tron*; [www.porsche-medianservice.at](http://www.porsche-medianservice.at), Pressemitteilung, Salzburg, 21.02.2013
- Abb.33: Biomassekraftwerk in Oberwart; [www.wso-ie.at](http://www.wso-ie.at), 27.01.2015, 13:05

---

Abb.34: DFB-Vergasungssystem des Biomassekraftwerks in Oberwart;  
Dipl.-Ing Jan Kotik: *Über den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis der Wirbelschicht-Dampfvergasung fester Biomasse am Beispiel des Biomassekraftwerks Oberwart*; Dissertation, Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften (E166), Wien, 2010

Abb.35: Aufteilung der Anlagenprozesse in fünf Verfahrensabschnitte;  
Dipl.-Ing Jan Kotik: *Über den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis der Wirbelschicht-Dampfvergasung fester Biomasse am Beispiel des Biomassekraftwerks Oberwart*; Dissertation, Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften (E166), Wien, 2010

Abb.36: ORC-Modul der Firma Adoratec;  
Dipl.-Ing Jan Kotik: *Über den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis der Wirbelschicht-Dampfvergasung fester Biomasse am Beispiel des Biomassekraftwerks Oberwart*; Dissertation, Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften (E166), Wien, 2010

Abb.37: Fließbild der Biomasseanlage in Oberwart;  
Dipl.-Ing Jan Kotik: *Über den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis der Wirbelschicht-Dampfvergasung fester Biomasse am Beispiel des Biomassekraftwerks Oberwart*; Dissertation, Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften (E166), Wien, 2010

Abb.38: Berechnungsvariante 1 für die Biomasseanlage in Oberwart; Eigene Zeichnung

Abb.39: Berechnungsvariante 2 für die Biomasseanlage in Oberwart; Eigene Zeichnung

Abb.40: Berechnungsvariante 3 für die Biomasseanlage in Oberwart; Eigene Zeichnung

Abb.41: Schematischer Aufbau einer Lagerstätte; Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft (RAG):  
*Erdgasspeicher*, [www.rag-austria.at](http://www.rag-austria.at), 19.07.2014, 09:42

Abb.42: Erdgasspeicher der RAG in Österreich; Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft (RAG):  
*Erdgasspeicher*, [www.rag-austria.at](http://www.rag-austria.at), 19.07.2014, 09:42

Abb.43: RAG – Arbeitspakete für das Projekt Underground Sun Storage;  
DI Stephan Bauer (RAG): *RAG Daten und Fakten*, [www.rag-austria.at](http://www.rag-austria.at)  
Präsentation, 22.09.2014,

Abb.44: Übersichtsplan der Aufbauten für das Projekt Underground Sun Storage;  
DI Stephan Bauer (RAG): *RAG Daten und Fakten*, [www.rag-austria.at](http://www.rag-austria.at)  
Präsentation, 22.09.2014,

- 
- Abb.45: Vergleich der Stromeinspeisung Sommer-Winter;  
Dr. Helga Prazak-Reisinger (OMV Gas & Power): *Antrag e!Mission.at 4 Ausschreibung final*, Projektbeschreibung für Förderansuchen, 18.9.2013
- Abb.46: Kompressionsvergleich herkömmliche Variante – Fronius Methode;  
[www.compair.de](http://www.compair.de), 17.06.2015, 13:12, eigene Zeichnung
- Abb.47: Projektstruktur und Arbeitspakete für das W2H-Projekt (OMV);  
Dr. Helga Prazak-Reisinger (OMV Gas & Power): *Antrag e!Mission.at 4 Ausschreibung final*, Projektbeschreibung für Förderansuchen, 18.9.2013
- Abb.48: Subpakete – Zuständigkeitsbereiche der Projektpartner;  
Dr. Helga Prazak-Reisinger (OMV Gas & Power): *Antrag e!Mission.at 4 Ausschreibung final*, Projektbeschreibung für Förderansuchen, 18.9.2013
- Abb.49: Zuständigkeitsbereiche der Projektpartner (Elektrolysecontainer);  
Eigene Zeichnung
- Abb.50: Elektrolyse-Modul mit den dazugehörigen Anschlüssen;  
DI Dr. Ewald Wahlmüller (Fronius): *Technisches Datenblatt der Energycell 10.0E*
- Abb.51: Schematischer Aufbau der W2H-Anlage in Auersthal;  
Dr. Helga Prazak-Reisinger (OMV Gas & Power): *Antrag e!Mission.at 4 Ausschreibung final*, Projektbeschreibung für Förderansuchen, 18.9.2013
- Abb.52: Blockschaltbild der Steuerung W2H-Anlage;  
Dr. Helga Prazak-Reisinger (OMV Gas & Power): *W2H-Forschungsprojekt*, Präsentation, 24.02.2015
- Abb.53: Schematischer Aufbau des Elektrolysecontainers;  
Dr. Helga Prazak-Reisinger (OMV Gas & Power): *Zwischenbericht e!Mission.at 4 Ausschreibung*, Zwischenbericht, 27.01.2015
- Abb.54: R&I Fließschema mit ein- und ausgehenden Medien und den Versorgungsleitungen für ein Modul; DI Dr. Ewald Wahlmüller (Fronius):  
*Technisches Datenblatt der Energycell 10.0E*
- Abb.55: Aufbau des PEM-Elektrolyseurs; [www.h-tec.com](http://www.h-tec.com), 13:03.2015; 12:12
- Abb.56: Aufbau eines Elektrolysemoduls E10.0E von Fronius; Eigene Zeichnung
- Abb.57: Druckverlauf eines Elektrolysemoduls von Fronius beim Anfahren;  
Eigene Zeichnung

---

### 8.3. Tabellenverzeichnis

- Tab. 1: Volker Quaschnig: *Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung-Simulation*; Verlag Hanser, München, 8 Auflage, 2013
- Tab. 2: Bastian Hey: *Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements*; Masterthesis, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau, Hamburg, 2012
- Tab. 3: Dipl.-Ing. Michael Wenske: *Wasserstoff-Herstellung per Elektrolyse*; Präsentation, ENERTRAG AG, Dauerthal
- Tab. 4: Homepage Bremer Energie Institut: *Methanisierung*; [www.bremer-energie-institut.de](http://www.bremer-energie-institut.de), 17.09.2014, 13:30
- Tab. 5: Homepage: *Modellanlagen biologische Methanisierung*; [www.fes.de](http://www.fes.de), 06.03.2014, 11:12
- Tab.6: Emina Mujic Duro: *Wirtschaftliche und technische Perspektiven für Methan aus Strom aus erneuerbaren Energieträgern*; Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Fakultät für Informatik, Wien, 2013
- Tab. 7: Homepage: *Vergleich Elektrolyse – Methanisierung*; [www.dvgw.de](http://www.dvgw.de), 08.03.2014, 14:17
- Tab. 8: Homepage: *Vergleich Elektrolyse – Methanisierung*; [www.dvgw.de](http://www.dvgw.de), 08.03.2014, 14:16
- Tab. 9: Emina Mujic Duro: *Wirtschaftliche und technische Perspektiven für Methan aus Strom aus erneuerbaren Energieträgern*; Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Fakultät für Informatik, Wien, 2013
- Tab. 10: Emina Mujic Duro: *Wirtschaftliche und technische Perspektiven für Methan aus Strom aus erneuerbaren Energieträgern*; Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Fakultät für Informatik, Wien, 2013
- Tab.11: Homepage Etogas GmbH: *Indutrielle 6,3 MW PTG-Anlage (Audi E-Gas Anlage)*; [www.etogas.com](http://www.etogas.com), 14.07.2015, 12:22
- Tab.12: Dipl.-Ing Jan Kotik: *Über den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis der Wirbelschicht-Dampfvergasung fester Biomasse am Beispiel des Biomassekraftwerks Oberwart*; Dissertation, Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften (E166), Wien, 2010

- 
- Tab.13: Dipl.-Ing Jan Kotik: *Über den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis der Wirbelschicht-Dampfvergasung fester Biomasse am Beispiel des Biomassekraftwerks Oberwart*; Dissertation, Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften (E166), Wien, 2010
- Tab.14: Dipl.-Ing Jan Kotik: *Über den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis der Wirbelschicht-Dampfvergasung fester Biomasse am Beispiel des Biomassekraftwerks Oberwart*; Dissertation, Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften (E166), Wien, 2010
- Tab.15: Dipl.-Ing Jan Kotik: *Über den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis der Wirbelschicht-Dampfvergasung fester Biomasse am Beispiel des Biomassekraftwerks Oberwart*; Dissertation, Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften (E166), Wien, 2010
- Tab.16: Dipl.-Ing Jan Kotik: *Über den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis der Wirbelschicht-Dampfvergasung fester Biomasse am Beispiel des Biomassekraftwerks Oberwart*; Dissertation, Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften (E166), Wien, 2010
- Tab.17: Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft (RAG): *Erdgasspeicher*, [www.rag-austria.at](http://www.rag-austria.at), 19.07.2014, 09:42
- Tab.18: Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft (RAG): *Erdgasspeicher*, [www.rag-austria.at](http://www.rag-austria.at), 19.07.2014, 09:42
- Tab.19: Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft (RAG): *Erdgasspeicher*, [www.rag-austria.at](http://www.rag-austria.at), 19.07.2014, 09:42
- Tab.20: Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft (RAG): *Erdgasspeicher*, [www.rag-austria.at](http://www.rag-austria.at), 19.07.2014, 09:42
- Tab.21: Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft (RAG): *Erdgasspeicher*, [www.rag-austria.at](http://www.rag-austria.at), 19.07.2014, 09:42
- Tab.22: Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft (RAG): *Erdgasspeicher*, [www.rag-austria.at](http://www.rag-austria.at), 19.07.2014, 09:42
- Tab.23: DI Dr. Ewald Wahlmüller (Fronius): *Technisches Datenblatt der Energycell 10.0E*,
- Tab.24: Dipl.-Ing Markus Sartory (HyCentA Research GmbH): *W2H Technische Anlagenbeschreibung*, DokumentNr: HyC2014/w2h-5
- Tab.25: Dipl.-Ing Markus Sartory (HyCentA Research GmbH): *W2H Technische Anlagenbeschreibung*, DokumentNr: HyC2014/w2h-5

Tab.26: Dipl.-Ing Markus Sartory (HyCentA Research GmbH): *W2H Technische Anlagenbeschreibung*, DokumentNr: HyC2014/w2h-5

#### 8.4. Symbolverzeichnis

Symbol	Beschreibung	Einheit
$A_p$	Projektionsfläche	$m^2$
$c_p$	Leistungsbeiwert	-
$c_{p,max}$	maximaler Leistungsbeiwert	-
$\lambda_{opt}$	Optimale Schnelllaufzahl	-
$\varepsilon$	Gleitzahl	-
$E_W$	Kinetische Energie	$kg\ m^2\ s^{-2} = J$
$F_A$	Auftriebskraft	$kg\ m\ s^{-2} = N$
$F_W$	Widerstandskraft	$kg\ m\ s^{-2} = N$
$\dot{m}$	Massenstrom	$kg\ s^{-1}$
$P_{Nutz}$	Entnommene Leistung	$kg\ m^2\ s^{-3} = W$
$P_W$	Leistungsaufnahme	$kg\ m^2\ s^{-3} = W$
$u$	Umfangsgeschwindigkeit	$m\ s^{-1}$
$v_1$	Geschwindigkeit vor dem Windrad	$m\ s^{-1}$
$v_2$	Geschwindigkeit nach dem Windrad	$m\ s^{-1}$
$v_{AU}$	Auslegungsgeschwindigkeit	$m\ s^{-1}$