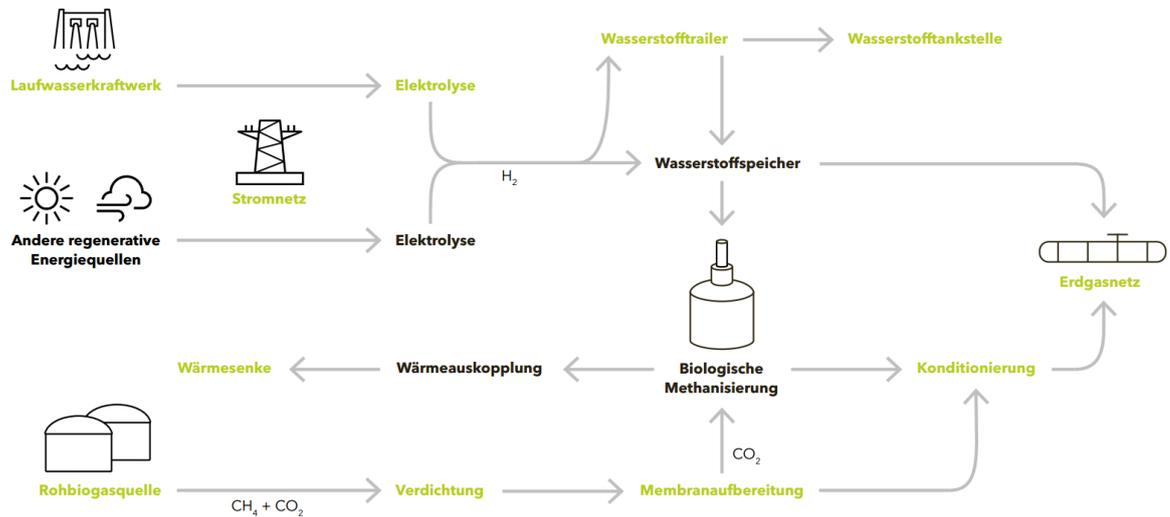




Schlussbericht vom 11. Februar 2021

BioBoost

Flexibler Biogas-Booster



• vorhandene Infrastruktur

Quelle: Eniwa AG, 2020



Datum: 11. Februar 2021

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Ko-Finanzierung:

Verband der Schweizerischen Gasindustrie FOGA
Postfach, Grütlistrasse 44, 8027 Zürich
<http://www.svgw.ch>

Subventionsempfänger/innen:

Eniwa AG
Industriestrasse 25, CH-5033 Buchs
www.eniwa.ch

Hochschule für Technik Rapperswil HSR
IET Institut für Energietechnik
Oberseestrasse 10, CH-8640 Rapperswil
www.iet.hsr.ch

Apex AG
Industriestrasse 31, CH-4658 Dänikon SO
www.apex.eu.com

Autor/in:

Robert Böhm, microbEnergy GmbH, robert.boehm@microbenergy.com
Samuel Pfaffen, Eniwa AG, samuel.pfaffen@eniwa.ch
Andreas Portmann, Eniwa AG, andreas.portmann@eniwa.ch
Markus Regez, Eniwa AG, markus.regez@eniwa.ch
Zoe Stadler, Institut für Energietechnik, OST Ostschweizer Fachhochschule, zoe.stadler@ost.ch

BFE-Projektbegleitung:

Sandra Hermle, sandra.hermle@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501988-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Der Anteil der erneuerbaren Gase im Gasnetz soll in den kommenden Jahren stetig gesteigert werden. Das Potenzial von Biogas aus Biomasse ist jedoch begrenzt und weitere Quellen werden gesucht. Vor diesem Hintergrund entstand das Projekt "Flexibler Biogas-Booster", welches am Beispiel der ARA Reinach die Möglichkeit der biologischen Methanisierung von CO₂ untersucht, welches bei Biogas- und Kläranlagen im produzierten Biogas vorhanden ist. Im Rahmen des Projektes soll erprobt und aufgezeigt werden, ob und wie die biologische Methanisierung technisch machbar, ökologisch und ökonomisch sinnvoll in der relevanten Umgebung von kleinen und mittleren Klär- und Biogasanlagen einsetzbar ist.

Es konnte aufgezeigt werden, dass kleine und mittlere ARAs passende technische Voraussetzungen bieten, um eine biologische Methanisierungsanlage mit hohen Synergieeffekten zu betreiben. Insbesondere die vorhandene CO₂-Quelle an der ARA ist hinsichtlich Qualität und Volumenstrom sehr gut für die biologische Methanisierung geeignet. Durch die hohe CO₂-Konzentration und die Robustheit des biologischen Prozesses kann ein sicherer Betrieb der Methanisierung ohne zusätzliche Konditionierungs- oder Aufreinigungsprozesse gewährleistet werden. Des Weiteren konnte durch praktische Versuche aufgezeigt werden, dass der vorhandene Klärschlamm der ARA für einen Betrieb sowohl bei fluktuierenden, als auch einem kontinuierlichen Modus geeignet ist. Unterstützt wird diese Betriebsweise auch durch geeignete Elektrolysesysteme, insbesondere der PEM-Technologie.

Ein wirtschaftlicher Betrieb einer Power-to-Gas Anlage ist unter den gegebenen Bedingungen am Standort ARA Reinach nicht möglich, obwohl optimale Standortvorteile bestehen. Die hohen Gesteungskosten von Wasserstoff, welcher hauptsächlich auf die hohen Stromkosten zurückzuführen ist, sowie die insgesamt hohen Investitionskosten für eine Power-to-Gas-Anlage machen diese wirtschaftlich unattraktiv. Sie führen zu Methangesteungskosten, welche weit über dem marktüblichen Preis für Biogas liegen.

Der ökologische und energetische Mehrwert von Power-to-Gas Anlagen ist gross. So können durch die Elimination des gegenwärtigen Methanschlupfs bei der ARA Reinach jährliche Emissionen von ca. 3'200 m³ Methan, welche einem Treibhauspotential von 120 t CO₂ entsprechen, verhindert werden. Hinzu kommt die Bindung von ca. 320 t CO₂ aus dem Klärgas pro Jahr. Insgesamt entsteht so ein bedeutender Mehrwert für Umwelt und Gesellschaft. Diese Aspekte werden unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht ausreichend vergütet. Ohne finanzielle Unterstützung lassen sich kleinskalige Power-to-Gas-Systeme nicht wirtschaftlich an kleinen bis mittleren ARAs betreiben.

Um die Vorteile für das Energiesystem nutzbar zu machen, muss erneuerbarer Strom zur Herstellung von Wasserstoff günstig bereitgestellt werden. Dazu muss Strom ab Quelle zu Verfügung stehen, so dass Netzgebühren entfallen. Für eine Adoption der Technologie braucht es eine monetäre Unterstützung für die Anschaffung von Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen. Eine Biogasquote oder eine stärkere Besteuerung fossiler Energieträger steigert die Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Gasen. Aktuell ist fossiles Gas äusserst günstig. Dagegen hat erneuerbares Gas einen schweren Stand.

Take-home messages

- Kleine (unter 20'000 EW) und mittlere (20'000-60'000 EW) Abwasserreinigungsanlagen bieten passende technische Voraussetzungen, um eine biologische Methanisierungsanlage zu betreiben.
- Ein wirtschaftlicher Betrieb einer Power-to-Gas Anlage ist unter den aktuellen Bedingungen nicht möglich. Das idealste Szenario weist Methangesteungskosten von 25 Rp./kWh auf, dies im Vergleich zum aktuellen Marktpreis von Biogas von ca. 12 Rp./kWh.
- Um die Wirtschaftlichkeit erreichen zu können, braucht es eine Skalierung der Produktion von standardisierten Anlagemodulen (Lernkurve) sowie zu Beginn eine Anschubfinanzierung von Power-to-Gas-Anlagen.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Take-home messages	3
Inhaltsverzeichnis	4
Abkürzungsverzeichnis	6
1 Einleitung	7
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	7
1.2 Motivation des Projektes	8
1.3 Projektziele	8
2 Anlagenbeschrieb ARA Reinach	9
3 Vorgehen und Methode	11
4 Ergebnisse und Diskussion	12
4.1 Darstellung der Literatur und Erfahrungen aus anderen Projekten.....	12
4.1.1 Anlagen in der Schweiz	12
4.1.2 Erfahrungen aus Versuchsanlagen	13
4.1.3 Bewilligungsprozess	15
4.1.4 Zukünftige Kostenentwicklung.....	16
4.1.5 Rolle von Power-to-Gas im zukünftigen Energiesystem	17
4.2 Knotenpunkt zwischen Strom- und Gasnetz	18
4.3 Wasserstoff aus Elektrolyse	19
4.3.1 Technische Machbarkeit.....	20
4.3.2 Ökonomische Machbarkeit	21
4.3.3 Kombination mit Solarstrom	23
4.3.4 Wasserstoffspeicher	24
4.3.5 Nebenprodukte	24
4.4 Wasserstoffmarkt.....	25
4.4.1 Marktoptionen von grünem Wasserstoff.....	25
4.4.2 Möglichkeiten der Anlieferung	25
4.4.3 Wasserstoffbedarf in der Schweiz	25
4.5 Reinigung von industriellen Wasserstoff-Abgasen.....	26
4.5.1 Resultate der Prozessanalyse.....	26
4.5.2 Resultate der technischen und wirtschaftlichen Evaluation des Reinigungsprozesses	27
4.6 Biologische Methanisierung.....	30
4.6.1 Standort- und Kapazitätsuntersuchung	30
4.6.2 Analyse von Gas und Schlamm	30
4.6.3 Konzepterstellung und Basisauslegung	33
4.6.4 Blockbild	37



4.6.5	Massen- und Energiebilanz	40
4.6.6	Integrationskonzept als Aufstellplan in 2D	41
4.6.7	Simulationsgestützte Auswahl des Betriebsmodells	42
4.6.8	Anlagendimensionierung	42
4.6.9	BiON® Check	43
4.6.10	Technische Planung	46
4.6.11	Voranfrage Komponentenhersteller	49
4.6.12	Wirtschaftliche Betrachtung der Methanisierungseinheit mit Gasaufbereitung.....	51
4.7	Wirtschaftliche Gesamtbetrachtung einer Power-to-Methan-Anlage	54
4.8	Sensitivitäten	56
4.9	LCA-Abschätzung.....	56
5	Schlussfolgerungen und Fazit	57
6	Ausblick.....	59
7	Präsentation und Publikation.....	59
8	Literaturverzeichnis	60



Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
ARA	Abwasserreinigungsanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BOP	Balance of Plant: Komponenten und Hilfssysteme zur Energieerzeugung wie Transformatoren, Wechselrichter, Tragstrukturen usw.
CAPEX	Investitionskosten (engl. capital expenditure)
CNG	Compressed Natural Gas; komprimiertes Erdgas
DAC	Direct Air Capturing
ESI-Plattform	Forschungsplattform am Paul-Scherrer-Institut (ESI: Energy System Integration)
GC-MS	Gaschromatographie mit Massenspektrometrie-Kopplung
HEPP	High Efficiency Power-to-Methane Pilot. Testanlage an der OST
HHV	higher heating value; Brennwert
ICP-OES	Optische Emissionsspektrometrie mit induktiv gekoppeltem Plasma (engl. Inductively coupled plasma atomic emission spectroscopy)
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KVA	Kehrichtverwertungsanlage
LCA	Lebenszyklusanalyse (engl. life cycle assessment)
LNG	Liquefied Natural Gas; verflüssigtes Erdgas
MBR	Methanbildungsrate
OPEX	Betriebsausgaben (engl. operational expenditure)
P2G/PtG	Power-to-Gas (Umwandlung von Strom in Gas)
P2X	Power-to-X (Umwandlung von Strom in ein Produkt oder einen Energieträger)
PEM	Protonen-Austausch-Membran (engl. proton exchange membrane)
PSA	Pressure swing adsorption; Druckwechsel-Adsorption
PV	Photovoltaik
SCCER	Swiss Competence Centers for Energy Research
SNG	Synthetic Natural Gas; Synthesegas aus fossilen oder erneuerbaren Quellen
SOEC	Hochtemperatur-Elektrolyse (englisch solid oxide electrolyzer cell)
SVGW	Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches
TCO	Jährliche Gesamtkosten (engl. total cost of ownership)
TISG	Technische Inspektorat des Schweizerischen Gasfaches
TRL	Technical Readiness Level
VOC	Flüchtige organische Verbindungen (engl. volatile organic compounds)
VSG	Verband der Schweizerischen Gasindustrie



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Eine nachhaltige Energieversorgung ist stärker elektrifiziert und erfordert deshalb den Zubau von Anlagen zur Produktion von erneuerbarem Strom. Dieser Strom aus Sonne und Wind wird oft nicht dann produziert, wenn er konsumiert wird. Ein hoher Zubau von Photovoltaik in der Schweiz, wird im Sommer zu deutlichen Überschüssen bei der Stromproduktion führen.

Als kurzzeitige Speicher werden zukünftig in der Regel Batterien zum Einsatz kommen. Für langfristige Speicherung sind Batteriespeicher aber nicht geeignet (Kosten, Energiedichte). Power-to-Gas-Technologien weisen höhere Energiedichten auf und erlauben dadurch grössere Speicherkapazitäten. Wasserstoff und Methan aus Power-to-Gas-Anlagen sowie Biogas können sich gegenseitig ergänzen und als CNG und LNG Anwendung finden. Es ist wichtig, dass die Komponenten eines erneuerbaren Energiesystems Flexibilität für das Gesamtsystem zur Verfügung stellen können. Die Energieträger Methan, Wasserstoff und Elektrizität können sich so gegenseitig ergänzen. Der aktuelle Stand der drei Energieträger sieht folgendermassen aus:

- Von ca. 100 Biogasanlagen in der Schweiz speisen erst 38 ins bestehende Erdgasnetz ein [1]. Im Jahre 2019 betrug die eingespeiste Energiemenge 409 GWh, was einer Steigerung von 11% gegenüber dem Vorjahr entspricht. Die anderen Biogasanlagen produzieren zu einem grossen Teil Strom und werden dafür mit der KEV (kostendeckende Einspeisevergütung) entschädigt. In einigen Jahren fällt für viele Anlagen die KEV-Förderung weg, womit die Einspeisung des erneuerbaren Gases in das Erdgasnetz interessant wird. Aus Sicht des Gesamtenergiesystems ist dies interessanter, weil erneuerbares Biogas speicherbar ist und besonders im Sommerhalbjahr eine Stromproduktion aus Biogas nicht sinnvoll ist, da hier PV-Anlagen in Zukunft mehr als genug Strom produzieren. Für die Einspeisung von Biogas ist entweder eine Gasreinigung notwendig, welche dem Rohbiogas die ca. 40% CO₂ entnimmt, oder es ist eine Methanisierung notwendig, welche die ca. 40% CO₂ zusammen mit Wasserstoff in Methan umwandelt. Der grosse Vorteil von Power-to-Gas in Kombination mit einer Methanisierung ist, dass durch die Technologie bisher ungenutztes, biogenes CO₂ in CH₄ umgewandelt werden kann. Durch das Verfahren werden neue Energiepotentiale erschlossen und Kreisläufe geschlossen. Dies ist im Sinne der nationalen Klimastrategie.
- In der Schweiz gibt es insgesamt 800 Abwasserreinigungsanlagen [2]. 58 ARAs sind in der Grösse von 30'000 - 50'000 EW ausgelegt, effektiv in dieser Grösse in Betrieb sind 37. Für die Grösse 50'000 - 100'000 EW sind 45 ARAs ausgelegt, effektiv in dieser Grösse in Betrieb sind 19. Aus dem hier zur Verfügung stehenden und bisher ungenutzten Kohlenstoffdioxid liessen sich etwa 160 GWh synthetisches Methan pro Jahr erzeugen (entspricht beinahe der Hälfte der jährlichen Biogasproduktion in der Schweiz).
- Obwohl ARAs relativ kleine CO₂-Quellen sind und alle ARAs zusammen nur 2 % des für Power-to-Gas verwertbaren CO₂ aus Punktquellen ausmacht, sind sie interessante Quellen für Methanisierungen: Weil sich die ARAs über die ganze Schweiz verteilen, gibt es potentiell viele ARAs, die mit Elektrolyseuren bei Wasserkraftwerken in kurzer Distanz kombiniert werden können. CO₂ wird bei ARAs günstig zur Verfügung gestellt [3], da es bei der Rohgasaufbereitung sowieso abgeschieden wird. Untersuchungen [4] zeigen, dass bei der Erschliessung der deutlich grösseren Quellen wie den KVAs entweder mit der vor Ort verfügbaren elektrischen Energie nur wenige Prozent des CO₂-Volumenstroms genutzt werden oder sehr viel erneuerbare elektrische Leistung aus dem Netz bezogen werden muss, um einen substantiellen Anteil des CO₂-Volumenstroms zu nutzen. Zudem muss für die vollständige CO₂-Neutralität bis 2050 auch für kleinere CO₂-Quellen eine Lösung gefunden werden. Eine Abscheidung von CO₂ und eine Abgabe an die Atmosphäre, wie es heute geschieht, ist nicht sinnvoll.



- Basierend auf der ersten öffentlichen Wasserstofftankstelle der Schweiz in Hunzenschwil wird nun eine Wasserstoff-Infrastruktur in der Schweiz aufgebaut. Diese Infrastruktur besteht aus Power-to-Hydrogen-Anlagen nahe von Flusskraftwerken (Vermeidung des Netznutzungsentgelts) sowie Wasserstofftankstellen entlang den Hauptverkehrsachsen. Die treibenden Organisationen sind H2Energy (www.h2energy.ch) und der Förderverein Wasserstoffmobilität Schweiz (www.h2mobilitaet.ch).
- Mit dem Abschalten von Atom- und Kohlekraftwerken und dem Zubau von erneuerbaren Energien wird das europäische Stromnetz in Zukunft volatiler. Die Produktion von Elektrizität unterliegt stärkeren Schwankungen. Flexible Anlagen können nur rentabel betrieben werden, wenn sich der Wert der Flexibilität im Strompreis abbildet. Power-to-Gas-Anlagen sollen nur erneuerbaren Strom verwenden. Dieser ist durch tiefe Grenzkosten aber wenige Vollaststunden gekennzeichnet. Der Strompreis ist sehr entscheidend für die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen.

1.2 Motivation des Projektes

In einigen Jahren fällt für viele der Biogasanlagen in der Schweiz die KEV-Förderung weg, womit die Einspeisung des erneuerbaren Gases in das Erdgasnetz interessant wird. Für die Einspeisung ist eine Gasreinigung notwendig, welche dem Rohbiogas die ca. 40% CO₂ entnimmt. Dieses CO₂ soll zukünftig nach der Abtrennung nicht mehr in reiner Form in die Atmosphäre abgegeben werden. Das CO₂ soll anderweitig genutzt, gespeichert oder im Sinne der Kreislaufwirtschaft zusammen mit Wasserstoff wiederum methanisiert werden. In dieser Studie soll untersucht werden, ob das biogene CO₂ mittels Archaeen in CH₄ umgewandelt werden kann.

Als nachhaltig positionierte Energieversorgerin ist Eniwa bestrebt, eine langfristige Sicherung der notwendigen erneuerbaren Gase zu erreichen. Die bisherigen Entwicklungen beim Aufbau von Biogasanlagen in der Schweiz ist viel zu langsam, um die angestrebten Klimaziele zu erreichen. Eniwa sucht deshalb zusätzliche Möglichkeiten, um die Beschaffung von erneuerbarem Gas sicherzustellen.

1.3 Projektziele

Es ist das Ziel dieses Projektes, ein Konzept und ein detailliertes Design eines flexiblen Knotenpunkts des Energiesystems zu erstellen, der das Elektrizitätsnetz via Wasserstoff mit dem Gasnetz verbindet. Das Konzept deckt sowohl technische als auch wirtschaftliche Aspekte ab. Die Untersuchungen werden anhand eines konkreten Knotenpunktes im Versorgungsgebiet von Eniwa durchgeführt mit Überlegungen zu Skalierung auf andere Grössen. Der Knotenpunkt wird gebildet aus Standorten, an denen Eniwa bereits jetzt dazugehörige Infrastruktur betreibt:

- Die ARA Reinach klärt das Abwasser von 53'000 Einwohnern. Eniwa bereitet das Klärgas (Rohbiogas) mit einer Membranaufbereitungsanlage zu Biogas auf und speist es in das Erdgasnetz ein. An dem Standort stehen bisher ungenutzte Kohlenstoffdioxidmengen zur Verfügung (circa 160'000 Nm³ CO₂ pro Jahr).
- Beim Laufwasserkraftwerk in Aarau läuft seit drei Jahren ein Pilotversuch mit einem Elektrolyseur. Von hier wurde die erste Wasserstofftankstelle der Schweiz in Hunzenschwil mit Wasserstoff versorgt.

Das Forschungsprojekt sucht anhand dieses Knotenpunkts Antworten auf die folgenden Fragen:

- Wie kann die biologische Methanisierung effizient in eine bestehende Gasaufbereitung integriert werden, um Kohlenstoffdioxid in Methan umzuwandeln und dabei gleichzeitig Methanschluß zu vermeiden?
- Welchen Mehrwert kann die biologische Methanisierung für die regionale Nutzung von Bioenergie bringen?



- Wie kann Biogas mithelfen, im zukünftigen Energiesystem der Schweiz erneuerbare Energie und Flexibilität zur Verfügung zu stellen?
- Welche Anforderungen ergeben sich für flexible Knotenpunkte abgeleitet aus Untersuchungen zum Gesamtenergiesystem der Schweiz?
- Wie muss der in dieser Studie untersuchte Knotenpunkt konzipiert und dimensioniert werden, um seine Rolle im Gesamtenergiesystem zu übernehmen?
- Wie kann ein flexibler Knotenpunkt wirtschaftlich betrieben werden? Es werden Massnahmen im Marktdesign, im Gesamtenergiesystem und im Knotenpunkt selber untersucht.
- Wie weit können die Aussagen aus dem untersuchten Knotenpunkt verallgemeinert werden?

Im Rahmen des Projektes soll erprobt und aufgezeigt werden, ob und wie die biologische Methanisierung technisch machbar, ökologisch verträglich und ökonomisch sinnvoll in der relevanten Umgebung von kleinen und mittleren Klär- und Biogasanlagen einsetzbar ist. Damit weist das Vorhaben enormes Potential zur Übertragbarkeit und als Blaupause für andere Anlagenstandorte auf. Der überwiegende Teil der in der Schweiz installierten erneuerbaren Biomasseanlagen wird über Einspeisevergütungen von elektrischem Strom vergütet. Mit dem allmählichen Ende der Vergütungsphase stehen Investorinnen und Anlagenbetreiber vermehrt vor der Entscheidung, wie mit bestehenden Anlagen verfahren werden soll und welche zusätzlichen Wertschöpfungspfade möglich sind. Ein Weiterbetrieb mit Ergänzung einer Methanisierungsanlage und Einspeisung des biogenen Methans in das Erdgasnetz ist ein möglicher neuer Erlöspfad und im Sinne der nationalen Klimastrategie.

2 Anlagenbeschrieb ARA Reinach

Die ARA Reinach klärt das Abwasser von 53'000 Einwohnern. Eniwa bereitet das Klärgas mit einer Aufbereitungsanlage (Membrantechnologie) zu Biomethan auf und speist es in das Erdgasnetz ein. Aufgrund des im Klärgas vorhandenen Kohlenstoffdioxids, welches bei der Aufbereitung abgetrennt wird, steht dieses am Standort zur Verfügung (circa 160'000 Nm³ CO₂ pro Jahr). Die Kläranlage beinhaltet vier Reinigungsstufen mit Ozonung und fünf Sandfilter-Becken. Es wird dabei das Abwasser von acht Verbandsgemeinden mithilfe einer vierstrassigen Belebtschlamm-Anlage gereinigt.

Die Installation der Membranaufbereitungsanlage im Jahr 2015 war ein BFE-Forschungsprojekt [5] und ist auf die Aufbereitung von 40 Nm³/h Rohgas ausgelegt. Die Membrantechnik zur Aufbereitung von Biogas war zu diesem Zeitpunkt eine verhältnismässig junge Technologie, weshalb erst wenige Betriebserfahrungen vorlagen. Aufgrund der Anlagengrösse und der Auftragsvergabe an den Schweizer Anlagenlieferant Apex, der bis zu diesem Zeitpunkt noch keine kommerzielle Anlage gebaut hatte, war das Projekt ein wichtiger Wegbereiter für weitere ähnliche Anlagen.



Abbildung 1: ARA Reinach mit Gasaufbereitungsanlage. Bildquelle: [5]

Die existierende Aufbereitungsanlage besteht aus einem Doppelcontainer, der das Aufbereitungsmodul mit Odorierung, dem Gasverdichter und weitere Komponenten (u.a. Aktivkohlefilter, Sensorik, Gasmessung) enthält und die Anforderung an den Explosionsschutz erfüllt (Ex-Zone). Im kleineren Container (siehe Abbildung 1) ausserhalb der Ex- Zone sind die Anlagensteuerung und die Gasanalytik verbaut.

Klärgas der Abwasserreinigungsanlage mit einem Methangehalt $> 60\%$ wird in einem Gasspeicher gesammelt und anschliessend zur Aufbereitungsanlage geführt. Die Klärgasproduktion fluktuiert saisonal und wetterbedingt, die Aufbereitungsanlage jedoch bevorzugt konstante Konditionen. Der Gasspeicher glättet diese Schwankungen. Die Aufbereitungsanlage wird anhand des Speichervolumens gesteuert. Bei vollem Speicher wird die Anlage gestartet und bereitet das vorhandene Klärgas auf. Sobald der Speicher leer ist, wird die Anlage gestoppt (Batch-Betrieb).

Heute ist der Volumenstrom durch die Aufbereitungsanlage etwas höher, da weitere Gemeinden angeschlossen wurden. Hierfür wurde im Jahr 2019 ein neuer Kompressor nachgerüstet. Seit dem 19. Mai 2015 bis Ende Mai 2020 wurden insgesamt 7.7 GWh bzw. 731'510 Nm³ Biogas ins 5-bar-Erdgasnetz der Wynagas AG eingespeist.



3 Vorgehen und Methode

Für die Anlage in Reinach wird eine Auslegeordnung entsprechend den aktuellen Volumenströmen vorgenommen. Es werden verschiedene Möglichkeiten der Wasserstoffbereitstellung untersucht sowie deren Anlagenintegration in Kombination mit der biologischen Methanisierung betrachtet.

Die Auslegung in diesem Projekt richtet sich nach den aktuellen Volumenströmen im kontinuierlichen Betrieb mit einer durchschnittlichen Klärgasproduktion von 50 Nm³/h Klärgas sowie einem zweiten Szenario mit einer grösseren Auslegung (ca. Faktor 2.5), siehe folgende Abbildung.

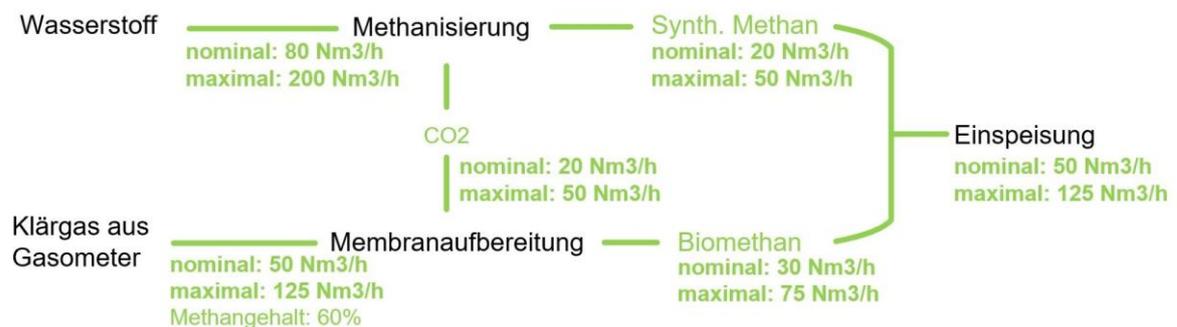


Abbildung 2: Volumenströme der beiden untersuchten Varianten. Dabei entspricht "nominal" den aktuellen Volumenströmen im Betrieb der ARA Reinach, wobei "maximal" ist die maximal mögliche Auslastung der ARA und damit die maximal möglichen Volumenströme bedeutet.

Die Anlage wird dabei nach den folgenden Prämissen ausgelegt:

- Es soll die gesamte verfügbare Kohlenstoffdioxidmenge umgesetzt werden.
- Die bestehende Membranaufbereitung wird weiterbetrieben und deren Betrieb darf nicht beeinträchtigt werden.
- Das Anlagenkonzept soll auf weitere ARA -Standorte übertragbar sein.

In einer technisch-ökonomischen Untersuchung werden zuerst die Anlagenbestandteile einzeln (Wasserstoffbereitstellung und biologische Methanisierung) und im Anschluss in der Gesamtanalyse kombiniert betrachtet. Die jeweiligen Kostenangaben für Elektrolyse und Methanisierung sind reine Anlagen- und Gehäusekosten, ohne standortabhängige Zusatzkosten für z.B. Fundamente und Rohrverlegung. Aufgrund der Gesamtanalyse wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

Im Rahmen der Konzeptentwicklung und der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden vier Szenarien genauer untersucht, die sich im Wesentlichen in der Art der Wasserstoffbereitstellung unterscheiden. Die Szenarien 1 und 2 beschreiben den Betrieb einer Elektrolyse am Standort ARA Reinach, welche durch erneuerbarem Strom aus dem Netz bzw. Strom aus einer PV-Anlage vor Ort betrieben wird. Das Szenario 3 betrachtet die Kombination von Wasserstoffeinkauf und Methanisierung. Das Szenario 4 untersucht die Reinigung von industriellen Wasserstoff-Abgasen zur anschliessenden Wiederverwendung für die Methanisierung. Voraussetzung für die Szenarien 3 und 4 ist, dass der Wasserstoff ursprünglich aus einer erneuerbaren Quelle stammt. Die Auslegung der Szenarien erfolgt anhand der Volumenströme, wie sie in Abbildung 2 dargestellt sind. Die Szenarien werden auf ihre technische sowie ökonomische Machbarkeit untersucht.



In der nachfolgenden Tabelle ist eine Übersicht der betrachteten Szenarien für eine Power-to-Gas Anlage am Standort der ARA Reinach dargestellt:

Tabelle 1: Untersuchte Szenarien im Projekt BioBoost

Szenario	1	2	3	4
Wasserstoff Bereitstellung	Elektrolyse mit Netzstrom aus Wasserkraft	Elektrolyse mit 35% Solarstrom, 65% Netzstrom	Einkauf von grünem H ₂	Reinigung von industriellen H ₂ Abgasen
Sauerstoffnutzung Elektrolyse	Ozonung ARA		N/A	
Abwärmenutzung Elektrolyse	Temperierung Faultrum ARA			
Methanisierung	Biologische Methanisierung mit Gasaufbereitung			
Abwärmenutzung Methanisierung	Temperierung Faultrum ARA			

4 Ergebnisse und Diskussion

4.1 Darstellung der Literatur und Erfahrungen aus anderen Projekten

4.1.1 Anlagen in der Schweiz

Es gibt ein paar wenige Power-to-Methan-Anlagen in der Schweiz. Betriebserfahrungen des IET Institut für Energietechnik an der OST Ostschweizer Fachhochschule¹ stammen hauptsächlich aus der eigenen Anlage in Rapperswil sowie der Anlage in Solothurn (die bisher grösste Anlage der Schweiz; 2020 abgebaut). Neben diesen beiden Anlagen gibt es eine Anlage am Paul-Scherrer-Institut (ESI-Plattform) sowie bei der EPFL in Martigny. Diese vier Anlagen sind Teil des SCCER Heat and Electricity Storage. Weiter wird aktuell eine Anlage bei Limeco in Dietikon aufgebaut (die erste Anlage im Industriemasstab in der Schweiz).

Auch Power-to-Hydrogen-Anlagen werden aktuell gebaut, wie zum Beispiel eine 2 MW-Anlage in St. Gallen (Spatenstich im Frühjahr 2020) sowie die 2 MW-Anlage in Gösigen (Inbetriebnahme im Januar 2020, aktuell Testbetrieb).

HEPP-Anlage in Rapperswil (High Efficiency Power-to-Gas Pilot): Die HEPP-Anlage ist eine 10 kW Demonstrationsanlage, welche das Ziel verfolgt, mit der Verwendung einer Hochtemperaturelektrolyse und einem integrierten Wärmemanagement die Effizienz der Power-to-Methan-Anlagen zu erhöhen (angestrebte Effizienz einer Grossanlage: 70%). Das CO₂ stammt bei dieser Anlage aus der Luft (Climeworks) und wird zusammen mit dem Wasserstoff in einem katalytischen Methanisierungsreaktor in Methan umgewandelt und ins Erdgasnetz eingespeist.

¹ bis im Sommer 2020: HSR Hochschule für Technik Rapperswil



STORE&GO-Anlage in Solothurn: Die Power-to-Methan-Anlage in Solothurn wandelt CO₂ aus einer Abwasserreinigungsanlage mit Wasserstoff aus dem Hybridwerk in Methan um. Das Gas, welches von der ARA zugeführt wird, besteht aus 98% CO₂ und nur wenig CH₄, da das Klärgas direkt an der ARA schon abgetrennt wird. Mithilfe einer biologischen Methanisierung (Electrochaea) wird Methan produziert und ins Erdgasnetz eingespeist. Die Demonstrationsanlage wurde im Rahmen des EU-Projekts "STORE&GO" (www.storeandgo.info) aufgebaut und von 2018 bis 2020 betrieben. Die Methanisierung war jeweils nur in Betrieb, wenn Tests gefahren wurden und lief nicht im Dauerbetrieb. Die maximale Produktionsmenge betrug dabei 30 Nm³/h. Der Standort Zuchwil ist eine Art gläserne Werkstatt der Regio Energie Solothurn. Hier steht das Hybridwerk, das mit zwei Elektrolyseuren aus Strom Wasserstoff herstellen kann. Ein 1250-kW-Gasmotor erzeugt Strom und Wärme und speist die Energie in die jeweiligen Netze ein. Das Hybridwerk kann sehr flexibel betrieben werden. Die Power-to-Gas-Anlage und das Hybridwerk in Solothurn dienen der Sektorkopplung zwischen den Versorgungsnetzen für Strom, Gas, Wasser und Wärme. Energie wird von einer Form zu einer anderen umgeformt, z.B. beim Power-to-Gas wird der Überschussstrom im Sommer umgeformt und als Gas gespeichert, um ihn dann im Winter für die Wärmeproduktion im Blockheizkraftwerk (BHKW) zu verwenden.

4.1.2 Erfahrungen aus Versuchsanlagen

Die drei Versuchsanlagen aus dem EU-Projekt STORE&GO stehen, bzw. standen in Falkenhagen (D), Solothurn (CH) und Troia (I). Die nachfolgenden Informationen stammen aus dem Bericht [6].

Bei der Demo-Site in Falkenhagen kommt ein innovativer "Honeycomb"-Methanisierungsreaktor zum Einsatz. Der Reaktor besteht aus Mehrrohrkanälen, die mit einem metallischen Katalysator beschichtet sind. Falls ein Teil des Wasserstoffs und Kohlendioxids in diesem Honeycomb-Reaktor nicht zu Methan reagiert haben, werden sie im nachfolgenden Polierreaktor in Methan umgewandelt. In Troia wurde eine innovative Power-to-Gas-Prozesskette implementiert, die aus einer DAC-Einheit (Direct Air Capture), einem einstufigen Methanisierungsreaktor mit Millistruktur und einer Verflüssigungseinheit besteht. Um einen Gesamtumsatz von nahezu 100% zu erreichen, werden H₂ und CO₂ vom Produktgas getrennt und recycelt. Während in Falkenhagen und in Troia ein katalytisches Methanisierungskonzept untersucht wird, wird in Solothurn eine biologische Rührblasensäulen-Reaktor eingesetzt. Hierbei wird der Wasserstoff und das Kohlendioxid in einem stöchiometrischen Verhältnis durch einen biologischen Prozess (Archaea) in Methan umgewandelt.

Einer der wichtigsten Leistungsindikatoren ist die Effizienz der gesamten Strom-Gas-Prozesskette. Der Gesamt-Power-to-Gas Wirkungsgrad berücksichtigt den Wärmeverbrauch und den Energiebedarf für die folgenden Prozessschritte:

- CO₂-Konditionierung
- Wasserstoff-Produktion via vorhandenem Elektrolyseur
- Methanisierungseinheit
- Einspeisung in ein Hochdruckgasnetz oder Verflüssigung.

Tabelle 2 liefert einen Überblick über die energetische Bewertung der drei Demonstrationsanlagen. Für die Anlage in Falkenhagen wurde basierend auf den Messergebnissen eine Gesamteffizienz des Power-to-Gas (PtG) Prozesses von 53% erreicht. Die Methanisierungseinheit selbst erreicht einen Wirkungsgrad der von 85% (einschliesslich Wärmeverbrauch und Strombedarf). Der relativ niedrige Gesamt-PtG-Wirkungsgrad ergibt sich aus dem schlechten Wirkungsgrad des vorhandenen alkalischen Elektrolyseurs. Aufgrund dieser Tatsache besteht das grösste Optimierungspotential in Falkenhagen in der Verwendung eines State-of-the-Art-Elektrolyseurs. Dies würde zu einem optimierten PtG-Gesamtwirkungsgrad von 69% führen [6]. Die Kerntechnologie in Falkenhagen (zweistufige Methanisierungseinheit) war jedoch in der Lage, qualitativ hochwertiges SNG (CH₄ > 99 Vol.-%) für eine grosse Variation der Last zu erzeugen. Auch bei Lastwechseln erfüllt die SNG-Qualität immer die Grenzen für die Einspritzung des Gases.



Tabelle 2: Überblick über die Methanfraktionen nach der Methanisierung und den Gesamt-PtG-Wirkungsgrad sowie den optimierten Wirkungsgrad, wenn alle Optimierungspotentiale als Indikatoren für die energetische Bewertung betrachtet werden. Quelle: [6], Tabelle 6-1

	Falkenhagen	Solothurn	Troia
Methangehalt des Produktgases	> 99 vol.-%	> 99 vol.-%	99 vol.-%
Gesamt-Power-to-Gas-Effizienz	53 %	42 %	29 %
Optimierte Gesamt-PtG-Effizienz	69 %	89 %	46 %

In Solothurn wurde bei der Methanisierung ein Gesamtwirkungsgrad von 73% gemessen. Der gesamte Power-to-Gas-Prozess (inklusive Elektrolyse) weist einen Wirkungsgrad von 42.5% auf. Aufgrund des nahe gelegenen „Hybridwerks“ kann auch die Abwärme des Elektrolyseurs mit einer relativ niedrigen Temperatur von weniger als 60°C genutzt werden. Im „Hybridwerk“ wird die Wärme über eine Wärmepumpe in das Fernwärmenetz eingespeist. Der Energiebedarf für die CO₂-Quelle kann vernachlässigt werden, da der CO₂-Volumenstrom zur Anlage ein Abfallprodukt der Rohgasaufbereitung ist. Weitere Optimierungsmöglichkeiten gibt es beim Energiebedarf und bei Nutzung der Abwärme der Methanisierung. Die Publikation [6] führt zusammengefasst die folgenden Optimierungsmöglichkeiten für die Anlage in Solothurn auf:

Tabelle 3: Einfluss der Optimierung auf die Gesamteffizienz der Power-to-Gas-Anlage

	Gesamteffizienz der Power-to-Gas-Anlage
Ursprünglicher Gesamtwirkungsgrad	42%
+ Nutzung der Abwärme des Elektrolyseurs	72%
+ Kein Energiebedarf für die CO ₂ -Abspaltung	76%
+ Kein Energiebedarf für die SNG-Einspeisung	76%
+ Optimierter Energiebedarf bei der Methanisierung	77%
+ Nutzung der Abwärme der Methanisierung	89%

Berücksichtigt man alle diese Optimierungspotentiale, kann ein PtG-Gesamtwirkungsgrad von 89% erreicht werden. Dies zeigt, dass die Effizienz der gesamten PtG-Prozesskette stark vom Standort der Anlage und vor allem der Nutzung der Abwärme abhängt. Aufgrund des innovativen Charakters der gesamten Prozesskette in Troia und der relativ geringen Kapazität von 0.1 MW SNG-Leistung besteht ein grosses Potenzial für eine energetische Verbesserung im Rahmen der Skalierung. Während des Projekts wird ein PtG-Gesamtwirkungsgrad von 29% erreicht. Es ist zu berücksichtigen, dass vor allem der DAC und die Verflüssigung des SNG einen vergleichsweise hohen Energiebedarf haben. Aufgrund der Rückführung von magerem Gas an die Vorderseite der Methanisierungseinheit liegt die Gesamtumwandlung von CO₂ und H₂ im Bereich von 99%. Durch Wärmeintegration und energetische Optimierung der Prozesseinheiten kann ein PtG-Gesamtwirkungsgrad von 46% erreicht werden.

Das TRL (Technology Readiness Level) der biologischen und katalytischen Methanisierung liegt bei beiden ungefähr auf Stufe 6-7.



4.1.3 Bewilligungsprozess

Bei der Power-to-Gas-Anlage des IET Instituts für Energietechnik in Rapperswil wurden die folgenden Schritte zur Genehmigung einer Power-to-Gas-Anlage festgehalten:

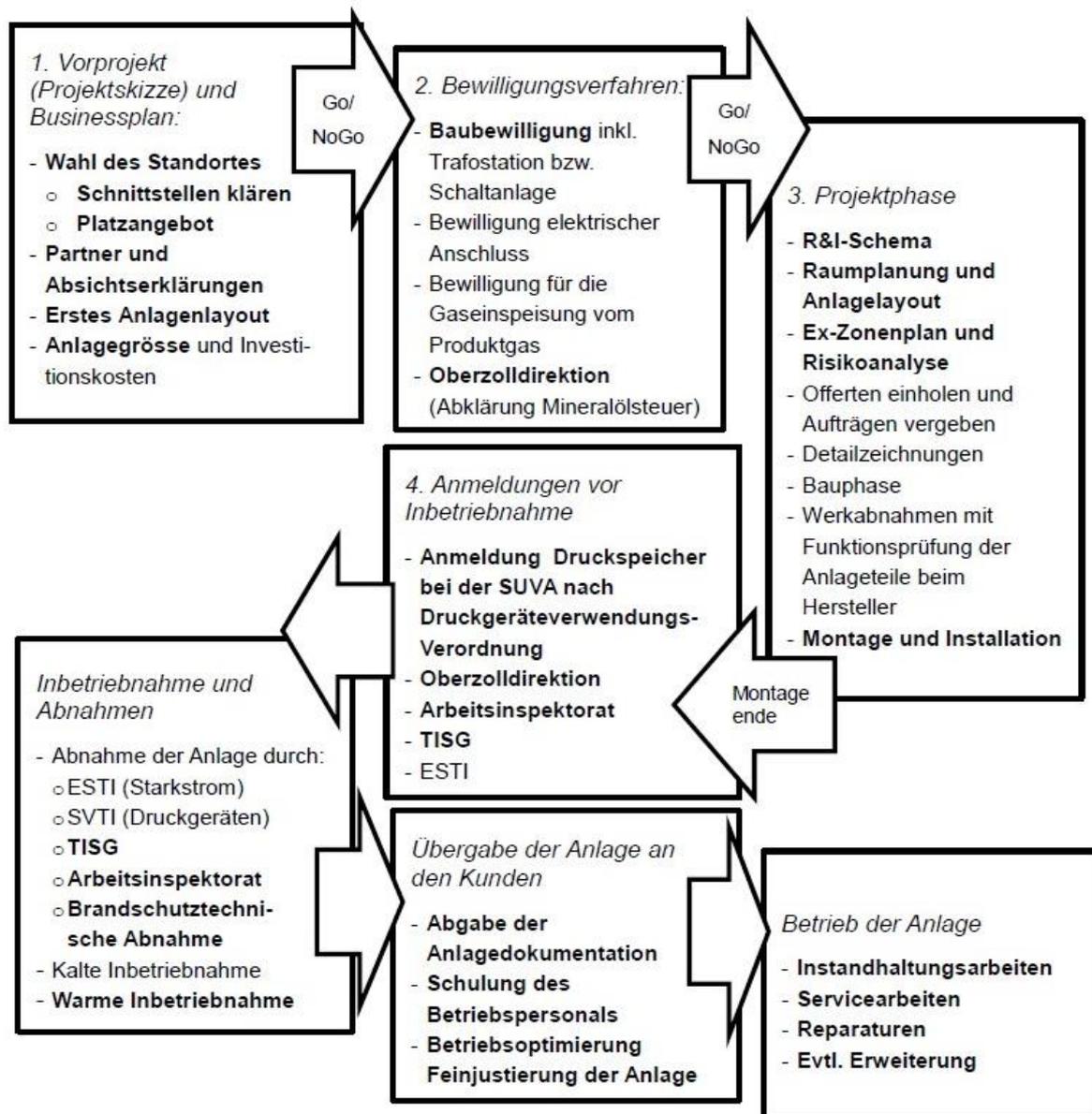


Abbildung 3: Projektphasen zur Inbetriebnahme einer Power-to-Gas-Anlage. Quelle: IET Institut für Energietechnik, Ostschweizer Fachhochschule. Fettgedrucktes waren die Phasen, welche die Anlage am IET durchlaufen hat (kleine Anlage). Die anderen Projektphasen sind für den Bau einer grösseren Anlage als Ergänzung dargestellt.

Die Verordnungen über die Sicherheit von Maschinen (MaschV, SR 819.14) und von Gasgeräten (GaGV, SR 930.116) überführen u.a. die EU-Maschinenrichtlinie und die EU-Gasgeräte-Verordnung in die schweizerische Gesetzgebung. Die Power-to-Gas-Anlage muss die gesetzlichen Anforderungen für das Inverkehrbringen gemäss Produktesicherheitsgesetz (PrSG, SR 930.11) erfüllen. Für den Betrieb müssen die explosionsgefährdeten Bereiche gemäss Suva-Merkblatt 2153 beurteilt und eine Explosionsschutzdokumentation erstellt werden. Um die Sicherheit der Anlage zu erhöhen, soll ein



Plangenehmigungsverfahren (PC) durch das technische Inspektorat des Schweizerischen Gasfaches (TISG) geführt werden. Das TISG wird nach Fertigstellung der Anlage inspizieren und diese Gastechnisch abnehmen. Die Meldepflicht von Druckbehälter und Geräten ist gemäss der Druckgeräteverwendungs-Verordnung und die EKAS Richtlinie Nr. 6516 (Druckgeräte) zu prüfen. Meldepflichtige Geräte und Druckspeicher müssen an der Suva Meldestelle DGVV in Luzern angemeldet werden. In einer Power-to-Methananlage entsteht Methan, welches als Brenn- oder Kraftstoff verwendet werden kann. Aus diesem Grund muss die Oberzolldirektion informiert werden.

Schlussfolgerungen des Instituts für Energietechnik zum Bewilligungsverfahren:

- Das Bewilligungsverfahren ist sehr wichtig für die Sicherheit der Anlage. Zu involvieren sind: zuständige Gemeinde, Kanton mit dem Arbeitsinspektorat des AWAs, TISG, kantonales Amt für Feuerschutz, SVTI, SUVA und Oberzolldirektion.
- Die Sicherheit der Anlage kann besonders von der Inspektion des TISG profitieren: sie kann durch die vom TISG vorgeschriebenen Massnahmen deutlich erhöht werden.
- Die involvierten Organisationen haben z.T. keine Erfahrungen mit Wasserstoff. Diese Lücke sollte durch Informationen und Ausbildungen geschlossen werden.
- Gute Kommunikation mit den involvierten Organisationen auch bereits vor dem Bewilligungsprozess kann das Verfahren deutlich beschleunigen.

Für grösseren Anlagen wird das Bewilligungsverfahren aufwendiger sein und die Inspektionen sind strenger zu erwarten:

- Permanente, grosstechnische Anlagen werden längere Betriebszeiten haben und deshalb verschärfte Anforderungen an die Sicherheit.
- Die elektrische Anschlussleistung in Megawattbereich macht zusätzlichen Bewilligungen und Abnahmen notwendig (ESTI)
- Das produzierte Gas grosser Anlagen wird meistens ins Erdgasnetz eingespeist. Somit sind die Anforderungen bezüglich Sicherheit der Anlage erhöht.

4.1.4 Zukünftige Kostenentwicklung

Die Erfahrung aus den STORE&GO-Anlagen zeigt, dass die Stromkosten zentral sind. [7] zeigt neben dem Einfluss des Strompreises auch den Einfluss der Betriebsstunden (siehe Abbildung 4). Je grösser die Anzahl der jährlichen Betriebsstunden sind, desto besser lässt sich die Amortisation der Anlage realisieren. Umgekehrt müssen bei mehr Betriebsstunden aber zunehmend Stunden mit höheren Strompreisen in Kauf genommen werden.

Politische Randbedingungen beeinflussen die Wirtschaftlichkeit massgeblich. Die weitere Entwicklung hängt von folgenden Schlüsselfaktoren ab:

- Technologieentwicklung und Senkung der Anlagenkosten
- Einführung von Brennstoffzellen- und SNG-Fahrzeugen und Infrastruktur für Kraftstoffverteilung
- Skalierung der Anlagen
- Entwicklung der Netzkosten
- Anrechnung von Umweltvorteilen
- Optimierung von Standortwahl, Strombezug und Betriebskonzept
- Investitionsbeiträge für erneuerbare Gasproduktionsanlagen

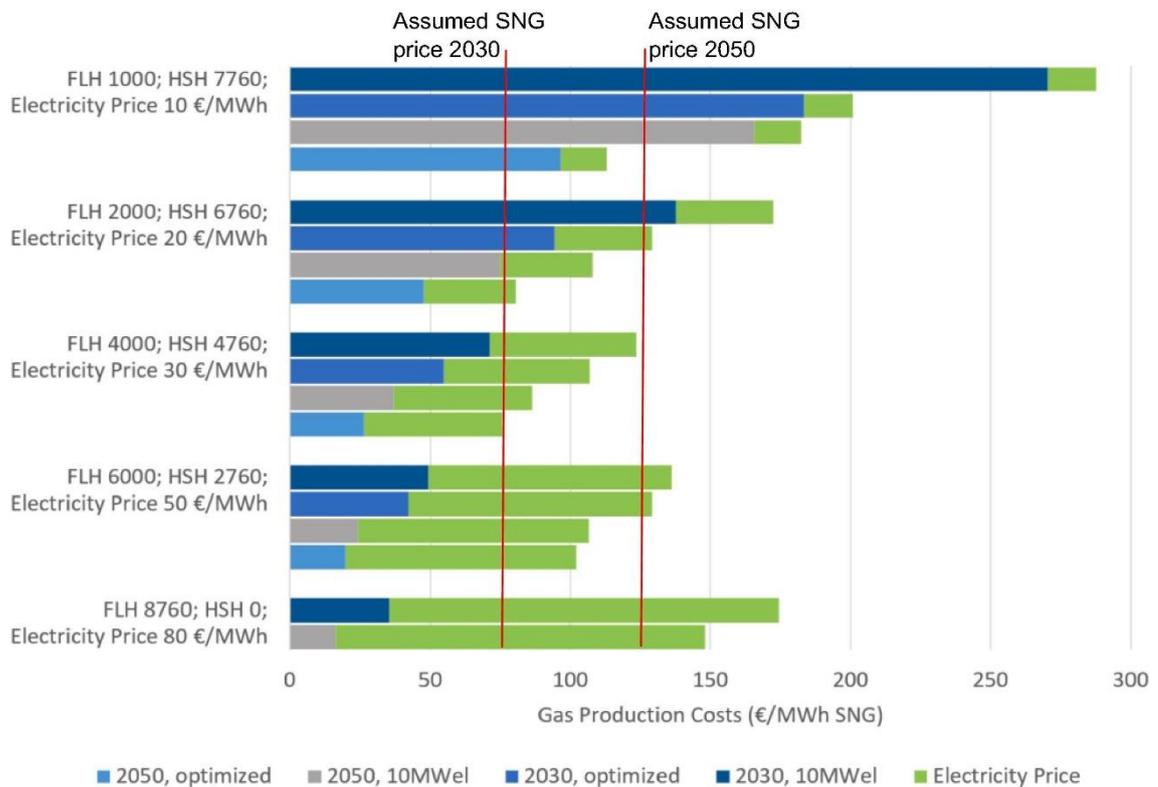


Abbildung 4: Methanproduktionskosten (€ / MWh) für verschiedene Volllaststunden (FLH) des Teilsystems Elektrolyseur und Methanisierung. Die FLH des PtG-Systems hängt vom Strompreis ab. Je niedriger der Strompreis (Zahlungsbereitschaft), desto niedriger die Volllast

Power-to-Gas-Anlagen ökonomisch zu betreiben, ist sehr schwierig. Gemäss [8] sind die Produktionskosten von Gas wie folgt (alle Angaben ohne Netzkosten):

Tabelle 4: Produktionskosten von verschiedenen Gasen. Quelle: [8]

Importiertes Erdgas	2 Rp. / kWh
Importiertes erneuerbares Gas	3 Rp. / kWh (plus ca. 1.7 Rp./kWh CO ₂ -Abgabe)
Biogasproduktion aus biogenen Abfällen	10 – 22 Rp. / kWh
Holzvergasung	19 – 31 Rp. / kWh
Power-to-Gas	24 – 70 Rp. / kWh

4.1.5 Rolle von Power-to-Gas im zukünftigen Energiesystem

Im publizierten Weissbuch "Power-to-X: Perspektiven in der Schweiz" [9] steht, dass die Schweizer Gaswirtschaft die Schweizer Biomethan- und Power-to-X-Technologien unterstützt und dass der Gasverband VSG bis 2030 eine jährliche Biomethanproduktion von 4400 GWh anstrebt, wobei das vorhandene einheimische Potenzial besser ausgeschöpft und Power-to-X-Technologien eingesetzt werden sollen. Sie halten weiter fest, dass das synthetische Methan heute zwar 2-3-mal teurer ist als Erdgas, dass es aber nahe an den Verkaufspreisen für Biomethan ist.

Power-to-X ist eine Möglichkeit erneuerbare Energie saisonal speicherbar zu machen. Batterien und Pumpspeicher sind für Fluktuationen innerhalb von einem Tag (bis max. ein paar Tage) ausgelegt und



sind für die saisonale Speicherung nicht geeignet. [9] hält fest, dass Power-to-X dagegen eine Option zur saisonalen Stromspeicherung ist. Power-to-X-Technologien ermöglichen es dementsprechend, einen sommerlichen Stromüberschuss in den Winter zu transferieren, wofür es aktuell in der Schweiz noch keine entsprechende Speichermöglichkeit gibt.

4.2 Knotenpunkt zwischen Strom- und Gasnetz

Im Projekt "BioBoost" wird die Möglichkeit einer Power-to-Methan-Anlage als flexibler Knotenpunkt betrachtet. Dieser verbindet via Elektrolyse und Methanisierung das Stromnetz mit dem Gasnetz und ermöglicht eine Umwandlung von überschüssiger elektrischer Energie in Gas und damit in eine speicherbare Form. Als Input wird CO₂ und (erneuerbarer) Strom zur Erzeugung von Wasserstoff für die Power-to-Methan-Anlage verwendet. Allgemein sind als CO₂-Quellen Abgase aus Biogasanlagen, Abwasseraufbereitungsanlagen, Kehrriechverbrennungsanlagen und Zementwerke geeignet [10]. Das produzierte Methangas wird als Produkt des Knotenpunktes gesehen und verbindet das System mit dem Gasnetz. In der folgenden Tabelle wird dargelegt, was für eine Power-to-Gas-Anlage notwendig ist und welchen Einfluss diese Parameter haben.

Tabelle 5: Einfluss der Input-Parameter auf Power-to-Gas-Anlagen

Externe H₂-Quelle	
Notwendig	Anerkennung Biogas: Wasserstoff muss aus einer erneuerbaren Quelle stammen.
Vorteilhaft	H ₂ kann auch für andere Zwecke wie z.B. Transport genutzt werden.
Nachteilig	Transport des Wasserstoffs und Speicherung notwendig sowie höherer Energieaufwand nötig z.B. für Kompression und Transport.
Stromquelle	
Notwendig	Genügend hohe, verfügbare Leistung am Transformator Anerkennung Biogas: Erneuerbare Stromquelle notwendig
Vorteilhaft	Strom direkt ab Produktion führt zu einer besseren Wirtschaftlichkeit (Wegfall Netzgebühren)
Nachteilig	Der Strompreis ist eine kritische Grösse für die Wirtschaftlichkeit. Ist dieser zu hoch, lässt sich der Wasserstoff nicht wirtschaftlich produzieren.
CO₂-Quelle	
Notwendig	CO ₂ -Quelle vorhanden
Vorteilhaft	Ausreichend CO ₂ für die geplante Anlagengrösse vorhanden Das CO ₂ ist in reiner Form oder gemischt mit Methan (Biogas) verfügbar konstante CO ₂ -Quelle
Nachteilig	Bei Rauchgas mit verschiedenen Komponenten oder Luft als CO ₂ -Quelle: Hoher Energiebedarf für die Filterung.
Wasserquelle	
Notwendig	Es muss genügend Wasser zur Verfügung stehen. Das Wasser muss die für den Elektrolyseur geeignete Qualität haben.

Neben den Input-Parametern hat auch die Nutzung, bzw. Einspeisung der Produkte einer Power-to-Gas-Anlage einen Einfluss. Sie sind nachfolgend aufgelistet:

Tabelle 6 - Einfluss der Output-Parameter auf Power-to-Gas-Anlagen.

Erdgasnetz	
Notwendig	<ul style="list-style-type: none">▪ Nähe Gasnetz für Einspeisung oder lokale Abnehmer▪ Kapazität im Netz genügend gross für zusätzliche Gaseinspeisung



	<ul style="list-style-type: none">▪ Die Gasqualität muss den Anforderungen des Gasnetzes entsprechen; Einspeisung gemäss G-18 Regelwerk Richtlinie
Vorteilhaft	<ul style="list-style-type: none">▪ Gasnetz mit geringem Druckniveau (weniger Kompressorleistung notwendig)▪ Gasnetz mit hohem Methangehalt ist flexibler bezüglich Gasqualität
<hr/> Wärme	
Notwendig	Die Wärme muss aus dem Prozess abgeführt werden
Vorteilhaft	<ul style="list-style-type: none">▪ Je höher die Temperatur, desto besser verwertbar ist sie▪ Lokaler Abnehmer erhöht die Gesamteffizienz der Anlage
Nachteilig	Wärmebedarf der Abnehmer ist antizyklisch zu der Wasserstoffproduktion mittels PV-Strom (Winter/Sommer)
<hr/> O₂-Quelle	
Vorteilhaft	Wenn ein Verbraucher des Sauerstoffs verfügbar ist, generiert dies eine zusätzliche Einkommensquelle.

4.3 Wasserstoff aus Elektrolyse

Eine Möglichkeit der Wasserstoffbereitstellung für die biologische Methanisierung bietet die Installation eines Elektrolyseurs, welcher Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff spaltet. Es werden drei verschiedene Elektrolyse-Typen unterschieden:

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Proton-Exchange-Membrane-Elektrolyse (PEM)
- Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC)

Zum Vergleich der drei Elektrolyse-Varianten schreibt das Fraunhofer-Institut in ihrem Bericht [11]: *“Die alkalische Elektrolyse [...] erreicht im stationären Dauerbetrieb gute Wirkungsgrade und hohe Lebensdauern. In den letzten zehn Jahren erfuhr [die PEM-Elektrolyse] eine starke Weiterentwicklung für Anwendungen im zukünftigen Energiemarkt, da die Technologie als besonders geeignet für die Kopplung mit erneuerbaren Energiequellen gilt, u. a. durch ihre kompakte Bauweise, gute Eignung zum Druckbetrieb, hohe Dynamik bei schnellem Lastwechsel etc.”*

In der nachfolgenden Studie wird zur Prüfung eines allfälligen Elektrolyseverfahrens, aus den oben genannten Vorteilen, PEM-Elektrolyseure in Betracht gezogen. Für die Hochtemperatur-Elektrolyse muss eine Wärmequelle vor Ort vorhanden sein. Dies ist bei einer ARA nicht gegeben. Deswegen, und da die Hochtemperatur-Elektrolyse weniger weit entwickelt ist als die PEM-Elektrolyse, wird sie in dieser Studie nicht in Betracht gezogen.

Für die aktuelle Studie werden zwei unterschiedliche Grössen von PEM-Elektrolyseuren geprüft. Der kleinere Elektrolyseur (80 Nm³/h H₂) entspricht der Grösse, die notwendig wäre, um die aktuelle Menge an CO₂ an der ARA Reinach in Methan umzuwandeln. Zusätzlich wird ein grösserer Elektrolyseur (200 Nm³/h H₂) untersucht, welche das gesamte CO₂ der ARA Reinach umwandeln könnte, wenn diese in Zukunft unter Volllast betrieben wird. Für die Auslegung beider Elektrolyseure werden die folgenden Annahmen getroffen:

- Abschreibedauer: 20 Jahre
- Lebensdauer Stack: ~10 Jahre; 80'000 Betriebsstunden
- Kontinuierlicher Betrieb bei Nennlast des Elektrolyseurs
- Betriebsstunden: 95% Verfügbarkeit (d.h. 8'322 Betriebsstunden pro Jahr)
- Wartungsaufwand: 2 x 2 Tage pro Jahr



4.3.1 Technische Machbarkeit

Ob ein Elektrolyseur an einem Standort installiert werden kann, hängt sowohl von der verfügbaren elektrischen Leistung ab, als auch vom zur Verfügung stehenden Platz. Für die biologische Methanisierung ist der Reinheitsgrad des Wasserstoffs in Bezug auf Sauerstoff entscheidend. Der Sauerstoffanteil im Wasserstoff muss kleiner als 400 ppm sein.

Tabelle 7: Technische Rahmenbedingungen für die Installation eines Elektrolyseurs am Standort ARA Reinach.

	Elektrolyseur mit H ₂ -Produktion von 80 Nm ³ /h	Elektrolyseur mit H ₂ -Produktion von 200 Nm ³ /h
Verfügbare elektrische Leistung	<p>Der Elektrolyseur hat Leistungsspitzen bis 1'000 kW (inkl. Balance-of-Plant BOP).</p> <p>Die Reserve auf der ARA liegen bei lediglich max. 600 A. Aufgrund der Planung eines grossen Datacenters in der Nähe wird die Versorgung in dieser Industriezone neu organisiert und erhöht. Damit könnte mit relativ geringem Aufwand die Kapazität erweitert werden. (Gemäss Angaben von «EWS Energie AG»)</p>	<p>Der Elektrolyseur hat Leistungsspitzen bis 1'600 kW (inkl. BOP).</p> <p>Die Reserve auf der ARA liegen bei lediglich max. 600 A. Aufgrund der Planung eines grossen Datacenters in der Nähe wird die Versorgung in dieser Industriezone neu organisiert und erhöht. Damit könnte mit relativ geringem Aufwand die Kapazität erweitert werden. (Gemäss Angaben von «EWS Energie AG»)</p>
Platz für Elektrolyse, inkl. Wasservorbehandlung und Wasserstoffreinigung	<p>Als Containerlösung braucht diese Grösse den folgenden Platz: 1 x 40-Fuss-Container für das Gesamtsystem.² Diese Grösse ist als Mindestgrösse zu betrachten, da es auch Lieferfirmen gibt, deren Produkte mehr Platz beanspruchen.</p>	<p>Als Containerlösung braucht diese Grösse den folgenden Platz: 1 x 40-Fuss-Container und 1 x 20 Fuss-Container für das Gesamtsystem inkl. Trafo.³ Diese Grösse ist als Mindestgrösse zu betrachten, da es auch Lieferfirmen gibt, deren Produkte mehr Platz beanspruchen.</p>
Gasnetz zur Einspeisung	<p>Ist bei der ARA Reinach vorhanden.</p>	<p>Ist bei der ARA Reinach vorhanden.</p>
Wasser in Trinkwasserqualität	<p>Ist bei der ARA Reinach vorhanden.</p>	<p>Ist bei der ARA Reinach vorhanden.</p>

² Gemäss Herstellerangaben.

³ Gemäss Herstellerangaben. Mit Trafo ab einer benötigten elektrischen Leistung von 1 MW .



4.3.2 Ökonomische Machbarkeit

Die nachfolgenden Kosten beruhen auf Herstellerangaben mit Ergänzungen der Autorinnen und Autoren der Studie. Diese Kosten decken nur die Investition und den Betrieb eines Elektrolyseurs ab, ohne zusätzliche Leistungen für eine Standorterschliessung und sonstige Bauleistungen. Sie beinhalten eine Lebensdauer von 20 Jahren inklusive der notwendigen Ersatzmaterialien für diesen Zeitraum.

Tabelle 8: Investitionskosten von PEM-Elektrolyseuren in zwei unterschiedlichen Grössenordnungen.⁴

	Elektrolyseur mit H ₂ -Produktion von 80 Nm ³ /h	Elektrolyseur mit H ₂ -Produktion von 200 Nm ³ /h
Investitionskosten	1'320'000 CHF	2'551'000 CHF
Jährliche Abschreibung inkl. Zins	81'800 CHF/a	158'000 CHF/a

Die Betriebskosten eines Elektrolysesystems bewegt sich im folgenden Rahmen:

Tabelle 9: Betriebskosten von PEM-Elektrolyseuren in zwei unterschiedlichen Grössenordnungen und mit einem Betrieb von 8'322 Stunden pro Jahr.⁵

	Elektrolyseur mit H ₂ -Produktion von 80 Nm ³ /h	Elektrolyseur mit H ₂ -Produktion von 200 Nm ³ /h
Jährliche Betriebskosten bei Nennbetrieb	363'200 CHF/a	853'700 CHF/a
<i>davon Stromkosten (Strompreis: 10.6 Rp./kWh)</i>	<i>345'800 CHF/a</i>	<i>829'200 CHF/a</i>

Dies ergibt die folgenden jährlichen Gesamtkosten und Wasserstoffgestehungskosten:

Tabelle 10: Wasserstoffgestehungskosten für die beiden betrachteten Elektrolyseurgrössen am Standort ARA Reinach.

	Elektrolyseur mit H ₂ -Produktion von 80 Nm ³ /h	Elektrolyseur mit H ₂ -Produktion von 200 Nm ³ /h
Jährliche Abschreibung inkl. Zins	81'800 CHF/a	158'000 CHF/a
Jährliche Betriebskosten bei Nennbetrieb	363'200 CHF/a	853'700 CHF/a
Jährliche Gesamtkosten	445'000 CHF/a	1'011'700 CHF/a
Gestehungskosten Wasserstoff in Rp./kWh H₂	19 Rp./kWh	17 Rp./kWh

⁴ Die Kosten basieren auf Herstellerangaben.

⁵ Die Kosten basieren auf Herstellerangaben.



Die Auslastung des Elektrolyseurs hat einen Einfluss auf die Gestehungskosten von Wasserstoff. Dabei sinkt dieser Einfluss ab einer Betriebsdauer von mind. 4'500 Stunden pro Jahr (gemäss [9], siehe untenstehende Graphik). Der Strompreis trägt wesentlich zu den Wasserstoffgestehungskosten bei (rechter Teil der Graphik).

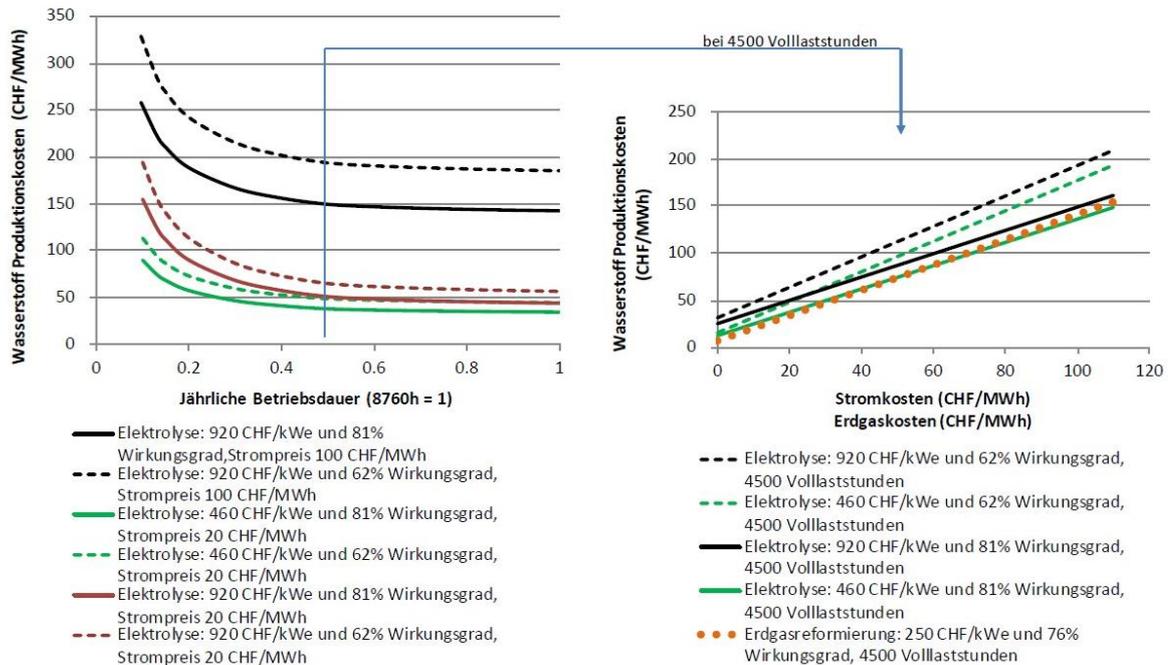


Abbildung 5: Darstellung aus dem Weissbuch "Power-to-X: Perspektiven in der Schweiz" [9]. Wasserstoffproduktionskosten für verschiedene Elektrolyseurkonfigurationen (Investitionskosten, Effizienz) in Abhängigkeit von der jährlichen Elektrolyseurauslastung (linkes Feld) und in Abhängigkeit von den Kosten für die Stromversorgung (rechtes Feld). Zum Vergleich enthält die rechte Abbildung die Wasserstoffproduktionskosten für die Dampfmethanreformierung, die im Verhältnis zu den Kosten für die Erdgasversorgung dargestellt werden. Für alle Technologien zur Wasserstoffherzeugung wird ein Zinssatz von 5% angenommen und maximal 90000 Gesamtbetriebsstunden.

Für den Standort ARA Reinach bedeutet dies, dass ab einer Betriebsdauer von über 4'500 Volllaststunden pro Jahr die Stromkosten den massgeblichen Einfluss auf die Gestehungskosten von Wasserstoff haben. Die Investitionskosten sind vor allem bei wenig Betriebsstunden pro Jahr relevant. Das grösste Potenzial, um die Wasserstoffgestehungskosten zu senken, liegt damit bei einer Reduktion der Stromkosten. Dominant bei den Stromkosten sind vor allem die Netzkosten⁶. Standorte, welche direkt an einer erneuerbaren Stromquelle liegen und damit keine Netznutzung bezahlen müssen, haben einen Standortvorteil.

⁶ Zusammensetzung: Energie aus 100% Wasserkraft: 4.9 Rp./kWh; Netznutzung: 2.0 Rp./kWh; Abgaben: 2.76 Rp./kWh; Leistungstarif: 7.0 CHF/kWh. Dies ergibt Gesamtstromkosten von 10.6 Rp./kWh. Quelle: Businessstrompreis für 2020 der lokalen Stromversorgerin EWS Energie AG von Reinach AG, <https://www.ews-energie.ch/dokumente/6178>.



4.3.3 Kombination mit Solarstrom

Ein grosser Kostenfaktor bei der Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse sind die Strompreise. Für die folgende Analyse wird betrachtet, ob eine Installation einer Solaranlage die Wasserstoffgestehungskosten senken kann.

Die Solaranlage mit 1.54 MW_{peak} wird den folgenden Auslegungsdaten betrachtet:

- 50% der installierten Leistung Nord-Nordwest-Ausrichtung (Azimut: 162°; Neigung 5°)
- 50% der installierten Leistung Süd-Südost-Ausrichtung (Azimut: 338°; Neigung 5°)
- Stromproduktionskosten der PV-Anlage: 4.1 Rp./kWh

Bei der nachfolgenden Betrachtung wird die Elektrolyse ohne Batterie-Zwischenspeicher an die PV-Anlage angeschlossen und nutzt den produzierten Strom direkt für die Wasserstoff Herstellung. Zu Zeiten ohne PV-Ertrag wird Strom vom Netz (10.6 Rp./kWh) bezogen. Die Berechnung erfolgt unter folgenden Annahmen:

- Die Elektrolyse läuft bei Sonnenschein auf Nennlast, um in der Nacht die Produktion zu reduzieren. Um die Kapazität tagsüber zu vergrössern, wird hier mit einer Elektrolyse mit einer Nenn-Wasserstoffproduktion von 120 m³/h statt 80 m³/h gerechnet. Die gesamte Wasserstoffjahresproduktion bleibt jedoch gleich.
- Es ist ein Wasserstoffspeicher von 5'000 m³ vorgesehen, um die nächtlichen und schattigen Stunden abdecken zu können.

Mit dieser Betriebsart kann der Wasserstoffbedarf bei nominalen Betrieb der Methanisierung gedeckt werden. Hierfür ist insgesamt 4.12 GWh/a Strom notwendig, wovon 1.46 GWh/a von der Solaranlage stammt. Somit können 35% des Energiebedarfs mit der PV-Anlage gedeckt werden. Folglich beträgt der durchschnittliche Strompreis 8.33 Rp./kWh.

Die entsprechenden Gestehungskosten von Wasserstoff setzen sich wie folgt zusammen:

Tabelle 11: Wasserstoffgestehungskosten bei einem grösser ausgelegten Elektrolyseur und teilweisem Betrieb mit Solarstrom. Betriebsstunden pro Jahr: 8'322 h/a. Durchschnittliche Stromkosten: 8.33 Rp./kWh.

	Elektrolyseur mit H ₂ -Produktion von 120 Nm ³ /h
Jährliche Abschreibung inkl. Zins	97'000 CHF/a
Jährliche Betriebskosten	288'000 CHF/a
Jährliche Gesamtkosten	385'000 CHF/a
Gestehungskosten Wasserstoff	16 Rp./kWh

Damit können gegenüber einer kleineren Elektrolyse mit reinem Strombezug aus dem Netz 14% der Gestehungskosten von Wasserstoff eingespart werden. Daraus kann gefolgert werden, dass je höher der Anteil von günstigerem Strom ist, desto grösser sind die Einsparungen bei der Wasserstoffgestehung.



4.3.4 Wasserstoffspeicher

Da der Wasserstoff ab Elektrolyse einen Druck von max. 36 bar aufweist, kann er in einem Mitteldrucktank gespeichert werden, ohne dass ein zusätzlicher Kompressor notwendig ist. Die kompakteste Variante ist eine Vertikalaufstellung eines Mitteldrucktanks. Ein solcher weist folgende Eckdaten auf:

- Länge/Höhe: 10 m;
- Durchmesser: 2.8 m;
- nutzbarer Inhalt bei 36 bar (Ausgangsdruck Elektrolyse): 110 kg H₂

Ein solcher Tank kostet je ungefähr 100'000 CHF inkl. Standzarge für die vertikale Aufstellung. Dazu kommt ein Armaturenschrank sowie ein Kamin zur sicheren Ableitung von Wasserstoff, was zu zusätzlichen Kosten von 50'000 CHF führt.

4.3.5 Nebenprodukte

Als Nebenprodukt der Elektrolyse können Abwärme und Sauerstoff verwendet werden, welche folgendermassen zur Verfügung stehen:

Tabelle 12: Nebenprodukte der Elektrolyse

	Elektrolyseur mit H ₂ -Produktion von 80 Nm ³ /h	Elektrolyseur mit H ₂ -Produktion von 200 Nm ³ /h
Abwärme	Es stehen etwa 30% der elektr. Leistung als Abwärme (50°C) zur Verfügung.	Es stehen etwa 30% der elektr. Leistung als Abwärme (50°C) zur Verfügung.
Sauerstoff	Produktion: 40 Nm ³ /h 13 barg, > 97% Reinheit	Produktion: 100 Nm ³ /h 13 barg, > 97% Reinheit

Abwärme

Eine Abwärmenutzung der Elektrolyse führt zu einem Erlös von 2.0 Rp./kWh_{H₂}. Dabei werden Wärmebezugskosten von 4 Rp./kWh und eine spezifische nutzbare Wärmemenge von 0,39 kWh_{th} / kWh_{H₂} angenommen.

Sauerstoff

Wird eine Elektrolyse bei einer Abwasserreinigungsanlage installiert, welche über eine Ozonung verfügt, kann der Sauerstoff dafür eingesetzt werden. Der Verkauf von Sauerstoff an eine ARA ist sinnvoll, führt jedoch zu keinen wesentlichen Kosteneinnahmen.

Die ARA Reinach hat aktuell täglich einen täglichen Bedarf von rund 220 Nm³ Sauerstoff und einen finanziellen Aufwand von rund 80 Fr. pro Tag. Bei beiden vorher genannten Elektrolyseurgrössen wird mehr Sauerstoff produziert als bei der ARA benötigt wird. Aufgeteilt auf die produzierte Menge Wasserstoff gibt dies mögliche Einnahmen von 1.2 Rp./kWh_{H₂,HHV} bei Nominalbetrieb, bzw. 0.5 Rp./kWh_{H₂,HHV} bei Maximalbetrieb.



4.4 Wasserstoffmarkt

Neben der eigenen Produktion von Wasserstoff, kann dieser auch auf dem Markt eingekauft werden. Um das anschliessend produzierte Methan als "Biogas" verkaufen zu können, muss der dafür eingesetzte Wasserstoff grün produziert werden.

4.4.1 Marktoptionen von grünem Wasserstoff

Der Markt von grünem Wasserstoff befindet sich im Aufbau. Nachfolgend sind die aktuell verfügbaren Richtpreise angegeben.

Tabelle 13: Preise von grünem Wasserstoff heute und zukünftig. Die Angaben stammen auf Anfrage von Lieferfirmen.

Preise in der Schweiz, heute	~ 10 CHF/kg	25 Rp./kWh
Europäisches Grossprojekt, 2022 inkl. Transport von 450 km (1 € pro 150 km)	11-14 CHF/kg	27 - 35 Rp./kWh
Europäisches Grossprojekt, 2030 inkl. Transport von 750 km (1 € pro 150 km)	8 CHF/kg	20 Rp./kWh

Die Kosten für den Bezug von Wasserstoff aus weiter entfernten Gebieten erschweren aufgrund der hohen Transportkosten auf der Strasse die Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffeinkaufs. Allenfalls können in Zukunft diese Kosten mit anderen Transportmöglichkeiten (z.B. Gasleitung) gesenkt werden.

Auch ist zu erwarten, dass in Zukunft die Preise von Wasserstoff in der Schweiz sinken. So rechnet ein Hersteller mit Preisen von 7.50 CHF/kg, bzw. 19 Rp./kWh ab 2022.

4.4.2 Möglichkeiten der Anlieferung

Wasserstoff wird entweder in Trailern oder Containern angeliefert.

Anlieferung mit Trailer: Bei der Elektrolyse in Aarau ist ein 200 bar - Trailer im Einsatz. Dieser besteht aus 10 Stahlbehältern mit einer gesamten Wasserstoffkapazität von 338 kg. Der Trailer hat ohne Zugfahrzeug die folgenden Masse: Länge: 12.7 m; Breite: 2.5 m; Höhe: 3.6 m. Das Gewicht des Trailers beträgt 32 Tonnen.

Anlieferung mit Container: Je nach Container-Grösse und Druck im Container verändert sich die Speicherkapazität. Ein 20' ISO-Container beinhaltet von 222 kg bei 200 bar bis 356 kg bei 350 bar⁷. Bei einem 40' ISO-Container verdoppelt sich die Kapazität.

4.4.3 Wasserstoffbedarf in der Schweiz

Gemäss dem Weissbuch "Power-to-X: Perspektiven in der Schweiz" [9] liegt der Wasserstoffverbrauch in der Schweiz bei rund 13 000 Tonnen (Zahlen aus dem Jahr 2018). Aktuell gibt es in der Schweiz eine Überkapazität in der Produktion von grauem Wasserstoff. Doch da 90% des in der Schweiz verbrauchten Wasserstoffs aus fossilen Brennstoffen produziert wird (laut Weissbuch), wird dieser Bedarf zukünftig über erneuerbaren Wasserstoff gedeckt werden müssen, will man von den fossilen Brennstoffen wegkommen.

⁷ siehe Containerlösung von Umoe Advanced Composites (UAC): <https://www.uac.no/downloads/>



4.5 Reinigung von industriellen Wasserstoff-Abgasen

Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie wurde die Option geprüft, Wasserstoff-Abgase aus einem Industrieprozess zu reinigen und anschliessend für die biologische Methanisierung bereitzustellen. Mittels einer Prozessanalyse wurde in einem ersten Schritt der Grad der Verunreinigung und die technischen Rahmenbedingungen bestimmt und anschliessend entsprechende Massnahmen zur Reinigung abgeleitet. In einem zweiten Schritt wurden Offerten und Richtpreisangebote eingeholt, um die Wirtschaftlichkeit eines möglichen Reinigungsprozesses zu evaluieren. Die Resultate dieser Abklärungen sollen als Entscheidungsgrundlage dienen, ob die Reinigung von industriellen Wasserstoff-Abgasen eine Option für die Belieferung der Methanisierung sein kann. Eine grosse Herausforderung besteht darin, mit den Fluktuationen in Volumenströmen und Zusammensetzung des Wasserstoff-Abgases umzugehen, welche unter anderem von der Auslastung der Produktionskapazität und der Prozessführung selbst abhängig sind. Die Auslegung des Reinigungsverfahrens sollte somit eine entsprechend hohe Flexibilität garantieren.

4.5.1 Resultate der Prozessanalyse

Die Bewertung der Abgasqualität setzt sich aus der Massenbilanzierung, Gasanalyse vor Ort, Analyse von Öl-Proben, sowie Informationen aus Gesprächen und Literatur zusammen. Um abschliessende Informationen für eine Detailauslegung der Anlage zu liefern, sind weitere Analysen des Abgases mittels GC-MS Headspace⁸ empfehlenswert, um die organischen Bestandteile des Abgases ihrer genauen Spezies zuzuweisen, welche insbesondere für die Auslegung eines allfälligen Aktivkohlen- und Membranprozesses von Bedeutung sind. Eine solche Analyse übersteigt jedoch den Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie. Dennoch war es möglich, mit den genannten Mitteln, eine Grobauslegung der Reinigung zu bestimmen. Folgende Aussagen über die Abgasqualität und relevante Prozesseigenschaften wurden getroffen:

- Die Verdampfung bzw. Zersetzung des Öls unter Wasserstoff-Atmosphäre geschieht ohne Verkokung, was keine Bildung von CO₂ und CO bedeutet.
- Bei den Zersetzungsprodukten des Öls im Abgas, die beim Abkühlen durch den Wärmetauscher nicht wieder auskondensieren, handelt es sich hauptsächlich um Kohlenwasserstoffe mit Siedepunkt < 50°C (flüchtige organische Verbindungen, sog. VOC).
- Eine vorgängige Elementar-Analyse des eingesetzten Öls hat ergeben, dass das organische Öl ausschliesslich aus C und H Atomen besteht. Somit ist die Bildung von anorganischen Gasen während des Industrieprozesses wie etwa Schwefelwasserstoff oder Ammoniak auszuschliessen.
- Eine Infrarot-Gasanalyse wurde vor Ort durchgeführt, um den Volumenanteil an VOC zu bestimmen. Die Abgasmessung wurde zeitlich so gewählt, als mit der höchsten Belastung des Abgases mit Kohlenwasserstoffen nach einer Abkühlung zu rechnen war. Dazu wurden die Abgase vorgängig zur Analyse auf <50°C abgekühlt, da die Konzentration nach einem Wärmetauscher für die weitere Auslegung des Aktivkohlen- und Membranprozesses von Bedeutung ist. Die Messung hat eine Konzentration von 6.3 Vol.-% Kohlenwasserstoffe (Messfehler +/- 30%) im abgekühltem Wasserstoff-Abgas ergeben. Diese Konzentration wurde als Maximalbelastung des Abgases mit VOC definiert.
- Ein grosser Teil des Öls kondensiert beim Abkühlen durch den bereits installierten Wärmetauscher wieder aus (Betriebserfahrung).
- Die Abgas-Volumenströme bewegen sich zwischen 25 und 100 m³/h verteilt auf 17 h/d, je nach Auslastung der Produktionskapazität. Die Anlage ist auch an den Wochenenden in Betrieb. Einen Unterbruch stellen die zweiwöchigen Betriebsferien dar.

⁸ GC-MS Headspace ist eine Analysemethode für die Strukturaufklärung von organischen Molekülen in der Gasphase.



- Eine ICP-OES⁹ Analyse auf 25 Elemente des Öl-Kondensats, welches in der Abgasleitung anfällt und regelmässig abgelassen werden muss, hat eine Metall-Konzentration von ca. 150 ppm (hauptsächlich Eisen und Zink) ergeben. Daraus kann geschlossen werden, dass Metall-Partikel mit dem Wasserstoff-Abgas mitgeführt werden und die installierte Kühlleistung vor der Abgasleitung nicht ausreichend ist, um den kondensierbaren Anteil der Ölverschmutzung abzutrennen. Aus thermodynamischer Sicht kann die Annahme getroffen werden, dass die Metall-Konzentration in der abgekühlten Gasphase tiefer ist als die Konzentration im gemessenen Öl-Kondensat.
- Durch Massenbilanzierung konnte eine Stickstoff-Konzentration von 15-20% im Wasserstoff Abgas ermittelt werden. Die Stickstoffverschmutzung ca. 5% durch eine minimal invasive Prozessänderung und ohne weitere bauliche Massnahmen im Industrieprozess erreicht werden (Leitungsführung der Abgase), ohne relevanten Wasserstoff Verlust.
- Ein Teil des Wasserstoffs (ca. 100'000 - 150'000 Nm³/a) wird in einem zweiten Prozess verwendet, bei dem die Verunreinigung durch das Öl im Vergleich zum ursprünglich untersuchtem Prozess vernachlässigbar ist. Bei diesem Prozess besteht eine konstante Konzentration von 15 Vol.-% Stickstoff. Diese Abgase werden momentan gekühlt und an die Umwelt abgegeben. Eine Vermischung der beiden Abgasströme aus den verschiedenen Prozessen, um einem Reinigungsprozess zugeführt zu werden, ist daher unproblematisch.

4.5.2 Resultate der technischen und wirtschaftlichen Evaluation des Reinigungsprozesses

Der Reinigungsprozess wurde auf den Volumenstrom von 650'000 Nm³/a ausgelegt, welcher der verbrauchten Wasserstoffmenge durch den Industrieprozess im Jahre 2018 entspricht. Die technische Beurteilung hat ergeben, dass das Abgas zuerst einem Wärmetauscher zugeführt, danach mit Aktivkohle behandelt und anschliessend mittels Membran gereinigt werden soll. Alternativen wie die Druckwechseladsorption (PSA) oder kryogene Verfahren wurden aufgrund der deutlich höheren Investitions -und Energiekosten ausgeschlossen. Diese sind nur zur Gewinnung von hochreinem Wasserstoff (>99.99%) in sehr grossen Mengen wirtschaftlich. Die Reinheitsanforderung des aufbereiteten Wasserstoffs, in Hinblick auf die Nutzung für die biologische Methanisierung, wurde auf >99% festgelegt, um eine uneingeschränkte Einspeisung des synthetischen Methans unter Einhaltung der SVGW Richtlinien G13 und G18 jederzeit zu entsprechen. Für den Transport von Wasserstoff vom Industriebetrieb zur ARA wurde eine Wasserstoff Pipeline vorgesehen.

⁹ ICP-OES ist ein Analyseverfahren zur Bestimmung von Metallen und Halbmetallen als Spurenverunreinigungen.

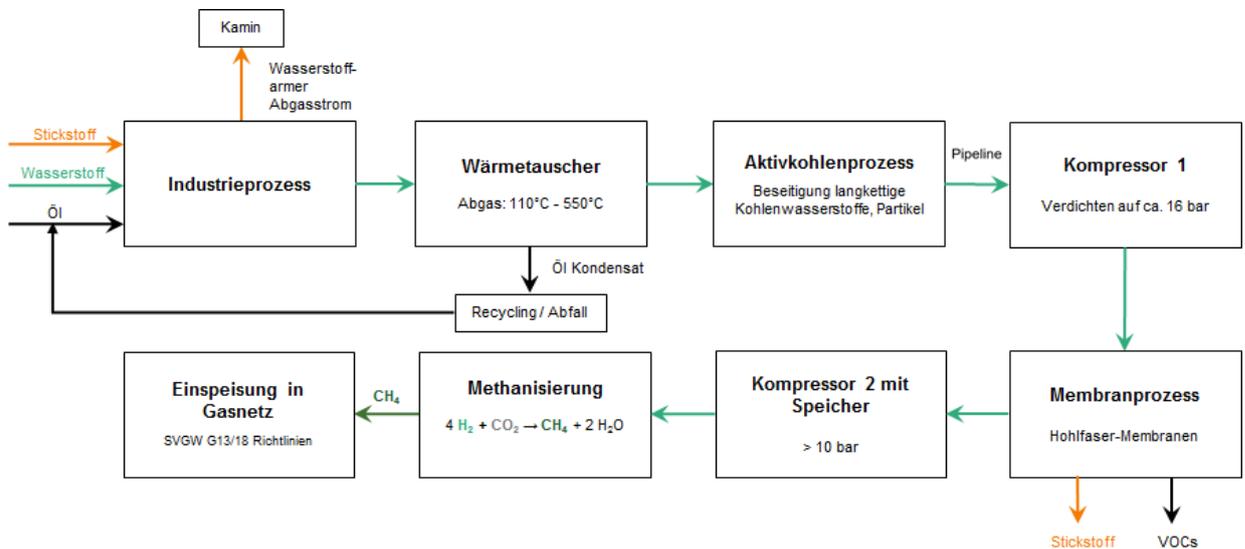


Abbildung 6 - Grobkonzept zur Integration der Wasserstoff-Abgas-Reinigung als Schnittstelle zwischen Industrieprozess und biologischer Methanisierung

Kosten eines Reinigungsprozesses für industrielle Wasserstoff Abgase

Die wirtschaftliche Abschätzung der Grobauslegung eines Reinigungsprozesses haben Produktionskosten von 9 Rp./kWh Wasserstoff ergeben. Die Berechnung wurde auf Grundlage diverser Richtpreisangebote und Schätzungen durchgeführt, welche zusammenfassend in Tabelle 14 aufgelistet sind. Der Kauf von Wasserstoff-Abgasen wurde nicht in diese Kostenberechnung aufgenommen und wird in der Gesamtbetrachtung separat aufgeführt. Da der Reinigungsprozess auch als Schnittstelle zur biologischen Methanisierung dienen soll, sind die Kosten für eine zusätzliche Kompression und Speicherung von gereinigtem Wasserstoff vor der Methanisierung hier inkludiert. Die Kosten für den Transport von der Industrieanlage zur ARA werden separat aufgeführt. Die Kosten für allfällige Genehmigungsverfahren, Versicherungen und weitere Studien wurden nicht berücksichtigt.



Tabelle 14 - Wasserstoff Kosten durch Reinigungsprozess für industrielle Abgase

Position	Investition		Unterhalt		Lebensdauer
	[CHF]	[CHF/a]	[%CAPEX /a]	[CHF/a]	[a]
<i>Ausgaben</i>					
Wärmetauscher	30'000	2'227	2	30	20
Aktivkohleprozess ¹⁰	25'500	1'893		41'175	20
Membrananlage inkl. Anlagenbau, Steuerung und Messtechnik ¹¹	628'000	46'619	10	3'140	20
Kompressor 1 (41 kW) vor Membran ¹²	96'500	11'957		4'000	10
Kompressor 2 (41 kW) vor Speicher ¹³	96'500	11'957		4'000	10
Vertikaler Mitteldruckspeicher ¹⁴	150'000	11'135	2	150	20
Rohrleitungen und Umbauten	50'000	3'712	2	50	20
Niederdruck-Pipeline	350'000	17'947	2	175	40
Stromkosten für Kompressoren ¹⁵				36'506	
Summe	1'426'500	107'477		89'266	
<i>Wertschöpfung</i>					
Volumenstrom ¹⁶	617'500	Nm ³ H ₂ /a			
H ₂ Energiemenge ¹⁷	2'185'950	kWh/a			
H₂ Gestehungskosten	9	Rp./kWh			

Kosten einer Wasserstoff Pipeline

Für den Transport von Wasserstoff von der Industrieanlage zur ARA ist eine Niederdruck-Pipeline von ca. 550 m vorgesehen. Die Kosten für diese Pipeline werden auf 350'000 CHF mit einer Mindestlebensdauer von 40 Jahren geschätzt. Die spezifischen Kosten hängen von der transportierten Wasserstoffmenge ab. Bei einer Auslastung von 80 m³ Wasserstoff pro Stunde und 8000 Betriebsstunden entspräche dies spezifischen Kosten von 1.0 Rp./kWh.

¹⁰ Offerte: 3 Adsorber (je 8500.-) 2 in Serie + 1 Backup, Wechselfrequenz: 3/Jahr, Kosten pro Wechsel: 3050.-

¹¹ Richtpreisangebot

¹² Offerte Wasserstoff Schraubenverdichter 16 bar Betriebsdruck; Volumenstrom: 25 - 100 m³/h; Unterhalt ca. CHF 2'000 pro 1'000 bis 4'000 Betriebsstunden; Leistungsaufwand: 41 kW auch bei Teillast

¹³ Offerte Wasserstoff Schraubenverdichter 16 bar Betriebsdruck; Volumenstrom: 25 - 100 m³/h; Unterhalt ca. CHF 2'000 pro 1'000 bis 4'000 Betriebsstunden; Leistungsaufwand: 41 kW auch bei Teillast

¹⁴ Analog Wasserstoffspeicher Abschnitt 4.3.4 (50 m³, 6 - 45 bar, 106 kg Wasserstoff)

¹⁵ 4200 Betriebsstunden: Zeit, bei der Abgasströme vorhanden sind: 17h/d inkl. Wochenenden - 2 Wochen Betriebsferien, Auslastung 70%; Strombezugskosten: 10.6 Rp./kWh

¹⁶ H₂ Abgasmenge ~ 650'000 m³/a; Verlust Reinigungsprozess ~ 5%

¹⁷ Oberer Heizwert: 3.54 kWh/Nm³ H₂



4.6 Biologische Methanisierung

4.6.1 Standort- und Kapazitätsuntersuchung

Im Rahmen dieses Projektes wurde zunächst eine projektspezifische Standort- und Kapazitätsuntersuchung durchgeführt. Hier wurden relevante technische und biologische Methanisierungsschnittstellen erfasst, untersucht und dokumentiert. Während einer Ortsbesichtigung konnten die Planungsrandbedingungen am Standort wesentlich ermittelt und in der Folge festgelegt werden. Von besonderer Bedeutung sind hierbei die Angaben, die insbesondere für die weitere Konzeptentwicklung, die Planung und die Machbarkeitsprüfung einer biologischen Methanisierung nach dem BiON[®] Verfahren benötigt werden. Dazu wurden an der Abwasserreinigungsanlage (ARA) in Reinach relevante biologische und technische Betriebsparameter untersucht. Hierzu zählen die Probenahme und Analyse von Gas- und Schlammproben. Zudem wurden bestehende Planungsdokumente der Abwasserreinigungsanlage wie Kartenmaterial, Luftbilder und Standortpläne gesichtet und für die weiteren Arbeitsschritte berücksichtigt.

4.6.2 Analyse von Gas und Schlamm

Wesentlicher Bestandteil ist hier die Analyse von Gas und Klärschlamm der ARA Reinach. Um eine Bewertung der Gaszusammensetzung vornehmen zu können, konnte auf vorhandene Analyseergebnisse zurückgegriffen werden.

Gasanalyse Ergebnisse - Klärgas

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Hauptkomponenten des unaufbereiteten Klärgasstroms direkt nach der Gaserzeugung aus den Faultürmen der ARA Reinach. Neben 61.8 % Methan enthält das Klärgas 37.6 % Kohlenstoffdioxid. Die Sauerstoffkonzentration liegt mit 0.17 % innerhalb des Anforderungsbereiches für das BiON[®] Verfahren. Das Roh-Klärgas ist damit sehr gut für die biologische Methanisierung nach dem BiON[®] Verfahren geeignet.

Tabelle 15: Gaszusammensetzung Klärgas der ARA Reinach

Komponente	Einheit	Wert
Methan	Mol. %	61.8
Wasserstoff	Mol. %	0.0
Stickstoff	Mol. %	0.4
Sauerstoff	Mol. %	0.17
Kohlenstoffdioxid	Mol. %	37.6

Gasanalyse Ergebnisse – Kohlenstoffdioxid der Membrananlage

Das Klärgas wird an der ARA Reinach in der bestehenden Membrananlage aufbereitet. Dabei wird das Kohlenstoffdioxid aus dem Klärgas abgetrennt. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Gaszusammensetzung des abgetrennten Volumenstroms. Neben Kohlenstoffdioxid, befinden sich Anteile von Methan (CH₄), Stickstoff (N₂) und Sauerstoff (O₂) darin. In dem abgetrennten Gasstrom liegt die Sauerstoffkonzentration innerhalb des biologischen Anforderungsbereiches. Damit ist auch die direkte Verwendung des Kohlenstoffdioxids von der Membrananlage für das BiON[®] Verfahren gut möglich.



Tabelle 16: Gaszusammensetzung des abgetrennten Kohlenstoffdioxidstroms der Membrananlage

Komponente	Einheit	Wert
Methan	Mol. %	1.5
Wasserstoff	Mol. %	0.0
Stickstoff	Mol. %	0.3
Sauerstoff	Mol. %	0.1
Kohlenstoffdioxid	Mol. %	98.1

Schlammanalyse Ergebnisse - Faulschlamm

Mit dem BiON® Methanisierungsverfahren können die Gase Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff über speziellen Mikroorganismen in Methan umgewandelt werden. Der Prozess ist besonders leistungsfähig, wenn in dem Bioreaktor, wo die Mikroorganismen in einem flüssigen Substrat leben, optimale Druck-, Temperatur- und pH-Bedingungen geschaffen werden und essentielle Nährstoffe sowie Spurenelemente vorhanden sind. Es gibt zwei verschiedene Verfahrensansätze der biologischen Methanisierung, welche sich grundlegend bezüglich des eingesetzten Substrats unterscheiden. Zum einen kann ein synthetisches Medium verwendet werden oder biogene Schlämme. Durch die Nutzung eines am ARA Standort verfügbaren biogenen Schlammes ergeben sich grosse Vorteile insbesondere beim Bedarf an Additiven. Biogene Schlämme beinhalten bereits wichtige Nährstoffe und Spurenelemente für die beteiligten Mikroorganismen. Zudem haben sie häufig eine sehr gute Pufferkapazität, welcher dazu beiträgt, dass der pH-Wert bei der Methanisierung sehr stabil bleibt. Die grundlegende Eignung eines biogenen Schlammes für das BiON® Verfahren kann durch Analysen und Tests im Labormassstab bestimmt werden. In einem ersten Schritt wurde dazu Schlamm von den Faultürmen der ARA Reinach beprobt, die Zusammensetzung des Schlammes analysiert und Batch-Tests im Labormassstab durchgeführt.

Die nachstehende Tabelle gibt einen Überblick über die analysierte Schlammprobe.

Tabelle 17: Probenahme Faulschlamm ARA Reinach

Ort	Schlammprobe	Probenahme
ARA Reinach	Faulschlamm (FS)	23.03.2020

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Schlammanalyse im Labor. Als Material wurde der beprobte Faulschlamm (FS) der ARA Reinach verwendet.



Tabelle 18: Übersicht Analyseergebnisse

Parameter	Einheit	Wert
Allgemeine Analysen		
pH-Wert		7.9
Trockensubstanz	% OS	2.02
organische Trockensubstanz	% OS	1.15
organische Trockensubstanz	% TS	56.9
Spurenelemente		
Barium Ba	mg/kg OS	7.99
Bor B	mg/kg OS	0.33
Blei Pb	mg/kg OS	0.55
Chrom Cr	mg/kg OS	1.69
Kupfer Cu	mg/kg OS	4.51
Cobalt Co	mg/kg OS	0.13
Eisen Fe	mg/kg OS	625
Mangan Mn	mg/kg OS	11.7
Molybdän Mo	mg/kg OS	0.07
Nickel Ni	mg/kg OS	0.41
Selen Se	mg/kg OS	0.05
Vanadium V	mg/kg OS	0.31
Wolfram W	mg/kg OS	0.14
Zink Zn	mg/kg OS	12.8
Nährstoffe		
Magnesium MgO	kg/t OS	0.14
Phosphor P ₂ O ₅	kg/t OS	1.57
Calcium CaO	kg/t OS	1.29
Kalium K ₂ O	kg/t OS	0.09
Stickstoff gesamt n. Kjeldahl N _{TKN}	kg/t OS	1.70
Ammonium Stickstoff NH ₄ -N	kg/t OS	0.90

Der pH-Wert von 7.9 ist relativ hoch, ist aber dennoch für eine mikrobiologische Methanisierung geeignet. Ein kontinuierlicher Bedarf an Natronlauge während der Methanisierung scheint unwahrscheinlich. Der Trockensubstanzgehalt liegt bei ca. 2 %, eine Verdünnung mit Wasser bzw. Eindickung ist nicht notwendig. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass einige Spurenelemente und Nährstoffe zugegeben werden müssen, um eine gute Methanisierungsleistung zu erreichen. Eine genauere Bestimmung des Bedarfs an Spurenelementen und Nährstoffen wird im BiON® Check durchgeführt (Kapitel 4.6.9).



Schlammanalyse Ergebnisse - Batch-Test

Die Analyse einer Schlammprobe im Batch-Test erlaubt erste Rückschlüsse auf die Eignung zur biologischen Methanisierung. Im Labormassstab wird getestet, wie hoch die biologische Leistungsfähigkeit der Mikroorganismen des untersuchten Faulschlammes ist.

In dem Batch-Test werden dazu vorhandene Substratproben (Faulschlamm ARA Reinach) anaerob in eine Serumflasche gefüllt, mit einem Gasgemisch aus Kohlendioxid und Wasserstoff unter Druck gesetzt und bei einer Temperatur von 65 °C inkubiert. Durch die Methanisierungsreaktion wird der Druck in den Serumflaschen reduziert. Für jede Analyse werden mehrere Zyklen der Begasung mit Kohlendioxid und Wasserstoff und der Druckabsenkung durch die Methanisierung durchgeführt, um schliesslich die Methanbildungsrate (MBR) aus der Druckabsenkungskurve zu bestimmen

Für den Schlamm der ARA Reinach wurde der Batch-Test in dreifacher Ausführung à 10 Zyklen durchgeführt. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Druckabbaukurve eines Batch-Testes. Die abgeleitete Methanbildungsrate stellt einen Mittelwert über die letzten fünf Zyklen für alle drei Ansätze dar.

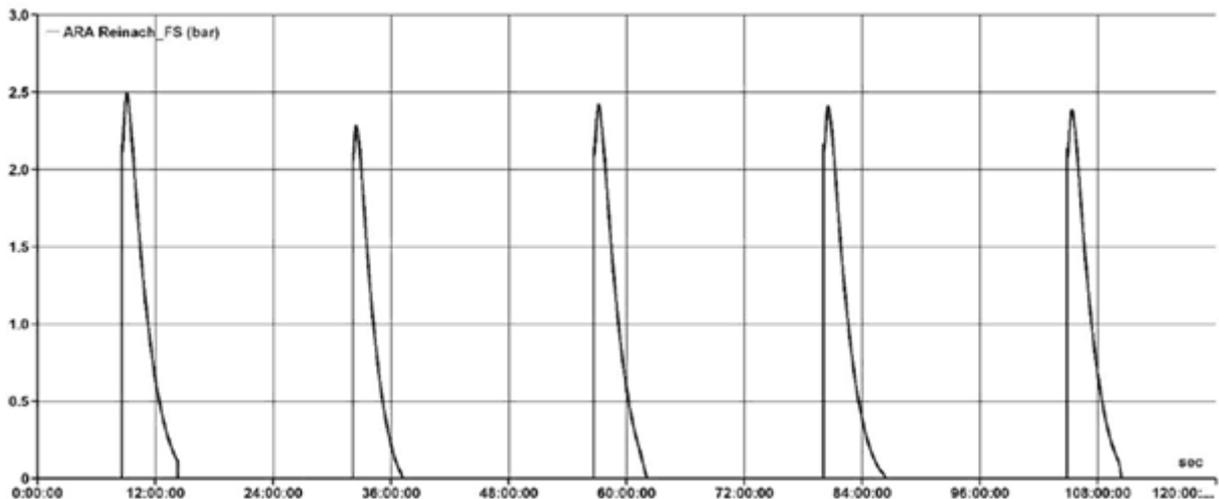


Abbildung 7: Druckabbaukurve aus Batch-Test (5 Zyklen)

Aus den Druckabbaukurven kann eine Methanbildungsrate (MBR) von $14 \text{ Nm}^3/(\text{m}^3\cdot\text{d})$ ermittelt werden.

Der Batch-Test zeigt, dass der Schlamm gut für eine stabile Methanisierung mit einer guten Methanbildungsrate geeignet ist. Der Schlamm kann für eine biologische Methanisierung nach dem BiON® Verfahren eingesetzt werden. Für die weitere biologische Bewertung wird im Kapitel 4.6.9 der Test in einem kontinuierlich betriebenen Bioreaktor durchgeführt (BiON® Check).

4.6.3 Konzepterstellung und Basisauslegung

Die Auslegung der biologischen Methanisierung erfolgt auf eine maximale Verarbeitungskapazität von $50 \text{ Nm}^3 \text{ CO}_2$ pro Stunde. In einem späteren Betrieb können auch Nennbetriebspunkte angefahren werden, die unter der Maximalauslegung liegen.

Die nachfolgende Tabelle zeigt verfügbare Volumenströme an Rohklärgas, Klärgas nach Speicher und abgetrennten Kohlenstoffdioxid nach der Membrananlage.



Tabelle 19: Übersicht relevanter Gasströme der ARA Reinach

Bezeichnung	Einheit	Maximal	Nominal
Klärgas	Nm ³ /h	70	35
Klärgas nach Speicher & vor Membrananlage	Nm ³ /h	125	50
Abgetrennter Kohlenstoffdioxidstrom nach Membrananlage	Nm ³ /h	50	20

Um das optimale Anlagen- und Integrationskonzept zwischen Methanisierung und bestehender Membranaufbereitung zu ermitteln, wurden drei Konzeptvarianten erstellt, sowie entsprechende Vor- und Nachteile dazu ermittelt. Anhand der Vor- und Nachteile erfolgten eine Evaluierung der Szenarien und die Auswahl des optimalen Anlagenkonzepts. Dabei wurde die Variante 3 als optimales Szenario identifiziert. Entsprechend wird dieses in den folgenden Arbeitsschritten und auch der weiteren Vorplanungsphase detaillierter ausgearbeitet.

Variante 1

Hier ist die biologische Methanisierung der bestehenden Membranaufbereitung vorgeschaltet. Der gesamte Klärgasstrom wird durch die Methanisierung gefahren. Mit der bestehenden Gasaufbereitung soll der gesamte Methanvolumenstrom getrocknet und entschwefelt werden. Zudem könnte der überschüssige Wasserstoff abgetrennt und der Methanisierung rückgeführt werden.

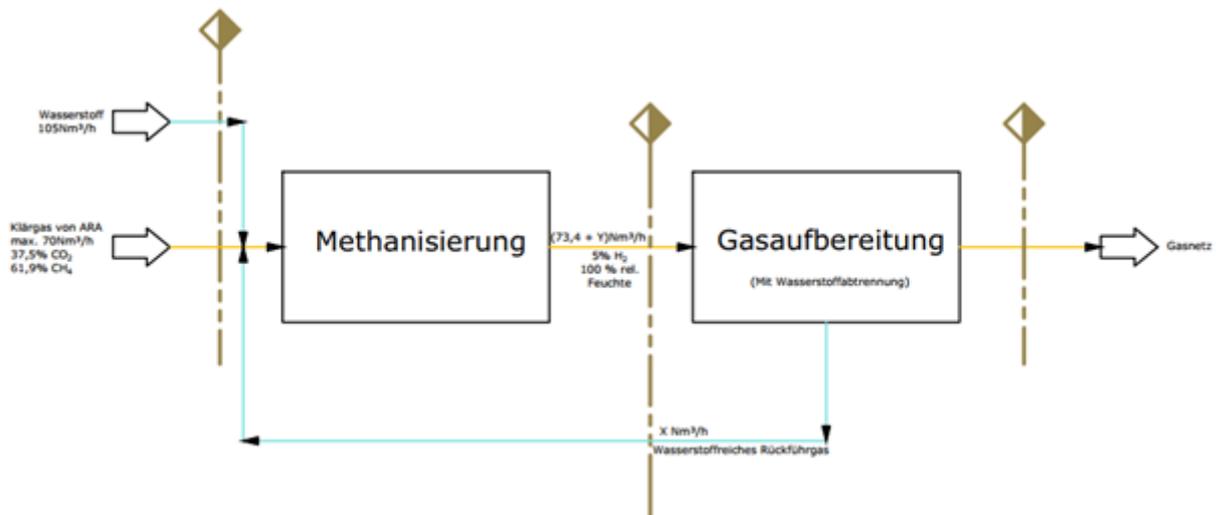


Abbildung 8: Anlagenkonzept Variante 1

- + Hohe Synergieeffekte durch Mitnutzung der bestehenden Gasaufbereitung erscheinen möglich (Trocknung, Entschwefelung, Odorierung).
- + Gasaufbereitung könnte überschüssiges H₂ aus Gesamtvolumenstrom abtrennen und zur Methanisierung zurückführen.
- + Betrieb der Gasaufbereitung grundlegend unabhängig von Betrieb der Methanisierung möglich.



- Die bestehende Gasaufbereitung ist nicht auf grossen Volumenstrom des zusätzlichen synthetischen Methans ausgelegt – Doppelnutzung daher ausgeschlossen.
- Die bestehende Membrananlage ist nicht für die Wasserstoffabtrennung ausgelegt.
- Betrieb der Methanisierung nur abhängig von Betrieb der Gasaufbereitung möglich.
- Keine direkte Methanisierung des abgetrennten Kohlenstoffdioxidstroms möglich.

Variante 2

Die Methanisierung wird in dieser Variante parallel zur Membrananlage betrieben. So soll primär das in der Gasaufbereitung abgetrennte Kohlendioxid für die Methanisierung genutzt werden. Das methanisierte Gas wird am Eingang der Gasaufbereitung wieder zugeführt.

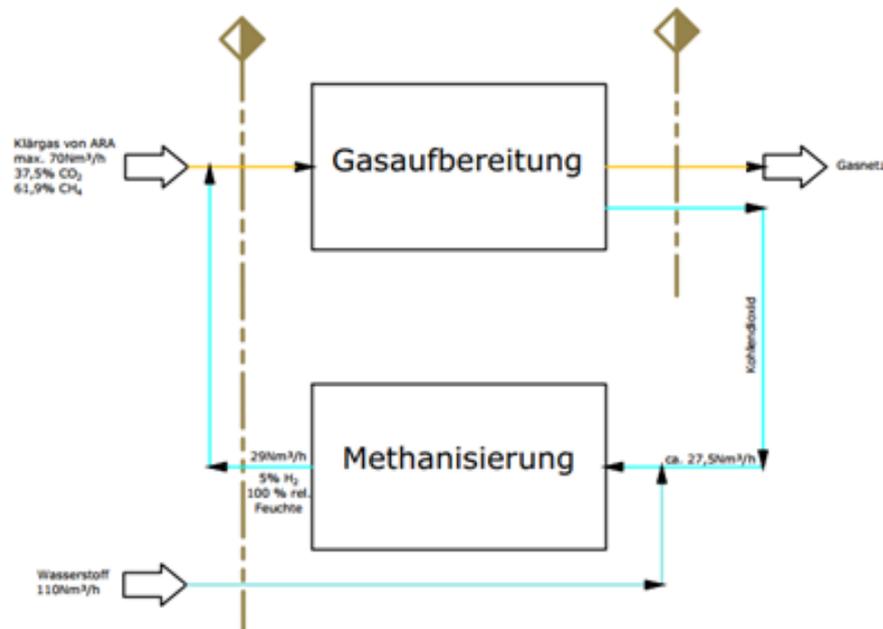


Abbildung 9: Anlagenkonzept Variante 2

- + Hohe Synergieeffekte durch Mitnutzung der bestehenden Gasaufbereitung erscheinen möglich (Trocknung, Entschwefelung, Odorierung).
 - + Methanisierung kann sowohl mit Klärgas sowie mit abgetrenntem Kohlenstoffdioxidvolumenstrom betrieben werden.
 - + Betrieb der Gasaufbereitung grundlegend unabhängig von Betrieb der Methanisierung möglich.
 - + Vermischungseffekt von Produktgas aus Methanisierung und Klärgas (einfacheres Einhalten von Wasserstoffgrenzwert möglich).
-
- Bestehende Gasaufbereitung nicht auf Volumenstrom des zusätzlichen synthetischen Methans ausgelegt – Doppelnutzung daher ausgeschlossen.
 - Betrieb der Methanisierung nur abhängig von Betrieb der Gasaufbereitung möglich



Variante 3

Auch in dieser Variante soll die Methanisierung parallel zur bestehenden Membrananlage betrieben werden. Dabei kann das in der Gasaufbereitung abgetrennte Kohlendioxid für die Methanisierung genutzt werden. Das methanisierte Gas wird jedoch am Ausgang der Gasaufbereitung wieder dem Biomethanvolumenstrom der Membrananlage zugespeist. Die Membrananlage wird damit wie in einem Bypass umfahren.

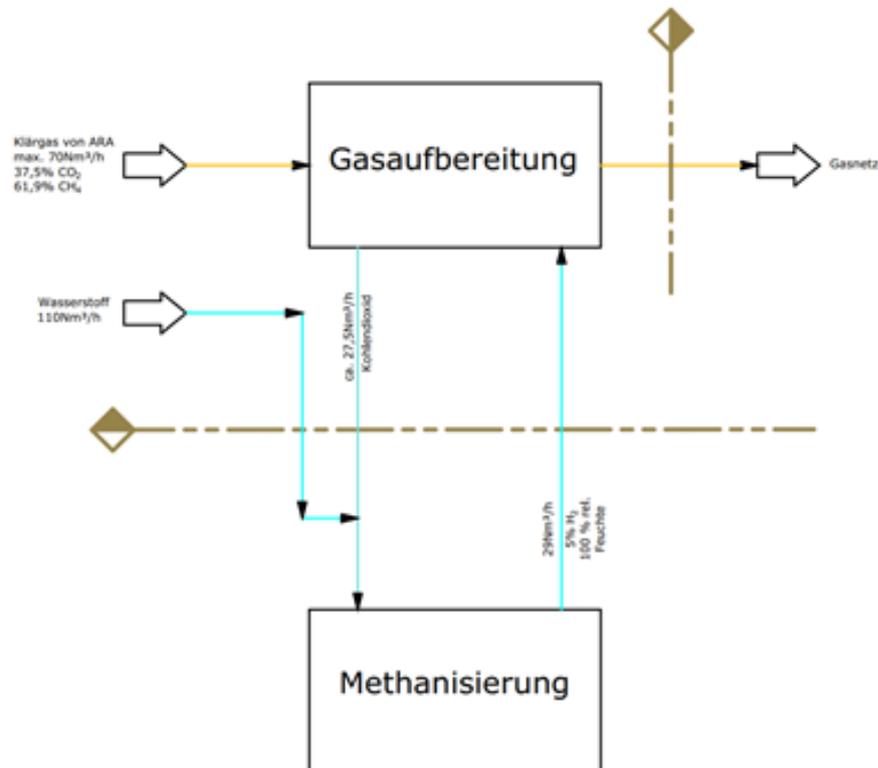


Abbildung 10: Anlagenkonzept Variante 3

- + Synergieeffekte durch Mitnutzung der bestehenden Gasaufbereitung erscheinen möglich (Odorierung).
- + Vermischungseffekt von Produktgas aus Methanisierung und Biomethan (einfacheres Einhalten von Wasserstoff- Feuchte und Schwefelwasserstoffgrenzwert möglich). Einfache Gasaufbereitung wird zusätzlich benötigt (Entfeuchtung, Entschwefelung, Verdichtung).
- + Methanisierung kann sowohl mit Klärgas sowie mit der abgetrennten Kohlenstoffdioxid-Quelle betrieben werden.
- + Betrieb der Gasaufbereitung grundlegend unabhängig von Betrieb der Methanisierung möglich.
- Keine vollständige Mitnutzung der bestehenden Gasaufbereitung möglich (Trocknung, Entschwefelung). Zusätzliche Gasaufbereitungskomponenten nötig.
- Betrieb der Methanisierung nur abhängig von Betrieb der Gasaufbereitung möglich.



4.6.4 Blockbild

Basierend auf den Arbeiten zur Anlagenkonzeptentwicklung wurde die Variante 3 als mögliches Integrationsszenario ausgewählt. Ein passendes vorhabenspezifisches Blockdiagramm (siehe Abbildung 11) wurde dazu erstellt. Die Hauptkomponenten des Blockdiagramms werden nachfolgend beschrieben.

Kompression

Die biologische Methanisierung am Standort der ARA in Reinach soll Klärgas sowie abgetrenntes Kohlenstoffdioxid der bestehenden Membrananlage verwenden. Beide Kohlenstoffdioxidquellen liegen mit einem zu niedrigen Druck vor, sodass zunächst eine Verdichtung erforderlich ist. Die CO₂-Ströme werden ohne weitere Vorbehandlung einem Verdichter zugeführt. Das während des Verdichtungs Vorgangs anfallende Kondensat wird im Bedarfsfall aus dem Verdichter abgeführt. Die im Verdichter anfallende Abwärme wird über einen Wärmetauscher abgeführt und soll, wenn möglich, in einem lokalen Wärmekonzept genutzt werden.

Bioreaktor

Bei der biologischen Methanisierung nach dem BiON® Verfahren erfolgt die Umsetzung der Gase Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zu Methan durch spezielle Mikroorganismen. Der Prozess wird in einem als Rührkessel ausgeführten Bioreaktor durchgeführt, welcher die flüssige Suspension mit den Mikroorganismen beinhaltet. Der Klärschlamm der ARA bildet das grundlegende Substrat für die flüssige Suspension, die den Reaktorinhalt ausmacht. Die kubische Reaktorkonstruktion erlaubt den problemlosen Zugang für Inspektion, Wartung und Servicearbeiten. Der Rührkessel wird mit Überdruck betrieben, um den Stofftransport der Eduktgase zu den Mikroorganismen zu intensivieren. Die Dispergierung des Gases innerhalb der flüssigen Phase erfolgt durch ein Rührwerk. Im klassischen Rührkessel-Reaktor (CSTR) stört sich die kurze Rührwelle kaum an Vibrationen und schont so die Lager. Das Behältervolumen setzt sich aus dem Reaktionsvolumen, welches die flüssige Suspension einnimmt und dem Kopfraum, der aus der Gasphase besteht, zusammen. Ein entsprechender Kopfraum in Verbindung mit einem Schaumzerstörer, der am Rührwerk befestigt ist, minimiert sicher das Eindringen von Schaum in die abführenden Leitungen.

Wärmetauscher

Aufgrund der exothermen Methanisierungsreaktion wird im regulären Betrieb Wärme freigesetzt. Um entsprechende Abwärme aus dem System zu führen, wird ein externer Wärmetauscher vorgesehen. Hier ist zu beachten, dass die Temperatur des umgepumpten Mediums den oberen Temperaturgrenzwert im Bioreaktor nicht überschreiten darf, da es ansonsten zu einer Inaktivierung der Mikroorganismen kommt, gleichzeitig jedoch maximal bis zum unteren Temperaturgrenzwert abgekühlt werden darf, da sonst die biologische Leistungsfähigkeit der Zellen beeinträchtigt werden kann. Dies wird in der Folge bei der Auslegung des Wärmetauschersystems berücksichtigt. Die Wärme, die aufgrund der Methanisierungsreaktion anfällt, wird über den Klärschlamm-Wärmetauscher ausgekoppelt. Die anfallende Wärme soll in einem Wärmekonzept weiter genutzt werden. In der Inbetriebnahmephase sowie nach längeren Stillstandszeiten muss der Bioreaktor inklusive Inhalt auf ein Aktivierungstemperaturniveau aufgeheizt werden. Hierzu soll im Rahmen des Konzeptes Wärme von der ARA Reinach bereitgestellt werden.

Faulturm und Klärschlammversorgung

Die methanogenen Mikroorganismen leben im flüssigen Substrat des Bioreaktors. Die Ausgangsbasis für das Substrat bietet der Klärschlamm von der ARA Reinach. Um den Klärschlamm dem Bioreaktor zuführen zu können, ist eine Druckerhöhung erforderlich, da der Bioreaktor unter Überdruck betrieben wird. Die Klärschlammzufuhr erfolgt durch eine geeignete Substratpumpe. Im laufenden Betrieb wird das Substrat im Bioreaktor regelmässig gewechselt. Während eines Substratwechsels wird zunächst ein Teil des im Bioreaktor befindlichen Substrats abgelassen und anschliessend werden Klärschlamm aus der ARA und relevante Additive zugegeben. Mit dem abgeführten Substrat werden auch das während der Methanisierungsreaktion gebildete Wasser und die zugegebenen Additive abgezogen und



in die Kläranlage zurückgeführt. Auf diese Weise entsteht bei der biologischen Methanisierung nach dem BiON® Verfahren kein Abfallprodukt aus dem Bioreaktor, das aufwändig entsorgt werden muss.

Additive

Für einen stabilen Betrieb des Bioreaktors ist die Zufuhr von Additiven vorgesehen. Dabei handelt es sich um vorabgefüllte Nährstoff- und eine Spurenelemente-Lösungen sowie Entschäumer und Natronlauge. Für jeden der vier Hilfsstoffe ist eine eigene Dosierstation mit eigener Leitung in den Bioreaktor vorgesehen. Die Nährstoffe und Spurenelemente werden bedarfsgerecht in den Bioreaktor zugegeben. Auch Natronlauge und Entschäumer werden nicht regelmässig, sondern nur bei Bedarf zudosiert. Natronlauge wird nur zudosiert, wenn der pH-Wert im Bioreaktor stark abgefallen ist. Entschäumer wird zudosiert, falls sich im Bioreaktor Schaum bildet und die Gefahr besteht, dass dieser in vom Bioreaktor abführende Leitungen gelangt. Ein geeignetes Entschäumermittel, welches die biologische Methanisierung nicht stört, wird eingesetzt. Durch eine bedarfsgerechte Zugabe von relevanten Additiven können im Betrieb prozessspezifische Aufwendungen optimiert werden. Die Dosierung erfolgt vollautomatisiert. Die eingesetzten Additive können als vorgemischte Gebindeeinheiten bereitgestellt werden.

Waschkolonne zur Entfernung von Ammoniak und Schaumresten

Das Produktgas aus der Methanisierung enthält mehrere Begleitgase, welche für die Einspeisung in das Erdgasnetz nach dem SVGW Regelwerk entfernt werden müssen. Unter diesen befindet sich auch Ammoniak, welche in der Gasphase enthalten sein kann. Da es sich bei gasförmigen Ammoniak um einen Stoff handelt, der sehr gut wasserlöslich ist, bietet sich die Entfernung mittels einer Waschkolonne an. Als Waschwasser für die Kolonne wird Betriebswasser verwendet, welches am Kopf der Kolonne zugeführt wird. Das zu reinigende Produktgas tritt am Boden in die Kolonne ein. Waschwasser und Produktgas werden somit im Gegenstrom geführt. Durch den Waschprozess wird zusätzlich auch noch Schaum, der in seltenen Fällen aus der Methanisierung mitgerissen werden kann, aus dem Gas entfernt. Das mit Ammoniak und Schaumresten beladene Abwasser wird nach einmaligem Durchgang durch die Kolonne an das Abwassersystem abgegeben. Neben Spurengasen, die über die Kohlenstoffdioxid-Quelle oder aus Faulschlamm sowie Additiven entstehen, können kritische Gaskomponenten auch über die mögliche Wasserstoffbereitstellung ins System eingetragen werden. In der aktuellen Planungsphase werden keine H₂-Quellen spezifischen Spurengase bei der Auslegung der nachgeschalteten Gasaufbereitungskomponenten berücksichtigt. Im Rahmen der Identifikation und Evaluierung geeigneter Wasserstoffquellen wird der Parameter Spurengase mitberücksichtigt. Eine mögliche Einplanung wird dann ggf. im Rahmen der weiteren Vorplanung berücksichtigt.

Vorwärmung des Produktgases

Für eine effiziente Entschwefelung des Gases mittels Aktivkohle müssen sich die Parameter Temperatur und Feuchte in einem geeigneten Betriebsfenster befinden. So darf die Temperatur einen Mindestwert nicht unterschreiten. Des Weiteren darf das Gas nicht mit Wasser gesättigt in die Aktivkohle eintreten. Insbesondere muss verhindert werden, dass es zu einer Kondensation von Wasser auf der Aktivkohleoberfläche kommt, da hierdurch der Adsorptionsprozess deutlich beeinträchtigt werden würde. Um Temperatur und Feuchte in einem geeigneten Betriebsbereich zu halten, ist nach der Waschkolonne ein Wärmetauscher angeordnet, welcher das Produktgas vor dem Eintritt in die Aktivkohlesäulen aufheizt.

Aufreinigung mittels Aktivkohle

In der Aktivkohlestufe können noch vorhandene Gasbegleitstoffe entfernt werden. Neben, Schwefelwasserstoff, kann die Aktivkohleeinheit hier im Bedarfsfall auch etwaig vorhandene Mercaptane, Siloxane, Schwermetallverbindungen, sowie langkettige Kohlenwasserstoffe entfernen. Die Auslegung der Aktivkohle, Trocknung und auch der vorgeschalteten Waschkolonne zur Entfernung von Ammoniak erfolgt so, dass das Produktgas aus der Methanisierung bei Vermischung mit dem Biomethan der bestehenden Membrananlage, die durch SVGW G13 Richtlinie vorgegebenen Grenzwerte einhält.

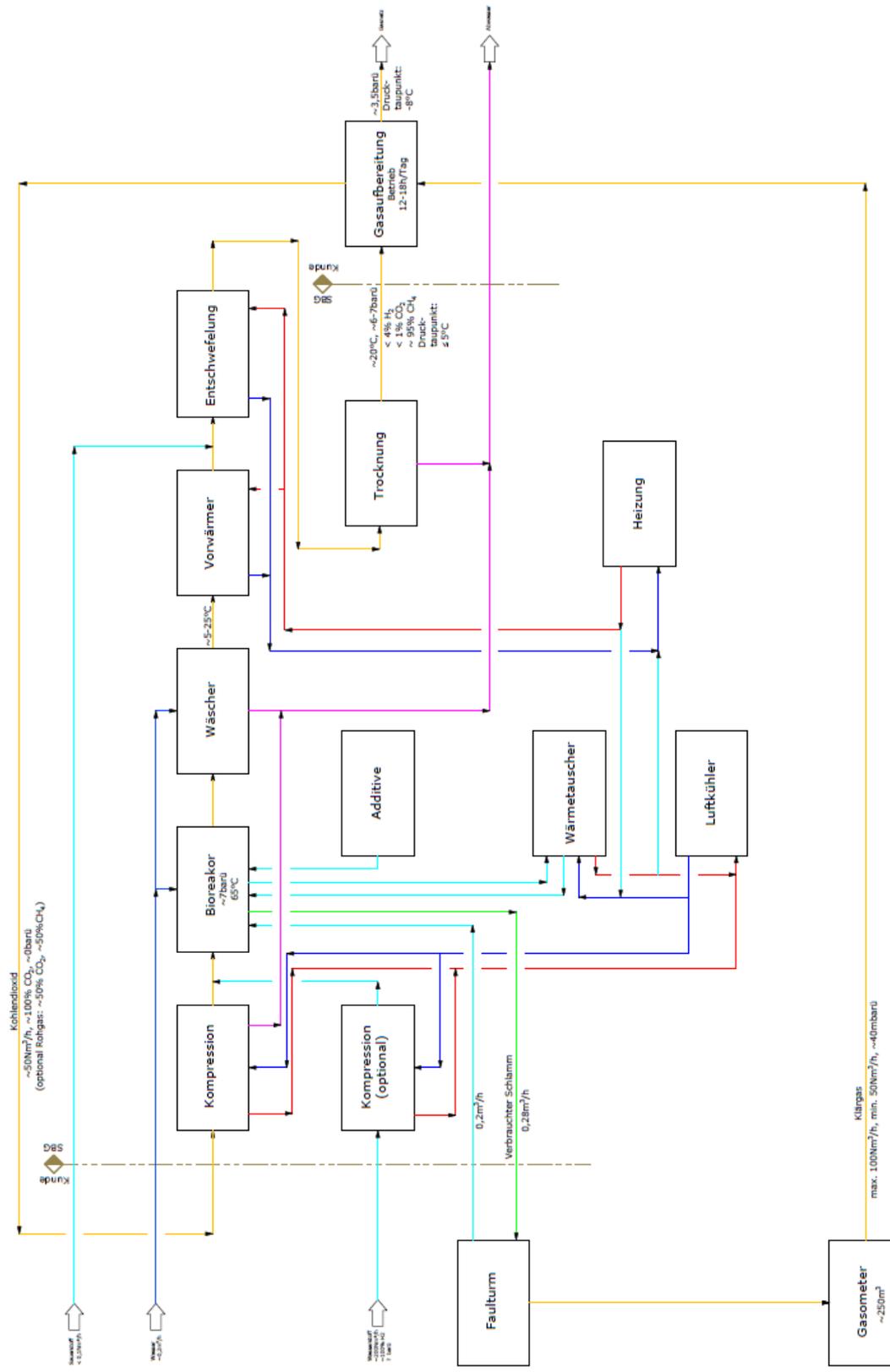


Abbildung 11: Blockbild biologische Methanisierung und Gasaufbereitung



4.6.5 Massen- und Energiebilanz

Die biologische Methanisierungsanlage mit nachgelagerter Gasaufbereitung ist auf eine maximale Verarbeitungskapazität von 50 Nm³ CO₂ pro Stunde dimensioniert. Im Betrieb werden die Gase Wasserstoff sowie die Kohlenstoffdioxid-Quelle (CO₂, CH₄, N₂) der BiON[®] Methanisierung zugeführt. Neben den Prozessgasen werden auch Betriebsstoffe gebraucht. Zu diesen Betriebsstoffen zählen Prozess- sowie Trinkwasser für die Versorgung des Bioreaktors sowie der nachgelagerten Gasaufbereitung. Für den stabilen Nennbetrieb des Bioreaktors selbst wird Faulschlamm der ARA Reinach sowie Prozessadditive wie Nährstoff- und Spurenelementlösungen eingesetzt.

Massenbilanz

Für den maximalen Auslegungsfall von 50 Nm³ CO₂ pro Stunde wurde eine entsprechende Massenbilanz erstellt. Die nachfolgende Abbildung zeigt relevante Volumenströme, die in die Systemgrenze der Methanisierung ein- und austretenden.

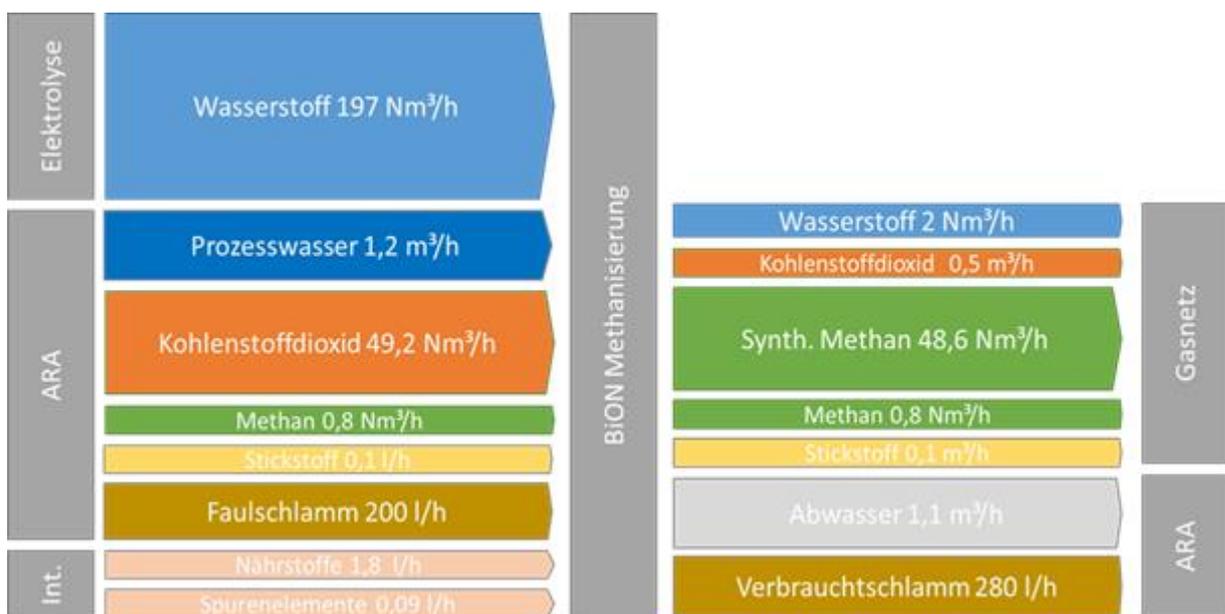


Abbildung 12: Massenbilanz der biologische Methanisierung mit Gasaufbereitung

Energiebilanz

Die Energiebilanz der Methanisierung betrifft die Energiemengen, die der Anlage auf verschiedenen Wegen zugeführt werden bzw. die Anlage wieder verlassen. Diese Energiebilanz berücksichtigt zum einen Aspekte der elektrischen Energie wie sie für den Betrieb von Rührwerk, Verdichter und Nebenaggregaten benötigt werden. Zum anderen wird die chemische Energie der gasförmigen Energieträger sowie wesentlichen Wärmeströme berücksichtigt.

Die nachfolgende Abbildung zeigt relevante Energieströme der Methanisierungsanlage inklusive Klärgasverdichtung und nachgelagerter Gasaufbereitung.

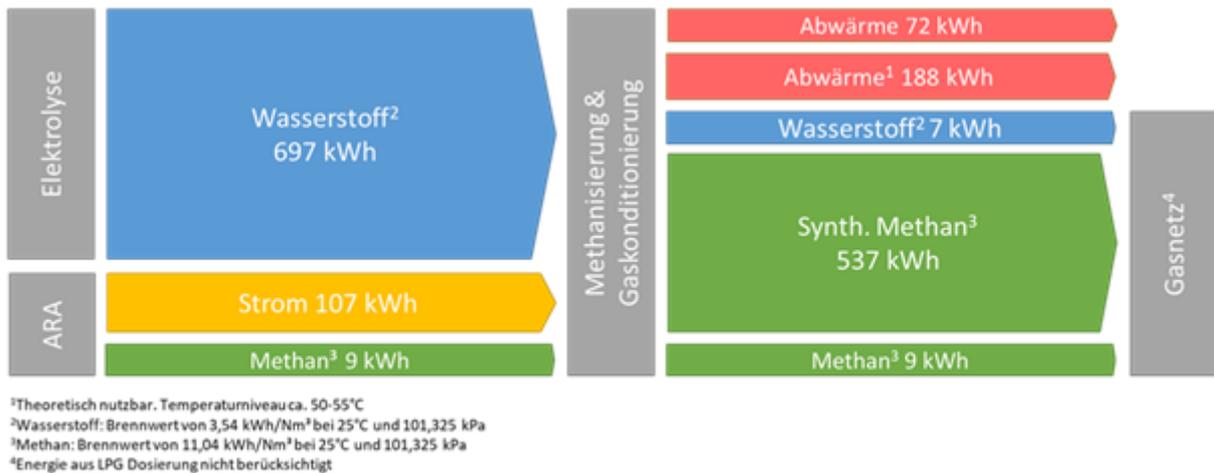


Abbildung 13: Energiebilanz der biologische Methanisierung mit Gasaufbereitung

Unter den vorliegenden Annahmen beträgt der Wirkungsgrad der biologischen Methanisierung für den maximalen Auslegungsfall und unter Berücksichtigung einer Abwärmenutzung 91 %. Die Menge an nutzbaren Wärmemenge kann mit etwa $0.34 \text{ kWh}_{\text{th}} / \text{kWh}_{\text{gasoutput}}$ angegeben werden.

4.6.6 Integrationskonzept als Aufstellplan in 2D

Im Rahmen der Konzeptphase wurde ein optimales Integrationskonzept erarbeitet. Dabei sollen die für die biologische Methanisierung relevanten Komponenten direkt am Standort der ARA Reinach platziert werden.

Bei der Integration an der ARA Reinach handelt es sich um ein Brownfield-Vorhaben mit Aufstellung im Bestand. Als grundlegend optimaler Aufstellplatz für die biologische Methanisierung wurden die Flächen in unmittelbarer Nähe zur bestehenden Membranaufbereitung identifiziert. Die Aufstellung des Bioreaktors erfolgt dabei als Stand-alone System. Die weiteren Komponenten der biologischen Methanisierung und der benötigten Gasaufbereitung sollen sehr flexibel als Containeraufstellung ausgeführt werden. Zudem besteht die Möglichkeit Teilkomponenten und kleinere Nebenaggregate in die bauseitige Gebäudestruktur zu integrieren.

Die individuelle Anordnung der Komponenten erfolgte im Hinblick auf den verfügbaren Raum. Dazu wurden kurze Wege für die Anschlüsse von Strom, Wasser, CO₂-Quelle und Faulschlamm berücksichtigt. Auch spielt die Zugänglichkeit für Betriebs- und Wartungsmassnahmen eine wichtige Rolle. Lokale Vorschriften für den Bau und die Sicherheitsanforderungen wurden im Rahmen dieses Projektes nicht im Detail berücksichtigt. Die nachfolgende Abbildung zeigt die erarbeitete Anlagenaufstellung der biologischen Methanisierung inklusive relevanter Komponenten und Aggregate. Die gesamte Unterbringung erfolgt in drei Containereinheiten.

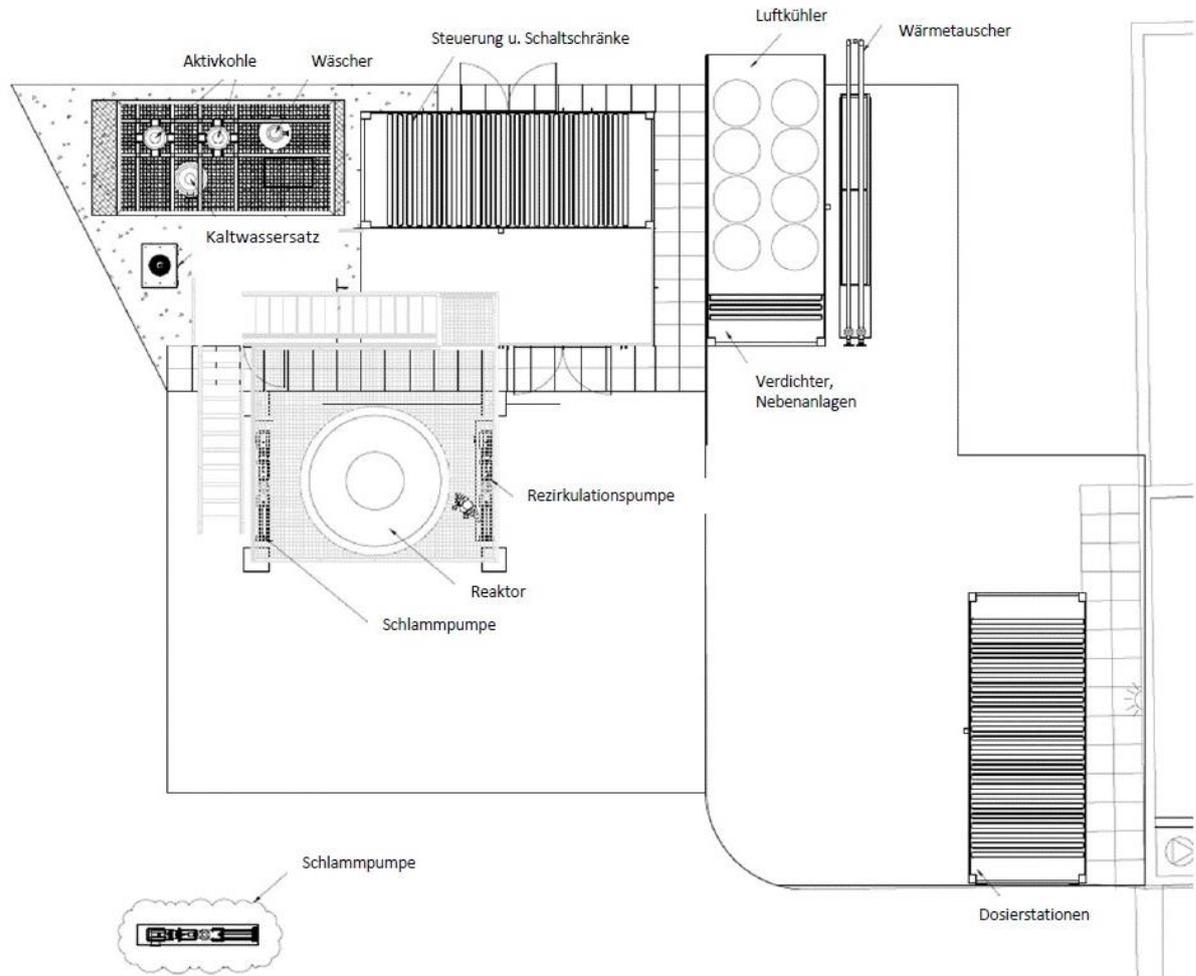


Abbildung 14: Aufstellung der biologische Methanisierung und Gasaufbereitung in 2D

4.6.7 Simulationsgestützte Auswahl des Betriebsmodells

Die biologische Methanisierung mit nachgelagerter Gasaufbereitung wird grundlegend für einen flexiblen Anlagenbetrieb ausgelegt. Das Anlagensystem erlaubt sowohl eine kontinuierliche als auch eine diskontinuierliche Betriebsweise. Das konkrete Betriebsmodell der Methanisierung wird dabei über die Verfügbarkeit von Wasserstoff und damit das Betriebsmodell der vorgelagerten Systeme zur Wasserstoffbereitstellung definiert.

4.6.8 Anlagendimensionierung

Die biologische Methanisierung bestehend aus dem Bioreaktor und der nachgelegten Gasaufbereitung. Das System ist in der Lage den maximalen Volumenstrom von 50 Nm³ Kohlenstoffdioxid pro Stunde in Methan umzuwandeln. Das erforderliche Reaktionsvolumen des Bioreaktors hängt dabei von dem Eingangsstrom des Kohlenstoffdioxids, der stabil erreichbaren Methanbildungsrate und der gewünschten Qualität des Produktgases ab.



Für den Standort der ARA Reinach wurde der Faulschlamm hinsichtlich seiner Eignung für der biologische BiON®Methanisierung analysiert. Nach Durchführung des Testverfahrens im BiON®-Check wurde die standardisierte Behältergrösse des BiON® Reaktors festgelegt. Die festgelegte Behältergrösse ist in nachfolgender Tabelle definiert.

Tabelle 20: Auslegung des Methanisierungsreaktors

	Einheit	Wert
Behältergrösse	m ³	32

Der Methanisierungsreaktor selbst ist als Druckbehälter ausgelegt. Oben auf dem Reaktor ist ein spezieller mechanischer Rührer zum Mischen von Gas und Flüssigkeit installiert. Er ist mit einer doppelwirkenden Gleitringdichtung ausgestattet. Die Eduktgase Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid, sowie Additive und anaerober Schlamm werden dem Reaktorsystem vermischt.

4.6.9 BiON® Check

Im Rahmen des Vorhabens wurden am Standort der microbEnergy GmbH in D-Schwandorf, Methanisierungsversuche (BiON®-Check) im Technikum durchgeführt. Dazu wurden die benötigten Klärschlammengen von der ARA Reinach nach Schwandorf verbracht. Der Transport der Proben erfolgte am 15.04.2020 sowie am 19.05.2020. Für den BiON® Check konnten die Proben ohne eine weitere Vorbehandlung verwendet werden, ein Abtrennen von Störstoffen oder Verdünnen mit Wasser war nicht notwendig.

Die Klärschlammproben werden für den Betrieb eines Versuchsreaktors verwendet. In dem Versuchsbetrieb werden projektspezifisch relevante Parameter für die Auslegung des Bioreaktors, der Additivdosierung und der Gasaufbereitung erfasst. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Versuchsreaktor sowie einen IBC Behälter mit bevorratetem Klärschlamm der ARA Reinach.



Abbildung 15: Technikum in Schwandorf mit Klärschlammproben ARA Reinach und Versuchsreaktor

Die Untersuchungen wurden am 17.04.2020 gestartet und bis zum 18.06.2020 durchgeführt. In der Untersuchungszeit wurde der Reaktor mit dem Faulschlamm der ARA in Betrieb genommen. In der Folge wurde der Bioreaktor über einen längeren Testzeitraum im kontinuierlichen Betrieb sowie in einem flexiblen Start-Stopp-Betrieb gefahren. Die Untersuchungen werden von fachkundigem Personal durchgeführt und begleitet.

Die nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht relevanter Betriebsparameter. Zu sehen sind hier die Input-Volumenströme von Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid (NI/h), die Gaszusammensetzung des Produktgases mit Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid, Methan (Vol.%) sowie Temperatur (°C) und Druck (barü).

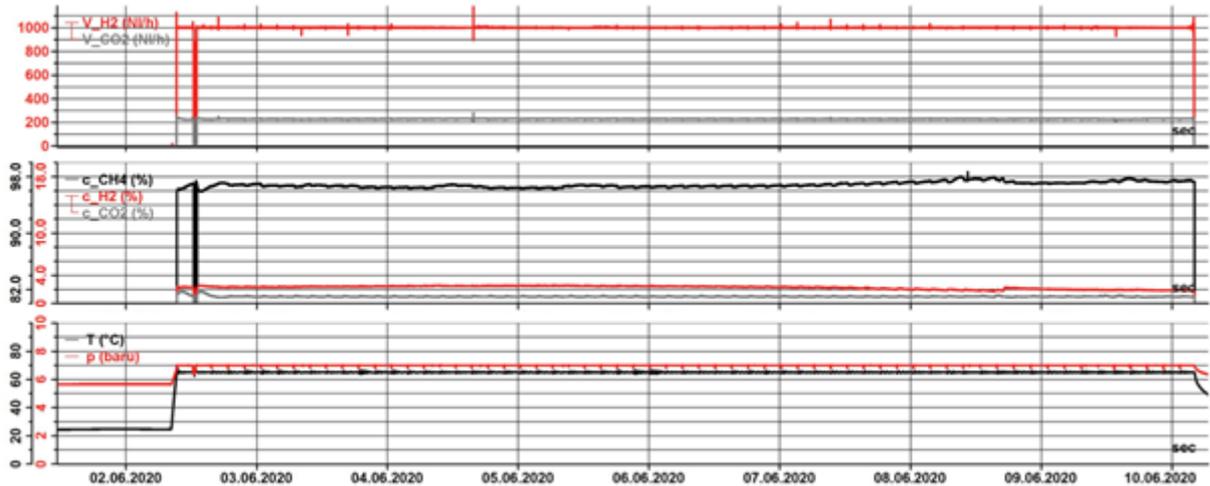


Abbildung 16: Versuchsverlauf mit Inbetriebnahme und kontinuierlichem Betrieb

In dem in der Abbildung gezeigten Methanisierungsbetrieb lässt sich der Prozess mit der zur Verfügung gestellten Schlammprobe kontinuierlichen betreiben. Der Bioreaktor wird dazu auf einem Druckniveau von 7 barü und einer Temperatur von 65°C gehalten. In dem kontinuierlichen Testlauf des untersuchten Faulschlammes konnte für die Produktgasqualität ein Methangehalt grösser 93 %, ein Wasserstoffgehalt kleiner 5 % und ein Kohlenstoffdioxid Gehalt kleiner 2 % nachgewiesen werden.

Da im Rahmen des Vorhabens bewertet werden soll, inwieweit die biologische Methanisierung als flexible Knotenpunkte betrieben werden kann, wird bei der Versuchsdurchführung auch ein diskontinuierlicher Betrieb mit dem Klärschlamm der ARA Reinach im Versuchsbetrieb erprobt.

Die nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht relevanter Prozessgrößen und Betriebsparameter im Zeitverlauf der flexiblen Betriebsweise. Das durchgeführte Betriebsszenario sieht einen standardisierten Betrieb von 8 Stunden bei anschliessender Standby-Zeit von 4 Stunden vor. Diese Start/Stop-Abfolge wurde zyklisch wiederholt.

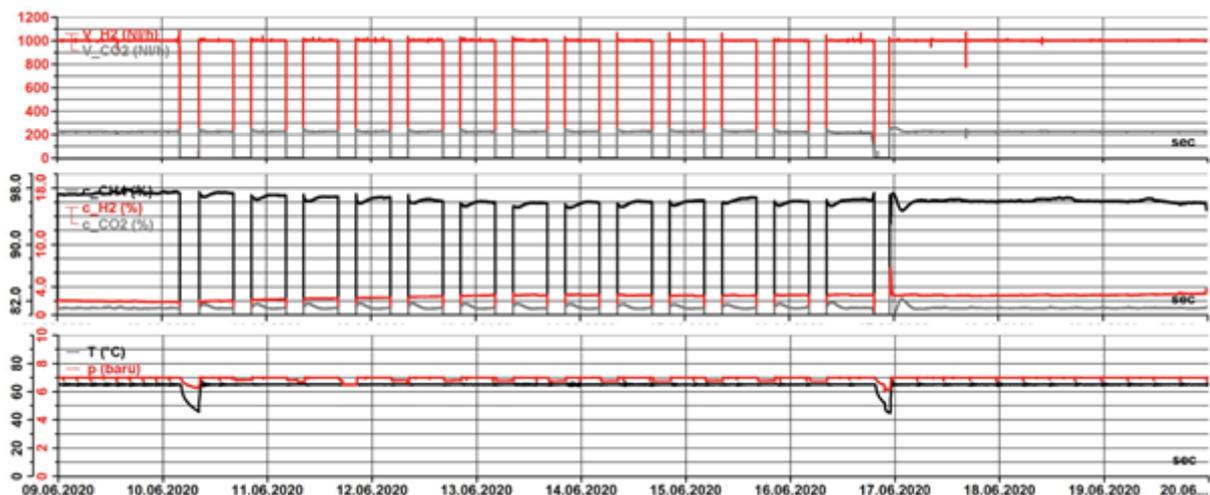


Abbildung 17: Versuchsverlauf mit diskontinuierlichem Betrieb

Die Versuchsergebnisse zeigen, dass für den untersuchten Klärschlamm eine flexible Betriebsweise möglich ist. Nach kürzeren Standby-Zeiten kann die biologische Methanisierung direkt wieder im Nennbetrieb starten. Ein derartiger Anlagenbetrieb wurde über eine Woche aufrechterhalten ohne dass



dies zu Einbussen bei der Methanisierung geführt hat. Auch für die flexible Betriebsweise konnte für die Produktgasqualität ein Methangehalt grösser 93%, ein Wasserstoffgehalt kleiner 5% und ein Kohlenstoffdioxid Gehalt kleiner 2% nachgewiesen werden

Die im BiON® Check gewonnenen Testergebnisse bestätigen die im Batch-Ansatz getroffene Einschätzung, dass sich der untersuchte Faulschlamm der ARA Reinach als Substrat sehr gut für die Methanisierung nach dem BiON® Verfahren geeignet ist.

4.6.10 Technische Planung

Im Rahmen der technischen Planungen wurde ein stimmiges und realisierbares Planungskonzept erstellt, das relevante projekt- und standortspezifische Problemstellungen berücksichtigt. Im Rahmen der Planung werden das initiale Fließbild, die Schnittstellenliste, die Komponentenliste und das Anlagenlayout in 3D erstellt.

Beschrieb des Fließbildes

Für die zu planende biologische Methanisierung mit Gasaufbereitung wurde eine individuelle Beschreibung der Prozessflüsse erstellt. Für das Verfahren der biologischen Methanisierung werden die Eduktgase Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid bereitgestellt. Der Wasserstoff wird bis zu einem Volumenstrom von maximal 197 Nm³ pro Stunde und mit einem Druck von über 12 bar_ü an die Methanisierung übergeben. Die CO₂-Quelle wird von der bestehenden Membrananlage zunächst mit einem leichten Überdruck übergeben. Für die weitere Prozessführung wird das Gas mit einem Kompressor verdichtet und anschliessend der Durchfluss und die Gaszusammensetzung erfasst. Die beiden Gasströme des Wasserstoffs und der CO₂-Quelle werden gemischt und in den Bioreaktor eingespeist.

Die biologische Methanisierung ist ein exothermer Prozess, daher muss thermische Energie aus dem Bioreaktor abgeführt werden. Zu diesem Zweck wird der Reaktorinhalt mit einer Pumpe umgewälzt. Das flüssige Reaktormedium wird in einem Wärmetauscher abgekühlt und die Abwärme kann über einen Luftkühler abgeführt werden. Alternativ kann die Prozessabwärme in die Infrastruktur der ARA Reinach ausgekoppelt werden. Dafür stehen entsprechende Wärmetauscher bereit. Für Zeiten der Inbetriebnahme oder nach längerem Stillstand muss der biologische Prozess aufgewärmt werden. Dafür wird ein entsprechender Elektroerhitzer vorgesehen.

Die im Bioreaktor kultivierten Mikroorganismen nutzen als Medium den flüssigen Faulschlamm aus der ARA Reinach. Der Faulschlamm wird über eine zweite Pumpe in den Methanisierungsreaktor befördert. Der verbrauchte Faulschlamm, der auch das Wasser aus der Reaktion enthält, gelangt mit einer Pumpe zurück zur ARA Reinach. Im Methanisierungsprozess werden bedarfsgerecht Additive zudosiert. Für die Zufuhr von Hilfsstoffen wie Nährstoffe, Spurenelemente, Entschäumer und Natronlauge sind vier Dosierstationen vorgesehen. Entsprechende Lagerbehälter werden bereitgestellt.

Um im Betrieb einen schaumfreien Bioreaktor sicherzustellen, ist es vorgesehen, diesen mit Wasser spülen zu können. Der notwendige Druck des Spülwassers wird durch eine Pumpe erzeugt. Diese Pumpe wird auch verwendet um den Gaswäscher mit Wasser zu versorgen. Die Hauptaufgabe dieser Waschkolonne besteht darin, Ammoniak aus dem Produktgas zu entfernen. Sekundäre Aufgabe ist es, möglichen Schaum zu stoppen, der zusammen mit dem Produktgas aus dem Reaktor ausgetragen werden kann. Nach der Waschkolonne wird das Gas über den Wärmetauscher aufgeheizt, da die nachfolgenden Kolonnen mit Aktivkohle eine bestimmte Temperatur und Feuchtigkeit für die Adsorption benötigen. Um einen sparsamen Verbrauch von Aktivkohle zu erreichen, wird Sauerstoff für die Entschwefelungsreaktion zugegeben. Über einen nachgelagerten Filter wird das mögliche Austragen von Aktivkohlestaub sicher verhindert. Abschliessend wird das Gas über die Wärmetauscher und den Kühleinheit soweit getrocknet, dass es zur Beimischung an die bestehende Gaseinspeisung übergeben werden kann. Die Kondensatfalle leitet dabei anfallende Wassermengen ab.



Schnittstellenliste

In diesem Abschnitt werden die relevanten Schnittstellen von Methanisierung und Gasaufbereitung zu der Wasserstoffbereitstellung, der bestehenden Membrananlage und der ARA Infrastruktur beschrieben. Dabei werden die Ströme berücksichtigt, die sowohl in die Anlage eingehen, als auch diejenigen, die aus der Anlage austreten. Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick der relevanten Schnittstellen.

Tabelle 21: Schnittstellenliste

Nummer	Medium	Anschlusspunkt
1	Kohlendioxid-haltiges Gas	Aussenbereich bestehende Gasaufbereitung
2	Wasserstoff	Aussenbereich Technikcontainer
3	Produktgas	Aussenbereich bestehende Gasaufbereitung
4	Frischer Klärschlamm von ARA	Basement Schlammmentwässerungsgebäude
5	Verbrauchter Schlamm an ARA	Basement Schlammmentwässerungsgebäude
6	Betriebswasser	Aussenbereich Technikcontainer
7	Trinkwasser	Aussenbereich Container Hilfsstoffe
8	Sauerstoff (trocken)	Skid Gasaufbereitung
9	Fackelgas	Skid Gasaufbereitung
10	Warmwasser Vorlauf von ARA WP	Aussenbereich Technikcontainer
11	Warmwasser Rücklauf an ARA WP	Aussenbereich Technikcontainer
12	Warmwasser Vorlauf von ARA	Aussenbereich Technikcontainer
13	Warmwasser Rücklauf an ARA	Aussenbereich Technikcontainer
14	Abwasser	Aussenbereich Technikcontainer
		Skid Gasaufbereitung
		Kaltwassersatz

Komponentenliste

Die Komponentenliste für die Methanisierung mit nachgelagerter Gasaufbereitung enthält die Beschreibung der wichtigsten Funktionseinheiten mit Angaben zu technischen Eigenschaften und Platzbedarf. In der nachfolgenden Tabelle ist dazu die Aufteilung der Anlagentechnik nach Containern aufgezeigt.



Tabelle 22: Komponentenliste und Platzbedarf

Komponente	Platzbedarf
Methanisierung	
Bioreaktor mit Subsystemen	Ø 3.1m x 8.8m
Schlamm-Wärmetauscher	6.4m x 0,7m 2.5m
Luftkühler & Kaltwassersatz	5m x 2.4m x 1.5m
Technikcontainer	1 x 20 ft Container
Container für Hilfsstoffe	1 x 20 ft Container
Steuerung & E-Technik Container	1 x 20 ft Container
Gasaufbereitung	
Skit für Wäscher & Aktivkohleeinheit	4.5m x 2.4m x 3.5m

Bei der biologischen Methanisierung befinden sich relevante Nebenaggregate in direkter Umgebung um den zentral angeordneten Bioreaktor. Hier befinden sich Komponenten, Instrumente und Sensoren, die wesentlich für das Substrat- und Wärmemanagement benötigt werden. Zu diesen Subsystemen gehören die Schlammzirkulationspumpe, der Wärmetauscher zur Temperierung des Bioreaktors sowie die Schlammrückförpumpen für das Entleeren des Reaktorsystems. Die Schlammzuführpumpe zur Befüllung des Reaktors befindet sich in der bauseitigen Infrastruktur der ARA. Die weiteren Peripheriesysteme für das Wärmemanagement bestehend aus Luftkühler und Kaltwassersatz sind auf dem Dach des Technikcontainers verbracht.

Der Technikcontainer beinhaltet die Gasstrecke der Eduktgase wie Wasserstoff und CO₂-Quelle. Dazu gehören der Verdichter inklusive Wärmetauscher und die Gasregelung. Im Technikcontainer sind zudem die Druckluftherzeugung und Verteilung, die Prozesswasserversorgung, der Ventilknoten für das Heiz- & Kühlsystem sowie die Gaswarnanlage untergebracht. Der zweite Container enthält Equipment für das Additivmanagement. Von hieraus erfolgt die Versorgung des Bioreaktors mit relevanten Hilfsstoffen. Neben den Dosierstationen für Nährstoffe, Spurenelemente, Lauge und Entschäumer sind auch entsprechende Lagergebäude vorgesehen. Der E-Technikcontainer beinhaltet die Schaltschränke für Methanisierung, Dosierstationen, Gasaufbereitung sowie Einrichtungen für die Anlagensteuerung und Datenaufzeichnung.

Anlagenlayout in 3D

Basierend auf dem erstellten Integrationskonzept und dem zweidimensionalen Aufstellplan wurde im Rahmen dieser technischen Planungen ein 3D Aufstellungsplan erstellt. Der 3D Aufstellplan zeigt die Anordnung von Anlagenteilen wie Bioreaktor, Containern, Pumpen, Wärmetauschern im Raum. Der initiale 3D Aufstellplan kann den räumlichen Anlageneindruck von Tiefe vermitteln. Im Rahmen der Planung konnten Verdeckungseffekte so rechtzeitig erkannt werden.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Aufstellung und Integration der biologischen BiON® Methanisierung mit nachgelagerter Gasaufbereitung in die bestehende Infrastruktur der ARA Reinach. Zu sehen sind der Bioreaktor mit Stahlgerüst (mittig) für Wartungs- und Servicemaßnahmen, das Gasaufbereitungs-Skit (links) sowie die Container für Additivhandling (rechts) und Technik und Steuerung (mittig). In der Abbildung ist zudem die Containereinhausung der bestehenden Membrananlage (mittig) dargestellt. Die gezeigte 3D Grafik ist dargestellt als 3D Volumenmodell.



Abbildung 18: Anlagenaufstellung 3D (Volumenmodell)

4.6.11 Voranfrage Komponentenhersteller

Das Hauptziel dieses Projektes ist die Bestimmung der anlagenspezifischen Kosten für Planung, Montage, Inbetriebnahme und Betrieb einer Methanisierungsanlage am Standort der ARA Reinach. Die Kostenberechnung basiert auf dem im Rahmen der Untersuchung projektspezifisch erstellten Planungsunterlagen. Die erwartete Genauigkeit der Kosten hat eine angestrebte Abweichung von +/- 20%. Die Kostenaufstellung berücksichtigt finanzielle Aufwendungen für die Anschaffung von Anlagen und Ausrüstung. Diese Ergebnisse sind als Investitionsausgaben (CAPEX) im Bericht zusammengefasst. Zusätzlich wurden die Betriebskosten für eine spätere Anlagennutzung berechnet. Diese Kostenpositionen werden als Betriebsausgaben (OPEX) dargestellt. Die Betriebskosten umfassen fixe und variable Kosten für Betriebsstoffe, Personal, Ersatzteile sowie Wartung und externe Dienstleistungen.

Investitionsausgaben

Es wurden die Investitionskosten für eine biologische Methanisierungsanlage mit nachgelagerter Gasaufbereitung kalkuliert. Zugeschnitten auf den Standort in Reinach sind die Investitionskosten in der folgenden Tabelle dargestellt. Nicht berücksichtigt sind dabei Leistungen für eine Standorterschliessung und sonstige Bauleistungen.

Tabelle 23: Investitionskosten für Methanisierung und Gasaufbereitung

Investitionskosten	3'996'000	CHF
--------------------	-----------	-----



Finanzierungs- und Abschreibungskosten

In der Kostenberechnung werden die Finanzierungskosten als die Kosten definiert, die für die Verwendung von Fremdkapital anfallen. Es wird davon ausgegangen, dass 100 % des erforderlichen Kapitals Fremdkapital sind. Neben den Finanzierungskosten sind auch die Abschreibungskosten berechnet worden. Es gibt mehrere Methoden zur Berechnung der Abschreibungskosten. Die hier verwendete Methode ist eine lineare Methode. Bei dieser Methode wird der Wertverlust auf linearer Basis über die gesamte Nutzungsdauer des Vermögenswertes verteilt. Die jährlichen Kosten für die Finanzierung und die Abschreibung der Anlage sind in folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 24: Finanzierungs- und Abschreibungskosten

Abschreibung	200'000	CHF pro Jahr
Finanzierung	82'000	CHF pro Jahr
Kapitaldienst gesamt	282'000	CHF pro Jahr

Betriebsausgaben

Der Betrieb einer Methanisierung mit nachgelagerter Gasaufbereitung verursacht laufende Betriebsausgaben. Zugeschnitten auf den maximalen Anlagenbetrieb von 50 Nm³ Kohlenstoffdioxid pro Stunde und mit 8'322 Stunden pro Jahr sind für den Standort Reinach die Betriebskosten einer Methanisierung mit nachgelagerter Gasaufbereitung dargestellt.

Tabelle 25: Betriebskosten für Methanisierung und Gasaufbereitung mit 50 Nm³ Kohlenstoffdioxid pro Stunde

Betriebsausgaben – 50 Nm ³ /h	240'000	CHF pro Jahr
------------------------------------------	---------	--------------

Die Betriebskosten umfassen in erster Linie fixe und variable Positionen. Dazu gehören Kosten für die Stromversorgung, Wartung & Service, Personal, Betriebsstoffe und Versicherung. Zusätzlich können noch Aufwendungen für eine individuelle Betriebsbegleitung mit prozesstechnischer und biologischer Beratung hinzukommen. Eine Übersicht relevanter Betriebskosten gibt die nachfolgende Tabelle.

Tabelle 26: Aufteilung der Betriebskosten bei 50 Nm³ Kohlenstoffdioxid pro Stunde.

	Wert	Einheit
Strom (10.6 Rp/kWh)	95'000	CHF pro Jahr
Betriebs- Wartungspersonal (80 CHF/h)	46'000	CHF pro Jahr
Wartung & Service	45'000	CHF pro Jahr
Betriebsstoffe (Additive, Wasser, Aktivkohle)	38'000	CHF pro Jahr
Versicherung (4 ‰ von CAPEX)	16'000	CHF pro Jahr

Die am Standort der ARA Reichenach eingeplante Methanisierungs- und Gasaufbereitungsanlage besitzt eine maximale Verarbeitungskapazität von 50 Nm³ Kohlenstoffdioxid pro Stunde.



Im Nominalbetrieb der ARA Reinach stehen aktuell 20 Nm³ Kohlenstoffdioxid pro Stunde für den Betrieb der Methanisierung zur Verfügung. Für diese angepasste Betriebsweise reduzieren sich Positionen von variable Aufwendungen. Dazu gehören insbesondere Kosten für die Stromversorgung, Wasser und Betriebsstoffe. Nachfolgende Tabelle zeigt die Betriebskosten für diesen reduzierten Anlagenbetrieb.

Tabelle 27: Betriebskosten für Betrieb mit 20 Nm³ Kohlenstoffdioxid pro Stunde

Betriebsausgaben – 20 Nm ³ /h	174'000	CHF pro Jahr
------------------------------------------	---------	--------------

4.6.12 Wirtschaftliche Betrachtung der Methanisierungseinheit mit Gasaufbereitung

Mit Hilfe eines Berechnungsmodells wurden die jährlichen Gesamtkosten (Total Cost of Ownership, TCO) ermittelt, die direkt durch den Betrieb einer Methanisierungsanlage mit Gasaufbereitung verursacht werden. Nicht berücksichtigt sind in diesem Berechnungsmodell die Kosten, die für die Bereitstellung von Wasserstoff anfallen. Weiterhin unberücksichtigt sind die Kosten einer Kohlenstoffdioxidbereitstellung, die an der ARA Reinach in Form des abgetrennten Gasstromes der bestehenden Membrananlage oder direkt über Klärgas erfolgen kann. Für die Anlage mit einer Verarbeitungsleistung von 50 Nm³ CO₂ pro Stunde können, basierend auf den anfallenden Kosten sowie der über die Methanisierung umgewandelten Gas bzw. Energiemenge, die spezifischen Produktionskosten ermittelt werden. Nachfolgende Abbildung gibt dazu einen Überblick.

Tabelle 28: Gesamtkosten, Energiemenge und spezifische Methanisierungs- u. Aufbereitungskosten bei 50 Nm³ CO₂ pro Stunde

TCO Methanisierung (exkl. H ₂ , CO ₂)	522'000	CHF pro Jahr
Energiemenge	4'600'000	kWh pro Jahr
Spez. Methanisierungs- und Aufbereitungskosten	11.4	Rp. / kWh

Nun kann aufgezeigt werden, wie für diese Anlagengrösse die spezifischen Gasproduktionskosten von den Modellinputs abhängen. Die folgende Sensitivitätsanalyse, die als Datentabelle ausgearbeitet wurde, ermittelt die individuelle Abhängigkeit der spezifischen Gasgestehungskosten von den Anlageninvestitionskosten sowie den jährlichen Betriebskosten.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die spezifischen Methanisierungs- und Aufbereitungskosten in [Rp./kWh] bei einer Verwendung von 50 Nm³ Kohlenstoffdioxid pro Stunde.

		CAPEX in [CHF]							
		400.000	1.000.000	1.600.000	2.200.000	2.800.000	3.400.000	4.000.000	4.600.000
OPEX in [CHF/a]	20.000	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08
	50.000	0,02	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08
	80.000	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
	100.000	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09
	130.000	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10
	160.000	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11
	180.000	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11

Abbildung 19: Sensitivitätsbetrachtung - spezifische Methanisierungskosten u. Aufbereitungskosten bei 50 Nm³ CO₂ pro Stunde



Bei einer Anlageninvestition von 3.9 Mio. CHF und jährlichen Betriebskosten von 240'000 CHF ergeben sich spezifische Methanisierungs- und Aufbereitungskosten von 11.4 Rp. pro kWh. Mit sinkenden Investitionskosten sowie sinkenden jährlichen Betriebskosten werden die spezifischen Methanisierungs- und Aufbereitungskosten kleiner.

Im Nominalbetrieb der ARA Reinach liegt die Menge an vorhandenem Kohlenstoffdioxid unterhalb der maximalen Verarbeitungskapazität von 50 Nm³ Kohlenstoffdioxid pro Stunde. Im Nominalbetrieb und bei einer kontinuierlichen Betriebsweise der ARA Reinach stehen 20 Nm³ Kohlenstoffdioxid pro Stunde zur Verfügung. Für diesen Betriebspunkt können die reduzierten Gesamtkosten in nachfolgender Tabelle zusammengefasst werden.

Tabelle 29: Gesamtkosten, Energiemenge und spezifische Methanisierungs- u. Aufbereitungskosten bei 20 Nm³ CO₂ pro Stunde

TCO Methanisierung (exkl. H ₂ , CO ₂)	456'000	CHF pro Jahr
Energiemenge	1'840'000	kWh pro Jahr
Spez. Methanisierungs- und Aufbereitungskosten	24.8	Rp. / kWh

Die Betriebsweise mit 20 Nm³ Kohlenstoffdioxid pro Stunde verursacht geringere variable Betriebsausgaben. Der hohe Anteil fixer Betriebsausgaben sowie Kapitalkosten führt bei gleichzeitiger Reduktion des Gesamtenergieoutputs zu höheren spezifischen Methanisierungs- und Aufbereitungskosten.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die spezifischen Kosten in [Rp./kWh] bei einer Verwendung von 20 Nm³ Kohlenstoffdioxid pro Stunde. Bei einer Anlageninvestition von 3.9 Mio. CHF und jährlichen Betriebskosten von 174'000 CHF ergeben sich spezifischen Methanisierungs- und Aufbereitungskosten von 24.8 Rp. pro kWh.

		CAPEX in [CHF]							
		400.000	1.000.000	1.600.000	2.200.000	2.800.000	3.400.000	4.000.000	4.600.000
OPEX in [CHF/a]	20.000	0,03	0,05	0,07	0,10	0,12	0,14	0,16	0,19
	50.000	0,04	0,07	0,09	0,11	0,13	0,16	0,18	0,20
	80.000	0,06	0,08	0,10	0,13	0,15	0,17	0,20	0,22
	100.000	0,07	0,09	0,12	0,14	0,16	0,18	0,21	0,23
	130.000	0,09	0,11	0,13	0,16	0,18	0,20	0,22	0,25
	160.000	0,10	0,13	0,15	0,17	0,19	0,22	0,24	0,26
	180.000	0,11	0,14	0,16	0,18	0,21	0,23	0,25	0,27

Abbildung 20: Sensitivitätsbetrachtung - spezifische Methanisierungskosten bei 20 Nm³ Kohlenstoffdioxid pro Stunde

Die Sensitivitätsanalyse veranschaulicht, dass zum einen die Grösse der Investition und auch die laufenden fixen und variablen Betriebskosten einen Einfluss auf die spezifischen Methanisierungs- und Aufbereitungskosten haben. Unter der Annahme eines konstanten Gas-Outputs, sinken die spezifischen Kosten für Methanisierung und Aufbereitung mit sinkenden Gesamtausgaben.

Für die Anlagengrösse von bis 50 Nm³ CO₂ pro Stunde kann angenommen werden, dass die Investitionskosten nicht signifikant mit der Anlagenleistung sinken. Auch die fixen Betriebskosten (Personal, Wartung u. Service, Versicherung etc.) sind weitestgehend konstant. Im Betrieb von kleinen



Methanisierungs- und Gasaufbereitungsanlagen mit geringem Gasdurchsatz können lediglich die absoluten jährlichen Aufwendungen reduziert werden, dabei steigen jedoch die spezifischen Methanisierungs- und Aufbereitungskosten an. Andersherum kann gesagt werden, dass mit zunehmender Anlagengröße die spezifischen Methanisierungs- und Aufbereitungskosten aufgrund ausgeprägter grössenabhängiger Skaleneffekte fallen. Existierende Fixkosten bei Investitions- und Betriebskosten werden bei zunehmender Größe nur unterproportional steigen. Anlagen mit einer höheren Verarbeitungsleistung weisen im Gegensatz zu kleineren Anlagen daher deutlich kleinere spezifische Methanisierungs- und Aufbereitungskosten auf, weshalb der Vorteil der Methanisierung zur Produktion und Aufbereitung erneuerbarer Gase, mit steigender Aggregatgröße zunimmt.



4.7 Wirtschaftliche Gesamtbetrachtung einer Power-to-Methan-Anlage

Im Folgenden werden die im Kapitel 3 beschriebenen Szenarien in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit einer Power-to-Methan Anlage betrachtet. Die jeweiligen Kosten der einzelnen Positionen wurden aus den Angaben der vorherigen Kapitel entnommen. Die spezifischen Kosten bzw. Erlöse beziehen sich dabei auf den entsprechenden Energieträger des jeweiligen Prozesses. Die Szenarien unterscheiden sich insbesondere in der Art der Wasserstoff Bereitstellung. Darüber hinaus wurde für das Szenario 1 und 3 unterschieden, ob die Methanisierungsanlage bei nominaler oder maximaler Auslastung betrieben wird, da für diese Szenarien eine flexible Wasserstoffbereitstellung möglich ist. Zur Beurteilung wurden die spezifischen Gesteungskosten von synthetischem Methan in Rp./kWh bestimmt (zum Vergleich: der heute Marktpreis von Biogas liegt bei 12 Rp./kWh).

Tabelle 30: Gesteungskosten von synthetischem Methan anhand diverser Szenarien einer Power-to-Gas Anlage am Standort ARA Reinach

Szenario	1		2	3		4
	nominal	maximal	nominal	nominal	maximal	nominal
Wasserstoff Bereitstellung	Elektrolyse mit Netzstrom aus Wasserkraft ¹⁸		Elektrolyse mit 35% Solarstrom, 65% Netzstrom ¹⁹	Einkauf von grünem H ₂		Reinigung von industriellen H ₂ Abgasen
[Rp./kWh _{H2}]	19	17	16	25	25	9
Sauerstoffnutzung Elektrolyse	Ozonung ARA			N/A		
[Rp./kWh _{H2}]	-1.2	-0.5	-1.2			
Abwärmenutzung Elektrolyse	Temperierung Faulturm ARA					
[Rp./kWh _{H2}]	-2.0	-2.0	-2.0			
Methanisierung	Biologische Methanisierung mit Gasaufbereitung					
[Rp./kWh _{CH4}]	24.8	11.4	24.8	24.8	11.4	24.8
Abwärmenutzung Methanisierung	Temperierung Faulturm ARA					
[Rp./kWh _{CH4}]	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4
Gesteungskosten Methan²⁰	39 Rp./kWh	25 Rp./kWh	36 Rp./kWh	48 Rp./kWh	35 Rp./kWh	32 Rp./kWh

¹⁸ Strompreis Netzstrom aus Wasserkraft: 10.6 Rp./kWh

¹⁹ Strompreis 35% Solarstrom und 65% Netzstrom aus Wasserkraft: 8.3 Rp./kWh

²⁰ Es wurde ein ideales Gasverhalten angenommen. Brennwerte von 3.54 kWh/Nm³ für Wasserstoff und 11.03 kWh/Nm³ für Methan wurden verwendet.



Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass neben der Auslastung der Methanisierungsanlage, die Bereitstellung von Wasserstoff wichtige Faktoren für die Gesteungskosten von erneuerbaren Methan darstellen. Die Kosten bzw. Erlöse der einzelnen Prozessschritte der betrachteten Szenarien sind in Abbildung 21 ersichtlich. Die daraus resultierenden Gesteungskosten von synthetischem Methan der jeweiligen Szenarien sind in Abbildung 22 dargestellt.

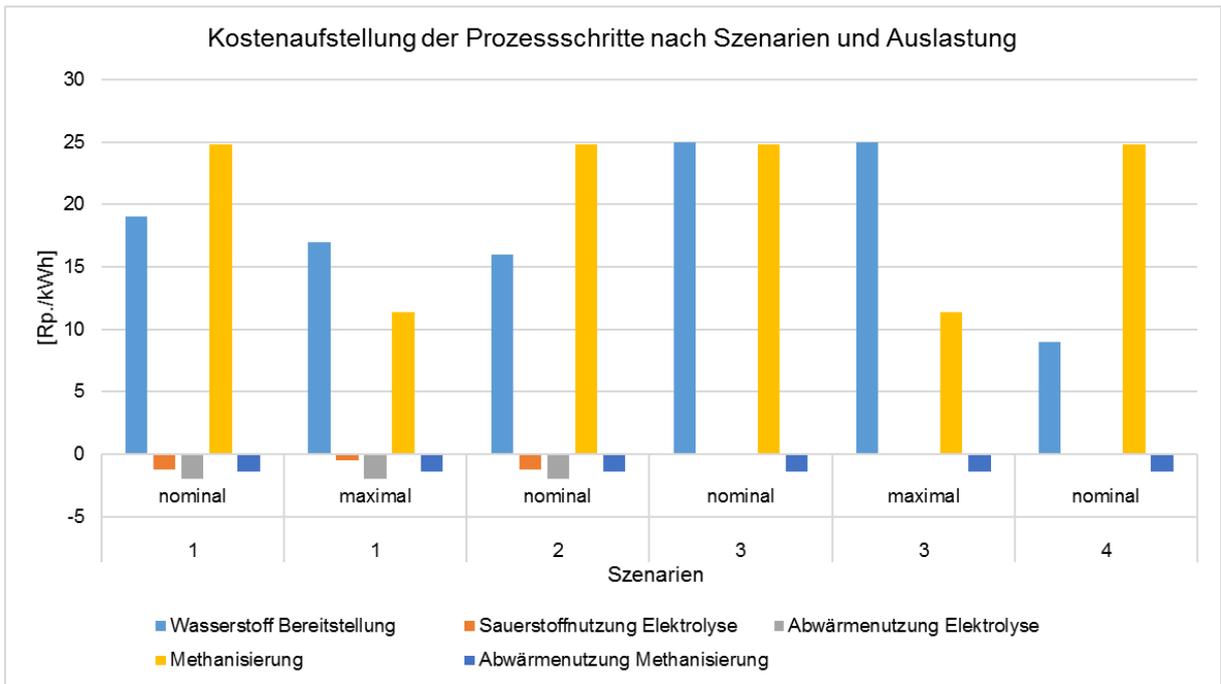


Abbildung 21: Kostenaufstellung der Prozessschritte einer Power-to-Gas Anlage am Standort Reinach anhand der betrachteten Szenarien und Auslastung

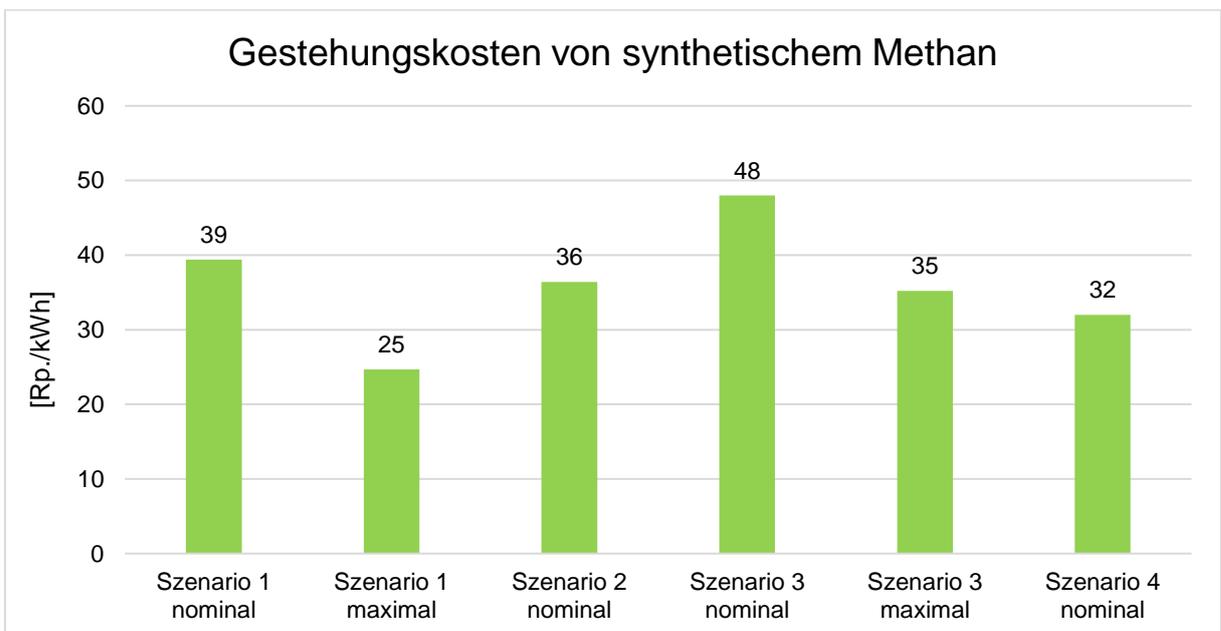


Abbildung 22: Gesteungskosten von synthetischem Methan anhand der betrachteten Szenarien



4.8 Sensitivitäten

Die Kosten sind ein zentraler Faktor für die Möglichkeit der Umsetzung einer Power-to-Gas-Anlage. Wie im vorigen Kapitel gesehen, ist es schwierig, eine gute Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Um zu eruieren, welchen Einfluss die einzelnen Kosten auf die Gesamtbetrachtung haben, wurden die Parameter auf ihre Sensitivitäten untersucht. Dabei wird jeweils die Veränderung der Gesteungskosten von Methan bei der maximalen Auslegung und kontinuierlichem Nennbetrieb untersucht.

Das Ergebnis ist, dass die Betriebskosten der Elektrolyse den mit Abstand grössten Einfluss auf die Gesteungskosten des Methans haben. Kann Wasserstoff zu günstigeren Preisen eingekauft oder der Strom für die Elektrolyse zu geringen Kosten bereitgestellt werden, wirkt sich das positiv auf die Gesamtwirtschaftlichkeit aus. Wird beispielsweise der Strompreis halbiert, reduzieren sich die Methangesteungskosten um rund 30%. Dies ist der Fall, wenn die Elektrolyse den Strom direkt aus einer eigenen PV- oder Wasserkraftanlage bezieht, ohne über das öffentliche Netz zu gehen, womit die damit anfallenden Gebühren wegfallen.

Weiter beeinflussen ein besserer Wirkungsgrad der Elektrolyse (Erhöhung von 67% auf 75%) oder eine Halbierung der Investitions- oder Betriebskosten für die Methanisierung jeweils eine Reduktion von ungefähr 7%.

4.9 LCA-Abschätzung

Um den ökologischen Mehrwert von synthetischem Gas gegenüber fossilem Methan abzuschätzen, werden sogenannte LCAs (Life Cycle Assessments) durchgeführt. Da jedoch die Power-to-Gas-Technologie sehr neu ist und erst wenige Anlagen gebaut wurden, ist die Zahl der bisherigen LCA-Studien gering und die Ergebnisse schwanken zum Teil stark. Aus diesem Grund sind die Erkenntnisse aus den bisherigen LCAs umstritten und dementsprechend kann für die vorliegende Studie keine abschliessende Abschätzung der LCA der verschiedenen Szenarien erstellt werden. Die Durchführung einer eigenen LCA-Studie sprengt den Rahmen des Projekts. Es sei nachfolgend aber auf die bisherigen LCA-Studien in der Schweiz hingewiesen.

Das Paul-Scherrer-Institut PSI führte 2019 eine LCA (Life cycle assessment) von Power-to-Gas-Anlagen durch, welche Schweizer Biogas als Kohlenstoffquelle verwenden [12]. Sie untersuchten dabei drei Varianten: Biogasaufbereitung ohne Methanisierung des abgeschiedenen CO₂, Biogasaufbereitung mit Methanisierung des abgeschiedenen CO₂ und die direkte Methanisierung des Rohbiogases. Sie vergleichen unter anderem den Einsatz von Methan aus einer Methanisierung mit herkömmlichem Erdgas als Treibstoff für den Antrieb eines Fahrzeugs. Hier kommen sie zum Ergebnis, dass die Verwendung von Produktgas, welches entweder via Methanisierung (mit PV-Strom für die Elektrolyse) oder via Biogasaufbereitung erzeugt wird, in einem CNG-Pkw zu einer um 27% bis 62% geringeren Treibhausgasemissionen im Lebenszyklus führt als die Verwendung eines mit herkömmlichem Erdgas betriebenen CNG-Fahrzeugs. Und verglichen mit dem Fahren eines Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor mit Benzin als Kraftstoff werden gar 41% bis 70% weniger Treibhausgasemissionen emittiert. Die Verwendung von Elektrizität mit geringen Treibhausgasemissionen für die Elektrolyse ist laut der Studie der Schlüssel zur Gewährleistung niedrigerer Treibhausgasemissionen im Lebenszyklus.

Im Rahmen des Projekts STORE&GO untersuchte [13] die LCA von den drei in ihrem Projekt betriebenen Power-to-Gas-Anlagen und kommt zum Ergebnis, dass synthetisches Methan, welches über Power-to-Methan-Anlagen mit erneuerbarem Strom produziert wird, in jedem Fall weniger CO_{2eq} emittiert als die fossile Referenz. Dort wird hervorgehoben, dass die Stromquelle erneuerbar sein muss, sonst ist die Treibhausgas-Bilanz schlechter als bei der fossilen Referenz.



5 Schlussfolgerungen und Fazit

Im Rahmen der durchgeführten Arbeiten konnte gezeigt werden, dass sich Power-to-Gas-Anlagen mit biologischer Methanisierung an kleinen/mittleren ARAs technisch umsetzen lassen. Die am Standort der ARA Reinach installierte elektrische Leistung für die Elektrolyse und Methanisierung beträgt etwa 1.3 MW. Durch den Betrieb einer Power-to-Gas-Anlage kann das gesamte anfallende CO₂ aus der Gasaufbereitung der ARA für die biologische Methanisierung genutzt, und in synthetisches Methan umgesetzt werden. Die Auslegung erlaubt auch eine künftige Erhöhung der CO₂-Verarbeitungskapazität. Im Nominalbetrieb kann eine jährliche Methanmenge von etwa 1.8 GWh produziert werden. Das Konzept der Power-to-Gas Anlage ist auch auf andere ARAs anwendbar und kann ohne vorgängige Rohgastrennung implementiert werden. So können zusätzliche erneuerbare Gaspotentiale innerhalb der Schweiz erschlossen werden, welche einen relevanten Mehrwert für das Schweizer Energiesystem in Bezug auf die nationale Klimastrategie 2050 bedeutet. Neben der Reduktion der CO₂-Emissionen kann durch die Methanisierungsanlage am Standort der ARA Reinach zusätzlich auch der Methanschleup (ca. 2%) an der bestehenden Klärgasaufbereitungsanlage vollständig reduziert werden. Dies ergibt einen ökologischen Mehrwert, da so jährliche Emissionen von ca. 3'200 m³ Methan, welche einem Treibhauspotential von 120 t CO₂ entsprechen, verhindert werden. Hinzu kommt die Bindung von ca. 320 t CO₂ pro Jahr durch die Methanisierung, welches ansonsten an die Atmosphäre abgegeben wird.

Es konnte aufgezeigt werden, dass kleine und mittlere Abwasserreinigungsanlagen passende technische Voraussetzungen bieten, um eine biologische Methanisierungsanlage mit hohen Synergieeffekten zu betreiben. Insbesondere die vorhandene CO₂-Quelle an der ARA ist hinsichtlich Qualität und Volumenstrom sehr gut für die biologische Methanisierung geeignet. Durch die hohe CO₂-Konzentration und die Robustheit des biologischen Prozesses kann ein sicherer Betrieb der Methanisierung ohne zusätzliche Konditionierungs- oder Aufreinigungsprozesse gewährleistet werden. Des Weiteren konnte durch praktische Versuche aufgezeigt werden, dass der vorhandene Klärschlamm der ARA für einen Betrieb sowohl bei fluktuierenden, als auch einem kontinuierlichen Modus geeignet ist. Unterstützt wird diese Betriebsweise auch durch geeignete Elektrolysesysteme, insbesondere der PEM-Technologie, welche im Einsatz flexibler ist als die alkalische Elektrolyse.

Ein wirtschaftlicher Betrieb einer Power-to-Gas Anlage ist jedoch unter den gegebenen Bedingungen am Standort ARA Reinach heute nicht möglich, obwohl Standortvorteile bestehen. Die hohen Gestehungskosten von Wasserstoff, welche hauptsächlich auf die hohen Stromkosten zurückzuführen sind, sowie die insgesamt hohen Investitionskosten für eine Power-to-Gas-Anlage machen diese wirtschaftlich unattraktiv. Sie führen zu Methangestehungskosten, welche weit über dem marktüblichen Preis für Biogas liegen.

Durch die ökonomische Bewertung konnte gezeigt werden, dass bei der Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse die Stromkosten und die Betriebsstunden der Anlage den grössten Einfluss auf die Gestehungskosten von Methan haben, gefolgt von den Investitions- und Betriebskosten für die Methanisierung. Die Kosten für die Beschaffung von erneuerbarem Wasserstoff auf dem Markt wiederum wird unter anderem durch die Entfernung bestimmt, was besonders bei Importen von Wasserstoff aus dem Ausland ins Gewicht fällt. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen sind die Wasserstoff-Gestehungskosten durch einen eigenen Betrieb einer Elektrolyse vor Ort vergleichbar mit den Einkaufspreisen von grünem Wasserstoff auf dem Schweizer Markt. Zusätzlich konnte aufgezeigt werden, dass sich die lokale Nutzung von industriellen Wasserstoff-Abgasen mit anschliessender Reinigung positiv auf die Gestehungskosten von Methan auswirkt, da geringere Kosten für die Bereitstellung von Wasserstoff ausgewiesen werden konnten. Diese Begebenheit bedeutet ein einmaliger Standortvorteil, der bei anderen ARAs nicht gegeben ist.

Verallgemeinernd für kleine und mittlere ARAs in der Schweiz kann festgehalten werden, dass eine Power-to-Methan-Anlage zum aktuellen Zeitpunkt nicht wirtschaftlich gestaltet werden kann. Stehen an einem Standort jedoch günstige Stromquellen zur Verfügung (Strompreis 4.0 Rp./kWh_{el}, d.h. H₂-



Gestehungskosten von 8.4 Rp./kWh_{H2}), wird die Abwärme genutzt (- 2.0 Rp./kWh_{H2}) und ergibt die weitere technische Entwicklung eine starke Senkung der Investitionskosten der Methanisierung, so kann eine Power-to-Methan-Anlage in einen wirtschaftlichen Bereich kommen. Anstelle einer Reduktion der Investitionskosten hat auch eine Vergrößerung der Anlagenleistung eine ähnliche Wirkung. Ideale Standorte für Power-to-Gas-Anlagen bei Abwasserreinigungsanlagen sind somit solche, welche direkt bei grösseren Flusskraftwerken (oder andere erneuerbare, günstige Stromquellen mit hohen Betriebsstunden) liegen und eine CO₂-Menge im Biogas von über 90-100 Nm³CO₂ pro Stunde aufweisen. Bei der ARA Reinach ist die bereits vorhandene Biogasaufbereitung unüblich verglichen mit anderen Anlagen. Bei der biologischen Methanisierung kann jedoch auch das Rohbiogas direkt in die Methanisierung eingespiesen werden, ohne vorherige Aufbereitung. Dadurch entstehen keine Mehrkosten durch die zusätzliche Gasreinigung. Auch der höhere Volumenstrom durch das mitfliessende Methan stellt keine Schwierigkeit dar.

Im Allgemeinen haben die Wasserstoffkosten einen grossen Einfluss auf die Methangestehungskosten. In Bezug auf die betrachtete Anlagengrösse von kleinen/mittleren ARAs konnte gezeigt werden, dass die hierzu passenden Power-to-Gas-Systeme insgesamt hohe spezifische Kosten für die Methanisierung und Gasaufbereitung ergeben. Mit zunehmender Anlagengrösse können die spezifischen Methanisierungs- und Aufbereitungskosten deutlich gesenkt werden.

Der ökologische und energetische Mehrwert von Power-to-Gas-Anlagen ist gross. Besonders die Bindung von CO₂ und die Reduktion von CH₄-Emissionen stellen einen besonderen Mehrwert für Umwelt und Gesellschaft. Diese Aspekte werden unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht ausreichend vergütet. Ohne finanzielle Unterstützungsmassnahmen lassen sich kleinskalige Power-to-Gas-Systeme nicht wirtschaftlich an kleinen bis mittleren ARAs betreiben.

Um die Vorteile für das Energiesystem nutzbar zu machen, muss erneuerbarer Strom zur Herstellung von Wasserstoff günstig bereitgestellt werden. Dazu muss Strom ab Quelle zur Verfügung stehen und Überschussstrom während mindestens 4'500 Stunden pro Jahr günstig zur Verfügung stehen (siehe Kapitel 4.3.2). Dies wird in absehbarer Zeit an keinem Standort in der Schweiz der Fall sein. Ab dieser Anzahl Betriebsstunden pro Jahr haben die Investitionskosten für die Elektrolyse nur noch geringen Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten, welche ab dieser Betriebsdauer hauptsächlich von den Stromkosten abhängen. Im Gegenzug kann die Power-to-Gas-Anlage einen Beitrag zur Netzstabilisierung und Energiespeicherung leisten. Analog anderer Technologien braucht es eine Anschubfinanzierung.



6 Ausblick

Eine Umsetzung einer Power-to-Gas-Anlage wird durch die fehlende Wirtschaftlichkeit erschwert. Die Wirtschaftlichkeit ist zu einem grossen Teil durch die Wasserstoffgestehungskosten und damit durch die Stromkosten geprägt.

Aktuell gibt es in der Schweiz nur die Möglichkeit des Wasserstofftransports über öffentliches Gelände per Lasttransport auf Strasse oder Schiene, für welchen der Wasserstoff zu hohen Drücken komprimiert werden muss. Dies führt zu energetischem und finanziellem Mehraufwand, da diese hohen Drücke für die Methanisierung nicht benötigt werden.

In der Schweiz fehlen auf absehbare Zeit genügend Betriebsstunden mit günstigen Strompreisen. Global wird es aber Standorte geben, welche günstig mittels Elektrolyse grünen Wasserstoff erzeugen können. Es gibt im Ausland zahlreiche Projekte mit Elektrolyse-Leistungen bis in den Gigawatt-Bereich. Die Schweiz wird vermutlich grössere Mengen an Wasserstoff importieren. Längerfristig wird sich der Wasserstofftransport über Pipelines etablieren. Entsprechende Studien sind aktuell in Erarbeitung. Noch unklar ist, wie die Transformation der Erdgasleitungen vonstattengehen wird.

Neben grünem Wasserstoff kann in der Transformationsphase auch blauer Wasserstoff eine Option sein. Für die Verwendung in der Schwerlast-Mobilität kann blauer Wasserstoff helfen, eine rasche Dekarbonisierung zu erreichen. Eine Methanisierung von blauem Wasserstoff ist allerdings nicht sinnvoll. Die Umwandlung von Methan in Wasserstoff und via Methanisierung wiederum zu Methan führt zu unnötigen energetischen Verlusten bei den beiden Umwandlungsschritten ohne ökonomische und ökologische Vorteile.

Für die Erreichung einer Wirtschaftlichkeit einer Power-to-Gas-Anlage ist eine weitere Reduktion der Investitionskosten erforderlich. Hierzu ist weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeit notwendig, sowie eine Skalierung der Anlagen wie auch der Produktionskapazitäten der Anlagenkomponenten (Lernkurve). Das Fazit über alle Bestrebungen hin zum Netto-Null-Ziel zeigt sich wie folgt: Je näher wir dem Ziel kommen, desto anspruchsvoller wird es werden.

7 Präsentation und Publikation

- Referat von Samuel Pfaffen, Eniwa, an den Expertinnen- und Expertengesprächen Power-to-Gas an der OST Ostschweizer Fachhochschule in Rapperswil am 9. September 2020. Siehe Website: <https://www.iet.hsr.ch/index.php?id=19566&L=104%27>
- Vorstellung des Projekts im Vierjahresbericht der Power-to-X Gruppe der OST Ostschweizer Fachhochschule, Website: <http://www.iet.hsr.ch/power-to-gas>



8 Literaturverzeichnis

- [1] GAZENERGIE (Hrsg.): *Jahresbericht 2019*
- [2] BUNDESAMT FÜR UMWELT BAFU: *Kommunale Abwasserreinigung*. URL <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/wasser/fachinformationen/massnahmen-zum-schutz-der-gewaesser/abwasserreinigung/kommunale-abwasserreinigung.html> – Überprüfungsdatum 2020-12-13
- [3] TESKE, Sinan Levent ; RÜDISÜLI, Martin ; BACH, Christian ; SCHILDHAUER, Tilman: *Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz : Betrachtungen zu Technologien, CO₂, Standorten, Elektrizität, Wirtschaftlichkeit und Einsatz in der Mobilität*. 2019
- [4] FURGLER, W. ; SOMMAVILLA, B.: *Power-to-Methane in der KVA Linth : Präsentation an den Expertinnen- und Expertengesprächen Power-to-Gas vom 12. Januar 2017*. URL <https://www.iet.hsr.ch/index.php?id=16473&L=4%27>
- [5] MÜLLER, Christian ; OESTER, Ueli: *Biogasaufbereitungsanlage - Aufbereitung von 40 Nm³/h Klärgas zu Reingas und Einspeisung ins 5 bar-Erdgasnetz*. 2018
- [6] MÖRS, Friedemann ; SCHLAUTMANN, Ruth ; GORRE, Jachin ; LEONHARD, Robin: *Innovative large-scale energy storage technologies and power-to-gas-concepts after optimisation. D5.9. Final report on evaluation of technologies and processes : STORE&GO (2020)* – Überprüfungsdatum 2020-04-27
- [7] GORRE, Jachin ; ORTLOFF, Felix ; VAN LEEUWEN, Charlotte: *Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage*. In: *Applied Energy* 253 (2019), S. 113594
- [8] E-CUBE STRATEGY CONSULTANTS (Hrsg.): *Schweiz - Erneuerbares Gas: Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Netz bis 2030 : Studie im Auftrag der EnFK*. 2018
- [9] KOBER, T. ; BAUER, C. ; BACH, C. ; BEUSE, M. ; GEORGES, G. ; HELD, M. ; HESELHAUS, S. ; KORBA, P. ; KÜNG, L. ; MALHOTRA, A. ; MOEBUS, S. ; PARRA, D. ; ROTH, J. ; RÜDISÜLI, M. ; SCHILDHAUER, T. ; SCHMIDT, T. J. ; SCHMIDT, T. S. ; SCHREIBER, M. ; SEVILLA, F. R. Segundo ; STEFFEN, B. ; TESKE, S. L.: *Perspectives of Power-to-X technologies in Switzerland : A White Paper*. 2019
- [10] MEIER, Boris ; RUOSS, Fabian ; FRIEDL, Markus: *Investigation of Carbon Flows in Switzerland with the Special Consideration of Carbon Dioxide as a Feedstock for Sustainable Energy Carriers*. In: *Energy Technology* 40 (2017), S. 1899
- [11] HEBLING, C. ; RAGWITZ, M. ; FLEITER, T. ; GROOS, U. ; HÄRLE, D. ; HELD, A. ; JAHN, M. ; MÜLLER, N. ; PFEIFER, T. ; PLÖTZ, P. ; RANZMEYER, O. ; SCHAADT, A. ; SENSFUß, F. ; SMOLINKA, T. ; WIETSCHHEL, M.: *Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland*. URL https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf – Überprüfungsdatum 2020-12-13
- [12] ZHANG, Xiaojin ; WITTE, Julia ; SCHILDHAUER, Tilman ; BAUER, Christian: *Life cycle assessment of power-to-gas with biogas as the carbon source*. In: *Sustainable Energy & Fuels* 4 (2020), Nr. 3, S. 1427–1436
- [13] LIAO, Xun: *Life cycle assessment of Power to Gas technologies for long-term storage and sector coupling*. URL https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/publications/Public_Training_Course/2020_PtG_training_course_Karlsruhe_Liao_o.pdf – Überprüfungsdatum 2020-12-13