

**Vergleich von Verfahren zur Produktion  
von Biomethan und grünem Wasserstoff aus erneuerbaren  
Quellen  
auf dem Klärwerk Schönerlinde**

Masterarbeit

angefertigt von Sylvia Greulich (371712)

Betreuung: Dr.-Ing. Christian Remy, Kompetenzzentrum Wasser Berlin

Jonas Pluschke M.Sc., Technische Universität Berlin

Erstprüfer: Prof. Dr.-Ing. Sven Geissen, Technische Universität Berlin

Zweitprüfer: Prof. Dr.-Ing. Vera Susanne Rotter, Technische Universität Berlin



TECHNISCHE UNIVERSITÄT BERLIN

Institut „Technischer Umweltschutz“

Fachgebiet Umweltverfahrenstechnik

Abgabedatum: 02.05.2022

## **EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG**

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und eigenhändig sowie ohne unerlaubte fremde Hilfe und ausschließlich unter Verwendung der aufgeführten Quellen und Hilfsmittel angefertigt habe

## **AFFIDAVIT**

I declare in lieu of oath, that I wrote this thesis and performed the associated research myself, using only literature cited in this volume.

---

Datum, Unterschrift

## **DANKSAGUNG**

An dieser Stelle möchte ich all jenen danken, die durch Ihre fachliche und persönliche Unterstützung zum Gelingen dieser Masterarbeit beigetragen haben.

Mein besonderer Dank gilt dabei vor allem Dr.-Ing. Christian Remy sowie dem Kompetenzzentrum Wasser Berlin für das Bereitstellen des interessanten Themas dieser Masterarbeit und für die aktive, konsequente und freundliche Unterstützung, die mir bei Erstellung der Arbeit sowie bei der Beantwortung sämtlicher Fragen entgegenbracht wurde.

Darüber hinaus möchte ich den Mitarbeitern der Berliner Wasserbetriebe, insbesondere Richard Günsch, Regina Gnirß, Magdalena Gierke, Daniel Hambarsomian und Clara Gey, für die Bereitstellung von Daten und Informationen sowie Diskussionsbereitschaft, danken.

Außerdem möchte ich den Mitarbeitern der Technischen Universität Berlin, insbesondere Jonas Pluschke und Prof. Dr.-Ing. Sven Geissen danken, die mir mit Diskussions- und Hilfsbereitschaft stets zur Seite gestanden haben.

# Kurzfassung

Ziel dieser Arbeit war es, am Beispiel des Klärwerks Schönerlinde, Szenarien, in denen Biomethan oder Wasserstoff, als Alternative zu einem Referenzszenario ohne „grüne“ Gase, erzeugt werden, zu modellieren und jene Szenarien auf technische Realisierbarkeit, Potential zur Einsparung von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten und wirtschaftliche Durchführbarkeit zu untersuchen. So sollte überprüft werden, wie eine optimale Energienutzung/-versorgung des Klärwerks Schönerlinde in naher Zukunft aussehen könnte.

Dafür wurde zunächst ein Basisszenario für das Klärwerk Schönerlinde entworfen, welches zukünftige Energie- und Wärmeverbräuche sowie Faulgasproduktion des Klärwerks widerspiegelt und eine komplette Verstromung des Faulgases in den BHKWs vor Ort sowie eine Einspeisung von überschüssigem Strom aus Windkraft vorsieht. Basierend darauf wurden alternative „Grünes Gas“-Szenarien betrachtet. Dabei wurden Aminwäscheszenarien, mit unterschiedlicher Betriebsweise der BHKWs, Elektrolyseszenarien, mit unterschiedlicher Auslastung des Elektrolyseurs sowie Methanisierungsszenarien, in denen Aminwäsche, Elektrolyseur und biologische Methanisierung zum Einsatz kommen, modelliert.

Für die Modellierung und somit Darstellung der Szenarien wurde ein dynamisches Modell in Microsoft Excel zusammengestellt. In dem Modell wurden Daten zu Energie- und Wärmeverbräuchen eingetragen und Energie- sowie Jahresbilanzen hinsichtlich der Lastgänge für jeden Zeitschritt (1h) einzeln berechnet, um eine realistische Einschätzung der zeitlichen Dynamik und der Speicherstände zu gewährleisten.

Im Hinblick auf technische Aspekte ist bei den Aminwäscheszenarien eine strom- oder wärmegeführte Betriebsweise der BHKWs möglich. Dies hat entsprechenden Einfluss auf die Auslastung der Aminwäsche sowie der erzeugten Biomethanmenge. Im Hinblick auf die Treibhausgasbilanz wurde festgestellt, dass die Aminwäscheszenarien, mit Herstellung von Biomethan, ökologisch sinnvoll sind, da bis zu  $1.750 \frac{t \text{ CO}_2\text{-Äquivalente}}{\text{Jahr}}$ , im Vergleich zum Referenzszenario, eingespart werden können. Mit steigendem Anteil von Grünstrom aus erneuerbaren Energiequellen im Netz sind darüber hinaus noch weitere Einsparungen möglich. Wirtschaftlich betrachtet sind die Aminwäscheszenarien gegenwärtig unwirtschaftlicher als das Referenzszenario.

Bei den Elektrolyseszenarien ist eine, nach einem Lastgang geschaltete, Elektrolyse am sinnvollsten, da auf diese Weise der Elektrolyseur konstant betrieben wird. Die Elektrolyseszenarien sind, hinsichtlich ihrer Treibhausgasbilanz und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, ungünstiger als das Referenzszenario und nur vorteilhaft, wenn günstiger EE-Strom für die Elektrolyse bezogen wird. Selbst bei Nutzung des Sauerstoffs, aus der Elektrolyse, in der Ozonung kann keine positive Wirtschaftlichkeit erzielt werden.

Die Szenarien mit biologischer Methanisierung und BHKWs erzeugen 12% zusätzliches Biomethan. Hinsichtlich ihrer Treibhausgasbilanz und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind sie jedoch, genauso wie die Elektrolyseszenarien, nur vorteilhaft, wenn günstiger EE-Strom für die Elektrolyse bezogen wird, da mit Wirkungsgradverlusten von knapp 25% bei der Wasserstoffherstellung gerechnet werden muss.

Hauptinflusspunkte auf den zukünftigen Erfolg, in Hinblick auf umwelttechnische und wirtschaftliche Aspekte der „Grünes-Gas“-Szenarien, sind die Entwicklung der Kosten und Emissionsfaktoren von Netzstrom sowie Erlösen aus Biomethan und Wasserstoff, welche gegenwärtig noch keinen Wettbewerb zur kompletten Verstromung des Faulgases in BHKWs darstellen.

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	1
2	Theoretisches Fundament.....	3
2.1	Beschreibung Standort und Ausgangslage Kläranlage Schönerlinde.....	3
2.2	Beschreibung der angewandten Technologien.....	4
2.2.1	Entschwefelung .....	4
2.2.2	Trockner .....	6
2.2.3	Biogasaufbereitungsverfahren.....	7
2.2.4	Elektrolyse.....	10
2.2.5	Methanisierung.....	12
2.2.6	Faulgasspeicher .....	14
2.2.7	Sauerstoff- und Kohlenstoffdioxidspeicher.....	15
2.2.8	Wärmespeicher .....	16
2.2.9	Heizkessel.....	16
2.2.10	Blockheizkraftwerke .....	17
2.2.11	Übergabestation – GDRM Station.....	18
2.3	Rechtliche Rahmenbedingungen.....	18
2.3.1	Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) und Energiesteuergesetz (EnergieStG).....	18
2.3.2	Gesetz über den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) .....	19
2.3.3	Stromsteuergesetz (StromStG).....	20
2.3.4	Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL) und Delegierter Rechtsakt nach Art. 27 Abs. 3 EE-RL	20
3	Methodik .....	21
3.1	Datenaufbereitung Eingangsdaten Status Quo .....	21
3.2	Auswahl Aggregate und Zusammenstellung Szenarien .....	22
3.2.1	Vergleichskriterien .....	22
3.2.2	Auswahl Aggregate .....	22
3.2.3	Zusammenstellung Szenarien.....	25
3.3	Excel-Modellierung.....	30
3.3.1	Szenario Status Quo .....	31
3.3.2	Biogasaufbereitungszenarien.....	33
3.3.3	Elektrolyseszenarien.....	36
3.3.4	Szenarien mit Elektrolyse und Biologischer Methanisierung .....	38

3.4	Auswertung nachhaltige und wirtschaftliche Aspekte .....	40
3.4.1	Beurteilung der Nachhaltigkeit basierend auf CO <sub>2</sub> <sub>eq</sub> -Faktoren.....	40
3.4.2	Preisfaktoren von erzeugten und verwendeten Gasen und Strom .....	41
4	Ergebnisse des Energiemodells .....	43
4.1	Referenzszenario .....	43
4.2	Aminwäscheszenarien.....	46
4.2.1	Szenario 1.1 - Aminwäsche mit drei wärmegeführten BHKWs.....	46
4.2.2	Szenario 1.2 - Aminwäsche mit drei stromgeführten BHKWs .....	49
4.2.3	Szenario 1.3 - Aminwäsche ohne BHKWs .....	52
4.3	Elektrolyseszenarien.....	53
4.3.1	Szenario 2.1 - Elektrolyse mit EE-Überschussstrom aus den Windenergieanlagen, drei gasgeführte BHKWs.....	53
4.3.2	Szenario 2.2 - Betrieb der Elektrolyse mit einer konstanten Leistung (dabei Nutzung Überschussstrom aus Windenergie und Zukauf Strom), drei gasgeführte BHKWs .....	54
4.3.3	Szenario 2.3 - Betrieb der Elektrolyse mit einem festen Lastgangprofil, drei gasgeführte BHKWs .....	55
4.4	Elektrolyseszenarien mit Biologischer Methanisierung .....	58
4.4.1	Szenario 3.1 - Elektrolyse mit Lastgangprofil, Aminwäsche, Biologische Methanisierung, keine BHKWs.....	58
4.4.2	Szenario 3.2 - Elektrolyse mit Lastgangprofil, Biologische Methanisierung, elektrolysegeführte Aminwäsche, drei gasgeführte BHKWs.....	59
5	Diskussion .....	60
5.1	Technische Aspekte.....	60
5.1.1	Aminwäscheszenarien .....	60
5.1.2	Elektrolyseszenarien.....	62
5.1.3	Biologische Methanisierung.....	62
5.2	CO <sub>2</sub> -Äquivalente .....	65
5.3	Wirtschaftlichkeit unter Einbezug rechtlicher Aspekte.....	67
6	Sensitivitätsanalyse .....	70
7	Fazit.....	73
8	Literatur.....	75
9	Anhang .....	80

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Standort der Kläranlage Schönerlinde (Google Maps, 2022) .....	3
Abbildung 2: Fließbild Status Quo.....	25
Abbildung 3: Fließbild Biogasaufbereitung mit BHKWs .....	26
Abbildung 4: Fließbild Biogasaufbereitung ohne BHKWs.....	27
Abbildung 5: Fließbild Betrieb Elektrolyseur mit Überschussstrom aus Elektrolyse .....	28
Abbildung 6: Fließbild Betrieb Elektrolyseur konstant bzw. nach Schaltvorlage.....	28
Abbildung 7: Fließbild Methanisierungsszenario ohne BHKWs .....	29
Abbildung 8: Fließbild Methanisierungsszenario mit BHKWs .....	30
Abbildung 9: Übersicht über Inputs und Outputs des dynamischen Excelmodells.....	30
Abbildung 10: Übersicht über Entscheidungswege dynamisches Modell Status Quo.....	31
Abbildung 11: Linearisierte Leistung - Auslastungskurve.....	32
Abbildung 12: Übersicht Entscheidungswege dynamisches Modell Szenario 1.1 - Aminwäsche mit drei wärmegeführten BHKWs.....	33
Abbildung 13: Übersicht Entscheidungswege dynamisches Modell Szenario 1.2 - Aminwäsche mit drei stromgeführten BHKWs.....	34
Abbildung 14: Übersicht Entscheidungswege dynamisches Modell Szenario 1.4 - Aminwäsche ohne BHKWs .....	35
Abbildung 15: Übersicht Entscheidungswege dynamisches Modell Szenario 2.1 - Elektrolyse Betrieb mit EE-Überschussstrom aus Windenergie .....	36
Abbildung 16: Übersicht Entscheidungswege dynamisches Modell Szenarien 2.2 und 2.3 - Elektrolyse Betrieb mit EE-Überschussstrom und Netzstrom.....	37
Abbildung 17: Übersicht Entscheidungswege dynamisches Modell Szenario 3.1- Elektrolyse, Aminwäsche und Biologische Methanisierung ohne BHKWs.....	38
Abbildung 18: Übersicht Entscheidungswege dynamisches Modell Szenario 3.1- Elektrolyse, Aminwäsche und biologische Methanisierung mit BHKWs.....	39
Abbildung 19: Ermittelte Wärmebedarfskurve für das Referenzjahr 2026.....	44
Abbildung 20: Ermittelte Strombedarfskurve für das Referenzjahr 2026.....	44
Abbildung 21: EE-Stromerzeugung aus WEA im Referenzjahr 2026.....	44
Abbildung 22: Ermittelte Faulgasproduktionskurve für das Referenzjahr 2026.....	44
Abbildung 23: Ermittelte Wärmedeckungsbilanz für das Referenzjahr 2026.....	45
Abbildung 24: Ermittelte Stromdeckungsbilanz für das Referenzjahr 2026.....	45
Abbildung 25: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.1a .....	47
Abbildung 26: Modellierter Füllstand Gasspeicher Szenario 1.1a.....	47
Abbildung 27: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.1b .....	47
Abbildung 28: Modellierter Füllstand Gasspeicher Szenario 1.1b.....	47
Abbildung 29: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.1c .....	47
Abbildung 30: Modellierter Füllstand Gasspeicher Szenario 1.1c.....	47
Abbildung 31: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.1d .....	48
Abbildung 32: Modellierter Füllstand Gasspeicher Szenario 1.1d.....	48
Abbildung 33: Vergleich Betriebs- und Volllaststunden der Aminwäscheszenarien 1.1a-1.1d .....	48
Abbildung 34: Prozentuale Auslastung bei 3 wärmegeführten BHKWs für Szenario 1.1c.....	49
Abbildung 35: Prozentuale Auslastung bei 2 wärmegeführten BHKWs für Szenario 1.1c.....	49

Abbildung 36: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.2a .....	49
Abbildung 37: Modellierter Füllstand Gasspeicher Szenario 1.2a .....	49
Abbildung 38: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.2b .....	50
Abbildung 39: Modellierter Füllstand Gasspeicher Szenario 1.2b .....	50
Abbildung 40: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.2c .....	50
Abbildung 41: Modellierter Füllstand Gasspeicher Szenario 1.2c .....	50
Abbildung 42: Vergleich Betriebs- und Volllaststunden der Aminwäscheszenarien 1.2a-1.2c .....	51
Abbildung 43: Prozentuale Auslastung bei 3 stromgeführten BHKWs .....	51
Abbildung 44: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.3 .....	52
Abbildung 45: Überschussstrom aus WEA in den Elektrolyseur .....	53
Abbildung 46: Überschussstrom aus BHKWs in den Elektrolyseur .....	53
Abbildung 47: Füllstand Sauerstoffspeicher Szenario 2.1 .....	53
Abbildung 48: Füllstand Sauerstoffspeicher bei Dimensionierung Elektrolyseur 500 kW .....	55
Abbildung 49: Füllstand Sauerstoffspeicher bei Dimensionierung Elektrolyseur 1 MW .....	55
Abbildung 50: Füllstand Sauerstoffspeicher bei Dimensionierung Elektrolyseur 1,5 MW .....	55
Abbildung 51: Tageslastgänge des Stromverbrauches der Kläranlage des jeweils ersten eines Monats im Jahr 2019 und dementsprechende angelegte Auslastungskurve des Elektrolyseurs .....	56
Abbildung 52: Tageslastgänge der täglichen EE-Stromerzeugung im Juli 2019 und dementsprechende angelegte Auslastungskurve des Elektrolyseurs .....	56
Abbildung 53: Füllstand Sauerstoffspeicher bei Dimensionierung Elektrolyseur nach Lastgang 1 .....	57
Abbildung 54: Vergleich Betriebs- und Volllaststunden der Aminwäschen ausgewählter Aminwäscheszenarien .....	60
Abbildung 55: Vergleich Betriebs- und Volllaststunden der BHKWs ausgewählter Aminwäscheszenarien .....	61
Abbildung 56: Vergleich Betriebs- und Volllaststunden der Aminwäschen aus Aminwäsche- und Methanisierungsszenarien .....	63
Abbildung 57: Vergleich Betriebs- und Volllaststunden der BHKWs aus Aminwäsche- und Methanisierungsszenarien .....	64
Abbildung 58: Energiebilanz der ausgewählten Szenarien .....	64
Abbildung 59: Treibhausgasbilanz der ausgewählten Szenarien .....	66
Abbildung 60: Übersicht über Energiekosten und -erlöse aus ausgewählten Szenarien .....	68
Abbildung 61: Übersicht über Gesamtkosten aus ausgewählten Szenarien .....	69
Abbildung 62: Sensitivitätsanalyse mit verringerten Emissionsfaktoren für Netzstrombezug .....	70
Abbildung 63: Gegenüberstellung von Marktpreisen und Aufschlägen für den Netzstrombezug .....	71
Abbildung 64: Sensitivitätsanalyse mit Erhöhung Erdgaskosten und Biomethanerlösen .....	72



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht Betriebsdaten der Biogasaufbereitungsverfahren (Dunkelberg et al., 2015),(Ryser Ingenieure AG, 2019).....	10
Tabelle 2: Übersicht Betriebsdaten der Elektrolyseverfahren (Götz et al., 2016), (Büttner et al., 2018) ..	12
Tabelle 3: Übersicht Betriebsdaten der Methanisierungsverfahren (Götz et al., 2016, Zapf et al., 2017, Bär et. al, 2015).....	14
Tabelle 4: Verbrauchssteigerung bei sinkender Auslastung in BHKWs.....	32
Tabelle 5: Übersicht über die Preiskomponente zur Bildung der Prognose des Strompreises für 2026 ....	41
Tabelle 6: Übersicht über zusätzliche Stromverbräuche durch geplante Aggregate zu 2026 (Quelle: Berliner Wasserbetriebe, 2021).....	43
Tabelle 7: Übersicht über Stromeinsparungen durch Wegfall von Aggregaten zu 2026 (Quelle: Berliner Wasserbetriebe, 2021).....	43
Tabelle 8: Übersicht über Verbrauchswerte von 2019 sowie angepasste Daten für 2026 .....	44
Tabelle 9: Übersicht Betriebs- und Volllaststunden der BHKWs im Referenzszenario 2026 .....	46
Tabelle 10: Übersicht über verschieden dimensionierte Aminwäschen mit 3 wärmegeführten BHKW ...	46
Tabelle 11: Übersicht über verschieden dimensionierte Aminwäscheszenarien mit 3 stromgeführten BHKW.....	49
Tabelle 12: Übersicht Betriebs- und Volllaststunden der BHKWs für Szenario 1.2 - stromgeführte Betriebsweise der BHKW .....	51
Tabelle 13: Übersicht Betriebs- und Volllaststunden der Aminwäscheaggregate Szenario 1.3 - Aminwäsche ohne BHKW .....	52
Tabelle 14: Vergleich von Kennzahlen bei unterschiedlicher Dimensionierung des Elektrolyseurs Szenario 2.2 .....	54
Tabelle 15: Übersicht Betriebs- und Volllaststunden der Elektrolyse Szenario 2.3 - Elektrolyse mit Lastgang.....	57
Tabelle 16: Vergleich von Kennzahlen bei unterschiedlicher Dimensionierung des Elektrolyseurs Szenario 2.3 .....	57
Tabelle 17: Vergleich von Kennzahlen bei unterschiedlicher Dimensionierung der Szenarien mit biologischer Methanisierung 3.1 & 3.2 .....	58
Tabelle 18:Übersicht Betriebs- und Volllaststunden der BHKWs - Szenario 3.2 - Biologische Methanisierung H <sub>2</sub> -geführt.....	59
Tabelle 19: Übersicht über Dimensionierung der Aminwäschen und erzeugte Biomethanmengen ausgewählter Aminwäscheszenarien.....	60
Tabelle 20: Übersicht über Dimensionierung der Elektrolyseeinheiten und Kennzahlen ausgewählter Elektrolyseszenarien.....	62
Tabelle 21: Übersicht über Dimensionierung von Elektrolyse und Aminwäsche aus den Methanisierungsszenarien .....	63
Tabelle 22: Übersicht über spezifische Emissionsfaktoren zur Berechnung der CO <sub>2</sub> -eq.....	66

# 1 Einleitung

Auf den Berliner Klärwerken wird aus Klärschlamm Faulgas gewonnen, das momentan vor Ort in Blockheizkraftwerken (BHKWs) in Strom und Wärme umgewandelt wird. Dabei geht allerdings Überschusswärme verloren. Zusätzlich wird der positive Effekt für den Klimaschutz durch den zunehmenden Anteil regenerativer Energien im Stromnetz begrenzt.

Zukünftig könnte das Potential dieser „grünen“ Gase zum Klimaschutz voll ausgeschöpft werden, wenn Faulgase und andere, aus Abwasser oder Abfallströmen, gewonnenen Energieträger in weiteren Sektoren wie Verkehr, Industrie und Wärmeversorgung in Gebäuden eingesetzt würden. Dazu zählt unter anderem zu Biomethan aufgereinigtes Faulgas, aber auch die Produktion von „grünem“ Wasserstoff, der mit erneuerbarem Strom über Elektrolyse erzeugt wird. Ein solches Power-to-Gas Konzept kann auf Klärwerken einen wichtigen Beitrag für die Energiewende leisten.

Die technische Realisierung dieser Konzepte, aber auch die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind jedoch so komplex, dass sie bisher noch nicht umgesetzt wurden. Diese Masterarbeit entsteht im Rahmen des Projektes „Grünes Gas“, welches in Zusammenarbeit mit den Berliner Wasserbetrieben, den Berliner Stadtwerken und Veolia Deutschland verschiedene Szenarien für eine tragfähige Sektorenkopplung entwickelt und diese technisch, ökonomisch und ökologisch bewertet. Mit den Ergebnissen soll das gesamte Potential von „Grünem Gas“ als Beitrag für den Klimaschutz in der Region Berlin-Brandenburg ermittelt werden.

Konkreter Inhalt dieser Masterarbeit ist die Modellierung von Szenarien zur Erzeugung von grünen Gasen, in Zusammenarbeit mit den Berliner Wasserbetrieben, für das Klärwerk in Schönerlinde. Vor Ort befinden sich drei Windräder, welche die Kläranlage mit regenerativem Strom versorgen und bei Überschuss Strom aus erneuerbaren Energiequellen (EE-Strom) derzeit in das Stromnetz einspeisen. Darüber hinaus sollen zukünftig drei Blockheizkraftwerke gebaut werden, die zusätzlich zur Deckung des Strom-, aber auch Wärmebedarfes des Klärwerks Schönerlinde beitragen sollen. Jedoch bleibt bei dieser gasgeführten Betriebsweise der Blockheizkraftwerke Faulgas teilweise ungenutzt.

Die Fragestellung dieser Arbeit formuliert sich demnach wie folgt:

- Wie sieht eine optimale Energienutzung bzw. -versorgung des Klärwerks Schönerlinde in naher Zukunft (mit Referenzjahr 2026) aus.

Dabei lassen sich folgende Unterfragestellungen formulieren:

- Welche Aggregate zur Erzeugung von grünen Gasen können, unter Aspekten des Lastbetriebes und der Betriebsstunden, gut in den Betrieb der Kläranlage Schönerlinde integriert werden.
- Welche Möglichkeiten der Nutzung von überschüssigem Faulgas und überschüssigem EE-Strom bieten das größte Potential an CO<sub>2</sub>-Einsparungen, unter Einbezug wirtschaftlicher und rechtlicher Aspekte.

Das Ziel der Arbeit ist es, alternative Szenarien mit Verfahren, welche zur Erzeugung von grünen Gasen eingesetzt werden können, zu modellieren und diese auf technische Realisierbarkeit auf dem Klärwerk Schönerlinde zu überprüfen. Außerdem wird das Potential für CO<sub>2</sub>-Einsparungen, im Vergleich zur kompletten Verstromung des Faulgases in den BHKWs, sowie die Wirtschaftlichkeit, auch im Hinblick auf

monetäre rechtliche Aspekte, betrachtet und diskutiert. Basierend auf diesen Aspekten soll sowohl ein Vergleich der alternativen Verfahren zum Referenzszenario als auch untereinander hergestellt werden.

Zur Realisierung des oben beschriebenen Projektes wird zunächst ein Basisszenario für das Klärwerk Schönerlinde entworfen, welches die an 2026 angepassten voraussichtlichen Energie- und Wärmeverbräuche sowie Faulgasproduktion des Klärwerks widerspiegelt. Basierend darauf werden verschiedene Szenarien zur nachhaltigen Nutzung des ungenutzten oder kompletten Faulgases bzw. der Überschussenergie aus Windkraft entworfen und die daraus entstehenden Stoff- und Energieströme modelliert. Zur Erstellung der Treibhausgasbilanz werden jene Energieströme mit Emissionsfaktoren hinterlegt und so die CO<sub>2</sub>-Äquivalente errechnet. Außerdem werden Betriebs- und Investitionskosten sowie Energieerlöse und -kosten, im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung, recherchiert und aufgelistet.

## 2 Theoretisches Fundament

### 2.1 Beschreibung Standort und Ausgangslage Kläranlage Schönerlinde

Das drittgrößte Berliner Klärwerk liegt im Norden Berlins, verfügt, bei Trockenwetter, über einen täglichen Abwasserzufluss von ca. 105.000 m<sup>3</sup> Abwasser (Berliner Wasserbetriebe, 2022) und reinigt das Wasser von ca. 750.000 Menschen aus Berlin und Brandenburg (Berliner Senat, 2019).



Abbildung 1: Standort der Kläranlage Schönerlinde (Google Maps, 2022)

Die Kläranlage verfügt seit 1993 über eine dritte Reinigungsstufe, welche eine biologische Phosphatelimination, in Kombination mit Nitrifikation und Denitrifikation, enthält. Der anfallende Schlamm wird mesophil in vier Faulbehältern mit einem Gesamtvolumen von 32.000 m<sup>3</sup> stabilisiert und hygienisiert. Anschließend wird der Klärschlamm entwässert und getrocknet. Der getrocknete Schlamm wird in Kraftwerken und Zementwerken sowie auf der Schlammverbrennungsanlage des Klärwerks Ruhleben genutzt (Berliner Wasserbetriebe, 2022).

Das in den Faulbehältern produzierte Gas wird in zwei Gasbehältern zwischengespeichert und zum Trocknen des Klärschlammes, zu Heizzwecken und zur Stromerzeugung verwendet (Berliner Wasserbetriebe, 2022). Die Stromerzeugung aus Faulgas erfolgt derzeit in einem fremdbetriebenen BHKW mit einer Nennleistung von 500 kW<sub>el</sub> sowie in zwei Mikrogasturbinen mit einer Nennleistung von je 200 kW<sub>el</sub> (Berliner Wasserbetriebe, 2021). Darüber hinaus stehen seit 2012 drei Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von je 2 MW<sub>el</sub> auf dem Gelände des Klärwerks, die Strom zur Eigenversorgung erzeugen. Überschüssige Energie wird eingespeist (Berliner Wasserbetriebe, 2022).

Für die Modellierung des Referenzszenarios „Status Quo“ werden Daten aus dem Jahr 2019 verwendet und um Annahmen hinsichtlich der geplanten Änderungen des Betriebes des Klärwerkes in den nachfolgenden Jahren, ergänzt. Die gesamte Elektroenergieerzeugung im Jahr 2019 betrug 18.309 MWh, von denen 77% auf der Kläranlage direkt wiederverwendet wurden. 62% der gesamten Elektroenergieerzeugung entstammten den Windenergieanlagen, davon wurden 35% an EE-Strom, der im jeweiligen Zeitfenster nicht komplett auf dem Klärwerk gebraucht wurde, in das Stromnetz eingespeist. Stromdefizite an anderer Stelle wurden durch Netzstrombezug kompensiert, der 37% des Gesamtstrombedarfes betrug. Die erzeugte

Faulgasmenge im Jahr 2019 betrug 7.609.643 m<sup>3</sup> und entsprach somit einer Faulgaserzeugung von ca. 1000  $\frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ . 53% des Faulgases wurden für die Schlammwässerung und -trocknung sowie für die Hausheizung verwendet (Berliner Wasserbetriebe, 2021). Dazu wurden Zentrifugen und Trommeltrockner verwendet. Das restliche Faulgas wurde sowohl in das BHKW als auch in die Mikrogasturbinen geleitet, die Wärme für den Faulturm erzeugten (Berliner Wasserbetriebe, 2022). Zusätzlich wurden 2019 noch 1.089 MWh an Erdgas bezogen, welche in 2 Heizkesseln, mit Nennleistung von je 2.300 kW<sub>th</sub>, die Wärme-defizite ausgeglichen haben (Berliner Wasserbetriebe, 2021).

## 2.2 Beschreibung der angewandten Technologien

Im Rahmen dieser Masterarbeit werden lediglich die Aggregate recherchiert und diskutiert, die im direkten Zusammenhang mit der Faulgasverarbeitung sowie Verwendung des EE-Stromes, nicht aber deren Erzeugung, stehen. Dies bedeutet, dass die Komponenten, die sich mit der tatsächlichen Reinigung des Abwassers befassen, als gegeben angesehen und nicht diskutiert werden. Auch sind die Faultürme und deren Betriebsweise nicht Gegenstand der Untersuchung. Dabei sind die recherchierten Aggregate nachfolgend aufgeführt.

### 2.2.1 Entschwefelung

Während der Vergärung im Faulturm entstehen neben Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) und Methan (CH<sub>4</sub>) auch toxischer Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S). Dieser muss auf Grund seiner korrosiven Wirkung auf nachfolgende Anlageanteile sowie der umweltbelastenden Wirkung durch die, aus Schwefelwasserstoff entstehenden, Schwefeloxide bei der Verstromung des Faulgases im BHKW größtenteils abgeschieden werden (Beil et al., 2012). Außerdem ist eine weiterführende Entschwefelung vor der Einspeisung des Biomethans notwendig, um den Qualitätsanforderungen nach DVGW-Arbeitsblättern, die eine Höchstkonzentration an Schwefelwasserstoff von 5 ppm vorschreiben, zu entsprechen (DVGW, 2020). Es wird zwischen Grob- und Feinent Schwefelung unterschieden (Beil et al., 2012), wobei die Grobentschwefelung Verfahren umfasst, die eine Reduzierung des Schwefelwasserstoffes um 99% bewirken (Adler et al., 2014). Feinent Schwefelungsverfahren reduzieren den Schwefelwasserstoffgehalt weiterhin auf maximal 5 ppm (Scholwin et al., 2017).

#### 2.2.1.1 Grobentschwefelung

Für die Verstromung des Faulgases in BHKWs ist eine Grobentschwefelung ausreichend, um Schäden im BHKW durch Korrosion vorzubeugen und die Entstehung von Schwefeloxiden zu verhindern (Beil et al., 2012). Hierbei gibt es diverse Verfahren:

##### Biologische Entschwefelung:

Bei dem biologischen Verfahren werden H<sub>2</sub>S-verzehrende Mikroorganismen eingesetzt. Dies kann sowohl in-situ, im Faulbehälter, als auch ex-situ, in Form einer Tropfkörperanlage oder eines Biowäschers, erfolgen (Adler et al., 2014). Im Bereich der Biogasaufbereitung empfiehlt sich die Anwendung außerhalb der Faultürme, da es andernfalls zu einer Verdünnung des Faulgases mit Luftstickstoff kommen kann, der im weiteren Verlauf nicht mehr abgetrennt werden kann (Beil et al., 2012). Prinzipiell wird erst die Schwefelwasserstofffraktion aus dem Faulgas gelöst und mikrobiell, durch Thiobazillen, in elementaren Schwefel sowie Sulfat überführt und anschließend entfernt (Adler et al., 2014).

In **Tropfkörperanlagen** tritt das Rohgas von unten in die Tropfkörperanlage ein, durchströmt im Gegenstrom das Waschmedium, eine Nährlösung mit zugegebenen Thiobazillen, und umspült die Tropfkörper, aus Polypropylen, auf denen ebenfalls Thiobazillen immobilisiert sind (TS Umwelтанlagenbau, 2018). Anschließend tritt es am oberen Ende der Kolonne gereinigt wieder aus (Khan et al., 2017). Die Regenerierung des Waschmediums erfolgt mittels Luftsauerstoff. Schwefel und Sulfat werden mit der Nährlösung aus dem System entfernt. Es ist daher notwendig, die im Kreislauf geführte Nährlösung teilweise auszutauschen, da sich der abgetrennte Schwefel in Form von elementarem Schwefel und Schwefelsäure kumuliert, was zu einer zu starken Versauerung führen kann (Adler et al., 2014).

**Biowäscher** bestehen aus zwei Kolonnen. In der ersten Kolonne durchströmt das Faulgas im Gegenstrom eine Füllkörperkolonne, in der das zu entfernende  $H_2S$  anhand einer verdünnten Natronlauge absorbiert wird. Die Natronlauge muss anschließend in einem zweiten Bioreaktor, mit Hilfe von zugeführten Luftsauerstoff und Thiobazillen, regeneriert werden (Dunkelberg et al., 2015). Auch bei diesem Verfahren muss ein kleiner Teil der Waschlösung ausgeschleust und neutralisiert werden, um eine Versauerung des Biogaswäschers, aufgrund der Sulfatbildung, zu vermeiden. Der im Bioreaktor gebildete elementare Schwefel sedimentiert und wird abgezogen (Adler et al., 2014).

Der Biowäscher hat, im Vergleich zur Tropfkörperanlage, den Vorteil, dass durch die Oxidation des absorbierten  $H_2S$ , in einer separaten Kolonne, eine Verblockung des Wäschers ausgeschlossen werden kann. Nachteilig ist jedoch anzumerken, dass das Verfahren mit einem höheren apparativen Aufwand einhergeht und dass lediglich gut lösliche Schadstoffe entfernt werden können.

#### Sulfidfällung:

Bei diesem Verfahren werden  $Fe^{2+}$ -Ionen, entweder in Form von Eisensalzen oder Salzlösungen, direkt in den Faulturn gegeben. Die  $Fe^{2+}$ -Ionen bilden mit den vorhandenen  $S^{2-}$ -Ionen unlösliches Eisen(II)sulfid, das sich im Faulschlamm ansammelt und mit diesem ausgetragen wird. Dieses Verfahren ist, im Hinblick auf Investitionskosten, sehr günstig (Adler et al., 2014).

### **2.2.1.2 Feinentschwefelung**

Bei dieser Methode erfolgt zunächst eine Adsorption des  $H_2S$  an **dotierte** oder mit Kaliumiodid bzw. Kaliumcarbonat **imprägnierte** Aktivkohle sowie eine anschließende katalytische Oxidation des adsorbierten  $H_2S$ . Die Imprägnierung bzw. Dotierung der Aktivkohle mit chemischen Substanzen wirkt dabei als Katalysator und bewirkt eine Erhöhung der Reaktionsgeschwindigkeit und der möglichen Beladungskapazitäten durch eine chemische Bindung des Schwefels an der Aktivkohleoberfläche. Aus wirtschaftlichen Gründen wird die Aktivkohle nach vollständiger Beladung meist ausgewechselt und anschließend thermisch entsorgt oder deponiert. Eine Regenerierung wäre zwar technisch möglich, allerdings mit einem hohen Energieaufwand verbunden (Adler et al., 2014).

Das Verfahren mit dotierter Aktivkohle verläuft nach dem gleichen Prinzip, jedoch ist hier eine bessere Beladung der Aktivkohle bei geringerer Sauerstoffzufuhr möglich (Urban et al., 2009). Die Aktivkohle kann in Form von Schüttbett- oder Flachbettadsorbern angewandt werden. (Stift et al., 2015). Alternativ kann auch eine Bindung an Zinkoxidpellets im Festbett erfolgen. Diese Variante beinhaltet jedoch einen temperaturintensiven Schritt, da der Schwefelwasserstoff erst bei Temperaturen zwischen  $200^{\circ}C$  und  $400^{\circ}C$  mit Zinkoxid zu Zinksulfid und Wasserstoff reagiert (Stift et al., 2015).

## 2.2.2 Trockner

Das Faulgas ist nach Austritt aus dem Faulturm bzw. nach der biologischen Entschwefelung mit Wasserdampf gesättigt (Adler et al., 2014). Es ist notwendig, an diesem Punkt das Wasser dem Gasstrom weitgehend zu entziehen, um eine Kondensation, die aufgrund des darin gelösten CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>S eine erhöhte Korrosion bewirken kann, in den nachfolgenden Anlagenkomponenten vorzubeugen (Urban et al., 2009). Darüber hinaus soll die Trocknung verhindern, dass anschließende Gasreinigungsprozesse in ihrer Wirkung negativ beeinflusst werden (Adler et al., 2014). Im weiteren Verlauf der Biogasaufbereitung ist es ebenfalls vor der Einspeisung notwendig, eine zweite Trocknungsstufe einzubauen, damit das einzuspeisende Biomethan den Anforderungen der DVGW-Regelwerke, insbesondere DVGW 260 sowie DVGW 262, entspricht (Urban et al., 2009). Dies sieht einen maximalen Feuchtegehalt von 60% vor (DVGW, 2021). Im Rahmen der Biogasaufbereitung werden vorwiegend Kondensations- oder adsorptive Verfahren verwendet (Urban et al., 2009).

### 2.2.2.1 Kondensationstrocknung

Bei der Kondensations- oder Kältetrocknung wird der zu trocknende Gasstrom auf eine Temperatur unterhalb des Taupunktes gekühlt, sodass dieser kondensiert. Je weiter die Temperatur abgesenkt wird, desto mehr Kondensat wird gebildet. In Kläranlagen hat sich dieses Verfahren als Vortrocknungsverfahren durchsetzen können und das Gas wird in der Regel dabei auf ca. 5°C abgekühlt, was zu einer entsprechenden Kondensation führt (Adler et al., 2014). Diese Art der Trocknung ist für nachfolgende adsorptive Prozesse, wie beispielsweise der Druckwechseladsorption, ausreichend. Vor der Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz müsste jedoch in der Regel, zur Erfüllung der Grenzwertanforderungen nach DVGW G 262, noch ein weiterer Trockenschritt erfolgen (Adler et al., 2014).

### 2.2.2.2 Adsorptionstrocknung

Die Adsorptionstrocknung entfernt, mit Hilfe von Kieselgel, Aluminiumoxiden oder Molekularsieben, Wasser aus dem Gasstrom (Adler et al., 2014). Es erfolgt die Anlagerung der Wassermoleküle an die Oberfläche des Festkörpers, wobei die Bindung von Wasser durch den Gleichgewichtseffekt hervorgerufen wird. Das Verfahren ist anwendbar bei Volumenströmen von 100 bis 100.000  $\frac{m^3}{h}$  (Dunkelberg et al., 2015). Bei einem kontinuierlich anfallendem Gasstrom ist der parallele Betrieb mehrerer Adsorbentien üblich, da auf diese Weise stets mindestens ein Adsorbens regeneriert werden kann (Adler et al., 2014). Eine Regenerierung ist, durch das Zuführen von erwärmter Luft bei 120°C-150°C (Reppich et al., 2009), möglich, um die Wassermoleküle so vom Festkörper zu desorbieren. Eine Regenerierung ist auch durch Druckabsenkung und dem Zuführen eines entspannten Luftteilstroms möglich. Das Regenerationsgas fließt jeweils im Gegenstrom, wobei das Verfahren der Druckabsenkung, im Vergleich zum Zuführen von erwärmter Luft, weniger Energie verbraucht, keine Wärmeisolation erfordert und eine längere Lebensdauer des Adsorbens aufweist. Im Vergleich zur Kondensationstrocknung weist die Adsorptionstrocknung folgende Vorteile auf (Adler et al., 2014):

- Hohe Wasseraufnahmekapazität (bis 40%)
- Geringe Betriebskosten
- Verminderte Korrosionsgefahr

- Wiederverwendbarkeit der Adsorbentien

### 2.2.3 Biogasaufbereitungsverfahren

Das Konzept der Biogasaufbereitung umfasst die Abtrennung von Kohlenstoffdioxid und somit die Erzeugung eines reinen Biomethanstromes. Ziel ist es, das Gas so konditionieren, dass die Gaseigenschaften nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 sowie G 262 erreicht werden (Adler et al., 2014). Wichtigste Größe ist dabei der Methangehalt im Biomethan, welches mindestens 96% betragen muss. Weiterhin darf der Methanschlupf der ausgewählten Biogasaufbereitungsmethode 2,5% nicht überschreiten (Ryser Ingenieure AG, 2019). Für den Wassergehalt gilt, dass eine relative Feuchtigkeit des Gases von 60% nicht überschritten werden darf. Weiterhin darf maximal 1% an Kohlenstoffmonoxid enthalten sein. Der Sauerstoffgehalt darf in trockenen Netzen maximal 3%, in feuchten Gasnetzen maximal 0,5% betragen (Urban et al., 2009).

Dafür werden von den 244 Biogasanlagen, die 2020 in Deutschland Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist haben, die vier nachfolgenden Verfahren verwendet (biogaspartner, 2021):

#### 2.2.3.1 Druckwechseladsorption (DWA)

Das Prinzip der Druckwechseladsorption beruht auf dem unterschiedlichen Adsorptionsverhalten der Gasbestandteile gegenüber einem Adsorbens (Beil et al., 2012). Dabei kommen Aktivkohlen, Molekularsieve (Zeolithen) oder Kohlenstoffmolekularsieve als Adsorbens zur Abtrennung von CO<sub>2</sub>, welches leichter an das Adsorbens zu binden ist als Methan, zum Einsatz (Adler et al., 2014). Gegenwärtige Laborprojekte beschäftigen sich mit dem Potenzial von Kaffeesatz als Adsorbens für Druckwechseladsorption (Abd et al., 2022). Niedrige Temperaturen und hoher Druck begünstigen die CO<sub>2</sub>-Adsorption (Adler et al., 2014). Die Adsorbentien reagieren empfindlich auf Verunreinigungen wie beispielsweise H<sub>2</sub>S, weshalb eine vorgeschaltete Reinigung, in Form einer Feinentschwefelung und Trocknung notwendig ist. Einerseits um die Lebensdauer der Adsorbentien zu verlängern (Adler et al., 2014), andererseits um das Trennergebnis nicht negativ zu beeinflussen (Reppich et al., 2009). Bei dem Verfahren wird der Gasstrom zunächst auf vier bis sieben bar verdichtet und dabei anfallendes Kondensationswasser abgeführt. Anschließend wird das Gas in die Adsorptionskolonne über das Adsorbens geführt (Beil et al., 2012). Eine Regeneration des Adsorbens ist mittels Evakuierung durch Senkung des Drucks auf 100 mbar möglich. Das mit Hilfe einer Vakuumpumpe abgesaugte CO<sub>2</sub>-reiche Gas enthält jedoch noch beträchtliche Mengen an Methan und muss einer Schwachgasnachbehandlung zugeführt werden. Der Methanverlust beträgt dabei 1-5 Vol% (Ryser Ingenieure AG, 2019). Nach der Regeneration des Adsorbens steht dieses wieder für den Trennprozess zu Verfügung. Für einen kontinuierlichen Prozessablauf ist es empfehlenswert, mehrere Adsorber parallel zu schalten (Adler et al., 2014). Sobald das Sieb des Adsorbers gesättigt ist, wird der Rohbiogasstrom auf den nächsten Adsorber umgeschaltet (Reppich et al., 2009). Vorteil dieses Verfahrens ist, dass weder Wärme noch Chemikalien gebraucht werden (Adler et al., 2014). Nachteilig muss angemerkt werden, dass der Methan-Schlupf mit 1-4% relativ hoch ist und der Methangehalt im Produktgas lediglich 96-98% beträgt (Ryser Ingenieure AG, 2019). Auch der gegenwärtig untersuchte Ansatz mit Kaffeesatz als Adsorbens erreicht lediglich Methangehalte von 97% im Produktgas (Abd et al., 2022). Der Strombedarf beläuft sich auf  $0,2-0,25 \frac{kWh}{Nm^3}$  erzeugtem Biomethan (Ryser Ingenieure AG, 2019).



### 2.2.3.2 Druckwasserwäsche

Das Prinzip der Druckwasserwäsche ist, im Gegensatz zur Adsorption, nicht die Bindung von Gasbestandteilen an einen Festkörper, sondern das Lösen in Flüssigkeiten, welche im Gegenstromverfahren in einer Wäscherkolonne miteinander in Kontakt gebracht werden (Beil et al., 2012). Das Trennprinzip basiert dabei auf der unterschiedlichen Löslichkeit der einzelnen Gaskomponenten in der Flüssigphase (Adler et al., 2014). Bei der Druckwasserwäsche wird ausschließlich Wasser als Absorptionsmittel eingesetzt (Beil et al., 2012). Der Gasstrom wird, vor Eintritt in die Kolonne auf einen Betriebsdruck von sieben bis zehn bar erhöht (Beil et al., 2012), da die Beladungskapazität pro Liter Wasser bei hohem Druck bzw. bei niedrigeren Temperaturen, größer ist (Dunkelberg et al., 2015). Das sich hierbei erhitzende Gas wird anschließend gekühlt. Der wassergesättigte aufbereitete Gasstrom verlässt die Kolonne am oberen Ende und muss anschließend getrocknet werden (Beil et al., 2012). Das beladene Waschmittel, welches die Kolonne von unten verlässt, enthält neben CO<sub>2</sub> noch weitere saure Bestandteile, wie H<sub>2</sub>S und Ammoniak, die aus dem Gasstrom absorbiert worden sind (Beil et al., 2012). Das beladene Wasser wird im Anschluss in der Desorptionskolonne in zwei Stufen regeneriert. In der ersten Stufe wird das Wasser teilentpannt. In dieser Phase desorbiert der größte Teil des in geringen Mengen im Wasser gelösten Methans und wird dem Rohgasstrom, zur Minimierung des Methanschlupfes, wieder zugeführt. Anschließend erfolgt die Entspannung des Wassers auf Umgebungsdruck bei gleichzeitiger Strippung mittels Luft. Das Abgas muss nachbehandelt werden, da neben CO<sub>2</sub> noch 0,5-2 Vol% Methan sowie H<sub>2</sub>S im Gasstrom vorhanden sind (Adler et al., 2014) und um die Anforderungen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) zu erfüllen (Dunkelberg et al., 2015). Vorteil der Druckwasserwäsche ist, dass der Schritt der Feinentschwefelung vor Eintritt in die Absorptionskolonne bei diesem Verfahren nicht notwendig ist (Beil et al., 2012). Andere Literaturquellen empfehlen dennoch eine vorgeschaltete Feinentschwefelung, da sonst Schwefelwasserstoff im Abluftstrom austreten kann bzw. eine nachgeschaltete Entfernung von Schwefel aus dem System notwendig ist. Zudem wird durch die Entschwefelung Korrosion vermieden und der Wasserbedarf verringert (Adler et al., 2014). Vorteil bei der Anwendung von Wasser als Waschmittel ist, dass es sehr günstig verfügbar und nicht umweltgefährdend ist. Nachteilig ist der hohe Arbeitsdruck, der zu einem Strombedarf von  $0,22-0,33 \frac{kWh}{Nm^3}$  erzeugtem Biomethan führt (Adler et al., 2014). Alternativ kann, nach dem gleichen Verfahrensprinzip, statt Wasser auch ein organisches Lösungsmittel als Waschmittel eingesetzt werden (Beil et al., 2012).

### 2.2.3.3 Aminwäsche

Die Aminwäsche ist ein chemisch-absorptives Verfahren, bei dem der Rohgasstrom mit einem flüssigen Lösungsmittel in Kontakt gebracht wird und eine oder mehrere Komponenten des Gases in der Flüssigkeit absorbiert werden. Es ist ein zweistufiges Verfahren. In der ersten Stufe erfolgt, in Wäscherkolonnen, die CO<sub>2</sub>-Entfernung, in denen Faulgas und Waschflüssigkeit im Gegenstrom geführt werden. Tiefe Temperaturen und hohe Arbeitsdrücke begünstigen die Löslichkeit von CO<sub>2</sub> im Waschmittel (Dunkelberg et al., 2015). In der zweiten Stufe erfolgt die Regeneration des Waschmittels durch Strippen im Desorber bei 150°C (EMPA, 2009). Die beladene Waschflüssigkeit wird im Gegenstrom mit Luft in Kontakt gebracht. Hohe Temperaturen sowie niedriger Druck begünstigen die Desorption. Der Wärmebedarf des Verfahrens ist mit  $0,5-0,8 \frac{kWh}{Nm^3}$  erzeugtem Biomethan entsprechend hoch, jedoch kann ein Teil der Wärme über einen

Wärmetauscher rückgeführt und in der Kläranlage verwendet werden (Urban et al., 2009). Dabei können bis zu  $0,23 \frac{kWh}{Nm^3}$  erzeugtem Biomethan an Wärme regeneriert werden (EMPA, 2009).

Der Vorteil des BCM®-Verfahrens, das von der Firma DGE Wittenberg entwickelt wurde, ist, dass es drucklos arbeitet und mit einem geringeren apparativen und energetischen Aufwand einhergeht. BCM steht für „Biogas CO<sub>2</sub> Methan“. Die Anlage kann, wie eine Pilotanlage in Meilen zeigte, eine Methanausbeute von 99% erzeugen bei flexiblem Lastbetrieb sowie fluktuierendem Faulgaszustrom (EMPA, 2009). Der Strombedarf beträgt bei diesem Verfahren  $0,06-0,15 \frac{kWh}{Nm^3}$  erzeugtem Biomethan (Dunkelberg et al., 2015).

Chemische Waschmittel haben die höchste Beladungskapazität. Verwendet werden vielfach stickstoffhaltige organische Lösungsmittel (Dunkelberg et al., 2015). Die einzelnen Amine unterscheiden sich hinsichtlich der Beladungskapazität sowie Selektivität gegenüber CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>S. Als Waschmittel kommen Methyl-diethanolamin (MDEA), Monoethanolamin (MEA) oder Diethanolamin (DEA) zum Einsatz (Urban et al., 2009). Das Substrat kann nach der Regenerierung wieder in der ersten Stufe der Absorption eingesetzt werden und muss alle zwei Jahre komplett erneuert werden (Ryser Ingenieure AG, 2019)

Eine Feinentschwefelung vor der Aminwäsche wird empfohlen, um Korrosion an Anlagenteilen zu vermeiden, den energetischen Regenerierungsaufwand zu reduzieren und die Kapazität der Waschlösung möglichst lange aufrecht zu erhalten (Khan et al., 2017).

Vorteil dieses Verfahrens ist der geringe Stromverbrauch, da keine Verdichtung notwendig ist. Als Nachteil ist der zusätzliche Wärmebedarf zu sehen. Ein Teil der Wärme kann jedoch wieder rückgewonnen werden. Weiterhin sind Amine umweltschädlich und bedürfen einer behutsamen Entsorgung.

### 2.2.3.4 Membrantechnologie

Zum Schutz der Membran und zur Aufrechterhaltung der Effektivität müssen Feinentschwefelung und Trocknung vorgeschaltet werden.

Das Prinzip von Membrantrennprozessen basiert auf dem Rückhalt von einigen Gaskomponenten, dem Retentat, sowie der Durchlässigkeit der Membran für wiederum andere Gaskomponente, dem Permeat. Die Trennung kann dabei nach dem Prinzip der Molekül- bzw. Teilchengröße (Porenmembran) oder aufgrund unterschiedlicher Löslichkeit der Gaskomponenten in der Membran erfolgen (Diffusionsmembran) (Adler et al., 2014). Dabei wird zwischen Nass- und Trockenmembrantechniken unterschieden, wobei Nassmembranen zur Faulgasaufbereitung nicht eingesetzt werden. Da die verschiedenen Gaskomponenten im Faulgas geringe Molekülgrößenunterschiede aufweisen, ist die Porenmembran in diesem Bereich eher ungeeignet. Häufig werden Lösungs-Diffusionsmembranen eingesetzt, deren Trenneffekt auf unterschiedlichen Sorptions- und Diffusionseigenschaften der verschiedenen Moleküle im Membranpolymer beruht. Triebkraft ist die Partialdruckdifferenz von CO<sub>2</sub> zwischen Permeat- und der Retentatseite, welche sowohl durch Anlegen von Druck auf der Retentatseite als auch durch ein Vakuum auf der Permeatseite erzeugt werden kann. Meist wird das zu behandelnde Gas vor der Membran auf 16 bar verdichtet und so Druck auf der Permeatseite erzeugt (Bright Biomethane, 2018). Die Permeabilität von CO<sub>2</sub> ist ca. 20-mal, die von H<sub>2</sub>S ca. 60-mal, höher als die von Methan, welches auf der Retentatseite zurückgehalten wird. Da das Permeat, neben CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, Siloxanen und anderen löslichen Bestandteilen, noch Methankonzentrationen über 2,5% an Methan enthält, muss es einer Gasnachbehandlung unterzogen werden (Adler et al., 2014). Membranen bestehen aus Hohlfasern oder Rohren mit Dicken von etwa 0,1 bis 1 µm, die mit Polysulfon, Polyimid oder

Polydimethylsiloxan beschichtet sind. Die Beschichtung ermöglicht die notwendige Stabilität der Membran. Um hohe Methanausbeuten von über 90 % zu erzielen, bedarf es der Schaltung mehrerer Membranen hintereinander. Dies führt jedoch zu höheren Investitions- und Stromkosten (Dunkelberg et al., 2015), jedoch können Reinheiten im Methanstrom von bis 99,4% erreicht werden (Scholz et al., 2013). Hersteller geben sogar Reinheiten im Methanstrom von 99,5% an (Bright Biomethane, 2018). Der Stromverbrauch beläuft sich auf 0,18-0,25  $\frac{kWh}{Nm^3}$  erzeugtem Biomethan, welcher vorrangig durch den Schritt der Verdichtung entsteht (Bright Biomethane, 2018). Als Vorteil kann gewertet werden, dass weder Chemikalien noch Wasser oder Wärme benötigt werden. Nachteilig ist anzumerken, dass 2-8% an Methan, welches im Permeat verbleibt, verloren geht (Ryser Ingenieure AG, 2019).

Tabelle 1 fasst die Betriebsdaten der diskutierten Biogasaufbereitungsverfahren zusammen.

Tabelle 1: Übersicht Betriebsdaten der Biogasaufbereitungsverfahren (Dunkelberg et al., 2015),(Ryser Ingenieure AG, 2019)

Kriterien	Druckwechsel-adsorption	Druckwasserwäsche	Aminwäsche	Membrantrennverfahren
Strombedarf [kWh/m <sup>3</sup> ]	0,2-0,25	0,22-0,33	0,06-0,15	0,18-0,25
Wärmebedarf [kWh/m <sup>3</sup> ]	0	0	0,5-0,8	0
Prozessdruck [bar]	4-7	7-10	0,1-54	9-16
Methanverlust [%]	1-5	0,5-2	0,1	2-8
Qualität Reingas [%]	96-98	96-99	96-99,9	96-99
Abgasnachbehandlung	Ja	Ja	Nein	Ja
Feinentschwefelung	Ja	Nein	Ja	Ja
Flexibilität	50-100%	85-100%	40-100%	50-100%
Wasserbedarf	Nein	Ja	Ja	Nein
Chemikalienbedarf	Nein	Nein	Ja	Nein

## 2.2.4 Elektrolyse

Prinzip der Elektrolyse ist das Zerlegen von Wasser in seine Bestandteile, Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Sauerstoff (O<sub>2</sub>). Wasserstoff und Sauerstoff werden im Verhältnis 2/1 erzeugt (Kato et al., 2005). Zur Durchführung wird Gleichstrom durch einen Elektrolyten, in den meisten Fällen Wasser, geleitet. An einer permeablen Membran wird deionisiertes Wasser in seine Bestandteile getrennt (DIHK, 2020). Die Zerlegung erfolgt durch eine Redoxreaktion, welche durch die aufgebrauchte Elektroenergie erzwungen wird. Bei der Oxidation an der Anode wird elementarer Sauerstoff gebildet (Carmo et al., 2013). Die Reduktion an der Kathode führt zur Bildung von elementarem Wasserstoff. Anode und Kathode müssen räumlich und elektrisch getrennt werden, um eine kontrollierte Redoxreaktion durchführen zu können. Dennoch muss für den vollständigen Ablauf der Reaktion eine Ionenbewegung zwischen Anode und Kathode möglich sein (Gahleitner, 2013). Diese Ionenleitung erfolgt innerhalb des Elektrolyten, welcher isolierende Eigenschaften für Elektronen aufweist. Die Wasserelektrolyse kann mit drei ionischen Ladungsträgern durchgeführt werden: Hydroxidionen, Oxidionen und einfach geladene Protonen (Gahleitner, 2013). Die Kationen bewegen sich von der positiv geladenen zur negativ geladenen Elektrode, während die Anionen entgegengesetzt transportiert werden. Durch die Beschaffenheit des verwendeten Elektrolyten wird die Art des Ionentransports festgelegt, welches die nachfolgend aufgeführten Elektrolyseverfahren unterscheidet (Tjarks, 2017). Neben

Sauer- und Wasserstoff wird während des Prozesses auch Wärme erzeugt. All dies bietet an Standorten von Klärwerken Vorteile, da der entstehende Sauerstoff im Belebungsbecken verwendet und auch die entstehende Wärme direkt vor Ort, z.B. für die Beheizung von Faultürmen, verwendet werden können (Jentsch et al., 2019). Ziel sollte sein, Strom aus erneuerbaren Energien anzuwenden, um CO<sub>2</sub>-freien Wasserstoff zu erzeugen (Götz et al., 2016). Der Wasserstoff kann in Tankstellen vor Ort genutzt, verkauft oder in das Erdgasnetz eingespeist werden (DIHK, 2020). Laut Gasnetz Zugangsverordnung können theoretisch bis zu 5% des Erdgasvolumens, in der jeweiligen Leitung, an Wasserstoff zugegeben werden (DENA, 2012). Aufgrund technischer Gegebenheiten werden allerdings oft nur 2% eingespeist. Nachfolgend werden die drei Elektrolyseverfahren, welche hauptsächlich angewandt werden, beschrieben (DIHK, 2020).

#### **2.2.4.1 Alkali-Elektrolyse**

Diese Elektrolyseart wird bereits seit rund 100 Jahren in der Industrie eingesetzt (DIHK, 2020). Als Elektrolyte wird eine wässrige alkalische Lösung (meist Natrium- oder Kaliumhydroxid) verwendet (Götz et al., 2016). Das Verfahren nutzt die Hydroxidionen der Lösung als Ladungsträger (Tjarks, 2017). Die Alkali-Elektrolyse ist am effizientesten bei Umgebungsdruck (Götz et al., 2016) sowie bei Temperaturen zwischen 60-80°C (DIHK, 2020). Die Anlage kann in einer Auslastung von 20-100% gefahren werden (Götz et al., 2016). Hinsichtlich Lebensdauer und Systemkosten ist die Alkali-Elektrolyse derzeit den beiden nachfolgend beschriebenen Verfahren voraus und daher Stand der Technik (DIHK, 2020). In Versuchen wurden jedoch Probleme bei variierendem Energiezufluss festgestellt. Darüber hinaus wurde berichtet, dass die Anlage 30-60 Minuten zum Hochfahren braucht, nachdem die Anlage ausgestellt wurde. Auch wirken die eingesetzten Elektrolyte korrosiv, was sich in höheren Wartungskosten widerspiegelt. Die Lebensdauer einer Alkali-Elektrolyse beträgt ca. 30 Jahre (Götz et al., 2016).

#### **2.2.4.2 PEM-Elektrolyse**

Die Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM)-Elektrolyse ist ebenfalls marktfähig und befindet sich gerade in der Verbreitungsphase (DIHK, 2020). In Fragen der Kompaktheit und Flexibilität, besonders hinsichtlich Teillastfähigkeit und Hochlaufgeschwindigkeit, ist sie, im Vergleich zur Alkali-Elektrolyse, von Vorteil und findet daher zunehmend Verwendung in Power-to-Gas-Anlagen (DIHK, 2020). Die Anlage kann im Lastbetrieb von 0-100% betrieben werden (Götz et al., 2016). Darüber hinaus ist die Reinheit des erzeugten Wasserstoffes höher als bei der Alkali-Elektrolyse (Götz et al., 2016). Diese Art der Elektrolyse beruht auf dem Ladungstransport von Protonen (Carmo et al., 2013). Der Elektrolyt besteht aus einer ionenleitfähigen Polymerelektrolytmembran (Tjarks, 2017). Die Temperaturen während des Prozesses belaufen sich ebenfalls auf 60-80°C (DIHK, 2020). Nachteilig ist anzumerken, dass die PEM-Elektrolyse, aufgrund der Kosten für die Membran sowie für den verwendeten Katalysator aus Edelmetall, preisintensiver ist als die Alkali-Elektrolyse. Auch ist die Lebensdauer kürzer (Götz et al., 2016).

#### **2.2.4.3 SOEC-Elektrolyse**

Die Solid Oxide Elektrolyse (SOEC), oder Festoxid-Elektrolyse, wird noch im kleinen Maßstab in Pilotprojekten betrieben (DIHK, 2020). Langfristig werden allerdings der SOEC-Elektrolyse erhebliche Potenziale zur Kostendegression und ein erhöhter Wirkungsgrad zugeschrieben (DIHK, 2020). Ladungsträger hier sind Oxidionen. Für den Elektrolyten wird Yttrium-stabilisiertes Zirconiumoxid (YSZ) verwendet

(Tjarks, 2017). Durch die Dotierung mit Yttriumoxid entstehen Leerstellen im Sauerstoffuntergitter des Zirconiumoxids und dies führt zu einer Leitfähigkeit der Sauerstoffanionen (Wede, 2013). Diese Hochtemperatur-Elektrolyse wird bei 700-900°C durchgeführt (DIHK, 2020). Die hohen Temperaturen reduzieren die Gleichgewichtszellenspannung, was zu einem geringeren Stromverbrauch führt, welches einen großen Vorteil dieser Elektrolyseart darstellt (Götz et al., 2016).

Tabelle 2 fasst die Betriebsdaten der diskutierten Elektrolyseverfahren zusammen.

Tabelle 2: Übersicht Betriebsdaten der Elektrolyseverfahren (Götz et al., 2016), (Büttner et al., 2018)

Kriterien		PEM-Elektrolyse	Alkali-Elektrolyse	SOE-Elektrolyse
Prozesscharakterisierung	TRL	9	9	7
	Betriebsbedingung			
	Temperatur:	50-80 °C	50-80 °C	600 - 1000 °C
	Druck:	< 200 bar	< 30-40 bar	< 30 bar
	Lebensdauer (h)	80 000 – 100 000	100 000	10 000
	Energiedichte (W/cm <sup>2</sup> )	≤4	≤1	>1
	Wirkungsgrad (basiert auf LHV %)	60 - 80	60 - 80	90 - 95
Flexibilität	Energieverbrauch (kWh/Nm <sup>3</sup> )	4 bis 7	4 bis 7	3 bis 4
	Teillastbereich (%)	Flexibel: 0-100	20-100 Standby: schneller Start bei 30 - 40 °C	0-100
	Start-up	Sekunden	von 10 min bis 1 h	Stunden
Prozessqualität	Wasserstoffreinheit	~99,5 - 99,9 %	~99,9 %	99,99 %
	Sauerstoffreinheit	~ 99%	99,5 ± 0,2 %	-
	Abfallprodukt	-	Kalilauge	-

## 2.2.5 Methanisierung

Bei der Methanisierung werden Kohlenmonoxid sowie Kohlendioxid mittels Wasserstoff zu Methan und Wasser konvertiert (Schmidt et al., 2018). Dies kann sowohl biologisch als auch chemisch bzw. katalytisch geschehen (Bär et al., 2015).

### 2.2.5.1 Biologische Methanisierung

Bei der biologischen Methanisierung kommen methanbildende Mikroorganismen vom Typ Archeen zum Einsatz und setzen H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> zu Methan (CH<sub>4</sub>) und Wasser (H<sub>2</sub>O) um. Der Prozess läuft bei Temperaturen zwischen 30–70°C sowie bei einem Betriebsdruck zwischen 1 und 10 Bar ab (Kretzschmar, 2017). Eine Herausforderung besteht darin, die Eduktgase, H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>, in die Flüssigphase zu transportieren. Um den

gasförmig vorliegenden Wasserstoff in Lösung zu bringen, muss der flüssigseitige Stofftransportwiderstand überwunden werden (Graf et al., 2014). Dabei ist Wasserstoff in Wasser bei 60°C ca. 23-mal schlechter löslich als CO<sub>2</sub>, wodurch das treibende Konzentrationsgefälle in der Flüssigkeit sinkt (Kretzschmar, 2017). Um den Stofftransport in die Flüssigkeit zu erhöhen, wirkt sich eine Druckerhöhung positiv auf das Einbringen der Eduktgase aus (Bär et al., 2015). Die biologische Methanisierung kann in-situ im Faulturm oder ex-situ in einem separaten Reaktor ablaufen (Bär et al., 2015). Die Reaktion läuft unter Freisetzung von Energie ab, die von den Mikroorganismen zur Energiegewinnung verwendet werden (Krautwald et al., 2016).

#### Ex-situ:

Bei diesem Verfahren findet die Anreicherung des Methans in einem separaten Reaktor statt. Vorteil hierbei ist, dass die Milieubedingungen perfekt auf die methanisierenden Mikroorganismen eingestellt werden können (Bär et al., 2015). Als Reaktortypen können gerührte Reaktoren, Festbettreaktoren sowie Rieselbettreaktoren eingesetzt werden. Dabei können im Rieselbettverfahren bis zu 98% Methangehalt erreicht werden. Nachteilig ist, dass, um den gleichen Eingangsvolumenstrom umsetzen zu können, im Vergleich zur katalytischen Methanisierung Faktor 10–100 größere Reaktoren benötigt werden, was mit höheren Investitionen einhergeht (Bär et al., 2015). Der Strombedarf beträgt  $0,3-1,3 \frac{kWh}{m^3}$  (Götz et al., 2016). In Rieselbettreaktoren im Technikumsmaßstab konnte bereits eine Methankonzentration im Produktgas von über 96 % erfolgreich realisiert werden (TU München, 2021).

#### In-situ:

Bei diesem Konzept wird der Wasserstoff direkt in den bestehenden Faulturm eingebracht, um die Methanausbeute zu erhöhen. Vorteil hierbei ist, dass kein zusätzlicher Behälter gekauft werden muss. Da, parallel zum Schritt der Methanisierung jedoch auch weitere Schritte der anaeroben Vergärung im Faulturm ablaufen, können die Reaktorbedingungen nicht optimal auf die methanisierenden Archeen eingestellt werden, weshalb eine vollständige Umsetzung des CO<sub>2</sub> unrealistisch ist (Bär et al., 2015). Darüber hinaus wurden bisher lediglich Methananreicherungen mit Methangehalten bis zu 75% erreicht (Bär et al., 2015). Der Stromverbrauch beträgt  $1,8 \frac{kWh}{m^3}$  (Bär et al., 2015).

### **2.2.5.2 Chemische Methanisierung**

Die katalytische, meist nickelbasierte Umwandlung läuft bei Temperaturen zwischen 300–550°C und Drücken über 10 bar ab. Als Katalysatoren können insbesondere Metalle der 8. Nebengruppe eingesetzt werden. Aus Kostengründen werden jedoch oft Nickelbasierte Katalysatoren eingesetzt (Schmidt et al., 2018). Für die Umsetzung wurden verschiedene Reaktorkonzepte entwickelt:

Festbettreaktor: hier erfolgt die Umsetzung der Edukte mittels heterogener Katalyse an der Oberfläche eines Katalysators. Dieser ist als Schüttung in den Reaktionsraum eingebracht.

Wirbelschichtreaktor: Bezeichnet die Methanisierung im katalytischem Wirbelbett. Dabei wird das Bettmaterial (Katalysator) durch die einströmenden Edukte fluidisiert.

Drei-Phasen-Reaktor: Hier wird der Katalysator in einem temperaturstabilen Wärmeträgermedium suspendiert und durch den Edukt-Gasstrom fluidisiert (Schmidt et al., 2018).

Dabei ist die Reaktion im Festbett die verbreitetste Variante. Nachteilig, im Vergleich zur biologische Methanisierung, ist, dass bei der katalytischen Methanisierung die Apparatur stets mit einer Mindestlast betrieben werden muss. Im Falle des Festbettreaktors kann diese sogar 40% betragen. Auch können geringe Konzentrationen an Störstoffen, wie H<sub>2</sub>S oder Ammoniak (NH<sub>3</sub>) beispielsweise, den Katalysator blockieren. Der Stromverbrauch beträgt weniger als  $0,4 \frac{kWh}{m^3}$  (Bär et al., 2015). Die Reaktion ist eine Gleichgewichtsreaktion und stark exotherm. Mit zunehmender Temperatur verschiebt sich das Gleichgewicht in Richtung der Edukte. Für hohe Methanausbeuten muss die freiwerdende Reaktionswärme daher abgeführt werden (Krautwald et al., 2016).

Tabelle 3 fasst die Betriebsdaten der diskutierten Methanisierungsverfahren zusammen.

Tabelle 3: Übersicht Betriebsdaten der Methanisierungsverfahren (Götz et al., 2016, Zapf et al., 2017, Bär et al., 2015)

Kriterien		Biologische Methanisierung	Chemische Methanisierung
Prozesscharakterisierung	TRL	6-7	6-7
	Betriebsbedingungen		
	Temperatur:	20 - 70 °C	200 - 700 °C
	Druck:	1 - 10 bar	25 - 70 bar
	Katalysator	Mikroorganismen: Archaeen	Meistens Nickel
	Wirkungsgrad	~71 - 77 %	~83 %
Flexibilität	Teillast	Flexibel (0 - 100)	Nicht Flexibel (40 - 100)
	Start-up Zeit	Sobald Gase und Nährstoffe vorhanden sind	Min. Temperatur (200 °C) muss erreicht werden
Prozessqualität	Toleranz	hohe Toleranz gegen Verunreinigungen	niedrige Toleranz gegen Verunreinigungen
	Produktreinheit	Methangehalt ~98-99 %	Methangehalt ~95 %
Kosten	CAPEX	600-1200 €/kW	<400 €/kW

## 2.2.6 Faulgasspeicher

Der Gasspeicher ist den Faultürmen nachgeschaltet und dient dem Ausgleich von tageszeitlichen Schwankungen zwischen Gasproduktion und Gasbedarf. Dafür sollte das Speichervolumen circa 50% der täglich produzierten Faulgasmenge betragen (Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und et al., 2018). Darüber hinaus dient der Gasspeicher der Homogenisierung der Konzentration der einzelnen Inhaltsstoffe (Rosenwinkel et al., 2015). Dabei gibt es verschiedene Speichertypen.

### **2.2.6.1 Drucklose Gasspeicher**

Als drucklose Gasspeicher werden Gasspeicher mit einem Betriebsdruck von 0 kPa bis 0,1 kPa bezeichnet (Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und et al., 2018). Drucklose Gasspeicher haben den Vorteil von geringeren Investitionskosten, jedoch sind einige sicherheitstechnische Aspekte zu beachten. So müssen beispielsweise seitens des BHKWs sowie der Gasfackel Gasdruckerhöhungsanlagen angebracht werden, um den störungsfreien Fluss aus dem Behälter zu garantieren (Rosenwinkel et al., 2015).

### **2.2.6.2 Niederdruckspeicher**

In Niederdruckspeichern herrscht ein Druck von 1 kPa bis 5 kPa (Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und et al., 2018). Es wird zwischen Nassgasbehältern, die das veränderliche Volumen einer in ein Wasserbecken eingetauchten Gasglocke nutzen, und Trockengasbehältern, die eine bewegliche Membrandichtung verwenden, unterschieden (Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und et al., 2018). Aufgrund der erheblichen Korrosionsprobleme von Nassgasbehältern bei Faulgas und den damit verbundenen ständigen Aufwendungen zum Korrosionsschutz werden Nassgasbehälter auf Klärwerken nicht mehr verwendet (Rosenwinkel et al., 2015).

### **2.2.6.3 Hochdruckspeicher**

Hochdruckspeicher verzeichnen einen Druck von 0,1 MPa bis 1 MPa (Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und et al., 2018). Da diese Speicherart sehr kostenintensiv ist, wird sie auf Klärwerken zur Faulgasspeicherung nicht mehr vorrangig eingesetzt (Rosenwinkel et al., 2015).

## **2.2.7 Sauerstoff- und Kohlenstoffdioxidspeicher**

Es ist geplant, den, während der Elektrolyse entstehenden Sauerstoff, zwischenzuspeichern, um ihn anschließend in eine Ozonung einzuleiten (Berliner Wasserbetriebe, 2022). Die Ozonung verzeichnet dabei einen Sauerstoffverbrauch von 0,06 kgO<sub>2</sub> je m<sup>3</sup> behandeltem Abwasser (Berliner Wasserbetriebe, 2021), (Mendret et al., 2019). Die Speicherung von Sauerstoff ist sowohl in komprimierter, gasförmiger Form als auch in flüssiger Form möglich (Kim et al., 2022). Der produzierte Sauerstoff wird vom Elektrolyseur drucklos übergeben (H-Tec Systems, 2022). Eine Verflüssigung des Sauerstoffes zu Speicherzwecken ist mit hohen Betriebs- und Investitionskosten verbunden und u.U. unwirtschaftlich (VTT Technical Research Centre of Finland Ltd, 2018). Darüber hinaus ist bei der Speicherung in kryogener Form ein Verlust an O<sub>2</sub> zu verzeichnen, der in der Literatur zwischen 0,01% des Füllvolumens im Monat und 1% des Füllvolumens pro Tag, abhängig von der Größe des Speichers, beträgt (VTT Technical Research Centre of Finland Ltd, 2018). In bisher durchgeführten Pilotprojekten, in denen eine Anwendung des Sauerstoffes im Belebungsbecken stattfindet, erfolgt die Zwischenspeicherung in gasförmiger Form. Zur Reduzierung des Platzbedarfes des Speichers kann eine Verdichtung erfolgen. In durchgeführten Pilotprojekten auf Kläranlagen reicht die Verdichtung von 8 bar (VTT Technical Research Centre of Finland Ltd, 2018), über 63 bar (Haas, 2006) bis 100 bar (Büttner et al., 2018). Jedoch stellt die Verdichtung einen zusätzlichen Kostenfaktor dar.

Kohlenstoffdioxidspeicher sind ähnlich wie Sauerstoffspeicher ausgelegt. Der Unterschied hier liegt in der Materialverwendung. Während bei Sauerstoffspeichern austenitischer Stahl verwendet wird, kommt bei CO<sub>2</sub>-Speichern Kohlenstoffstahl zur Anwendung (Linde AG, 2022).



### 2.2.8 Wärmespeicher

Ein Wärmepufferspeicher dient der optimierten Anpassung von Wärmezeugung im BHKW und Wärmebedarf der Anlage. Wird nicht die gesamte, im jeweiligen Zeitfenster erzeugte Wärme, benötigt, kann diese so zwischengespeichert werden und bei einem Wärmedefizit wieder entnommen werden (ASUE, 2016).

Es wird unterschieden zwischen:

#### Sensible Wärmespeicher:

Diese besitzen eine Speicherkapazität von mit  $60 \frac{kW}{m^3}$ . Als Wärmeträgermedium werden Wasser oder Schlamm eingesetzt. Dieser Speichertyp wird vorrangig auf Kläranlagen eingesetzt (Mitsdoerffer, 2017) und sind ausreichend, um Wärmebedarfsspitzen kurzzeitig auszugleichen (Buderus, 2015).

#### Latente Wärmespeicher:

Diese Speicher verfügen mit  $120 \frac{kW}{m^3}$ , im Vergleich zu sensiblen Wärmespeichern, über die doppelte Speicherkapazität. Als Wärmeträgermedium werden Paraffin oder Salzhydrate eingesetzt. Bei dieser Speicherart findet ein Wechsel des Aggregatzustandes (flüssig-fest) statt (Mitsdoerffer, 2017).

#### Chemisch-Sorptive Wärmespeicher:

Als Wärmeträgermedium werden Zeolithe oder Salze eingesetzt. Sie können in Temperaturbereichen zwischen  $100^{\circ}C$ - $500^{\circ}C$  arbeiten. Der Einsatz dieses Wärmespeichers auf Klärwerken, z.B. in Form von NaOH-Speichern, ist in naher Zukunft denkbar (Mitsdoerffer, 2017).

### 2.2.9 Heizkessel

In Heizkesseln kann das grobentschwefelte und getrocknete Faulgas verheizt und so in thermische Energie umgewandelt werden. Hinsichtlich der Brennstoffvielfalt wird zwischen Ein-, Zwei- und Mehrstoffbrennern unterschieden. Üblich ist der Einsatz eines Zweistoffbrenners, der neben Faulgas auch beispielsweise Erdgas nutzen kann. Die Möglichkeit, Wärme aus der Verbrennung einer sekundären Energiequelle, wie Erdgas, zu erzeugen ist notwendig, um den Wärmebedarf des Klärwerkes zu decken, wenn nach der Verwendung von Faulgas noch ein Wärmedefizit besteht (Rosenwinkel et al., 2015). Es wird unterschieden zwischen:

#### Standardheizkessel:

Nachteil der Standardheizkessel ist, dass diese lediglich Wirkungsgrade von weniger als 80% erreichen, da, um Korrosion und Kondenswasserbildung zu verhindern, die Kesselwassertemperatur stets über dem Wasserdampftaupunkt des Heizgases liegen muss (WOLF, 2019).

#### Niedertemperaturkessel:

Diese sind energieeffizienter als die Standardheizkessel, da Kesselwassertemperatur sowie Vor- und Rücklaufemperaturen bei steigenden Außentemperaturen auch abgesenkt werden können, ohne, dass der Wasserdampf in den Heizgasen kondensiert. Daher wird hier ein Wirkungsgrad von ca. 85% erreicht (WOLF, 2019).

### Brennwertkessel:

Hier wird für einen zusätzlichen Energiegewinn die im Wasserdampf der Heizgase enthaltene latente Kondensationswärme verwendet, was zu Wirkungsgraden von ca. 94% führt (WOLF, 2019).

## **2.2.10 Blockheizkraftwerke**

Als Blockheizkraftwerke werden Anlagen bezeichnet, die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) funktionieren und Faulgas sowohl in elektrische als auch thermische Energie umwandeln. Dabei werden im Bereich der Faulgasverstromung Anlagen mit Gasmotoren (Gas-Otto-Motoren oder Gas-Diesel-Motoren) verwendet (Rosenwinkel et al., 2015).

Um den neuen Anforderungen der Flexibilisierung, in Hinsicht auf fluktuierende Gasströme oder Erlösdifferenzen bei der Einspeisung von KWK-Strom, zu entsprechen, können Blockheizkraftwerke auch in Teillast betrieben werden. Eine Vollflexibilität sieht dabei bis zu drei Stopp/ Starts täglich vor, was jedoch weniger Betriebsstunden im Jahr sowie verringerte Wirkungsgrade bedeutet. Darüber hinaus wird auch von höherem Verschleiß der BHKW-Module berichtet (Dr. Payrhuber, 2021). Eine Mischfeuerung aus Faul- und Erdgas ist technisch prinzipiell möglich und verlangt lediglich eine Gemischbildung in einem Gasmischer vor Verdichtung und anschließender Verstromung (2G, 2022). BHKW-Hersteller beschäftigen sich derzeit auch mit der Umrüstung der BHKWs auf „H<sub>2</sub>-ready“, was eine gegenwärtige Zumischung von bis zu 25% des Volumenstromes an H<sub>2</sub> in Erdgas-BHKWs sowie in Zukunft eine Umrüstung auf eine komplette Verstromung von Wasserstoff vorsieht (Dr. Payrhuber, 2021).

BHKWs können nach verschiedenen Betriebsweise betrieben werden:

1) Stromgeführte Betriebsweise:

Hierbei ist der Strombedarf die Führungsgröße bei der Lastregelung. Erzeugte Wärme, die von der Kläranlage im jeweiligen Zeitfenster nicht benötigt wird, muss entweder in ein anliegendes Wärmenetz eingespeist oder über eine Notkühlvorrichtung vernichtet werden (Rosenwinkel et al., 2015).

2) Wärmegeführte Betriebsweise:

Hierbei ist der Wärmebedarf die Führungsgröße bei der Lastregelung. Oberhalb dieser Grundlast wird i.d.R. ein Spitzenlastkessel zur weiteren Wärmebedarfsdeckung eingesetzt. Kurzfristige Schwankungen der Wärmegrundlast können zur Aufrechterhaltung eines konstanten BHKW-Betriebs durch den Einsatz eines Wärmespeichers kompensiert werden. Bei der rein wärmegeführten Betriebsweise des BHKW wird der erzeugte Strom zur Deckung des Eigenstrombedarfes genutzt oder muss ggf. in das öffentliche Netz eingespeist werden (Rosenwinkel et al., 2015).

3) Gasgeführte Betriebsweise:

Hierbei wird das gesamte Faulgas im BHKW verstromt. Eventuelle Überschüsse an elektrischer oder thermischer Energie müssen, analog zu den beiden vorherig beschriebenen Betriebsweisen, behandelt werden (Rosenwinkel et al., 2015).

Um Korrosion an den Anlagenteilen zu verhindern, sind eine vorherige Trocknung sowie Grobentschwefelung notwendig (Rosenwinkel et al., 2015).

## 2.2.11 Übergabestation – GDRM Station

### Technische Komponenten:

Zur Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz sind die folgenden technische Komponenten notwendig (Adler et al., 2014):

- Anschlussleitung
- Gasverdichtung
- Gasspeicherung
- Gasdruckregel- und Messanlagen
- Gasbeschaffenheitsmessanlage
- Odoriereinrichtungen
- Konditionierungs- und Gasmischanlagen

### Beschaffenheiten des einzuspeisenden Gases:

Der überwiegende Teil des Erdgasbedarfs Deutschlands wird durch Importe aus dem Ausland sichergestellt. Die Hauptimporteure dabei sind Russland (35 %), Norwegen (31,3 %) und die Niederlande (19,2 %). Je nach Herkunftsort weist das Erdgas unterschiedliche Zusammensetzungen auf, was zur Folge hat, dass in Deutschland Erdgas mit verschiedenen Qualitäten zur Verteilung kommt. Anhand des Wobbe-Indexes werden die Erdgase in H- und L-Gase eingeteilt. Der Standort Schönerlinde befindet sich an einem Gebiet, welches H-Gase verteilt. Der Methangehalt zur Einspeisung von Biomethan in H-Netze muss mindestens 95 Vol% enthalten (Beil et al., 2012).

Zur Einspeisung von aufbereitetem Faulgas in das Erdgasnetz sind technische Anforderungen, entsprechend den DVGW-Arbeitsblätter G260 und G262 an die Gasqualität zu erfüllen. So muss ein Brennwert von  $8,4-13,1 \frac{kWh}{m^3 \text{ Biomethan}}$  eingehalten werden. Die Dichte des Gases muss  $0,55-0,75 \frac{g}{cm^3}$  betragen. Der Wobbe-Index für H-Gas liegt bei  $13,6-15,7 \frac{kWh}{m^3 \text{ Biomethan}}$  (Ryser Ingenieure AG, 2019)

Nach §36 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), ist der Einspeiser dafür verantwortlich, dass das einzuspeisende Biomethan den, in den DVGW-Arbeitsblätter G260 und G262 geregelten, Anforderungen entspricht. Der Netzbetreiber wiederum ist verantwortlich für die Verdichtung des Gases auf den erforderlichen Netzdruck, die Odorierung sowie der kontrollierten Einspeisung in das Erdgasnetz (Bundesministerium der Justiz, 2021).

## 2.3 Rechtliche Rahmenbedingungen

### 2.3.1 Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) und Energiesteuergesetz (EnergieStG)

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) schafft die Grundlagen für einen nationalen Handel mit Zertifikaten für die Emissionen aus bestimmten Brennstoffen und sorgt damit für eine Bepreisung dieser Brennstoffe (Heß et al., 2021). Gegenwärtig im Jahr 2022 beträgt der Festpreis für Emissions-Zertifikate

$30 \frac{\text{€}}{\text{t CO}_2}$ . Laut §10 BEHG wird dieser Festpreis jährlich angehoben und soll im Jahr 2025 bereits  $55 \frac{\text{€}}{\text{t CO}_2}$  betragen. Die Bepreisung soll Anreiz schaffen, um, z. B. durch technische Neuerungen, Brennstoffe einzusparen und damit weniger CO<sub>2</sub> zu emittieren (Heß et al., 2021). Laut §2 des BEHG fallen Erdgas sowie andere gasförmige Kohlenwasserstoffe, also auch Faulgas, in den Bereich des BEHG (BEHG, 2020). Des Weiteren wird Biomethan, aufgrund der Vermischung mit Erdgas bei der Einspeisung in das Erdgasnetz, wie Erdgas behandelt (Eichhorn, 2008). Diese Brennstoffe müssen sich am nationalen Emissionshandel beteiligen, wenn sie nach dem BEHG „in Verkehr gebracht“ werden. Das BEHG sieht einen Brennstoff als „in Verkehr gebracht“ an, wenn nach dem Energiesteuergesetz (EnergieStG) ein Steuerentstehungsstatbestand vorliegt (BEHG, 2020). Dieser entsteht nach §4 EnergieStG, wenn die Erzeugnisse als Kraft- oder Heizstoff dienen sollen (EnergieStG, 2021). So erfasst das BEHG auch die leitungsgebundene Lieferung von Erdgas zum Verbrauch (EnergieStG, 2021). Derart geliefertes Erdgas ist damit im Anwendungsbereich des BEHG und unterliegt dem nationalen Emissionshandel sowie der damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Bepreisung (Heß et al., 2021).

In Bezug auf die Nutzung von Faulgas ist die Befreiung von Verpflichtungen nach BEHG und EnergieStG nur möglich, wenn das Faulgas in KWK-Anlagen „verstromt“ wird. Bei „Verheizen“ in Kesselanlagen, bei denen lediglich Wärme erzeugt wird, fällt das Faulgas wiederum in den Bereich des BEHG und den damit verbundenen Pflichten der CO<sub>2</sub>-Bepreisung sowie der Steuerpflicht nach dem EnergieStG (Heß et al., 2021). Bei „Verstromen“ in KWK-Anlagen fallen nach §3 und §2 BEHG  $5,50 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  für Erdgas oder andere gasförmige Kohlenwasserstoffe an. Beim „Verheizen“ in Kesselanlagen beträgt die Steuer Jahr 2026  $27,33 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  für Erdgas oder andere gasförmige Kohlenwasserstoffe (BEHG, 2020). Auch bei dem Transport von Wasserstoff im Erdgasnetz entsteht nach §38 EnergieStG eine Energiesteuer (EnergieStG, 2021).

### 2.3.2 Gesetz über den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG)

Ziel des Gesetzes über den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) ist es, die Energieversorgung umzubauen und den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis 2050 auf mindestens 80% zu steigern. Zuletzt wurde das Gesetz 2021 novelliert (EEG, 2021). Im Rahmen der Einspeisevergütung nach §21 EEG kann so Strom, der aus erneuerbaren Energiequellen, wie beispielsweise Windkraft, erzeugt und der Anteil an elektrischer Energie, der nicht selbst vor Ort verbraucht wird, dem Stromnetz zur Verfügung gestellt wird, mit einem vertraglich festgelegten Preis, vergütet werden (EEG, 2021). Diese vertraglich festgelegte Vergütung läuft jedoch bis zum Referenzjahr 2026 aus (Berliner Wasserbetriebe, 2021). Die EEG-Umlage, die für bezogenen Netzstrom anfällt, beträgt gegenwärtig im Jahr 2022  $3,723 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ . Dabei reduziert sich der Anteil an EEG-Umlage, der für bezogenen Netzstrom anfällt, im Rahmen der besonderen Ausgleichsregel, auf 15% der regulären EEG-Umlage (EEG, 2021). Im Sinne der Eigenversorgung fällt für den selbst verbrauchten EE-Strom keine EEG-Umlage an, da es sich um Bestandsanlagen handelt. Die BHKWs, die für 2026 geplant sind, sind im Sinne des EEG hocheffiziente KWK-Neuanlagen, somit fällt nach §61d des BEHG eine EEG-Umlage von 40% auf den selbst verbrauchten Strom an. Eventuell kann jedoch bis 2026 mit einer kompletten Abschaffung der EEG-Umlage gerechnet werden. Politisch ist eine Abschaffung der EEG-Umlage bereits zu Mitte 2022 geplant (Dr. Altrock, 2021).

In Bezug auf Wasserstoffherzeugung kann eine Befreiung der EEG-Umlage für den, zur Wasserstoffherstellung bezogenen, Strom nach §93 EEG nur erfolgen, wenn keine reduzierte EEG-Umlage für den bezogenen

Netzstrom generell anfällt (EEG, 2021). Da dies nicht der Fall ist, findet dieser Aspekt hier keine weitere Beachtung. Generell kann jedoch eine Befreiung des für die Elektrolyse bezogenen Stromes erfolgen, solange „grüner“ Wasserstoff erzeugt wird, was in diesem Zusammenhang den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energiequellen bezeichnet (Hoffmann et al., 2021). Dies gilt jedoch lediglich für die ersten 5.000 Vollbenutzungsstunden des Elektrolyseurs. Darüber hinaus produzierte Wasserstoffmengen werden nicht mehr als „grüner“ Wasserstoff klassifiziert (Hoffmann et al., 2021).

### **2.3.3 Stromsteuergesetz (StromStG)**

Nach §9 des Stromsteuergesetzes (StromStG) sind sowohl der Strom aus EE-Anlagen mit Nennleistung von 2 MW oder mehr sowie in hocheffizienten KWK-Anlagen, aus erneuerbaren Energiequellen, erzeugter Strom zur Eigenversorgung von der Steuerlast befreit (StromStG, 2021). Für bezogenen Netzstrom sowie bei der Einspeisung fällt generell eine Stromsteuer an, diese betrug im Jahr 2021  $20,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  (StromStG, 2021). Für Strom, der für einen Elektrolyseur bezogen wird, entfällt die Steuerlast (StromStG, 2021).

### **2.3.4 Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL) und Delegierter Rechtsakt nach Art. 27 Abs. 3 EE-RL**

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL) definiert „grünen“ Wasserstoff als flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoff für den Verkehr, aus erneuerbaren Energiequellen nicht biogenen Ursprungs (Hoffmann et al., 2021). Die im Entwurf des Delegierten Rechtsakts festgelegten Kriterien beziehen sich auf den Nachweis, dass Wasserstoff nach entsprechenden Kriterien erzeugt worden ist. Dazu zählt u.a. das Zusätzlichkeitskriterium, das besagt, dass der Strom aus Anlagen stammen muss, die in denselben zwölf Monaten wie der Elektrolyseur oder später den Betrieb aufgenommen haben (Hoffmann et al., 2021). Somit können in den untersuchten Szenarien weder im BHKW erzeugter noch in Windenergieanlagen produzierter Strom zur Produktion von „grünem“ Wasserstoff eingesetzt werden und es besteht, in diesem Zusammenhang, kein Anspruch auf staatliche Förderprogramme. Jedoch bezieht sich die Konkretisierung lediglich auf „grünen“ Wasserstoff im Verkehrsbereich. Für andere Sektoren ist die Frage nach der Definition von „grünem“ Wasserstoff auf EU-Ebene derzeit noch nicht eindeutig geklärt (Hoffmann et al., 2021).

## 3 Methodik

### 3.1 Datenaufbereitung Eingangsdaten Status Quo

Die Daten für die Lastgänge aus dem Jahr 2019 wurden generell durch die Berliner Wasserbetriebe bereitgestellt. Daten für die anfallende Faulgasmenge, die anfallende Abwassermenge sowie für die EE-Stromerzeugung aus Windenergie wurden als solche bereitgestellt. Für den Stromverbrauch der Gesamtanlage wurden die Leistungserzeugungen der derzeit vorhandenen beiden Mikrogasturbinen mit einer Nennleistung von jeweils 200 kW<sub>el</sub>, des BHKWs mit Nennleistung von 500 kW<sub>el</sub> sowie dem Anteil EE-Stroms aus Windenergie, der direkt vor Ort verbraucht wird, kumuliert und somit ein Stromverbrauchlastgang generiert. Für die Ozonung wurde der Sauerstoffbedarf pro m<sup>3</sup> anfallendem Abwasser ermittelt und die Abwasserkurve um vier Stunden zeitverschoben, da das ankommende Abwasser jenen Zeitraum benötigt, um zur vierten Reinigungsstufe zu gelangen. Für den Wärmeverbrauch wurden nach gleichem Prinzip die erzeugten Leistungen der Mikrogasturbinen, des BHKWs sowie der beiden Heizkessel kumuliert betrachtet. Darüber hinaus wurde die Wärmeauskopplung für die Schlammwässerung und -trocknung aufaddiert und somit die Wärmeverbrauchskurve für das Jahr 2019 erstellt. Nachfolgend wurden die erzeugten Kurven auf Plausibilität überprüft, um eine Verzerrung der Lastgänge, durch Ausfall von Anlagenkomponenten beispielsweise, auszuschließen. Anschließend wurden alle Werte um die, in Kapitel 4.1 genannten, Annahmen für 2026 ergänzt.

Im Rahmen der Plausibilisierung der Wärmeverbrauchskurve wurde diese geglättet, da davon auszugehen ist, dass aufgrund der geplanten Schlammwälzung in den Faultürmen, die Schlammmenge bzw. der daraus resultierende Wärmebedarf (bei der Warmwälzung) in Zukunft nur noch wenig, aber weiterhin halbwegs zufällig, schwanken wird. Da die Temperaturen am jeweiligen Tag bereits zu großen Teilen in den Tagessummen des Wärmebedarfes stecken, schwankt diese Störgröße nicht sonderlich an einem Tag. Die tendenzielle Schwankung, dass in der Nacht mehr Wärme für technische Prozesse und Frostsicherung bereitgestellt werden muss, während tagsüber mehr "Wohlfühlwärme", für Werkstatt-, Büroheizung und Dusche, bereitgestellt werden muss, wurde ebenfalls berücksichtigt. Basierend darauf wurden Tagessummen eines Tagesganges synthetisiert, in dem die Tageswerte viertelstündlich mit einer Zufallszahl korrigiert wurden. So wurde eine künstliche Schwankung, basierend auf dem jeweiligen Grundbedarf des Tages, erzeugt. Darüber hinaus wurde eine Ausgleichsfunktion zwischen 18:00 und 06:00 hinzugefügt, so dass sich der jeweilige Wert um 00:00 zu 50 % aus dem Vortageswert und zu 50 % aus dem aktuellen Tageswert zusammensetzt, um Wärmebedarfssprüngen um 00:00 vorzubeugen.

Bei der Strombedarfskurve wurde in KW 46 (11.-17. November 2019) eine unerklärlich große Differenz zu vorheriger und nachfolgender Woche entdeckt. Nach Überprüfung seitens der Berliner Wasserbetriebe ist diese durch den Ausfall eines Messgerätes zu erklären. Demnach wurde die Strombedarfskurve für diese Woche, nach dem Prinzip wie im letzten Absatz bei der Wärmebedarfskurve erläutert, angepasst.

Darüber hinaus wurde die Kurve der anfallenden Faulgasmenge plausibilisiert und einige überdimensional großen Werte, die aus den üblichen Schwankungen herausstachen, an die jeweils vorherigen und nachfolgenden Stundenwerte angepasst. Da die Faulgaserzeugung, besonders nach der Annahme der um 7,5% erhöhten Produktion (vgl. Kapitel 4.1), doch zu hoch erschien, wurden alle Stundenwerte der Faulgasproduktion um 14% reduziert.

Anschließend wurden die angepassten viertelstündlichen Daten zu stündlichen Daten zusammengefasst. Dafür wurde jeweils der stündliche Mittelwert aus den viertelstündlichen Werten generiert.

## 3.2 Auswahl Aggregate und Zusammenstellung Szenarien

### 3.2.1 Vergleichskriterien

Für die Aggregatauswahl wurden die recherchierten Technologien über vordefinierte Kriterien und technische Daten miteinander verglichen.

Folgende Kriterien wurden für den Vergleich herangezogen:

#### Prozessparameter:

- *Wärme-/Kühlbedarf und Strombedarf:* Ein geringer Energiebedarf für die Verfahren wurde positiv bewertet.
- *Betriebsdruck:* Ein niedriger Betriebsdruck wurde positiv bewertet, da dies die Konstruktion und die notwendigen Sicherheitsbestimmungen beeinflusst.
- *Notwendigkeit einer Vorbehandlung des Eingangsmediums:* Ein geringer Aufwand der Vorbehandlung wurde positiv bewertet und unterstreicht die Robustheit des Prozesses gegenüber Verunreinigungen.

#### Flexibilität:

- *Teillastbetrieb:* Zur Aufnahme von fluktuierenden Strömen, die durch die Verknüpfung mit erneuerbaren Energien entstehen, wurde ein breiter Teillastbereich mit schnellem Anlaufverhalten positiv bewertet.

Produktqualität: Eine hohe Endproduktqualität wurde als positiv bewertet

### 3.2.2 Auswahl Aggregate

#### 3.2.2.1 Entschwefelung

Die durchschnittliche Konzentration an Schwefelwasserstoff im Faulgas beträgt im Mittel 1622 ppm (Berliner Wasserbetriebe, 2019). Im Rahmen der **Grobentschwefelung** wird die Tropfkörperanlage bzw. der Biorieselbettreaktor bevorzugt, da die Faultürme vor Ort bereits vorhanden und eine Erweiterung um eine in-situ Sulfidfällung unpraktisch wäre. Auch ist das Verfahren mit Biowäscher mit einem höheren apparativen Aufwand verbunden und lediglich gut lösliche Schadstoffe können entfernt werden (vgl. Kapitel 2.2.1.1). Der Stromverbrauch beläuft sich auf  $0,02 \frac{kWh}{m^3}$ , der Wärmeverbrauch auf  $0,014 \frac{kWh}{m^3}$  (TS Umweltsanlagenausbau, 2018).

Bei Verlassen der Biologischen Grobentschwefelung hat der Gasstrom noch eine Schwefelkonzentration von 200 ppm (TS Umweltsanlagenausbau, 2018). Für die **Feinentschwefelung** wurde die Anwendung der dotierten Aktivkohle gewählt, da eine bessere Beladung bei weniger Sauerstoffzufuhr möglich ist (vgl. Kapitel 2.2.1.2). Bei Austritt aus der Feinentschwefelung mit dotierter Aktivkohle ist kein H<sub>2</sub>S mehr im

Faulgasstrom vorhanden. Vor Eintritt in die Feinentschwefelung wird der Gasstrom um 20 mbar verdichtet. Der Stromverbrauch der Feinentschwefelung beläuft sich auf  $0,00061 \frac{kWh}{m^3 \text{ Faulgas}}$ . Der Aktivkohleverbrauch beträgt  $0,00000226 \frac{m^3 \text{ Aktivkohle}}{m^3 \text{ Faulgas}}$ . Das Volumen des Gasstromes reduziert sich um 0,0002 Vol% (SILOXA, 2019)

### 3.2.2.2 Trocknung

Aufgrund der hohen Wasseraufnahmekapazität (bis 40%) wird für die Trocknung die Adsorptionstrocknung angewendet (vgl. Kapitel 2.2.2.2). Der Arbeitsdruck beträgt zwischen sechs und zehn bar, die Temperaturdifferenz zur Umgebungstemperatur beträgt 9,55 K. Der Wärmeverbrauch beträgt  $0,0039 \frac{kWh}{m^3 \text{ Faulgas}}$  (Ammongas, 2018).

### 3.2.2.3 Biogasaufbereitung

Für die Herstellung von Biomethan wurde die Aminwäsche als Biogasaufbereitungsverfahren gewählt. Vorteile sind der geringe Betriebsdruck und der damit verbundene geringe Strombedarf. Zusätzlich ist die Selektivität des Prozesses am besten, sodass kaum Methanschlupf entsteht und ein sehr reiner CO<sub>2</sub>-Strom erzeugt wird und somit keine Abgasnachbehandlung notwendig ist. Darüber hinaus verfügt die Aminwäsche über eine hohe Flexibilität und kann auch in 40% Teillast betrieben werden. Nachteilig ist der hohe Bedarf an thermischer Energie, welche jedoch aus den BHKWs geliefert wird und darüber hinaus auch teilweise rückgewonnen und anderweitig, z.B. zum Heizen der Faultürme, verwendet werden kann. Der Aminwäsche müssen sowohl Grob- als auch Feinentschwefelung sowie eine Trocknung vorgeschaltet werden (vgl. Kapitel 2.2.3).

### 3.2.2.4 Elektrolyse

Für den Fall, dass der Elektrolyseur mit EE-Strom aus Windenergie betrieben werden soll, muss der Elektrolyseur über eine hohe Flexibilität hinsichtlich des Teillastbetriebes sowie kurzen Anlaufzeiten verfügen, um die Fluktuationen der Stromerzeugung aus Windkraft optimal verarbeiten zu können. PEM-Elektrolyseure können innerhalb von Sekunden hochgefahren werden und auch in sehr niedrigen Lastbereichen arbeiten (vgl. Kapitel 2.2.4). Daher wird die PEM-Elektrolyse bevorzugt, obwohl sie im Vergleich zu den beiden anderen Elektrolysearten einen höheren Stromverbrauch, aufgrund des höheren Betriebsdrucks, hat. Die PEM-Elektrolyse muss mit deionisiertem Wasser betrieben werden, welches zugekauft wird.

### 3.2.2.5 Methanisierung

Die biologische Methanisierung ist, aufgrund der hohen Flexibilität, hinsichtlich des Teillastverhaltens, und dem Verzicht auf Chemikalien, am besten für Power-To-Gas-Konzepte geeignet. Die dauerhafte Temperaturhaltung der chemischen Methanisierung auf über 200°C und die damit verbundenen langen Anlaufzeiten machen den chemischen Prozess eher ungeeignet für den flexiblen Einsatz. Dies spiegelt sich im schlechteren Teillastverhalten sowie längeren Anlaufzeiten wider (vgl. Kapitel 2.2.5). Daher wird die biologische Methanisierung ex-situ in Form eines Festbettreaktors gewählt.



### 3.2.2.6 Faulgasspeicher

Als Vorlage für den verwendeten Gasspeicher dient der Gasspeicher, der bereits auf dem Gelände der Berliner Wasserbetriebe in Schönerlinde vorhanden sind. Dieser hat ein Gesamtvolumen von 10.000 m<sup>3</sup> sowie ein Nutzvolumen von 8.000 m<sup>3</sup> (Berliner Wasserbetriebe, 2021). Es werden zylinderförmig stehende Niederdruckspeicher verwendet.

### 3.2.2.7 Wärmespeicher

Sensible Wärmespeicher mit dem Wärmeträgermedium Wasser sind heute in größeren Dimensionen kommerziell verfügbar und werden daher im weiteren Verlauf der Masterarbeit betrachtet (Mitsdoerffer, 2017). Es wird eine Temperaturspreizung, also eine Differenz zwischen Vor- und Rücklauftemperatur, von 20 K empfohlen. Der Nutzungsgrad des Speichers bei vollständiger Aufwärmung beträgt 0,9. Dabei ist die tatsächlich nutzbare Wärmemenge, in Abhängigkeit vom Speicherinhalt, anhand Formel 1 bestimmbar (Buderus, 2015):

$$Q_{\Delta\theta} = \frac{V_{sp} \cdot \rho \cdot c_p \cdot \eta \cdot \Delta\theta}{3600} \quad (1)$$

*Q<sub>Δθ</sub>...nutzbare Wärmemenge beim Lade- bzw. Entladevorgang in [kWh], abhängig von der Temperaturdifferenz Δθ zwischen Speichervor- und -rücklauf*

*V<sub>sp</sub>...Speicherinhalt in [l]*

*ρ...Dichte des Wärmeträgermediums in [kg/l], für Wasser vereinfacht 1 kg/l einsetzen*

*c<sub>p</sub>...spezifische Wärmekapazität des Wärmeträgermediums in [kJ/(kg x K)], für Wasser 4,19 kJ/(kg x K)*

*η...Nutzungsgrad des Speichers [-], bei maximaler Aufladung η = 0,9*

*Δθ...Differenz zwischen Speichervor- und -rücklauftemperatur Δθ = t<sub>VL</sub> – t<sub>RL</sub> in [K]*

*3600...Umrechnungsfaktor 1 h = 3600 s*

Somit wird für eine Nennleistung des BHKW ein Speichervolumen von 40.000 l oder 40 m<sup>3</sup>, mit einem Nutzvolumen von 36 m<sup>3</sup>, empfohlen.

### 3.2.2.8 Heizkessel

Aufgrund des besten Wirkungsgrades von 0,94 (vgl. Kapitel 2.2.9) wird der Brennwertkessel eingesetzt.

### 3.2.2.9 Blockheizkraftwerke

Der thermische Wirkungsgrad für einen Gas-Otto-Motor mit Nennleistung von 1 MW beträgt 0,452. Der elektrische Wirkungsgrad beläuft sich auf 0,409 (2G, 2022). Die maximale Aufnahmekapazität an Faulgas für ein BHKW nach Formel 2 für die Feuerungswärmeleistung bestimmbar (Adler et al., 2014):

$$Q_F = \frac{Q_K}{\eta} [kW] \quad (2)$$

*Q<sub>F</sub>...Feuerungswärmeleistung*

*Q<sub>K</sub>...Nennleistung BHKW*

*η...Thermischer Wirkungsgrad BHKW*

Anhand Formel 3 lässt sich anschließend die Aufnahmekapazität errechnen (Adler et al., 2014):

$$\text{Volumenstrom}_{Gas} = \frac{Q_F}{H_U} \left[ \frac{m^3}{h} \right] \quad (3)$$

$Q_F$ ...Feuerungswärmeleistung

$H_U$ ...Unterer Heizwert

Nach Formel 2 und 3 beträgt die Aufnahmekapazität für ein BHKW mit einer Nennleistung von 1 MW sowie den angenommenen Wirkungsgraden  $395 \frac{Nm^3}{h}$  an Faulgas.

### 3.2.3 Zusammenstellung Szenarien

#### 3.2.3.1 Status Quo

Für das Referenzszenario „Status Quo“, welches als Fließbild in Abbildung 2 dargestellt ist, ist die Verstromung des gesamten Faulgases in drei BHKWs vorgesehen. Dabei sind eine Grobentschwefelung sowie eine Trocknung des Gasstromes vor Eintritt in das BHKW notwendig (vgl. Kapitel 2.2.10). Da im Status Quo das gesamte Faulgas verstromt werden soll, werden die BHKWs gasgeführt betrieben. Ist die maximale Kapazität der BHKWs erreicht, kann auch Faulgas in den Heizkesseln verheizt werden. Dabei wird in einem Wärmetauscher die erzeugte Wärme aus dem Warmwasser abgegeben. Sind diese auch voll beladen, wird der Gasstrom im Gasspeicher zwischengespeichert. Besteht nach der Wärmedeckung durch das BHKW ein Wärmedefizit, wird dieses durch Verheizen von Erdgas in den Heizkesseln beglichen. Der Strombedarf der Kläranlage wird mit, im BHKW erzeugten, Strom, EE-Strom und Netzstrom beglichen. Überschüssiger EE-Strom wird in das Stromnetz eingespeist. Überschüssige Wärme und Strom aus dem BHKW bleiben ungenutzt.

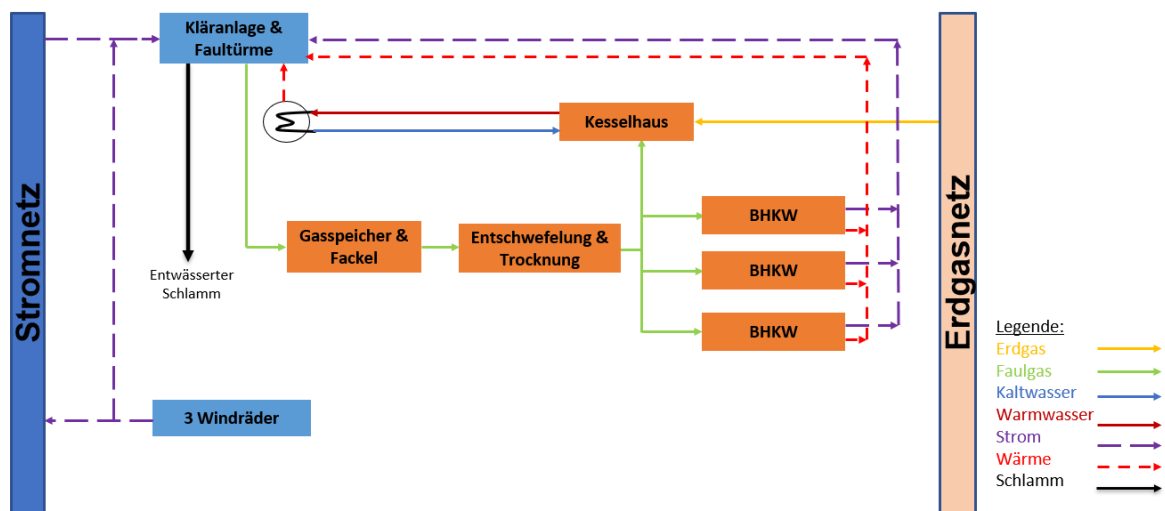


Abbildung 2: Fließbild Status Quo

### 3.2.3.2 Biogasaufbereitung für Biomethaneinspeisung

Im Rahmen der Aminwäscheszenarien werden drei Unterszenarien betrachtet:

- 1) Aminwäsche mit drei wärmegeführten BHKWs
- 2) Aminwäsche mit drei stromgeführten BHKWs
- 3) Aminwäsche ohne BHKWs

Das Fließbild der Aminwäsche mit BHKWs ist in Abbildung 3 dargestellt. Je nach Betriebsweise der BHKWs wird die entsprechende Faulgasmenge, nach vorheriger Grobentschwefelung und Trocknung, in die BHKWs bzw. in die Heizkessel geleitet. Das restliche Faulgas wird, je nach Dimensionierung der Aminwäsche, in die Feinentschwefelung und anschließend in die Aminwäsche geleitet bzw. im Gasspeicher zwischengespeichert, falls die Aminwäsche ihre maximale Kapazität erreicht hat. Das erzeugte Biomethan wird vor Einspeisung in das Erdgasnetz erneut getrocknet, um den Biomethanstrom auf den, nach DVGW-Regelwerken notwendigen, Wassergehalt zu konditionieren. Der EE-Strom aus Windenergie wird für die Deckung des Strombedarfes der Kläranlage verwendet und, bei Überschuss, in das Stromnetz eingespeist. Falls noch zusätzliche Wärme oder Strom benötigt werden, erfolgen oder Erdgas- oder Netzstrombezug. Die rückgewonnene Wärme aus der Aminwäsche wird zur Deckung des Wärmebedarfes der Anlage verwendet.

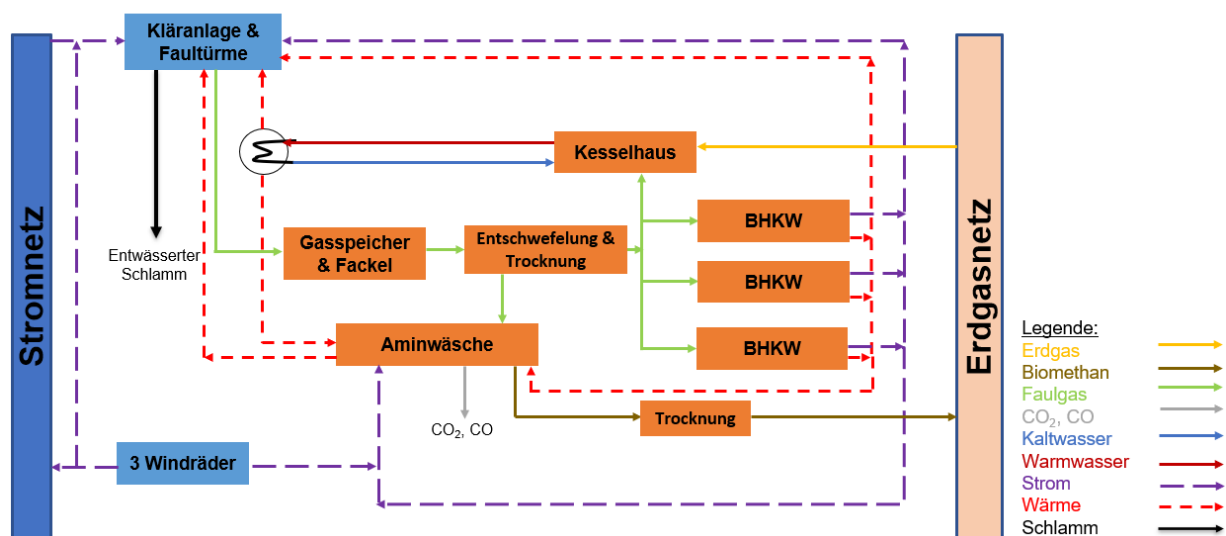


Abbildung 3: Fließbild Biogasaufbereitung mit BHKWs

Abbildung 4 zeigt das Fließbild des Szenarios ohne BHKWs. Dabei wird der Anteil an Faulgas, der für die Deckung des Wärmebedarfes benötigt wird, nach Grobentschwefelung und Trocknung, in den Heizkesseln verheizt. Das restliche Faulgas wird in die Aminwäsche geleitet oder im Gasspeicher zwischengespeichert. Das erzeugte Biomethan wird vor der Einspeisung in das Erdgasnetz erneut getrocknet. Der EE-Strom wird für die Deckung des Strombedarfes der Kläranlage verwendet und, bei Überschuss, in das Stromnetz eingespeist. Falls noch zusätzliche Wärme oder Strom benötigt werden, erfolgen oder Erdgas- oder Netzstrombezug.

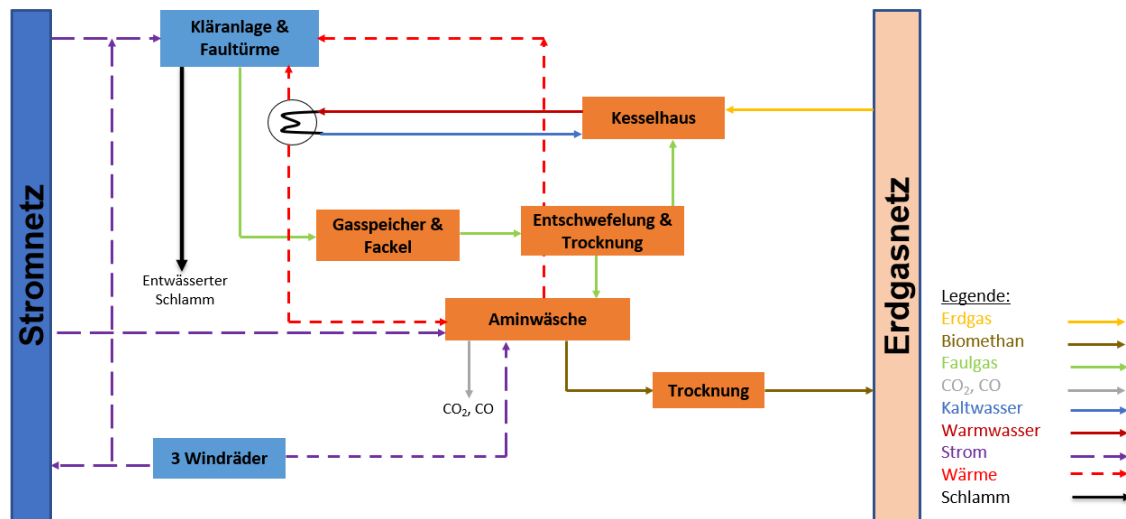


Abbildung 4: Fließbild Biogasaufbereitung ohne BHKWs

### 3.2.3.3 Elektrolyse für Wasserstoffeinspeisung

Bei den Wasserstoffsznarien werden drei Unterszenarien betrachtet:

- 1) Betrieb der Elektrolyse mit EE-Überschussstrom aus den Windenergieanlagen
- 2) Betrieb der Elektrolyse mit einer konstanten Leistung (dabei Nutzung Überschussstrom aus Windenergie und Zukauf Netzstrom)
- 3) Betrieb der Elektrolyse mit einem festen Lastgangprofil

Abbildung 5 zeigt das Fließbild für das Szenario, bei dem der Elektrolyseur lediglich mit Überschussstrom aus den Windenergieanlagen betrieben wird. Der Verlauf des Faulgasstromes ist identisch mit dem des Referenzszenarios: Das komplette Faulgas wird, nach vorheriger Grobentschwefelung und Trocknung, in den BHKWs bzw. im Heizkessel verbracht. Besteht noch ein Wärmebedarf wird dieser durch Verheizen von Erdgas in den Heizkesseln gedeckt. Der in den BHKWs erzeugte Strom sowie der EE-Strom werden zur Deckung des Strombedarfes der Anlage verwendet. Besteht anschließend noch ein Stromdefizit, wird dieses durch Bezug von Netzstrom ausgeglichen. Überschüssiger BHKW- und EE-Strom werden dem Elektrolyseur zugeleitet. Der, während der Elektrolyse entstandene, Wasserstoff wird, nach erneuter Trocknungsstufe, in das Erdgasnetz eingespeist. Entstandener Sauerstoff wird im Sauerstoffspeicher zwischengespeichert und anschließend in der Ozonung genutzt. Während der Elektrolyse entstandene bzw. rückgewonnene Wärme wird zur Deckung des Wärmebedarfes der Kläranlage verwendet. Die in den BHKWs erzeugte Wärme erwärmt über einen Wärmetauscher das deionisierte Wasser für die Elektrolyse.

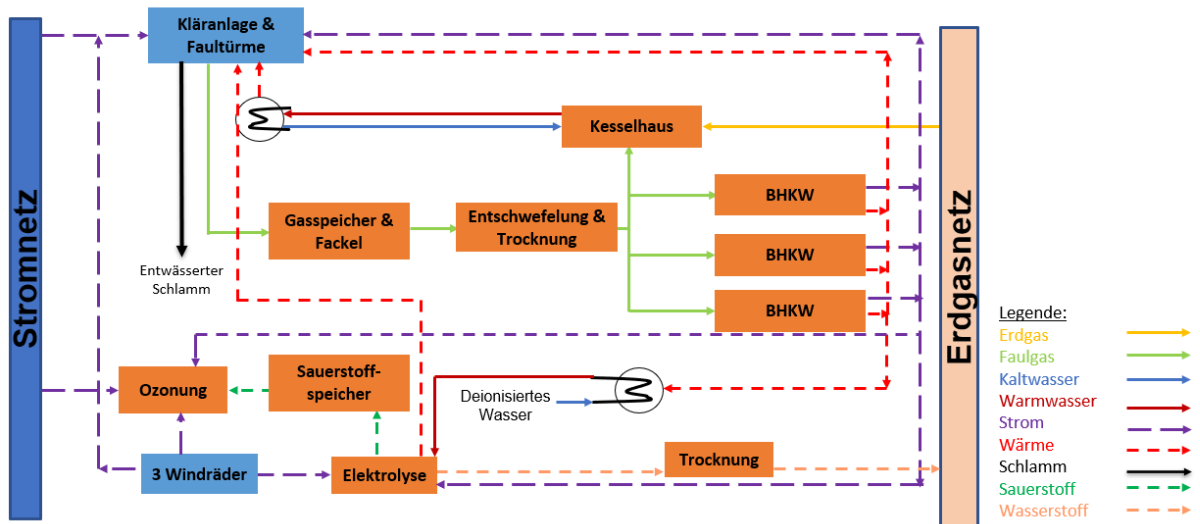


Abbildung 5: Fließbild Betrieb Elektrolyseur mit Überschussstrom aus Elektrolyse

Abbildung 6 stellt das Fließbild der beiden anderen Elektrolyseszenarien dar. Die Gas-, Strom- und Wärmeströme verlaufen ebenso wie nach Abbildung 5 beschrieben. Unterschied hierbei ist, dass nicht der gesamte Überschussstrom aus Windenergie in die Elektrolyse geleitet, sondern, je nach Dimensionierung des Elektrolyseurs, auch eingespeist wird. Da die Elektrolyse mit einem gewissen Leistungsprofil betrieben wird, kann der EE-Strom den Strombedarf des Elektrolyseurs eventuell nicht komplett decken. In diesem Fall muss Netzstrom bezogen werden, um das Stromdefizit des Elektrolyseurs zu decken.

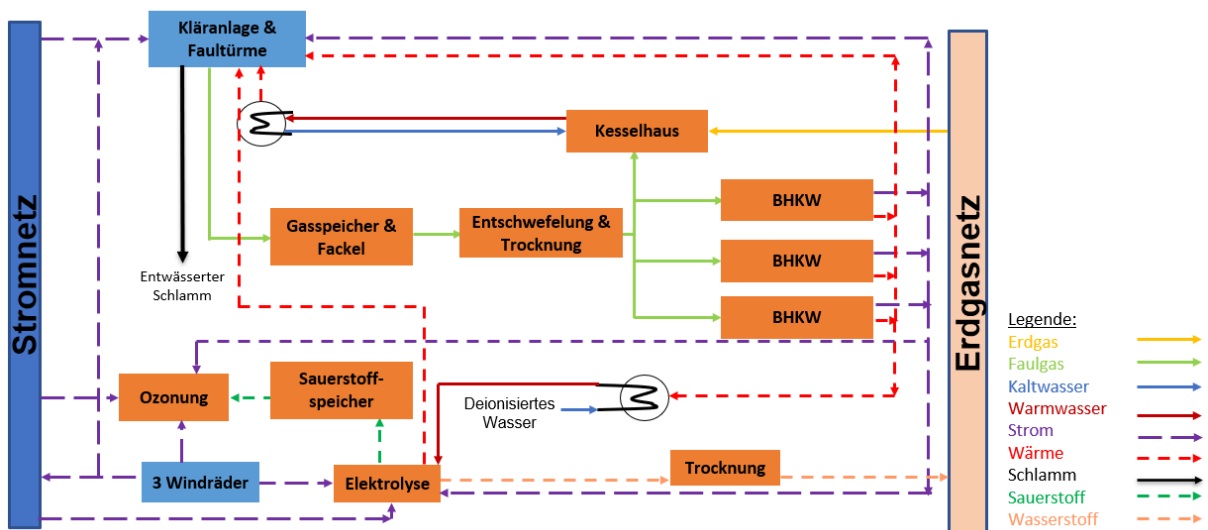


Abbildung 6: Fließbild Betrieb Elektrolyseur konstant bzw. nach Schaltvorlage

### 3.2.3.4 Elektrolyse und Biologische Methanisierung für Biomethaneinspeisung

Im Rahmen der Methanisierungsszenarien werden zwei Unterszenarien betrachtet:

- 1) Elektrolyse mit Lastgangprofil, Aminwäsche, Biologische Methanisierung, keine BHKWs
- 2) Elektrolyse mit Lastgangprofil, Aminwäsche, Biologische Methanisierung, drei stromgeführte BHKWs

Abbildung 7 stellt das Fließbild der Variante ohne BHKWs dar. Dabei wird die Menge an Faulgas, die zur Deckung des Wärmebedarfs, inklusive der Aminwäsche, benötigt wird, nach dem es grobentschweifelt und getrocknet wurde, in den Heizkesseln verheizt. Ein Wärmetauscher überträgt die Wärme aus dem erzeugten Warmwasser. Das restliche Faulgas wird zusätzlich feinentenschweifelt und in der Aminwäsche zu Biomethan umgewandelt, welches vor Einspeisung in das Erdgasnetz erneut getrocknet wird. Während der Aminwäsche rückgewonnene Wärme wird zur Deckung des Wärmebedarfes der Kläranlage verwendet. Entstandenes CO<sub>2</sub> wird in die Methanisierungsstufe geleitet und dort mit dem, aus der Elektrolyse kommendem H<sub>2</sub>, zu zusätzlichem Biomethan umgesetzt. Überschüssiges CO<sub>2</sub> muss anderweitig verbracht werden. Da die Elektrolyse nach einer bestimmten Leistung geschaltet ist, stammt der Strom für den Betrieb der Elektrolyse sowohl aus EE- als auch aus Netzstrom. Während der Elektrolyse entstandener Sauerstoff wird wieder zwischengespeichert und in die Ozonung geleitet.

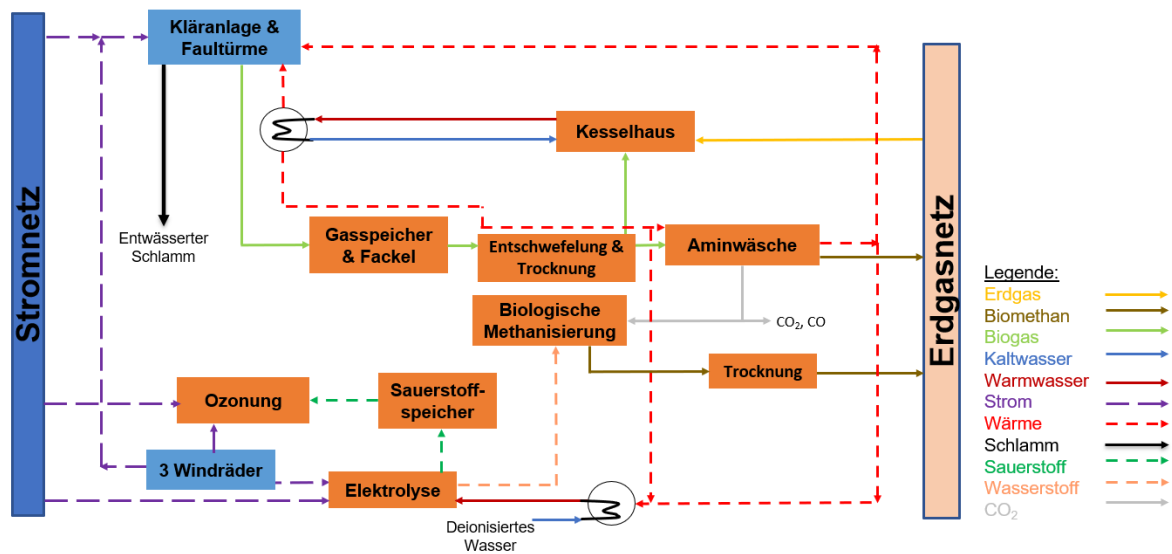


Abbildung 7: Fließbild Methanisierungsszenario ohne BHKWs

Abbildung 8 stellt das Fließbild der Variante mit BHKWs dar. Bei diesem Szenario ist der Ausgangspunkt die Elektrolyse, welche nach einem gewissen Leistungsprofil geschaltet ist. Um das Leistungsprofil abzudecken, bezieht der Elektrolyseur auch Netzstrom. Entstandener Sauerstoff wird, nach Zwischenspeicherung, in der Ozonung verwendet. Entstandener Wasserstoff wird in die biologische Methanisierung geleitet. Dort wird, mit dem CO<sub>2</sub> aus der Aminwäsche, Biomethan erzeugt. Dabei erzeugt die Aminwäsche nur so viel CO<sub>2</sub>, wie in der biologischen Methanisierung benötigt wird, um den Wasserstoff komplett umzusetzen. Das entstandene Biomethan wird getrocknet und in das Erdgasnetz eingespeist. Das restliche Faulgas, welches nicht in der Aminwäsche verwendet wurde, wird in den

BHKWs verstromt. Überschüssiger EE-Strom wird eingespeist. Strom- und Wärmedefizite werden über Netzstrom- und Erdgasbezug ausgeglichen.

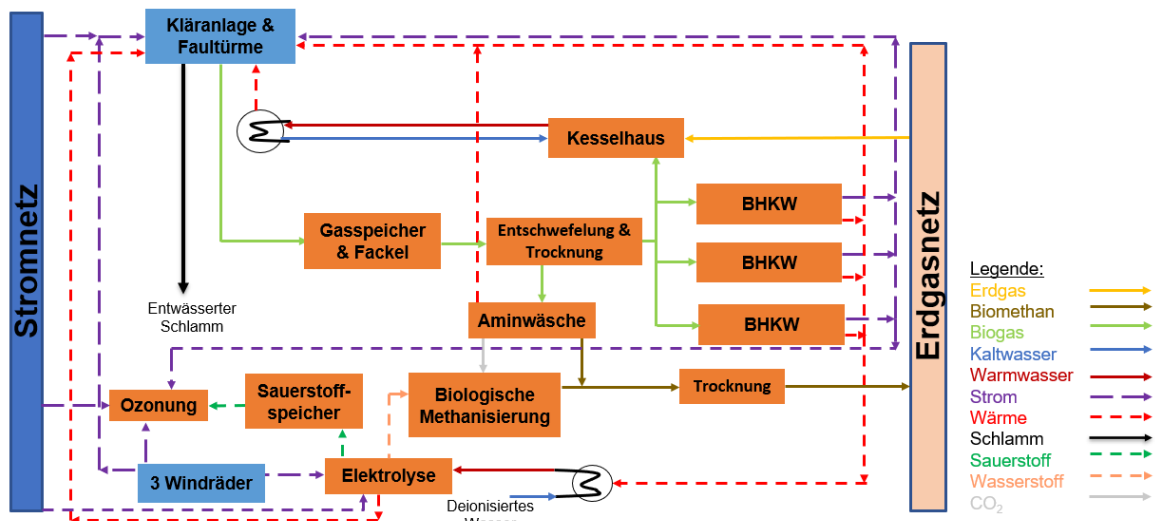


Abbildung 8: Fließbild Methanisierungsszenario mit BHKWs

### 3.3 Excel-Modellierung

Die Erzeugung von EE-Strom aus Windenergie, die Lastgänge für Strom- und Wärmeverbräuche der Anlage sowie verschiedene Synergien, wie beispielsweise der O<sub>2</sub>-Verbrauch für die Ozonung, unterliegen starken zeitlichen Schwankungen, sowohl saisonal als auch innerhalb eines Tages. Um die Charakteristiken der verschiedenen Lastgänge bestmöglich abzubilden, wurde für die Modellierung, und somit Darstellung der Szenarien, ein dynamisches Modell in Microsoft Excel zusammengestellt. Dynamische Modelle haben den Vorteil, dass ein realistisches Bild des integrierten Energiesystems berechnet werden kann und damit Aussagen getroffen werden können, die einfache Jahreswerte nicht widerspiegeln. Abbildung 9 gibt eine Übersicht über die Inputdaten des Excelmodells. In dem Modell wurden Daten zu Energie- und Wärmeverbräuchen eingetragen sowie Energiebilanzen und Jahresbilanzen hinsichtlich der Lastgänge für jeden Zeitschritt (1h) einzeln berechnet, um eine realistische Einschätzung der zeitlichen Dynamik und der Speicherstände zu gewährleisten. Auf diese Weise konnten die optimalen Auslegungsgrößen der ausgewählten Aggregate bestimmt werden, was entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist. Die für die Modellierung verwendeten technischen Daten der Aggregate stammen von Herstellerangaben sowie Literaturwerten.

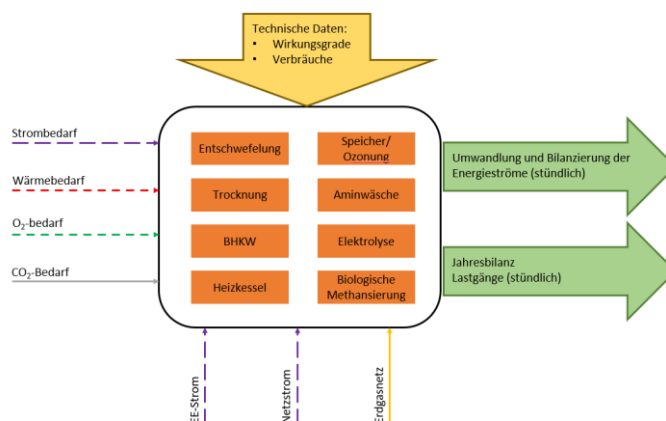


Abbildung 9: Übersicht über Inputs und Outputs des dynamischen Excelmodells

### 3.3.1 Szenario Status Quo

Abbildung 10 gibt eine Übersicht darüber, in welcher Reihenfolge und nach welchen Kriterien das dynamische Excelmodell im Referenzszenario rechnet.

Die generierten Daten zu Energie- und Wärmeverbräuchen, EE-Stromerzeugung, Abwasseranfall und Faulgaserzeugung wurden in das dynamische Excelmodell eingetragen sowie Energiebilanzen für jeden Zeitschritt (1h) einzeln berechnet, um eine realistische Einschätzung der zeitlichen Dynamik und der Speicherstände, unter Einhaltung gewisser Rahmenbedingungen, zu erhalten.

Zunächst entscheidet das Modell, basierend auf der Menge an Faulgas, die im jeweiligen Zeitschritt anfällt, wie viele vollflexible BHKWs, zur Verstromung des Faulgases benötigt werden. Dabei wird jeweils das nächste BHKW erst eingeschaltet, wenn die anfallende Faulgasmenge die Kapazität der bereits betriebenen BHKWs überschreitet. Wird ein zusätzliches BHKW eingeschaltet, verteilt sich die Menge an Faulgas so, dass alle BHKWs in der gleichen Teillast betrieben werden. Beträgt die Faulgasmenge weniger als  $434 \frac{m^3}{h}$  wird nur ein BHKW eingeschalten., bei weniger als  $868 \frac{m^3}{h}$  sind zwei BHKWs in Betrieb und bei bis  $1.302 \frac{m^3}{h}$  werden alle drei BHKWs betrieben (Adler et al., 2014).

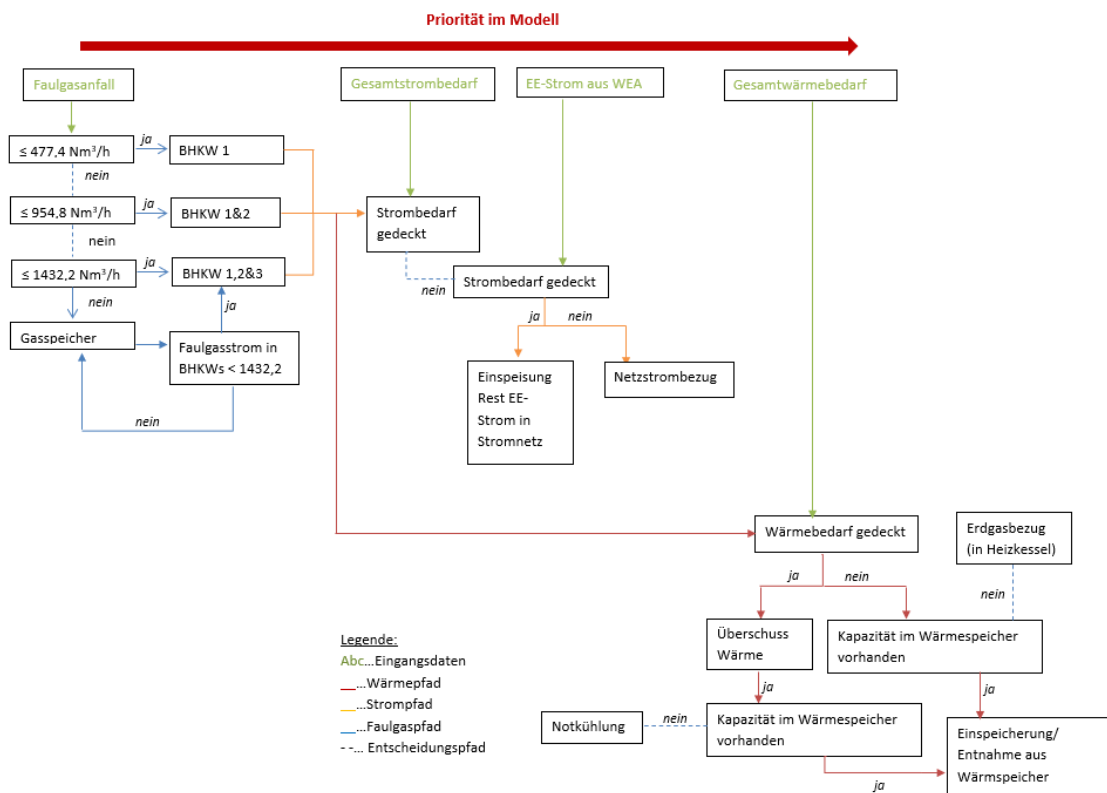


Abbildung 10: Übersicht über Entscheidungswege dynamisches Modell Status Quo



Für die Anzahl an Schaltvorgängen pro Tag wurden keine Annahmen getroffen. Jedoch wurden für Strom- und Wärmeerzeugung, basierend auf der jeweiligen Auslastung des BHKWs, entsprechende Wirkungsgradverluste berücksichtigt. Dafür wurde, wie in Abbildung 11 dargestellt, eine bekannte Datenreihe mit Lastbereichen und jeweiliger Leistungserzeugung, aufgetragen und anschließend mit Hilfe der entsprechenden Excelfunktion linearisiert.

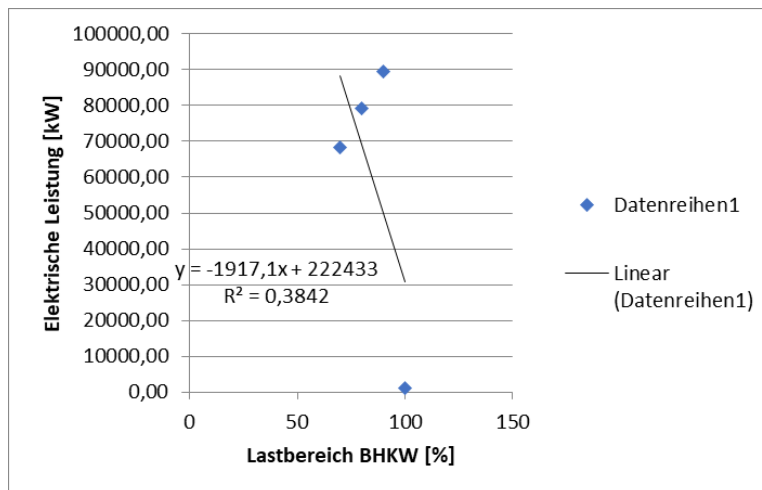


Abbildung 11: Linearisierte Leistung - Auslastungskurve

So konnte die jeweilige Verbrauchssteigerung mit sinkender Auslastung, wie in Tabelle 4 dargestellt, ermittelt werden.

Tabelle 4: Verbrauchssteigerung bei sinkender Auslastung in BHKWs

Lastbereich %	el. Wirkungsgrad	el. Wirkungsgrad %	Verbrauchsteigerung
10	0,28	28,0	1,433333333
20	0,30	29,9	1,34375
30	0,33	32,7	1,228571429
40	0,35	34,6	1,162162162
50	0,37	36,5	1,102564103
60	0,38	38,3	1,048780488
70	0,40	39,3	1,023809524
80	0,40	39,7	1,011764706
90	0,40	40,0	1,005847953
100	0,40	40,2	1

Übersteigt die angefallene Faulgasmenge die vorhandenen Kapazitäten, so wird die Gasmenge, die im Moment nicht verstromt werden kann, in den Gasspeicher geleitet. Das dort gespeicherte Gas wird dann wieder an die BHKWs abgegeben, sobald diese über entsprechende Kapazitäten verfügen, ohne, dass ein weiteres BHKW angeschaltet werden muss, nur um Gas aus dem Gasspeicher zu verstromen

Anschließend bilanziert das Modell, ob der Gesamtstrombedarf des Klärwerks mit Hilfe des verstromten Faulgases gedeckt werden kann. Wenn dem so ist, wird ermittelt, ob eventuell ein Stromüberschuss

entsteht, der eventuell eingespeist werden könnte. Kann die erzeugte elektrische Energie den Strombedarf der Anlage nicht decken, so wird im Modell bilanziert, ob der EE-Strom aus Windkraft das Stromdefizit decken kann. Anschließend wird berechnet, wieviel EE-Strom, der im jeweiligen Zeitintervall nicht benötigt wird, in das Stromnetz eingespeist werden kann. Darüber hinaus wird berechnet, wieviel Strom aus dem Stromnetz bezogen werden muss, um den Bedarf im jeweiligen Zeitintervall zu decken. Im nächsten Schritt wird analog mit dem Wärmebedarf verfahren. Zunächst ermittelt das Modell, inwiefern das verstromte Faulgas den Wärmebedarf decken kann. Bei Defizit wird überprüft, ob Faulgas vorhanden ist, dass im Heizkessel verheizt werden könnte. Erzeugte Überschusswärme aus den BHKWs wird in den Wärmespeicher geleitet. Besteht ein Wärmeüberschuss, der die Kapazität des Wärmespeichers übersteigt, geht diese Wärme für das System verloren. Bei einem Wärmedefizit wird demnach zunächst analysiert, ob und in welcher Menge gespeicherte Wärme vorhanden ist. Besteht immer noch Wärmebedarf, so wird Erdgas bezogen und im Heizkessel verheizt.

### 3.3.2 Biogasaufbereitungszenarien

#### 3.3.2.1 Szenario 1.1 - Aminwäsche mit drei wärmegeführten BHKWs

Abbildung 12 gibt eine Übersicht darüber, in welcher Reihenfolge und nach welchen Kriterien das dynamische Excelmodell in diesem Szenario rechnet.

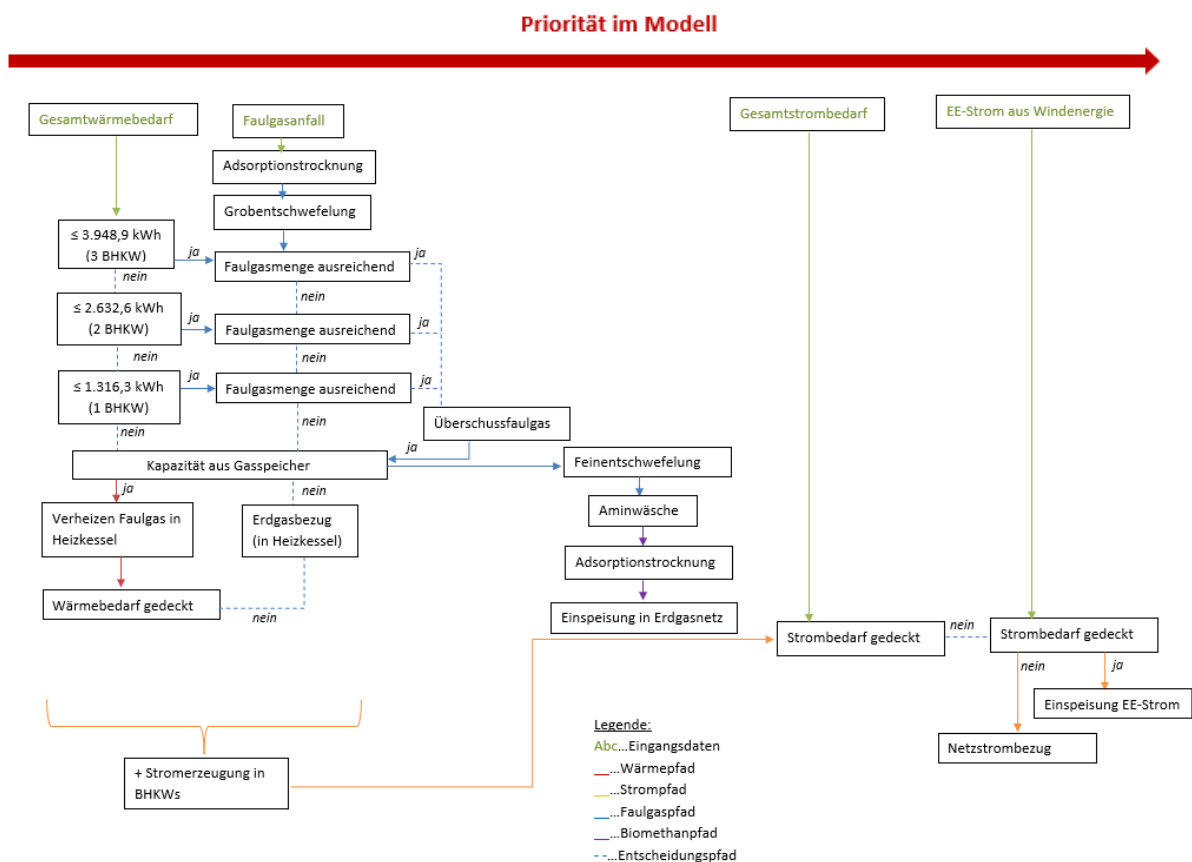


Abbildung 12: Übersicht Entscheidungswege dynamisches Modell Szenario 1.1 - Aminwäsche mit drei wärmegeführten BHKWs

Der erste Schritt ist die Ermittlung des Gesamtwärmebedarfs des Klärwerks in der folgenden Stunde. Anschließend erfolgt die Ermittlung der Menge an Faulgas, die, bei Verstromung im BHKW, benötigt wird, um den ermittelten Wärmebedarf zu decken. Dabei wird der thermische Wirkungsgrad des BHKWs berücksichtigt. Weiterhin wird, um Wirkungsgradverluste bei Teillast des BHKWs auszugleichen, ein Sicherheitszuschlag von 10% auf den Faulgasbedarf aufgeschlagen. Die Anzahl der BHKWs in Betrieb richtet sich nach dem Wärmebedarf bzw. der benötigten Faulgasmenge (vgl. Kapitel 3.3.1). Wenn die BHKWs voll ausgelastet sind und dennoch ein Wärmedefizit besteht, wird Faulgas aus dem Gasspeicher in die Heizkessel geleitet. Besteht dann immer noch ein Wärmedefizit, so muss dieser durch Bezug von Erdgas und anschließendem Verheizen in den Heizkesseln gedeckt werden. Faulgas, das nicht in BHKWs oder Heizkessel benötigt wird, wird im Gasspeicher zwischengespeichert. Je nachdem, wieviel Gas sich im Gasspeicher befindet, wird die Aminwäsche, mit vorgeschalteter Feinentschwefelung, betrieben. Dabei wird darauf geachtet, dass stets ein Volumen von 1.000 m<sup>3</sup> an Faulgas im Speicher zurückbleibt, um die Priorisierung der Wärmedeckung der Anlage zu garantieren. Es wurden verschiedene Dimensionierungen der Aminwäsche modelliert, um Auslastungen der Aggregate und Vollbenutzungsstunden zu optimieren. Das entstandene Biomethan wird getrocknet und eingespeist. In den BHKWs wird neben Wärme auch Strom erzeugt. Dieser wird mit dem Strombedarf der Kläranlage verrechnet. Wird weiterhin Strom benötigt, wird die Deckung durch Einbezug des EE-Stromes aus Windkraft angestrebt. Besteht danach ein Stromüberschuss erfolgt die Einspeisung von EE-Strom in das Stromnetz, andernfalls wird der Bedarf durch Netzstrombezug gedeckt. Ein Wärmespeicher findet in dieser Modellierung keine Anwendung.

### 3.3.2.2 Szenario 1.2 - Aminwäsche mit drei stromgeführten BHKWs

Abbildung 13 gibt eine Übersicht darüber, in welcher Reihenfolge und nach welchen Kriterien das dynamische Excelmodell in diesem Szenario rechnet.

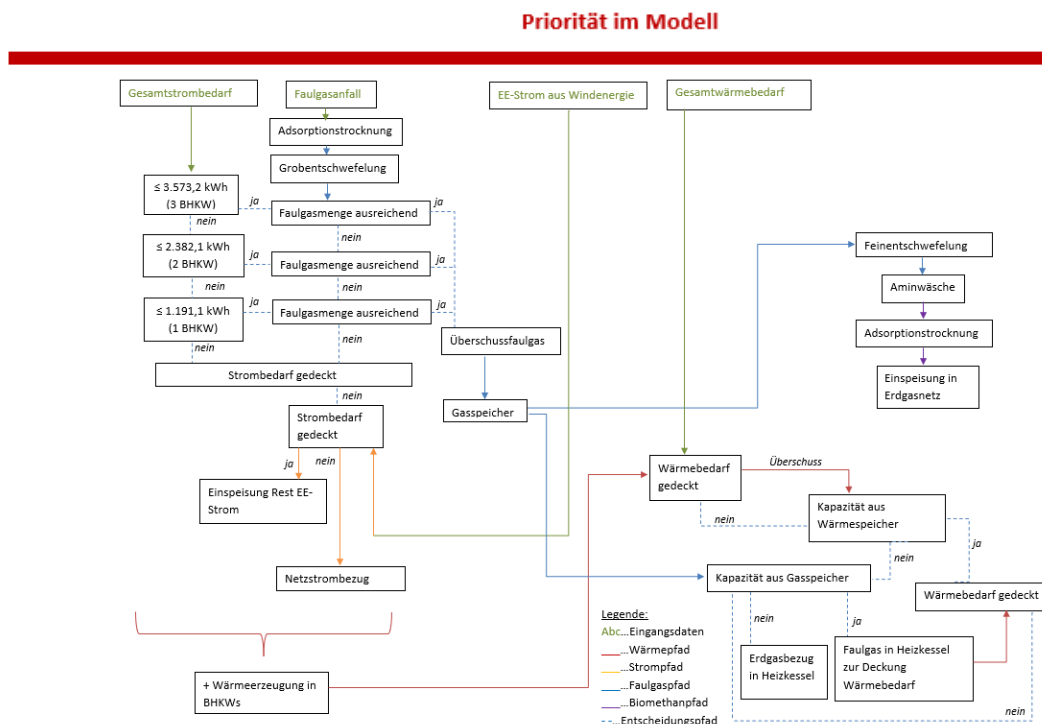


Abbildung 13: Übersicht Entscheidungswege dynamisches Modell Szenario 1.2 - Aminwäsche mit drei stromgeführten BHKWs

Der erste Schritt ist die Ermittlung des Gesamtstrombedarfes der Kläranlage in der folgenden Stunde. Anschließend erfolgt die Ermittlung der Menge an Faulgas, die, bei Verstromung im BHKW, benötigt wird, um den Strombedarf zu decken. Dabei wird der elektrische Wirkungsgrad des BHKWs berücksichtigt. Weiterhin wird, um Wirkungsgradverluste bei Teillast des BHKWs auszugleichen, ein Sicherheitszuschlag von 10% auf den Faulgasbedarf aufgeschlagen. Die Anzahl der BHKWs in Betrieb richtet sich nach dem Strombedarf bzw. der benötigten Faulgasmenge (vgl. Kapitel 3.3.1). Überschüssiges Faulgas im jeweiligen Zeitfenster wird im Gasspeicher zwischengespeichert. Besteht nach Stromerzeugung des BHKWs noch ein Stromdefizit, wird versucht, dieses mit EE-Strom aus Windkraft auszugleichen. Im Falle eines EE-Stromüberschusses wird dieses eingespeist. Besteht immer noch ein Stromdefizit, wird dieses durch Netzstrombezug gedeckt. Die im BHKW erzeugte Wärme wird dem Gesamtwärmebedarf gegengerechnet. Überschusswärme wird im Wärmespeicher zwischengespeichert. Demnach werden bei einem Wärmebedarf zunächst die Kapazitäten im Wärmespeicher überprüft. Besteht danach immer noch ein Wärmebedarf, wird Faulgas aus dem Gasspeicher im Heizkessel verheizt. Konnte die Wärme so immer noch nicht gedeckt werden, wird Erdgas bezogen und im Kessel die benötigte thermische Energie erzeugt. Je nachdem, wieviel Gas sich im Gasspeicher befindet, wird die Aminwäsche, mit vorgeschalteter Feinentschwefelung, betrieben. Dabei wird darauf geachtet, dass stets ein Volumen von 1.000 m<sup>3</sup> an Faulgas im Speicher zurückbleibt, um die Priorisierung der Stromdeckung der Anlage zu garantieren. Es wurden verschiedene Dimensionierungen der Aminwäsche modelliert, um Auslastungen der Aggregate und Vollbenutzungsstunden zu optimieren. Das entstandene Biomethan wird getrocknet und eingespeist.

### 3.3.2.3 Szenario 1.3 - Aminwäsche ohne BHKWs

Abbildung 14 gibt eine Übersicht darüber, in welcher Reihenfolge und nach welchen Kriterien das dynamische Excelmodell in diesem Szenario rechnet

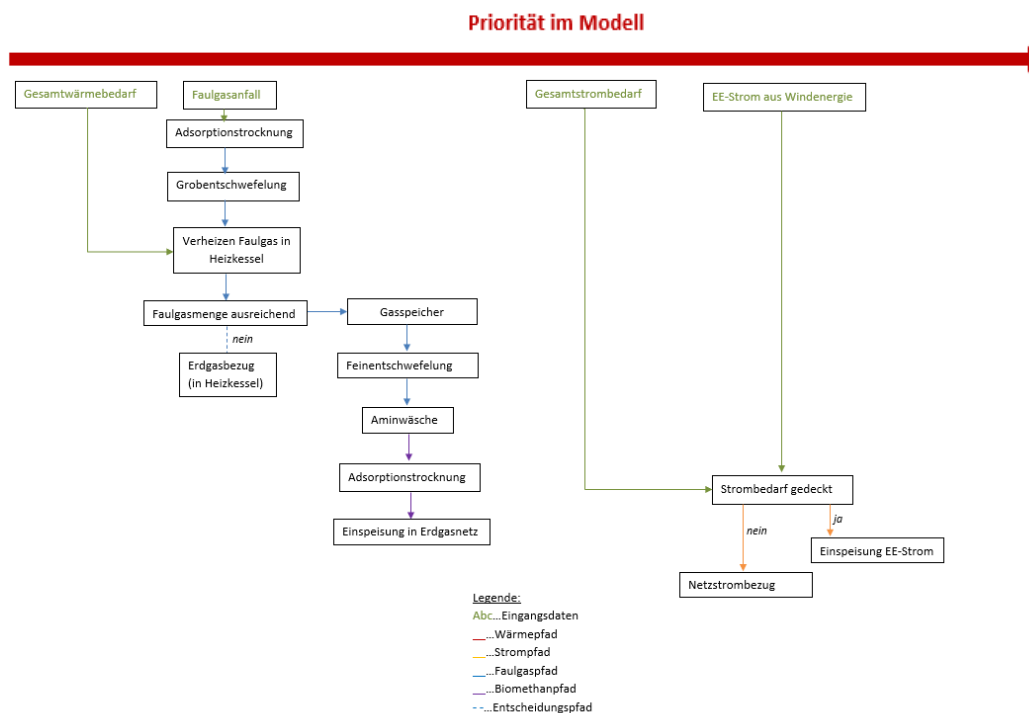


Abbildung 14: Übersicht Entscheidungswege dynamisches Modell Szenario 1.4 - Aminwäsche ohne BHKWs

Der erste Schritt ist die Ermittlung des Gesamtwärmebedarfes der Kläranlage in der folgenden Stunde. Anschließend erfolgt die Ermittlung der Menge an Faulgas, die für die Erzeugung der benötigten Wärme im Heizkessel, benötigt wird. Dabei wird der thermische Wirkungsgrad des Kessels berücksichtigt. Bei Wärmedefizit muss Erdgas für den Kessel bezogen werden. Faulgas, welches nicht für die Deckung des Wärmebedarfes im Kessel benötigt wird, wird in die Aminwäsche, mit vorgeschalteter Feinentschwefelung, geleitet. Dabei wird darauf geachtet, dass stets ein Volumen von 1.000 m<sup>3</sup> an Faulgas im Speicher zurückbleibt, um die Priorisierung der Wärmedeckung der Anlage zu garantieren. Das entstandene Biomechan wird getrocknet und eingespeist. Der Stromkreislauf ist in diesem Szenario entkoppelt. Der Gesamtstrombedarf wird über den EE-Strom aus Windkraft gedeckt. Im Falle eines EE-Stromüberschusses wird dieses eingespeist. Besteht immer noch ein Stromdefizit, wird dieses durch Netzstrombezug gedeckt.

### 3.3.3 Elektrolyseszenarien

#### 3.3.3.1 Szenario 2.1 - Elektrolyse mit EE-Überschussstrom aus den Windenergieanlagen, drei BHKWs

Abbildung 15 gibt eine Übersicht darüber, in welcher Reihenfolge und nach welchen Kriterien das dynamische Excelmodell in diesem Szenario rechnet.

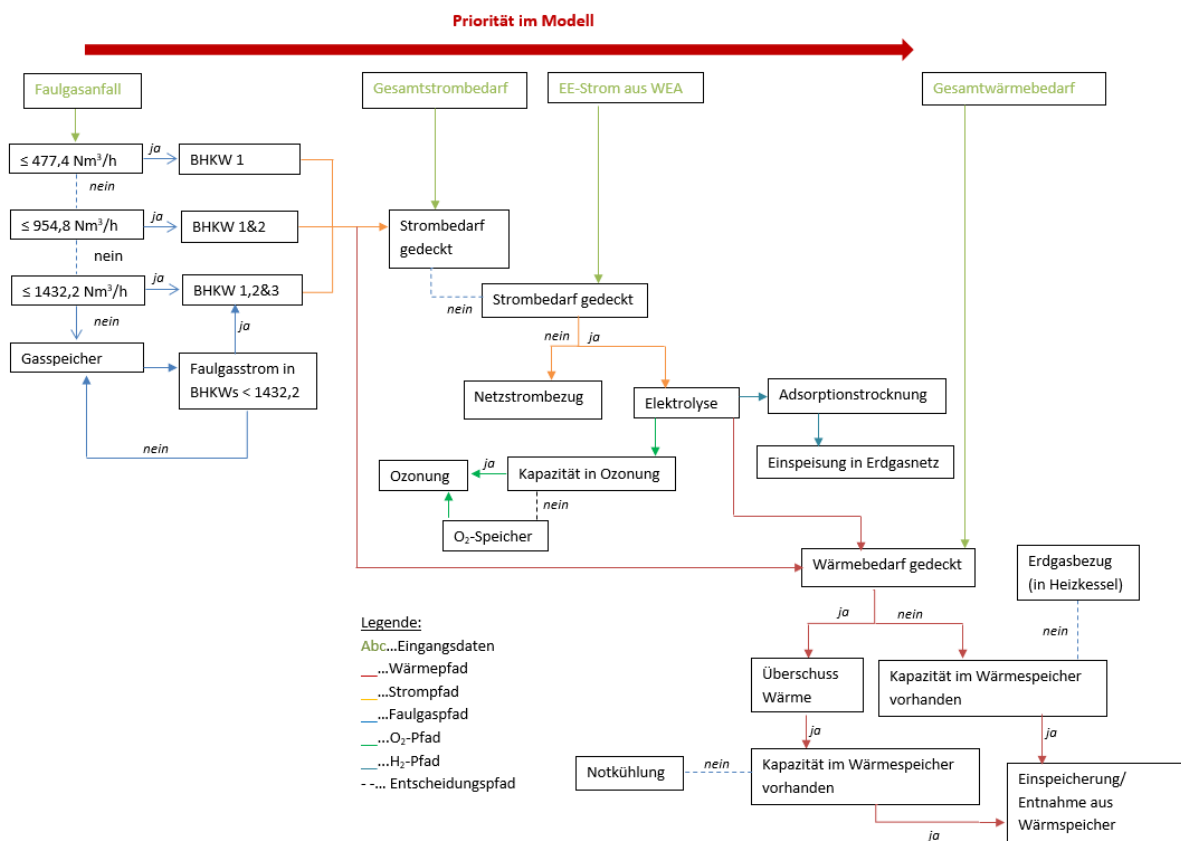


Abbildung 15: Übersicht Entscheidungswege dynamisches Modell Szenario 2.1 - Elektrolyse Betrieb mit EE-Überschussstrom aus Windenergie

Der Faulgasstrom hier gleicht dem des Status Quo (vgl. Kapitel 3.3.1). Das anfallende Faulgas wird, insofern Kapazität vorhanden ist, in den drei BHKWs verstromt. Falls die Kapazitäten ausgeschöpft sind, kann es im Gasspeicher zwischengespeichert werden. Das BHKW erzeugt Wärme und Strom. Eventueller

Wärmeüberschuss wird im Wärmespeicher zwischengespeichert und kann jenem, bei Wärmedefizit, wieder entnommen werden. Entstehende Überschusswärme, die die Kapazitäten des Wärmespeichers übertrifft, muss notgekühlt werden. Wird anschließend noch Wärme benötigt, muss diese durch Erdgasbezug gedeckt werden. Besteht nach der Stromerzeugung noch ein Stromdefizit, wird dieser zunächst durch EE-Strom aus Windenergie gedeckt. Nicht benötigter EE-Strom wird nicht in das Stromnetz eingespeist, sondern in die Elektrolyse gegeben. Dort erzeugter Wasserstoff wird im Adsorptionstrockner getrocknet und anschließend eingespeist.

### 3.3.3.2 Szenario 2.2 - Betrieb der Elektrolyse mit einer konstanten Leistung (dabei Nutzung Überschussstrom aus Windenergie und Zukauf Strom), drei gasgeführte BHKWs

Abbildung 16 gibt eine Übersicht darüber, in welcher Reihenfolge und nach welchen Kriterien das dynamische Excelmodell in diesem Szenario rechnet.

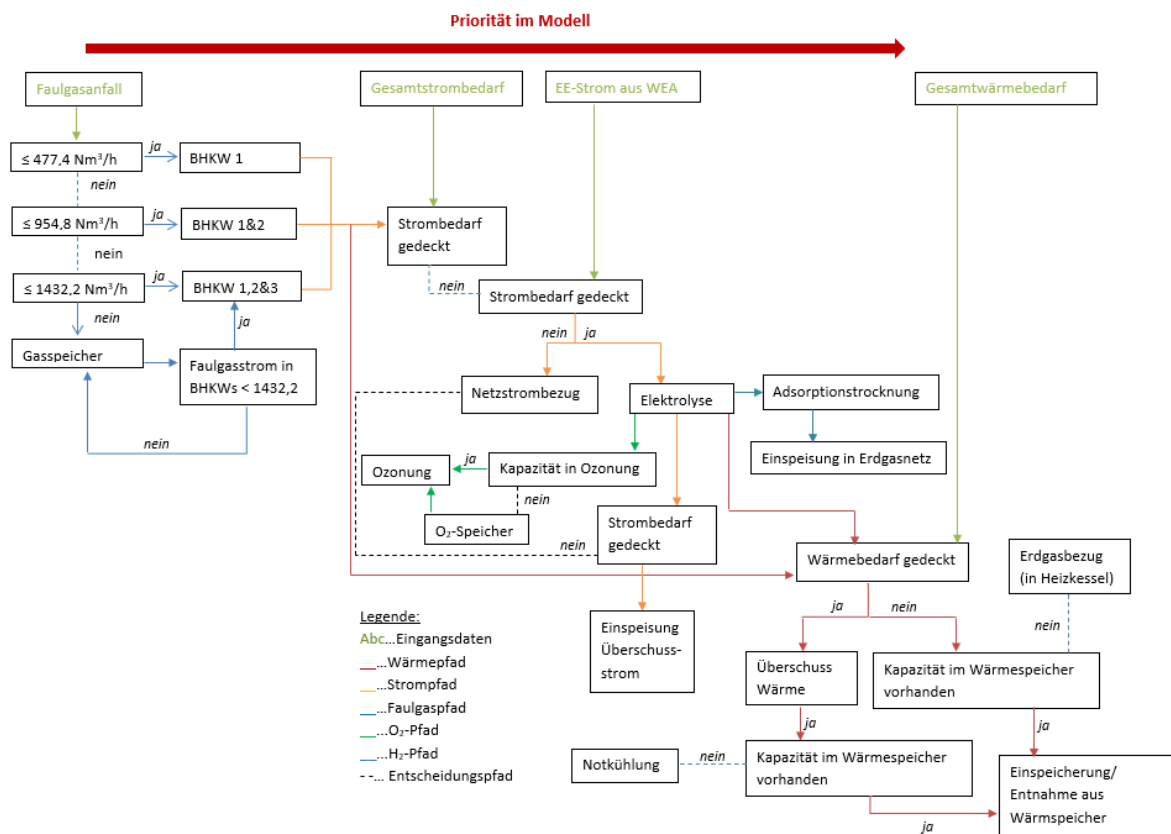


Abbildung 16: Übersicht Entscheidungswege dynamisches Modell Szenarien 2.2 und 2.3 - Elektrolyse Betrieb mit EE-Überschussstrom und Netzstrom

Dieses Szenario wurde mit dem Gedanken entworfen, die Betriebsstunden des Elektrolyseurs zu optimieren. Das Szenario ist wie Szenario 2.1 geschaltet. Während jedoch im vorherigen Szenario kein Anspruch an den Elektrolyseur hinsichtlich der Auslastung gestellt wurde, soll dieser hier mit einer konstanten Leistung betrieben werden. Der Strom, der dafür, neben EE-Strom und Strom aus dem BHKW, zusätzlich benötigt wird, wird aus dem Netz bezogen. Dabei sollen verschiedene Leistungen des Elektrolyseurs modelliert werden. Diese sind 500 kW, 1 MW und 1,5 MW.

### 3.3.3.3 Szenario 2.3 - Betrieb der Elektrolyse mit einem festen Lastgangprofil, drei gasgeführte BHKWs

Die Rechenweise des dynamischen Excelmodells kann ebenfalls Abbildung 16 entnommen werden. Auch hier soll der Elektrolyseur größtenteils konstant betrieben werden. Dabei soll die Schaltweise so angepasst werden, dass der Elektrolyseur in Zeiten von geringem Stromverbrauch des Klärwerks in Volllast betrieben wird und in Zeiten von hohem Strombedarf in Teillast, um den Zukauf von Netzstrom so gering wie möglich zu halten. Im Rahmen der Ermittlung der optimalen Schaltweise wurde zum einen untersucht, ob der Lastgang des Stromverbrauches des Klärwerks Grundlage für ein Schaltmuster liefert. Zum anderen wurde untersucht, ob die EE-Stromerzeugung aus Windkraft einen Ansatz für die Erstellung eines Schaltmuster darstellt.

Basierend auf den erstellten Schaltweisen und Lastgängen der Elektrolyse wird der Faulgasstrom so behandelt, wie in den Szenarien 2.1 und 2.2. Wird für die Elektrolyse, nach Überprüfung der Kapazität an EE-Strom aus Windenergie, noch elektrische Energie benötigt, wird dafür Netzstrom bezogen. EE-Strom, der im jeweiligen Zeitabschnitt weder für die Kläranlage noch für die Elektrolyse benötigt wird, wird eingespeist.

### 3.3.4 Szenarien mit Elektrolyse und Biologischer Methanisierung

#### 3.3.4.1 Szenario 3.1 - Elektrolyse mit Lastgangprofil, Aminwäsche, Biologische Methanisierung, keine BHKWs

Abbildung 17 gibt eine Übersicht darüber, in welcher Reihenfolge und nach welchen Kriterien das dynamische Excelmodell in diesem Szenario rechnet.

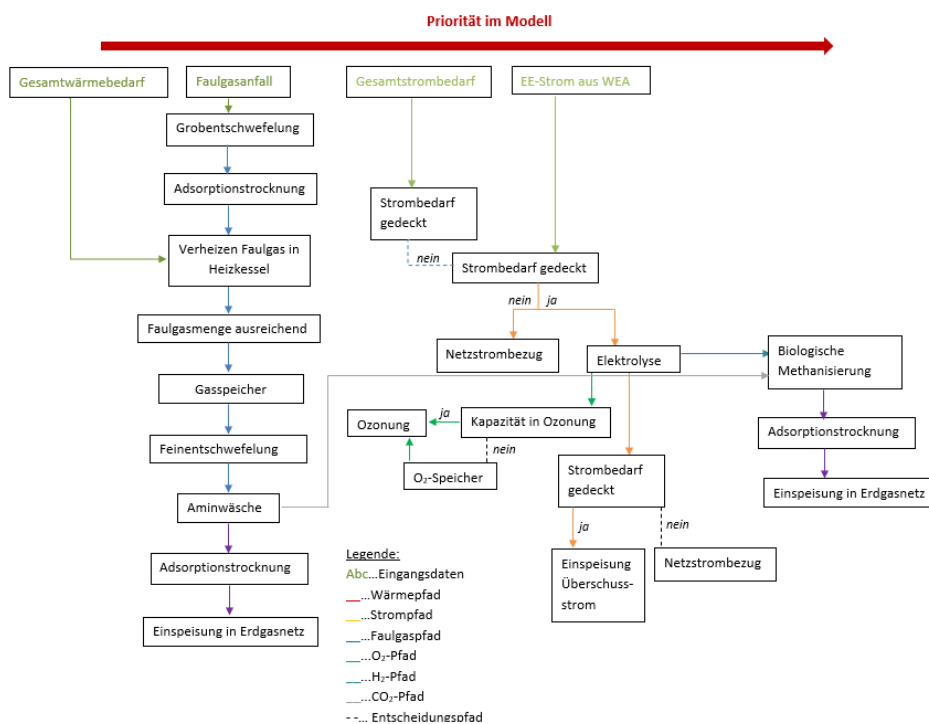


Abbildung 17: Übersicht Entscheidungswege dynamisches Modell Szenario 3.1- Elektrolyse, Aminwäsche und Biologische Methanisierung ohne BHKWs

Zusätzlich, zu den in Szenario „Aminwäsche ohne BHKWs“ (vgl. Kapitel 3.3.2.3) verwendeten Aggregaten wird hier noch eine biologische Methanisierung in das System integriert. Der erste Schritt ist die Ermittlung des Gesamtwärmebedarfes des Klärwerks in der folgenden Stunde. Anschließend erfolgt die Ermittlung der Menge an Faulgas, die, bei Verheizen des Faulgases im Kessel, benötigt wird, um den Wärmebedarf zu decken. Dabei wird der thermische Wirkungsgrad des Kessels berücksichtigt. Bei Wärmedefizit muss Erdgas im Kessel bezogen werden. Faulgas, welches nicht für die Deckung des Wärmebedarfes im Kessel benötigt wird, wird in die Aminwäsche, mit vorgeschalteter Feinentschwefelung, geleitet. Dabei wird darauf geachtet, dass stets ein Volumen von 1.000 m<sup>3</sup> an Faulgas im Speicher verbleibt, um die Priorisierung der Wärmedeckung der Anlage zu garantieren. Das, während der Aminwäsche entstandene, CO<sub>2</sub> wird in einem CO<sub>2</sub>-Speicher zwischengespeichert. Parallel dazu wird die Elektrolyse nach einem optimierten Lastgangprofil geschaltet und in Zeiten von geringem Stromverbrauch des Klärwerks in Vollast, in Zeiten von hohem Strombedarf in Teillast betrieben. Der, in der Elektrolyse, entstandene Wasserstoff wird in die biologische Methanisierung geleitet und so viel CO<sub>2</sub> zugegeben, wie notwendig ist, um den Wasserstoff zu Methan umzuwandeln. Das gesamte Biomethan wird anschließend getrocknet und eingespeist. Der EE-Strom wird primär für die Deckung des Strombedarfes des Klärwerks eingesetzt. Überschussstrom wird in die Elektrolyse geleitet oder, wenn an dieser Stelle nicht benötigt, in das Stromnetz eingespeist. Wird noch zusätzlich Strom für die Elektrolyse oder für die Deckung des Strombedarfes des Klärwerks benötigt, muss dieser aus dem Netz bezogen werden.

### 3.3.4.2 Szenario 3.2 - Elektrolyse mit Lastgangprofil, Biologische Methanisierung, elektrolysegeführte Aminwäsche, drei gasgeführte BHKWs

Abbildung 18 gibt eine Übersicht darüber, in welcher Reihenfolge und nach welchen Kriterien das dynamische Excelmodell in diesem Szenario rechnet.

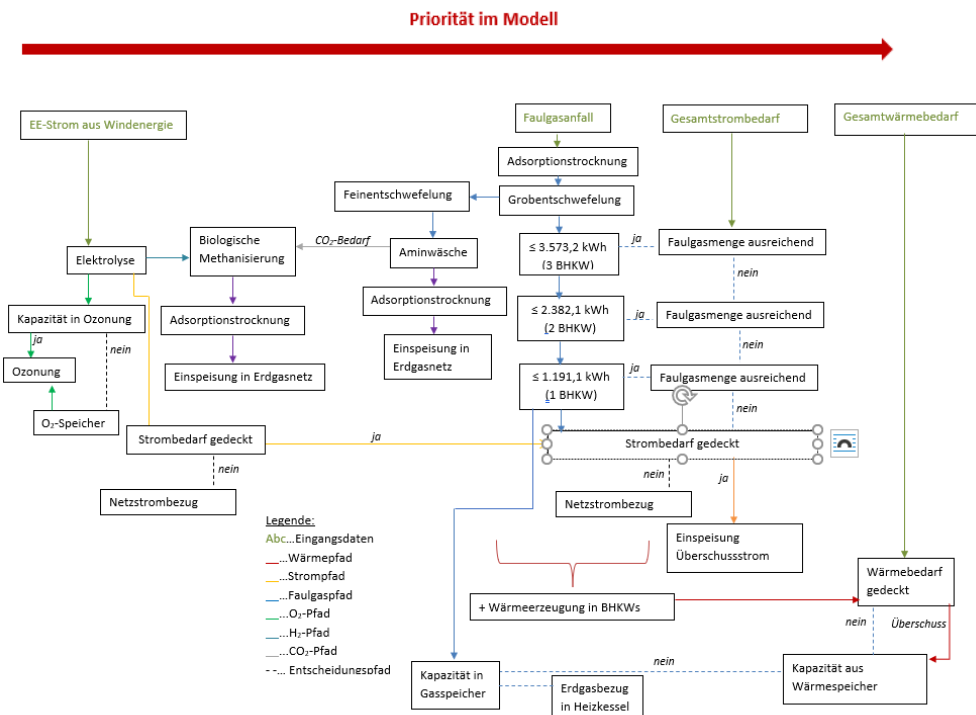


Abbildung 18: Übersicht Entscheidungswege dynamisches Modell Szenario 3.1- Elektrolyse, Aminwäsche und biologische Methanisierung mit BHKWs



Hintergrund dieses Szenarios ist, dass zum einen nur so viel Kohlenstoffdioxid in der Aminwäsche entsteht, wie gebraucht wird, um den in der Elektrolyse entstandenen Wasserstoff zu Methan umzusetzen. Zum anderen soll so einem Mischszenario aus Wasserstoff- und Biomethaneinspeisung vorgebeugt werden. Die Elektrolyse wird nach einem optimierten Lastgangprofil geschaltet und in Zeiten von geringem Stromverbrauch des Klärwerks in Vollast, in Zeiten von hohem Strombedarf in Teillast betrieben. Der, während der Elektrolyse, entstandene Wasserstoff wird in die biologische Methanisierung geleitet und dort vollständig verbraucht. Der restliche Faulgasstrom wird in die drei gasgeführten BHKWs geleitet und dort zu elektrischer und thermischer Energie umgesetzt. Die elektrische Energie aus BHKW, primär, und Windkraft, sekundär, versorgen zunächst das Klärwerk. Überschussstrom wird zur Deckung des Strombedarfes der Elektrolyse genutzt. Darüber hinaus überschüssiger Strom wird eingespeist. Die im BHKW produzierte Wärme wird zunächst zu Deckung des Wärmebedarfes genutzt. Ungenutzte Wärme kann im Wärmespeicher zwischengespeichert, muss aber bei Überkapazitäten notgekühlt werden. Besteht ein Wärmedefizit wird dies durch Erdgasbezug in den Heizkessel ausgeglichen.

### **3.4 Auswertung nachhaltige und wirtschaftliche Aspekte**

#### **3.4.1 Beurteilung der Nachhaltigkeit basierend auf CO<sub>2eq</sub>-Faktoren**

Die Beurteilung der umweltbezogenen Auswirkungen erfolgt auf dem Prinzip der Verrechnung von produzierten bzw. verbrauchten Energiemengen der einzelnen Energieträger mit einem spezifischen Emissionsfaktor und den somit errechneten CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Für die CO<sub>2</sub>-Äquivalente ist das Global Warming Potential (GWP) ausschlaggebend, wobei gilt: Je größer das GWP, umso stärker trägt das Gas zur Erderwärmung bei (DSLIV, 2013). Der Carbon Footprint wird anschließend aus der Summation der jeweiligen CO<sub>2</sub>-Äquivalente errechnet (Rosenwinkel et al., 2015). Verbrauchte CO<sub>2</sub>-Äquivalente werden mit positivem Vorzeichen bewertet, gutgeschriebene Äquivalente, aufgrund von Produktion des jeweiligen Energieträgers, werden mit negativem Vorzeichen bewertet.

##### **3.4.1.1 Netzstrom**

Der Emissionsfaktor für den Netzstrombezug wurde der aktuellen Studie des Internationalen Instituts für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien GmbH (IINAS) entnommen. Dieses verwendet als Grundlage die notwendigen Basisdaten zum deutschen nationalen Stromerzeugungsmix des Jahres 2019, recherchiert Anteile der Kraftwerkstypen (nach Brennstoffen) und ermittelt die Nutzungsgrade (Fritsche et al., 2020). Die so ermittelten CO<sub>2</sub>-Äquivalente für die lokale Strombereitstellung im Jahr 2026 betragen  $298 \frac{gCO_2-eq}{kWh}$  (Fritsche et al., 2020).

##### **3.4.1.2 Verwendete und erzeugte Gase**

Die CO<sub>2</sub>-Äquivalente für Erdgas wurden nach EN16258 ermittelt, welche Standardwerte für die Umrechnungsfaktoren für Kraftstoffe enthält. Dabei wurde der Ansatz „Well-to-Wheel“ angewandt, welcher die gesamte Kette von Herstellung über Transport und Verteilung von Kraftstoff einschließlich der Endverbrennung von Energie umfasst und somit alle direkten und indirekten Emissionen erfasst. Der Verbrauch bezieht sich auf den Primärenergieverbrauch, der neben dem Endenergieverbrauch auch sämtliche Verluste

aus der Vorkette enthält. So wird nach EN16258 für komprimiertes Erdgas ein Umrechnungsfaktor von  $231 \frac{kgCO_2-eq}{MWh}$  angegeben (DSLIV, 2013). In Gemis 5.0, dem Modell der IINAS, belaufen sich die CO<sub>2</sub>-Äquivalente auf  $247 \frac{gCO_2-eq}{kWh}$  (GEMIS-Datenbank, 2021). Da erzeugter Biomethan und Wasserstoff nicht vor Ort verwendet, sondern eingespeist werden, kann die Erzeugung als veränderter Erdgasstrom im Erdgasnetz angesehen werden. Daher wird für die beiden Gase der gleiche Umrechnungsfaktor angesetzt und somit eine Gutschrift auf der gleichen Basis ermittelt. Da Klärgas als Nebenprodukt des Reinigungsprozesses anfällt, wird hier der Emissionsfaktor 0 angesetzt.

### 3.4.1.3 Sauerstoff

Die ermittelte Gutschrift an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten bezieht sich auf die Datenbank ProBas (Prozessorientierte Basisdaten für Prozessingenieure) des Umweltbundesamtes, welche sich speziell auf die während des Linde-Verfahrens, also der Verflüssigung von Luft und somit auch von Sauerstoff, entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen beziehen (Umweltbundesamt, 2022). Diese belaufen sich, auch unter Einbeziehung der während des Transportes erzeugten CO<sub>2</sub>-Emissionen auf  $600 \frac{kgCO_2-eq}{t O_2}$  (Umweltbundesamt, 2022).

## 3.4.2 Preisfaktoren von erzeugten und verwendeten Gasen und Strom

### 3.4.2.1 Strombezug

Die Zusammensetzung des Strompreises für den Strompreisbezug bezieht sich auf Prognosen der Berliner Wasserbetriebe für das Jahr 2026. Annahmen der Stromsteuer stammen aus dem StromStG, die Annahmen hinsichtlich der EEG-Umlage aus dem Gesetz über den Ausbau erneuerbarer Energien. Weitere Komponenten stammen aus Prognosen der Berliner Wasserbetriebe und sind in Tabelle 5 aufgelistet (BWB, 2020):

Tabelle 5: Übersicht über die Preiskomponente zur Bildung der Prognose des Strompreises für 2026

Preiskomponente	Betrag [€/MWh]
Lieferpreis	76
EEG-Umlage	47
Netznutzung	93
Bilanzkreis-Umlage	7
Stromsteuer	21
Summe	235

Demnach beläuft sich der Festpreis für den Netzstrombezug auf  $235 \frac{€}{MWh}$ .

### 3.4.2.2 Einspeisung Windstrom

Die Einspeisevergütung für Windstrom stammt ebenfalls aus Angaben der Berliner Wasserbetriebe und bezieht sich auf die vertraglich festgelegte EE-Einspeisevergütung von 2012 bis 2032 von  $94 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  (BWB, 2020).

### 3.4.2.3 Erdgasbezug

Der Preis für Industriekunden für den Erdgasbezug betrug im Jahr 2021  $2,95 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$  (Statista, 2021). Dies beinhaltet bereits Kosten für Energie und Vertrieb, Netzkosten sowie Steuern, Abgaben und Umlagen. Als Preis für den Erdgasbezug werden, als Mittelwert der Jahre 2011-2021,  $30 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  angesetzt (Statista, 2021).

### 3.4.2.4 Einspeisung Biomethan

Für die Einspeisung von Biomethan wurden die Preisangaben für Erdgas von  $30 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  (Statista, 2021) um den Emissions-Zertifikatpreis von  $55 \frac{\text{€}}{t_{CO_2}}$  aus dem BEHG ergänzt (BEHG, 2020). Bei Verrechnung der Emissions-Zertifikate mit dem  $CO_2$ -Faktor von  $231 \frac{\text{kg}CO_2\text{-eq}}{\text{MWh}}$  (DSLIV, 2013) ergibt sich ein Aufschlag auf den Erdgaspreis nach Formel 4:

$$55 \frac{\text{€}}{t_{CO_2}} \cdot 0,23 \frac{t_{CO_2}}{\text{MWh}} = 12,65 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \quad (4)$$

Somit ergibt sich ein Gesamterlös von  $42,65 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  für eingespeistes Biomethan.

### 3.4.2.5 Einspeisung Wasserstoff

Die Erlöse für Wasserstoff sind abhängig vom Sektor, in dem der Vertrieb erfolgt. So werden vom Ingenieurbüro für Brennstoffzelle, Wassertechnologie und Elektromobilität für die Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz  $30 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  angesetzt, wohingegen beim Vertrieb des Wasserstoffes in Industrie bis zu  $100 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  und bei Vertrieb in Verkehrssektor bis zu  $300 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  als Erlös angesetzt werden (EMCEL, 2017). In anderen Quellen wird, nur für die Einspeisung in das Erdgasnetz, von einem Erlös von  $180 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  ausgegangen (Zimmerlin, 2020). Für die Wasserstoffeinspeisung wird daher ein Erlös von  $100 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  angesetzt.

### 3.4.2.6 Gutschrift Sauerstoff

Laut Literatur betragen die Kosten für Sauerstoff  $0,18 \frac{\text{€}}{\text{kg}}$  (Beyerle et al., 2016). Der Sauerstoffpreis wird somit auf  $180 \frac{\text{€}}{t}$  festgelegt.

## 4 Ergebnisse des Energiemodells

In diesem Kapitel erfolgt die Darstellung der Ergebnisse der energetischen Modellierung. Angestrebt werden hierbei eine möglichst große Anzahl an Betriebsstunden sowie eine hohe Anzahl an Volllaststunden der neuen Aggregate zur Gasnutzung. Die Volllaststunden beziehen sich hierbei auf den Jahresertrag des jeweiligen Aggregats dividiert durch die Nennleistung des Aggregats (Rosenwinkel et al., 2015).

### 4.1 Referenzszenario

Als Referenzjahr für den Status Quo wurde das Jahr 2026 festgelegt. Für die Modellierung wurden die Daten aus 2019 um Annahmen, hinsichtlich Verbrauchssteigerungen und Bauerweiterungen, ergänzt, die von den Berliner Wasserbetrieben getroffen wurden. Zunächst wird davon ausgegangen, dass sich der Abwasserzufluss zu 2026 um 10% steigert. Darüber hinaus soll eine vierte Reinigungsstufe mit einer Ozonungsanlage, zur Entfernung von Spurenstoffen, in Betrieb genommen werden. Außerdem sind eine Flockungsfiltration sowie eine PAK-Anlage geplant. Weiterhin ist geplant, die Schlamm-trocknung abzuschaffen. Die zusätzlichen Stromverbräuche der geplanten Aggregate sowie Stromeinsparungen durch die Abschaffung der Schlamm-trocknung können Tabelle 6 und 7 entnommen werden.

Tabelle 6: Übersicht über zusätzliche Stromverbräuche durch geplante Aggregate zu 2026 (Quelle: Berliner Wasserbetriebe, 2021)

Neubau Aggregat	Stromverbrauch	Einheit
Ozonanlage	0,123156	kWh/m <sup>3</sup> Abfluss
Flockungsfiltration	0,0128	kWh/m <sup>3</sup> Abfluss
PAK-Filtration	0,006523	kWh/m <sup>3</sup> Abfluss
<i>Mehrverbrauch gesamt</i>	<i>0,142</i>	<i>kWh/m<sup>3</sup> Abfluss</i>

Tabelle 7: Übersicht über Stromeinsparungen durch Wegfall von Aggregaten zu 2026 (Quelle: Berliner Wasserbetriebe, 2021)

Einsparung	Stromverbrauch	Einheit
Trockner	175,7	kWh/h

Neben diesen konkreten Änderungen des Strombedarfes werden, aufgrund des erwarteten erhöhten Abwasseraufkommens, ebenfalls 6% mehr Stromverbrauch der Kläranlage generell veranschlagt. Aufgrund der geplanten Warmwälzung im Faulturm wird auch von einer erhöhten Faulgasproduktion ausgegangen. Diese wird auf 7,5% festgelegt. Beim Wärmebedarf der Kläranlage wird um keine Erhöhung im Vergleich zu 2019 ausgegangen. Die Werte von 2019 sowie die angepassten Daten für 2026 können Tabelle 8 entnommen werden.

Tabelle 8: Übersicht über Verbrauchswerte von 2019 sowie angepasste Daten für 2026

Angabe	Wert 2019	Wert 2026	Einheit	Daten-Auflösung	Excel-Modell	Quelle
Stromverbrauch	24,3	29,1	GWh/a	15 min	Stündlich (Mittelwert aus viertelstündlichen Daten)	BWB
Stromproduktion BHKW	8,2	18,6	GWh/a	15 min	Stündlich (Mittelwert aus viertelstündlichen Daten)	BWB
Strombezug	8,3	5,4	GWh/a	15 min	Stündlich (Mittelwert aus viertelstündlichen Daten)	BWB
Wärmeverbrauch	15,7	15,9	GWh/a	15 min	Stündlich (Mittelwert aus viertelstündlichen Daten)	BWB
Erdgasbezug	1,1	0,8	GWh/a	15 min	Stündlich (Mittelwert aus viertelstündlichen Daten)	BWB
Erzeugung Strom WEA	12	12	GWh/a	15 min	Stündlich (Mittelwert aus viertelstündlichen Daten)	BWB
Einspeisung Strom WEA	4,3	7,2	GWh/a	15 min	Stündlich (Mittelwert aus viertelstündlichen Daten)	BWB
Faulgasproduktion	48	58,4	GWh/a	15 min	Stündlich (Mittelwert aus viertelstündlichen Daten)	BWB

In den Abbildungen 19-22 sind die ermittelten Lastkurven für das Referenzjahr 2026 dargestellt.

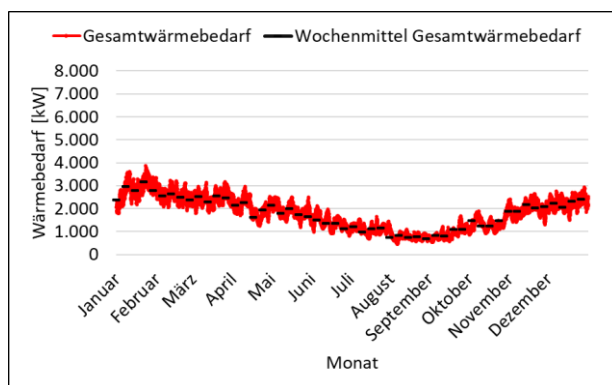


Abbildung 19: Ermittelte Wärmebedarfskurve für das Referenzjahr 2026

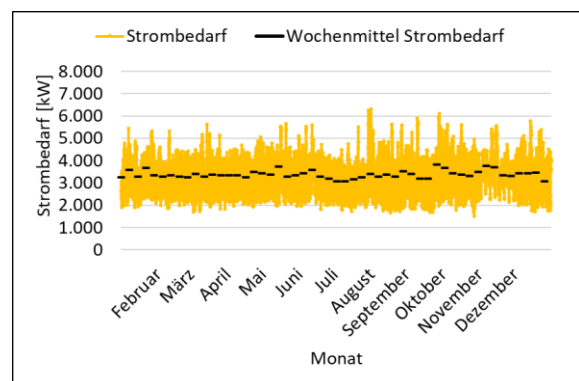


Abbildung 20: Ermittelte Strombedarfskurve für das Referenzjahr 2026

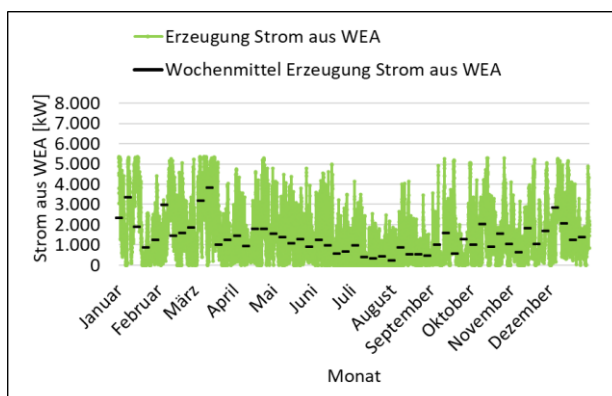


Abbildung 21: EE-Stromerzeugung aus WEA im Referenzjahr 2026

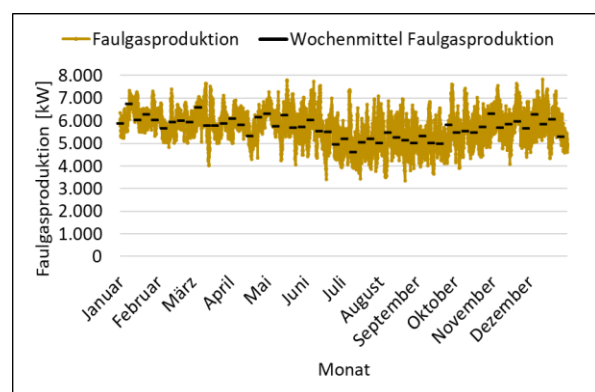


Abbildung 22: Ermittelte Faulgasproduktionskurve für das Referenzjahr 2026

Der Gesamtwärmebedarf des Klärwerks im Referenzjahr 2026 beträgt 15,9 GWh. Die Wärmebedarfskurve in Abbildung 19 zeigt, dass der Wärmebedarf in den Wintermonaten am größten und in den Sommermonaten geringer ist. Dies lässt sich mit der Heizung der Faultürme erklären, die einen großen Teil des

Wärmebedarfes ausmachen. Je niedriger die Umgebungstemperatur, desto mehr Wärme muss produziert werden, um die Faultürme auf ihrer konstanten Temperatur von ca. 37°C zu halten.

Der Gesamtstrombedarf beträgt 29,5 GWh. Im Vergleich zum Wärmebedarf können bei der Strombedarfskurve, welche in Abbildung 20 dargestellt ist, lediglich Tagesschwankungen, aufgrund des Tagesgang des Abwasseranfalls, festgestellt werden. Der Stromverbrauch befindet sich das gesamte Jahr über auf dem gleichen Niveau.

Die EE-Stromproduktion aus Windenergie beträgt 12 GWh. Abbildung 21 stellt die Produktionskurve dar und zeigt, dass die Monate im ersten Quartal sehr stark hinsichtlich der EE-Stromproduktion sind. Außerdem lässt sich ein Einbruch der EE-Stromerzeugung in den Sommermonaten feststellen. Dies ist darin zu begründen, dass die Windräder laut Auflagen während der Sommermonate nachts abgestellt werden müssen, um Fledermäuse nicht zu gefährden.

Die Faulgasproduktion, in Abbildung 22 dargestellt, verläuft über das Jahr gesehen auf einem einheitlichen Niveau und ist nur im Sommer etwas geringer. Im Jahr 2026 beträgt die Faulgasproduktion 49,9 GWh.

Die Abbildungen 23 und 24 zeigen die Wärme- und Stromdeckungsbilanzen. Positive Werte stellen dabei jeweils einen Überschuss dar, negative Werte ein Defizit. Beträgt der Bilanzwert 0, stellt dies eine komplette Deckung des Bedarfes ohne Überschuss dar.

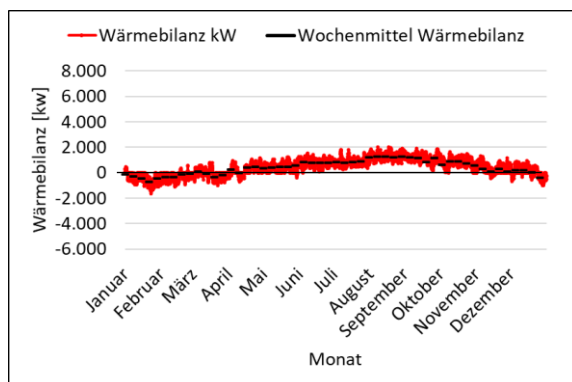


Abbildung 23: Ermittelte Wärmedeckungsbilanz für das Referenzjahr 2026

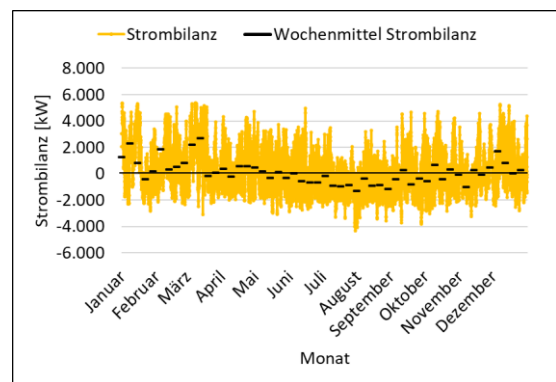


Abbildung 24: Ermittelte Stromdeckungsbilanz für das Referenzjahr 2026

Da die BHKWs in diesem Szenario gasgeführt betrieben werden und die Faulgasproduktion das gesamte Jahr über auf gleichem Niveau verläuft, entsteht, wie in Abbildung 23 dargestellt, in den wärmeren Monaten eine Überschusswärme, da in eben jenen Monaten ein verringerter Wärmebedarf vorliegt. So werden durch die Verstromung des Faulgases im BHKW 19,6 GWh an Wärme produziert, von denen 4,5 GWh ungenutzt bleiben und notgekühlt werden müssen. Auf der anderen Seite besteht, vorrangig in den Wintermonaten, ein Wärmedefizit, das durch den Bezug von 809 MWh an Erdgas gedeckt wird. Somit kann die Kläranlage den Wärmebedarf zu 94,9% selbst decken.

Die erhöhte EE-Stromproduktion im ersten Quartal sowie der Rückgang während der Sommermonate spiegelt sich in der Stromdeckungsbilanz wider, die in Abbildung 24 dargestellt ist. So besteht in den Sommermonaten, im Hinblick auf die Wochenmittel, ein Defizit, welches durch Bezug von 5,1 GWh an Netzstrom ausgeglichen werden muss. Andererseits entsteht überwiegend ein Stromüberschuss, welcher größtenteils eingespeist werden kann. Die Einspeisung von EE-Strom aus Windkraft beträgt 6,1 GWh. Die Eigenversorgung durch Windenergie beträgt 5,9 GWh, was 20% des Gesamtstrombedarfes ausmacht. Im BHKW

werden 18,6 GWh an elektrischer Energie produziert, von denen 71 MWh an Überschuss entstehen und nicht genutzt werden können. Der in den BHKWs erzeugte Strom deckt 62,7% des Gesamtstrombedarfes ab. Somit besteht eine Stromeigendeckung der Kläranlage von 82,7%. Eine Übersicht der Verbrauchs- und Produktionswerte kann Anhang 1 entnommen werden.

Tabelle 9 gibt eine Übersicht über Betriebs- und Volllaststunden der drei betriebenen BHKWs. So ist BHKW 1 durchgängig zu 100% ausgelastet, während BHKW 3 nur 7% in Bezug auf die mögliche maximale Leistung (Volllast mit 8760 h) aufweist.

Tabelle 9: Übersicht Betriebs- und Volllaststunden der BHKWs im Referenzszenario 2026

	Betriebsstunden [h]	Volllaststunden [h]	Prozentualer Anteil Volllaststunden an gesamt möglichen Volllaststunden (8760h) [%]
BHKW 1	8.760	8.760	100
BHKW 2	8.760	7.543	86
BHKW 3	3.144	642	7

## 4.2 Aminwäscheszenarien

Eine Übersicht der Verbrauchs- und Produktionswerte aller Aminwäscheszenarien kann Anhang 1 entnommen werden.

### 4.2.1 Szenario 1.1 - Aminwäsche mit drei wärmegeführten BHKWs

Tabelle 10 zeigt eine Übersicht über die modellierten Unterszenarien, hinsichtlich der verschiedenen Dimensionsgrößen der Aminwäsche für die wärmegeführte Betriebsweise der drei BHKWs. Die möglichen Dimensionsgrößen wurden Herstellerangaben entnommen.

Tabelle 10: Übersicht über verschieden dimensionierte Aminwäschen mit 3 wärmegeführten BHKW

Unterszenario	1.1a	1.1b	1.1c	1.1d
Aminwäscheeinheit 1 [m <sup>3</sup> /h]	200-575	100-250	100-250	50-125
Aminwäscheeinheit 2 [m <sup>3</sup> /h]	200-575	250-625	100-250	125-312,5
Maximale Kapazität (AW 1 + AW 2) [m <sup>3</sup> /h]	1150	875	500	437,5

Abbildung 25, zeigt die Menge an Faulgas, die im Szenario 1.1a in die Aminwäsche geleitet wird. Es ist zu erkennen, dass die Aminwäsche in den ersten Monaten generell weniger, in Januar und Februar fast überhaupt nicht betrieben wird. Voll ausgelastet ist die zweite Aminwäsche nie, bzw. das maximale Potential von  $1.150 \frac{m^3}{h}$  wird nicht verwendet. Die erste Aminwäsche wird 4.898 h betrieben. Das zweite Aggregat findet überwiegend Anwendung in den Monaten Juni bis Oktober und wird 205 h betrieben. Der Füllstand des Gasspeichers, dargestellt in Abbildung 26, muss stets ein Minimum an vorhandenem Faulgas von 1.000 m<sup>3</sup> aufweisen, bevor Faulgas in die Aminwäsche geleitet wird. Der Speicher bleibt in den Monaten Mai bis November auf dem Füllniveau zwischen 1.000-2.000 m<sup>3</sup>. In den weiteren Monaten erfolgt eine teilweise Leerung, da in jenen Monaten vermehrt Faulgas für die Wärmeerzeugung in den BHKWs benötigt wird. Die Aminwäsche steht dabei nicht in Konkurrenz zum Faulgasverbrauch in den BHKWs. Die Biomethanproduktion beträgt 12.579 MWh.

## Vergleich von Verfahren zur Produktion von Biomethan und grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen auf dem Klärwerk Schönerlinde

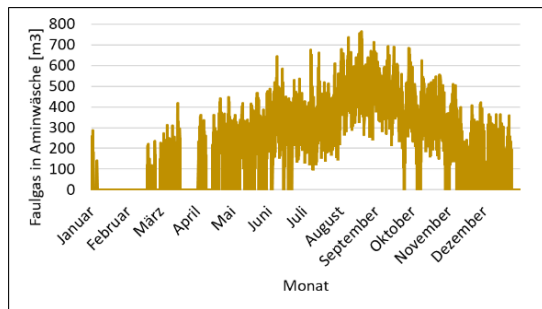


Abbildung 25: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.1a

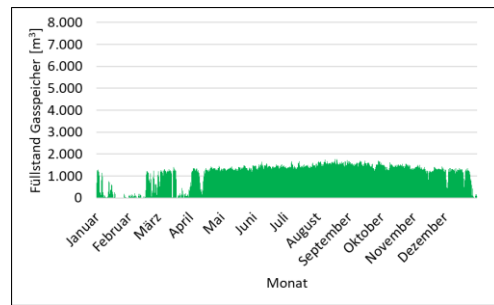


Abbildung 26: Modellierter Füllstand Gasspeicher Szenario 1.1a

Das modellierte Unterszenario 1.1b verhält sich, im Hinblick auf saisonales Verhalten des verfügbaren Faulgases für die Aminwäsche sowie Konsequenzen für den Faulgasspeicher, ähnlich zu Szenario 1.1a, wie in den Abbildungen 27 und 28 dargestellt ist. Die Biomethanproduktion beträgt 11.895 MWh. Die Verteilung des Faulgasmenge erfolgt jedoch gleichmäßiger als in Szenario 1.1a. So betragen die Betriebsstunden 3.784 h und 1.952 h für die beiden Aggregate.

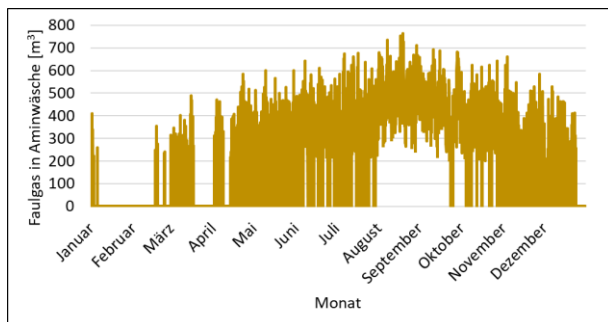


Abbildung 27: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.1b

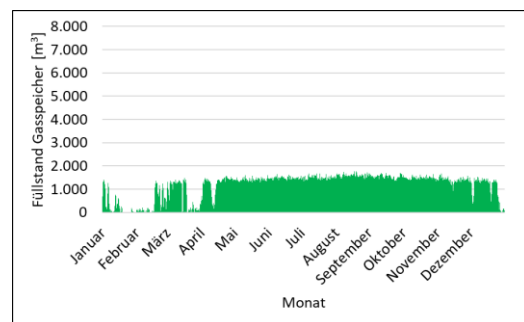


Abbildung 28: Modellierter Füllstand Gasspeicher Szenario 1.1b

Unterszenario 1.1c weist, wie in Abbildung 29 aufgezeigt wird, ebenfalls einen saisonalen Lastgang auf. Die Biomethanproduktion beträgt 12.270 MWh. Dabei wird in den Monaten Juni – Oktober die maximal mögliche Auslastung der Aminwäsche des Öfteren erreicht. Folglich erfolgt in jenen Monaten eine vermehrte Zwischenspeicherung im Gasspeicher, wie in Abbildung 30 gezeigt. Die Betriebsstunden der Aminwäsche betragen 5.674 h und 3.785 h.

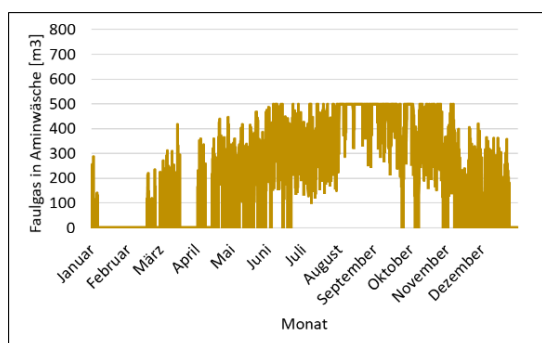


Abbildung 29: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.1c

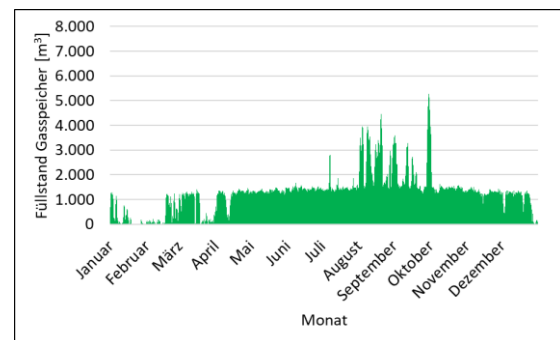


Abbildung 30: Modellierter Füllstand Gasspeicher Szenario 1.1c



Die Abbildungen 31 und 32 zeigen die kleinste Dimensionierung der Aminwäsche. Wie in Szenario 1.1c wird das maximal mögliche Potential an Faulgaszufuhr in die Aminwäsche in den Monaten August bis September voll ausgeschöpft. Die Betriebsstunden der Aminwäsche betragen 5.324 h und 3.765 h. Es werden 12.372 MWh an Biomethan erzeugt. Der Gasspeicher übersteigt in den Monaten der maximalen Auslastung der Aminwäsche sein Maximum des Nutzvolumens. Dies bedeutet, dass teilweise Gas zurück in die BHKWs geleitet werden muss, was im Sommer einen unnötigen Wärmeüberschuss erzeugt.

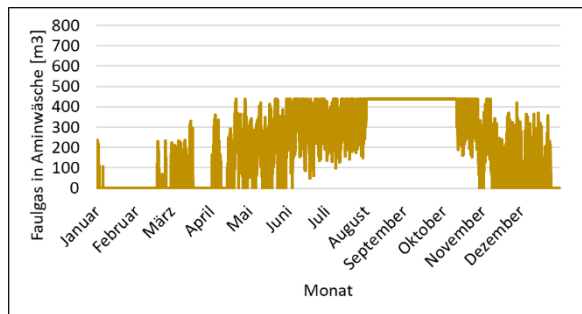


Abbildung 31: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.1d

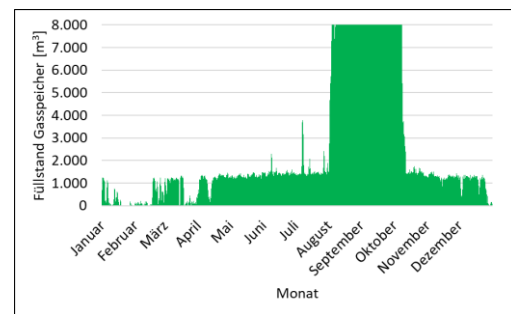


Abbildung 32: Modellierter Füllstand Gasspeicher Szenario 1.1d

Abbildung 33 zeigt einen Vergleich der Betriebsstunden sowie der Volllastäquivalente der vorherig vorgestellten Szenarien. Während in Szenario 1.1a die zweite Aminwäsche kaum Anwendung findet, erfolgt die Aufteilung der Faulgasmenge in den anderen Szenarien gleichmäßiger auf beide Aminwäscheaggregate. Das Optimum hinsichtlich Betriebs- und Volllaststunden, unter Berücksichtigung der erzeugten Biomethanmenge, wird in Szenario 1.1c erreicht.

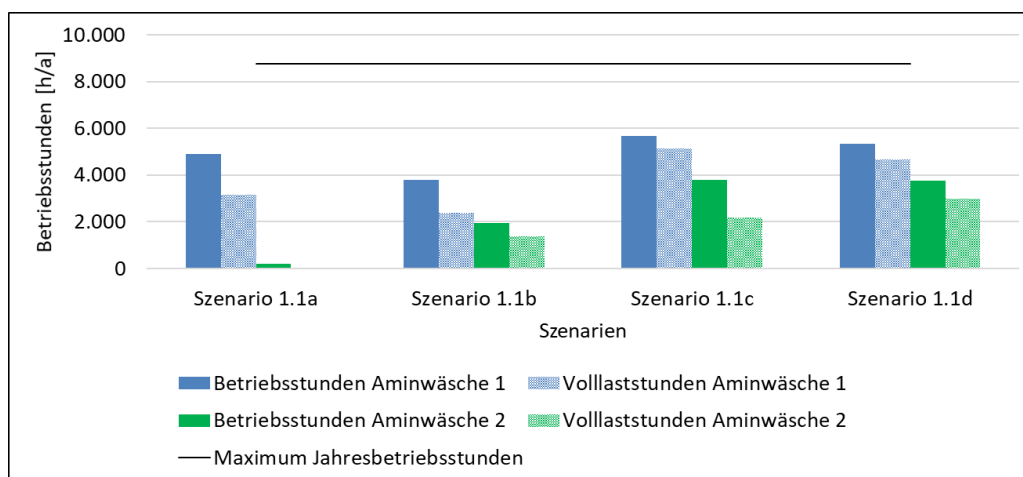


Abbildung 33: Vergleich Betriebs- und Volllaststunden der Aminwäscheszenarien 1.1a-1.1d

Szenario 1.1c, welches, bei vergleichbarer Menge an Biomethanherzeugung im Vergleich zu den anderen Szenarien in diesem Abschnitt, das höchste Potential hinsichtlich Auslastung der Aminwäsche zeigt, wird im weiteren Verlauf der Arbeit als repräsentativ für Szenario 1.1 behandelt. Der zusätzliche Erdgasbezug, zur Deckung der Wärmedefizite, beläuft sich auf 783 MWh. Der notwendige Netzstrombezug beläuft sich auf 8.431 MWh.

Zur Überprüfung der Auslastung der drei BHKWs in wärmegeführter Betriebsweise zeigt die Abbildung 34, dass, bei Betriebsweise mit drei BHKWs, das dritte BHKW lediglich im Januar komplett ausgelastet ist und 2.428 h betrieben wird. Die durchschnittliche Auslastung der BHKWs beträgt 55,49%.

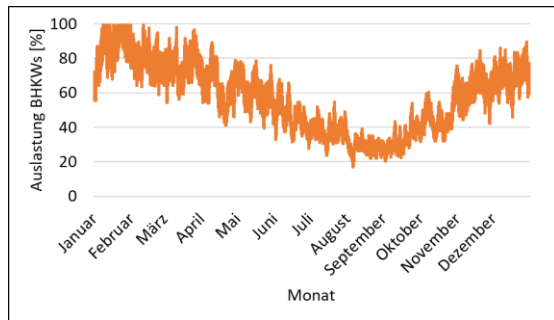


Abbildung 34: Prozentuale Auslastung bei 3 wärmegeführten BHKWs für Szenario 1.1c

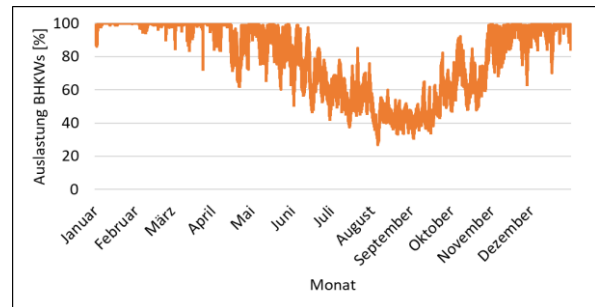


Abbildung 35: Prozentuale Auslastung bei 2 wärmegeführten BHKWs für Szenario 1.1c

Finden lediglich zwei BHKWs Anwendung, erhöht sich die durchschnittliche Auslastung auf 79,82%, wie in Abbildung 35 aufgezeigt.

#### 4.2.2 Szenario 1.2 - Aminwäsche mit drei stromgeführten BHKWs

Tabelle 11 zeigt eine Übersicht der modellierten Unterszenarien, hinsichtlich der verschiedenen Dimensionierungen der Aminwäsche, für die stromgeführte Betriebsweise der drei BHKWs.

Tabelle 11: Übersicht über verschieden dimensionierte Aminwäscheszenarien mit 3 stromgeführten BHKW

Unterszenario	1.2a	1.2b	1.2c
Aminwäscheeinheit 1 [m <sup>3</sup> /h]	200-575	100-250	100-250
Aminwäscheeinheit 2 [m <sup>3</sup> /h]	200-575	100-250	-
Maximale Kapazität (AW 1 + AW 2) [m <sup>3</sup> /h]	1150	500	250

Im Gegensatz zur wärmegeführten Betriebsweise der BHKWs unterliegen die Mengen an Faulgas, die bei der stromgeführten Betriebsweise in den BHKWs verstromt werden, keinem saisonalen Muster. Daher ist auch der Anfall an Faulgas, welches für die Aminwäsche genutzt werden kann, über das Jahr gleichmäßiger. Abbildung 36 zeigt die Menge an Faulgas, die bei Szenario 1.2a in die beiden Aminwäschen geleitet wird. Die maximal mögliche Kapazität von  $1.150 \frac{m^3}{h}$  wird im ersten Quartal erreicht. Generell werden geringere Auslastungen der Aminwäscheaggregate als bei gleicher Dimensionierung mit wärmegeführten BHKWs erreicht. Jedoch wird mit 6.187 MWh weniger Biomethan erzeugt. Die Betriebsstunden der beiden Aminwäschen betragen 2.075 h und 619 h. Abbildung 37 zeigt den Füllstand des Gasspeichers, der überwiegend zwischen  $1.000 m^3$  und  $2.000 m^3$  verbleibt.

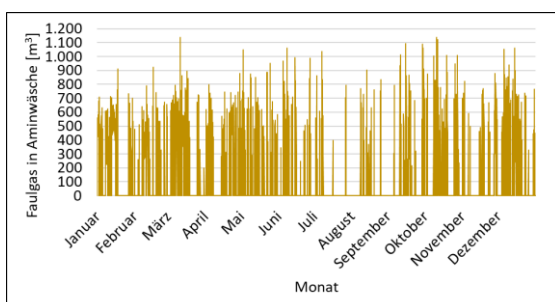


Abbildung 36: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.2a

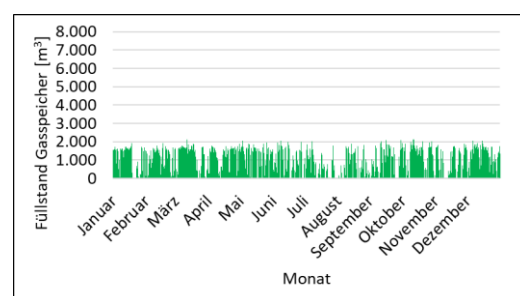


Abbildung 37: Modellierter Füllstand Gasspeicher Szenario 1.2a

Abbildung 38, welche die Eintrittsmenge an Faulgas in die Aminwäsche für Szenario 1.2b darstellt, zeigt, dass bei dieser Dimensionierung der Aggregate die maximal mögliche Auslastung der Aminwäsche wesentlich häufiger erreicht wird als bei Szenario 1.2a. Die Betriebsstunden belaufen sich auf 2.430 h und 2.078 h. Die erzeugte Biomethanmenge von 6.165 MWh liegt 0,4% unter der erzeugten Menge in Szenario 1.2a. In Abbildung 39 ist zu erkennen, dass der Gasspeicher in diesem Szenario einen Füllstand von ca. 6.000 m<sup>3</sup> erreicht.

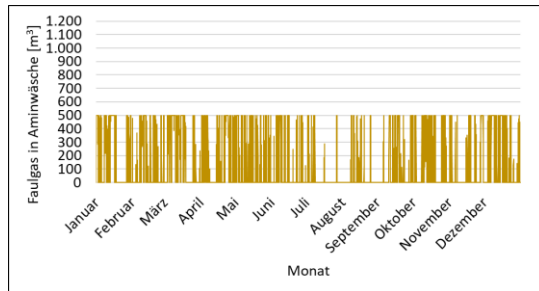


Abbildung 38: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.2b

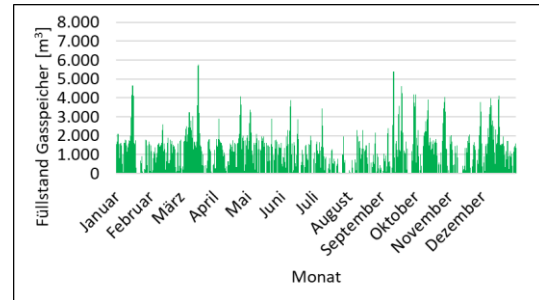


Abbildung 39: Modellierter Füllstand Gasspeicher Szenario 1.2b

Abbildung 40 zeigt die kleinste Dimensionierung der Aminwäsche 1.2c für die Szenarien der stromgeführten Betriebsweise der BHKW. Die Betriebsstunden erreichen mit  $3.542 \frac{h}{a}$  dabei die meisten Stunden. Jedoch werden mit 5.236 MWh an erzeugtem Biomethan 15% weniger als in den beiden vorhergehenden Szenarien produziert. Auch zeigt Abbildung 41, dass der Gasspeicher das maximal mögliche Nutzvolumen von 8.000 m<sup>3</sup> erreicht, was bedeutet, dass Faulgas zurück in die BHKWs geleitet werden muss und dort zusätzlichen Strom produziert, der eventuell im jeweiligen Zeitfenster nicht benötigt wird und somit überschüssig ist.

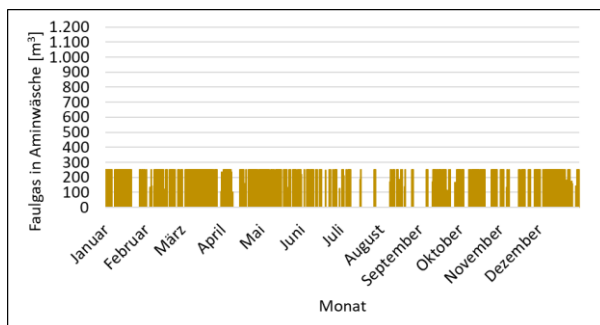


Abbildung 40: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.2c

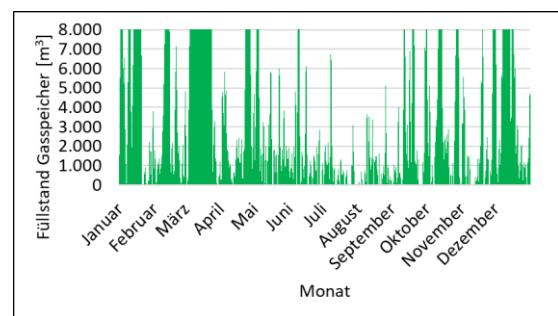


Abbildung 41: Modellierter Füllstand Gasspeicher Szenario 1.2c

Abbildung 42 zeigt die Betriebsstunden sowie die Volllastäquivalente der Szenarien 1.2a-1.2c auf. Während in Szenario 1.2a die zweite Aminwäsche kaum Anwendung findet, erfolgt die Aufteilung der Faulgasmenge in Szenario 1.2b gleichmäßiger auf beide Aggregate. Das Optimum hinsichtlich Betriebs- und Volllaststunden, wird in Szenario 1.2c erreicht, jedoch werden 15% weniger Biomethan erzeugt als in den anderen beiden Szenarien. Insgesamt liegt die Auslastung der Aminwäsche in den Szenarien der stromgeführten Betriebsweise der BHKW unter den erreichten Betriebsstunden in den Szenarien der wärmegeführten Betriebsweise der BHKW.

## Vergleich von Verfahren zur Produktion von Biomethan und grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen auf dem Klärwerk Schönerlinde

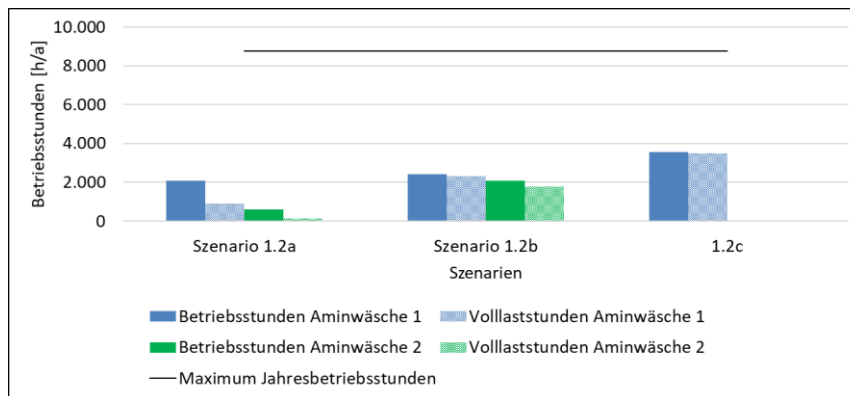


Abbildung 42: Vergleich Betriebs- und Volllaststunden der Aminwäscheszenarien 1.2a-1.2c

Abbildung 43 zeigt, dass die Auslastung der BHKWs keinem saisonalen Muster folgt. Jedoch kommt es zu Phasen, in denen alle drei BHKWs abgeschaltet werden müssen, da die verfügbare elektrische Energie aus EE-Strom den Strombedarf der Kläranlage bereits decken kann.

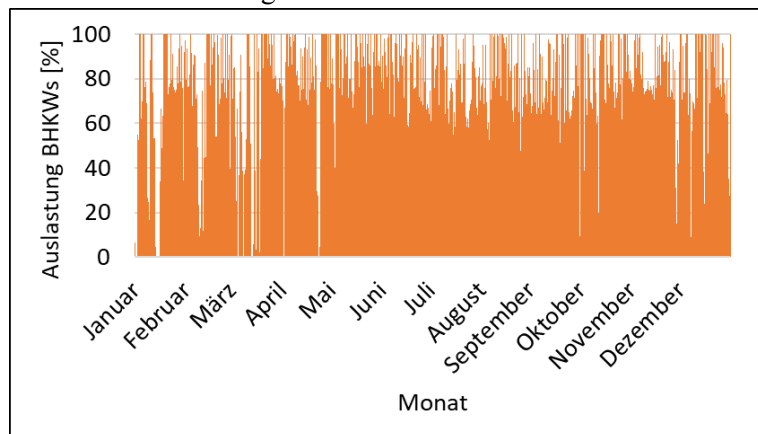


Abbildung 43: Prozentuale Auslastung bei 3 stromgeführten BHKWs

Tabelle 12 zeigt, dass das dritte BHKW bei der stromgeführten Betriebsweise ebenfalls im störungsfreien Betrieb der Anlage nicht unbedingt notwendig, jedoch im Hinblick auf Redundanz sinnvoll, ist.

Tabelle 12: Übersicht Betriebs- und Volllaststunden der BHKWs für Szenario 1.2 - stromgeführte Betriebsweise der BHKW

	Betriebsstunden [h]	Volllaststunden [h]	Prozentualer Anteil Volllaststunden an gesamt möglichen Volllaststunden (8760h) [%]
<b>BHKW 1</b>	7.717	7.220	82
<b>BHKW 2</b>	6.641	5.180	59
<b>BHKW 3</b>	2.491	940	11

Basierend auf der Biomethanerzeugung bei bester Auslastung der Aminwäsche wird Unterszenario 1.2b im weiteren Verlauf als Szenario 1.2 behandelt. Zur Deckung des Strombedarfes müssen noch 5.519 MWh an Netzstrom bezogen werden. Der Erdgasbezug beläuft sich auf 722 MWh.

### 4.2.3 Szenario 1.3 - Aminwäsche ohne BHKWs

Abbildung 44 zeigt die für die Aminwäsche zur Verfügung stehende Menge an Faulgas, nachdem der Wärmebedarf des Klärwerks durch Verheizen der benötigten Faulgasmenge in den Heizkesseln gedeckt wurde. Dieses Szenario wurde mit 2 Aminwäschen à  $500 \frac{m^3}{h}$  dimensioniert. Die höchste Auslastung mit fast  $1.000 \frac{m^3}{h}$  ist in den Monaten Juni-Oktober. Die Heizkessel können dabei den gesamten Wärmebedarf abdecken.

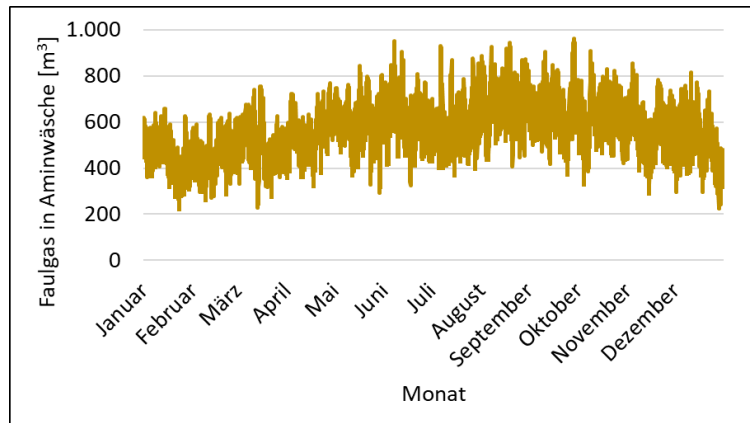


Abbildung 44: Faulgasmenge zur Aminwäsche für Szenario 1.3

In diesem Szenario werden Betriebsstunden von  $8.760 \frac{h}{a}$  und  $6.212 \frac{h}{a}$  erreicht, wie Tabelle 13 zeigt.

Tabelle 13: Übersicht Betriebs- und Volllaststunden der Aminwäscheaggregate Szenario 1.3 - Aminwäsche ohne BHKW

	Betriebsstunden [h]	Volllaststunden [h]
<b>Aminwäsche 1</b>	8.760	8.425
<b>Aminwäsche 2</b>	6.212	1.474

Der Netzstrombezug zur Deckung des Strombedarfes beträgt 19.682 MWh. Die Eigennutzung des EE-Stromes aus Windenergie beträgt in diesem Szenario 89%, ähnlich dem Szenario mit stromgeführter Betriebsweise. Demnach werden 11% an EE-Strom in das Stromnetz eingespeist.

## 4.3 Elektrolyseszenarien

Eine Übersicht der Verbrauchs- und Produktionswerte der Elektrolyseszenarien kann Anhang 2 entnommen werden.

### 4.3.1 Szenario 2.1 - Elektrolyse mit EE-Überschussstrom aus den Windenergieanlagen, drei gasgeführte BHKWs

Nach Deckung des Strombedarfes des Klärwerkes durch den erzeugten Strom in den gasgeführten BHKWs sowie durch EE-Strom aus Windenergie wird die Elektrolyse mit dem Überschussstrom aus beiden Quellen betrieben. Die Abbildungen 45 und 46 zeigen dabei, wieviel elektrische Energie in den Elektrolyseur geleitet wird. Bei einer Dimensionierung des Elektrolyseurs von 6 MW, um sämtlichen Überschussstrom zu nutzen, erreicht der Elektrolyseur Betriebsstunden von  $3.927 \frac{h}{a}$  (bei 989 Volllaststunden im Jahr), da die Menge an anfallendem Überschussstrom stark fluktuiert.

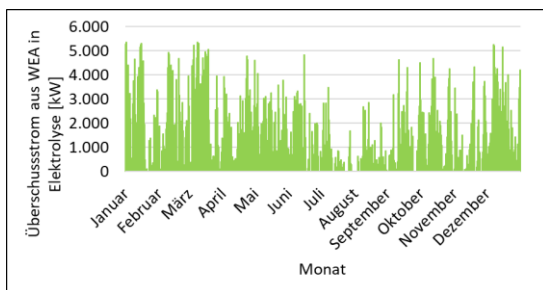


Abbildung 45: Überschussstrom aus WEA in den Elektrolyseur

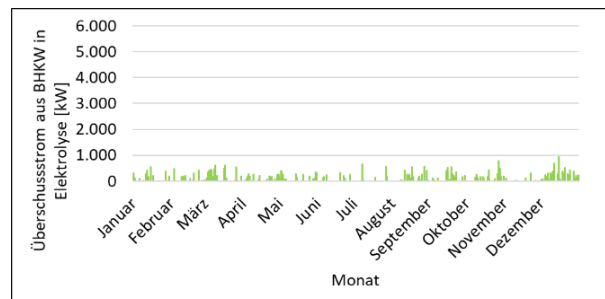


Abbildung 46: Überschussstrom aus BHKWs in den Elektrolyseur

In diesem Szenario erzeugt die Elektrolyse 4.287 MWh an Wasserstoff und 605.488 m<sup>3</sup> an Sauerstoff. Bei einem Sauerstoffbedarf der Ozonung von  $2.065.143 \frac{m^3}{a}$  kann somit der Sauerstoffbedarf zu 29% gedeckt werden. Da der erzeugte Sauerstoff nicht immer direkt gebraucht wird, muss eine Zwischenspeicherung in einem Sauerstoffspeicher erfolgen. Dieser erreicht in Januar und März ein Füllvolumen von über 10.000 m<sup>3</sup>, wie in Abbildung 47 dargestellt.

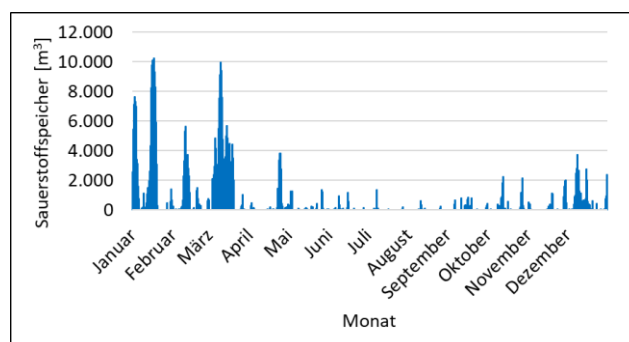


Abbildung 47: Füllstand Sauerstoffspeicher Szenario 2.1

Zur Deckung des Strombedarfes der Kläranlage in Zeitfenstern, in denen, die in BHKWs und Windrädern erzeugte, elektrische Energie nicht ausreicht, müssen noch 5.108 MWh an Netzstrom bezogen werden. Zur Deckung des Wärmebedarfes müssen noch 587 MWh an Erdgas bezogen werden. Es entsteht ein Wärmeüberschuss von 5.408 MWh, davon stammen 84% aus den BHKWs und 16% aus der Elektrolyse.

### 4.3.2 Szenario 2.2 - Betrieb der Elektrolyse mit einer konstanten Leistung (dabei Nutzung Überschussstrom aus Windenergie und Zukauf Strom), drei gasgeführte BHKWs

In diesen Szenarien muss teilweise Netzstrom zugekauft werden, um den Elektrolyseur in seiner jeweiligen Dimensionierung bei einer Auslastung von 100% zu halten. Tabelle 14 gibt eine Übersicht über die Unterschiede der wichtigsten Kenngrößen zwischen den verschiedenen dimensionierten Elektrolyseuren.

Tabelle 14: Vergleich von Kennzahlen bei unterschiedlicher Dimensionierung des Elektrolyseurs Szenario 2.2

Posten		Elektrolyse konstant 500 kW	Elektrolyse konstant 1 MW	Elektrolyse konstant 1,5 MW
Strombedarf Elektrolyse	MWh/a	6.316	12.377	18.442
Netzstrombezug für Elektrolyse	MWh/a	4.025	8.564	13.592
Wärmeproduktion Elektrolyse	MWh/a	909	1.819	2.728
Wärmeüberschuss aus BHKW	MWh/a	4.522	4.522	4.522
Wärmeüberschuss aus Elektrolyseur	MWh/a	659	1.392	2.187
Wärmeüberschuss gesamt	MWh/a	5.181	5.914	6.709
Stromeinspeisung aus WEA	MWh/a	3.892	2.428	1.334
Wasserstoffproduktion	MWh/a	4.380	8.759	13.140
Erdgasbezug	MWh/a	537	349	228
Sauerstoffproduktion	m <sup>3</sup>	618.644	1.237.000	1.855.932
Deckung Sauerstoffbedarf	%	30	60	90

Der Strombedarf des Klärwerks ändert sich in den verschiedenen Szenarien nicht. Je größer der Elektrolyseur, desto größer auch der Netzstrombezug, um eine Auslastung von 100% zu garantieren. Mit erhöhter Wärmeproduktion des Elektrolyseurs steigt auch die erzeugte Überschusswärme, da besonders in den Sommermonaten keine zusätzliche Wärme benötigt wird. Auslastung und Betriebsstunden der BHKWs gleichen dabei dem Szenario des Status Quo, da auch hier die BHKWs gasgeführt betrieben werden. Auch zeigt Tabelle 14, dass bei größerer Dimensionierung des Elektrolyseurs weniger EE-Strom aus Windenergie eingespeist wird, da die elektrische Energie für den Elektrolyseur benötigt wird. Eine größere Dimensionierung des Elektrolyseurs bewirkt ebenfalls eine erhöhte Wasserstoff- und Sauerstoffproduktion. Während bei einem 500 kW Elektrolyseur der Gesamtsauerstoffbedarf zu 1/3 gedeckt wird, erreicht ein Elektrolyseur mit 1,5 MW Nennleistung bereits eine Deckung des Sauerstoffbedarfes von 90%. Die Abbildungen 48-50 zeigen die jeweils notwendige Dimensionierung des Sauerstoffspeichers bei unterschiedlichen Größen des Elektrolyseurs. Bei einer Nennleistung von 1,5 MW wird ein Sauerstoffspeicher von ca. 3.500 m<sup>3</sup> notwendig. Dieser ist dann aber immer noch kleiner als das benötigte Speichervolumen in Szenario 2.1 von 12.000 m<sup>3</sup>. Bei kleineren Dimensionierungen des Elektrolyseurs werden geringere Volumina des Speichers notwendig.

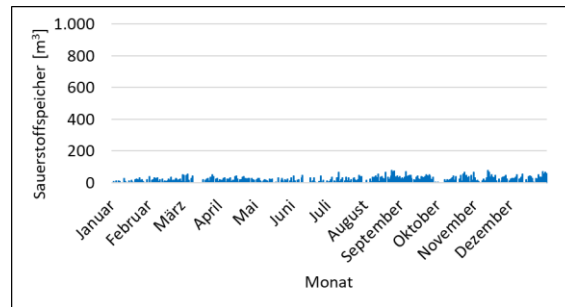


Abbildung 48: Füllstand Sauerstoffspeicher bei Dimensionierung Elektrolyseur 500 kW

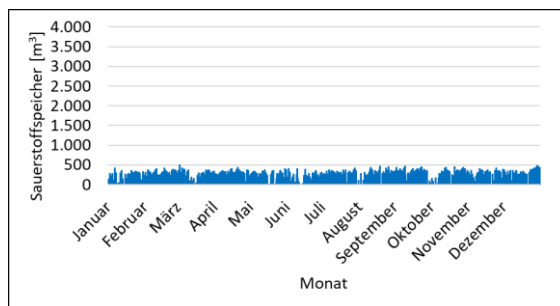


Abbildung 49: Füllstand Sauerstoffspeicher bei Dimensionierung Elektrolyseur 1 MW

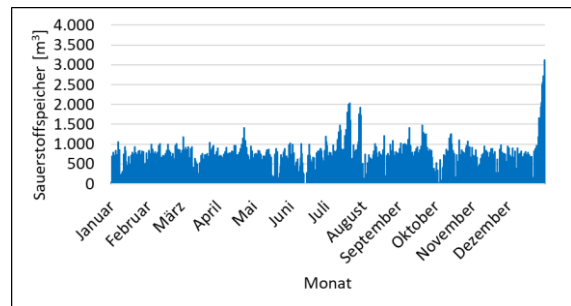


Abbildung 50: Füllstand Sauerstoffspeicher bei Dimensionierung Elektrolyseur 1,5 MW

### 4.3.3 Szenario 2.3 - Betrieb der Elektrolyse mit einem festen Lastgangprofil, drei gasgeführte BHKWs

Für die nachfolgenden Szenarien wurde eine konstante Leistung des Elektrolyseurs von 1 MW angenommen. Dies beinhaltet, falls notwendig, auch Netzstrombezug, um eine Auslastung des Elektrolyseurs von 100% zu garantieren. Für den Entwurf eines Lastgangprofils wurden die Tageslastgänge des Stromverbrauches der Kläranlage sowie die Tageslastgänge von EE-Stromerzeugung aus Windenergie des jeweils ersten Tages eines Monats über das Jahr 2019 übereinandergelegt. Abbildung 51 zeigt, dass die Tageslastgänge hinsichtlich des Stromverbrauches ein Muster aufweisen, bei dem der Stromverbrauch in den frühen Morgenstunden zwischen 5 Uhr und 9 Uhr am niedrigsten ist und den Höhepunkt in den darauffolgenden Stunden, zwischen 10 Uhr und 15 Uhr, erreicht. Demnach lässt sich eine angepasste Schaltung für die Elektrolyse, Lastgang 1, erstellen, bei der zwischen 6 Uhr – 10 Uhr die Elektrolyse eine Auslastung von 100%, zwischen 11 Uhr – 15 Uhr eine Auslastung von 30% und in den übrigen Stunden eine Auslastung von 60% hat. Der Elektrolyseur vergleichmäßigt so die Strombedarfskurve des Klärwerkes und bezieht dann viel Strom, wenn das Klärwerk selbst wenig braucht, bzw. umgekehrt. Die Auslastungskurve ist in Abbildung 51 in Rot dargestellt.



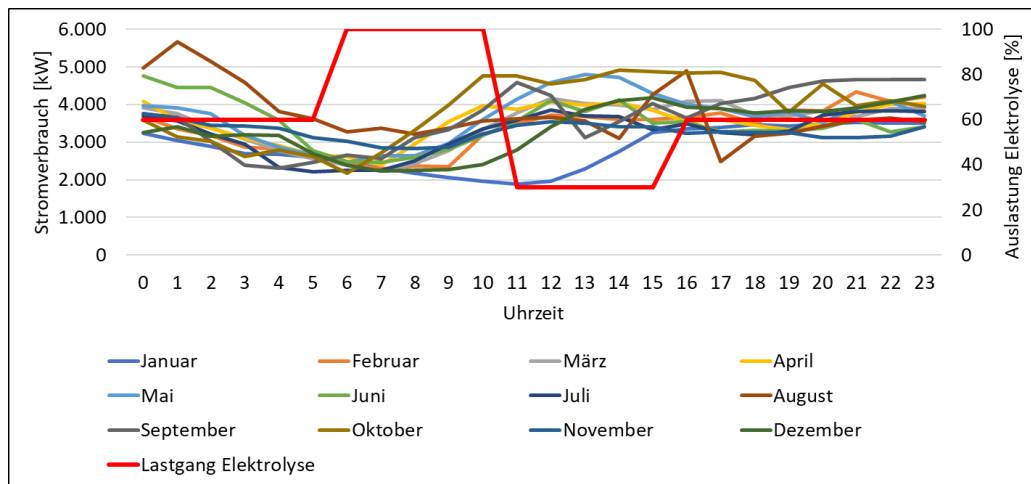


Abbildung 51: Tageslastgänge des Stromverbrauches der Kläranlage des jeweils ersten eines Monats im Jahr 2019 und dementsprechende angelegte Auslastungskurve des Elektrolyseurs

Bei der EE-Stromerzeugung aus Windenergie lässt sich nach diesem Vorgehen kein Schaltbild erzeugen, da die Stromerzeugung sehr heterogen ist, wie in Anhang 4 dargestellt. Es lässt sich jedoch ein ungefähr ähnliches Verhalten in den Sommermonaten feststellen, da in dieser Zeit die Windräder nachts ausgestellt werden müssen. Abbildung 52 zeigt die Tageslastgänge der EE-Stromerzeugung für jeden Tag im Juli 2019.

Demnach wird zwischen 19 Uhr und 2 Uhr kein bis wenig Strom aus Windenergie und zwischen 10 Uhr bis 18 Uhr am meisten Strom erzeugt. Demnach wurde ein Schaltgang der Elektrolyse erstellt, Lastgang 2, der sich dem Muster anpasst und in Abbildung 52 in Rot dargestellt ist. Zwischen 19 Uhr und 2 Uhr wird der Elektrolyseur zu 30%, zwischen 3 Uhr und 10 Uhr zu 60% und die restlichen Stunden zu 100% betrieben.

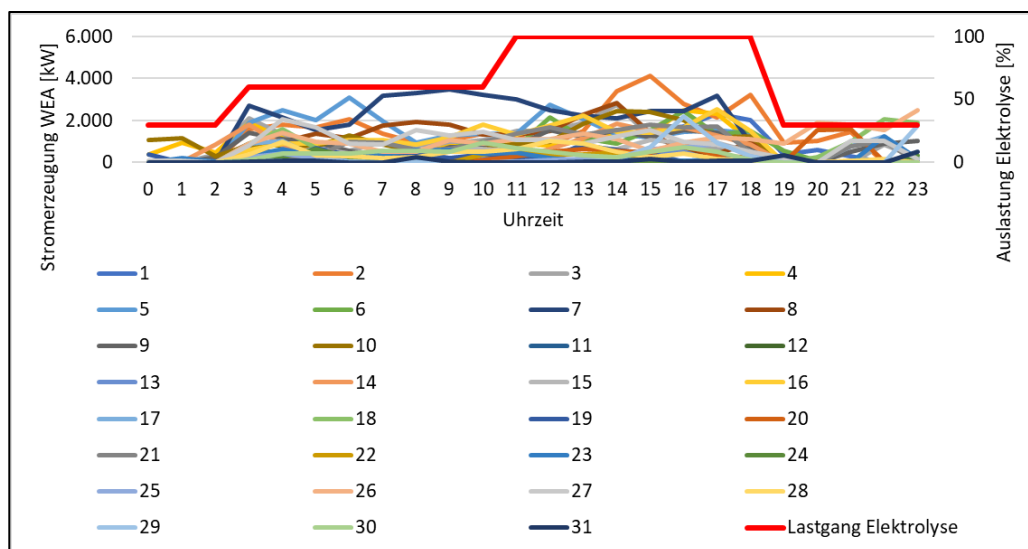


Abbildung 52: Tageslastgänge der täglichen EE-Stromerzeugung im Juli 2019 und dementsprechende angelegte Auslastungskurve des Elektrolyseurs

Als dritte Variante, Lastgang 3, wurde ein Mix aus beiden Schaltgängen entworfen. Dabei wird in den Monaten Oktober bis Mai der an den Stromverbrauch angepasste Lastgang der Elektrolyse verwendet und in den Sommermonaten Juni bis September der an die EE-Stromerzeugung angepasste Schaltgang benutzt.

Tabelle 15 und 16 zeigen einen Vergleich der, aus den Schaltvorgängen des Elektrolyseurs resultierenden, Kennzahlen. Sowohl Strombedarf für den jeweiligen Elektrolyseur aus als auch Netzstrombezug, zur Garantie einer Auslastung von 100%, ähneln sich in allen drei Szenarien. Im Vergleich zu dem 1 MW Elektrolyseur in Szenario 2.2 konnte anhand der Schaltvorgänge der Strombedarf für die Elektrolyse um ca. 38% gesenkt werden, was jedoch mit einer reduzierten Erzeugung an Wasser- und Sauerstoff einhergeht. Der Wärmeüberschuss lässt sich, im Vergleich zu den Szenarien in 2.2, nicht signifikant reduzieren, da bei allen Schaltvorgängen der Elektrolyseur im Sommer tagsüber in einer Auslastung von 100% betrieben wird. Die Deckung des Sauerstoffbedarfes in diesen Szenarien beläuft sich auf ca. 38%.

Tabelle 15: Übersicht Betriebs- und Volllaststunden der Elektrolyse Szenario 2.3 - Elektrolyse mit Lastgang

	Betriebsstunden [h]	Volllaststunden [h]
Lastgang 1	8.760	5.439
Lastgang 2	8.760	5.548
Lastgang 3	8.760	5.475

Tabelle 16: Vergleich von Kennzahlen bei unterschiedlicher Dimensionierung des Elektrolyseurs Szenario 2.3

Posten	Einheit	Elektrolyse Lastgang 1 (1MW)	Elektrolyse Lastgang 2 (1MW)	Elektrolyse Lastgang 3 (1MW)
Strombedarf Elektrolyse	MWh/a	7.528	7.679	7.579
Netzstrombezug für Elektrolyse	MWh/a	4.844	5.186	4.902
Wärmeproduktion Elektrolyse	MWh/a	1.129	1.152	1.137
Wärmeüberschuss aus BHKW	MWh/a	4.522	4.522	4.522
Wärmeüberschuss aus Elektrolyseur	MWh/a	825	844	833
Wärmeüberschuss gesamt	MWh/a	5.347	5.366	5.355
Stromeinspeisung Netz	MWh/a	3.376	3.601	3.384
Wasserstoffproduktion	MWh/a	5.439	5.548	5.475
Erdgasbezug	MWh/a	487	484	487
Sauerstoffproduktion	m3	768.150	783.616	773.319
Deckung Sauerstoffbedarf	%	37	38	37,5

Abbildung 53 zeigt die notwendige Dimensionierung des Sauerstoffspeichers für die geschalteten Szenarien. Da sich die drei Lastgangszszenarien ähneln, wurde hier das spezielle Szenario für Lastgang 1 gewählt. Die Auswahl hat auch mit ggf. dynamischen Strompreis zu tun, unter der Annahme, dass der Netzstrom ggf. günstiger ist zu den Zeiten, in denen in Lastgang 1 zu 100% ausgelastet ist, und umgekehrt teuer in der Mittagsspitze.

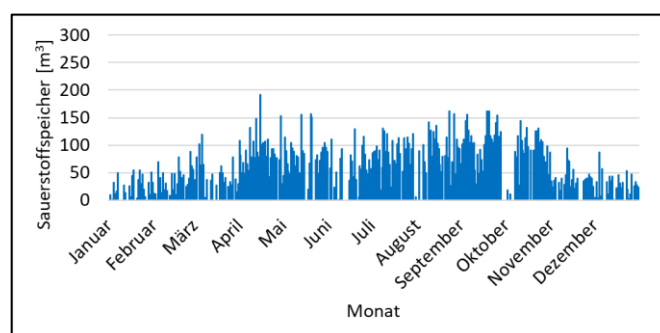


Abbildung 53: Füllstand Sauerstoffspeicher bei Dimensionierung Elektrolyseur nach Lastgang 1

## 4.4 Elektrolyseszenarien mit Biologischer Methanisierung

Eine Übersicht der Verbrauchs- und Produktionswerte der Methanisierungsszenarien kann Anhang 3 entnommen werden.

### 4.4.1 Szenario 3.1 - Elektrolyse mit Lastgangprofil, Aminwäsche, Biologische Methanisierung, keine BHKWs

Der Biorieselbettreaktor hat eine Dimensionierung von  $75 \frac{m^3}{h}$  Durchsatz. Für den Betrieb des Elektrolyseurs wurde hier das Lastgangprofil gewählt, das an den Stromverbrauch der Kläranlage angepasst ist (vgl. Kapitel 4.3.3). Der Elektrolyseur verfügt über eine Nennleistung von 1 MW. Die Aminwäsche wird mit der Menge an Faulgas betrieben, die nach dem Verheizen im Kessel noch zur Verfügung steht. Dieses Szenario wurde mit zwei Aminwäschen à  $500 \frac{m^3}{h}$  dimensioniert. Die höchste Auslastung hat die Aminwäsche, mit fast  $1.000 \frac{m^3}{h}$ , in den Monaten Juni-Oktober (vgl. Abbildung 44, Kapitel 4.2.3). In diesem Szenario werden ebenfalls Betriebsstunden von  $8.760 \frac{h}{a}$  und  $6.212 \frac{h}{a}$  der Aminwäsche erreicht (vgl. Tabelle 14, Kapitel 4.2.1.3). Da der Elektrolyseur ganzjährig, jedoch in unterschiedlicher Auslastung, betrieben wird, betragen die Betriebsstunden  $8.760 \frac{h}{a}$ , bei Volllastäquivalenten von  $5.439 \frac{h}{a}$ . Die Menge des, während der Aminwäsche abgetrennten,  $CO_2$  überwiegt stets die in der Methanisierungsstufe benötigte Menge an Kohlenstoffdioxid, um den in der Elektrolyse erzeugten Wasserstoff komplett zu verbrauchen, sodass kein  $CO_2$ -Mangel entsteht. Daher ist in diesem Szenario kein  $CO_2$ -Speicher notwendig. Tabelle 17 gibt eine Übersicht über die Kennzahlen des Szenarios. So müssen 91% des für den Betrieb des Elektrolyseurs benötigter elektrischer Energie aus dem Stromnetz bezogen werden. Der EE-Strom aus Windenergie wird zu 97% selbst genutzt und lediglich 3% werden in das Stromnetz eingespeist. Weiterhin zeigt Tabelle 17, dass 12% des eingespeisten Biomethans aus der Biologischen Methanisierung entstammen.

Tabelle 17: Vergleich von Kennzahlen bei unterschiedlicher Dimensionierung der Szenarien mit biologischer Methanisierung 3.1 & 3.2

Posten	Einheit	Biologische Methanisierung ohne BHKWs	Biologische Methanisierung H2-geführt
Strombedarf Elektrolyse	MWh/a	7.528	7.528
Stromeinkauf für Elektrolyse	MWh/a	6.862	2.524
Wärmeproduktion Elektrolyse	MWh/a	1.129	1.129
Wärmeüberschuss aus BHKW	MWh/a	0	2.806
Wärmeüberschuss aus Elektrolyseur	MWh/a	0	661
Strom Eigenversorgung über WEA	MWh/a	11.664	9.328
Stromeinspeisung Netz	MWh/a	336	2.672
Stromeinkauf Netz gesamt	MWh/a	26.562	12.210
Einspeisung Biomethan	MWh/a	35.239	10.063
Davon Einspeisung aus Methanisierung	MWh/a	3.848	3.848
Davon Einspeisung aus Methanisierung	%	12	38
Erdgasbezug	MWh/a	0	1.347
Sauerstoffproduktion	m <sup>3</sup>	768.150	768.150
Deckung Sauerstoffbedarf	%	37	37

#### 4.4.2 Szenario 3.2 - Elektrolyse mit Lastgangprofil, Biologische Methanisierung, elektrolysegeführte Aminwäsche, drei gasgeführte BHKWs

Der Betrieb des Elektrolyseurs erfolgt in diesem Szenario nach dem gleichen Lastgang, wie in Szenario 3.1 erläutert, und hat eine Nennleistung von 1 MW. Jedoch werden in diesem Szenario nur 33% des genutzten Stromes aus dem Netz bezogen. Der produzierte Wasserstoff wird in die Biologische Methanisierung geleitet. Der Biorieselbetteaktor hat ebenfalls eine Dimensionierung von  $75 \frac{m^3}{h}$  Durchsatz. Die Methanisierung wird ganzjährig betrieben mit  $8.760 \frac{h}{a}$  an Betriebsstunden und  $5.121 \frac{h}{a}$  an Volllaststunden. Da in der Aminwäsche nur so viel  $CO_2$  abgetrennt wird, wie für die Methanisierungsstufe benötigt wird, wird auch in diesem Szenario kein  $CO_2$ -Speicher benötigt. Die Aminwäsche hat eine Durchsatzkraft von  $200 \frac{m^3}{h}$  und wird ebenfalls  $8.760 \frac{h}{a}$  betrieben mit  $5.053 \frac{h}{a}$  an Volllaststunden. Tabelle 17 gibt eine Übersicht über die Kennzahlen des Szenarios. 38% des erzeugten Biomethans stammen aus der Methanisierung, jedoch werden in diesem Szenario nur 1/3 der Menge an Biomethan im Vergleich zu Szenario 3.1 erzeugt. Das für die Aminwäsche nicht benötigte Faulgas wird in den Blockheizkraftwerken verstromt. Die Betriebs- und Volllaststunden sind in Tabelle 18 dargestellt.

Tabelle 18: Übersicht Betriebs- und Volllaststunden der BHKWs - Szenario 3.2 - Biologische Methanisierung  $H_2$ -geführt

	Betriebsstunden [h]	Volllaststunden [h]
BHKW 1	8.760	8.795
BHKW 2	8.742	5.932
BHKW 3	924	100

## 5 Diskussion

Im nachfolgenden Kapitel werden, die in Kapitel 4 dargelegten, Ergebnisse diskutiert und ausgewertet. Zunächst erfolgt die Betrachtung der technischen Aspekte. Danach erfolgt eine Auswertung mit Hinblick auf ökologische Gesichtspunkte und anschließend eine wirtschaftliche Auswertung.

### 5.1 Technische Aspekte

Die Auswertung der technischen Aspekte erfolgt hinsichtlich der Auslastung der gewählten Aggregate im Hinblick auf Betriebs- und Volllaststunden, Notwendigkeit bzw. Menge des notwendigen Netzstrombezuges zur Deckung des Strombedarfes sowie der Energiebilanz der ausgewählten Szenarien.

#### 5.1.1 Aminwäscheszenarien

Tabelle 19 gibt erneut eine Übersicht über die jeweilige Dimensionierung der Aggregate sowie der jeweils erzeugten Menge an Biomethan der, aus den jeweiligen Unterszenarien, gewählten Aminwäscheszenarien.

Tabelle 19: Übersicht über Dimensionierung der Aminwäschen und erzeugte Biomethanmengen ausgewählter Aminwäscheszenarien

Aggregat	AW 3 BHKWs wg*	AW 2 BHKWs wg*	AW 3 BHKWs sg*	AW ohne BHKWs
Dimensionierung Aminwäsche 1 [m <sup>3</sup> /h]	100-250	100-250	100-250	200-500
Dimensionierung Aminwäsche 2 [m <sup>3</sup> /h]	100-250	100-250	100-250	200-500
Erzeugtes Biomethan [m <sup>3</sup> /h]	12.270	13.850	7.872	31.970

\*...wg steht für die wärmegeführte Betriebsweise, sg für die stromgeführte Betriebsweise der BHKWs. Die Zahl vor den BHKWs bezieht sich auf deren Anzahl.

Tabelle 19 verdeutlicht dabei, dass die Menge an erzeugtem Biomethan im Szenario ohne BHKWs am größten ist, da kein Faulgas in den BHKWs verstromt wird. Auch ist die Menge an Biomethan, die in den wärmegeführten Betriebsweisen der BHKWs erzeugt wird, fast doppelt so groß wie bei der stromgeführten Betriebsweise, da der Gesamtwärmebedarf des Klärwerks geringer ist als der Gesamtstrombedarf.

Abbildung 54 zeigt einen Vergleich von Betriebs- und Volllaststunden der ausgewählten Aminwäscheszenarien.

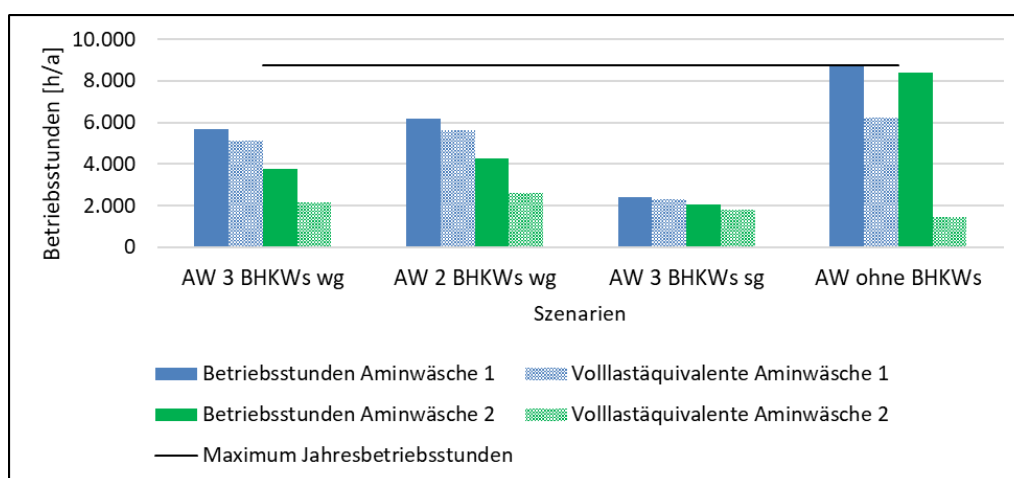


Abbildung 54: Vergleich Betriebs- und Volllaststunden der Aminwäschen ausgewählter Aminwäscheszenarien

Im Szenario ohne BHKWs wird das erste Aminwäscheaggregat ganzjährig betrieben, jedoch, wie die relevanten Volllastäquivalente aufzeigen, oft nur in Teillast. Die zweite Einheit springt an, wenn das erste Aggregat voll ausgelastet ist. Auch dieses Aggregat wird fast ganzjährig betrieben, jedoch überwiegend in geringeren Teillasten. Abbildung 53 zeigt, dass die Volllaststunden nur ca. ¼ der Betriebsstunden ausmachen. In den wärmegeführten Betriebsweisen der BHKWs wird keines der Aminwäscheaggregate ganzjährig betrieben. Die Volllastäquivalente des ersten Aggregates liegen bei fast 100%, wohingegen das zweite Aggregat überwiegend nur 50% an Volllastäquivalenten aufzeigt. Dies ist darin zu begründen, dass in den Wintermonaten, in denen viel Faulgas in den BHKWs benötigt wird, die Aminwäsche teils in geringerer Teillast oder gar nicht betrieben wird, wohingegen in den Sommermonaten der Wärmebedarf geringer ist und die Menge an verfügbarem Faulgas für die Aminwäsche größer ist als Winter. Dieses saisonale Verhalten erschwert eine Optimierung der Dimensionierung, da in den Sommermonaten stets größere Aggregate benötigt werden als im Winter. Die Betriebsstunden der Aminwäscheaggregate sind bei der stromgeführten Betriebsweise der BHKWs mit ca.  $2000 \frac{h}{a}$  am geringsten, jedoch sind die gewählten Aggregate größtenteils voll ausgelastet. Dies ist damit zu begründen, dass der Strombedarf ganzjährig homogener ist und demnach die Aminwäscheaggregate hinsichtlich des Betriebes in Volllast besser dimensioniert werden können, da, saisonal gesehen, stets ungefähr die gleiche Menge an Faulgas in die Aminwäsche geleitet wird.

Abbildung 55 liefert einen Vergleich der Auslastung der BHKWs.

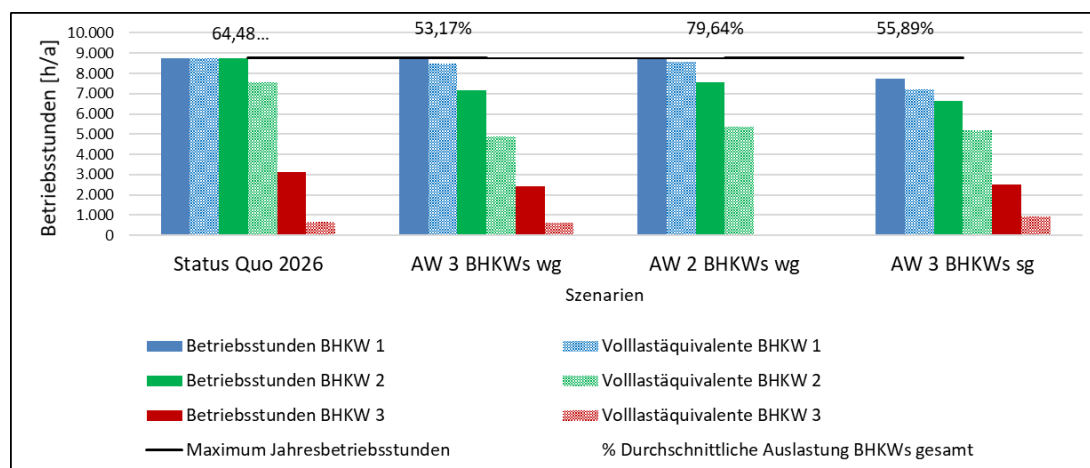


Abbildung 55: Vergleich Betriebs- und Volllaststunden der BHKWs ausgewählter Aminwäscheszenarien

Die durchschnittliche Auslastung der BHKWs liegt bei der wärmegeführten Betriebsweise der drei BHKWs unter der durchschnittlichen gasgeführten Betriebsweise des Status Quo. Abbildung 55 zeigt auf, dass sich Betriebs- und Volllaststunden vom dritten BHKW auf das zweite BHKW verlagern, wenn nur zwei BHKWs vorhanden sind. Somit lässt sich folgern, dass das dritte BHKW für den wärmegeführten Betrieb zur Erzeugung der benötigten Wärme im störungsfreien Betrieb der Anlage nicht unbedingt notwendig, jedoch im Hinblick auf den redundanten Betrieb sinnvoll, ist. Daher wird das Szenario mit zwei BHKWs ab hier nicht weiter behandelt. Bei der stromgeführten Betriebsweise der drei BHKWs wird keines der BHKWs ganzjährig betrieben, da der Strombedarf der Kläranlage teilweise durch Windenergieanlagen gedeckt werden kann und die BHKWs in jenen Zeitintervallen nicht betrieben werden müssen.

### 5.1.2 Elektrolyseszenarien

Die Auslastung der gasgeführten BHKWs gleicht dem Auslastungsprofil des Status Quo (vgl. Abbildung 54). Die Elektrolyseure sind, wie in Tabelle 20 dargestellt, jedoch unterschiedlich ausgelastet. Bei dem Szenario, in dem nur der Überschussstrom (ÜSS) aus den Windenergieanlagen in die Elektrolyse geleitet wird, wird kein Netzstrom zugekauft. So ist die Elektrolyse nicht durchgehend ausgelastet, da eine Abschaltung erfolgt, sobald kein Windstrom überschüssig ist. Die Elektrolyse ist damit weniger als 6 Monate im Jahr in Betrieb. Aufgrund der großen Dimensionierung von 6 MW, um sämtlichen Überschussstrom nutzen zu können, ist die Anlage auch kaum in Volllast in Betrieb. Im Hinblick auf eine optimierte Nutzung des Elektrolyseurs unter Maximierung der Betriebsstunden, ist dieses Szenario in der Praxis ungeeignet. Bei dem zweiten Szenario wird Netzstrom zugekauft, um den Elektrolyseur von 1 MW konstant zu 100% auszulasten. Hierbei müssen jedoch knapp 70% des Stromes, den die Elektrolyse verbraucht, zugekauft werden. Nur 30% des Strombedarfes der Elektrolyse stammen aus EE-Strom der Windenergieanlagen. Ähnlich verhält es sich mit dem Szenario der, an den Stromverbrauch der Anlage angepassten, geschalteten Elektrolyse. Aufgrund der Schaltung und der teilweisen Auslastung der Elektrolyse von 30% bzw. 60% ist der Strombedarf der Anlage zwar generell geringer als bei der konstanten Auslastung der 1 MW-Einheit, jedoch muss generell ebenfalls mehr als die Hälfte an benötigtem Strom für die Elektrolyse zugekauft werden.

Tabelle 20: Übersicht über Dimensionierung der Elektrolyseeinheiten und Kennzahlen ausgewählter Elektrolyseszenarien

Parameter	ÜSS in Elektrolyse	konstant 1 MW	Lastgang 1
Dimensionierung	6 MW	1 MW	1 MW
Anteil Volllaststunden an Betriebsstunden [%]	25	100	62
Netzstrombezug für Elektrolyse im Verhältnis zu Strombedarf	0	69	64
Deckung Sauerstoffbedarf [%]	29	60	37
Wasserstofferzeugung [MWh]	4.287	8.759	5.439

### 5.1.3 Biologische Methanisierung

Die Auslastung der Biologischen Methanisierung ist in beiden Szenarien identisch, da die Elektrolyse identisch geschaltet ist und somit die gleiche Menge an Wasserstoff aus der Elektrolyse in die Methanisierungsstufe geleitet wird. Gleich sind auch die Dimensionierungen der Elektrolyse. Da im Szenario ohne BHKWs der EE-Strom aus den Windenergieanlagen zunächst den Strombedarf des Klärwerks decken muss, ist ein erhöhter Netzstrombezug für die Elektrolyse notwendig, um den Strombedarf des geschalteten Elektrolyseurs zu decken. In dem zweiten Szenario beträgt der Netzstrombezug nur 33%, da mehr Windenergie für die Elektrolyse bleibt, wie in Tabelle 21 dargestellt.

Tabelle 21: Übersicht über Dimensionierung von Elektrolyse und Aminwäsche aus den Methanisierungsszenarien

Parameter	Ohne BHKWs	Mit BHKWs H <sub>2</sub> -geführt
Dimensionierung Elektrolyse	1 MW	1 MW
Netzstrombezug für Elektrolyse im Verhältnis zu Strombedarf Elektrolyse [%]	91	33
Dimensionierung Aminwäsche [m <sup>3</sup> /h]	1000	200

Abbildung 56 zeigt die Auslastung der Aminwäschen aus beiden Szenarien, auch im Vergleich zu den Auslastungen der Aminwäschen in den Aminwäscheszenarien. Im Szenario der Methanisierung ohne BHKWs (AW+BM ohne BHKWs) wird dabei die erste Aminwäsche ganzjährig betrieben und zeigt eine Auslastung von fast 100% Volllaststunden. Auch im zweiten Szenario der Methanisierung wird die Aminwäsche ganzjährig betrieben.

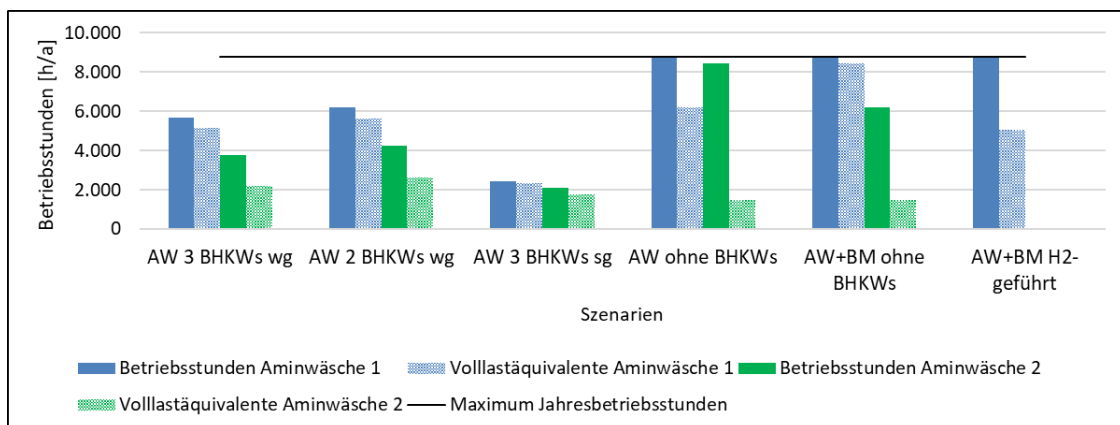


Abbildung 56: Vergleich Betriebs- und Volllaststunden der Aminwäschen aus Aminwäsche- und Methanisierungsszenarien

Generell sind die Betriebsstunden der verwendeten Aminwäschen in den Szenarien ohne BHKWs höher als in den Szenarien mit BHKWs, da generell mehr Faulgas zur Verfügung steht. Jedoch sind die Auslastungen, mit Hinblick auf die Volllaststunden, generell schlechter, da die Aggregate sehr groß dimensioniert werden müssen, um Spitzen abzudecken. Dies bedeutet jedoch in Zeiten, in denen weniger Faulgas anfällt, dass die Aggregate nur in Teillast arbeiten können. Auf der anderen Seite sind die reinen Aminwäscheszenarien nie ganzjährig im Betrieb.

Abbildung 57 zeigt eine Übersicht über die Auslastung der BHKWs in den Aminwäsche- sowie den Methanisierungsszenarien. Die Auslastung der BHKWs ist in allen Aminwäsche- und Methanisierungsszenarien schlechter als im Status Quo. Das kann mit den wärme- oder stromgeführten Betriebsweisen begründet werden, die den BHKWs stets weniger Faulgas zuführen als bei der gasgeführten Betriebsweise. Die Betriebsstunden sowie die durchschnittliche Auslastung können mit einem Betrieb von nur zwei BHKWs anstatt von drei BHKWs verbessert werden. Ein drittes BHKW ist jedoch, im Hinblick auf Redundanz, sinnvoll.



## Vergleich von Verfahren zur Produktion von Biomethan und grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen auf dem Klärwerk Schönerlinde

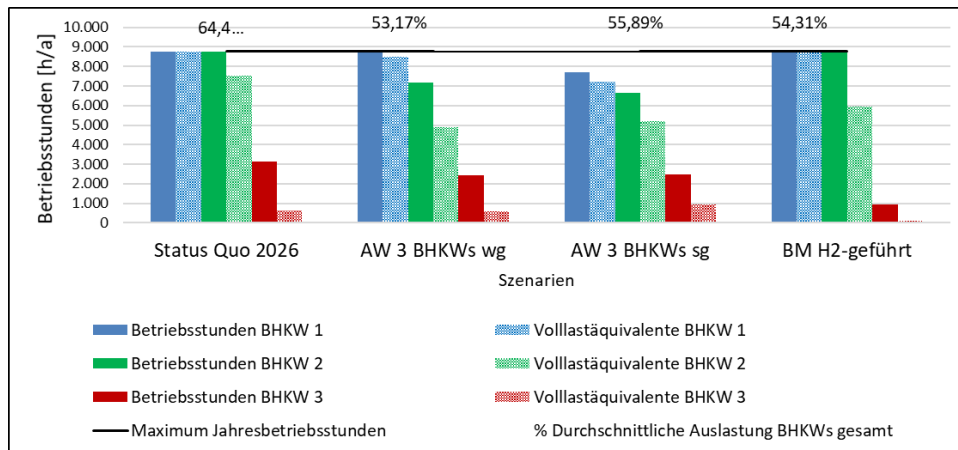


Abbildung 57: Vergleich Betriebs- und Volllaststunden der BHKWs aus Aminwäsche- und Methanisierungsszenarien

Eine energetische Betrachtung in Form einer Energiebilanz der diskutierten Szenarien ist in Abbildung 58 dargestellt, als Grundlage für die später diskutierte CO<sub>2</sub>-Bilanz. Hierbei werden jeweils die produzierten oder verbrauchten Mengen an Energieträgern in MWh dargestellt. Die Balken im positiven Bereich der y-Achse beziehen sich auf einen zu deckenden Bedarf, die negativen auf eine Produktion. Ob die jeweilige Produktion der Deckung des Eigenbedarfes dient oder eingespeist wird, ist nicht dargestellt. Die in Zahlen dargestellte Summe stellt bei negativen Werten einen Energieüberschuss aus dem System, bei positiven Werten einen Energiebedarf des Systems dar. Die Bilanzgrenze ist das Klärwerk Schönerlinde selbst.

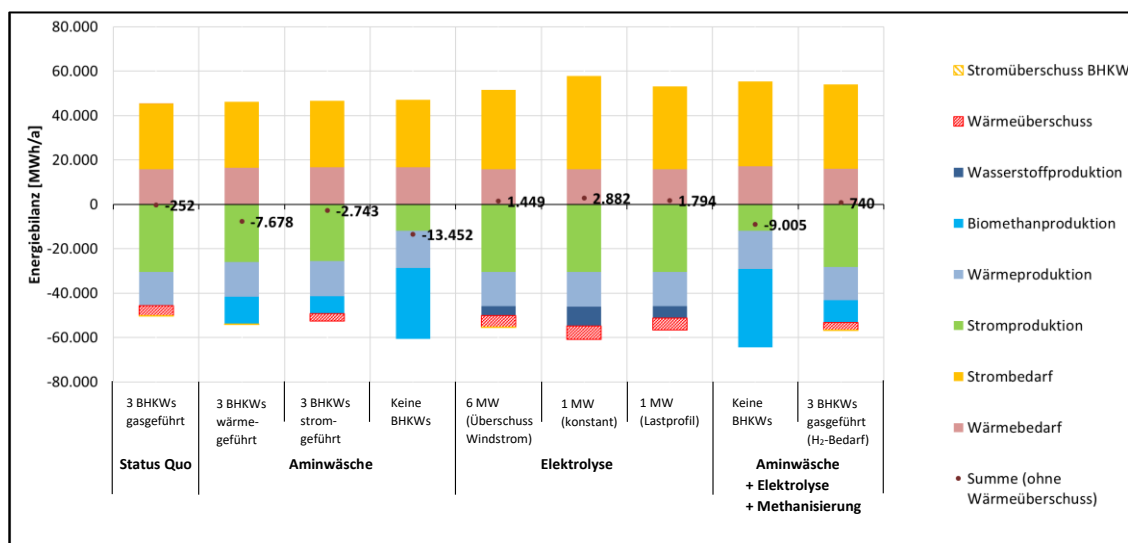


Abbildung 58: Energiebilanz der ausgewählten Szenarien

Das Referenzszenario stellt dem Strom- und Wärmebedarf lediglich die in den BHKWs erzeugte elektrische und thermische Energie, sowie den EE-Strom aus Windkraft, entgegen. Die Bilanz ist in ihrer Summe leicht negativ, was eine leicht überwiegende Produktion des Systems bedeutet. Dieser entsteht, da mehr Strom in den BHKWs und aus Windenergie, welche bei Überschuss eingespeist wird, erzeugt als noch zusätzlich bezogen wird. Der Wärmeüberschuss, der in diesem Szenario aufgrund der ungenutzten Wärme in den Sommermonaten entsteht, ist nicht in der Summe enthalten und kann als noch nicht verwendetes Potential verstanden werden.

In den Aminwäscheszenarien entsteht in diesem Sinne noch mehr Energie, die aus dem System abgeführt werden kann. Strom- und Wärmebedarf sind etwas höher als im Referenzszenario aufgrund der zusätzlich

verwendeten Aggregate (Feinentschwefelung, Aminwäsche, zusätzliche Trocknung). Bei den Aminwäscheszenarien mit BHKWs liegt der Unterschied in den Energiebilanzen bei der produzierten Biomethanmenge, die bei der wärmegeführten Betriebsweise der BHKWs überwiegt. Im Szenario ohne BHKWs fehlt der Strom aus den BHKWs, jedoch wird das Faulgas fast komplett zu Biomethan umgesetzt und überwiegt, mit ca. 31.000 erzeugten MWh, die sonst erzeugte, elektrische Energie in den BHKWs von zwischen 13.000 MWh und 19.000 MWh, je nach Betriebsweise. Dies liegt daran, dass die BHKWs das Faulgas nur mit einem Wirkungsgrad von ca. 0,4 in elektrische Energie umsetzen können, wohingegen die Aminwäsche energetisch verlustfrei das Faulgas in Biomethan umsetzen kann.

Die Elektrolyseszenarien weisen generell einen zusätzlichen Energiebedarf innerhalb des Systems auf. Dies kann mit dem zusätzlichen Strombedarf der Elektrolyse, bei gleichbleibender Energieproduktion in BHKWs und aus Windenergie, begründet werden. Je größer der Strombedarf der Elektrolyse desto schlechter wird die Energiebilanz. Grundsätzlich wird bei einem höheren Stromeinsatz in die Elektrolyse auch mehr Wasserstoff produziert. Aufgrund der Wirkungsgradverluste von 25% bei der Umsetzung von elektrischer Energie in Wasserstoff kann dieser energetisch den Energieaufwand nicht ausgleichen.

Der Strombedarf bei den Methanisierungsszenarien ist, aufgrund des Strombedarfes für die Elektrolyse sowie für die Aminwäsche, ebenfalls höher als im Status Quo. Bei dem Szenario ohne BHKWs wird das Faulgas wieder fast komplett und energetisch ohne Verluste zu Biomethan umgesetzt. Im Vergleich zur Biomethanerzeugung im Szenario der reinen Aminwäsche ohne BHKWs werden 12% mehr Biomethan erzeugt. Die Energiebilanz ist in ihrer Summe jedoch schlechter als die Bilanz in der reinen Aminwäsche ohne BHKWs, aufgrund der Wirkungsgradverluste in der Elektrolyse. Jene Wirkungsgradverluste kann im Szenario der H<sub>2</sub>-geführten Aminwäsche mit Methanisierung, auch eine nachgeschaltete Methanisierung, die immerhin 38% des gesamten Biomethans erzeugt, nicht ausgleichen. Aufgrund der zusätzlichen Biomethanerzeugung ist das Szenario jedoch generell energetisch in der Summe besser als die reinen Elektrolyseszenarien.

Energetisch am positivsten zu bewerten, auch im Vergleich zum Referenzszenario, sind demnach die Aminwäscheszenarien, da diese das vorhandene Faulgas energetisch verlustfrei in Biomethan umsetzen können. Aufgrund der Wirkungsgradverluste von ca. 25% bei der Umsetzung von elektrischer Energie in Wasserstoff sind die Elektrolyseszenarien energetisch hier schlechter aufgestellt. Bei den Methanisierungsszenarien ist die Menge des erzeugten Biomethans der Faktor, der bestimmt, ob die Energiebilanz innerhalb der Systemgrenze Klärwerk jeweils in ihrer Summe positiv oder negativ ist. Die Szenarien ohne BHKWs sind energetisch generell besser, da in beiden Fällen keine Wirkungsgradverluste durch die Umwandlung von Faulgas in elektrische und thermische Energie in den BHKWs auftreten.

## 5.2 CO<sub>2</sub>-Äquivalente

Basierend auf der Energiebilanz der Primärenergieträger, sind in Abbildung 58 die Treibhausbilanzen als CO<sub>2</sub>-Äquivalente dargestellt. Dafür erfolgte eine Verrechnung der Energiewerte aus der Energiebilanz mit den, in Kapitel 3.4.1 vorgestellten spezifischen Emissionsfaktoren. Diese sind zur Übersicht in Tabelle 22 aufgelistet.

Tabelle 22: Übersicht über spezifische Emissionsfaktoren zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-eq

Energieträger	spezifischer Emissionsfaktor	Einheit
Strom	298	kg CO <sub>2</sub> e/MWh
Erdgas	231	kg CO <sub>2</sub> e/MWh
Biomethan	231	kg CO <sub>2</sub> e/MWh
Wasserstoff	231	kg CO <sub>2</sub> e/MWh
Sauerstoff	600	kg CO <sub>2</sub> e/t

Biomethan und „grüner“ Wasserstoff haben dabei tatsächlich einen CO<sub>2</sub>-eq-Faktor von Null. Da sie jedoch in den Szenarien Erdgas bei Einspeisung bzw. bei Nutzung als Treibstoff ersetzen, werden sie hier als Substitut zu Erdgas und somit als Gutschrift in den einzelnen Szenarien gesehen. Daher ist für diese Gase der gleiche Emissionsfaktor wie für Erdgas angesetzt.

In der Treibhausgasbilanz in Abbildung 59 stellen die Balken auf der positiven y-Achse die CO<sub>2</sub>-Äquivalente der jeweiligen Bezüge dar. Die Balken auf der negativen y-Achse repräsentieren eine Gutschrift hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Äquivalente. Die Bilanzgrenze ist das Klärwerk Schönerlinde selbst.

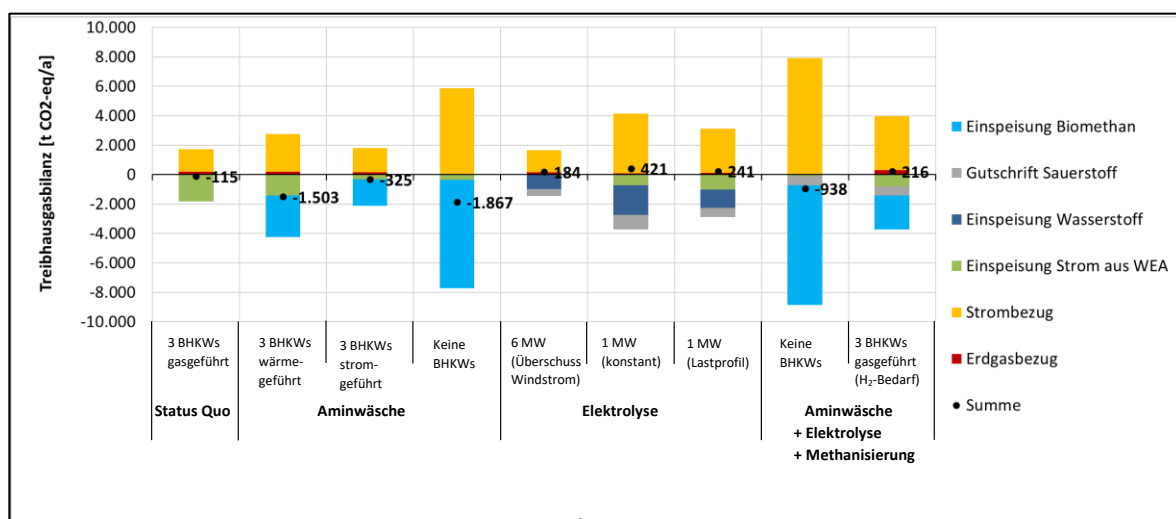


Abbildung 59: Treibhausgasbilanz der ausgewählten Szenarien

Im Referenzszenario ist abgebildet, dass dem notwendigen Strom- und Erdgasbezug zur Deckung von Strom- sowie Wärmebedarf der eingespeiste EE-Strom aus Windenergie gegenübersteht. Da der spezifische Emissionsfaktor für Netzstrom, den für Erdgas überwiegt und die Einspeisung von EE-Strom geringfügig größer ist als der Netzstrombezug, ist das Treibhausgaspotential in seiner Summe leicht negativ.

Die Aminwäscheszenarien weisen generell eine negative Treibhausgasbilanz auf, da das erzeugte Biomethan grundsätzlich eingespeist wird. Obwohl im Szenario der wärmegeführten Betriebsweise der BHKWs knapp 900 MWh mehr an Netzstrom bezogen werden müssen, werden auf der anderen Seite knapp 1.100 MWh an Netzstrom eingespeist. Dafür zeigt sich bei der stromgeführten Betriebsweise der BHKWs eine bessere Eigenversorgung des erzeugten Stromes und demnach ein geringerer Netzstrombezug. Jedoch bleibt bei der wärmegeführten Betriebsweise der BHKWs mehr Faulgas übrig, das in Biomethan umgewandelt und eingespeist werden kann, weswegen das Szenario der wärmegeführten Weise eine bessere

Treibhausgasbilanz aufweist. Das Szenario der stromgeführten Betriebsweise der BHKWs ist dabei trotzdem besser in der Treibhausgasbilanz im Vergleich zum Referenzszenario, da wiederum nicht die gesamte Menge an Faulgas, wie im gasgeführten Status Quo, in den BHKWs unter Einwirkung der Wirkungsgradverluste verstromt, sondern in der Aminwäsche verlustfrei zu Biomethan umgewandelt und eingespeist werden kann. Das Szenario ohne BHKWs zeigt eine gute Versorgung des erzeugten EE-Stromes, da lediglich 347 MWh an EE-Strom eingespeist werden. Die Menge an erzeugtem Biomethan überwiegt energetisch die Menge an bezogenem Strom, wie im Rahmen der Energiebilanz erläutert (vgl. Kapitel 5.1). Daher kann, obwohl das Biomethan einen geringeren Emissionsfaktor gutgeschrieben bekommt als für den Netzstrombezug angerechnet wird, die Treibhausgasbilanz doch eine negative Summe aufweisen.

Die Elektrolyseszenarien zeigen generell eine positive Treibhausgasbilanz. Die Ursache darin liegt, wie im Rahmen der Energiebilanz diskutiert, in den Wirkungsgradverlusten bei der Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff. Auch hier zeigen die Szenarien mit höherem Strombedarf für die Elektrolyse positivere Summen in der Treibhausgasbilanz auf, obwohl auch größere Mengen an Wasserstoff erzeugt werden. Da dem Netzstrom mit  $298 \frac{\text{kg CO}_2\text{-e}}{\text{MWh}}$  ein höherer Emissionsfaktor als Wasserstoff mit  $231 \frac{\text{kg CO}_2\text{-e}}{\text{MWh}}$  angerechnet wird, trägt dieser Effekt ebenfalls zu einer schlechteren Treibhausgasbilanz bei. Im Gegensatz zu den vorherig vorgestellten Szenarien erfolgt bei den Elektrolyseszenarien außerdem eine Gutschrift des während der Elektrolyse erzeugten Sauerstoffes, der die Bilanzen für die Elektrolyseszenarien verbessert.

Bei den Methanisierungsszenarien ist ebenfalls wieder die Menge an eingespeistem Biomethan entscheidend dafür, ob die Summe der Treibhausgasbilanz positiv oder negativ ist. Im Szenario ohne BHKWs werden knapp 10.000 MWh mehr an Biomethan erzeugt und eingespeist als an Netzstrom, auch für die Elektrolyse, bezogen werden muss. Aufgrund der Unterschiede in den spezifischen Emissionsfaktoren fallen die CO<sub>2</sub>-Äquivalente jedoch fast gleich aus. In diesem Szenario trägt die Gutschrift von erzeugtem Sauerstoff mit  $600 \frac{\text{t CO}_2\text{-e}}{\text{a}}$  wesentlich zur negativen Summe der Treibhausgasbilanz bei. In dem Szenario mit gasgeführter Aminwäsche wird weniger Biomethan erzeugt als im Szenario ohne BHKWs bei gleichbleibender Sauerstoff- sowie Wasserstoffproduktion. Die Mengen an erzeugtem Biomethan und bezogenem Netzstrom sind ähnlich. Aufgrund der Unterschiede in den spezifischen Emissionsfaktoren zugunsten des Netzstromes fällt die Bilanz in ihrer Summe jedoch positiv aus.

Generell weisen die Aminwäscheszenarien, im Vergleich zu den anderen Szenarien, die besten Treibhausgasbilanzen auf. Ursache dafür liegt zum großen Teil in den, im Rahmen der Energiebilanz diskutierten, Wirkungsgradverlusten, besonders in den Szenarien mit BHKWs und Elektrolyseuren. Es kann aber auch festgestellt werden, dass Treibhauspotentiale stark von den Emissionsfaktoren abhängig sind. So sind die Summen in Szenarien, in denen mehr Biomethan erzeugt als Netzstrom bezogen wird, trotzdem positiv, da der Emissionsfaktor für Strom, den für Biomethan übersteigt.

### 5.3 Wirtschaftlichkeit unter Einbezug rechtlicher Aspekte

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind in Abbildung 60 zunächst die Energiekosten sowie -erlöse dargestellt. Dafür wurden die jeweiligen Energiemengen mit den angesetzten Preisfaktoren multipliziert (vgl. Kapitel 3.4.2). Hinsichtlich der Erlöse und Kosten für Energie ist keines der Szenarien besser als das Referenzszenario. Da die Kosten für den Netzstrombezug die Erlöse für die Einspeisung von EE-Strom, Wasserstoff und Biomethan um mehr als das doppelte übersteigen, ist die Menge an bezogenem Netzstrom

## Vergleich von Verfahren zur Produktion von Biomethan und grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen auf dem Klärwerk Schönerlinde

der bestimmende Faktor. In den Szenarien ohne BHKWs wird der meiste Strom bezogen, daher haben jene Szenarien die höchsten Energiekosten, obwohl dabei auch die größte Menge an Biomethan erzeugt wird. Zwischen den Aminwäscheszenarien ist die stromgeführte Betriebsweise der BHKWs am günstigsten, da die Faulgasmenge optimal für die Stromerzeugung in den BHKWs genutzt wird. Dabei wird zwar weniger Biomethan erzeugt, jedoch überwiegen die Stromkosten mit  $235 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  die angesetzte Vergütung für eingespeistes Biomethan mit  $42 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  um den Faktor 6.

Bei den Elektrolyseszenarien schwanken die laufenden Kosten stärker. Dabei ist entscheidend, wieviel Netzstrom für die Elektrolyse bezogen werden muss. Im Hinblick auf Kosten und Erlöse ist demnach das Szenario, bei dem lediglich EE-Überschussstrom der Elektrolyse zugeführt wird, das günstigste. Eine an den Stromverbrauch angepasste Elektrolyse mit Lastgang kann den Stromverbrauch um 27% reduzieren.

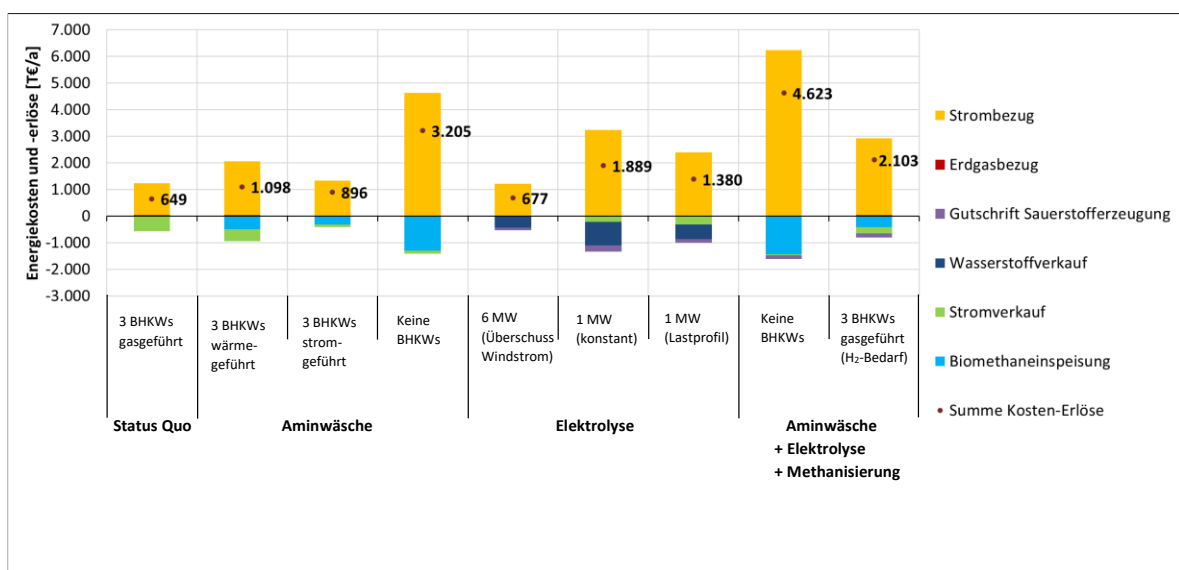


Abbildung 60: Übersicht über Energiekosten und -erlöse aus ausgewählten Szenarien

Abbildung 61 zeigt die Energiekosten und -erlöse zuzüglich Abschreibungen pro Jahr und Betriebs- bzw. Wartungskosten. Eine Übersicht über Investitionskosten ist in Anhang 5 abgebildet, die Betriebskosten sind in Anhang 6 aufgelistet. Für die Abschreibungen pro Jahr wurde ein Abschreibungszeitraum von 15 Jahren angesetzt. Der Zinssatz wurde auf 3% festgelegt. Zur Berechnung der jährlichen Abschreibungsrate über jenen Zeitraum bzw. der Annuität wurde die Annuitätenmethode angewandt. Dabei wurde der Kapitalwiedergewinnungsfaktor nach Formel 5 berechnet (Sander, 2003):

$$KFAKR = \frac{q^n \cdot (q-1)}{q^n - 1} = 0,084 \quad (5)$$

mit

*KFAKR*....Kapitalwiedergewinnungsfaktor

*n*...Nutzungsdauer

*q*...1+Zinssatz von 3% (1,03)

Anschließend wurde die Annuität nach Formel 6 berechnet (Sander, 2003):

$$a = C_0 \cdot KFAKR \quad (6)$$

mit

$C_0$ ...Gesamtinvestitionskosten des jeweiligen Szenarios

Die errechnete Annuität ist in Abbildung 61 als Abschreibung dargestellt. Aufschläge auf die Investitionskosten hinsichtlich Planung, Transport, Installation wurden bei den Investitionskosten mit einem Aufschlag von 45% beachtet (vgl Anhang 5). Auf die errechneten Betriebskosten wurden 15% Risikoaufschlag dazugerechnet (vgl. Anhang 6).

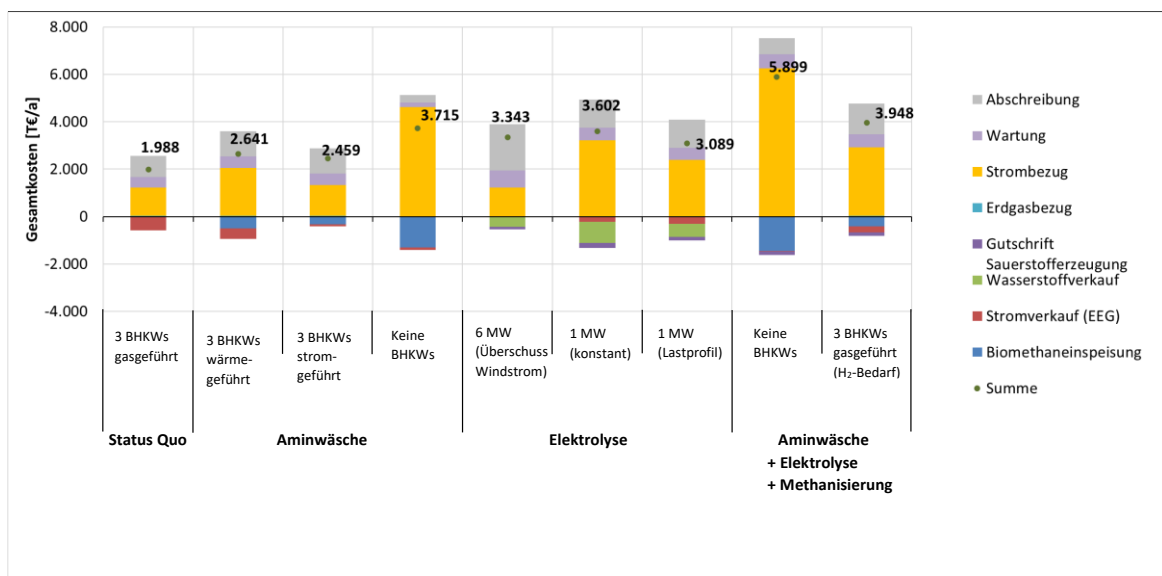


Abbildung 61: Übersicht über Gesamtkosten aus ausgewählten Szenarien

Auch bei Betrachtung der Gesamtkosten sind die Szenarien ohne BHKWs, wirtschaftlich gesehen, am ungünstigsten, da auch hier wieder wesentlich mehr Netzstrom bezogen werden muss, obwohl keine BHKWs gekauft werden müssen. Das Referenzszenario stellt das wirtschaftlich günstigste Szenario dar. Die Elektrolyseszenarien haben die höchsten Kosten hinsichtlich Abschreibungen, da in jenen Szenarien sowohl preisintensive BHKWs und Elektrolyseure gekauft werden müssen, denen geringere Erlöse aus erzeugtem Wasser- und Sauerstoff gegenüberstehen. Die Aminwäscheszenarien sind hinsichtlich der Abschreibungen am günstigsten.

## 6 Sensitivitätsanalyse

Da sowohl die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren als auch die Preisfaktoren Annahmen unterliegen, sollen in diesem Kapitel die Auswirkung von Änderungen jener Annahmen untersucht werden.

Bei der Erstellung der Übersicht der CO<sub>2</sub>-Äquivalente wurden für die lokale Strombereitstellung im Jahr 2026 ein Emissionsfaktor von  $298 \frac{gCO_2-eq}{kWh}$  (vgl. Kapitel 5.2) angenommen. Die Annahmen stammen von der IINAS. Angenommen, der Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit verbundene Anstieg von erneuerbarem Strom im Stromnetz würde schneller vorangehen als geplant, bzw. mit Ausblick in die Zukunft (2035+), könnte ein geringer Emissionsfaktor von beispielsweise  $100 \frac{gCO_2-eq}{kWh}$  angesetzt werden, wie in Abbildung 62 dargestellt. Mit Änderung jener Annahme ist festzustellen, dass nun das Referenzszenario das einzige Szenario mit einer positiven Treibhausgasbilanz darstellt und alle Szenarien, bei denen „grüne“ Gase erzeugt und eingespeist werden, auch die Elektrolyseszenarien, eine bessere CO<sub>2</sub>-Bilanz aufweisen. Auf diese Weise können bis zu 5.500t an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten eingespart werden. Die Treibhausgasbilanz ist demnach sehr vom lokalen Strommix abhängig. Eine stärker ausgebaute Infrastruktur zur Erzeugung von EE-Strom als im Rahmen der „Energiewende“ politisch theoretisch bereits beschlossen und geplant ist, würde sich demnach positiv auf die Treibhausgasbilanz der „Grünes Gas“-Szenarien auswirken. Dies kann selbstverständlich auch in die andere Richtung gehen, sollte Kohle weiterhin eine Ressource zur Stromerzeugung bleiben bzw. temporär, aufgrund politischer Hintergründe beispielsweise, vermehrt genutzt werden.

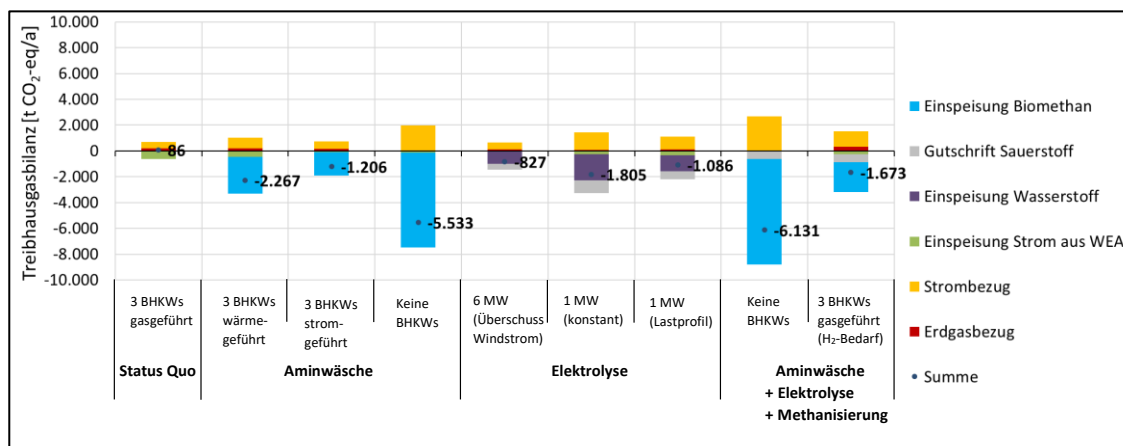


Abbildung 62: Sensitivitätsanalyse mit verringerten Emissionsfaktoren für Netzstrombezug

Auch Änderungen des angesetzten Strompreises können die wirtschaftliche Betrachtung ändern. Im Hinblick auf rechtliche Grundlagen ist in Abbildung 63 anhand des Elektrolyseszenarios mit geschaltetem Lastgang dargestellt, dass die Aufschläge auf den Lieferpreis den größten Anteil des Preises bilden. Für die Berechnung der Szenarien wurden Fixpreise von  $235 \frac{€}{MWh}$  für den Strombezug angesetzt. Jedoch wurde bereits in Kapitel 2.3.2 angemerkt, dass es bereits Mitte 2022 zu einem Wegfall der EEG-Umlage kommen kann, was eine Reduzierung der Kosten für den Strombezug von  $47 \frac{€}{MWh}$  bewirken würde. Könnte der Anteil am Netzstrombezug für den Elektrolyseur zur Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff so flexibilisiert werden, dass eventuell lediglich der Börsenpreis anfallen würde, könnte dies die Kosten signifikant verringern. Die Stromkosten für die Deckung des Strombedarfes des Klärwerks haben dabei in allen Szenarien weiterhin den angesetzten Fixpreis von  $235 \frac{€}{MWh}$ . Beachtet werden muss dabei jedoch auch, dass nach dem

delegierten Rechtsakt nach Art. 27 Abs. 3 EE-RL evtl. Förderungen, hinsichtlich der Produktion von „grünem Wasserstoff“, nicht für das Klärwerk Schönerlinde zutreffen könnten, da die bestehenden Windenergieanlagen evtl. nicht zur Erzeugung von „grünem Wasserstoff“ verwendet werden können (vgl Kapitel 2.3.4).

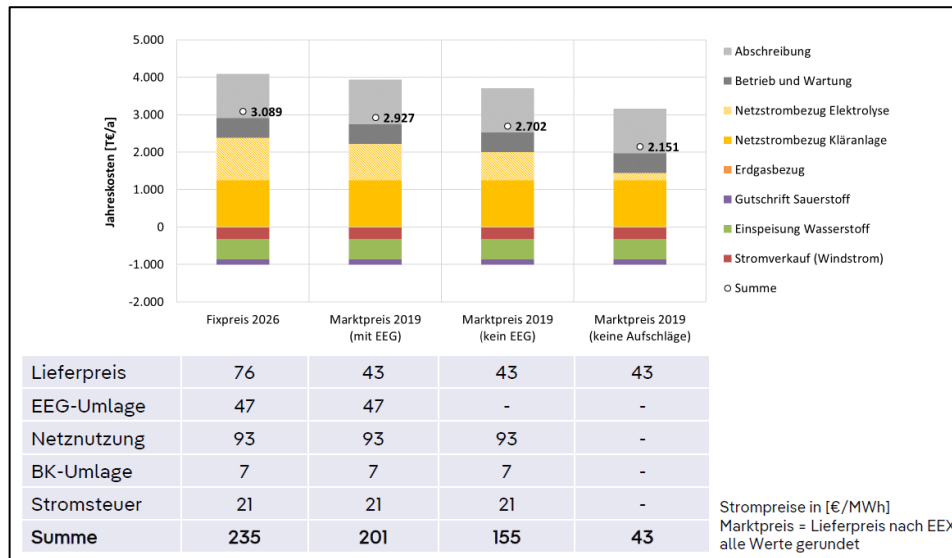


Abbildung 63: Gegenüberstellung von Marktpreisen und Aufschlägen für den Netzstrombezug

Weitere monetäre Betrachtungen sind möglich. Beispielsweise wurde für den Erdgasbezug ein Festpreis von  $30 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  angesetzt. Eine deutliche Erhöhung des Erdgaspreises, was im Hinblick auf gegenwärtige politische Entwicklungen ein durchaus denkbares Szenario ist, würde sich zum einen, hinsichtlich der Gesamtkosten, negativ auf die „Grünen Gas“-Szenarien auswirken. Zum anderen würde sich aber auch der Erlös für Biomethan erhöhen. Wird ein Erdgaspreis von  $90 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  angenommen, dann würde sich der Erlös für Biomethan auf  $102 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  belaufen. Die Annahme für Biomethan setzt sich aus den angenommenen  $90 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  für Erdgas sowie einem Aufschlag von  $12 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  im Rahmen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung (vgl. Kapitel 3.4.2.4) zusammen. Wie in Abbildung 62 dargestellt, würde sich dieses Szenario besonders positiv auf die Szenarien ohne BHKWs auswirken. So könnten beim Szenario der Aminwäsche ohne BHKWs die Gesamtkosten um 52% reduziert werden. Beim Szenario der Biologischen Methanisierung ohne BHKWs wären die Kosten 36% geringer. Eine Erhöhung würde allgemein die Aminwäscheszenarien begünstigen. So können im wärmegeführten BHKW-Betriebsszenario die Gesamtkosten um 26,5%, im stromgeführten BHKW-Szenario um 18% reduziert werden. Auch das Szenario der biologischen Methanisierung mit BHKWs könnte eine Kostenreduzierung von 13,5% verzeichnen. Negativ wirkt sich die Preiserhöhung auf die Elektrolyseszenarien aus, da bei erhöhtem Erdgaspreis der Erlös für Wasserstoff gleichbleibt.



## Vergleich von Verfahren zur Produktion von Biomethan und grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen auf dem Klärwerk Schönerlinde

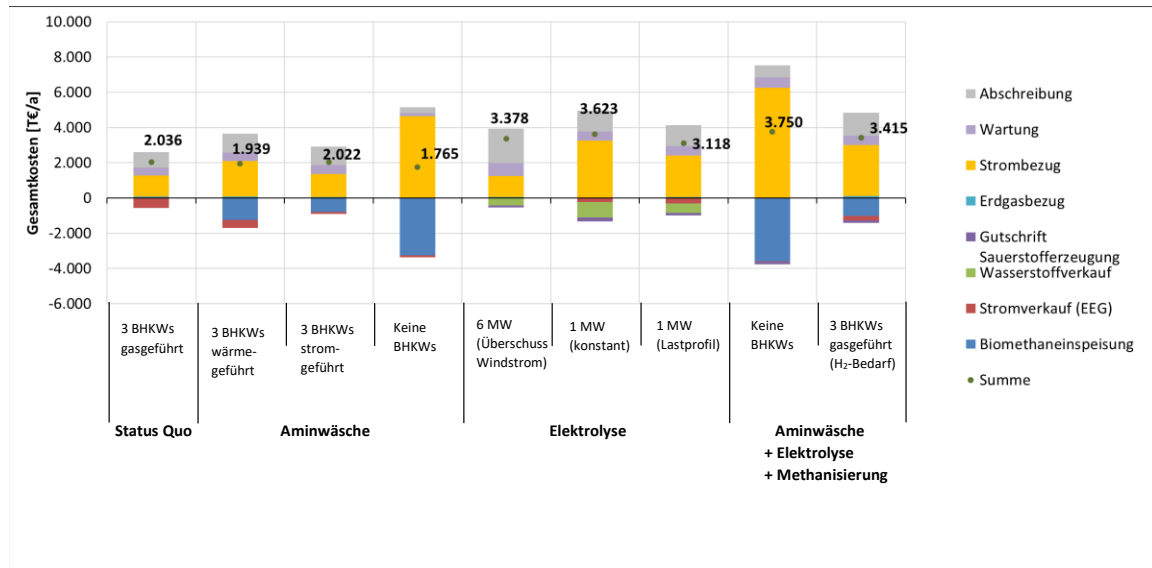


Abbildung 64: Sensitivitätsanalyse mit Erhöhung Erdgaskosten und Biomethanerlösen

Auch könnten auch höhere Preise für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate anfallen.

Darüber hinaus wurden für Biomethan und Wasserstoff Preise für die Einspeisung angenommen. Weitaus größere Profite könnten beim Vertrieb in anderen Sektoren erreicht werden. Biomethan ist aufgrund der Biokraftstoffquote sehr begehrt im Verkehrssektor (DENA, 2015). Auch Wasserstoff kann in Industrie- und Kraftstoffsektor seine Profite mindestens verdoppeln (EMCEL, 2017).

Damit sämtliche Wasserstoffszenarien in ihren Gesamtkosten wirtschaftlicher sind als das Referenzszenario, also die Gesamtkosten weniger als 2 Mio € betragen (vgl. Abbildung 59), muss der Wasserstofflerlös, bei ursprünglichen Annahmen von  $30 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  für Erdgaspreise, bei mindestens  $500 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  liegen, also beim fünffachen des ursprünglich angenommenen Wasserstofflerlöses. Der Erlös aus Biomethan müsste, auch bei den ursprünglichen Annahmen von  $30 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  für Erdgas, bei  $126 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  liegen, also dem dreifachen der ursprünglichen Annahmen, um die reinen Aminwäscheszenarien wirtschaftlicher als den Status Quo zu machen. Für die Methanisierungsszenarien wäre sogar ein Biomethanerlös von  $252 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ , also dem sechsfachen der ursprünglichen Annahmen, notwendig.

## 7 Fazit

Ziel dieser Arbeit war es, Szenarien, in denen Biomethan oder Wasserstoff erzeugt werden, als Alternative zum Referenzszenario, zu modellieren und jene „Grünes Gas“-Szenarien auf technische Realisierbarkeit, Potential zur Einsparung von CO<sub>2</sub> und wirtschaftliche Durchführbarkeit zu untersuchen. Dabei wurden Aminwäscheszenarien, mit unterschiedlicher Betriebsweise der BHKWs, Elektrolyseszenarien, mit unterschiedlicher Auslastung des Elektrolyseurs sowie Methanisierungsszenarien, in denen Aminwäsche, Elektrolyseur und biologische Methanisierung zum Einsatz kommen, in einem dynamischen Excel-Modell modelliert.

Im Hinblick auf technische Aspekte ist bei den Aminwäscheszenarien eine strom- oder wärmegeführte Betriebsweise der BHKWs möglich. Dies hat entsprechenden Einfluss auf die Auslastung der Aminwäsche sowie der erzeugten Biomethanmenge. Während bei der wärmegeführten Betriebsweise die Aminwäschen in den Wintermonaten wenig bis gar nicht betrieben werden, sind die Aggregate in den Sommermonaten fast komplett ausgelastet. Saisonal gesehen ist die Auslastung bei der stromgeführten Betriebsweise gleichmäßiger, was die generelle Dimensionierung erleichtert, jedoch fluktuiert die zugeführte Gasmenge stärker als bei der wärmegeführten Betriebsweise. Eine wärmegeführte Betriebsweise der BHKWs bewirkt einen 36% höheren Ertrag an Biomethan, wirtschaftlich ist jedoch die stromgeführte Betriebsweise besser, da weniger Netzstrom bezogen werden muss. Im Hinblick auf die Treibhausgasbilanz wurde festgestellt, dass die Aminwäscheszenarien mit Herstellung von Biomethan ökologisch definitiv sinnvoll sind, da bis zu  $1.750 \frac{t \text{ CO}_2\text{-Äquivalente}}{\text{Jahr}}$ , im Vergleich zum Referenzszenario, eingespart werden können. Mit steigendem Anteil von Grünstrom aus erneuerbaren Energiequellen im Netz sind darüber hinaus noch weitere Einsparungen, bis zu  $5.500 \frac{t \text{ CO}_2\text{-Äquivalente}}{\text{Jahr}}$  bei Annahmen eines Emissionsfaktors von  $100 \frac{g \text{ CO}_2\text{-eq}}{\text{kWh}}$  für Strom, möglich. Wirtschaftlich betrachtet sind die Aminwäscheszenarien, unter den getroffenen Annahmen eines Erlöses für Biomethan von  $42 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ , unwirtschaftlicher als der Status Quo. Im Vergleich zu den anderen „Grünes Gas“-Szenarien ist der Betrieb einer Aminwäsche mit BHKWs jedoch am günstigsten. Bei Erlösen von über  $100 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  für Biomethan können die Aminwäscheszenarien sogar wirtschaftlicher werden als das Referenzszenario.

Bei den Elektrolyseszenarien ist eine, nach einem Lastgang geschaltete, Elektrolyse am sinnvollsten, da auf diese Weise der Elektrolyseur konstant betrieben wird. Ein bloßer Betrieb mit Überschussstrom aus Windenergie ist technisch denkbar, aber, aufgrund der konstant fluktuierenden Strommenge, unpraktisch. Die Elektrolyseszenarien sind hinsichtlich ihrer Treibhausgasbilanz und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ungünstiger als das Referenzszenario und nur vorteilhaft, wenn günstiger EE-Strom für die Elektrolyse bezogen wird. Dies ist mit den Wirkungsgradverlusten von knapp 25% in der Elektrolyse bei der Wasserstoffherstellung zu begründen. Selbst bei der Nutzung des Sauerstoffs, aus der Elektrolyse, in der Ozonung kann keine positive Wirtschaftlichkeit erzielt werden. Bei Annahmen eines Strompreises von  $235 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  sind die Elektrolyseszenarien erst ab einem Erlös von  $500 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  für Wasserstoff wirtschaftlicher als das Referenzszenario.

Die Szenarien mit der biologischen Methanisierung und BHKWs erzeugen 12% an zusätzlichem Biomethan. Dabei ist die biologische Methanisierung konstant und ganzjährig in Betrieb. Der Betrieb einer

biologischen Methanisierung, in Verbindung mit Aminwäsche und Elektrolyseur, ist demnach technisch durchaus durchführbar. Hinsichtlich ihrer Treibhausgasbilanz und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind sie jedoch, genauso wie die Elektrolyseszenarien, nur vorteilhaft, wenn günstiger EE-Strom für die Elektrolyse bezogen wird, da mit Wirkungsgradverlusten von knapp 25% bei der Wasserstoffherstellung gerechnet werden muss.

Zusammenfassend sind alle „Grünes Gas“-Szenarien technisch umsetzbar. Haupteinflusspunkte auf den zukünftigen Erfolg in Hinblick auf umwelttechnische und wirtschaftliche Aspekte, sind die Entwicklung der Kosten und Emissionsfaktoren von Netzstrom sowie Erlösen aus Biomethan und Wasserstoff, welche gegenwärtig noch keinen Wettbewerb zur kompletten Verstromung des Faulgases in BHKWs liefern. Die Energiewende kann sich dabei, hinsichtlich der Entwicklung in Richtung Verringerung der Emissionsfaktoren für Netzstrom, positiv auf zukünftige Szenarien auswirken. Steigende Erdgaspreise, was aufgrund gegenwärtig politischer Entwicklungen ein durchaus denkbare Szenario ist, würde sich zum einen, hinsichtlich der Gesamtkosten, negativ auf die „Grünen Gas“-Szenarien auswirken. Zum anderen würde sich aber auch der Erlös für Biomethan erhöhen, was sich positiv auf die reinen Aminwäscheszenarien auswirken würde, da dabei weniger Erdgas bezogen als Biomethan eingespeist wird. Generell sind die Erlöse aus den „Grünes Gas“-Szenarien, bei denen Faulgas und EE-Strom aus Windenergie vor Ort genutzt wird, um Biomethan und Wasserstoff zu erzeugen, anstatt das Faulgas komplett in BHKWs zu verstromen und den EE-Strom einzuspeisen, gegenwärtig, noch zu gering, um wirtschaftlicher zu sein. Jedoch kann ein Vertrieb von Biomethan und Wasserstoff in anderen Sektoren, wie Industrie oder Verkehr, dabei durchaus größere Erlöse bringen. Der Kraftstoffsektor bietet dabei großes Potential aufgrund der THG-Quotenvorgabe und damit verbundenen hohen CO<sub>2</sub>-Bepreisungen für Kraftstoffhändler.

## 8 Literatur

- [2G, 2022] 2G: Datenblatt Modell AVUS 1000a. 2022.
- [Abd et al., 2022] Abd, Ammar Ali; Othman, Mohd Roslee; Shabbani, Hind Jihad Kadhim; Helwani, Zuchra: Biomethane upgrading to transportation fuel quality using spent coffee for carbon dioxide capture in pressure swing adsorption. *Journal of Environmental Chemical Engineering* 10(2). 2022.
- [Adler et al., 2014] Adler, Philipp et al.: Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. 2014.
- [Ammongas, 2018] Ammongas: Firmenangebot Ammongas für Aminwäsche, Feinentschwefelung und Adsorptionstrockner. 2018.
- [ASUE, 2016] ASUE: Einbindung von kleinen und mittleren Blockheizkraftwerken / KWK-Anlagen - Hydraulik-Elektrik-Regelung. 2016.
- [Bär et al., 2015] Bär, Katharina; Mörs, Friedemann; Götz, Manuel; Graf, Frank: Vergleich der biologischen und katalytischen Methanisierung für den Einsatz bei PtG-Konzepten. 2015.
- [BEHG, 2020] BEHG: Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz - BEHG). 2020.
- [Beil et al., 2012] Beil, Michael; Beyrich, Wiebke; Holzhammer, Uwe; Krause, Thomas: Biomethan. 2012.
- [Berliner Senat, 2019] Berliner Senat: Pressemitteilung: Schönerlinde wird zum Klärwerk der Zukunft ausgebaut. 2019. [<https://www.berlin.de/sen/web/presse/pressemitteilungen/2019/pressemitteilung.809364.php>] Zugriff: 17.01.2022.
- [Berliner Wasserbetriebe, 2019] Berliner Wasserbetriebe: Kennzahlen Schönerlinde 2019. 2019.
- [Berliner Wasserbetriebe, 2021] Berliner Wasserbetriebe: Datenblätter zu Energie- und Wärmeverbräuchen sowie Energie- und Wärmeerzeugung 2019-2020. 2021.
- [Berliner Wasserbetriebe, 2022] Berliner Wasserbetriebe: Berliner Wasserbetriebe - Klärwerk Schönerlinde. 2022. [<https://www.bwb.de/de/klaerwerk-schoenerlinde.php>] Zugriff: 17.01.2022.
- [Beyerle et al., 2016] Beyerle, Luk; Brepols, Christoph; Wachendorf, Niklas: Machbarkeitsstudie zur Spurenstoffelimination auf dem Gruppenklärwerk Flerzheim. 2016.
- [biogaspartner, 2021] biogaspartner: Einspeiseatlas. 2021. [<https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/>] Zugriff: 19.01.2022.
- [Bright Biomethane, 2018] Bright Biomethane: Firmenangebot Membrantechnik Bright Biomethane. 2018.
- [Buderus, 2015] Buderus: Planungsmappe Pufferspeicher für BHKW-Module Loganova EN sowie Hydrauliksysteme MEC HSM - Technische Daten und Auslegungshinweise. 2015.

[Bundesministerium der Justiz, 2021] Bundesministerium der Justiz: Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV). 2021.

[Büttner et al., 2018] Büttner, Sebastian; Jentsch, Mark; Hörnlein, Stefanie; Hubner, Bernd: Sektorenkopplung im Rahmen der Energiewende – Einsatz von Elektrolysesauerstoff auf kommunalen Kläranlagen. Tagungsband 25. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik: Seite 22–41. 2018.

[BWB, 2020] BWB: 1. Planung 2022f; EK-L/E; Anlage Strom, Blatt 1. 2020.

[Carmo et al., 2013] Carmo, Marcello; Fritz, David L.; Mergel, Jürgen; Stolten, Detlef: A comprehensive review on PEM water electrolysis. International Journal of Hydrogen Energy 38(12): Seite 4901–4934. 2013.

[DENA, 2012] DENA: Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz. Power to Gas – eine innovative Systemlösung für die Energieversorgung von morgen entwickeln. 2012.

[DENA, 2015] DENA: Biomethan für den Kraftstoffmarkt : Übergang in neues Förderregime effizient gestalten. 2015.

[DIHK, 2020] DIHK: Wasserstoff - DIHK Faktenpapier. 2020.

[Dr. Altrock, 2021] Dr. Altrock, Martin: Grünes Gas - Biomethan und Wasserstoff für Sektorenkopplung und Klimaschutz: Webinar zum rechtlicher Hintergrund. 2021.

[Dr. Payrhuber, 2021] Dr. Payrhuber, Klaus: Jenbacher Gasmotoren sind bereit für das Wasserstoff-Zeitalter! 2021. [[https://event.on24.com/eventRegistration/console/EventConsoleApollo.jsp?&eventid=3386700&sessionid=1&username=&partnerref=&format=fhvideo1&mobile=&flashsupportedmobiledevice=&helpcenter=&key=4CA72307056826BDE8AF19155B393DD7&newConsole=true&nxChe=true&newTabCon=true&consoleEarEventConsole=false&text\\_language\\_id=en&playerwidth=748&playerheight=526&eventuserid=495092197&contenttype=A&mediametricsessionid=444723697&mediametricid=4747355&usercd=495092197&mode=launch](https://event.on24.com/eventRegistration/console/EventConsoleApollo.jsp?&eventid=3386700&sessionid=1&username=&partnerref=&format=fhvideo1&mobile=&flashsupportedmobiledevice=&helpcenter=&key=4CA72307056826BDE8AF19155B393DD7&newConsole=true&nxChe=true&newTabCon=true&consoleEarEventConsole=false&text_language_id=en&playerwidth=748&playerheight=526&eventuserid=495092197&contenttype=A&mediametricsessionid=444723697&mediametricid=4747355&usercd=495092197&mode=launch)].

[DSLVL, 2013] DSLVL: Berechnung von Treibhausgasemissionen in Spedition und Logistik gemäß DIN EN 16258. 2013.

[Dunkelberg et al., 2015] Dunkelberg, Elisa; Salecki, Steven; Weiß, Julia; Rothe, Stefan; Böning, Georg: Biomethan im Energiesystem - Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen. 2015.

[DVGW, 2020] DVGW: Technische Regel - Arbeitsblatt - SDVGW 262 (A) - Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung. 2020.

[DVGW, 2021] DVGW: Technische Regel - Arbeitsblatt - SDVGW 260 (A) - Gasbeschaffung. 2021.

- [EEG, 2021] EEG: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021). 2021.
- [Eichhorn, 2008] Eichhorn, Frank: Energiesteuerliche Behandlung von Biogas. 2008.
- [EMCEL, 2017] EMCEL: Welche Erlösmöglichkeiten bietet Wasserstoff aus erneuerbarer Energie? 2017.
- [EMPA, 2009] EMPA: Ökobilanz - Biomethan Aufbereitungsanlage Meilen. 2009.
- [EnergieStG, 2021] EnergieStG: Energiesteuergesetz (EnergieStG). 2021.
- [Fritsche et al., 2020] Fritsche, Uwe; Greß, Hans-Werner: Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG- Emissionen des deutschen Strom- mix im Jahr 2019 sowie Ausblicke auf 2020 bis 2050. 2020.
- [Gahleitner, 2013] Gahleitner, Gerda: Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. International Journal of Hydrogen Energy 38(5): Seite 2039–2061. 2013.
- [GEMIS-Datenbank, 2021] GEMIS-Datenbank: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme. 2021.
- [Götz et al., 2016] Götz, Manuel et al.: Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. Renewable Energy (85): Seite 1371–1390. 2016.
- [Graf et al., 2014] Graf, Frank; Krajete, Alexander; Schmack, Ulrich: Abschlussbericht Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten. 2014.
- [Haas, 2006] Haas, Friedrich: Erzeugung und Nutzung von solarem Wasserstoff und Sauerstoff Utopie oder Zukunftstechnologie. 2006.
- [Heß et al., 2021] Heß, Julian; Erbe, Volker; Thöle, Dieter: Energierecht im Wandel: Neuerungen des BEHG und EEG zum Jahreswechsel 2020/21 - Worauf Anlagenbetreiber achten müssen. Kreislaufwirtschaft, Energie und Klärschlamm 68(4): Seite 289–293. 2021.
- [Hoffmann et al., 2021] Hoffmann, Burkhard et al.: Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht? Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft. 2021.
- [H-Tec Systems, 2022] H-Tec Systems: Datenblatt PEM-Elektrolyseur ME450/ 1400. 2022.
- [Jentsch et al., 2019] Jentsch, Mark F.; Büttner, Sebastian: Dezentrale Umsetzung der Energie- und Verkehrswende mit Wasserstoffsystemen auf Kläranlagen. gwf Gas+Energie 6. 2019.
- [Kato et al., 2005] Kato, Takeyoshi; Kubota, Mitsuhiro; Kobayashi, Noriyuki; Suzuoki, Yasuo: Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production. Energy (30): Seite 2580–2595. 2005.

- [Khan et al., 2017] Khan, Imran Ullah et al.: Biogas as a renewable energy fuel – A review of biogas upgrading, utilisation and storage. *Energy Conversion and Management* 150: Seite 277–294. 2017.
- [Kim et al., 2022] Kim, Jeondong et al.: Biogas reforming integrated with PEM electrolysis via oxygen storage process for green hydrogen production: From design to robust optimization. *Energy Conversion and Management* 251. 2022.
- [Krautwald et al., 2016] Krautwald, Judith; Baier, Urs: Biologische Methanisierung - Methanogenese als mikrobiologische Alternative zur katalytischen Methanisierung. *Aqua & Gas* 7(8): Seite 18–23. 2016.
- [Kretzschmar, 2017] Kretzschmar, Jörg: Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch). 2017.
- [Linde AG, 2022] Linde AG: Cryogenic Standard Tanks. 2022.
- [Mendret et al., 2019] Mendret, Julie; Azais, Antonin; Favier, Thibault; Brosillon, Stephan: Urban wastewater reuse using a coupling between nanofiltration and ozonation: Techno-economic assessment. *Chemical Engineering Research and Design* (145): Seite 19–28. 2019.
- [Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und et al., 2018] Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und; Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen: Energie in Abwasseranlagen Handbuch NRW 2. vollständig überarbeitete Fassung. 2018.
- [Mitsdoerffer, 2017] Mitsdoerffer, Ralf: Innovative Wärme-und Kältekonzepte auf Kläranlagen. 2017.
- [Reppich et al., 2009] Reppich, Marcus et al.: Vergleich verschiedener Aufbereitungsverfahren von Biogas zur Einspeisung in das Erdgasnetz. In *Chemie Ingenieur Technik*. 81, 211–223. Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA 2009.
- [Rosenwinkel et al., 2015] Rosenwinkel, Karl-Heinz; Kroiss, Helmut; Dichtl, Norbert; Seyfried, Carl-Franz; Weiland, Peter: Anaerobtechnik - Abwasser-, Schlamm- und Reststoffbehandlung, Biogasgewinnung. 3. Auflg., Heidelberg: Springer-Verlag, 2015.
- [Ryser Ingenieure AG, 2019] Ryser Ingenieure AG: Leitfaden 'Energie in ARA' Klärgas-Verstromung oder Aufbereitung und Einspeisung - Entscheidungshilfe für Betreiber und Planer. 2019.
- [Sander, 2003] Sander, Thomas: Ökonomie der Abwasserbeseitigung - Wirtschaftlicher Betrieb von kommunalen Abwasseranlagen. 1. Auflg., Heidelberg: Springer Verlag, 2003.
- [Schmidt et al., 2018] Schmidt, Maike; Schwarz, Simon; Stürmer, Bernd; Wagener, Leon; Zuberbühler, Ulrich: Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch). 2018.
- [Scholwin et al., 2017] Scholwin, Frank; Grope, Johan: Durchführbarkeitsstudie - Biogas als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen in Neukirch/Lausitz. 2017.

- [Scholz et al., 2013] Scholz, Marco; Melin, Thomas; Wessling, Matthias: Transforming biogas into biomethane using membranetechnology. (17): Seite 199–212. 2013.
- [SILOXA, 2019] SILOXA: Datenblatt SILOXA Aktivkohleadsorber Typ FAKA K2. 2019.
- [Statista, 2021] Statista: Gaspreise\* für Gewerbe- und Industriekunden in Deutschland in den Jahren 2011 bis 2021. 2021.
- [Stift et al., 2015] Stift, Thomas; Rossow, Silvana: Feinentschwefelung von Biogas. In *Immissionsschutz - Recht, Umsetzung, Messung, Emissionsminderung - Band 5*, 311–319. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky 2015.
- [StromStG, 2021] StromStG: Stromsteuergesetz (StromStG). 2021.
- [Tjarks, 2017] Tjarks, Geert Hauke: PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas Anlagen. 2017.
- [TS Umweltsanierungsbau, 2018] TS Umweltsanierungsbau: Firmenangebot Biologische Entschwefelung TS Umweltsanierungsbau. 2018.
- [TU München, 2021] TU München: Neuer Pilotreaktor für die biologische Methanisierung auf der Kläranlage Garching. 2021. [<https://www.mep.tum.de/mep/aktuelles/news-single-view/article/neuer-pilotreaktor-fuer-die-biologische-methanisierung-auf-der-klaeranlage-garching/>] Zugriff: 15.02.2022.
- [Umweltbundesamt, 2022] Umweltbundesamt: ProBas - Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementsysteme; Prozessdetails: Xtra-generischO2 (flüssig). 2022.
- [Urban et al., 2009] Urban, Wolfgang; Girod, Kai; Lohmann, Heiko: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008. 2009.
- [VTT Technical Research Centre of Finland Ltd, 2018] VTT Technical Research Centre of Finland Ltd: Deliverable Report - Flexible combined production of power, heat and transport fuels from renewable energy sources. 2018.
- [Wede, 2013] Wede, Franz Bernd: Konzept für eine 10 kW SOEC-Elektrolyseanlage. Graz: Technische Universität Graz. 2013.
- [WOLF, 2019] WOLF: Planungsunterlage Großkessel 450-5200 kW. 2019.
- [Zimmerlin, 2020] Zimmerlin, Martin: Hierarchische Optimierung zur Nutzung sektorenübergreifender Flexibilität in Strom- und Gasverteilnetzen. Dissertation zur Erlangung des Grades eines Doktor-Ingenieures. Karlsruhe: Karlsruher Instituts für Technologie. 2020.



## 9 Anhang

### Anhang 1 – Übersicht von Kennzahlen aus Aminwäscheszenarien im Vergleich zu Status Quo

Posten	Einheit	Status Quo	AW 3 BHKWs wg	AW 2 BHKWs wg	AW 3 BHKWs sg	AW ohne BHKWs
Strombedarf Anlagen	MWh/a	29.494	29.866	29.910	29.943	30.518
Davon Strombedarf Elektrolyse	MWh/a	0	0	0	0	0
Wärmebedarf Anlagen	MWh/a	15.854	16.397	16.417	16.632	16.598
Strom Eigenversorgung über Faulgas (BHKW)	MWh/a	-18.500	-14.009	-14.235	-13.492	0
Wärme Eigenversorgung über Faulgas (BHKW+Heizkessel)	MWh/a	-15.100	-15.662	-15.877	-15.954	-16.598
Wärmeproduktion Elektrolyse	MWh/a	0	0	0	0	0
Wärmeüberschuss aus BHKW	MWh/a	-4.522	0	0	-3.302	0
Wärmeüberschuss aus Elektrolyseur	MWh/a	0	0	0	0	0
Stromüberschuss aus BHKW (in Elektrolyse)	MWh/a	-71	-22	-8	0	0
Stromüberschuss aus WEA in Elektrolyse	MWh/a	0	0	0	0	0
Strom Eigenversorgung über WEA	MWh/a	-5.880	-7.248	-7.244	-10.933	-10.835
Stromeinspeisung Netz	MWh/a	-6.120	-4.752	-4.756	-1.067	-1.165
Stromeinkauf Netz	MWh/a	5.108	8.612	8.431	5.519	19.682
Davon Stromeinkauf für Elektrolyse	MWh/a	0	0	0	0	0
Strombedarf Elektrolyse/ Netzstrombezug für Elektrolyse (Soll <20%)	%	0	0	0	0	0
Einspeisung Biomethan	MWh/a	0	-12.270	-13.850	-7.872	-31.970
Davon Einspeisung aus Methanisierung	MWh/a	0	0	0	0	0
Davon Einspeisung aus Methanisierung	%	0	0	0	0	0
Einspeisung Wasserstoff	MWh/a	0	0	0	0	0
Erdgasbezug	MWh/a	809	783	578	722	0
Deckung Sauerstoffbedarf	%	0	0	0	0	0
Sauerstoffproduktion	m <sup>3</sup>	0	0	0	0	0
Sauerstoffproduktion	t	0	0	0	0	0
Sauerstoffproduktion	MWh/a	0	0	0	0	0
Wasserverbrauch	m <sup>3</sup>	0	0	0	0	0

Anhang 2 – Übersicht von Kennzahlen aus Elektrolyseszenarien im Vergleich zu Status Quo

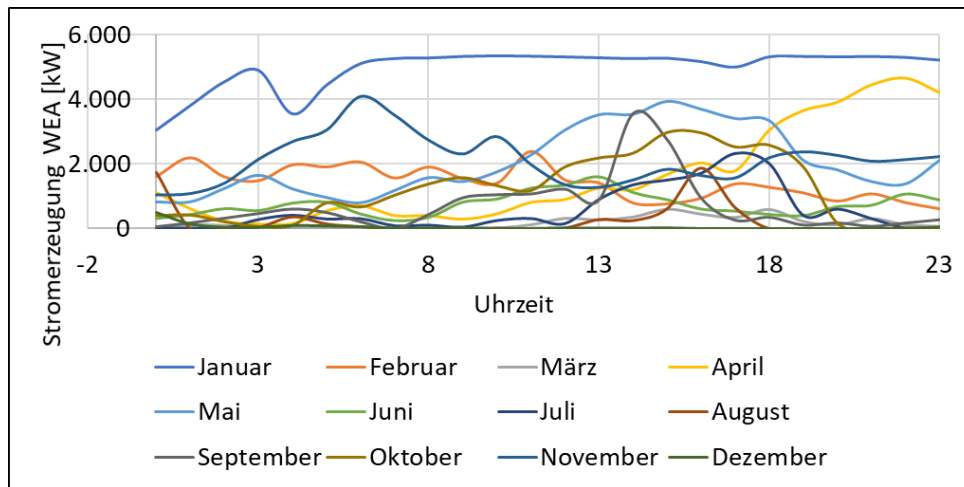
Posten	Einheit	Status Quo	Elektrolyse überschüssiger WEA und BHKW-Strom	O <sub>2</sub> -Bedarf	Elektrolyse Deckung	Elektrolyse konstant 500 kW	Elektrolyse konstant 1 MW	Elektrolyse konstant 1,5 MW	Elektrolyse Lastgang 1 (1MW)	Elektrolyse Lastgang 2 (1MW)	Elektrolyse Lastgang 3 (1MW)
Strombedarf Anlagen	MWh/a	29.494	35.681	49.987	35.810	41.871	47.936	37.275	37.427	37.326	37.326
Davon Strombedarf Elektrolyse	MWh/a	0	6.187	20.493	6.316	12.377	18.442	7.528	7.679	7.579	7.579
Wärmebedarf Anlagen	MWh/a	15.854	15.854	15.854	15.854	15.854	15.854	15.854	15.854	15.854	15.854
Strom Eigenversorgung über Faulgas (BHKW)	MWh/a	-18.500	-18.500	-18.500	-18.500	-18.500	-18.500	-18.500	-18.500	-18.500	-18.500
Wärme Eigenversorgung über Faulgas (BHKW+Heizkessel)	MWh/a	-15.100	-15.100	-15.100	-15.100	-15.100	-15.100	-15.092	-15.092	-15.092	-15.092
Wärmeproduktion Elektrolyse	MWh/a	0	-886	-3.066	-909	-1.819	-2.728	-1.129	-1.152	-1.137	-1.137
Wärmeüberschuss aus BHKW	MWh/a	-4.522	-4.522	-4.522	-4.522	-4.522	-4.522	-4.530	-4.530	-4.530	-4.530
Wärmeüberschuss aus Elektrolyseur	MWh/a	0	-687	-2.584	-659	-1.392	-2.187	-825	-844	-833	-833
Stromüberschuss aus BHKW (in Elektrolyse)	MWh/a	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71
Stromüberschuss aus WEA in Elektrolyse	MWh/a	0	-6.018	-6.018	-2.126	-3.590	-4.589	-2.397	-2.424	-2.608	-2.608
Strom Eigenversorgung über WEA	MWh/a	-5.880	-12.000	-12.000	-8.108	-9.629	-10.666	-8.624	-8.399	-8.616	-8.616
Stromeinspeisung Netz	MWh/a	-6.120	0	0	-3.892	-2.428	-1.334	-3.376	-3.601	-3.384	-3.384
Stromeinkauf Netz	MWh/a	5.108	5.108	19.419	9.133	13.672	18.700	10.082	10.459	10.141	10.141
Davon Stromerkauf für Elektrolyse	MWh/a	0	0	14.311	4.025	8.564	13.592	4.844	5.186	4.902	4.902
Strombedarf Elektrolyse/Netzstrombezug für Elektrolyse (Soll <20%)	%	0	0	71	66	63	86	64	68	65	65
Einspeisung Biomethan	MWh/a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Davon Einspeisung aus Methanisierung	MWh/a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Davon Einspeisung aus Methanisierung	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Einspeisung Wasserstoff	MWh/a	0	-4.287	-14.622	-4.380	-8.759	-13.140	-5.439	-5.548	-5.475	-5.475
Erdgasbezug	MWh/a	809	587	284	537	349	228	487	484	487	487
Deckung Sauerstoffbedarf	%	0	29	100	30	60	90	37	38	37,5	37,5
Sauerstoffproduktion	m <sup>3</sup>	0	-605.488	-2.065.297	-618.644	-1.237.000	-1.855.932	-768.150	-783.616	-773.319	-773.319
Sauerstoffproduktion	t	0	-805	-2.747	-823	-1.645	-2.468	-1.022	-1.042	-1.029	-1.029
Sauerstoffproduktion	MWh/a	0	1.949	5.320	1.992	3.983	5.976	2.473	2.523	2.490	2.490
Wasserverbrauch	m <sup>3</sup>	0	1.949	5.320	1.992	3.983	5.976	2.473	2.523	2.490	2.490

Vergleich von Verfahren zur Produktion von Biomethan und grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen auf dem Klärwerk Schönerlinde

Anhang 3 – Übersicht aus Methanisierungsszenarien im Vergleich zu Status Quo

Posten	Einheit	Status Quo	Biologische Methanisierung Lastgang 1 AW ohne BHKWs	Biologische Methanisierung H2-geführt
Strombedarf Anlagen	MWh/a	29.494	38.234	37.806
Davon Strombedarf Elektrolyse	MWh/a	0	7.528	7.528
Wärmebedarf Anlagen	MWh/a	15.854	17.108	16.117
Strom Eigenversorgung über Faulgas (BHKW)	MWh/a	-18.500	0	-16.270
Wärme Eigenversorgung über Faulgas (BHKW+Heizkessel)	MWh/a	-15.100	-15.979	-14.382
Wärmeproduktion Elektrolyse	MWh/a	0	-1.129	-1.129
Wärmeüberschuss aus BHKW	MWh/a	-4.522	0	-2.806
Wärmeüberschuss aus Elektrolyseur	MWh/a	0	0	-661
Stromüberschuss aus BHKW (in Elektrolyse)	MWh/a	-71	0	-3
Stromüberschuss aus WEA in Elektrolyse	MWh/a	0	-665	-5.003
Strom Eigenversorgung über WEA	MWh/a	-5.880	-11.664	-9.328
Stromeinspeisung Netz	MWh/a	-6.120	-336	-2.672
Stromeinkauf Netz	MWh/a	5.108	26.562	12.210
Davon Stromeinkauf für Elektrolyse	MWh/a	0	6.862	2.524
Strombedarf Elektrolyse/ Netzstrombezug für Elektrolyse (Soll <20%)	%	0	91	33
Einspeisung Biomethan	MWh/a	0	-35.239	-10.063
Davon Einspeisung aus Methanisierung	MWh/a	0	-3.848	-3.848
Davon Einspeisung aus Methanisierung	%	0	12	38
Einspeisung Wasserstoff	MWh/a	0	0	0
Erdgasbezug	MWh/a	809	0	1.347
Deckung Sauerstoffbedarf	%	0	37	37
Sauerstoffproduktion	m <sup>3</sup>	0	-768.150	-768.150
Sauerstoffproduktion	t	0	-1.022	-1.022
Sauerstoffproduktion	MWh/a	0		
Wasserverbrauch	m <sup>3</sup>	0	2.473	2.473

Anhang 4 - Tageslastgänge der EE-Stromerzeugung des jeweils ersten eines Monats im Jahr 2019



Anhang 5 – Übersicht über Investitionskosten

Anlagenkomponente	Dimension	Einheit	Status Quo	Aminwäsche, BHKWs wärmegeführt	Aminwäsche, BHKWs stromgeführt	Aminwäsche ohne BHKWs	Elektrolyse mit Überschussstrom, BHKWs	Elektrolyse konstant 1 MW, BHKWs	Elektrolyse mit Schaltung 1 MW, BHKWs	Methanisierung, Aminwäsche ohne BHKWs	Methanisierung durchgeführt, BHKWs	Quelle:
Biologische Entsorgung	1000 m <sup>3</sup> /h		300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	Firmenangebot
Adsorptionstrocknung vor BHKW	263 €/m <sup>3</sup> /h		354.044	354.044	306.611	0	354.044	354.044	354.044	0	316.667	Firmenangebot: 475000 für 1800m <sup>3</sup> /h
BHKW	2200000 €/pro 1.1 MW		6.600.000	6.600.000	6.600.000	0	6.600.000	6.600.000	6.600.000	0	6.600.000	Angaben BWB
Heizkessel	59.900 500 kW		239.600	239.600	419.300	0	179.700	179.700	179.700	539.100	239.600	ÖW
Feinentscheidung vor Aminwäsche/ Einspeisung	139 €/m <sup>3</sup> /h		0	131.762	131.762	186.339	198.081	98.953	98.953	186.339	83.333	Firmenangebot: 250000 für 1800m <sup>3</sup> /h
Aminwäsche	850 €/m <sup>3</sup> /h		0	806.381	806.381	1.140.395	0	0	0	1.140.395	0	Firmenangebot: 1.530.000€ für 1800
Adsorptionstrocknung	263 €/m <sup>3</sup> /h		0	204.918	204.918	296.215	376.354	188.010	188.010	296.215	132.471	Firmenangebot: 475000 für
Übergabestation	-		0	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	GasNetzVO
Elektrolyse	2000 €/kW		0	0	0	0	8.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	Bundesverband Energiespeicher
Biologische Methanisierung	600 €/kW BM/h		0	0	0	0	0	0	0	888.932	888.932	Bericht TU Wien: 600€/kW BM bei 5MW BM Erzeugung pro Stunde
<b>Gesamt-CAPEX</b>			<b>7.493.644</b>	<b>8.886.704</b>	<b>9.018.971</b>	<b>2.712.048</b>	<b>16.258.179</b>	<b>9.970.707</b>	<b>9.970.707</b>	<b>5.600.980</b>	<b>10.811.003</b>	
Zusatz CAPEX												
Transport von Anlage	0,02 of CAPEX		149.873	177.734	180.379	54.241	325.164	199.414	199.414	112.020	216.220	
Civil work and Installation	0,1 of CAPEX		749.364	888.670	901.897	271.205	1.625.818	997.071	997.071	560.098	1.081.100	
Planung und Anlageneinrichtung	0,2 of CAPEX		1.498.729	1.777.341	1.803.794	542.410	3.251.636	1.994.141	1.994.141	1.120.196	2.162.201	
Risikoaufschlag	0,1 of CAPEX		749.364	888.670	901.897	271.205	1.625.818	997.071	997.071	560.098	1.081.100	
Gesamt-CAPEX			10.640.975	12.619.120	12.806.939	3.851.108	23.086.614	14.158.404	14.158.404	7.953.392	15.351.624	
<b>Capex pro Jahr</b>			<b>891.358</b>	<b>1.057.061</b>	<b>1.072.794</b>	<b>322.594</b>	<b>1.893.887</b>	<b>1.186.001</b>	<b>1.186.001</b>	<b>666.228</b>	<b>1.285.953</b>	

Anhang 6 – Übersicht über Betriebskosten

Parameter	Dimension	Einheit	Kosten	Einheit	Status Quo	Aminwäsche 3 BHKWs stromgeführt (Dimensionierung Aminwäsche 100-500 m³)	Aminwäsche ohne BHKWs (max. 1000m³/h in AW)	Elektrolyse überschüssiger Strom aus WEA in Elektrolyseur + 3 BHKWs gasgeführt	Elektrolyse konstant 1 MW + 3 BHKWs gasgeführt	Elektrolyse Lastgang 1 + 3 BHKWs gasgeführt	Biologische Methanisierung g + Aminwäsche ohne BHKWs	Biologische Methanisierung + Aminwäsche + 3 BHKWs stromgeführt	Biologische Methanisierung H <sub>2</sub> -geführt (+AW 200m³/h +3BHKWs)
<i>Biologische Entschwefelung</i>													
Wartung	0,03 of CAPEX	-	-	-	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000
Wasser	0,00042 m³/m³ FG	1,69 €/m³	1,69 €/m³	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218
Nährstoffe	0,000341667 m³/m³ FG	1,15 €/kg	1,15 €/kg	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033
<i>Adsorptionsrückführung</i>													
Wartung	0,03 of CAPEX	-	-	10,621	10,621	9,198	0	10,621	10,621	10,621	0	7,510	9,500
<b>BHKW</b>													
Wartung	0,01 €/kWh	-	-	289,080	289,080	289,080	0	289,080	289,080	289,080	289,080	289,080	289,080
Heizkessel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wartung	0,03 of CAPEX	-	-	7,188	7,188	12,579	16,173	5,391	5,391	5,391	16,173	14,376	7,188
<i>Fermentationschwefelung</i>													
Wartung	0,03 of CAPEX	-	-	0	0	3,953	5,590	5,942	2,969	2,969	5,590	3,953	2,500
Aktivkohle	0,87 g/m³ FG	3,95 €/kg	3,95 €/kg	0	0	4,187	10,909	4,141	8,460	8,460	15,857	9,426	8,687
Elektrolyse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wartung	0,03 of CAPEX	-	-	0	0	0	0	240,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
<i>Aminwäsche</i>													
Substrat	0,4 g/m³ FG	60 €/kg	60 €/kg	0	0	100	400	0	0	0	400	100	80
Wasser	6,84932E-05 m³/m³ FG	389 €/m³	389 €/m³	0	0	58,350	233,400	0	0	0	233,400	58,350	58,350
Wartung	0,03 of CAPEX	-	-	0	0	25,410	46,680	0	0	0	34,212	17,106	0
<i>Biologische Methanisierung</i>													
Wartung	0,03 of CAPEX	-	-	0	0	0	0	0	0	0	26,668	26,668	26,668
Personal	4 h/d	45 €/h	45 €/h	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700
OPEX	-	-	-	388,840	388,840	484,807	395,103	637,126	458,471	455,265	763,331	568,520	544,003
Risikoaufschlag OPEX	0,15 of OPEX	1,15	1,15	58,326	58,326	72,721	59,265	95,569	68,771	68,290	114,500	85,278	81,601
<b>Gesamt OPEX pro Jahr</b>				<b>447,166</b>	<b>447,166</b>	<b>557,529</b>	<b>454,368</b>	<b>732,695</b>	<b>527,242</b>	<b>523,554</b>	<b>877,830</b>	<b>653,798</b>	<b>625,604</b>