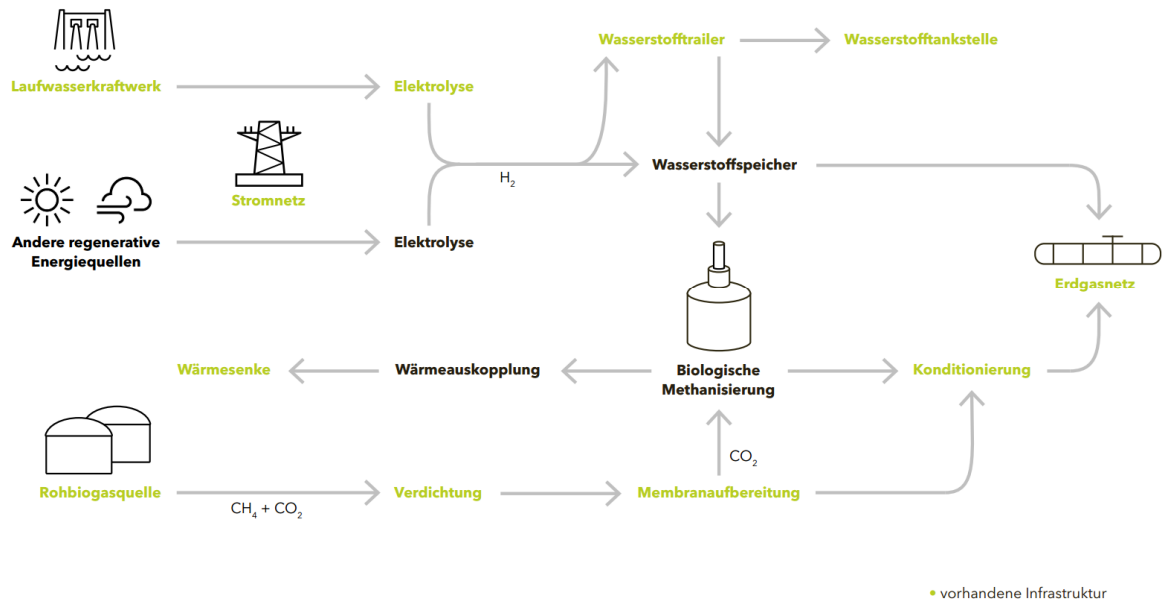




Zwischenbericht vom 15. Juni 2020

BioBoost

Flexibler Biogas-Booster



Quelle: BioBoost, Eniwa AG, 2020



Datum: 15. Juni 2020

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 Däniken SO
www.apex.eu.com

Autor/in:

Robert Böhm, microbEnergy GmbH, robert.boehm@microbenergy.com
Justin Lydement, HSR IET, justin.lydement@hsr.ch
Samuel Pfaffen, Eniwa AG, samuel.pfaffen@eniwa.ch
Markus Regez, Eniwa AG, markus.regez@eniwa.ch
Zoe Stadler, HSR IET, zoe.stadler@hsr.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

Um das Ziel netto null Treibhausgasemissionen bis 2050 zu erreichen, muss der Energiesektor dekarbonisiert werden. In den Sommermonaten wird eine Elektrifizierung von Wärme/Kälte sowie Mobilität in Kombination mit Photovoltaik wesentliche Beiträge zum Erreichen des Klimaziels leisten. In den Wintermonaten sind die Herausforderungen einer Dekarbonisierung aber gross. Power-to-Gas/Liquid hat das Potenzial, eine Schlüsseltechnologie für die saisonale Umlagerung zu werden. Aufgrund der hohen Energiedichte (v.a. verflüssigt) ermöglicht Power-to-Gas/Liquid grosse Speicherkapazitäten.

In der vorliegenden Studie wird die Machbarkeit und die Wirtschaftlichkeit einer biologischen Methanisierung untersucht. Das bisher ungenutzte CO₂ aus einer Rohgasaufbereitung soll mit Wasserstoff zu Methan gewandelt werden. Unter Verwendung einer biologischen Methanisierung bei einer ARA sollen dadurch Kreisläufe geschlossen werden.

Als Grundlage für die techno-ökonomische Untersuchung wurden in einem ersten Schritt die Volumenströme bestimmt, für welche die Anlage ausgelegt werden soll. Diese sind wie folgt:

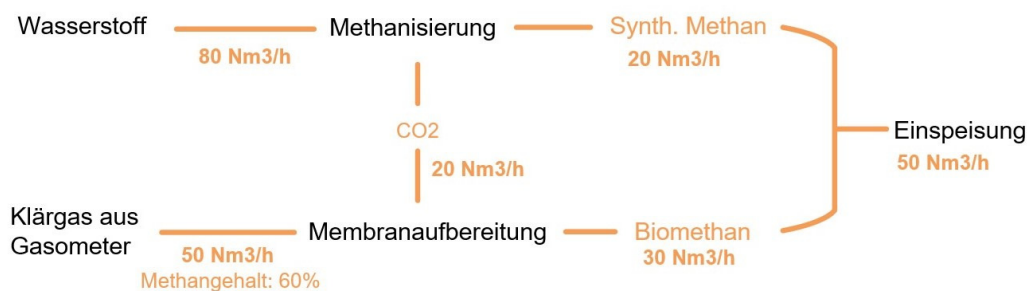


Abbildung 1 – Volumenströme der Anlage.

Anhand dieser Grobauslegung werden verschiedene Varianten der Wasserstoffbereitstellung und Möglichkeiten des Gesamtanlagenbetriebs erörtert. Für die Wasserstoffbereitstellung werden folgende Möglichkeiten in Betracht gezogen:

- Variante 1 Einkauf / Anlieferung von grünem Wasserstoff
 - Laufwasserkraftwerk in der Region
 - Nutzung Wasserstoff aus industriellem Prozess
 - Beschaffung von "grünem Wasserstoff" auf dem Markt
- Variante 2: Installation eines Elektrolyseurs vor Ort
- Variante 3: Pyrolyse von Erdgas mit Speicherung des Kohlenstoffs im Boden - blauer Wasserstoff

Innerhalb des Berichtszeitraumes konnten im Arbeitspaket 4 „Ergänzung biologische Methanisierung“ relevante Schnittstellen zwischen Methanisierung, Kläranlage und Wasserstoffbereitstellung vorbesprochen werden. Dabei erfolgte die Basisauslegung der Methanisierung auf eine maximale Verarbeitungskapazität von 50 Nm³ Kohlenstoffdioxid (CO₂) pro Stunde. Dabei soll es möglich sein, die Anlage auch flexibel und mit kleineren CO₂-Volumenströmen sinnvoll zu betreiben.



Ein erstes Anlagen- und Integrationskonzept wurde erarbeitet. Das Konzept sieht vor, dass die biologische Methanisierung parallel zur bestehenden Membrananlage implementiert werden soll. Dies erlaubt auf der einen Seite einen autarken und unabhängigen Betrieb der bestehenden Membrananlage. Zugleich kann die Methanisierung sowohl abgetrenntes CO₂ als auch Rohklärgas verwenden. Eine vollständige Nutzung bereits bestehender Gasaufbereitungskomponenten (Trocknung, Entschwefelung etc.) kann allerdings nicht zur Konditionierung des synthetischen Methans aus Methanisierung ermöglicht werden, weil die relevanten Bestandskomponenten nicht auf diese höheren Volumenströme ausgelegt sind. Zudem ist eine höhere Integration und Anlagenverschmelzung von Methanisierung und Membrananlage nicht möglich, ohne dabei den Betrieb der bestehenden Anlage zu transferieren. Dennoch lassen sich durch die Kombination von Methanisierung und Membrananlage sinnvolle Synergieeffekte (vereinfachte zusätzliche Trocknung, Entschwefelung sowie die Doppelnutzung der Odorierungs- und Einspeiseanlage) erzielen.

Im Rahmen der durchgeführten Analysen und praktischen Versuche konnte die biologische Eignung des Klärschlammes der ARA Reinach für die BiON-Methanisierung aufgezeigt werden. Es wird erwartet, dass der untersuchte Klärschlamm einen robusten und stabilen Methanisierungsbetrieb erlaubt. Nur eine Zugabe von einigen wenigen ausgewählten Additiven ist zur Prozessoptimierung notwendig. Im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen hat sich gezeigt, dass die Schwefelwasserstoffkonzentration im Produktgas nach der Methanisierung in der Folge weiterer Optimierung bedarf.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Inhaltsverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	6
1 Einleitung	7
1.1 Ausgangslage und Hintergrund.....	7
1.2 Motivation des Projektes	8
1.3 Projektziele	9
2 ARA Reinach mit Biogasproduktion und Membran-Aufbereitung	10
3 Vorgehen und Methode	11
4 Darstellung der Literatur und Erfahrungen aus anderen Projekten	11
4.1 Anlagen in der Schweiz.....	11
4.2 Erfahrungen zu Methanisierung aus Versuchsanlagen	12
4.3 Zukünftige Kostenentwicklung.....	13
4.4 Rolle von Power-to-Gas im zukünftigen Energiesystem	14
5 Knotenpunkt zwischen Strom- und Gasnetz	15
6 Biologische Methanisierung	17
6.1 Standort- und Kapazitätsuntersuchung (AS 4.1).....	17
6.2 Konzepterstellung (AS 4.2)	23
6.3 Simulationsgestützte Auswahl des Betriebsmodells (AS 4.3).....	33
6.4 Kostenschätzung (AS 4.4).....	33
6.5 Anlagendimensionierung (AS 4.5).....	33
6.6 BiON® Check (AS 4.6).....	33
6.7 Technische Planung (AS 4.7).....	35
6.8 Voranfrage Komponentenhersteller (AS 4.8)	35
6.9 Wirtschaftlichkeitsberechnung (AS 4.9)	35
6.10 Projektmanagement und Risikobewertung (As 4.10).....	35
7 Konzepte für die Wasserstoffbereitstellung	36
7.1 Variante 1 "Einkauf / Anlieferung von grünem Wasserstoff"	36
7.2 Variante 2 "Elektrolyseur bei der ARA Reinach"	38
8 Aktueller Stand und weiteres Vorgehen	40
8.1 Techno-ökonomische Analyse	40
8.2 Ergänzung biologische Methanisierung	40
9 Literaturverzeichnis	40
Literaturverzeichnis	40



Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
CNG	“compressed natural gas”, komprimiertes Erdgas
DAC	Direct Air Capturing
FS	Faulschlamm
KEV	kostendeckende Einspeisevergütung
LNG	«liquefied natural gas», verflüssigtes Erdgas
MBR	Methanbildungsrate
P2G/PtG	Power to Gas (Umwandlung von Strom in Gas)
SNG	«synthetic natural gas», Synthesegas aus fossilen oder erneuerbaren Quellen
TRL	Technical Readiness Level



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Verschiedene Studien zur zukünftigen Energieversorgung der Schweiz mit erneuerbaren Energien zeigen, dass je ambitionierter die Ziele zur CO₂ Reduktion sind und je unabhängiger die Schweiz von Energieimporten werden will, desto wichtiger sind Power-to-Gas Technologien. Eine nachhaltige Energieversorgung erfordert den Zubau von Anlagen zur Produktion von erneuerbarem Strom. Dieser Strom aus Sonne und Wind wird jedoch oft nicht dann produziert, wenn er konsumiert wird. Falls die Schweiz genug erneuerbare Stromproduktion zubaut, um auch nach dem Abschalten der Atomkraftwerke den Stromkonsum der Wintermonate zu decken, wird die Schweiz im Sommer deutlich mehr Strom produzieren, als nachgefragt wird.

Als kurzzeitige Speicher dienen Batterien. Für langfristige Speicherung sind Batteriespeicher aber nicht geeignet, aufgrund zu hohen Kosten und zu geringen Energiedichten. 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 kompensieren. Der aktuelle Stand der drei Energieträger sieht folgendermassen aus:

- Methan: Von ca. 100 Biogasanlagen in der Schweiz speisen erst 27 ins bestehende Erdgasnetz ein. Die anderen Biogasanlagen produzieren zu einem grossen Teil Strom und werden dafür mit der KEV entschädigt. In einigen Jahren fällt für viele Anlagen die KEV-Förderung weg, womit die Einspeisung des erneuerbaren Gases in das Erdgasnetz interessant wird. Auch aus Sicht des Gesamtenergiesystems ist dies interessanter, weil erneuerbares Biogas besser speicherbar ist als Elektrizität und besonders im Sommerhalbjahr eine Stromproduktion aus Biogas nicht sinnvoll ist, da hier PV-Anlagen bereits mehr als genug Strom produzieren. Für die Einspeisung von Biogas ist entweder eine Gasreinigung notwendig, welche dem Rohbiogas die ca. 40% CO₂ entnimmt, oder eine Methanisierung, welche die ca. 40% CO₂ zusammen mit Wasserstoff in Methan umwandelt. Der grosse Vorteil von Power-to-Gas in Kombination mit biologischer Methanisierung ist, dass durch die Technologie bisher ungenutztes, biogenes und aus anaerober Vergärung stammendes 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 Abwasserreinigungsanlagen¹. 58 ARAs sind in der Grösse von 30'000 - 50'000 EW ausgelegt, effektiv in dieser Grösse in Betrieb sind 37. Für die Grösse zwischen 50'001 und 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 in der Grössenordnung von etwa 160 GWh Energie aus synthetischem Methan pro Jahr erzeugen. Dies 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 liefern können, sind sie interessante Quellen für die Methanisierung: Weil sich die 75 ARAs über die ganze Schweiz verteilen, gibt es potentiell viele ARAs, die mit

¹ siehe BAFU: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/wasser/fachinformationen/massnahmen-zum-schutz-der-gewaesser/abwasserreinigung/kommunale-abwasserreinigung.html>



Elektrolyseuren bei Wasserkraftwerken in kurzer Distanz kombiniert werden können. CO₂ kann bei ARAs günstig zur Verfügung gestellt werden, da es bei der Rohgasaufbereitung sowieso abgeschieden wird. Untersuchungen zeigen, dass bei der Erschliessung der deutlich grösseren Quellen der 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.

- Wasserstoff: 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 direkt an Flusskraftwerken (Vermeidung des Netznutzungsentgelts) sowie Wasserstofftankstellen. Die treibenden Organisationen sind H2Energy (www.h2energy.ch) und der Förderverein Wasserstoffmobilität Schweiz (www.h2mobilitaet.ch).
- Elektrizität: Mit dem Abschalten von Atom- und Kohlekraftwerken, wird das europäische Stromnetz in Zukunft volatiler. Die Elektrizität wird zunehmend erneuerbar und ihre Verfügbarkeit unterliegt immer 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 gekennzeichnet. Aufgrund der tiefen Effizienz von Power-to-Gas-Anlagen ist der Strompreis sehr entscheidend für die Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen.

1.2 Motivation des Projektes

In einigen Jahren fällt für viele der 100 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. Heute wird dieses CO₂ in reiner Form in die Atmosphäre abgegeben. Zukünftig muss dieses CO₂ anderweitig genutzt, gespeichert oder im Sinne der Kreislaufwirtschaft zusammen mit Wasserstoff wiederum methanisiert werden. Es soll untersucht werden, ob biogenes und aus anaerober Vergärung stammendes 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 unter Verwendung von Biogas 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 der 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 Aufbereitungsanlage (Membrantechnologie) zu Biogas auf und speist es in das Erdgasnetz ein. An dem Standort stehen bisher ungenutzte Kohlenstoffdioxidmengen zur Verfügung ($> 80'000 \text{ Nm}^3 \text{ CO}_2$ pro Jahr).
- Beim Laufwasserkraftwerk in Aarau läuft seit drei Jahren ein Pilotversuch mit einem Elektrolyseur. Von hier wird die erste Wasserstofftankstelle der Schweiz in Hunzenschwil mit Wasserstoff versorgt.

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

- Wie kann die biologische Methanisierung effizient in eine bestehende Gasaufbereitung integriert werden, um Kohlenstoffdioxid in Methan umzuwandeln und dabei gleichzeitig Methanschlupf zu verhindern?
- 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 Investoren 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 vielversprechender Erlöspfad und im Sinne der nationalen Klimastrategie.



2 ARA Reinach mit Biogasproduktion und Membran-Aufbereitung

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 sowieso zur Verfügung ($> 80'000 \text{ Nm}^3 \text{ CO}_2$ 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 (Müller und Oester 2018) und ist auf die Aufbereitung von $40 \text{ Nm}^3/\text{h}$ 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 2 - ARA Reinach mit Gasaufbereitungsanlage. Bildquelle: (Müller und Oester 2018)

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 2) 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. $731'510 \text{ Nm}^3$ Biogas ins 5-bar-Erdgasnetz der Wynagas AG eingespeist.



3 Vorgehen und Methode

Für die Anlage in Reinach wird eine Auslegeordnung entsprechend den aktuellen Volumenströme vorgenommen und verschiedene Varianten geklärt. Es werden verschiedene Möglichkeiten der Wasserstoffbereitstellung untersucht, sowie deren Anlagenintegration in Kombination mit der 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).

Als Wasserstoffquellen werden die folgenden Möglichkeiten in Erwägung gezogen und auf ihre technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekte untersucht:

- Laufwasserkraftwerk in der Region
- Nutzung von verunreinigtem Wasserstoff aus industriellem Prozess
- Wasserstoffmarkt (heute und zukünftig)
- Installation eines Elektrolyseurs vor Ort
- Pyrolyse von Erdgas mit Speicherung des Kohlenstoffs im Boden

Je nach Bezugsquelle wird auch der Transport des Wasserstoffs analysiert.

4 Darstellung der Literatur und Erfahrungen aus anderen Projekten

4.1 Anlagen in der Schweiz

Es gibt ein paar wenige Power-to-Methan-Anlagen in der Schweiz. Betriebserfahrungen des IET Institut für Energietechnik an der HSR Hochschule für Technik Rapperswil 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 PSI (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 Industriemassstab 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 im 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.

STORE&GO-Anlage in Solothurn: Die 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" aufgebaut und von 2018 bis 2020 betrieben. Die Methanisierung war jeweils nur in Betrieb, wenn Tests gefahren wurden und läuft 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 BHKW zu verwenden.

4.2 Erfahrungen zu Methanisierung 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 (Mörs et al. 2020). 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-PtG-Wirkungsgrad berücksichtigt den Wärmeverbrauch und den Energiebedarf für die folgenden Prozessschritte:

- CO₂-Konditionierung
- H₂-Produktion via vorhandenem Elektrolyseur
- Methanisierungseinheit
- Einspeisung in ein Hochdruckgasnetz oder Verflüssigung

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die energetische Bewertung der drei Demonstrationsanlagen. Für die Anlage in Falkenhagen wurde basierend auf den Messergebnissen eine PtG-Gesamteffizienz von 53% erreicht. Die Methanisierungseinheit selbst erreicht einen Gesamt-methanisierungswirkungsgrad 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. Die Kerntechnologie in Falkenhagen (zweistufige Methanisierungseinheit) war jedoch in der Lage, qualitativ hochwertiges SNG ($\gamma_{\text{CH}_4} > 99 \text{ Vol.-%}$) für eine große Variation der Last zu erzeugen. Auch bei Lastwechseln erfüllt die SNG-Qualität immer die Grenzen für die Einspeisung des Gases.



Tabelle 1 - 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

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

Der Gesamtmethanisierungswirkungsgrad (mit Abwärmenutzung) in Solothurn beträgt 72%. Ohne Abwärmenutzung wurde ein Gesamt-PtG-Wirkungsgrad von 42% erreicht. Aufgrund des nahe gelegenen „Hybridwerks“ kann auch Wärme mit einer relativ niedrigen Temperatur von weniger als 60°C genutzt werden (Wärme von der Methanisierung und dem Elektrolyseur). 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. 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. Da die Produktion von Wasserstoff mittels PV-Strom vor allem im Sommer vonstattengeht, ist die Nutzung der Abwärme nur bedingt möglich.

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 bei ungefähr auf Stufe 6-7.

4.3 Zukünftige Kostenentwicklung

Die Erfahrung aus den STORE&GO-Anlagen zeigt, dass die Stromkosten sehr zentral sind. Gorre et al. 2019 zeigt neben dem Einfluss des Strompreises auch den Einfluss der Betriebsstunden. Je grösser die Anzahl der jährlichen Betriebsstunden sind, desto besser lässt sich die Amortisation der Anlage realisieren. Hingegen müssen bei mehr Betriebsstunden aber zunehmend Stunden mit höheren Strompreisen in Kauf genommen werden.

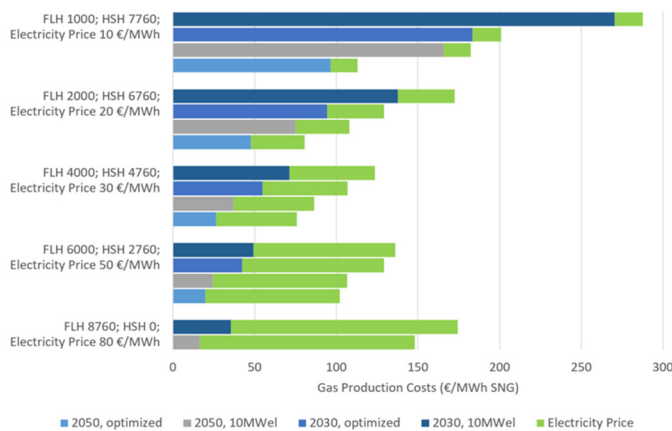


Abbildung 3 - Erwartete Kostenentwicklungen von Power-to-Methan-Anlagen. Quelle: (Gorre et al. 2019)

Grundsätzlich kann die Aussage getroffen werden, dass je geringer die Betriebsstunden einer Anlage sind, desto geringer muss der Strompreis sein damit das Gas wirtschaftlich produziert werden kann. Politische Randbedingungen beeinflussen hierbei die Wirtschaftlichkeit. Die weitere Entwicklung hängt von einigen Schlüsselfaktoren ab:

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

Die Schwierigkeit eine Power-to-Gas-Anlage ökonomisch zu betreiben, ist gross. Gemäss (E-Cube Strategy Consultants 2018) sind die Produktionskosten von Gas wie folgt (alle Angaben ohne Netznutzungskosten):

- Importiertes Erdgas: 2 Rp./kWh
- Importiertes erneuerbares Gas: 3 Rp./kWh (hier kommt ein Aufschlag von ca. 1.7 Rp./kWh für die CO₂-Abgabe hinzu)
- Biogasproduktion aus biogenen Abfällen: 10 – 22 Rp./kWh
- Holzvergasung: 19 – 31 Rp./kWh
- Power-to-Gas: 24 – 70 Rp./kWh

4.4 Rolle von Power-to-Gas im zukünftigen Energiesystem

In ihrem publizierten Weissbuch schreiben (Kober et al. 2019), dass die Schweizer Gaswirtschaft die Schweizer Biomethan- und P2X-Technologien unterstützt und dass der Gasverband VSG bis 2030 eine jährliche Biomethanproduktion von 4400 GWh anstrebt, wobei das vorhandene einheimische Potenzial besser ausgeschöpft und P2X-Technologien eingesetzt werden sollen. Sie halten weiter fest, dass das synthetische Methan heute zwar zwei- bis dreimal teurer ist als Erdgas, dass es aber nahe an den Verkaufspreisen für Biomethan ist. Zudem kann synthetisches Methan problemlos über einen längeren Zeitraum gespeichert werden.



Power-to-X ist eine Möglichkeit saisonal Strom 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. Kober et al. 2019 hält fest, dass Power-to-X eine wettbewerbsfähige Option zur saisonalen Stromspeicherung ist.

5 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** aus Wasser für die Power-to-Methan-Anlage verwendet. Allgemein sind als CO₂-Quellen Abgase aus Biogasanlagen, Abwasseraufbereitungsanlagen, Kehrichtverbrennungsanlagen und Zementwerken geeignet (Meier et al. 2017). Die Quellen müssen in ausreichender Menge und zu wirtschaftlichen Kosten zur Verfügung stehen. Das produzierte Methangas wird als Produkt des Knotenpunktes gesehen und verbindet das System mit dem **Gasnetz**.

Um eine Elektrolyse an einem Standort aufbauen zu können, müssen die folgenden Punkte gewährleistet sein:

- Die verfügbare Leistung am Transformator, unter Berücksichtigung der aktuellen dynamischen Leistung der ARA, muss vorhanden sein. Andernfalls müssen neue Stromleitungen und ein Transformator in die Planung einbezogen werden. Je nach Grösse der Anlage kann der Netzbetreiber eine Kunden-Transformatorstation fordern.
- Erneuerbarer Strom: Damit das Methangas als Biogas klassifiziert und verkauft werden kann.
- Strom direkt ab Produktion: Es wirkt sich vorteilhaft auf die Wirtschaftlichkeit aus, wenn Strom vor Ort produziert wird und damit Netzgebühren eingespart werden können.

Tabelle 2 - Einfluss der Input-Parameter auf Power-to-Gas-Anlagen

	Einfluss
Externe H₂-Quelle	
Notwendig	Der Wasserstoff muss aus einer erneuerbaren Quelle stammen, damit das Methangas als Biogas klassifiziert und verkauft werden kann.
Vorteilhaft	H ₂ kann auch für andere Zwecke wie z.B. Transport genutzt werden.
Nachteilig	Transport des Wasserstoffs und Speicherung, sowie höherer Energieaufwand notwendig z.B. für Kompression und Transport.
CO₂-Quelle	
Notwendig	CO ₂ -Quelle vorhanden
Vorteilhaft	<ul style="list-style-type: none"> • Ausreichend CO₂ für die geplante Anlagengrösse vorhanden • Das CO₂ ist in reiner Form oder gemischt mit Methan (Biogas) verfügbar • konstante CO₂-Quelle
Nachteilig	Rauchgas mit verschiedenen Komponenten oder Luft, aus welcher das CO ₂ gefiltert werden muss (energieaufwändig).
Wasserquelle	
Notwendig	Es muss genügend Wasser zur Verfügung stehen. Das Wasser muss die für den Elektrolyseur geeignete Qualität haben.



Tabelle 3 - Einfluss der Output-Parameter auf Power-to-Gas-Anlagen.

	Einfluss
Erdgasnetz	
Notwendig	<ul style="list-style-type: none">• Nähe Gasnetz für Einspeisung oder lokale Abnehmer• Kapazität im Netz genügend gross für zusätzliche Gaseinspeisung• Die Gasqualität muss entsprechend den Anforderungen des Gasnetzes eingehalten werden, uneingeschränkte oder eingeschränkte Einspeisung gemäss G-18 Regelwerk Richtlinie
Vorteilhaft	<ul style="list-style-type: none">• Gasnetz mit geringem Druckniveau (weniger Kompressorleistung notwendig)• Gasnetz mit hohem Methangehalt und damit mehr Flexibilität bezüglich Qualität des einzuspeisenden Gases
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)
O₂-Quelle	
Vorteilhaft	Wenn ein Verbraucher des Sauerstoffs verfügbar ist, generiert dies eine zusätzliche Einkommensquelle.



6 Biologische Methanisierung

In diesem Abschnitt des Zwischenberichtes werden die Arbeiten aus Arbeitspaket 4 vorgestellt. Dabei werden für den Berichtszeitraum vom 27.02. bis 31.05. insbesondere Ergebnisse der Konzeptphase Arbeitsschritte 4.1 bis 4.4 sowie vorgezogene Teile der Vorplanung der Arbeitsschritte 4.6 beschrieben.

6.1 Standort- und Kapazitätsuntersuchung (AS 4.1)

Im Rahmen der projektspezifischen Standort- und Kapazitätsuntersuchung wurden die technischen und biologischen Schnittstellen erfasst, Planungsunterlagen gesichtet und ausgewertet, sowie relevante Gas- und Schlammproben genommen und analysiert.

6.1.1 Standortuntersuchung

Um einen ersten Eindruck von der Abwasserreinigungsanlage in Reinach zu bekommen wurden zusammen mit dem Projektpartner:

- Kartenmaterial und Luftbilder ausgetauscht
- Betriebsparameter der Anlage Reinach untersucht
- Daten zu Massen- und Energiebilanz der ARA erfasst
- Qualität und Zusammensetzung von Gas und Schlamm ausgewertet
- Planungsdokumente gesichtet

Informationen zu Schnittstellen, die insbesondere für die Planung der biologischen Methanisierung und die Bearbeitung der nächsten Arbeitsschritte benötigt werden, wurden in einem Fragebogen zusammengetragen und dokumentiert.

Power-to-Gas: Schnittstellen & Parameter

microbEnergy GmbH

Projekt: BioBoost - ARA Reinach

Projektnummer:
Dokument: Interfaces: Biologische Methanisierung
Datum:
Überarbeitung: 1

Name der Anlage: ARA Reinach
Stadt: Reinach
Straße:
Anlagenbetreiber:



Schnittstelle	Nummer	Beschreibung	Einheit	Min	Nominal	Max	Note
Infrastruktur - Methanisierungsanlage		Gute Verkehrsanbindung & Autobahn vorhanden?	ja/nein		ja		
		Zusätzliche Kosten für den Genehmigungsprozess erwartet?	ja/nein		ja		
		Geringes öffentliches Beschwerdepotential erwartet?	ja/nein		ja		
		Platz für Anlage verfügbar?	ja/nein		ja		

Abbildung 4 - Ausschnitt vom Planungsdokument „Schnittstellen und Parameter_rev.1“

Der im Rahmen des ersten Arbeitspaketes vorgesehene Besichtigungstermin auf der ARA vor Ort hat aufgrund der COVID-19 Reisebeschränkungen (bis 15.06.2020) nicht stattgefunden. Der Termin soll im Rahmen des Projektes nachgeholt werden, sobald eine Lockerung absehbar ist.



Batch-Test & Gasanalyse

Wesentlicher Bestandteil des Arbeitspaketes 4.1 ist die Analyse von Gas und Klärschlamm der ARA Reinach. Die biologische Methanisierung nach dem BiON® Verfahren kann anaeroben Schlamm der ARA als Nährstoff und Spurenelementsubstrat verwenden.

Die Analyse einer Klärschlammprobe im Labor erlaubt erste Rückschlüsse auf die biologische Eignung für die Methanisierung nach dem BiON® Verfahren. Zusätzlich zur Elementaranalyse der Schlammzusammensetzung wird die Probe im Labormassstab in einem Batch-Verfahren getestet, um die Leistungsfähigkeit der Mikroorganismen in diesem Schlamm zu bewerten.

Die Analysen geben Antworten auf folgende Fragen:

- Ist das anaerobe Substrat der ARA Reinach grundlegend für die biologische BiON® Methanisierung geeignet? (Analytik, Batchtest)
- Wie sind der Reaktor und die Gasbehandlung im Detail auszulegen? (BiON®-Check)

Gasanalyse – Kohlenstoffdioxid Ergebnisse

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Gaszusammensetzung relevanter Gaskomponenten im abgetrennten Kohlenstoffdioxidvolumenstrom der Membrananlage. Allgemein für die biologische Methanisierung kritische Komponenten wie Sauerstoff liegen in einem unproblematischen Bereich.

Nachgewiesene Komponenten	Mol-%	Vol-%
Methan	: 1.4907 %	1.4970 %
Wasserstoff	: 0.0211 %	0.0213 %
Stickstoff	: 0.2756 %	0.2773 %
Sauerstoff	: 0.0785 %	0.0789 %
Kohlenstoffdioxid	: 98.1341 %	98.1255 %

Abbildung 5 - Gaszusammensetzung CO₂-Schwachgasstrom Membrananlage der ARA Reinach

Gasanalyse – Klärgas Ergebnisse

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Gaszusammensetzung relevanter Gaskomponenten im rohen Klärgasvolumenstrom vor der Membrananlage. Allgemein für die biologische Methanisierung kritische Komponenten wie Sauerstoff liegen in einem unproblematischen Bereich.

Nachgewiesene Komponenten	Mol-%	Vol-%
Methan	: 61.7958 %	61.8957 %
Wasserstoff	: 0.0052 %	0.0052 %
Stickstoff	: 0.3982 %	0.3996 %
Sauerstoff	: 0.1746 %	0.1751 %
Kohlenstoffdioxid	: 37.6262 %	37.5243 %

Abbildung 6 - Gaszusammensetzung Rohklärgasstrom der ARA Reinach



Analytik – Basis Ergebnisse

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Basisergebnisse der Schlammanalyse. Als Probenmaterial wurde Faulschlamm (FS) der ARA Reinach verwendet.

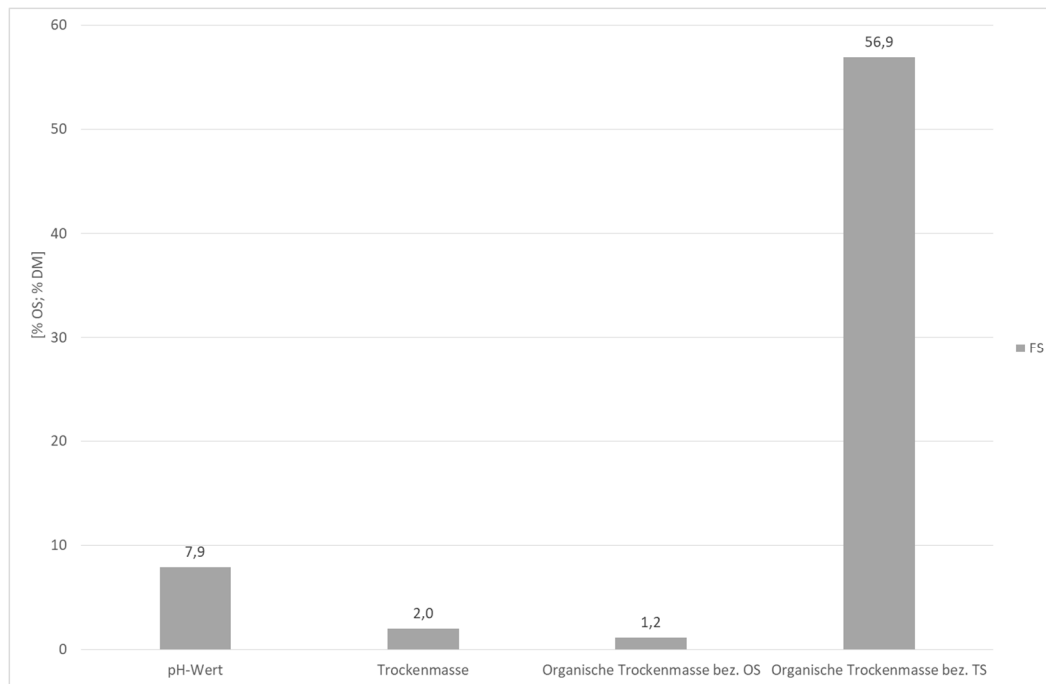


Abbildung 7 - Basisparameter Faulschlamm (FS) Analyse

Der pH-Wert von 7,9 ist in Bezug auf den Optimalbereich von 6 bis 8 relativ hoch. Der Wert ist aber noch 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.



Analytik - Spurenelemente Ergebnisse

Die folgende Abbildung zeigt die Konzentration ausgewählter Spurenelemente im untersuchten Klärschlamm der ARA Reinach. Als Probenmaterial wurde Faulschlamm (FS) der ARA Reinach verwendet.

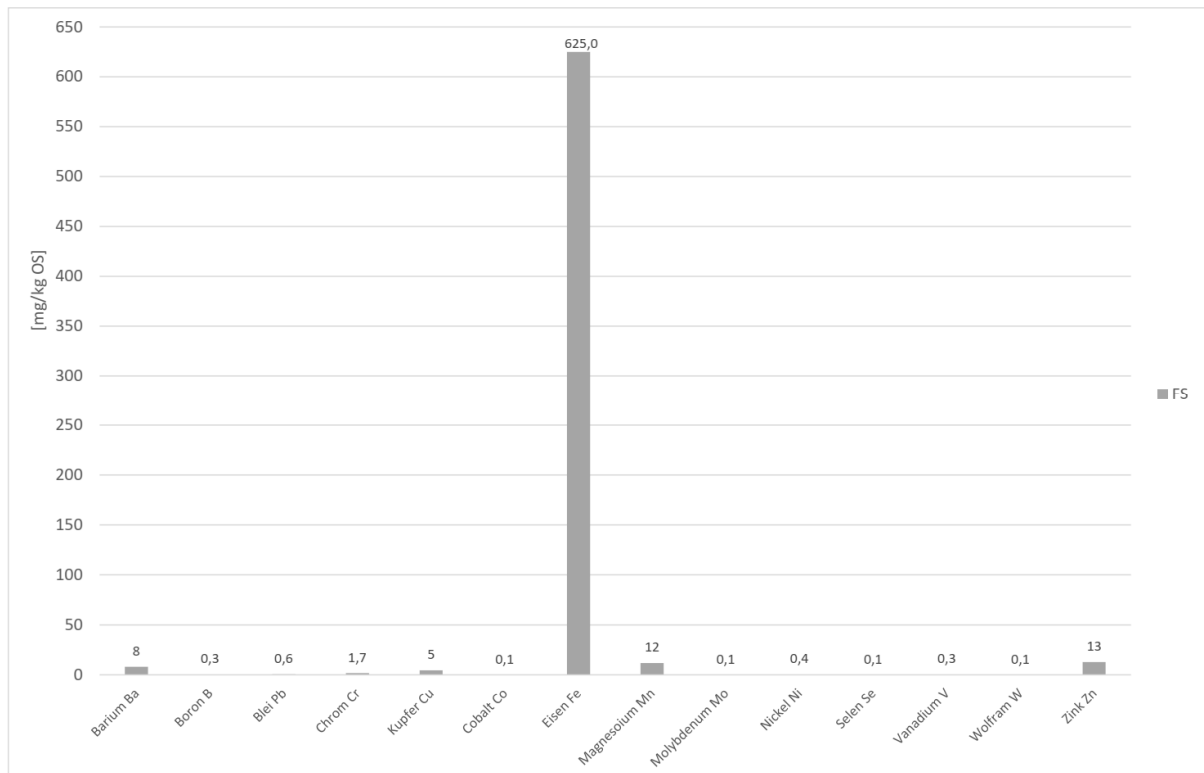


Abbildung 8 - Konzentration Spurenelemente im Faulschlamm

Die Konzentration relevanter Spurenelemente ist auf einem soliden Niveau. Durch die Zugabe einzelner Spurenelemente kann eine gute Methanisierungsleistung erreicht werden.



Analytik - Nährstoffe Ergebnisse

Die folgende Abbildung zeigt die Konzentration ausgewählter Nährstoffe im untersuchten Klärschlamm der ARA Reinach. Als Probenmaterial wurde Faulschlamm (FS) der ARA Reinach verwendet.

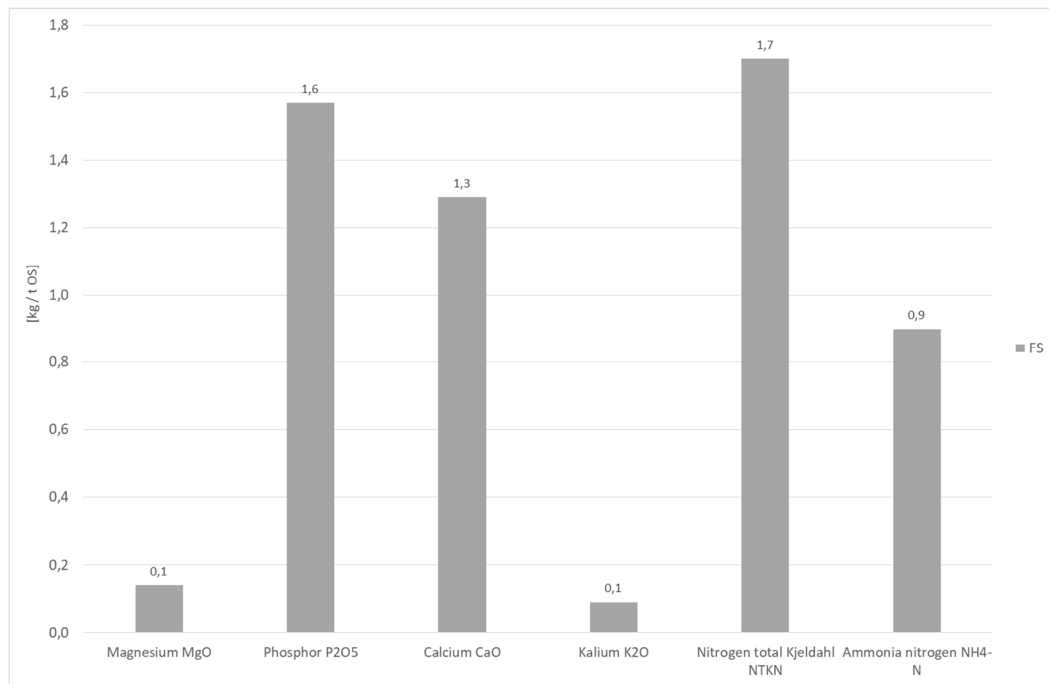


Abbildung 9 - Konzentration Nährstoffe im Faulschlamm

Die Zusammensetzung zeigt, dass die Menge relevanter Nährstoffe insgesamt gut ist. Eine genauere Bestimmung des konkreten Zugabedarfs an Spurenelementen und Nährstoffen wird im Arbeitsschritte 4.6 BiON® Check durchgeführt.



Batch-Test

Im Batch-Test werden 20 ml einer Substratprobe (Faulschlamm ARA Reinach) anaerob in eine 120 ml-Serumflasche gefüllt und mit einem Gasmischung aus Kohlendioxid und Wasserstoff unter Druck gesetzt. Der Batch-Test wurde in dreifacher Ausführung à 10 Zyklen mit dem Klärschlamm der ARA Reinach durchgeführt. Die nachfolgende Abbildung zeigt exemplarisch die Druckabbaukurve eines Batch-Testes (5 Zyklen). Die aus dem Druckabbau abgeleitete Methanbildungsrate ergibt sich aus dem Mittelwert der letzten fünf Zyklen für alle drei Ansätze.

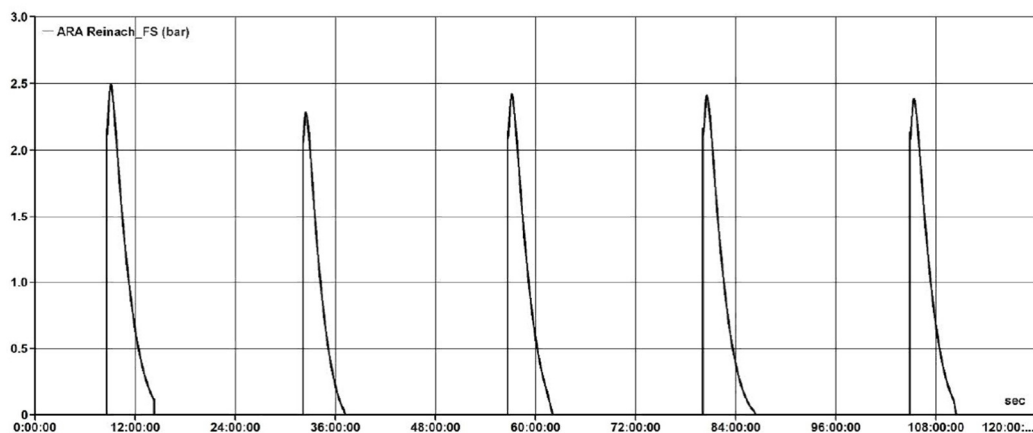


Abbildung 10 - Druckabbaukurve aus Batch-Test (5 Zyklen)

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

Dieses Batch-Testergebnis weist darauf hin, dass der Klärschlamm für eine stabile Methanisierung mit einer guten Methanbildungsrate geeignet erscheint. Der Schlamm kann für eine biologische Methanisierung nach dem BiON® Verfahren eingesetzt werden. Für die weitere Auslegung der Anlage wird im Arbeitsschritt 4.6 der Test in einem kontinuierlich betriebenen Bioreaktor im Technikumsmaßstab durchgeführt (BiON® Check).



6.2 Konzepterstellung (AS 4.2)

6.2.1 Basisauslegung

Für die Auslegung der biologischen Methanisierung werden nachfolgende Prämissen berücksichtigt:

- Es sollen mindestens die gesamte verfügbare Kohlenstoffdioxidmenge ($> 80'000 \text{ Nm}^3 \text{ CO}_2$ pro Jahr) methanisiert werden. Darüber hinaus sollen Reserven für weitere lokale CO_2 -Mengen berücksichtigt werden.
- Die Methanisierung soll als flexibler Knotenpunkt konzipiert und dimensioniert werden.
- Die Anlage soll effizient und mit hohen Synergieeffekten in die bestehende Gasaufbereitung integriert werden.
- Der Betrieb der bestehenden Gasaufbereitung darf nicht gefährdet werden.
- Die Anlage soll sowohl direkt Klärgas aufbereiten, sowie abgetrenntes Kohlenstoffdioxid, um so Methanschluß zurückzugewinnen.
- Die Anlage soll platzsparend installiert werden können.
- Das Anlagenkonzept soll auf weitere ARA -Standorte übertragbar sein.

Die biologische Methanisierung wird auf eine maximale Verarbeitungskapazität von $50 \text{ Nm}^3 \text{ CO}_2/\text{h}$ ausgelegt. In einem späteren Betrieb können auch Nennbetriebspunkte angefahren werden, die unter der Maximalauslegung liegen. Die nachfolgende Abbildung zeigt verfügbare Extremvolumenströme an Rohklärgas, Klärgas nach Speicher und abgetrenntes Kohlenstoffdioxid nach Membrananlage an.

	Maximal in [Nm^3/h]	Minimal in [Nm^3/h]
Rohklärgas	70	35
Klärgas nach Speicher & vor Membrananlage	100	50
Kohlenstoffdioxid nach Membrananlage	50	25

Abbildung 11 - Übersicht relevanter Gasströme auf ARA Reinach



6.2.2 Anlagenkonzept & Varianten

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 erfolgte eine Evaluierung der Szenarien und die Auswahl des optimalen Anlagenkonzepts. Dabei wurde Variante 3 als optimales Szenario identifiziert. Entsprechend wird dieses in den folgenden Arbeitsschritten und auch der 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.

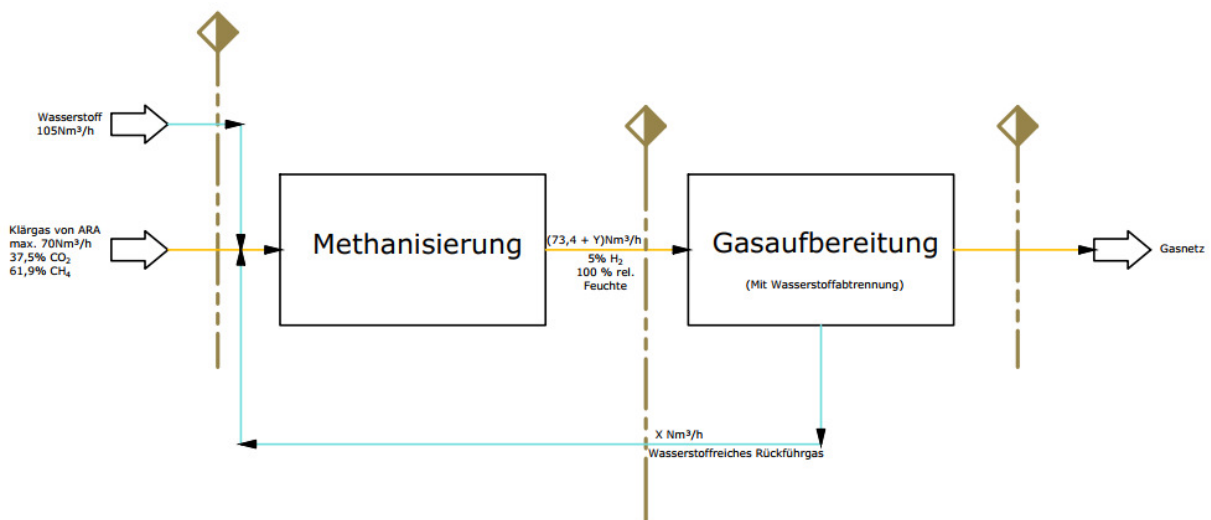


Abbildung 12 - Anlagenkonzept Variante 1

- ✓ 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.
- Bestehende Gasaufbereitung nicht auf großen Volumenstrom des zusätzlichen synthetischen Methans ausgelegt – Doppelnutzung daher ausgeschlossen.
- Die bestehende Membrananlage ist nicht für die Wasserstoffabtrennung ausgelegt, obwohl tatsächlich möglich.
- Betrieb der Methanisierung nur abhängig von Betrieb der Gasaufbereitung möglich.
- Keine direkte Methanisierung vom 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 zugespeist.

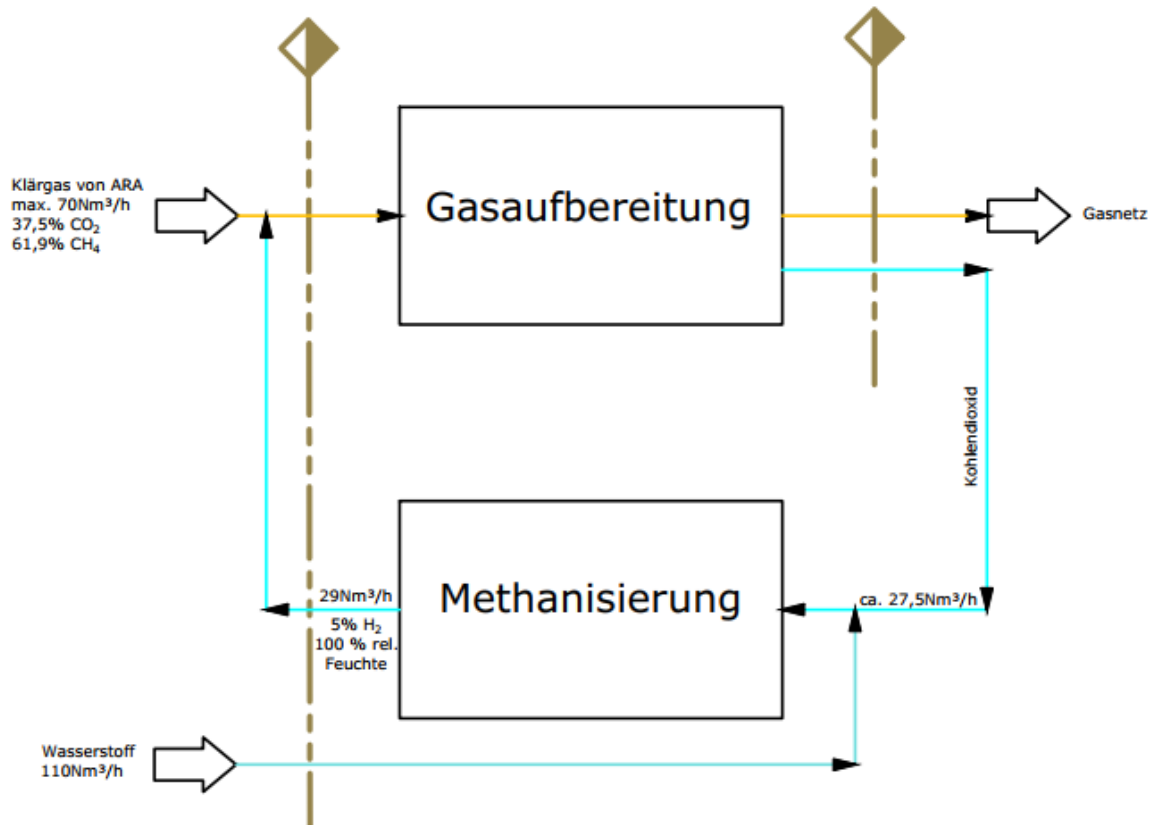


Abbildung 13 - Anlagenkonzept Variante 2

- ✓ Hohe Synergieeffekte durch Mitnutzung der bestehenden Gasaufbereitung erscheinen möglich (Trocknung, Entschwefelung, Odorierung).
- ✓ Methanisierung kann sowohl mit Klärgas sowie mit abgetrennter Kohlenstoffdioxid-Quelle 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 grossen 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.

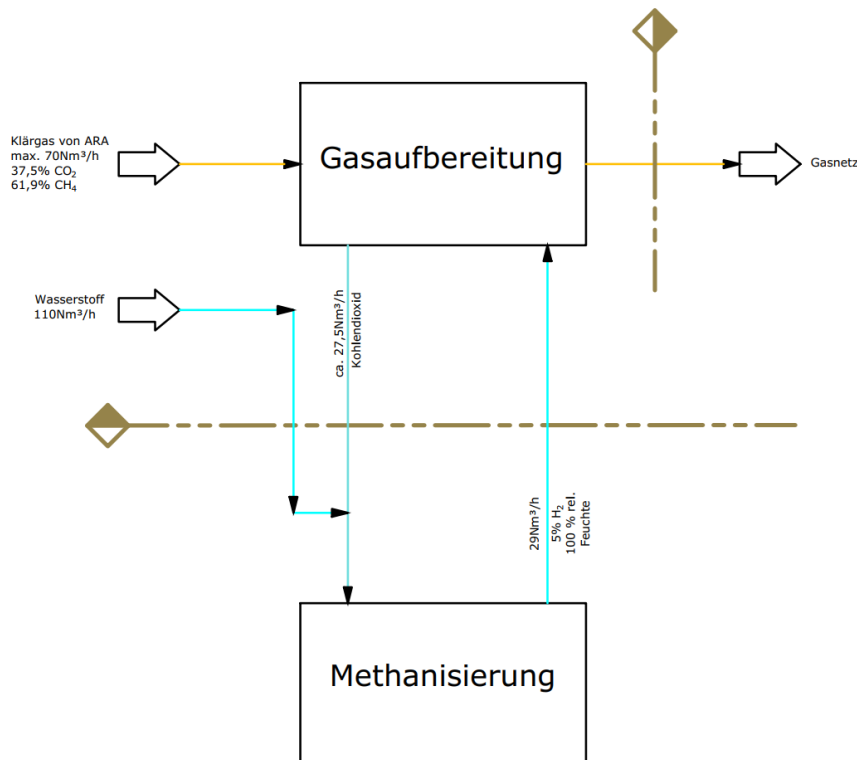


Abbildung 14 - Anlagenkonzept Variante 3

- ✓ 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 abgetrennter 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.



6.2.3 Blockbild

Basierend auf den Arbeiten zur Anlagenkonzeptentwicklung wurde Variante 3 als mögliches Integrationsszenario ausgewählt. Ein entsprechendes Blockdiagramm wurde dazu erstellt. Die Hauptkomponenten des Blockdiagramms werden nachfolgend beschrieben.

Kompression (Kohlenstoffdioxid)

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, so dass zunächst eine Verdichtung erforderlich ist. Die CO₂-Ströme werden ohne weitere Vorbehandlung einem Verdichter zugeführt. Ein während des Verdichtungs Vorgangs anfallendes Kondensat wird im Bedarfsfall aus dem Verdichter abgeführt. Die im Verdichter anfallende Abwärme wird über einen Wärmetauscher abgeführt und soll, wenn möglich, in einem Wärmekonzept genutzt werden.

Kompression (Wasserstoff, optional)

Auch die Gaskomponente Wasserstoff muss dem Methanisierungsreaktor unter Druck zugeführt werden. Im Rahmen der laufenden Arbeiten in Arbeitspaket 2 werden hierzu verschiedene Wasserstoffquellen identifiziert und evaluiert. Je nach Druckniveau der final ausgewählten Wasserstoffquelle kann eine Verdichtung optional erfolgen. Der Parameter Druck wird bei der Evaluierung der Wasserstoffquelle mitberücksichtigt.

Bioreaktor

Bei der biologischen Methanisierung nach dem BiON® Verfahren erfolgt die Umsetzung der Gase Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zu Methan durch 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. Der Rührkessel wird mit Überdruck (7 barü) betrieben, um den Stofftransport der Eduktgase zu den Mikroorganismen zu intensivieren. Die Dispergierung des Gases innerhalb der flüssigen Phase erfolgt durch ein Rührwerk. Das Behältervolumen setzt sich aus dem Reaktionsvolumen, welches die flüssige Suspension einnimmt und dem Kopfraum, der aus der Gasphase besteht, zusammen. Der Kopfraum ist wichtig, da es im Verlauf der Methanisierung gelegentlich zu Schaumbildung kommen kann. Ein entsprechender Kopfraum in Verbindung mit einem Schaumzerstörer, der am Rührwerk befestigt ist, minimiert das Eindringen von Schaum in die abführenden Leitungen. Das Reaktionsvolumen des Bioreaktors ergibt sich aus der mit dem Klärschlamm erzielbaren Methanbildungsrate. Die auslegungsrelevante Methanbildungsrate wird im Arbeitsschritt 4.6 ermittelt (BiON® Check).



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 wird. Dies wird in der Folge bei der Auslegung des Wärmetauschersystems berücksichtigt. Die Wärme, die aufgrund der Methanisierungsreaktion anfällt, wird über den Klärschlammwärmetauscher ausgekoppelt. Die anfallende Wärme soll in einem Wärmekonzept weiter genutzt werden. In der Inbetriebnahmephase sowie nach längeren Stillstandszeiten muss der Bioreaktor inklusiv 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 im Bioreaktor. Die Ausgangsbasis für das Substrat bietet der Klärschlamm von der ARA Reinach. Eine grundlegende Eignung wurde im Arbeitsschritt 4.1 identifiziert. 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. Dieser Substratwechsel erfolgt in Abhängigkeit vom gebildeten Methan. 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 wird 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 erforderlich. Dabei handelt es sich um eine Nährstoff- und eine Spurenelemente-Lösung 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 regelmäßig in den Bioreaktor zugegeben. Die Zugabe erfolgt jeweils nach einem Substratwechsel. Da ein Substratwechsel in Abhängigkeit vom gebildeten Methan erfolgt, ist auch der Verbrauch an Nährstoffe und Spurenelementen abhängig vom gebildeten Methan. Zudem ist der Bedarf an Nährstoffe und Spurenelementen abhängig von der Klärschlammzusammensetzung. Je mehr Nährstoffe und Spurenelemente der Klärschlamm enthält, desto weniger müssen zugegeben werden.

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 dabei eingesetzt. Die auslegungsrelevanten Zugabemengen werden im Arbeitsschritt 4.6 ermittelt (BiON® Check).



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, welches in der Gasphase enthalten ist. Weitergehend kann das Produktgas auch noch Schaumanteile aufweisen, die aus der Methanisierung stammen. Da es sich bei gasförmigen Ammoniak um einen Stoff handelt, der sehr gut wasserlöslich ist, bietet sich hier die Entfernung mittels einer Waschkolonne an. Dadurch kann der Bedarf an Aktivkohle verringert werden.

Als Waschwasser für die Kolonne wird Betriebswasser verwendet, welches am Kopf der Kolonne zugeführt wird. Das aufzureinigende Produktgas tritt am Boden in die Kolonne ein. Waschwasser und Produktgas werden somit im Gegenstrom geführt. Um den Stoffaustausch möglichst intensiv zu gestalten, ist der Wäscher mit Füllkörpern versehen, wodurch eine große Grenzfläche zwischen der Gas- und Flüssigphase erreicht wird. 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 Klärschlamm sowie Additiven entstehen, können kritische Gaskomponenten auch über die mögliche Wasserstoffbereitstellung ins System eingetragen werden. In der aktuellen Phase 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. Desweiteren 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 werden Gasbegleitstoffe entfernt, hauptsächlich Schwefelwasserstoff, Mercaptane, Siloxane, etwaig vorhandene Schwermetallverbindungen, sowie langkettige Kohlenwasserstoffe. 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. Die Methanisierungsanlage ermöglicht keine, von der Membrananlage unabhängige, Gaseinspeisung unter Einhaltung der SVGW G13 Richtlinie.

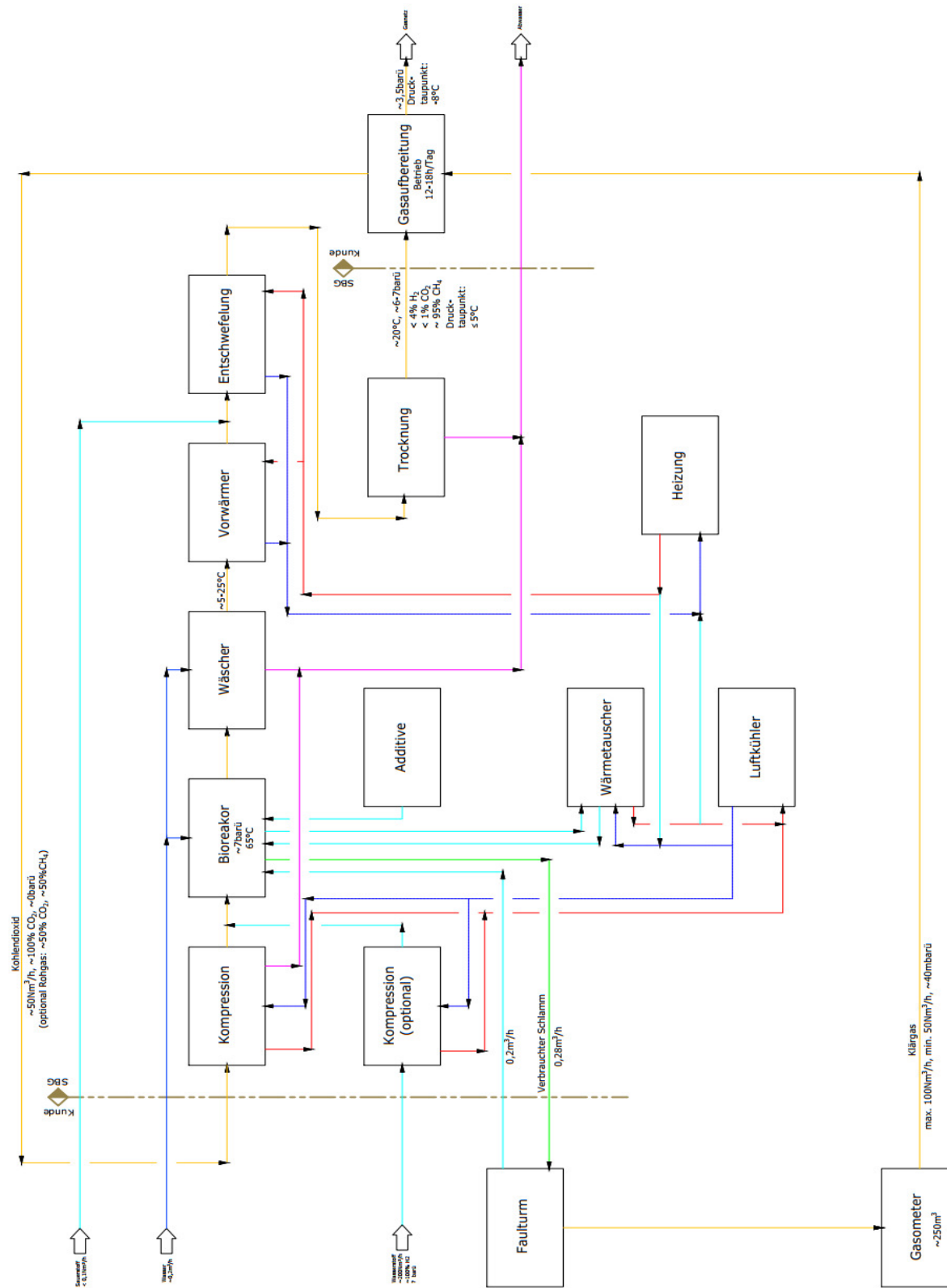


Abbildung 15 - Blockbild biologische Methanisierung



6.2.4 Massen- und Energiebilanz

Die Dimensionierung der biologischen Methanisierung erfolgt auf eine maximale Verarbeitungskapazität von 50 Nm³ CO₂ pro Stunde. Die Massen- und Energiebilanz wurde zunächst für diesen Maximalbetrieb erstellt.

Massenbilanz

Für diesen Auslegungsfall wurde eine entsprechende initiale Massenbilanz erstellt. Nachfolgende Abbildung zeigt relevante Volumenströme.

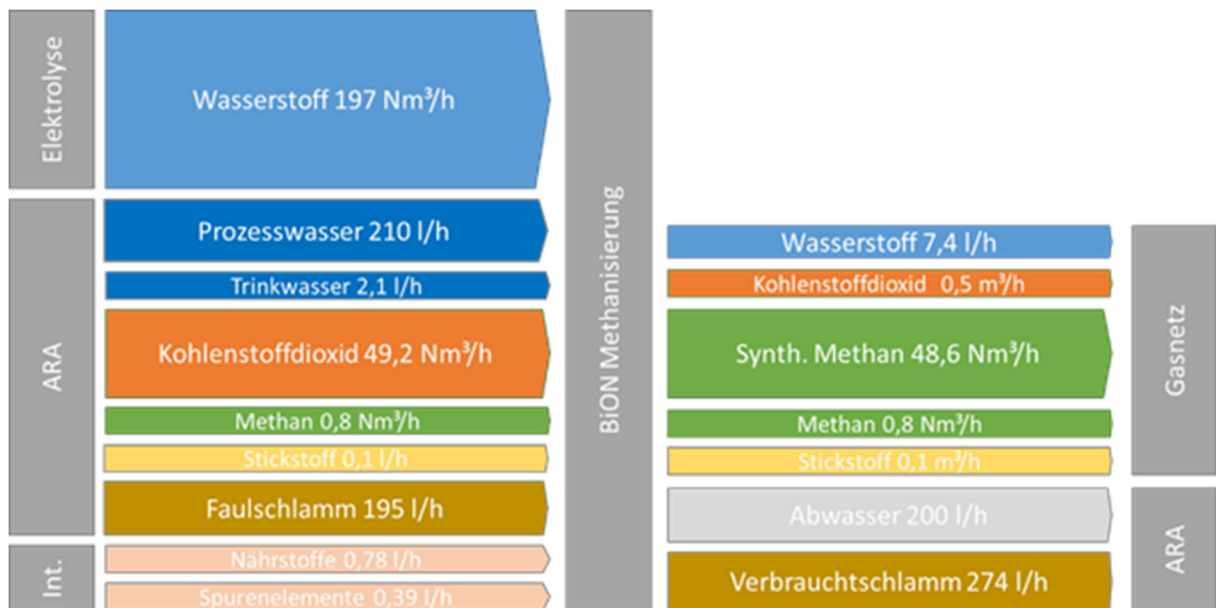


Abbildung 16 - Massenbilanz biologische Methanisierung

Energiebilanz

In einem nachfolgenden Planungsschritt wurde die Massenbilanz um eine initiale Energiebilanz erweitert. Nachfolgende Abbildung zeigt relevante Energieströme.



Abbildung 17 - Energiebilanz biologische Methanisierung



6.2.5 Integrationskonzept als Aufstellplan in 2D

Im Rahmen der Konzeptphase wird 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 und Aufstellung im Bestand. Die Komponenten der biologischen Methanisierung und der benötigten Gaskonditionierung sollen als Containeraufstellung ausgeführt werden. Zudem besteht die Möglichkeit Teilkomponenten und kleinere Nebenaggregate in bauseitiger Gebäudestruktur zu integrieren. Als grundlegend optimaler Aufstellplatz für die biologische Methanisierung wurden die Flächen in unmittelbarer Nähe zur bestehenden Membranaufbereitung identifiziert.

Die Unterbringung der für die biologischen Methanisierung relevanten Komponenten und Aggregate erfolgt in Containern. Die Aufstellung des Bioreaktors erfolgt Stand-alone. Nachfolgende Abbildung zeigt einen ersten Entwurf einer möglichen Aufstellung.

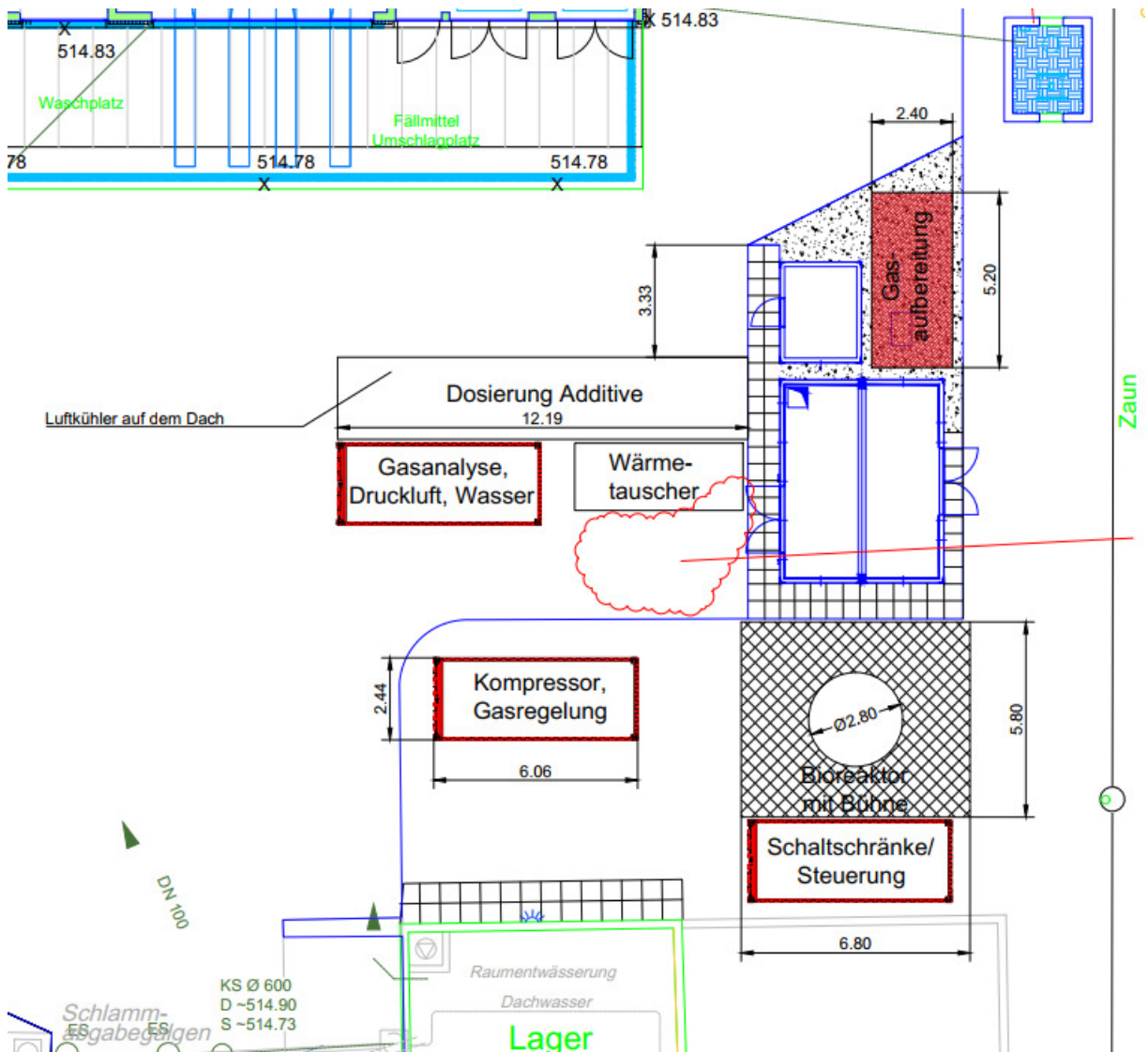


Abbildung 18 - Entwurf 2D Aufstellung biologische Methanisierung (Stand 09.06.2020)



6.3 Simulationsgestützte Auswahl des Betriebsmodells (AS 4.3)

Arbeitsschritt 4.3 Status zum Zeitpunkt Fälligkeit Zwischenbericht: in Arbeit.

6.4 Kostenschätzung (AS 4.4)

Arbeitsschritt 4.4 Status zum Zeitpunkt Fälligkeit Zwischenbericht: in Arbeit.

6.5 Anlagendimensionierung (AS 4.5)

Nach Abschluss Konzeptphase und Arbeitsschritte 4.1 bis 4.4 sowie Arbeitsschritt 4.6.

6.6 BiON® Check (AS 4.6)

Im Rahmen des Arbeitsschrittes 4.6 werden am Standort der microbEnergy GmbH in D-Schwandorf, Methanisierungsversuche im Technikum durchgeführt.

Dazu wurden die benötigten Klärschlammproben von der ARA Reinach nach Schwandorf verbracht. Der Probentransport erfolgte am 15.04.2020 sowie am 19.05.2020.

Die Klärschlammproben werden für den Betrieb eines scale-up fähigen Versuchsreaktors verwendet. In dem Versuchsbetrieb (BiON®-Check) werden relevante Detailparameter für die Auslegung des Bioreaktors, der Additivdosierung und der Gasbehandlung erfasst.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die in IBC Behältern bevorrateten Klärschlammproben der ARA Reinach sowie den Versuchsreaktor.



Abbildung 19 - Technikum in Schwandorf mit Klärschlammproben ARA Reinach und Versuchsreaktor



Die Versuchsdurchführung wurde am 17.04.2020 gestartet. Dazu wurde der Versuchsreaktor mit dem Klärschlamm der ARA in Betrieb genommen. Die Untersuchungen werden von fachkundigem Personal durchgeführt und begleitet.

Die nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht relevanter Betriebsparameter im Zeitverlauf der ersten Untersuchungswoche. Zu sehen sind hier die Input Volumenströmen von Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid (Nm³/h), die Gaszusammensetzung des Produktgases mit Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid, Methan, Schwefelwasserstoff (vol.% bzw. ppm), die Methanbildungsrate, sowie Temperatur (°C), Druck (barü), Masse (kg) und pH-Wert.

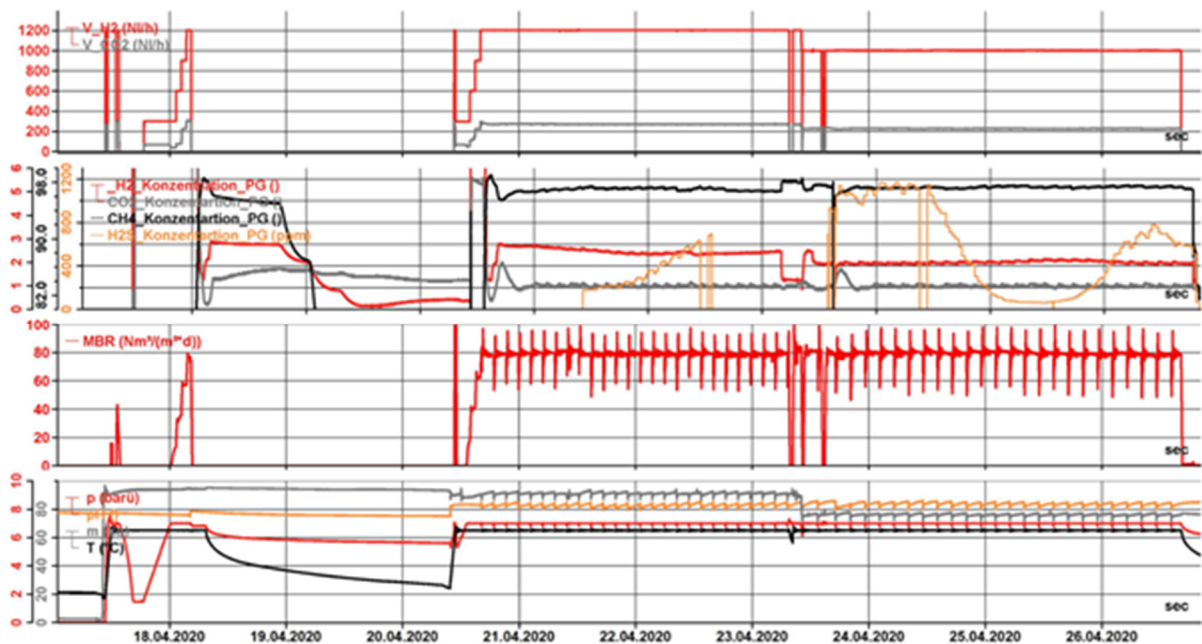


Abbildung 20 - Versuchsverlauf mit Inbetriebnahme und kontinuierlichem Betrieb

In dem gezeigten Versuchszeitraum konnte eine erfolgreiche initiale Inbetriebnahme durchgeführt werden. In dem sich anschließenden kontinuierlichen Methanisierungsmodus lässt sich der Prozess stabil betreiben. Auf einem Druckniveau von ca. 7 barü, einer Temperatur von 65°C kann eine Methanbildungsrate von 80 Nm³/(m³*d) erreicht werden. Im Versuchszeitraum des kontinuierlichen Betriebs liegen die Wasserstoffkonzentrationen dabei unter 3 Vol.%.

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

Die nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht relevanter Betriebsparameter im Zeitverlauf der flexiblen Betriebsweise. Das durchgeführte Betriebsszenario sieht einen Betrieb von 8 Stunden bei anschließender Stillstandszeit von 4 Stunden vor. Dieser Start/Stopp Abfolge wird zyklisch wiederholt.

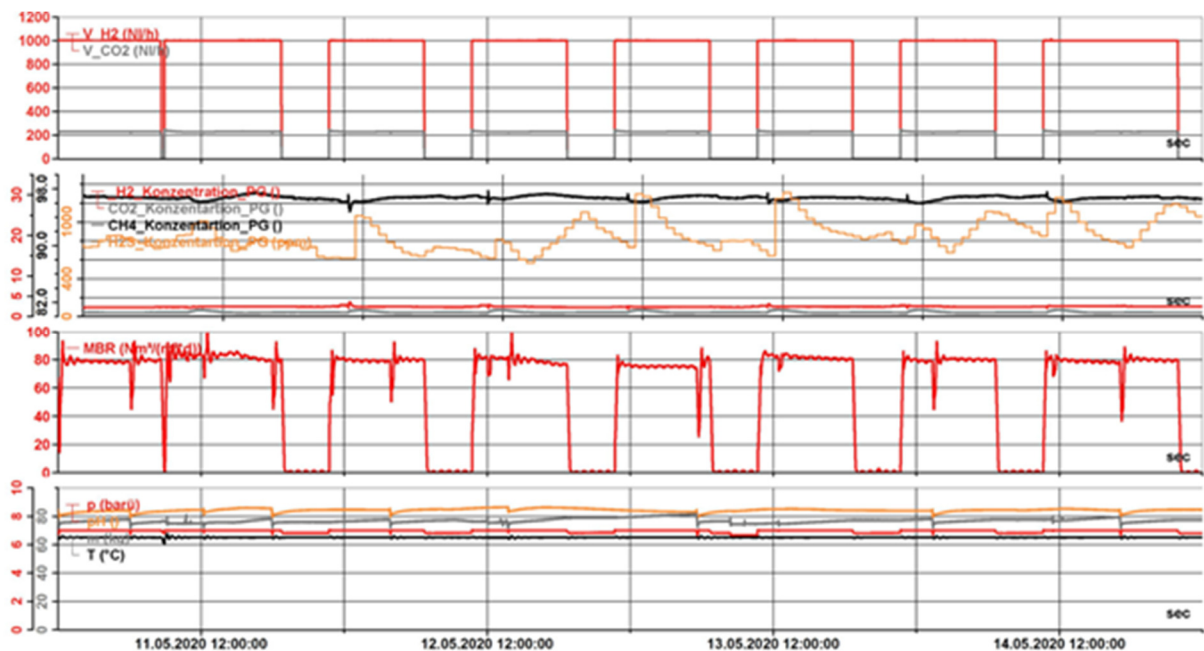


Abbildung 21 - Versuchsverlauf mit diskontinuierlichem Betrieb

Die Versuchsergebnisse zeigen, dass für den untersuchten Klärschlamm bei einer Aufeinanderfolge von 8 Stunden Betrieb und einer Stillstandszeit von 4 Stunden keine wesentlichen Einschränkungen relevanter Leistungsparameter, wie Methanbildungsrate oder erreichbarer Methankonzentration, erkennbar sind.

Im Rahmen der weiteren Untersuchung des Arbeitsschrittes 4.6 werden verschiedene Betriebsszenarien durchgespielt und unterschiedliche Betriebs- und Stillstandszeiten getestet.

6.7 Technische Planung (AS 4.7)

Nach Abschluss Konzeptphase und Arbeitsschritte 4.1 bis 4.4 sowie Arbeitsschritt 4.6.

6.8 Voranfrage Komponentenhersteller (AS 4.8)

Nach Abschluss Konzeptphase und Arbeitsschritte 4.1 bis 4.4 sowie Arbeitsschritt 4.6.

6.9 Wirtschaftlichkeitsberechnung (AS 4.9)

Nach Abschluss Konzeptphase und Arbeitsschritte 4.1 bis 4.4 sowie Arbeitsschritt 4.6.

6.10 Projektmanagement und Risikobewertung (AS 4.10)

Nach Abschluss Konzeptphase und Arbeitsschritte 4.1 bis 4.4 sowie Arbeitsschritt 4.6.



7 Konzepte für die Wasserstoffbereitstellung

Neben der Methanisierung ist die Bereitstellung von Wasserstoff ein elementares Element einer Power-to-Gas-Anlage. Für das Projekt "BioBoost" werden dabei verschiedene Varianten der Wasserstoffbereitstellung betrachtet:

- Variante 1 "Einkauf / Anlieferung von grünem Wasserstoff"
 - Laufwasserkraftwerk in der Region
 - Nutzung Wasserstoff aus industriellem Prozess (kein Knotenpunkt mit Stromnetz)
 - Beschaffung von "grünem Wasserstoff" auf dem Markt
- Variante 2: "Installation eines Elektrolyseurs vor Ort"
- Variante 3: "Pyrolyse von Erdgas mit Speicherung des Kohlenstoffs im Boden" (kein Knotenpunkt mit Stromnetz) - "blauer Wasserstoff"

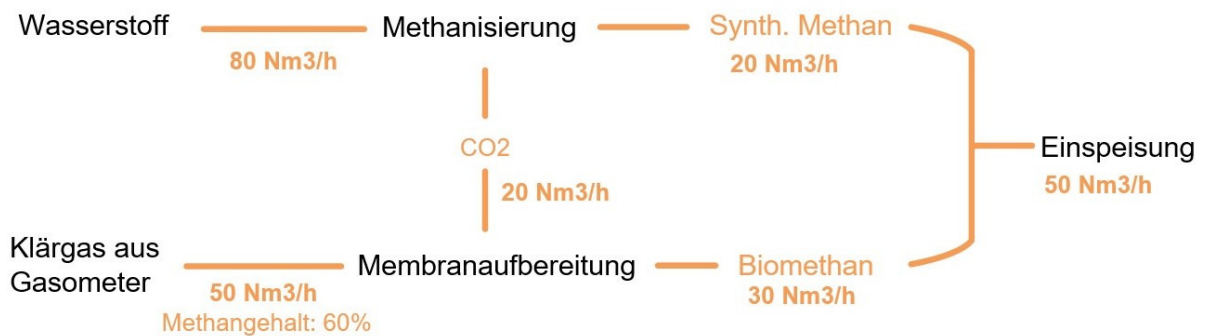


Abbildung 22 - Benötigte Volumenströme zur Einbindung einer Power-to-Methan-Anlage in die bestehende Gasaufbereitung.

In den folgenden Berechnungen wird für die Auslegung der Anlage vom Nominalwert, also einem Klärgasstrom von 50 Nm³/h in der Membranaufbereitung, ausgegangen (im kontinuierlichen Betrieb).

Dementsprechend dienen die folgenden Werte zum Wasserstoffbedarf für die nachfolgende Analyse:

- Durchschnittlicher Wasserstoff-Volumenstrom: 80 Nm³/h
- Täglicher Wasserstoffbedarf: 1'920 Nm³
- Täglicher Wasserstoffbedarf: 173 kg

7.1 Variante 1 "Einkauf / Anlieferung von grünem Wasserstoff"

In dieser Variante wird untersucht, welche Möglichkeiten von grünem Wasserstoff vorhanden sind und wie dieser transportiert und gespeichert werden kann. Es werden dabei vier Wasserstoffquellen genauer betrachtet:

- Wasserstoff der Elektrolyse eines Laufwasserkraftwerks in der Region
- Wasserstoff aus industriellem Prozess
- Einkauf vom Wasserstoff am Markt



Es wird untersucht, was es für die ARA Reinach bedeutet, wenn Wasserstoff angeliefert wird, d.h. wie gross ist der benötigte Platz für die Anlieferung und die Speicherung des Wasserstoffs vor Ort. Hierzu werden zwei Möglichkeiten in Betracht gezogen: 1) Anlieferung des Wasserstoffs in einem Trailer, welcher dann auch gleichzeitig als Speicher dient und vor Ort stehen bleibt. 2) Anlieferung des Wasserstoffs in einem Trailer und Umfüllung in einen Tank vor Ort.

Tabelle 4 - Überblick über die vorhandenen Wasserstoffquellen.

	Aarau	Gösgen	Industrie	Wasserstoffmarkt
Verfügbare Menge	30 Nm ³ /h H ₂ , bzw. 2.7 kg H ₂ /h	385 Nm ³ /h (Abschätzung aus 2 MW Leistung und 5.2 kWh/Nm ³)	wird aktuell noch geprüft.	Unbegrenzt bei Bezug von H ₂ aus Erdgas (es wird nur grüner Wasserstoff betrachtet)
Tägliche Produktionsmenge	max. 720 Nm ³ H ₂ pro Tag	etwa 9'240 Nm ³ H ₂ pro Tag		
Preis H₂	Preis ungefähr 10.50 CHF/kg Entspricht ² : 26.7 Rp./kWh	Bis jetzt noch keine Preisnennung möglich. Abschätzung: 10 CHF/kg Entspricht ³ : 25.4 Rp./kWh		1.00 CHF/Nm ³ Wasserstoff. Dies entspricht ⁴ : 28.2 Rp./kWh <i>Weitere Angebote werden derzeit geprüft</i>
Qualität	Reinheit von 5.8	Tests geplant.		(Kosten für Reinheit von 3.5)
Anlieferung	to be defined.	Anlieferung mit Container		

7.1.1 Möglichkeiten der Anlieferung

Zur technischen Machbarkeit gehört eine Analyse der Platzverhältnisse. Bei der ARA Reinach stehen die folgenden Plätze zur Verfügung:

² Gerechnet mit dem oberen Heizwert von Wasserstoff (3,54 kWh/Nm³)

³ Gerechnet mit dem oberen Heizwert von Wasserstoff (3,54 kWh/Nm³)

⁴ Gerechnet mit dem oberen Heizwert von Wasserstoff (3,54 kWh/Nm³)



Variante Anlieferung 1: Trailer dient auch als Speicher

Diese Variante beinhaltet, dass immer ein Trailer vor Ort ist und dieser nach dessen Leerung mit einem Vollen ausgetauscht wird. Dies führt dazu, dass es zwei Stellplätze für Trailer braucht, damit der eine Trailer hingestellt und dann der zweite angehängt und weggeführt werden kann. Für diese Stellplätze ist insgesamt mit einem Platzbedarf von 7 x 17 Metern zu rechnen. Bei den obenstehend aufgeführten Standorten ist dies nur bei einer Nutzung des Platzes westlich der Schwemmbecken möglich. Es müsste ein entsprechender Vertrag mit einem Wasserstofflieferanten abgeschlossen werden.

Variante Anlieferung 2: Trailer füllt einen Vor-Ort-Speicher

Diese Variante beinhaltet, dass Wasserstoff angeliefert und vor Ort in einen Mitteldruckspeicher umgefüllt wird. Wichtig hierbei ist, dass die Zugänglichkeit des Speichers mit dem Trailer gewährleistet ist. Um den Tagesbedarf an Wasserstoff zu decken, kann ein grösserer, liegender Speicher in Betracht gezogen werden, oder zwei kleinere, vertikal aufgestellte Speicher (tägliche Lieferungen notwendig).

Tabelle 5 - Speichervarianten für den Wasserstoff.

	Grosser Speicher	Kleiner Speicher
Geom. Volumen	105 m ³	50 m ³
Druck	6 - 45 bar	6 - 45 bar
Nutzbarer Inhalt	224 kg H ₂	106 kg H ₂
Dimensionen	Länge: 28 m, Durchmesser: 2.8 m	Länge: 10 m, Durchmesser: 2.8 m
Leergewicht	47'000 kg	24'000 kg
Platzbedarf gesamt	Platzbedarf durch horizontale Tankaufstellung: 30 x 3 m	Platzbedarf durch vertikale Tankaufstellung: 3 x 3 m pro Tank; also 3 x 6 Meter für 2 Tanks

7.2 Variante 2 "Elektrolyseur bei der ARA Reinach"

Neben dem Wasserstoffeinkauf besteht auch die Möglichkeit, einen Elektrolyseur bei der ARA Reinach zu installieren und die Methanisierung direkt mit Wasserstoff zu versorgen. Wichtig dabei ist, dass der Strom für die Elektrolyse aus erneuerbaren Quellen stammt. Dieser Strom kann entweder von der PV-Anlage vor Ort stammen, ergänzt mit Stromeinkauf am Markt, oder ausschliesslich am Markt eingekauft werden. Die benötigte Elektrolyseleistung wird abhängig von den verschiedenen Betriebsmöglichkeiten bestimmt.

Tabelle 6 - Massen- und Volumenströme bei der Variante eines Elektrolyseurs bei der ARA Reinach.

	Wasserstoff-Volumenstrom	Wasserstoff-Massenstrom	Wasserstoff-Bedarf	Wasser-Bedarf ⁵	Leistung Elektrolyseur
Klärgasaufbereitung durch Membran (50 Nm ³ /h Klärgas)	80 Nm ³ /h	7.2 kg/h	173 kg/d	6'228 kg/d	400 kW

⁵ Der Wasserbedarf wird aufgrund der Wasseraufbereitung auf das Vierfache der für die reine H₂-Produktion benötigten Menge geschätzt.



Um einen Teilzeitbetrieb (z.B. 12 h pro Tag) finanziell rentabler zu gestalten als einen Vollzeitbetrieb, zeigen die Berechnungen, dass die Stromkosten für den Teilzeitbetrieb wesentlich günstiger sein müssten, als diejenigen für einen 24h-Betrieb, damit sich diese Möglichkeit finanziell lohnt und die höheren Investitionskosten durch Speicher und höhere Elektrolyseleistungen ausgeglichen würden.

7.2.1 Elektrolyseur

In diesem Projekt wird mit einem Elektrolyseur gerechnet, welcher durchschnittlich 80 Nm³/h Wasserstoff produziert. Dies sind die Eckdaten:

- Leistung: etwa 400 kW_{el} (abhängig von Hersteller)
- Eine Wasserstoffproduktion von 80 Nm³/h ergibt eine Sauerstoffproduktion von 40 Nm³/h (d.h. bei der Produktion von 1 kWh Wasserstoff entsteht an der Anlage 0.167 Nm³ Sauerstoff).
Bedarf Sauerstoff ARA: 221 Nm³ pro Tag (d.h. 23 % der Tagesproduktion)
Aktueller Preis Sauerstoff (ohne Behältermiete): 17 Rp./kg, d.h. 24 Rp./Nm³
Aktueller Preis Sauerstoff (mit Behältermiete): 25 Rp./kg, d.h. 35 Rp./Nm³
- Notwendige Reinheit: O₂ < 400 ppm, d.h. H₂-Reinheit von > 99.96 %
- Nutzung der Abwärme (sonst Anlagenkühlung) möglich

Tabelle 7 - Kosten für die Elektrolyse mit einer Wasserstoffproduktion von 80 Nm³/h (aus verschiedenen Herstellerangaben)

	Kosten	Einheit
Spezifische Investitions- und Wartungskosten	18 - 20	in Rp./Nm ³ H ₂
Stromkosten (bei 10.6 Rp./kWh _{el}) ⁶	51 - 59	in Rp./Nm ³ H ₂
Wasserkosten (1.6 l H ₂ O pro Nm ³ H ₂ ; 1.30 CHF/m ³ H ₂ O) ⁷	0.21	in Rp./Nm ³ H ₂
Gesamt	69 – 80	in Rp./Nm³ H₂
	20 – 23	in Rp./kWh H₂ ⁸

7.2.2 Platzbedarf Elektrolyse

Eine Elektrolyse wird üblicherweise in einem 40'-Container geliefert. Dieser hat die Masse 12,192 m × 2,438 m × 2,591 m (L×B×H).

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. (Businessstrompreis für 2020 der lokalen Stromversorgerin EWS Energie AG von Reinach AG).

⁷ Gemäss <https://www.reinach.ch/page/321>

⁸ Gerechnet mit dem oberen Heizwert von Wasserstoff (3,54 kWh/Nm³)



8 Aktueller Stand und weiteres Vorgehen

8.1 Techno-ökonomische Analyse

Als Grundlage für die techno-ökonomische Untersuchung wurden in einem ersten Schritt die Volumenströme bestimmt, für welche die Anlage ausgelegt werden soll. Anhand dieser konnten verschiedene Varianten der Wasserstoffbereitstellung und Möglichkeiten des Gesamtanlagenbetriebs diskutiert werden.

Die nächsten Schritte für die techno-ökonomische Analyse beinhalten die genauere Betrachtung einer industriellen Wasserstoffquelle, sowie die Gegenüberstellung verschiedener Wasserstoffquellen für einen aussagekräftigen Vergleich. Mittels einem Tool werden die Energieströme der Gesamtanlage nachvollzogen, die Anlage ökonomisch analysiert, sowie eine LCA-Analyse erstellt. Mit diesen Ergebnissen können anschliessend Aussagen zur Skalierung und Verallgemeinerung getroffen werden.

8.2 Ergänzung biologische Methanisierung

Im Rahmen der aktuellen Projektarbeit konnte die Schnittstellenklärung, die Basisauslegung der biologischen Methanisierung sowie das optimale Anlagen- und Integrationskonzept erarbeitet werden. Über Analysen und praktische Versuche konnte zudem die biologische Eignung des Klärschlammes der ARA Reinach für die BiON Methanisierung aufgezeigt werden. Zudem konnte der Arbeitsschritt 4.7 vorgezogen werden. Arbeitsschritte 4.3 und 4.4 sind mit Delay in Bearbeitung. In der folgenden Projektzeit wird die Konzeptphase beendet und die Arbeitsschritte 4.7 bis 4.10 bearbeitet.

9 Literaturverzeichnis

E-Cube Strategy Consultants (Hg.) (2018): Schweiz - Erneuerbares Gas: Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Netz bis 2030. Studie im Auftrag der EnFK, zuletzt geprüft am 03.04.2020.

Gorre, Jachin; Ortloff, Felix; van Leeuwen, Charlotte (2019): Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. In: *Applied Energy* 253, S. 113594. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113594.

Kober, T.; Bauer, C.; Bach, C.; Beuse, M.; Georges, G.; Held, M. et al. (2019): Perspectives of Power-to-X technologies in Switzerland. A White Paper.

Meier, Boris; Ruoss, Fabian; Friedl, Markus (2017): Investigation of Carbon Flows in Switzerland with the Special Consideration of Carbon Dioxide as a Feedstock for Sustainable Energy Carriers. In: *Energy Technol.* 40, S. 1899. DOI: 10.1002/ente.201600554.

Mörs, Friedemann; Schlautmann, Ruth; Gorre, Jachin; Leonhard, Robin (2020): 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, zuletzt geprüft am 27.04.2020.

Müller, Christian; Oester, Ueli (2018): Biogasaufbereitungsanlage - Aufbereitung von 40 Nm³/h Klärgas zu Reingas und Einspeisung ins 5 bar-Erdgasnetz. Hg. v. BFE Bundesamt für Energie, zuletzt geprüft am 20.05.2020.