

Datum: 04.07.2022



Wissenschaftlicher Abschlussbericht zum Projekt „Grünes Gas – Biomethan und Wasserstoff für Sektorenkopplung und Klimaschutz“

von

Dr.-Ing. Christian Remy, Mehdi Habibi, Sylvia Greulich

Kompetenzzentrum Wasser Berlin gGmbH

Cicerostr. 24, 10709 Berlin

Das Vorhaben wurde im Berliner Programm für Nachhaltige Entwicklung (BENE) gefördert aus
Mitteln des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) und des Landes Berlin
(Förderkennzeichen BENE: 1292-B5-O).

Weitere Finanzierung des Projekts erfolgte durch Sponsoring der Berliner Wasserbetriebe,
Berliner Stadtwerke und Veolia Deutschland.



EUROPÄISCHE UNION

Europäischer Fonds für
regionale Entwicklung



Berlin 2022

Important Legal Notice

Disclaimer: The information in this publication was considered technically sound by the consensus of persons engaged in the development and approval of the document at the time it was developed. KWB disclaims liability to the full extent for any personal injury, property, or other damages of any nature whatsoever, whether special, indirect, consequential, or compensatory, directly or indirectly resulting from the publication, use of application, or reliance on this document. KWB disclaims and makes no guaranty or warranty, expressed or implied, as to the accuracy or completeness of any information published herein. It is expressly pointed out that the information and results given in this publication may be out of date due to subsequent modifications. In addition, KWB disclaims and makes no warranty that the information in this document will fulfill any of your particular purposes or needs. The disclaimer on hand neither seeks to restrict nor to exclude KWB's liability against all relevant national statutory provisions.

Wichtiger rechtlicher Hinweis

Haftungsausschluss: Die in dieser Publikation bereitgestellte Information wurde zum Zeitpunkt der Erstellung im Konsens mit den bei Entwicklung und Anfertigung des Dokumentes beteiligten Personen als technisch einwandfrei befunden. KWB schließt vollumfänglich die Haftung für jegliche Personen-, Sach- oder sonstige Schäden aus, ungeachtet ob diese speziell, indirekt, nachfolgend oder kompensatorisch, mittelbar oder unmittelbar sind oder direkt oder indirekt von dieser Publikation, einer Anwendung oder dem Vertrauen in dieses Dokument herrühren. KWB übernimmt keine Garantie und macht keine Zusicherungen ausdrücklicher oder stillschweigender Art bezüglich der Richtigkeit oder Vollständigkeit jeglicher Information hierin. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die in der Publikation gegebenen Informationen und Ergebnisse aufgrund nachfolgender Änderungen nicht mehr aktuell sein können. Weiterhin lehnt KWB die Haftung ab und übernimmt keine Garantie, dass die in diesem Dokument enthaltenen Informationen der Erfüllung Ihrer besonderen Zwecke oder Ansprüche dienlich sind. Mit der vorliegenden Haftungsausschlussklausel wird weder bezweckt, die Haftung der KWB entgegen den einschlägigen nationalen Rechtsvorschriften einzuschränken noch sie in Fällen auszuschließen, in denen ein Ausschluss nach diesen Rechtsvorschriften nicht möglich ist.

Impressum

Dieser Bericht wurde nach den Vorgaben des Qualitätsmanagements gemäß DIN EN ISO 9001:2008 erarbeitet.

Titel

Wissenschaftlicher Abschlussbericht zum Projekt „Grünes Gas - Biomethan und Wasserstoff für Sektorenkopplung und Klimaschutz“

Autoren

Christian Remy, Kompetenzzentrum Wasser Berlin

Mehdi Habibi, Kompetenzzentrum Wasser Berlin

Sylvia Greulich, Kompetenzzentrum Wasser Berlin und Technische Universität Berlin

Kontakt

christian.remy@kompetenz-wasser.de

Tel. 030 - 53653 808

Abschlussbericht

Datum: 04.07.2022

Zusammenfassung

Die Studie untersuchte das Konzept der Sektorkopplung anhand von drei konkreten Fallstudien, in denen die Bereitstellung von erneuerbaren „grünen“ Gasen wie Biomethan aus der Abwasser-/Abfallbehandlung oder Wasserstoff aus erneuerbarem Strom im Fokus stand. Mit diesen nachhaltigen gasförmigen Energieträgern können Sektoren wie Mobilität, Gebäude oder Industrie versorgt werden und so ihre Ziele beim Klimaschutz erreichen. Als Fallstudien wurden ein Klärwerk, eine Biogasanlage für Bioabfall sowie ein Gebäude mit Photovoltaikanlage ausgewählt. Für alle Fallstudien wurden verschiedene Szenarien für eine Sektorkopplung entwickelt, technisch ausgelegt und mit realen Betriebsdaten der Standorte für ein Referenzjahr in einem zeitlich hochaufgelösten Energiebilanzmodell abgebildet. Dabei wurden für alle notwendigen Aggregate Leistungsparameter und Auslegungen anhand von Herstellerangaben verwendet. Auf Basis der Ergebnisse der Energiebilanz wurden die Szenarien über eine Treibhausgasbilanz bewertet, um ihren möglichen Beitrag zum Klimaschutz im Vergleich zu einem Referenzszenario (Status quo) zu ermitteln. Für alle Szenarien wurde parallel eine Schätzung der Jahreskosten vorgenommen, die neben Investitionen und Betriebskosten auch die laufenden Energiekosten und -erlöse enthielt. Zur Festlegung der Kostenfaktoren und möglichen Erlöse wurden alle relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt, sofern sie für den Betrachtungszeitraum absehbar sind.

Die Analyse der Fallstudien ergab, dass Sektorkopplung heute technisch möglich und auch ökologisch sinnvoll für den Klimaschutz ist. Durch den Ersatz fossiler Brennstoffe in den Zielsektoren kann eine deutliche Reduktion der Treibhausgasemissionen erzielt werden, wenn die grünen Gase nicht mehr zur Stromversorgung, sondern primär für andere Bedarfe wie Mobilität oder Wärmeversorgung genutzt werden. Der stetig steigende Anteil an erneuerbaren Quellen bei der Stromversorgung (Wind, Solar) macht die Nutzung von grünen Gasen zur lokalen Stromerzeugung immer weniger effektiv für den Klimaschutz. Die Umwandlung von Strom in grüne Gase („power-to-gas“) lohnt sich dagegen für den Klimaschutz nur, wenn tatsächlich nur Strom aus erneuerbaren Quellen mit geringen THG-Emissionen genutzt wird. Sonst überwiegen die Nachteile der Energieverluste, die bei der Umwandlung auftreten.

Wirtschaftlich lohnt sich die Sektorkopplung momentan nur für Anlagen mit hohem Energieüberschuss (Biogasanlage) und bei hohen Erlösen für die grünen Gase, u.a. als Kraftstoff im Mobilitätssektor. Der hohe Strompreis und die noch relativ geringen Erlöse bei Netzeinspeisung von grünen Gasen machen das Konzept für Anlagen mit hohem Eigenstrombedarf wie Klärwerke (noch) nicht wirtschaftlich. Auch die Umwandlung von Strom in Gas („power-to-gas“) ist nur bei niedrigen Strompreisen und hohen Erlösen für Wasserstoff bzw. Biomethan wirtschaftlich attraktiv. Die aktuellen Regelungen im Energiemarkt begünstigen momentan hohe Strompreise durch Steuern und Abgaben, während der Gaspreis hauptsächlich durch Angebot und Nachfrage geregelt wird. Für die zukünftige Entwicklung der Sektorkopplung sind daher ökologisch sinnvolle und vor allem verlässliche Regelungen am Energiemarkt von großer Bedeutung, gerade wenn es um die Steuer- und Abgabenlast auf Energieträger oder die nachhaltige Zertifizierung der grünen Gase geht.

Die Sektorkopplung über die Nutzung von Biomethan oder grünem Wasserstoff aus Klärwerken und Biogasanlagen bietet somit ein Potential für den Klimaschutz der Stadt Berlin. Der mögliche Beitrag aus diesen Anlagen in Berlin ist jedoch im Verhältnis zum Endenergiebedarf der Stadt für Kraftstoff bzw. Erdgas gering (<1%). Selbst wenn alle Biogasanlagen in Brandenburg einbezogen werden, beträgt die Energiemenge des Biomethans nur etwa 13% des Erdgasbedarfs bzw. 28% des Kraftstoffbedarfs von Berlin. Dennoch wird eine Umsetzung der Sektorkopplung für die Standorte mit Biogasanfall zukünftig empfohlen, da zur Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele Berlins alle Beiträge wichtig sein werden.

Förderung

Das Vorhaben wurde im Berliner Programm für Nachhaltige Entwicklung (BENE) gefördert aus Mitteln des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) und des Landes Berlin (Förderkennzeichen 1292-B5-O). Die weitere Finanzierung des Projekts erfolgte durch Sponsoring der Berliner Wasserbetriebe, der Berliner Stadtwerke und Veolia Deutschland.

Danksagung

Die Autor:innen danken allen Projektbeteiligten für die sehr gute und produktive Zusammenarbeit im Projekt:

Berliner Wasserbetriebe:	Richard Günsch, Magdalena Gierke, Regina Gnirß, Heinrich Gürtler
Berliner Stadtwerke:	Sebastian Reiche, Richard Moll
Veolia Deutschland:	Anja Hartung, Boris Lesjean, Dominik Gehling
Becker Büttner Held:	Dr. Martin Altrock, Andreas Grosse, Karin Fromm

Für die Förderung und Projektbegleitung:

Senatsverwaltung für Umwelt, Mobilität, Verbraucher- und Klimaschutz (Fördergeber):	Dr. Karin Gerner
B&SU (Projektträger)	Sabine Dornbusch, Iliane Eisenhuth

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Herausforderung und Zielstellung des Projekts.....	1
1.2	Struktur des Berichts.....	2
2	Fallstudie Klärwerk Schönerlinde mit Berliner Wasserbetriebe	3
2.1	Definition der betrachteten Szenarien	4
2.1.1	Referenz: Verstromung in neuen BHKWs	5
2.1.2	Aminwäsche	6
2.1.3	Elektrolyse.....	7
2.1.4	Methanisierung.....	8
2.2	Energiemodell und Eingangsdaten für die Bewertung	9
2.2.1	Aufbau des Energiemodells und Eingabedaten	9
2.2.2	Grundlagen für die ökonomische und ökologische Bewertung.....	12
2.3	Ergebnisse der Modellierung und Bewertung	15
2.3.1	Energiebilanz	15
2.3.2	Bewertung über THG-Bilanz.....	16
2.3.3	Bewertung über Jahreskosten	18
2.3.4	Exkurs Rechtsrahmen: Definition von grünem Wasserstoff.....	22
2.4	Zusammenfassung und Fazit.....	23
3	Fallstudie Biogasanlage Bardowick mit Veolia Deutschland	25
3.1	Definition der betrachteten Szenarien	26
3.1.1	Referenz: Verstromung.....	26
3.1.2	Gasaufbereitung und unterschiedliche Nutzungspfade für Biomethan.....	26
3.2	Energiemodell und Eingangsdaten für die Bewertung	27
3.2.1	Aufbau des Energiemodells und Eingabedaten	27
3.2.2	Grundlagen für die ökonomische und ökologische Bewertung.....	29
3.3	Ergebnisse der Modellierung und Bewertung	31
3.3.1	Energiebilanz.....	31
3.3.2	Bewertung über THG-Bilanz.....	32

3.3.3	Bewertung über Jahreskosten.....	33
3.3.4	Exkurs Rechtsrahmen: Nachhaltigkeitskriterien für Biomethan-Kraftstoff.....	34
3.4	Zusammenfassung und Fazit	35
4	Fallstudie Freiwillige Feuerwehr Frohnau mit Berliner Stadtwerke	37
4.1	Definition der betrachteten Szenarien.....	38
4.1.1	Referenz: Netzversorgung	39
4.1.2	All Electric	39
4.1.3	Biomethan	40
4.2	Energiemodell und Eingangsdaten für die Bewertung.....	41
4.2.1	Aufbau des Energiemodells und Eingabedaten.....	41
4.2.2	Grundlagen für die ökonomische und ökologische Bewertung	43
4.3	Ergebnisse der Modellierung und Bewertung.....	44
4.3.1	Energiebilanz	45
4.3.2	Bewertung über THG-Bilanz	47
4.3.3	Bewertung über Jahreskosten.....	48
4.4	Zusammenfassung und Fazit	50
5	Zusammenfassung der Studie und Potential der Sektorkopplung für den Klimaschutz in Berlin	52
5.1	Erkenntnisse und Fazit aus den Fallstudien zur Sektorkopplung	52
5.2	Potential der Sektorkopplung für den Klimaschutz in Berlin	53
6	Quellenverzeichnis.....	56

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Klärwerk Schönerlinde mit Windrädern (Quelle: Berliner Wasserbetriebe).....	3
Abbildung 2: Referenzszenario für das KW Schönerlinde	5
Abbildung 3: Szenarien mit Aminwäsche für das KW Schönerlinde	6
Abbildung 4: Szenarien mit Elektrolyse für das KW Schönerlinde.....	7
Abbildung 5: Szenarien mit Aminwäsche, Elektrolyse und Methanisierung für das KW Schönerlinde	8
Abbildung 6: Jahresverlauf des Strombedarf des KW Schönerlinde im Referenzszenario 2026... 10	
Abbildung 7: Jahresverlauf des Wärmebedarfs des KW Schönerlinde im Referenzszenario 202610	
Abbildung 8: Jahresverlauf der Faulgaserzeugung auf dem KW Schönerlinde im Referenzszenario 2026	11
Abbildung 9: Jahresverlauf der Windstromerzeugung auf dem KW Schönerlinde im Referenzszenario 2026.....	11
Abbildung 10: Energiebilanz des KW Schönerlinde für alle Szenarien über Bedarf und Produktion	15
Abbildung 11: Energiebilanz des KW Schönerlinde für alle Szenarien über Netzbezug und Einspeisung	16
Abbildung 12: CO ₂ e-Bilanz des KW Schönerlinde für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2026)	17
Abbildung 13: CO ₂ e-Bilanz des KW Schönerlinde für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2035+)	17
Abbildung 14: Investitionskosten für das KW Schönerlinde für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2026)	18
Abbildung 15: Betriebs- und Wartungskosten für das KW Schönerlinde für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2026)	19
Abbildung 16: Energiekosten und -erlöse für das KW Schönerlinde für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2026)	19
Abbildung 17: Jahreskosten für das KW Schönerlinde für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2026)	20
Abbildung 18: Jahreskosten für das KW Schönerlinde für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2026) bei Wegfall der EEG-Umlage für den Stromeinkauf (188 €/MWh) und höheren Gaspreisen (Erdgas: 70 €/MWh, Biomethan: 81 €/MWh).....	21
Abbildung 19: Auswirkungen unterschiedlicher Strompreise auf die Jahreskosten des Szenarios „Elektrolyse 1MW mit Lastprofil“ (Bezugsjahr: 2026)	22
Abbildung 20: Biogasanlage Bardowick (Quelle: Veolia Deutschland).....	25
Abbildung 21: Szenarien mit Gasaufbereitung für die BGA Bardowick.....	27
Abbildung 22: Jährlicher Verlauf von Strombedarf und -produktion der BGA Bardowick im Referenzszenario.....	28
Abbildung 23: Jährlicher Verlauf von Wärmebedarf und -produktion der BGA Bardowick im Referenzszenario.....	28
Abbildung 24: Energiebilanz der BGA Bardowick für alle Szenarien	31
Abbildung 25: CO ₂ e-Bilanz der BGA Bardowick für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2026)	32
Abbildung 26: CO ₂ e-Bilanz der BGA Bardowick für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2035+)	33
Abbildung 27: Jahreskosten und Erlöse der Szenarien für die BGA Bardowick (Bezugsjahr: 2026)	33
Abbildung 28: Neubau der Freiwilligen Feuerwehr Frohnau: Frontansicht (oben) und Grundriss (unten) (Quelle: Steiner Weissenberger 2021).....	37
Abbildung 29: Szenario All Electric für die FFW Frohnau	39

Abbildung 30: Auslegung der Batteriekapazität im Szenario All Electric über Selbstdeckungsgrad des Jahresstromverbrauchs vom Gebäude	40
Abbildung 31: Szenario Biomethan für die FFW Frohnau	40
Abbildung 32: Auslegung Elektrolyseur im Szenario Biomethan über überschüssige Jahresmenge an PV-Strom und Biomethanproduktion.....	41
Abbildung 33: Monatlicher Verlauf des Strombedarfs der FFW Frohnau im Referenzszenario....	42
Abbildung 34: Monatlicher Verlauf des Wärmebedarfs der FFW Frohnau im Referenzszenario..	42
Abbildung 35: Jährlicher Verlauf der Stromerzeugung über PV-Anlage der FFW Frohnau (90 kWp Aufdach und 53 kWp Fassade)	42
Abbildung 36: Strombilanz der FFW Frohnau für alle Szenarien	45
Abbildung 37: Wärmebilanz der FFW Frohnau für alle Szenarien	46
Abbildung 38: Versorgung der Fahrzeuge der FFW Frohnau für alle Szenarien	46
Abbildung 39: CO ₂ e-Bilanz der FFW Frohnau für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2020)	47
Abbildung 40: CO ₂ e-Bilanz der FFW Frohnau für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2035+)	47
Abbildung 41: Investitionskosten (links) und Betriebs- und Wartungskosten (rechts) der alternativen Szenarien für die FFW Frohnau (Bezugsjahr: 2020).....	48
Abbildung 42: Energiekosten für die FFW Frohnau für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2020).....	49
Abbildung 43: Jahreskosten für die FFW Frohnau für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2020).....	49
Abbildung 44: Potential der Sektorkopplung für Berlin: Biomethanmenge der Klärwerke der BwB und der Biogasanlagen in Berlin und Brandenburg sowie Endenergiebedarf für Benzin, Diesel und Erdgas für verschiedene Verbraucher in Berlin 2020.....	54

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Untersuchte Szenarien für das KW Schönerlinde	4
Tabelle 2: Eingangsdaten des Referenzszenarios: Jahressummen für Abwassermenge, Strom- und Wärmeverbrauch, Faulgasproduktion, Stromproduktion aus Windenergie und Sauerstoffbedarf für das KW Schönerlinde	9
Tabelle 3: Wichtige Eingangsdaten für die Aggregate in den unterschiedlichen Szenarien (Remy & Habibi 2021)	12
Tabelle 4: Annahmen für Energiepreisfaktoren im Jahr 2026 für die Fallstudie KW Schönerlinde	13
Tabelle 5: Eingangsdaten für Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten für die Fallstudie KW Schönerlinde.....	14
Tabelle 6: Ergebnisse der Bewertung für die untersuchten Szenarien des KW Schönerlinde	24
Tabelle 7: Untersuchte Szenarien für die BGA Bardowick	26
Tabelle 8: Eingangsdaten des Referenzszenarios: Jahressummen für Biogasproduktion, Strom- und Wärmeproduktion und Verbrauch sowie Kraftstoffbedarf der eigenen LKW-Flotte der BGA Bardowick	28
Tabelle 9: Annahmen für Energiepreisfaktoren im Jahr 2026 für die Fallstudie BGA Bardowick (Stand: 2021)	29
Tabelle 10: Eingangsdaten für Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten für die Fallstudie BGA Bardowick	30
Tabelle 11: Ergebnisse der Bewertung für die untersuchten Szenarien der BGA Bardowick	35
Tabelle 12: Untersuchte Szenarien für die FFW Frohnau	38

Tabelle 13: Eingangsdaten des Referenzszenarios: Jahressummen für Strom- und Wärmebedarf, Stromproduktion der PV-Anlage, und Dieserverbrauch der Fahrzeuge der FFW Frohnau ...	41
Tabelle 14: Annahmen für Energiepreisfaktoren im Jahr 2020 für die Fallstudie FFW Frohnau...	43
Tabelle 15: Eingangsdaten für Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten für die Fallstudie FFW Frohnau	44
Tabelle 16: Ergebnisse der Bewertung für die untersuchten Szenarien der FFW Frohnau.....	50

1 Einleitung

1.1 Herausforderung und Zielstellung des Projekts

Für die Umsetzung der ambitionierten Ziele zur Reduktion der energiebedingten Emissionen von Treibhausgasen (THG) hat der Berliner Senat den Stadtentwicklungsplan Klima (StEP) beschlossen. Darin werden Perspektiven und Möglichkeiten aufgezeigt, um durch räumliche und infrastrukturelle Anpassungen den Ausstoß von THG in Berlin deutlich zu reduzieren. Folgende Ziele wurden dabei für Berlin formuliert:

- Halbierung der CO₂-Emissionen pro Einwohner bis 2030 (Bezugsjahr 1990)
- Klimaneutrale Stadt Berlin bis 2050

Mit dem stadtpolitischen Ziel Berlins bis zum Jahr 2050 klimaneutral zu sein, wird nicht nur der Bedarf an regenerativ erzeugtem Strom, sondern auch die Nachfrage nach anderen klimaneutralen Energieträgern für den Mobilitäts-, Gebäude- und Industriesektor steigen. Hierbei spielen „grüne Gase“ eine große Rolle, d.h. Gase die aus erneuerbaren Ressourcen bzw. Energiequellen erzeugt wurden.

Beispiele für grüne Gase sind u.a. Biomethan und grüner Wasserstoff. Biomethan bezeichnet ein Gas mit hohem Methanteil (>95% CH₄, d.h. Erdgasqualität), das im Gegensatz zu Erdgas nicht aus fossilen Ressourcen, sondern aus biogenen bzw. erneuerbaren Quellen stammt. Dabei kann Biomethan durch Abtrennung von CO₂ und weiteren Verunreinigungen aus Biogas oder Faulgas gewonnen werden, wie es auf Klärwerken oder in Biogasanlagen anfällt. Ein weiterer Weg zur Herstellung von Biomethan führt über die Methanisierung, d.h. die Umsetzung von Wasserstoff und CO₂ zu Methan. Wird für dieses Verfahren CO₂ aus regenerativen Quellen und „grüner“ Wasserstoff aus erneuerbaren Energien (EE) genutzt, kann so ebenfalls Biomethan produziert werden. Grüner Wasserstoff lässt sich aber auch direkt als nachhaltiger Energieträger für verschiedene Anwendungen nutzen, z.B. als Brennstoff im Gebäude- und Verkehrssektor. Der langfristige Ausbau der Wasserstoffproduktion und Anwendung bildet einen Kernbereich der Zukunftsstrategie in der Energiewende.

Zurzeit wird das auf Klär- und Biogasanlagen erzeugte Biogas überwiegend lokal in Blockheizkraftwerken (BHKW) verstromt und die Wärme teilweise vor Ort genutzt. Die sich regelmäßig ändernden gesetzlichen Rahmenbedingungen machen diese Art der Biogasnutzung zunehmend unwirtschaftlicher, sodass Anlagenbetreiber nach neuen Alternativen suchen. Eine Möglichkeit ist die Abtrennung des CO₂ und damit die Aufreinigung des Biogases zu Biomethan, welches dann direkt ins Erdgasnetz eingespeist oder lokal als Treibstoff genutzt werden kann. Darüber hinaus kann mit dem „Power-to-Gas“ Ansatz und der Produktion von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom das abgetrennte CO₂ ebenfalls zu Biomethan umgewandelt werden. Mit der Entnahme dieses Biomethans an anderen Stellen aus dem Netz ist es möglich, andere Sektoren mit „grünem Gas“ zu versorgen oder auch dessen Rückverstromung „grün“ zu gestalten. Biomethan und Wasserstoff können daher gerade für die sinnvolle Kopplung unterschiedlicher Sektoren wie Abwasser/Abfall, Strom, Gebäude/Wärme, Mobilität und Industrie eine substanzielle Rolle spielen und so einen wesentlichen Beitrag zur Einhaltung der Berliner Klimaziele leisten.

Jedoch ist die praktische Umsetzung dieser Sektorenkopplung für den Bereich „Grünes Gas“ mit einer Reihe von komplexen technologischen, rechtlichen und auch wirtschaftlichen Fragen verknüpft, die es bei der Realisierung zu berücksichtigen gilt. Um das Potential der Sektorkopplung für den Klimaschutz in Berlin genauer zu bestimmen, wurden im vorliegenden Forschungsprojekt „Grünes Gas“ zusammen

mit den beteiligten Praxispartnern konkrete Fallstudien untersucht, in denen Beispiele für Sektorkopplung erarbeitet, analysiert und bewertet wurden. Im Einzelnen wurden dabei folgende Fallstudien betrachtet:

- Klärwerk Schönerlinde (Berliner Wasserbetriebe)
- Biogasanlage Bardowick (Veolia Deutschland)
- Neubau der Freiwilligen Feuerwehr Frohnau (Berliner Stadtwerke)

Für alle Fallstudien wurden verschiedene Szenarien zur Sektorkopplung entwickelt und in ihrer technischen Realisierung ausgearbeitet. Dazu wurden die Fallstudien in einem zeitlich hochaufgelösten Energiebilanzmodell abgebildet, um Energieproduktion und -verbrauch aller Aggregate zu ermitteln und daraus eine Energiebilanz für ein Beispieljahr zu berechnen. Auf Grundlage dieser Energiebilanz wurden die Szenarien dann über eine Treibhausgasbilanz (THG-Bilanz) und eine Kostenbetrachtung bewertet, um ihren möglichen Beitrag für den Klimaschutz sowie ihre Wirtschaftlichkeit für den Betreiber zu bestimmen. Als Vergleich wird auch immer die herkömmliche Art der Energienutzung bzw. Erzeugung als Referenz hinzugezogen.

Für die ökologische bzw. ökonomische Bewertung der Konzepte sind die gesetzlichen Regelungen zum Energiemarkt wichtige Rahmenbedingungen. Dazu wurden die aktuellen und zukünftigen gesetzlichen Regelungen berücksichtigt, soweit diese zum Zeitpunkt der Studie absehbar waren. Dieser Aspekt wurde zudem durch eine Rechtsberatung der Kanzlei Becker Büttner Held (bbh Berlin, Herr Dr. Martin Altrock) vertieft. Dabei wurden zu den einzelnen Fallstudien die jeweiligen relevanten Regelungen auf nationaler und europäischer Ebene analysiert und deren Auswirkungen auf die Bewertung in die Studie einbezogen.

1.2 Struktur des Berichts

Dieser wissenschaftliche Abschlussbericht beschreibt die einzelnen Fallstudien und deren Ergebnisse. Die technischen Grundlagen der Sektorkopplung sind bereits im wissenschaftlichen Zwischenbericht beschrieben worden (Remy & Habibi 2021). Der Bericht schließt mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse, einem Fazit sowie einer Abschätzung des Potentials der Sektorkopplung für den Klimaschutz in Berlin.

Im Einzelnen sind folgende Ergebnisse dargestellt

- **Kapitel 2:** Fallstudie Klärwerk Schönerlinde (Berliner Wasserbetriebe)
- **Kapitel 3:** Fallstudie Biogasanlage Bardowick (Veolia Deutschland)
- **Kapitel 4:** Fallstudie Freiwillige Feuerwehr Frohnau (Berliner Stadtwerke)
- **Kapitel 5:** Zusammenfassung, Fazit und Potential der Sektorkopplung für Berlin

Die Ergebnisse des Projekts wurden in einer öffentlichen Abschlussveranstaltung im Rahmen der 51. Berliner Wasserwerkstatt am 17. Februar 2022 vorgestellt und diskutiert. Die Beiträge der Veranstaltung sind im Internet abrufbar:

<https://www.kompetenzwasser.de/de/newsroom/veranstaltungen/wasserwerkstatt>

Daneben wurde im Projekt auch ein kurzes Erklärvideo produziert, das das Konzept der Sektorkopplung über grüne Gase vorstellt:

<https://vimeo.com/655352071>

2 Fallstudie Klärwerk Schönerlinde mit Berliner Wasserbetriebe

Zusammen mit dem Praxispartner Berliner Wasserbetriebe (BWB) wurde als Fallstudie das Klärwerk (KW) Schönerlinde untersucht (Abbildung 1). Es ist eines von sechs Klärwerken der BWB und liegt im Norden von Berlin. Das Klärwerk behandelt Abwasser und Regenwasser für etwa 800.000 Einwohnerwerte, das entspricht einer Jahresschmutzwassermenge von maximal 39 Mio. m³. Das KW Schönerlinde ist eins von drei Leitklärwerken der BWB und wird fortlaufend erweitert und modernisiert.

Aus dem bei der Abwasserreinigung anfallenden Klärschlamm wird auf dem Klärwerk in Faultürmen Faulgas mit einem Energiegehalt von etwa 48 Mio kWh pro Jahr gewonnen. Dieses Faulgas wird momentan zur Strom- und Wärmeversorgung des Klärwerks genutzt. Neben dem Faulgas als erneuerbarer Energiequelle verfügt der Standort auch über drei Windräder mit jeweils 2 MW Nennleistung. Der erzeugte Windstrom von bis zu 12 Mio kWh pro Jahr wird ebenfalls zur Deckung des Strombedarfs des Klärwerks genutzt, die überschüssige Strommenge wird mit EEG-Förderung ins Stromnetz abgegeben.



Abbildung 1: Klärwerk Schönerlinde mit Windrädern (Quelle: Berliner Wasserbetriebe)

Perspektivisch wird das KW Schönerlinde in den kommenden Jahren durch die wachsende Stadt Berlin mehr Abwasser reinigen, weiterhin werden neue Behandlungsstufen zur Nachreinigung des Abwassers in Betrieb genommen. Außerdem wird die bestehende Schlamm-trocknung außer Betrieb gehen, und die vorhandenen Anlagen zur Nutzung des Faulgases werden periodisch erneuert. Daher möchte der Betreiber BWB mit der vorliegenden Studie prüfen, inwieweit das Energiemanagement am Standort durch alternative Möglichkeiten der Faulgasnutzung bzw. Vermarktung in Zukunft noch optimiert werden kann, auch um Energieverluste zu minimieren. Ein Hauptziel ist dabei ein möglichst hoher Beitrag zum Klimaschutz, der als strategisches Unternehmensziel verankert ist. Daneben müssen die neuen Konzepte auch ökonomisch noch darstellbar sein, besonders hinsichtlich des hohen Eigenbedarfs an Strom und Wärme für den Betrieb des Klärwerks. Neben der notwendigen Eigenversorgung der Anlage mit Strom und Wärme ist dabei auch die zeitlich stark schwankende Windstromerzeugung zu berücksichtigen, die eine hohe Dynamik in das komplexe Energiesystem am Standort bringt.

Daher werden im folgenden verschiedene Nutzungskonzepte für das erzeugte Faulgas sowie den Windstrom des KW Schönerlinde für das Referenzjahr 2026 untersucht. Neben Konzepten zur Einspeisung von aufgereinigtem Faulgas als Biomethan wird auch die Produktion von Wasserstoff über einen Elektrolyseur betrachtet: hier kann das Nebenprodukt Sauerstoff direkt auf der Anlage für die Abwasserreinigung genutzt werden. Zudem werden auch kombinierte Konzepte mit Faulgasaufbereitung, Elektrolyseur und nachfolgender Methanisierung untersucht, um die produzierte Biomethanmenge weiter zu steigern. Alle Konzepte werden über eine ökologische und ökonomische Bewertung mit der momentan geplanten Nutzung des gesamten Faulgases in neuen BHKWs als Referenz verglichen.

2.1 Definition der betrachteten Szenarien

In Absprache mit BWB wurden für diese Fallstudie neben dem Referenzszenario „Verstromung in neuen BHKWs“ (S0) acht alternative Szenarien für Sektorkopplung über grüne Gase definiert (Tabelle 1). Alle neun Szenarien beinhalten die bestehenden Windenergieanlagen mit 6 MW Nennleistung.

Tabelle 1: Untersuchte Szenarien für das KW Schönerlinde

Technologie	Referenz: neue BHKW	Aminwäsche		Elektrolyse			Aminwäsche + Elektrolyse + Methanisierung		
Szenario	S0	S1a	S1b	S2a	S2b	S2c	S3a	S3b	S3c
Windenergie	6 MW	6 MW	6 MW	6 MW	6 MW	6 MW	6 MW	6 MW	6 MW
BHKW (Steuerung)	3,3 MW (Gas)	3,3 MW (Strom)	-	3,3 MW (Gas)	3,3 MW (Gas)	3,3 MW (Gas)	-	3,3 MW (Strom)	3,3 MW (Strom)
Heizkessel	2 MW	3,5 MW	4,5 MW	1,5 MW	1,5 MW	1,5 MW	4,5 MW	4 MW	2 MW
Aminwäsche	-	500 m ³ /h	1000 m ³ /h	-	-	-	1000 m ³ /h	500 m ³ /h	200 m ³ /h*
Elektrolyse (Steuerung)	-	-	-	4 MW (ÜS WEA)	1 MW (konstant)	1 MW (Last- profil)	1 MW (Last- profil)	1 MW (Last- profil)	1 MW (Last- profil)
Methan- isierung	-	-	-	-	-	-	80 m ³ /h	80 m ³ /h	80 m ³ /h
Produkt	-	Biomethan		Wasserstoff + Sauerstoff			Biomethan + Sauerstoff		
Nutzung	-	Einspeisung Gasnetz		Einspeisung Gasnetz (H ₂)			Einspeisung Gasnetz		

ÜS WEA: Überschussstrom Windenergieanlage

* Aminwäsche gesteuert nach CO₂-Bedarf der Methanisierung und damit nach H₂-Produktion des Elektrolyseurs

Im Detail werden folgende Szenarien für Sektorkopplung untersucht:

- Szenario „Aminwäsche“: anteilige Aufreinigung des Faulgases zu Biomethan und Einspeisung ins Gasnetz, in Kombination mit stromgeführten BHKW-Modulen (S1a) oder als reine Aminwäsche (S1b)
- Szenario „Elektrolyse“: Betrieb eines Elektrolyseurs zur Erzeugung von Wasserstoff und Einspeisung ins Gasnetz, dazu Nutzung des erzeugten Sauerstoffs zur Abwasserreinigung. Hier

sind verschiedene Kapazitäten und Steuerungen für den Elektrolyseur möglich: komplette Nutzung des überschüssigen Windstroms (S2a), Betrieb eines 1 MW Elektrolyseurs mit konstanter Leistung (S2b) oder mit spezifischem Lastprofil im Tagesverlauf (S2c). Alle Varianten werden mit gasgeführten BHKW zur Faulgasnutzung kombiniert.

- Szenario „Aminwäsche + Elektrolyse + Methanisierung“: Betrieb einer Aminwäsche zur anteiligen Faulgasreinigung und Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz, Betrieb eines 1 MW Elektrolyseurs mit Lastprofil, Methanisierung des erzeugten Wasserstoffs und des CO₂ aus der Aminwäsche zu Biomethan. Diese Kombination kann ohne BHKW (S3a) oder mit BHKW (S3b) betrieben werden, zusätzlich wird die Steuerung der Aminwäsche nach dem CO₂-Bedarf der Methanisierung untersucht (S3c).

Im Folgenden werden die einzelnen Szenarien genauer beschrieben, vor allem hinsichtlich ihrer technischen Umsetzung. Weitere Details sind einem separaten Bericht zu entnehmen (Greulich 2022).

2.1.1 Referenz: Verstromung in neuen BHKWs

In diesem Szenario wird das Faulgas nach Pufferung im Gasspeicher (Nutzvolumen: 8.000 m³) in 3 BHKW-Modulen mit jeweils 1,1 MW genutzt (Abbildung 2). Vor den BHKW ist eine Aufbereitung des Faulgases über eine biologische Entschwefelung und eine Adsorptionstrocknung vorgesehen. Der produzierte Strom und die Wärme aus den BHKW werden zur Eigenversorgung des Klärwerks eingesetzt. Der Betrieb der BHKW findet gasgeführt statt, d.h. alles anfallende Faulgas wird wenn möglich sofort in den BHKW eingesetzt. Sollte der Strombedarf des Klärwerks geringer sein als die mögliche Erzeugung in den BHKW, wird das Faulgas zwischengespeichert. Zusätzlich zum BHKW-Strom wird in zweiter Linie auch der erzeugte Windstrom zur Abdeckung des Eigenbedarfs genutzt, der Überschuss wird ins Netz eingespeist. Der verbleibende Strombedarf wird aus dem Stromnetz gedeckt. Wenn der Wärmebedarf durch die BHKW nicht gedeckt werden kann, wird zusätzlich Wärme im Heizkessel (500 kW) erzeugt, der sowohl mit Faulgas als auch mit Erdgas aus dem Gasnetz betrieben werden kann.

Dieses Konzept der Faulgasnutzung entspricht im Wesentlichen dem aktuellen Energiemanagement im KW Schönerlinde. Zum Ausgleich von kurzfristigen Schwankungen bei Wärmebedarf und -erzeugung wird hier noch ein zusätzlicher Wärmespeicher (Warmwasser, Nutzvolumen 36 m³) vorgesehen.

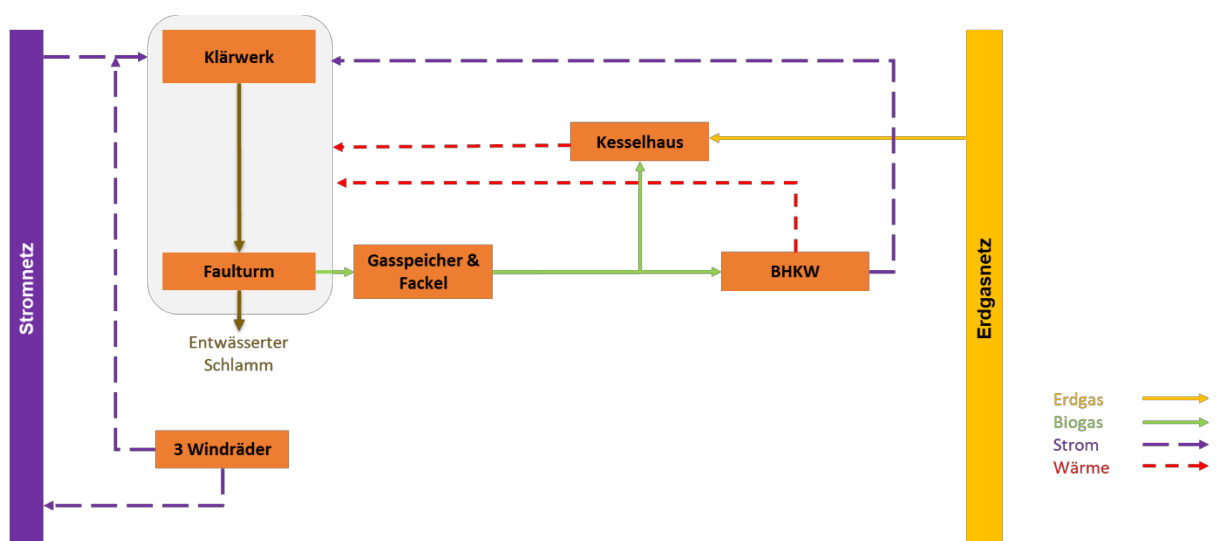


Abbildung 2: Referenzszenario für das KW Schönerlinde

2.1.2 Aminwäsche

In den Szenarien mit Aminwäsche kann das Faulgas zu Biomethan aufbereitet werden (Abbildung 3). Dabei wird das vorhandene CO₂ im Faulgas abgetrennt, so dass Biomethan mit hohem Methananteil (>95%) produziert wird. Als Verfahren wird hier die Aminwäsche eingesetzt, da es sich um eine robuste und flexible Technologie mit relativ geringem Strombedarf und hoher Produktqualität handelt (Remy & Habibi 2021). Zudem steht auf dem Standort ausreichend Wärme für dieses Verfahren zur Verfügung. Vor der Aminwäsche muss das bereits grob entschwefelte und getrocknete Faulgas noch einer Feinentschwefelung mit Aktivkohle unterzogen werden. Nach der Aminwäsche ist eine weitere Adsorptionstrocknung vorgesehen, um dem produzierten Biomethan die Feuchtigkeit aus der Gaswäsche wieder zu entziehen. Zur Einspeisung des Biomethans ins lokale Gasnetz ist zudem eine Übergabestation notwendig.

Beim Szenario mit BHKWs (S1a) werden zusätzlich noch stromgeführte BHKWs (3x 1,1 MW) mit dem Faulgas betrieben. Der Windstrom wird jetzt prioritär zur Versorgung des Klärwerks genutzt, der restliche Strombedarf über die BHKW gedeckt. Wenn noch zusätzliches Faulgas zur Verfügung steht, wird dieses Faulgas über die Aminwäsche aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist. Beim Szenario mit reiner Aminwäsche (S1b) wird der gesamte Faulgasstrom zu Biomethan aufbereitet. In beiden Szenarien wird der nicht gedeckte Wärmebedarf des Klärwerks über Heizkessel bereitgestellt, die zuerst mit verfügbarem Faulgas, aber auch mit Erdgas betrieben werden können. Zum Ausgleich von kurzfristigen Schwankungen wird ebenfalls ein Wärmespeicher (Warmwasser, Nutzvolumen 36 m³) ins Modell einbezogen (Greulich 2022).

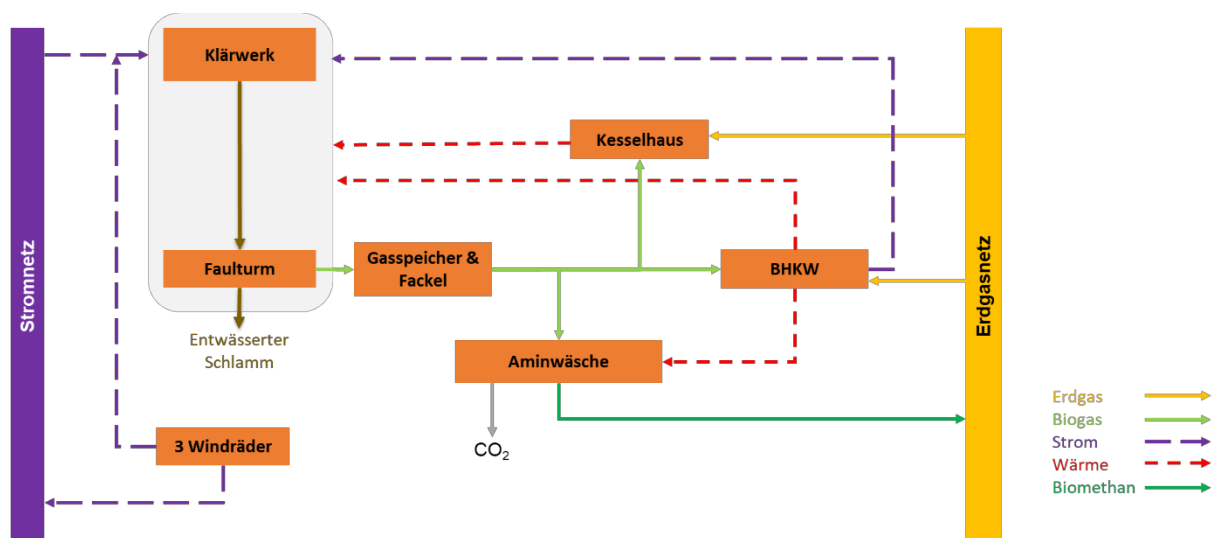


Abbildung 3: Szenarien mit Aminwäsche für das KW Schönerlinde

Voruntersuchungen zu Anzahl und Betriebsweise der BHKW ergaben, dass ein wärmegeführter Betrieb der Module für den Standort aus ökonomischen Gründen nicht sinnvoll ist, da die Stromkosten im Einkauf deutlich über den Wärmekosten liegen (Greulich 2022). Für eine effiziente Faulgasnutzung wäre auch ein Betrieb mit nur zwei BHKW-Modulen denkbar, die im Modell eine ähnlich hohe Faulgasnutzung und entsprechende Deckung von Strom- und Wärmebedarf erzielen. Aus betrieblichen Gründen (u.a. Redundanz bei Ausfall eines BHKW) wird hier nur die Variante mit drei BHKW-Modulen untersucht. Des Weiteren ergaben Detailuntersuchungen der möglichen Anlagengröße für die Aminwäsche, dass zwei Module mit einer Aufbereitungskapazität von jeweils 100-250 m³ Faulgas pro Stunde beim Szenario S1a die beste Auslastung erzielen. Beim Betrieb ohne BHKW (S1b) werden zwei Aminwäscheinheiten mit einer Kapazität von jeweils 500 m³/h empfohlen. Weitere Einzelheiten zu den Voruntersuchungen sind dem entsprechenden Bericht zu entnehmen (Greulich 2022).

2.1.3 Elektrolyse

Bei den Szenarien mit Elektrolyseur wird das Faulgas analog zum Referenzszenario S0 in drei BHKW-Modulen (3x 1,1 MW) genutzt, die gasgeführt betrieben werden. Der BHKW-Strom wird prioritär für die Eigenversorgung des Klärwerks genutzt, danach wird erzeugter Windstrom bzw. Netzstrom zur Deckung des restlichen Bedarfs genutzt.

Zusätzlich wird nun ein Elektrolyseur betrieben, der überschüssigen Strom aus BHKW oder Windkraft bzw. bei Bedarf auch Netzstrom nutzt und daraus Wasserstoff und Sauerstoff produziert. Der Wasserstoff wird nach Erzeugung getrocknet und über eine Übergabestation ins Gasnetz eingespeist. Der Sauerstoff kann vor Ort zur Ozonerzeugung genutzt werden, um die zukünftig betriebene Ozonungsstufe zu versorgen. Dadurch wird der Einkauf von Reinsauerstoff in entsprechender Menge eingespart. Zur Zwischenspeicherung des Sauerstoffs ist ein Speichertank (500 m³) vorgesehen. Die Abwärme des Elektrolyseurs kann ebenfalls zur Deckung des Wärmebedarfs im Klärwerk genutzt werden.

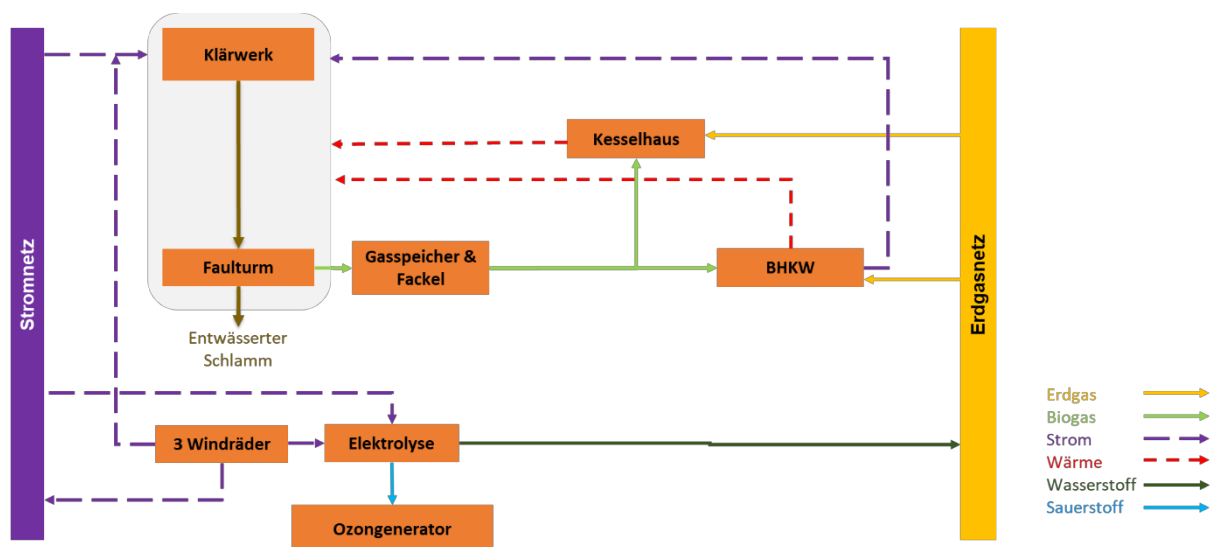


Abbildung 4: Szenarien mit Elektrolyse für das KW Schönerlinde

Auslegung und Betrieb des Elektrolyseurs sind in den verschiedenen Szenarien unterschiedlich: im ersten Fall wird der komplette überschüssige Strom aus Windkraft bzw. BHKW für den Betrieb der Elektrolyse genutzt (S2a). Dadurch muss der Elektrolyseur eine relativ hohe Nennleistung von 4 MW haben, um auch im Falle von maximaler Windstromerzeugung und geringem Strombedarf auf dem Klärwerk den kompletten überschüssigen Strom zur Wasserstoffherzeugung zu nutzen (Greulich 2022). Im Szenario S2b wird von einer Nennleistung des Elektrolyseurs von 1 MW ausgegangen, der konstant mit voller Leistung betrieben wird. Hierzu wird neben überschüssigem Strom aus Windkraft oder BHKW auch Netzstrom bezogen. Im Szenario S2c wird der Elektrolyseur von 1 MW mit einem definierten Lastprofil über den Tag betrieben, das gegenläufig zum Strombedarf des Klärwerks ist (Greulich 2022). Dabei ist die Hauptlast des Elektrolyseurs in den Morgenstunden (100% von 6-10 Uhr), geringe Last in der Tagesspitze des Klärwerks (30% von 10-15 Uhr) und mittlere Last abends und nachts (60% von 15-6 Uhr). Damit soll der Strombedarf des Gesamtsystems gleichmäßiger über den Tag verteilt werden, um das Stromnetz bei Spitzenbedarf des Klärwerks nicht noch weiter zu belasten (Greulich 2022). Zudem ist mit diesem Lastprofil bei dynamischen Stromeinkaufspreisen ggf. ein günstigerer Strombezug aus dem Netz möglich, der hier jedoch nicht genauer untersucht wurde.

Bei allen Elektrolyse-Szenarien ist für das Wärmemanagement ebenfalls ein Wärmespeicher analog zur Referenz vorgesehen. Die Heizkessel sind etwas kleiner als beim reinen BHKW-Betrieb, weil die Elektrolyse noch Abwärme zur Verfügung stellt.

2.1.4 Methanisierung

Diese Szenarien kombinieren die Aminwäsche, den Elektrolyseur und dazu eine Einheit zur Methanisierung (Abbildung 5). Hier wird eine biologische Methanisierung gewählt, die eine hohe Flexibilität und schnelle Ansprechzeiten für den dynamischen Betrieb bietet (Remy & Habibi 2021). In der Methanisierung wird der erzeugte Wasserstoff mit dem bei der Aminwäsche abgeschiedenen CO₂ genutzt, um daraus weiteres Biomethan herzustellen. Dieses wird zusammen mit dem in der Aminwäsche produziertem Biomethan ins Gasnetz eingespeist. Somit wird in diesen Szenarien auch Energie aus Windstrom über Elektrolyse und Methanisierung letztlich in Biomethan umgewandelt. Es wurden drei Untervarianten für diese Kombination untersucht: in Szenario S3a wird das verbleibende Faulgas nach Deckung des Wärmebedarfs über Heizkessel komplett in der Aminwäsche aufgereinigt, es werden also keine BHKW betrieben. Der 1 MW-Elektrolyseur wird im Lastprofil analog zu Szenario S2c gesteuert und mit Windstrom bzw. bei Bedarf mit Netzstrom versorgt. Die anschließende biologische Methanisierung (maximale Leistung: 80 m³/h Biomethan) verarbeitet den erzeugten Wasserstoff zusammen mit dem CO₂ aus der Aminwäsche zu Biomethan. Zum Ausgleich zwischen der CO₂-Produktion aus der Aminwäsche und dem CO₂-Bedarf der Methanisierung wird ein CO₂-Speicher vorgesehen. Dieses Szenario erzeugt die höchste Menge an Biomethan von allen Szenarien.

Eine weitere Untervariante kombiniert diesen Ansatz in Szenario S3b zusätzlich mit BHKW (3x 1,1 MW). Dieses Szenario enthält alle in der Studie betrachteten Aggregate und bietet damit die höchste Flexibilität, aber auch einen hohen Investitionsaufwand. Die BHKWs sind stromgeführt und verarbeiten Faulgas zur Deckung des Strombedarfs des Klärwerks, aber nicht für den Elektrolyseur. Überschüssiges Faulgas geht in die Aminwäsche, die Biomethan und CO₂ für die Methanisierung produziert. Auch hier wird der Elektrolyseur (1 MW) mit Lastprofil sowie ein CO₂-Speicher betrieben. Insgesamt wird in diesem Szenario mehr CO₂ produziert als für die Methanisierung benötigt wird. Gleichzeitig muss relativ viel Netzstrom für den Betrieb der Elektrolyse eingekauft werden.

Als letzte Untervariante wird im Szenario S3c die Aminwäsche direkt nach dem CO₂-Bedarf der Methanisierung gesteuert. Damit wird nur genau so viel Faulgas aufgereinigt, dass die Methanisierung den gesamten produzierten Wasserstoff verarbeiten kann. Als Konsequenz wird mehr Faulgas in den BHKW genutzt, so dass infolgedessen mehr Windstrom für den Elektrolyseur bzw. zur Einspeisung zur Verfügung steht. Damit kann noch Windstrom eingespeist werden, aber die abgegebene Menge an Biomethan sinkt im Vergleich zu Szenario S3b (Greulich 2022).

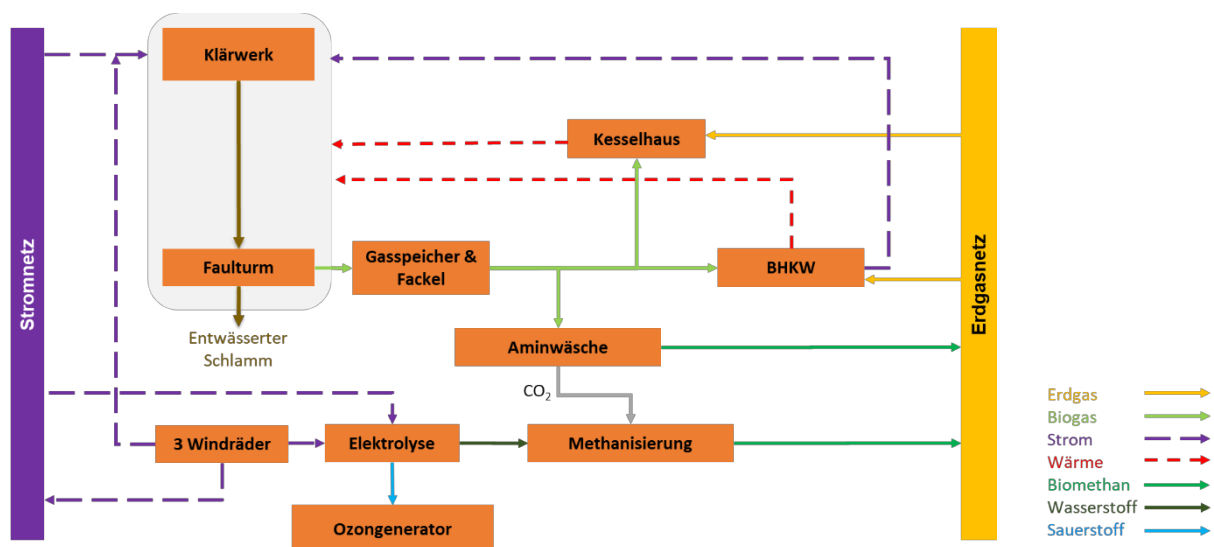


Abbildung 5: Szenarien mit Aminwäsche, Elektrolyse und Methanisierung für das KW Schönerlinde

2.2 Energiemodell und Eingangsdaten für die Bewertung

2.2.1 Aufbau des Energiemodells und Eingabedaten

Das System wird in einem zeitlich aufgelösten Energiebilanzmodell in MS Excel abgebildet. Als Grundlage für das System werden die Betriebsdaten des KW Schönerlinde aus dem Jahr 2019 genutzt, die von den BWB in hoher zeitlicher Auflösung (1h-Werte) zur Verfügung gestellt wurden. Die gelieferten Betriebsdaten wurden in Abstimmung mit BWB zuerst geglättet, um untypische Schwankungen und Verläufe aus der Datenbasis zu entfernen (u.a. Messfehler oder Ausfall von Aggregaten).

Um die Situation im Referenzjahr 2026 nach heutigem Prognosestand abzubilden, wurden die Betriebsdaten in enger Abstimmung mit BWB verändert. Dabei wurden zwei wesentliche Punkte berücksichtigt: die Anpassung des Strom- und Wärmeverbrauchs des Klärwerks durch neue Behandlungsstufen („4. Reinigungsstufe“) und den Wegfall der Schlamm-trocknung, sowie ein Mehranfall an zu behandelndem Abwasser und die daraus folgenden Änderungen in der Energiebilanz. Für die neuen Behandlungsstufen der 4. Reinigungsstufe wurden folgende Prognosen für den Stromverbrauch getroffen: die Ozonanlage verbraucht 0,123 kWh pro m³ Klarwasser im Ablauf, die Flockungsfiltration 0,013 kWh/m³, und die PAK-Filtration 0,006 kWh/m³. In Summe ergibt das einen Mehrverbrauch von 0,142 kWh pro m³ Klärwerksablauf (Greulich 2022). Dazu kommt der Sauerstoffbedarf für den Betrieb der Ozonanlage, der mit 60 g pro m³ angenommen wurde.

Durch die Außerbetriebnahme der vorhandenen Schlamm-trocknung sinkt der Strombedarf um etwa 176 kW, wobei vereinfacht ein Dauerbetrieb des Trockners angenommen wurde und so die benötigte Strommenge über das gesamte Referenzjahr pauschal gesenkt wurde.

Hinsichtlich der Abwassermenge wurde pauschal von einer Erhöhung um 10% ausgegangen (Greulich 2022). Da der Gesamtstromverbrauch des KW Schönerlinde nur zum Teil von der behandelten Abwassermenge abhängt, wurde beim Stromverbrauch nur ein pauschaler Aufschlag von 6% angesetzt. Beim Wärmeverbrauch wurde nach Absprache mit den BWB kein Mehrbedarf angenommen, da die momentan verbrauchte Wärmemenge zur Heizung der Faultürme auch für die mehr anfallende Klärschlammmenge bei effizienterer Nutzung ausreichend ist. Bei der Faulgasproduktion wurde konservativ von einer Steigerung um 7,5% ausgegangen.

Insgesamt ergeben sich mit diesen Änderungen die Jahressummen wie unten angegeben (Tabelle 2).

Tabelle 2: Eingangsdaten des Referenzszenarios: Jahressummen für Abwassermenge, Strom- und Wärmeverbrauch, Faulgasproduktion, Stromproduktion aus Windenergie und Sauerstoffbedarf für das KW Schönerlinde

Daten	Wert	Einheit	Datenquelle
Behandeltes Abwasser	44,7	Mio m ³ /a	Betriebsdaten 2019 (stündliche Auflösung) + Prognose für Änderungen in 2026
Stromverbrauch	29,5	GWh/a	Betriebsdaten 2019 (stündliche Auflösung) + Prognose für Änderungen in 2026
Wärmebedarf	15,8	GWh/a	Betriebsdaten 2019 (stündliche Auflösung) + Prognose für Änderungen in 2026
Faulgasanfall	51,6	GWh/a	Betriebsdaten 2019 (stündliche Auflösung) + Prognose für Änderungen in 2026
Stromproduktion aus Windkraft	12	GWh/a	Betriebsdaten 2019 (stündliche Auflösung)
Sauerstoffbedarf Ozonung	2685	t/a	Prognose BWB

Die relativen Aufschläge für Abwassermenge, Stromverbrauch und Faulgasproduktion wurden auf jeden Stundenwert der Betriebsdaten erhoben. Für den Strom- und Sauerstoffbedarf der 4. Reinigungsstufe wurde eine Zeitverschiebung von 4h im Vergleich zum vorhandenen Zulaufvolumensignal des KW veranschlagt.

Eingangsdaten für das KW Schönerlinde im Jahr 2026

Mit diesen Anpassungen ergaben sich Verlaufskurven über das Referenzjahr 2026 für die Parameter Gesamtstromverbrauch, Gesamtwärmebedarf, Faulgaserzeugung, und Windstromerzeugung. Der Gesamtstromverbrauch des Systems zeigt einen regelmäßigen Tagesgang zwischen 2500 und 4000 kW mit höheren Verbräuchen bei Regenereignissen bis 5500 kW (Abbildung 6). Der Wärmebedarf des Systems zeigt einen deutlichen jahreszeitlichen Verlauf (Abbildung 7), was hauptsächlich auf den Wärmebedarf der Faultürme zurückzuführen ist: im Winter ist der Wärmeverlust durch geringe Außentemperaturen höher, zudem hat der Rohschlamm eine etwas geringere Temperatur. Damit schwankt der Wärmebedarf zwischen minimal 500 kW im Spätsommer und bis zu 4000 kW im Februar.

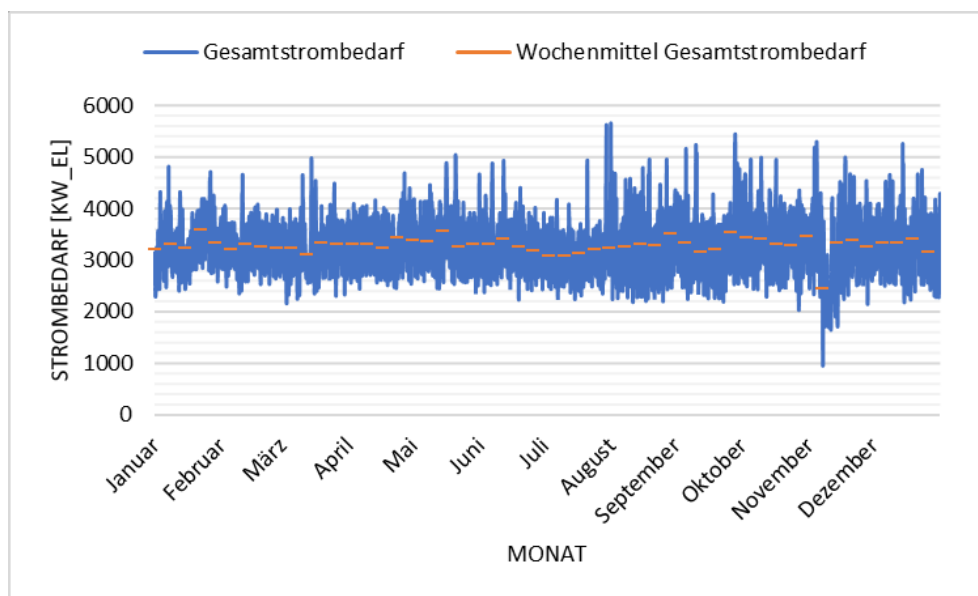


Abbildung 6: Jahresverlauf des Strombedarf des KW Schönerlinde im Referenzszenario 2026

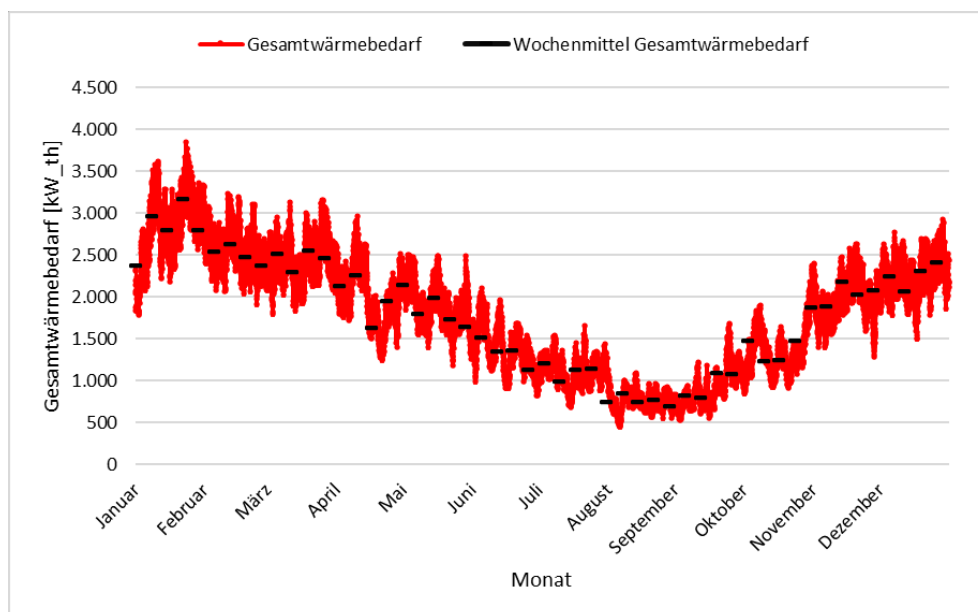


Abbildung 7: Jahresverlauf des Wärmebedarfs des KW Schönerlinde im Referenzszenario 2026

Die Faulgasproduktion ist entsprechend der Abwassermenge relativ gleichmäßig über das Jahr verteilt (Abbildung 8). Die etwas geringere Faulgasmenge in den Sommermonaten liegt an den verstärkten biologischen Abbauprozessen im Kanal- und Druckrohrnetz auf dem Weg zum Klärwerk und in der gesteigerten Aktivität im Belebungsbecken, die zu einem geringeren Schlammanfall führen.

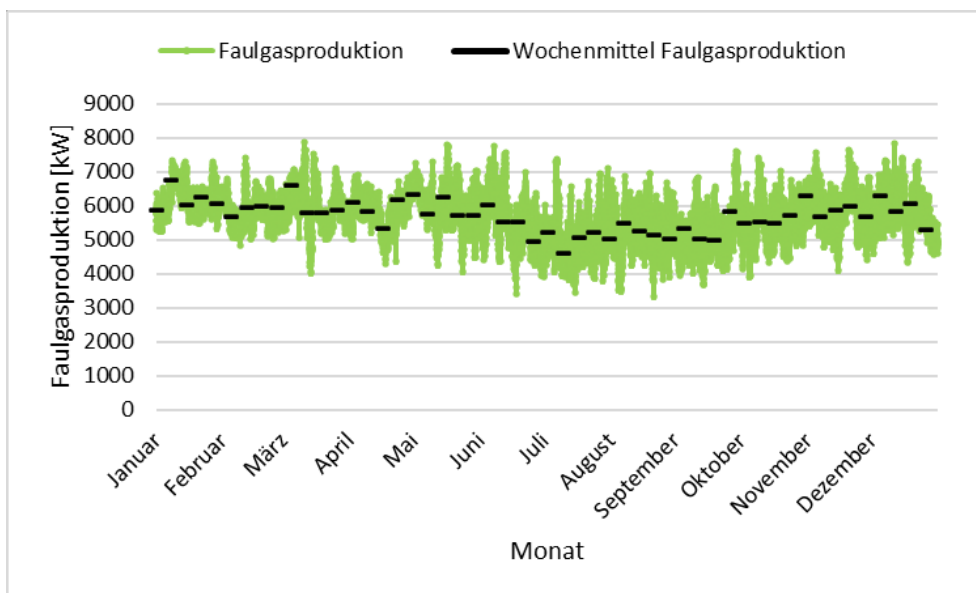


Abbildung 8: Jahresverlauf der Faulgaserzeugung auf dem KW Schönerlinde im Referenzszenario 2026

Der Jahresverlauf der Windstromerzeugung wurde direkt aus den Betriebsdaten 2019 übernommen und zeigt einen sehr dynamischen Verlauf (Abbildung 9). Bei starkem Wind werden bis zu 5400 kW Windstrom bereitgestellt, während in windschwachen Zeiten die Produktion bis auf Null absinken kann. Besonders im Winter sind viele Starkwindphasen erkennbar, während im Sommer die Windstromproduktion eher geringer ausfällt. Neben den Wetterbedingungen ist dafür auch eine Naturschutzauflage für den Betrieb der Windräder verantwortlich, die die Abschaltung der Anlagen in den Nachtstunden der Sommermonate vorschreibt.

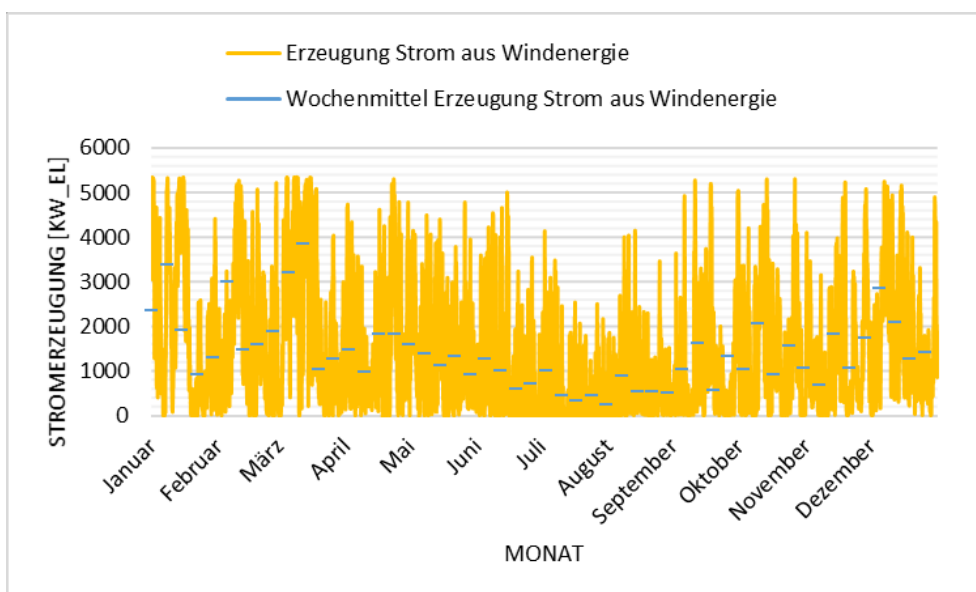


Abbildung 9: Jahresverlauf der Windstromerzeugung auf dem KW Schönerlinde im Referenzszenario 2026

Eingangsdaten für die Szenarien

Für alle notwendigen Aggregate in den Szenarien wurden Annahmen zu Leistung, Strom- und Wärmeverbrauch sowie Betriebsmittelverbrauch getroffen. Die detaillierten Grundlagen sind im Zwischenbericht zusammengefasst (Remy & Habibi 2021). Die wichtigsten Leistungs- und Verbrauchsdaten sind unten aufgelistet (Tabelle 3).

Für die einzelnen Aggregate wurden weiterhin folgende Annahmen getroffen:

- Biologische Entschwefelung: Abreicherung von 1600 ppm H₂S auf 200 ppm H₂S
- Feinentschwefelung: Verbrauch von 1 g Aktivkohle pro Nm³ Faulgas
- Aminwäsche: Dosierung Aminlösung (MDEA) mit 0,175 g/Nm³ Faulgas
- Elektrolyse: Sauerstoffproduktion von 0,5 Nm³/Nm³ H₂
- Methanisierung: CO₂-Bedarf 0,25 Nm³/Nm³ H₂, Biomethanproduktion 0,25 m³/Nm³ H₂, Substratbedarf 75 L/m³ H₂

Weitere Einzelheiten zu Aggregaten und Verbrauchsmitteln sind (Greulich 2022) zu entnehmen.

Tabelle 3: Wichtige Eingangsdaten für die Aggregate in den unterschiedlichen Szenarien (Remy & Habibi 2021)

Aggregat	Parameter	Wert	Einheit	Bemerkungen
Biolog. Entschwefelung	Strombedarf	0,021	kWh/Nm ³ FG	Herstellerangaben
	Wärmebedarf	0,014	kWh/Nm ³ FG	Herstellerangaben
Adsorptionstrocknung	Wärmebedarf	0,004	kWh/Nm ³ FG	Nach Entschwefelung, Herstellerangaben
BHKW	Wirkungsgrad elektrisch	40,9	%	Herstellerangaben
	Wirkungsgrad thermisch	45,2	%	Herstellerangaben
Feinentschwefelung	Strombedarf	0,0006	kWh/Nm ³ FG	Herstellerangaben
Aminwäsche	Strombedarf	0,15	kWh/Nm ³ FG	Herstellerangaben
	Wärmebedarf (netto)	0,25	kWh/Nm ³ FG	Mit Wärmerückgewinnung (55%)
Adsorptionstrocknung	Wärmebedarf	0,02	kWh/Nm ³ CH ₄	Nach Aminwäsche, Herstellerangaben
Elektrolyse	Strombedarf	4,9	kWh/Nm ³ H ₂	PEM-Elektrolyse, Herstellerangaben
	Wärmerückgewinnung	0,74	kWh/Nm ³ H ₂	Herstellerangaben
Biolog. Methanisierung	Strombedarf	1,15	kWh/Nm ³ CH ₄	Herstellerangaben
Heizkessel	Wirkungsgrad thermisch	90	%	Annahme

FG: Faulgas

2.2.2 Grundlagen für die ökonomische und ökologische Bewertung

Energiepreise

Für die ökonomische Bewertung der Szenarien wurden in Abstimmung mit BWB Annahmen für die Energiepreise für den Zeithorizont 2026 getroffen (Tabelle 4). Die Annahmen wurden Ende 2021 getroffen und bilden daher den Wissensstand und die Erwartungen zu diesem Zeitpunkt ab.

Der Strombezugspreis spiegelt die Prognosen der BWB für den Standort KW Schönerlinde in 2026 wider, inklusive anteiliger EEG-Umlage. Der Stromerlös für die Einspeisung von Windstrom ist durch EEG-Förderung bis 2032 garantiert. Bei der bisherigen EEG-Umlage für Eigenversorgung mit BHKW-Strom wird davon ausgegangen, dass diese bis zum Jahr 2026 entfällt. Für die Szenarien mit Bereitstellung von grünem Gas sind vor allem die zu erzielenden Erlöse für Biomethan bzw.

Wasserstoff bei Netzeinspeisung wichtig. Die Erlöse von Biomethan bei Netzeinspeisung wurden rein am Erdgaspreis und dem entsprechenden BEHG-Aufschlag für die CO₂-Zertifikatskosten in 2026 berechnet. Dahinter steht die Annahme, dass Biomethan direkt mit Erdgas konkurriert und somit keine höheren Erlöse am Markt erzielen kann, als durch die vermiedenen Zertifikatskosten für CO₂ bei fossilem Erdgas entstehen. Für Wasserstoff wurde ein mittlerer Preis von 100 €/MWh geschätzt, das entspricht 3,3 €/kg H₂. Die Preisentwicklung für Wasserstoff ist derzeit nicht absehbar und schwankt in den Prognosen zwischen 1 und 8 €/kg H₂. Inwieweit der produzierte Wasserstoff auf dem KW Schönerlinde als nachhaltiger „grüner“ Wasserstoff vermarktet werden kann, wird weiter unten diskutiert (siehe Kapitel 2.3.4).

Tabelle 4: Annahmen für Energiepreiskosten im Jahr 2026 für die Fallstudie KW Schönerlinde

Komponente	Preisfaktor	Einheit	Quelle
Strombezug	235	€/MWh	Prognose BWB inkl. EEG-Umlage
Einspeisung Windstrom	94	€/MWh	BWB: EEG-Vergütung (bis 2032)
EEG-Umlage für Eigenverbrauch Strom aus BHKW	0	€/MWh	Annahme: Wegfall bis 2026
Erdgasbezug	30	€/MWh	Schätzung
Einspeisung Biomethan	41	€/MWh	Erdgaspreis + CO ₂ -Faktor*
Einspeisung Wasserstoff	100	€/MWh	Schätzung KWB
Gutschrift Sauerstoff	140	€/t	KWB

* CO₂-Faktor für Erdgas/Biomethan: 0,2016 kg CO₂-eq/kWh (EBeV 2020), CO₂-Zertifikatspreis für 2026: 55 €/t CO₂ (BEHG 2019)

Investitions- und Betriebskosten

Die Investitionskosten für alle notwendigen Aggregate sowie die laufenden Kosten für Wartung und Betrieb wurden aus Angaben von BWB sowie angefragten Firmenangeboten für entsprechende Technologie zusammengestellt (Tabelle 5). Für die Biogasaufbereitung mittels Aminwäsche sowie die Entschwefelung und den Adsorptionstrockner gab es konkrete Angebote eines Anbieters für höhere Kapazität, die dann nach unten skaliert wurde. Die Kosten für die Einspeiseanlage für Biomethan oder Wasserstoff ins Gasnetz sind nach Gasnetzverordnung für den Gasproduzenten gedeckelt, den Rest zahlt der Netzbetreiber. Für den PEM-Elektrolyseur wurde ein pauschaler Kostenansatz von 2000€/kW übernommen. Die Kosten für die biologische Methanisierung wurden aus der Literatur abgeschätzt. Bei den Personalkosten wurde vereinfacht für alle Szenarien der gleiche Ansatz an Betreuungsaufwand abgeschätzt, da eine genauere Differenzierung nicht möglich war. Weitere Angaben zu den Betriebsmittelverbräuchen und -kosten sind (Greulich 2022) zu entnehmen.

Zur Erfassung weiterer Kosten (u.a. Risiko der Kostensteigerung, Genehmigungen, Planung) wurde auf die Gesamtinvestition ein Aufschlag von 42% erhoben. Bei den Betriebskosten wurde dieser Anteil auf 15% festgelegt. Zur Berechnung der Jahreskosten wurden die Investitionen linear über 15 Jahre abgeschrieben bei einem Zinssatz von 3%. In Summe mit den jährlichen Betriebs- und Wartungskosten ergeben sich so die Gesamtkosten der einzelnen Szenarien.

Tabelle 5: Eingangsdaten für Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten für die Fallstudie KW Schönerlinde

Technologie	Größe	Investition [T€]	Betrieb + Wartung	Quelle
Biologische Entschwefelung	1000 m ³ /h	300	3% p.a. + H ₂ O + Nährstoffe	Firmenangebot
Adsorptions-trockner	500 m ³ /h 750 m ³ /h 1000 m ³ /h	250 307 354	3% p.a.	Firmenangebot (1800 m ³ /h)
BHKW	3,3 MW	6.600	0,01 €/kWh	BWB
Feinent-schwefelung	250 m ³ /h 1000 m ³ /h	132 186	3% p.a. + Aktivkohle	Firmenangebot (1800 m ³ /h)
Aminwäsche	250 m ³ /h 500 m ³ /h 1000 m ³ /h	570 806 1.140	3% p.a. + Substrat + H ₂ O	Firmenangebot (1800 m ³ /h)
Einspeisestation	>1200 m ³ /h	250	-	Anteil Betreiber (GasNZV 2017)
Elektrolyseur	1 MW 4 MW	2.000 8.000	3% p.a.	Schätzung (BVES 2016)
Methanisierung	440 kW CH ₄	890	3% p.a.	Schätzung (Tichler et al. 2019)
Heizkessel	500 kW	60	3% p.a.	Schätzung
Personalkosten	4 h/d	-	65.700 €/a	Schätzung

Aufschläge: 42% auf Gesamtinvestition (u.a. Risiko, Genehmigung, Planung), 15% auf Betriebskosten

Faktoren für CO₂e-Bilanz

Zur Berechnung der THG-Bilanz wurden hier vereinfacht nur die Energieträger berücksichtigt, die durch das KW Schönerlinde verbraucht bzw. bereitgestellt werden. Für die Einspeisung von Netzstrom wurde der prognostizierte Strommix in Deutschland im Jahr 2026 angenommen, der bei 298 g CO₂e pro kWh liegt (Fritsche & Greß 2019). Für den Bezug oder Ersatz von Erdgas (als CNG) durch Biomethan oder Wasserstoff wurden der normierte Faktor für den Transportsektor der EU für CNG mit 231 g CO₂e pro kWh angesetzt (DIN EN 16258 2013). Die Nutzung von Faulgas oder Biomethan ist hierbei nach IPCC mit dem Emissionsfaktor 0 belegt, da der genutzte Kohlenstoff biogener Natur ist und nicht angerechnet wird. Für den ersetzten Flüssigsauerstoff in den Szenarien mit Elektrolyseur wurde ein CO₂e-Faktor von 600 kg CO₂e/t O₂ gutgeschrieben (Ecoinvent 2019).

2.3 Ergebnisse der Modellierung und Bewertung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des Energiemodells sowie die darauf aufbauende Bewertung hinsichtlich der THG-Bilanz und der Jahreskosten beschrieben. Dazu werden in einem Exkurs zu den rechtlichen Rahmenbedingungen die aktuellen gesetzlichen Anforderungen an die Produktion von „grünem“ Wasserstoff diskutiert.

2.3.1 Energiebilanz

Die Energiebilanz für alle Szenarien wird über den Verbrauch bzw. die Produktion der verschiedenen Energieträger am Standort KW Schönerlinde berechnet (Abbildung 10). Dabei werden hier vereinfacht alle verschiedenen Energieformen (Strom, Wärme, Gas) über ihren Energiegehalt gleichwertig erfasst. Dazu wird auch die Energiebilanz zum Energiemarkt, d.h. die Summe aus Netzbezug von Strom und Erdgas und Einspeisung von Strom oder Gas aufgezeigt (Abbildung 11).

Im Referenzszenario liegt der Nettowert der Energiebilanz bei einem geringen Überschuss von -252 MWh pro Jahr. Strom- und Wärmebedarf des Klärwerks werden bilanziell in der Summe durch die Eigenversorgung aus Faulgas bzw. aus Windstrom abgedeckt. Dabei wird im Jahresverlauf etwa 6100 MWh überschüssiger Windstrom eingespeist und zur Deckung des Strombedarfs etwa 5000 MWh Netzstrom bezogen (Abbildung 11). Zur Deckung des Wärmebedarfs muss neben der Abwärme von den BHKWs noch etwa 800 MWh Erdgas eingekauft werden. Der nicht nutzbare Abwärmeüberschuss der BHKWs beträgt etwa 4500 MWh pro Jahr.

In den Szenarien mit Aminwäsche verbessert sich die Netto-Energiebilanz deutlich: bei Parallelbetrieb mit BHKW auf -2740 MWh pro Jahr, und bei reiner Aminwäsche sogar auf -13.452 MWh pro Jahr (Abbildung 10). Hauptgrund dafür ist die große Energiemenge, die in Form von Biomethan bereitgestellt wird. Sie gleicht die verringerte Einspeisung von Windstrom bilanziell aus (Abbildung 11). Selbst bei reiner Aminwäsche mit hohem Netzbezug von Strom (19680 MWh/a) ist der Energiegehalt des Biomethans noch deutlich höher (31970 MWh/a). Der Effekt entsteht durch die Energieverluste bei der Nutzung von Faulgas im BHKW: ein Teil des Heizwerts (14%) kann nicht in nutzbare Energie umgesetzt werden, da die Summe aus elektrischem und thermischem Wirkungsgrad nur 86% beträgt. Dazu kommt der nicht nutzbare Teil der Abwärme, der ebenfalls als Energieverlust zu werten ist. Der Vollständigkeit halber soll erwähnt werden, dass diese Betrachtung nur innerhalb der Systemgrenze des Klärwerks gilt. Inwieweit noch Wirkungsgradverluste bei der Nutzung des eingespeisten Biomethans in anderen Systemen auftreten, wird hier nicht betrachtet.

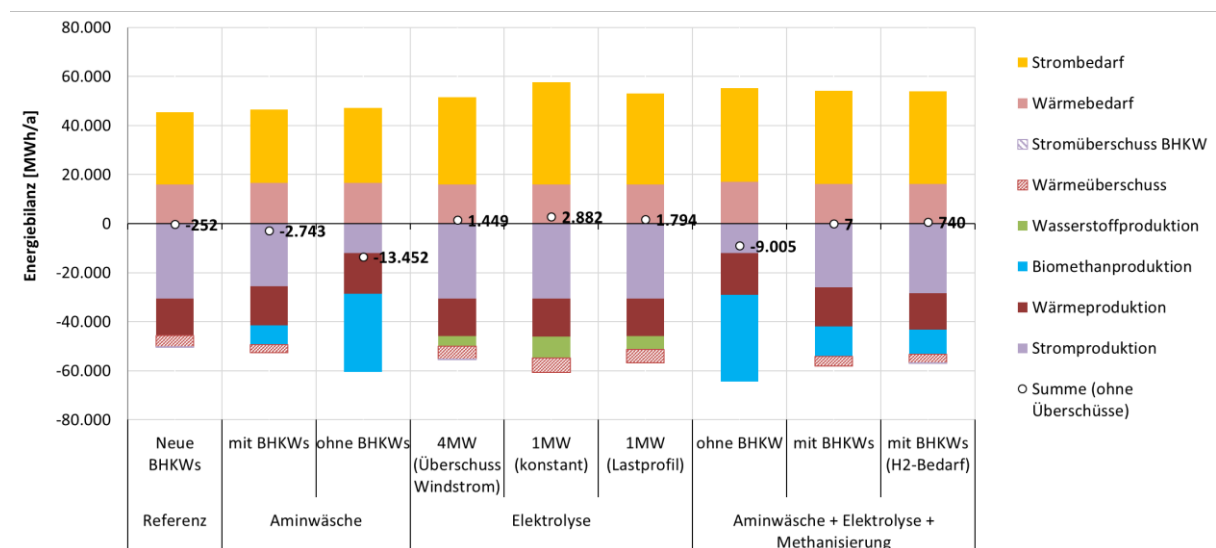


Abbildung 10: Energiebilanz des KW Schönerlinde für alle Szenarien über Bedarf und Produktion

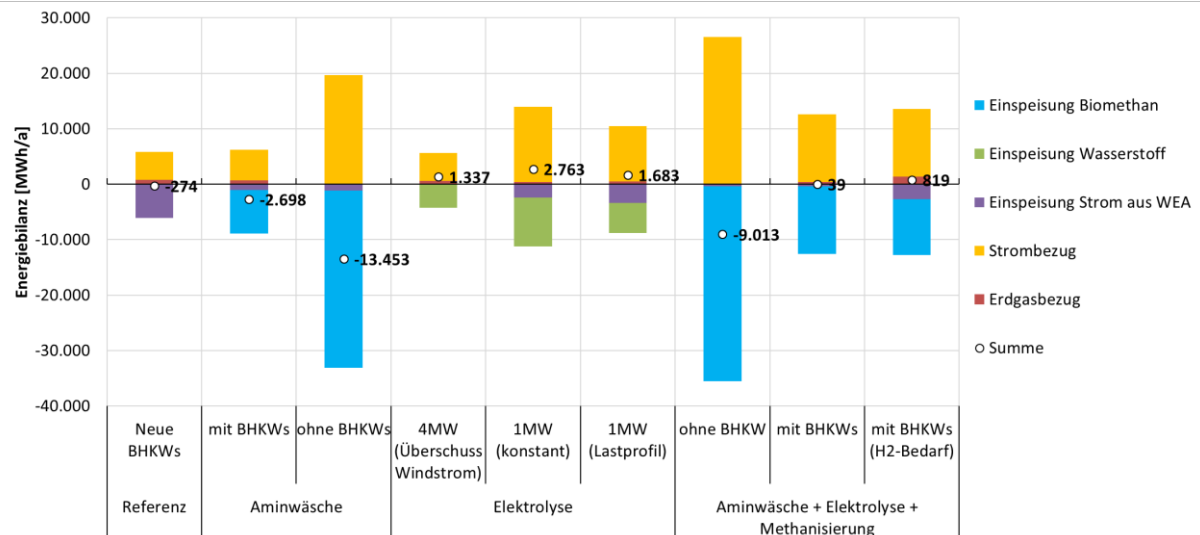


Abbildung 11: Energiebilanz des KW Schönerlinde für alle Szenarien über Netzbezug und Einspeisung

In den Szenarien mit Elektrolyseur verschlechtert sich die Netto-Energiebilanz im Vergleich zur Referenz (Abbildung 10). Der aus Windstrom bzw. Netzstrom erzeugte Wasserstoff wird ebenfalls mit Energieverlusten produziert, da der Elektrolyseur nur einen Gesamtwirkungsgrad von 85% hat. So ist die eingespeiste Energiemenge an Wasserstoff kleiner als die dafür genutzte Strommenge, auch wenn man die Abwärme des Elektrolyseurs intern nutzen kann. Bei konstantem Betrieb eines 1MW Elektrolyseurs wird Wasserstoff mit einem Heizwert von 8760 MWh/a produziert, im Lastprofil liegt der Wert bei 5440 MWh/a bei einer mittleren Auslastung von 62% (Abbildung 11). Der Strombedarf für die Elektrolyse wird hier zu 31% (konstanter Betrieb) bzw. 36% (Lastprofil) aus Windstrom gedeckt, der restliche Strom kommt aus dem Netz.

Bei den Szenarien mit Methanisierung kombinieren sich die energetischen Vorteile der Aminwäsche mit den Nachteilen der Elektrolyse (Abbildung 10). Bei Betrieb ohne BHKW entsteht so ein bilanzieller Überschuss von -9000 MWh pro Jahr: die Biomethanmenge steigt zwar auf 35240 MWh/a, gleichzeitig steigt auch der Netzstrombezug auf 26560 MWh/a (Abbildung 11). Neben den Energieverlusten im Elektrolyseur kommen noch die Verluste bei der Methanisierung dazu, in der nur 71% des Heizwerts vom Wasserstoff in Biomethan umgesetzt wird. Bei den Szenarien mit Methanisierung und BHKW ist die Netto-Energiebilanz etwa ausgeglichen, bei Steuerung der Aminwäsche nach dem CO₂-Bedarf der Elektrolyse sogar deutlich schlechter als die Referenz (-740 MWh/a). Hieraus wird deutlich, dass auch die Methanisierung weitere Energieverluste in der Kette verursacht und daher energetisch nicht vorteilhaft ist. Dennoch kann so die produzierte Menge an Biomethan maximiert werden, in dem Strom über Wasserstoff zu Biomethan umgewandelt wird.

2.3.2 Bewertung über THG-Bilanz

In der THG-Bilanz für das Bezugsjahr 2026 spiegeln sich die Erkenntnisse aus der Energiebilanz wieder (Abbildung 12). Die Referenz zeigt bereits eine leicht negative Bilanz von -115 t CO₂e/a, da mehr Windstrom eingespeist wird als Netzstrom bezogen. In den Szenarien mit Aminwäsche steigt dieser Vorteil durch das eingespeiste Biomethan auf -325 t CO₂e/a mit BHKW bzw. -1867 t CO₂e/a bei reiner Aminwäsche. Hier zeigt sich der Vorteil der verlustfreien Bereitstellung des Energiegehalts im Faulgas, der einen deutlichen Vorteil in der THG-Bilanz des KW Schönerlinde bietet. Die Szenarien mit Elektrolyse liegen wie in der Energiebilanz schlechter als die Referenz und verursachen CO₂e-Emissionen von +184 bis +421 t CO₂e/a. Dabei kann auch der zusätzlich bereitgestellte Sauerstoff aus der Elektrolyse die Gesamtbilanz nicht deutlich verbessern, so dass letztlich die oben erwähnten Energieverluste im Elektrolyseur für die Nachteile in der CO₂e-Bilanz entscheidend sind.

Bei den Szenarien mit Methanisierung ist wieder die Kombination aus den Vorteilen der Aminwäsche und den Nachteilen der Elektrolyse bzw. Methanisierung zu erkennen: die Kombination ohne BHKW

hat Vorteile in der THG-Bilanz (-938 t CO₂e/a), die Varianten mit BHKW liegen deutlich über der Referenz.

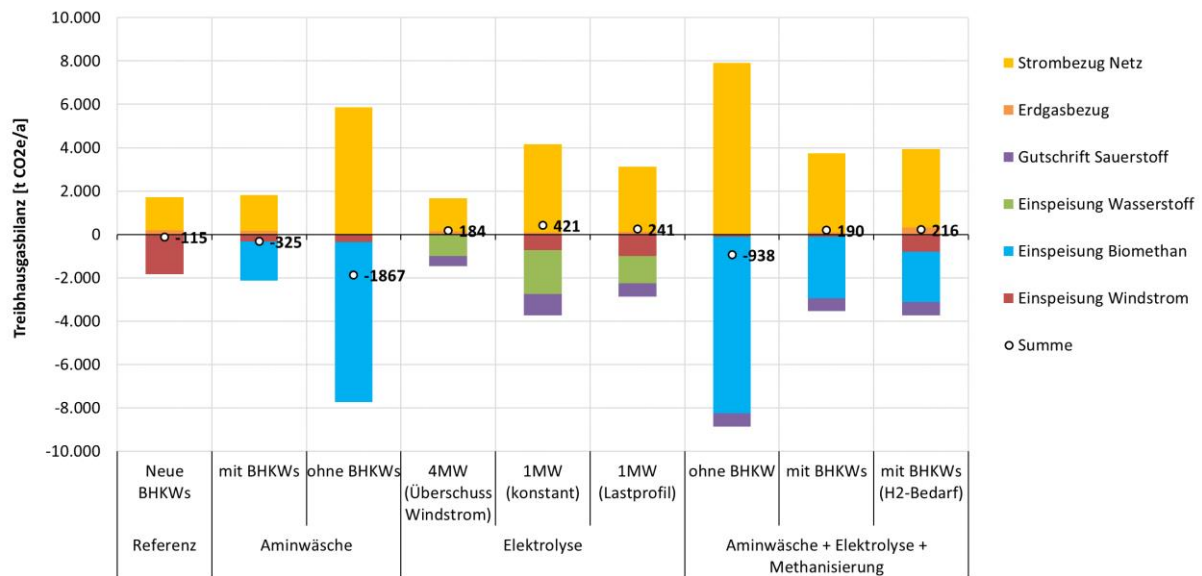


Abbildung 12: CO₂e-Bilanz des KW Schönerlinde für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2026)

Insgesamt zeigt die Analyse, dass der Ansatz mit Faulgasreinigung und Einspeisung von Biomethan bereits im Jahr 2026 deutliche Vorteile für die THG-Bilanz des KW Schönerlinde bringen kann. Die Szenarien mit Elektrolyse haben dagegen noch deutliche Nachteile in der THG-Bilanz durch die Energieverluste bei der Umwandlung von Strom zu Wasserstoff, selbst wenn noch das Nebenprodukt Sauerstoff gutgeschrieben wird. Dieser Nachteil wird auch bei der Kombination mit Methanisierung noch größer, da auch hier weitere Energieverluste bei der Umwandlung auftreten.

Betrachtet man die THG-Bilanz bei weiter fortschreitender Energiewende im Stromsektor, so zeigt sich ein anderes Bild. Bei einem geschätzten Emissionsfaktor von nur noch 100 g CO₂e/kWh für Netzstrom im Jahr 2035+ sind alle Szenarien mit der Bereitstellung von grünem Gas deutlich besser als die Referenz (Abbildung 13). So liegen die Szenarien mit Aminwäsche jetzt bei -1206 t CO₂e/a mit BHKW bzw. -5533 t CO₂e ohne BHKW, da der Netzstrombezug deutlich geringere THG-Emissionen bewirkt.

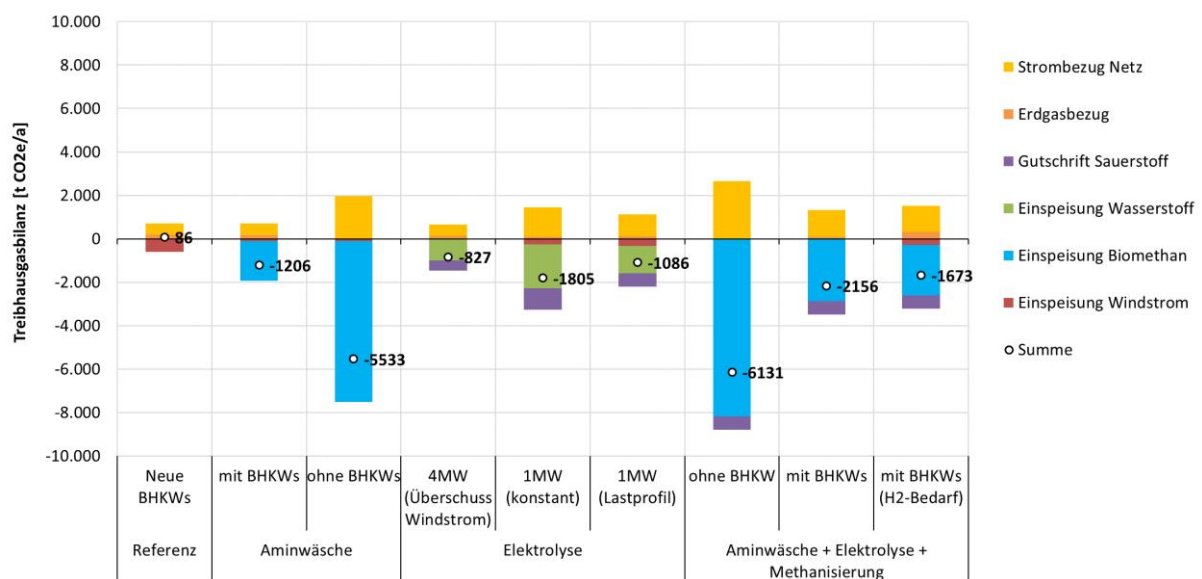


Abbildung 13: CO₂e-Bilanz des KW Schönerlinde für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2035+)

Auch die Umwandlung von Strom in Wasserstoff lohnt sich dann in der THG-Bilanz, so dass die Elektrolyse-Szenarien einen Klimavorteil von -827 bis -1805 t CO₂e/a bieten. Selbst die nachfolgende Umwandlung von Wasserstoff in Biomethan über Methanisierung verbessert die CO₂e-Bilanz weiter: der maximale Klimavorteil von -6131 t CO₂e/a entsteht im Szenario mit Aminwäsche, Elektrolyseur und Methanisierung, also in dem Szenario mit maximaler Umsetzung der erneuerbaren Energien Faulgas und Windkraft in Biomethan. Dieser Ausblick verdeutlicht, dass mit fortschreitendem Umstieg des Stromsektors auf erneuerbare Energien die Nutzung von Faulgas bzw. die Umwandlung von Strom in Gas („power-to-gas“) immer attraktiver wird, um noch wirkungsvollen Klimaschutz zu betreiben. Dabei kann durch die Sektorkopplung die vorhandene Energie am sinnvollsten dort eingesetzt werden, wo noch fossile Energieträger ersetzt werden können (u.a. Wärmeversorgung, Verkehr oder Industrie).

2.3.3 Bewertung über Jahreskosten

Die Investitionskosten für die einzelnen Szenarien liegen zwischen 3,8 und 23,1 Mio € (Abbildung 14). Die größten Kostenblöcke sind die BHKWs (6,6 Mio €) und der Elektrolyseur (2-8 Mio €), geringere Investitionen sind für Aminwäsche (je nach Größe 0,2-1,1 Mio €) und Methanisierung (0,9 Mio €) notwendig. Die weitere Peripherie (u.a. Gasreinigung, Trocknung, Einspeisestation) ist bei der Investition eher untergeordnet. Dazu kommen die pauschalen Aufschläge, die sich vor allem bei den Szenarien mit ohnehin hohen Investitionskosten deutlich bemerkbar machen.

Im Vergleich liegt das Referenzszenario bei 10,6 Mio €, die Aminwäsche liegt mit BHKW bei 12,8 Mio € bzw. bei reiner Aminwäsche deutlich darunter mit 3,9 Mio €. Damit ist das letztere Szenario mit Abstand das günstigste in Bezug auf die Investitionskosten. Am teuersten ist die Kombination von BHKW mit großem Elektrolyseur (4MW), die über 23 Mio € Investition erfordert. Der kleinere Elektrolyseur liegt in Kombination mit BHKW bei etwa 14,2 Mio €. Die Kombinationsszenarien mit Aminwäsche, Elektrolyse und Methanisierung liegen ohne BHKW bei etwa 8 Mio €, mit BHKW dann bei 15,4 bis 16,6 Mio € je nach Größe der Aminwäsche.

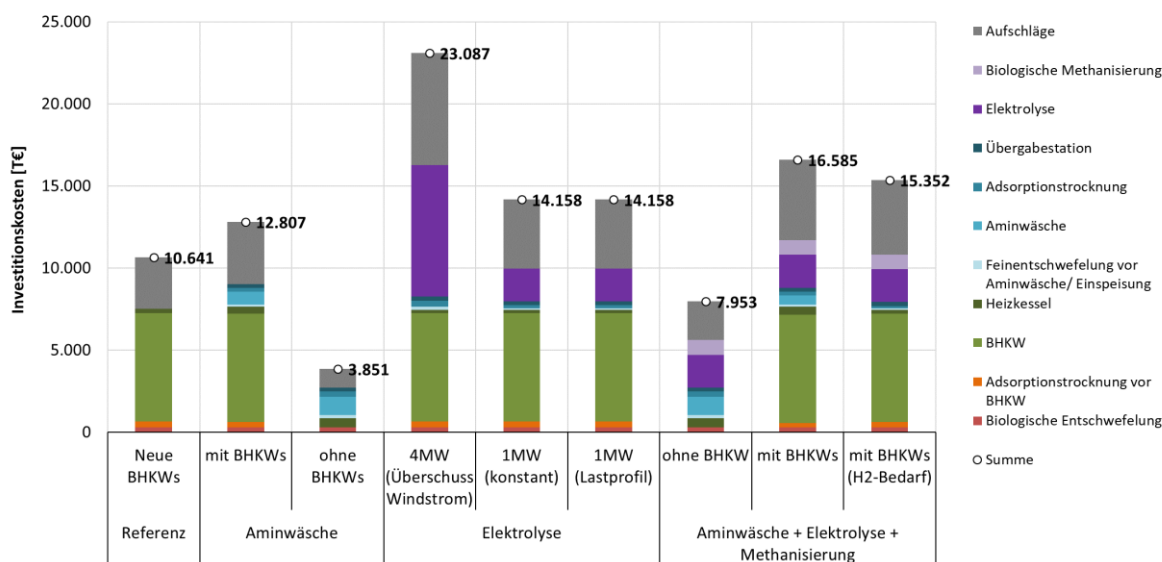


Abbildung 14: Investitionskosten für das KW Schönerlinde für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2026)

Bei den Betriebs- und Wartungskosten zeigt sich ein vergleichbares Bild: sie liegen zwischen 187 T€ und 733 T€ pro Jahr (Abbildung 15). Da ein Großteil der laufenden Kosten über einen pauschalen Anteil der Investition abgeschätzt wurde, liegen die Szenarien im Vergleich ähnlich wie bei den Investkosten. Am günstigsten ist auch hier die reine Aminwäsche ohne BHKW, am teuersten der große Elektrolyseur mit BHKWs.

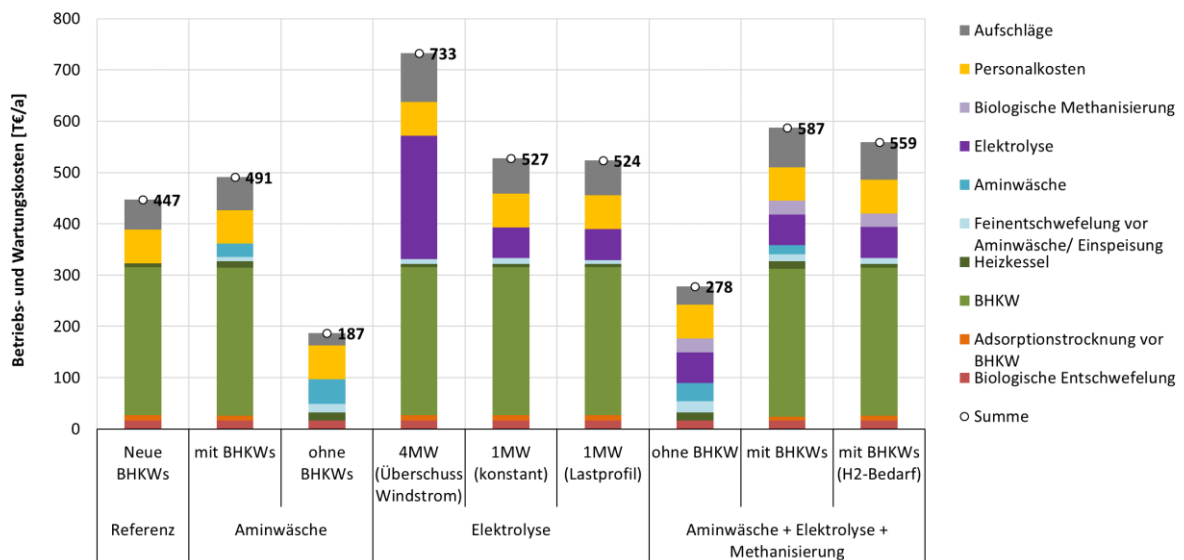


Abbildung 15: Betriebs- und Wartungskosten für das KW Schönerlinde für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2026)

Ein weiterer wichtiger Kostenblock für den Vergleich sind die Energiekosten und die Erlöse, die durch den Verkauf von Energieträgern erzielt werden können (Abbildung 16). Hier spielen die Annahmen für die Kostenfaktoren der einzelnen Energieträger eine große Rolle. In der Gesamtsumme spielen hier vor allem die Kosten für den Bezug von Netzstrom eine Rolle: sie liegen je nach Szenario zwischen 1,2 und 6,2 Mio € pro Jahr. Dabei schneidet das Referenzszenario am besten ab: hier liegen die Kosten für den Stromeinkauf am niedrigsten, weil das gesamte Faulgas verstromt wird und dazu ein großer Teil des Windstroms zur Eigenversorgung genutzt werden kann. Sobald Faulgas über Aminwäsche aufgereinigt und damit nicht mehr verstromt wird, steigen die Kosten für den Strombezug deutlich an: bei reiner Aminwäsche ohne BHKWs liegen sie mit Abstand am höchsten.

Demgegenüber stehen die Einnahmen, die mit dem Verkauf erneuerbarer Energieträger erzielt werden können. Für Biomethan sind je nach Szenario zwischen 0,3 bis 1,4 Mio € pro Jahr zu erlösen, für Wasserstoff zwischen 0,4 und 0,9 Mio €/a. Dazu kommen Einnahmen aus der Einspeisung des Windstroms von maximal 0,6 Mio €/a. Im Vergleich wird deutlich, dass die Mehrkosten für den Stromeinkauf die Einnahmen aus dem Verkauf grüner Gase in allen Szenarien deutlich übersteigen. Damit steigen auch die Energiekosten des Standorts in der Nettobilanz an, von 649 T€/a in der Referenz auf bis zu 4623 T€ im Szenario mit Aminwäsche, Elektrolyse und Methanisierung.

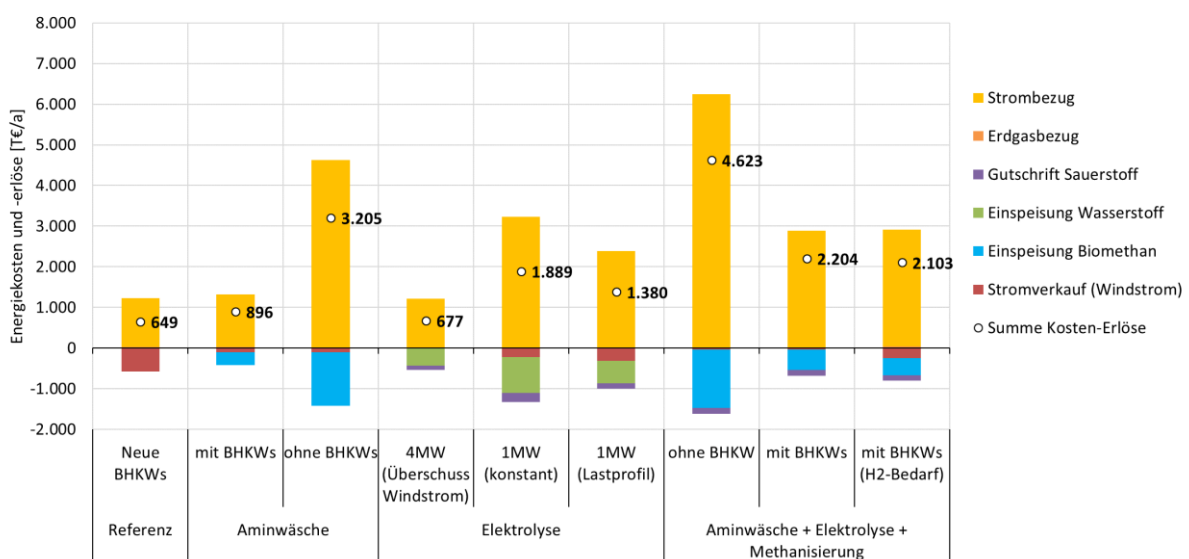


Abbildung 16: Energiekosten und -erlöse für das KW Schönerlinde für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2026)

Dieser Effekt ist letztlich schon in den Annahmen zu den Kostenfaktoren begründet: während eine MWh Netzstrom 235 € kostet, kann für eine MWh Biomethan bzw. Wasserstoff nur 42 bzw. 100 € an Einnahmen erzielt werden. Daher ist es in diesem Fall deutlich teurer, Strom einzukaufen und dafür grüne Gase zu produzieren, selbst wenn die abgegebene Energiemenge insgesamt größer ist (vgl. Abbildung 11).

Werden alle Kostenanteile aufaddiert, zeigt sich in den Jahreskosten für das Bezugsjahr 2026 ein ähnliches Bild (Abbildung 17). Alle Szenarien sind in Summe deutlich teurer als das Referenzszenario, bei dem hier Jahreskosten von etwa 2 Mio € entstehen. Am besten schneidet noch das Szenario mit Aminwäsche und BHKW ab, das die Jahreskosten auf etwa 2,5 Mio € erhöht. Besonders die Szenarios mit möglichst großer Biomethaneinspeisung, keinem BHKW und daher hohen Kosten für den Stromeinkauf steigern die Jahreskosten auf 3,7 Mio € (Aminwäsche ohne BHKW) bzw. bis zu 5,6 Mio € (Aminwäsche, Elektrolyse und Methanisierung). Den größten Einfluss auf die Jahreskosten haben dabei eindeutig die Energiekosten, d.h. vor allem der Bezug von Netzstrom, und bei einigen Szenarien auch die hohen Abschreibungen auf die Investition.

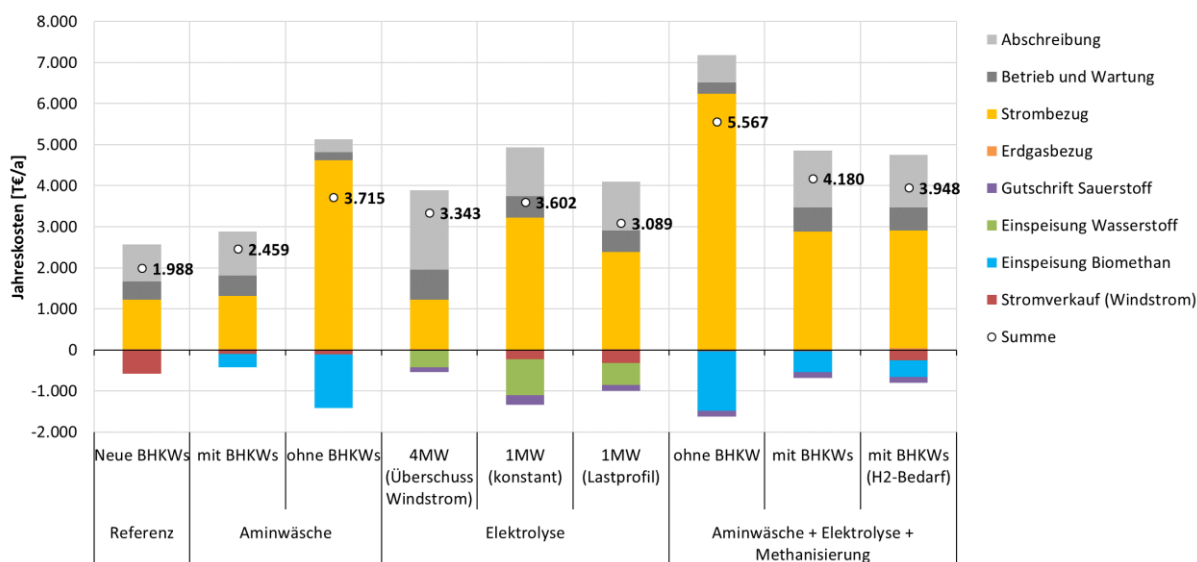


Abbildung 17: Jahreskosten für das KW Schönerlinde für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2026)

Dieser Vergleich macht deutlich, dass die Szenarien zur Produktion von Biomethan bzw. Wasserstoff unter diesen Randbedingungen für den Standort KW Schönerlinde zu Mehrkosten führen würden. Der Grund dafür liegt neben den zusätzlich erforderlichen Investitionen vor allem in den hohen Kosten für den zusätzlichen Strombezug, die durch den hohen Strompreis von 235 €/MWh entstehen. Zudem sind die angenommenen Erlöse für Biomethan und Wasserstoff zu niedrig, um diesen Effekt auszugleichen oder zumindest abzumildern.

Nach Abschluss der Fallstudie wurde bekannt, dass die EEG-Umlage in ihrer jetzigen Form ab Mitte 2022 abgeschafft werden soll. Zudem liegen die Gaspreise im Frühjahr 2022 durch die geopolitische Lage und die Knappheit an den Rohstoffmärkten deutlich über dem hier angenommenen relativ niedrigen Preisniveau aus Mitte 2021. Daher wurde in einer Sensitivitätsanalyse untersucht, wie sich diese Änderungen auf den Vergleich der Szenarien über die Jahreskosten auswirken würden. Mit Wegfall der EEG-Umlage würden die Kosten für Netzstrom auf 188 €/MWh sinken. Gleichzeitig wird ein höherer Erdgaspreis von 70 €/MWh bzw. ein möglicher Erlös von 81 €/MWh für Biomethan angenommen.

Damit ergeben sich für alle Szenarien niedrigere Jahreskosten zwischen 1,5 und 3,1 Mio € (Abbildung 18). Die Szenarien mit Aminwäsche sind jetzt in ähnlicher Größenordnung wie die Referenz (1,8 Mio €/a), bei reiner Aminwäsche liegen die Jahreskosten sogar niedriger (1,5 Mio €/a). Dies macht deutlich, dass geringere Strompreise und vor allem höhere Erlöse für Biomethan einen deutlichen Einfluss auf den Kostenvergleich haben können.

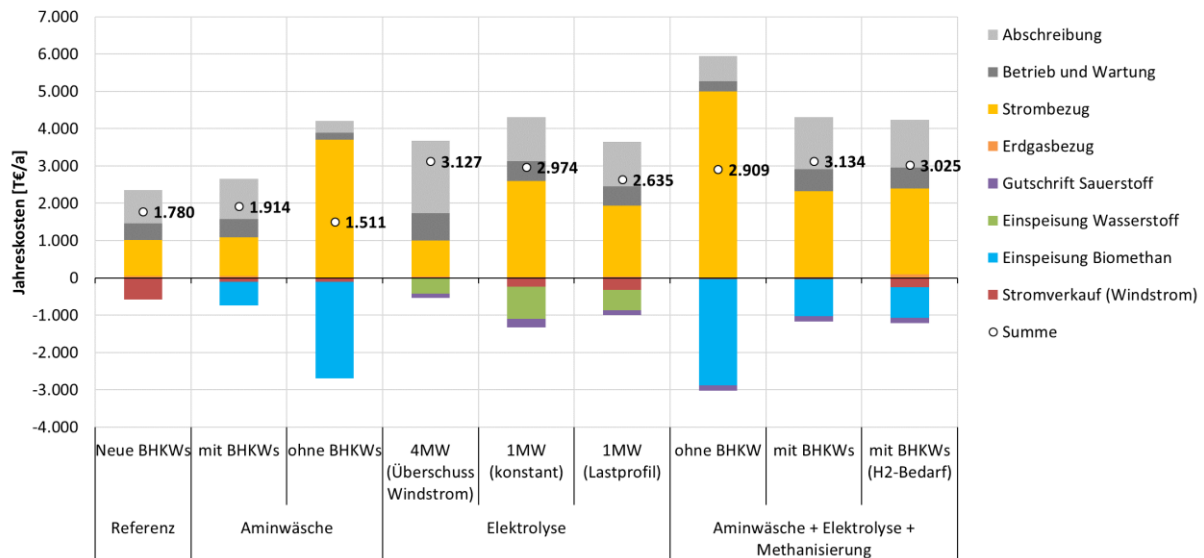
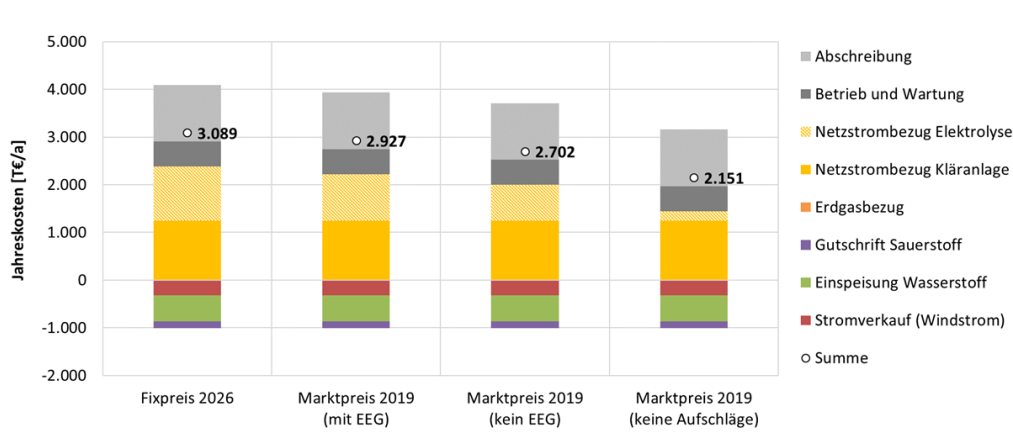


Abbildung 18: Jahreskosten für das KW Schönerlinde für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2026) bei Wegfall der EEG-Umlage für den Stromeinkauf (188 €/MWh) und höheren Gaspreisen (Erdgas: 70 €/MWh, Biomethan: 81 €/MWh)

Unter diesen neuen Bedingungen mit geringerem Strompreis können Grenzpreise für die Erlöse aus der Einspeisung grüner Gase bestimmt werden, bei denen die Szenarien mit Abgabe von Biomethan oder Wasserstoff wirtschaftlicher werden als die Referenz. Bei reiner Aminwäsche liegt dieser Grenzpreis von Biomethan bei 75 €/MWh, bei der Kombination Aminwäsche und BHKW bei 100 €/MWh. Für die Elektrolyse (1MW) liegt der Grenzpreis bei etwa 250 €/MWh Wasserstoff. In den Szenarien mit Methanisierung ist dagegen ein Grenzpreis von 115 €/MWh (ohne BHKW) bzw. etwa 200 €/MWh für Biomethan notwendig, um wirtschaftlicher zu werden als die Referenz. Diese Zahlen zeigen, dass die Aufreinigung von Faulgas zu Biomethan durchaus im Bereich der Wirtschaftlichkeit liegen kann, wenn die Gaspreise weiter steigen bzw. auf hohem Niveau bleiben. Konzepte mit der Umsetzung von Strom zu Gas („power-to-gas“) lohnen sich für das KW Schönerlinde dagegen erst bei deutlich höheren Erlösen für Biomethan bzw. Wasserstoff als hier angenommen.

Der Grund für die relativ schlechte ökonomische Bewertung des „power-to-gas“ Ansatzes liegt neben dem zu geringen Gaspreis natürlich auch in den hohen Strompreisen begründet. Damit ist die Umwandlung von „teurem“ Strom in relativ „billiges“ Gas ökonomisch nicht attraktiv, wenn nicht andere Marktinstrumente bzw. Eigenschaften der Gase in die Preisgestaltung einfließen.

Betrachtet man die Zusammensetzung des Strompreises, wird die hohe Last an Steuern und Abgaben deutlich: der reine Lieferpreis ist nur ein geringer Anteil, den Großteil des Strompreises bilden Steuern und Abgaben (Abbildung 19). Wenn diese teilweise oder komplett entfallen, könnten zum Beispiel für den Betrieb eines Elektrolyseurs (1MW) im Lastprofil bis zu 1 Mio € Stromkosten pro Jahr eingespart werden.



Lieferpreis	76	43	43	43
EEG-Umlage	47	47	-	-
Netznutzung	93	93	93	-
BK-Umlage	7	7	7	-
Stromsteuer	21	21	21	-
Summe	235	201	155	43

Strompreise in [€/MWh]
 Marktpreis = Lieferpreis nach EEX
 alle Werte gerundet

Abbildung 19: Auswirkungen unterschiedlicher Strompreise auf die Jahreskosten des Szenarios „Elektrolyse 1MW mit Lastprofil“ (Bezugsjahr: 2026)

Wenn also das Konzept „power-to-gas“ für ein Klärwerk wirtschaftlich tragfähig werden soll, müsste die Steuer- und Abgabelast auf diesen Teil des Stroms deutlich gesenkt werden. Hier könnte u.a. das Argument wichtig werden, dass die in Gasen gespeicherte Energie deutlich besser gespeichert und damit zielgerichtet eingesetzt werden kann als der erzeugte Strom. Diese Funktion der grünen Gase als Ausgleichs- und Flexibilitätsfaktor für das Energiesystem der Zukunft ist in den momentanen wirtschaftlichen Randbedingungen noch nicht abgebildet.

2.3.4 Exkurs Rechtsrahmen: Definition von grünem Wasserstoff

Bei den Szenarien mit Betrieb eines Elektrolyseurs und der Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz ist der zu erzielende Erlös für den Wasserstoff ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit dieses „power-to-gas“ Ansatzes. Die zukünftige Preisbildung am Wasserstoffmarkt ist derzeit nicht absehbar, und die prognostizierten Preise für Wasserstoff schwanken über einen weiten Bereich (ca. 30-240 €/MWh H₂). Von großer Bedeutung für den zu erzielenden Erlös ist unter anderem, ob der produzierte Wasserstoff als nachhaltig bzw. erneuerbar („grüner Wasserstoff“) gekennzeichnet werden kann und damit für die Erfüllung von THG-Zielvorgaben in bestimmten Sektoren genutzt werden kann (u.a. THG-Quotenhandel im Verkehrssektor). Auch wird dadurch die steuerliche Einordnung (z.B. Energiesteuer) sowie eine mögliche CO₂-Bepreisung über BEHG bzw. das europäische ETS-System geregelt. Für diesen grünen Wasserstoff werden letztlich deutlich höhere Erlöse möglich sein als für den nicht-erneuerbaren Wasserstoff aus konventionellen Quellen.

Die Kriterien für die Anrechnung von grünem Wasserstoff im Verkehrssektor werden zurzeit in einem Verfahren der EU definiert, das auf die Erneuerbare-Energien-Richtlinie REDII aufbaut. Über einen sogenannten „delegated act“ wird den Mitgliedsstaaten vorgeschrieben, welche Voraussetzungen für die Herstellung von grünem Wasserstoff gegeben sein müssen, damit er für die Klimaschutzziele im Verkehrssektor anrechenbar ist (EC 2022). Bei Inkrafttreten des „delegated act“ wird dieser ohne Änderungen in deutsches Recht umgesetzt und bildet damit die Grundlagen für die Definition von grünem Wasserstoff in Deutschland. Es wird davon ausgegangen, dass nach dem Verkehrssektor diese Definition auch auf weitere Sektoren ausgeweitet wird und damit von entscheidender Bedeutung für die Vermarktung von grünem Wasserstoff ist (Hoffmann 2022).

Im Entwurf sieht diese Definition momentan ein Zusätzlichkeitskriterium für die Anlage vor, die den erneuerbaren Strom (EE-Strom) zur Produktion des grünen Wasserstoffs bereitstellt. Damit scheidet alle Bestandsanlagen für EE-Strom aus und können nicht direkt zum Betrieb eines Elektrolyseurs verwendet werden, wenn grüner Wasserstoff mit hohem Marktwert produziert werden soll. Im Fall des KW Schönerlinde würde das bedeuten, dass die bestehenden Windräder und der damit erzeugte Strom nicht im Elektrolyseur zu verwenden sind bzw. der damit hergestellte Wasserstoff nicht als hochwertiger grüner Wasserstoff vermarktet werden kann. Eine Ausnahme bildet gegebenenfalls eine bestehende EE-Anlage, die mit relativ hohem Kostenaufwand (>30% der Neuinvestition) modernisiert wurde („re-powering“) (Hoffmann 2022).

Auch bei EE-Strombezug aus dem Netz (hier in Szenario 2b und 2c) muss die dafür verwendete EE-Anlage ohne separate Förderung (z.B. über das deutsche EEG) und zeitgleich oder später als der Elektrolyseur errichtet werden. Das bedeutet, dass auch ein Netzbezug von EE-Strom für den Elektrolyseur am KW Schönerlinde nicht automatisch zur Produktion von grünem Wasserstoff führt. Zudem gibt es komplexe Vorgaben zum möglichen Standort der EE-Anlage in Bezug auf den Elektrolyseur und zur Zeitgleichzeit der Produktion und des Verbrauchs von EE-Strom.

Obwohl dieser delegated act der Europäischen Kommission momentan nur im Entwurf vorliegt, wird hier bereits die mögliche Komplexität der Definition von grünem Wasserstoff deutlich. Es bleibt abzuwarten, inwieweit diese Definition den wirtschaftlichen Betrieb eines Elektrolyseurs am Standort KW Schönerlinde in Zukunft ermöglicht bzw. hohe rechtliche Hürden und einen erhöhten Aufwand für die Zertifizierung des produzierten Wasserstoffs zur Folge hat.

2.4 Zusammenfassung und Fazit

Als Zusammenfassung aus der Analyse des KW Schönerlinde können die folgenden Erkenntnisse abgeleitet werden (Tabelle 6):

- Die Aufbereitung des Faulgases zu Biomethan mit Einspeisung ins Gasnetz trägt zum Klimaschutz bei und kann im Jahr 2026 bis zu 1750 t CO₂e pro Jahr gegenüber der kompletten Nutzung des Faulgases im BHKW einsparen.
- Mit steigendem Anteil an EE-Strom im Netz steigt der Klimavorteil auf bis zu 5620 t CO₂e/a an.
- Die Umwandlung von Strom in Gas über Elektrolyse („power-to-gas“) ist nur mit EE-Strom sinnvoll für den Klimaschutz, ansonsten steigt durch die Energieverluste bei der Umwandlung die Netto-CO₂e-Bilanz noch an. Dabei spielt die Nutzung des Nebenprodukts Sauerstoff auf dem KW nur eine untergeordnete Rolle für die CO₂e-Bilanz.
- Auch eine nachfolgende Methanisierung des Wasserstoffs zu Biomethan bietet im Modell für das Jahr 2026 keine Vorteile in der CO₂e-Bilanz, weil weitere Energieverluste auftreten.
- Erst bei hohem EE-Anteil im verwendeten Strom im Jahr 2035+ ist der Ansatz „power-to-gas“ sinnvoll für den Klimaschutz. So können mit Faulgasreinigung, Elektrolyse und Methanisierung dann maximal 6217 t CO₂e eingespart werden.
- Die Erzeugung und Vermarktung von Biomethan oder Wasserstoff ist nur bei relativ hohen Erlösen für die Produkte wirtschaftlich vorteilhaft. Durch den hohen Eigenstromverbrauch und die relativ hohen Strompreise entstehen hohe Kosten für die Stromversorgung des Standorts, wenn die vorhandenen erneuerbaren Energieträger (Faulgas, Windstrom) zur Erzeugung von grünen Gasen eingesetzt werden.
- Wirtschaftliche Vorteile gegenüber der Faulgasnutzung im BHKW ergeben sich für die Faulgasreinigung zu Biomethan erst ab einem Biomethanerlös von >75 €/MWh, für die Elektrolyse erst bei >250 €/MWh H₂. Für die Methanisierung sind Erlöse von >115 €/MWh Biomethan erforderlich.

Tabelle 6: Ergebnisse der Bewertung für die untersuchten Szenarien des KW Schönerlinde

Bewertung	Einheit	Referenz	Aminwäsche		Elektrolyse			Aminwäsche + Elektrolyse + Methanisierung		
			Mit BHKW	Ohne BHKW	ÜS WEA	Konstant	Lastprofil	Ohne BHKW	Mit BHKW	Mit BHKW
Beschreibung		Neue BHKW	Mit BHKW	Ohne BHKW	ÜS WEA	Konstant	Lastprofil	Ohne BHKW	Mit BHKW	Mit BHKW
Energiebilanz	[MWh/a]	-252	-2743	-13452	1449	2882	1794	-9005	7	740
THG-Bilanz (2026)	[t CO _{2e} /a]	-115	-325 (-210)	-1867 (-1752)	184 (+299)	421 (+536)	241 (+356)	938 (+1053)	190 (+305)	216 (+331)
THG-Bilanz (2035+)	[t CO _{2e} /a]	86	-1206 (-1292)	-5533 (-5619)	-827 (-913)	-1805 (-1891)	-1086 (-1172)	-6131 (-6217)	-2156 (-2242)	-1673 (-1759)
Jahreskosten (2026)	[T€/a]	1988	2459	3715	3343	3602	3089	5567	4180	3948

Grün: THG-Einsparung im Vergleich zur Referenz

Die Analyse zeigt, dass die Produktion grüner Gase am Standort KW Schönerlinde möglich ist und dadurch ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden kann. Dabei ist aber der hohe Eigenstromverbrauch des Standorts zu berücksichtigen, der einen großen Einfluss auf die Klimabilanz, aber auch auf die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Varianten hat. Mit steigendem Anteil von erneuerbarem Strom im Strommix werden die Varianten mit der Produktion von Biomethan oder Wasserstoff immer attraktiver für wirksamen Klimaschutz: dann ist die Nutzung dieser erneuerbaren Energieträger in anderen Sektoren ökologisch sinnvoller, als sie vor Ort für die Versorgung des Klärwerks zu nutzen. Letztlich ist für den Klimavorteil entscheidend, wieviel CO_{2e} durch die Energieversorgung des Klärwerks emittiert wird bzw. wieviel CO_{2e} an anderer Stelle durch die grünen Gase eingespart werden kann.

Analog dazu ist auch für die Wirtschaftlichkeit das Verhältnis zwischen Strompreis und Gaspreis entscheidend: bei hohem Strompreis und relativ geringen Erlösen für die grünen Gase sind die neuen Lösungen mit Mehrkosten für den Standort verbunden, da hohe Stromkosten für die Eigenversorgung entstehen. Sobald die grünen Gase höhere Erlöse erzielen, können diese klimafreundlichen Konzepte auch wirtschaftlich attraktiv werden. Dabei ist für Biomethan aus Faulgas ein geringerer Grenzpreis notwendig als für die Umwandlung von Strom zu Wasserstoff („power-to-gas“). Eine wichtige Rolle spielen dabei auch die rechtlichen Rahmenbedingungen und die Kriterien für die Nachhaltigkeit der grünen Gase, damit ihre positive Wirkung für den Klimaschutz auch im zu erzielenden Marktpreis abgebildet wird. Bisher sind die Vorteile der grünen Gase für die Energiewende wie ihre gute Speicherbarkeit und damit die Nutzung als ausgleichendes Element im Gesamtsystem (z.B. bei Dunkelflaute, d.h. geringem Angebot an erneuerbarem Strom aus Wind und Solar) in ihrem Marktpreis noch nicht vollständig abgebildet.

3 Fallstudie Biogasanlage Bardowick mit Veolia Deutschland

Zusammen mit dem Praxispartner Veolia Deutschland wurde als Fallstudie die Biogasanlage (BGA) Bardowick untersucht (Abbildung 20). Diese Anlage behandelt kommunale Bioabfälle in einer anaeroben Vergärung und erzeugt daraus Biogas. Die Kapazität der Anlage beträgt etwa 36.000 t Bioabfall pro Jahr. Nach der Vergärung wird der Gärrest in einem geschlossenen Gärrestlager vor Ort gelagert. Damit ist die BGA Bardowick eine relativ große Biogasanlage und entspricht dem aktuellen Stand der Technik zur Vermeidung von klimarelevanten Emissionen.

Die Anlage erzeugt aus dem Bioabfall etwa 4,6 Mio m³ Biogas pro Jahr. Dieses Biogas wird momentan komplett vor Ort in einem BHKW in Strom und Wärme umgewandelt. Der produzierte Strom deckt den Eigenbedarf der Anlage, und der Überschuss wird ins Stromnetz eingespeist und vermarktet. Die produzierte Abwärme der BHKW wird ebenfalls vor Ort zur Heizung des Prozesses genutzt. Danach verbleibt noch ein hoher Wärmeüberschuss, für den leider keine Nutzungsmöglichkeit in räumlicher Nähe zur BGA besteht.



Abbildung 20: Biogasanlage Bardowick (Quelle: Veolia Deutschland)

Perspektivisch steht an diesem Standort in den nächsten Jahren die Erneuerung der vorhandenen BHKW an. Daher möchte der Betreiber Veolia mit der vorliegenden Studie prüfen, inwieweit alternative Möglichkeiten der Biogasnutzung bzw. Vermarktung in Zukunft möglich sind und ob diese ökologisch sinnvoll und ökonomisch attraktiv sind. Eine Eigenversorgung der Anlage mit Strom und Wärme aus der Nutzung des Biogases ist dabei weiterhin zu garantieren. Darüber hinaus will der Betreiber auch prüfen, ob mit der BGA Bardowick ein Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor geliefert werden kann. Ein Ansatzpunkt dafür ist die betriebseigene Flotte von LKW, die den Bioabfall anliefern.

Daher werden im folgenden verschiedene Nutzungspfade für das erzeugte Biogas der BGA Bardowick für das Referenzjahr 2026 untersucht. Dabei ist die Eigenversorgung der Anlage mit Strom und Wärme weiterhin zu gewährleisten. Neben Fragen der technischen Umsetzung spielen dabei auch die rechtlichen Rahmenbedingungen eine Rolle, um die Konzepte ökologisch und ökonomisch zu bewerten.

3.1 Definition der betrachteten Szenarien

In Absprache mit Veolia wurden für diese Fallstudie neben dem Referenzszenario (Verstromung im BHKW) drei alternative Szenarien für Sektorkopplung untersucht (Tabelle 7). Alle drei Szenarien beinhalten ein kleines BHKW zur Eigenversorgung mit Strom und Wärme und eine Biogasaufbereitung, um das Biogas zu Biomethan aufzureinigen. Sie unterscheiden sich in der Vermarktung des Biomethans:

- Szenario „Einspeisung“: vollständige Einspeisung des Biomethans ins lokale Erdgasnetz
- Szenario „Einspeisung + Betankung eigene LKWs“: Versorgung der eigenen LKW-Flotte (20 Fahrzeuge) mit Biomethan als CNG (engl: „compressed natural gas“) über eine eigene Betankungsanlage, Einspeisung des restlichen Biomethans ins Erdgasnetz
- Szenario „Kraftstoff“: Versorgung der eigenen LKW-Flotte mit Biomethan, freie Vermarktung des restlichen Biomethans als CNG an einer eigenen Tankstelle

Tabelle 7: Untersuchte Szenarien für die BGA Bardowick

Aggregat	Verstromung	Einspeisung	Einspeisung + Betankung eigene LKWs	Kraftstoff
BHKW	2,13 MW _{el}	0,45 MW _{el}	0,45 MW _{el}	0,45 MW _{el}
Biogasaufbereitung	-	400 m ³ /h	400 m ³ /h	400 m ³ /h
Biomethan-Einspeisung	-	Ja	Ja	-
Betankungsanlage	-	-	Ja (CNG)	Ja (CNG)
Gasspeicher	-	-	Ja	Ja

Im Folgenden werden die einzelnen Szenarien genauer beschrieben, vor allem hinsichtlich ihrer technischen Umsetzung.

3.1.1 Referenz: Verstromung

Im Referenzszenario werden die vorhandenen BHKW-Module durch neue ersetzt. Zur Verarbeitung des anfallenden Biogasvolumens ist ein BHKW mit einer Maximalleistung von 2,13 MW_{el} vorgesehen. Die vorgeschaltete biologische Gasreinigung zur Grobentschwefelung wird weiter betrieben, muss aber nicht erneuert werden. Ein Gasspeicher ist in diesem Szenario nicht notwendig. Der produzierte Strom wird nach Deckung des Eigenbedarfs ins Stromnetz eingespeist und dort über das EEG zum Fixpreis vermarktet. Die EEG-Förderung läuft jedoch aus, dann muss der Strom zu Marktpreisen verkauft werden. Die anfallende Abwärme wird zur Deckung des Wärmebedarfs der BGA genutzt. Die überschüssige Wärme kann nicht vor Ort genutzt werden.

3.1.2 Gasaufbereitung und unterschiedliche Nutzungspfade für Biomethan

Der prinzipielle Aufbau der drei Szenarien mit Gasaufbereitung ist unten dargestellt (Abbildung 21). Für die Eigenversorgung wird ein kleines BHKW mit einer Maximalleistung von 0,45 MW_{el} vorgesehen. Damit lässt sich der bisherige Eigenstrombedarf der BGA und der Strombedarf für die zusätzlich notwendigen Aggregate (u.a. Trockner, Gasaufbereitung) decken. Auch der Wärmebedarf der BGA und der zusätzlichen Aggregate kann damit ganzjährig gedeckt werden.

Für die Gasaufbereitung ist nach der vorhandenen Grobentschwefelung noch eine Feinentschwefelung vorgesehen. Für die nachfolgende Abtrennung des CO₂ wird ein

Membrantrennverfahren ausgewählt, da es hohe Flexibilität im Betrieb bietet und zudem keine zusätzliche Wärme braucht (Remy & Habibi 2021). Der relativ hohe Stromverbrauch des Verfahrens kann hier über Eigenversorgung aus dem BHKW gedeckt werden. Zur Aufbereitung des Gasstroms ist eine Kapazität der Gasaufbereitung von maximal 400 m³/h Biogas notwendig. Zum Ausgleich von Schwankungen ist vor der Aufbereitung ein Gasspeicher mit einer Kapazität von 1000 Nm³ vorgesehen.

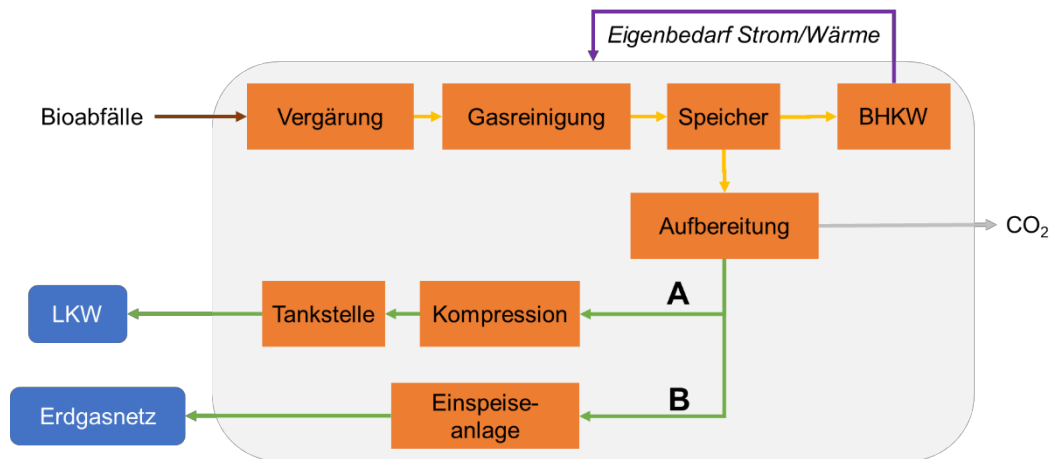


Abbildung 21: Szenarien mit Gasaufbereitung für die BGA Bardowick

Nach der Aufbereitung und Abtrennung des CO₂ muss das Biomethan getrocknet werden, was über einen Adsorptionstrockner realisiert wird. Das trockene Biomethan kann dann über eine Einspeisestation ins lokale Erdgasnetz eingespeist werden. Alternativ dazu kann das Biomethan zu CNG komprimiert werden (200 bar), bevor es über eine eigene Tankanlage als Kraftstoff an eigene LKW bzw. andere Fahrzeuge abgegeben wird. Die anfallenden Kosten für die Tankanlage sowie die Umrüstung der eigenen LKW-Flotte von Diesel auf CNG werden in den Szenarien ebenfalls berücksichtigt.

3.2 Energiemodell und Eingangsdaten für die Bewertung

3.2.1 Aufbau des Energiemodells und Eingabedaten

Das System wird in einem zeitlich aufgelösten Energiebilanzmodell in MS Excel abgebildet. Als Grundlage für das System werden die Betriebsdaten der BGA Bardowick aus den Jahren 2016 und 2017 gemittelt. Für Biogasproduktion sowie Strom- und Wärmeverbrauch der bestehenden Anlage liegen monatliche Daten zugrunde, die im Modell über eine Gleichverteilung auf Stundenwerte umgerechnet werden. Für das BHKW werden Wirkungsgrade von 40% elektrisch und 43% thermisch angenommen. Daraus ergeben sich die Jahressummen wie unten dargestellt (Tabelle 8).

Aus dem produzierten Biogas von 28 GWh/a (mittlerer Heizwert: 6,05 kWh/m³) werden 11,2 GWh Strom produziert. Davon gehen etwa 15% in den Eigenverbrauch der Anlage, der restliche Strom wird eingespeist (85%). Der Wärmeverbrauch der Anlage liegt bei 3,3 GWh/a, was etwa 27% der gesamten Wärmeproduktion aus dem BHKW von 12 GWh/a entspricht. Die Überschusswärme kann am Standort nicht genutzt werden. Für die eigene LKW-Flotte wird ein Kraftstoffbedarf von 200.000 L Diesel pro Jahr geschätzt (20 Fahrzeuge mit jeweils 10.000 L).

In den Jahressgängen der Strom- und Wärmeproduktion ist ein klarer saisonaler Verlauf zu erkennen (Abbildung 22 und Abbildung 23). Im Winter fällt mehr Bioabfall an, so dass mehr Biogas entsteht und entsprechend mehr Strom bzw. Wärme produziert wird. Im Wärmeverbrauch ist zudem auch ein saisonaler Verlauf zu erkennen, da neben der geringeren Menge auch die Außentemperatur im Sommer höher ist, so dass weniger Wärme in den Fermenter geführt werden muss.

Tabelle 8: Eingangsdaten des Referenzszenarios: Jahressummen für Biogasproduktion, Strom- und Wärmeproduktion und Verbrauch sowie Kraftstoffbedarf der eigenen LKW-Flotte der BGA Bardowick

Daten	Wert	Einheit	Datenquelle
Biogasproduktion	28	GWh/a	Betriebsdaten (monatliche Auflösung)
Stromproduktion	11,2	GWh/a	Berechnung
Eigenstromverbrauch	1,7	GWh/a	Betriebsdaten (monatliche Auflösung)
Einspeisung Strom	9,5	GWh/a	Berechnung
Wärmeverbrauch	3,3	GWh/a	Betriebsdaten (monatliche Auflösung)
Dieserverbrauch für eigene LKWs (20 Fahrzeuge)	200.000	Liter/a	Schätzung

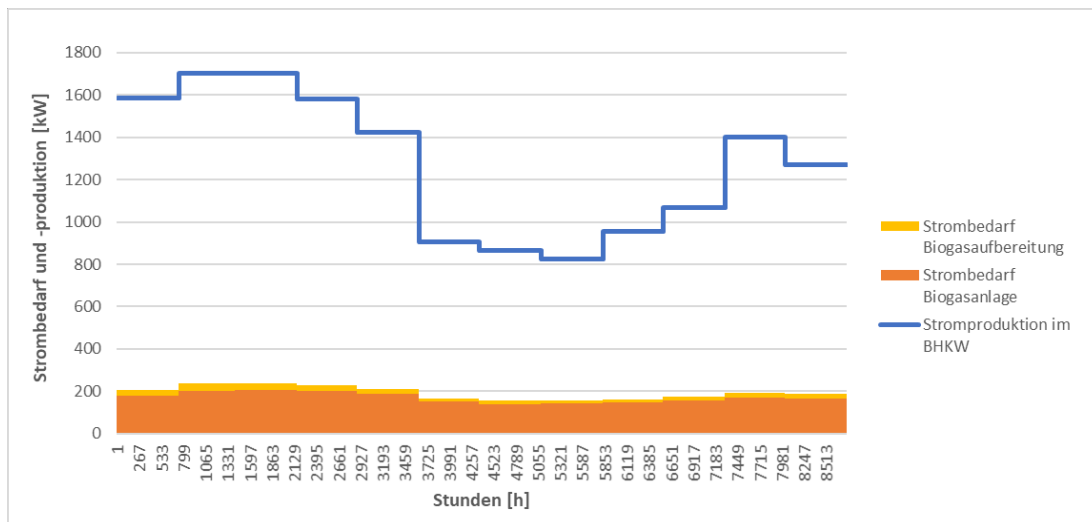


Abbildung 22: Jährlicher Verlauf von Strombedarf und -produktion der BGA Bardowick im Referenzszenario

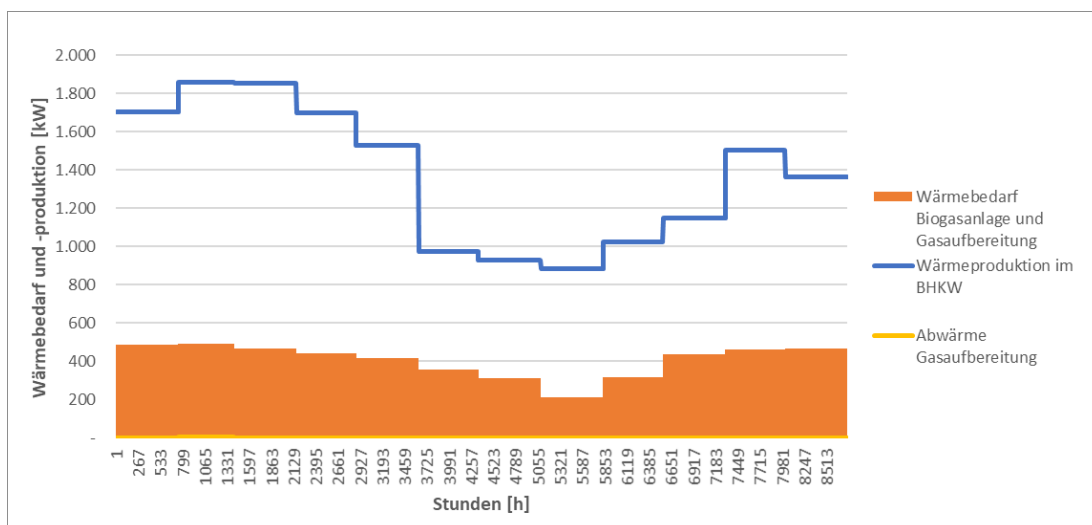


Abbildung 23: Jährlicher Verlauf von Wärmebedarf und -produktion der BGA Bardowick im Referenzszenario

Für die Aggregate in den Szenarien mit alternativer Gasnutzung werden für Strom- und Wärmeverbrauch folgende Annahmen getroffen (Remy & Habibi 2021):

- Biologische Entschwefelung: 0,04 kWh Strom pro m³ Biogas
- Feinentschwefelung: 0,0006 kWh Strom pro m³ Biogas
- Gasaufbereitung mit Membranverfahren: 0,32 kWh Strom pro m³ Biogas, Wärmerückgewinnung: 78% → 0,25 kWh Wärmeproduktion pro m³ Biogas
- Adsorptionstrockner: 0,0003 kWh Strom und 0,02 kWh Wärme pro m³ Biogas
- Einspeisestation: kein Stromverbrauch für die BGA, da die Verdichtung vom Gasnetzbetreiber zu leisten ist
- Tankanlage: Kompressor für CNG (200 bar) mit 0,27 kWh Strom pro m³ Biomethan

3.2.2 Grundlagen für die ökonomische und ökologische Bewertung

Energiepreise

Für die ökonomische Bewertung der Szenarien wurden in Abstimmung mit Veolia Annahmen für die Energiepreise für den Zeithorizont 2026 getroffen (Tabelle 9). Die Annahmen wurden Mitte 2021 getroffen und bilden daher den Wissensstand und die Erwartungen zu diesem Zeitpunkt ab.

Neben dem Stromerlös und der EEG-Umlage für Eigenversorgung mit BHKW-Strom sind vor allem die zu erzielenden Erlöse für Biomethan bei Netzeinspeisung bzw. beim Verkauf als Kraftstoff wichtig. Die Erlöse von Biomethan bei Netzeinspeisung wurden rein am Erdgaspreis und dem entsprechenden BEHG-Aufschlag für die CO₂-Zertifikatskosten in 2026 berechnet. Dahinter steht die Annahme, dass Biomethan direkt mit Erdgas konkurriert und somit keine höheren Erlöse am Markt erzielen kann, als durch die vermiedenen Zertifikatskosten für CO₂ bei fossilem Erdgas entstehen.

Tabelle 9: Annahmen für Energiepreiskosten im Jahr 2026 für die Fallstudie BGA Bardowick (Stand: 2021)

Preisfaktor	Wert	Einheit	Quelle und Bemerkungen
Erlös Stromverkauf (BHKW)	60	€/MWh	Veolia
EEG-Umlage für Eigenverbrauch BHKW	15	€/MWh	40% von 37 €/MWh (EEG-Umlage 2021)*
Erdgas Marktpreis (Netz)	30	€/MWh	Annahme für 2026 (Veolia)
Erlöse Biomethan (Netzeinspeisung)	41	€/MWh	Erdgaspreis + BEHG-Aufschlag**
Preis CNG an Tankstelle	86	€/MWh	Annahme (1,10 €/kg)
Erlöse Biomethan (Verkauf als Kraftstoff)	81	€/MWh	CNG-Preis - BEHG-Aufschlag (50%)**
Energiesteuer auf Biomethan als Kraftstoff	27	€/MWh	Bei Eigenverbrauch
Diesel	1,8	€/Liter	Annahme
CO₂ Zertifikatskosten (BEHG)	55	€/t CO ₂	BEHG: min. 55 €/t in 2026

* Wegfall der EEG-Umlage für Eigenverbrauch ab 01.07.2022 ist hier noch nicht berücksichtigt

** CO₂-Faktor für Erdgas/Biomethan: 0,2016 kg CO₂-eq/kWh (EBeV 2020)

*** Annahme: 50% des Biomethans mit Emissionsfaktor 0 im Kraftstoffbereich (Biokraft-NachV 2021)

Bei Nutzung des Biomethans im Verkehrssektor sind verschiedene Faktoren zu berücksichtigen. Der Einsatz für die eigene LKW-Flotte spart die entsprechenden Ausgaben für Dieselmotorkraftstoff (1,8 €/L), es ist jedoch Energiesteuer auf die verwendete Biomethanmenge zu zahlen (27 €/MWh). Bei Vermarktung des Biomethans als CNG werden Erlöse analog des typischen CNG-Erdgaspreises an der Tankstelle (86 €/MWh) abzüglich des BEHG-Aufschlags für CO₂ (50%) angenommen.

Aufgrund der strengen Vorgaben für die Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen können voraussichtlich nur 50% des produzierten Biomethans der BGA Bardowick mit dem Emissionsfaktor 0 angenommen werden. Weitere Einzelheiten zur Deklaration des Biomethans bei Nutzung im Verkehrssektor sind weiter unten zusammengestellt (siehe Kapitel 3.3.4). Daher sind für 50% der gesamten Biomethanmenge im Kraftstoffbereich weiterhin BEHG-Aufschläge zu zahlen, die der Inverkehrbringer zu entrichten hat. Grundsätzlich wäre es möglich, diesen Kraftstoff als „fortschrittlichen Kraftstoff“ nach §14 der 38. BImSchVO iVm §37a BImSchG iVm BioKraft-NachV in Verkehr zu bringen, aber hinsichtlich der BioKraft-NachV sind hier noch nicht alle Vorgaben klar definiert (Biokraft-NachV 2021).

Investitions- und Betriebskosten

Die Investitionskosten für alle notwendigen Aggregate sowie die laufenden Kosten für Wartung und Betrieb wurden aus Angaben von Veolia sowie angefragten Firmenangeboten für entsprechende Technologie zusammengestellt (Tabelle 10). Für die Biogasaufbereitung im Membrantrennverfahren sowie den Adsorptionstrockner gab es konkrete Angebote eines Anbieters für höhere Kapazität, die dann nach unten skaliert wurde. Die Betriebskosten des Trockners wurden hier abgeschätzt. Die Kosten für die Einspeiseanlage für Biomethan ins Gasnetz sind nach Gasnetzverordnung für den Gasproduzenten gedeckelt, den Rest zahlt der Netzbetreiber. Die Betankungsanlage für CNG inkl. Kompressor, Speicher und Tankanlage wurde aus der Literatur entnommen (Quelle) und hochskaliert, Betriebskosten sind abgeschätzt. Für die Umrüstung der eigenen LKW-Flotte auf CNG wurde auf die aktuellen Leasingkosten pro LKW nach Rücksprache mit Veolia ein Aufschlag abgeschätzt, der die Mehrkosten für CNG-LKW gegenüber herkömmlichen Dieselfahrzeugen umfasst. Daher fallen dafür keine Investitionskosten an.

Zur Erfassung weiterer Kosten (u.a. Risiko der Kostensteigerung, Genehmigungen, Planung) wurde auf die Gesamtinvestition ein Aufschlag von 40% erhoben. Bei den Betriebskosten wurde dieser Anteil auf 15% festgelegt. Zur Berechnung der Jahreskosten wurden die Investitionen linear über 15 Jahre abgeschrieben bei einem Zinssatz von 3%. In Summe mit den jährlichen Betriebs- und Wartungskosten ergeben sich so die Gesamtkosten der einzelnen Szenarien.

Tabelle 10: Eingangsdaten für Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten für die Fallstudie BGA Bardowick

Technologie	Größe	Investition [T€]	Betrieb + Wartung	Quelle
BHKW	2,13 MW 0,45 MW	1.270 417	0,01 €/kWh	Veolia
Biogasaufbereitung	400 m ³ /h	1.200	83 €/(m ³ /h)	Firmenangebot (1800 m ³ /h) + Veolia
Adsorptionstrockner	400 m ³ /h	162	3% Invest/a	Firmenangebot (1800 m ³ /h)
Einspeisung	-	250	-	Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV 2017)
Betankung CNG + Speicher	25 m ³ /h 200 m ³ /h	300 860	5% Invest/a	Biogasstudie (2017) für 25 m ³ /h Biomethan
Mehrkosten LKW für CNG-Antrieb	20x	-	125 T€/a	Annahme Veolia: 6.250€/a pro LKW bei Leasing

Aufschläge: 40% auf Gesamtinvestition (u.a. Risiko, Genehmigung, Planung), 15% auf Betriebskosten

Faktoren für CO₂e-Bilanz

Zur Berechnung der THG-Bilanz wurden hier vereinfacht nur die Energieträger berücksichtigt, die durch die BGA Bardowick bereitgestellt bzw. ersetzt werden. Für die Einspeisung von Netzstrom wurde der prognostizierte Strommix in Deutschland im Jahr 2026 angenommen, der bei 298 g CO₂e pro kWh liegt (Fritsche & Greß 2019). Für den Ersatz von Erdgas (als CNG) oder Diesel im Kraftstoffbereich wurden die normierten Faktoren für den Transportsektor der EU angesetzt: CNG mit 231 g CO₂e pro kWh und Diesel mit 330 g CO₂e pro kWh (DIN EN 16258 2013). Die Nutzung von Biomethan ist hierbei nach IPCC mit dem Emissionsfaktor 0 belegt, da der genutzte Kohlenstoff biogener Natur ist und nicht angerechnet wird.

3.3 Ergebnisse der Modellierung und Bewertung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des Energiemodells sowie die darauf aufbauende Bewertung hinsichtlich der THG-Bilanz und der Jahreskosten beschrieben. Dazu werden in einem Exkurs zu den rechtlichen Rahmenbedingungen die Nachhaltigkeitskriterien für die Nutzung von Biomethan im Verkehrssektor diskutiert.

3.3.1 Energiebilanz

Im Referenzszenario wird 100% des erzeugten Biogases im BHKW verstromt. Für die Eigenversorgung der Anlage ist in den Szenarien mit alternativer Gasnutzung nur 30% des Biogases im BHKW zu nutzen, 70% können daher anderweitig vermarktet werden. Der CNG-Bedarf für die eigene LKW-Flotte beträgt etwa 12% der jährlichen Biogasmenge.

Die Energiebilanz für alle Szenarien wird über den Verbrauch bzw. die Produktion der verschiedenen Energieträger berechnet (Abbildung 24). Im Referenzszenario liegt der bilanzierte Nettoertrag an Energie bei etwa 9500 MWh pro Jahr. Nach der Eigendeckung von Strom- und Wärmebedarf von etwa 5000 MWh pro Jahr der Anlage werden 9500 MWh pro Jahr an Strom ins Netz eingespeist. Der Wärmeüberschuss aus den BHKW beträgt etwa 8720 MWh pro Jahr, dieser kann vor Ort nicht genutzt werden und wird daher nicht angerechnet.

In den Szenarien mit alternativer Gasnutzung kann fast die gesamte vorhandene Energiemenge des Biogases genutzt werden. Der gezielte Betrieb des BHKW zur reinen Eigendeckung von Strom- und Wärmebedarf erzeugt nur noch einen geringen Wärmeüberschuss (900-1000 MWh/a), der ungenutzt bleibt. Damit verbessert sich der Nettoertrag der Anlage auf etwa 18100 MWh pro Jahr, und zwar unabhängig von der Vermarktung des Biomethans über Netzeinspeisung oder als Kraftstoff.

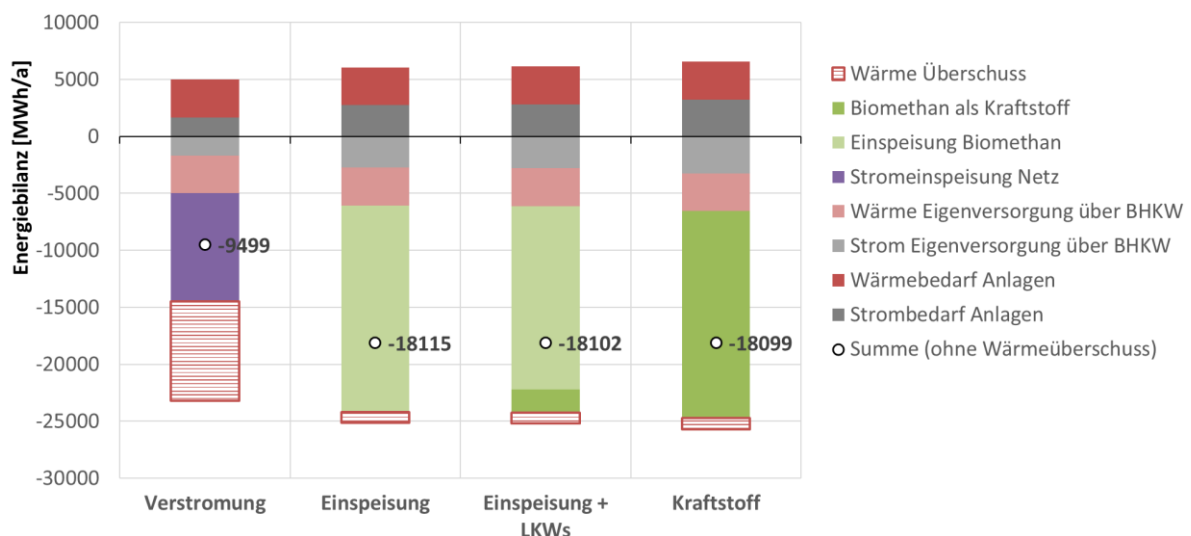


Abbildung 24: Energiebilanz der BGA Bardowick für alle Szenarien

In der Energiebilanz wird deutlich, dass die vollständige Verstromung des Biogases vor Ort energetisch nicht optimal ist. Die Nutzung im BHKW erzeugt einen hohen Wärmeüberschuss, der ohne Nutzung vor Ort verloren geht und damit den Nettoertrag der Anlage verringert. Dieser Verlust kann über die alternativen Szenarien mit Netzeinspeisung bzw. Nutzung als Kraftstoff vermieden werden. Natürlich ist diese Betrachtung auf den Bilanzkreis der BGA bezogen: weitere Verluste bei der Nutzung des Biomethans aus dem Gasnetz bzw. im Kraftstoffbereich werden hier nicht berücksichtigt.

3.3.2 Bewertung über THG-Bilanz

In der THG-Bilanz zeigen alle Szenarien für das Bezugsjahr 2026 eine Nettoeinsparung. Die vollständige Verstromung im BHKW erzielt eine Einsparung von 2830 t CO₂e pro Jahr durch den abgegebenen Netzstrom. Die Szenarien mit alternativer Gasnutzung liegen hier deutlich besser: bei Netzeinspeisung des Biomethans können etwa 4180 t CO₂e pro Jahr vermieden werden, in dem Erdgas im Netz durch Biomethan ersetzt wird. Wenn ein Teil des Biomethans den Dieselbedarf der eigenen LKW-Flotte deckt, steigt der vermiedene Anteil auf 4380 t CO₂e pro Jahr, da Diesel einen höheren CO₂-Faktor hat als Erdgas. Bei vollständiger Nutzung im Kraftstoffbereich bleiben die Ersparnisse etwa gleich: der frei verkaufte Kraftstoff wird hier als Ersatz von CNG auf Erdgasbasis (und nicht Diesel) gerechnet.

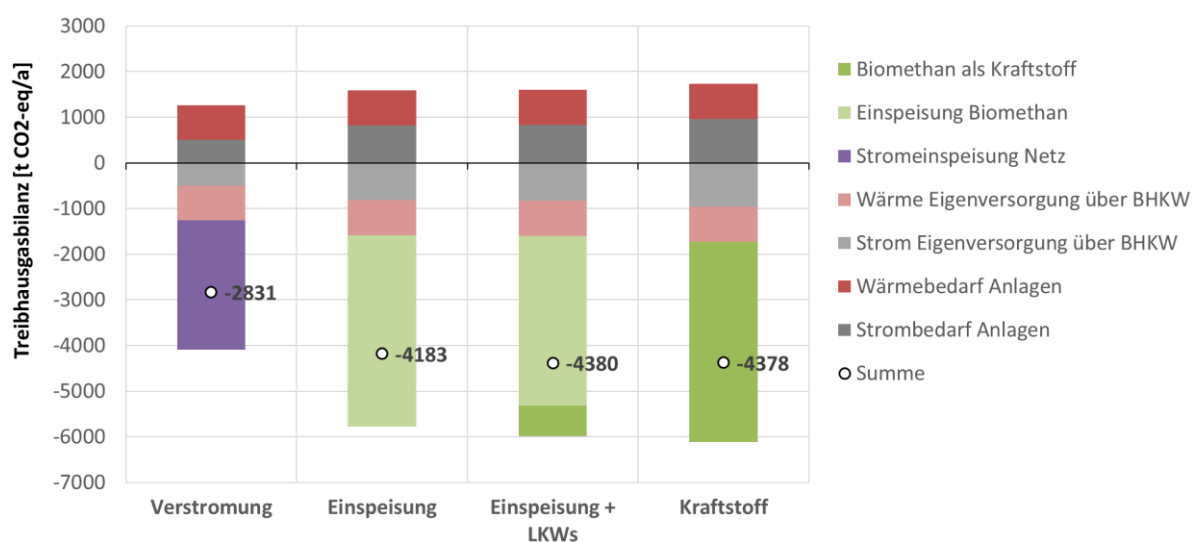


Abbildung 25: CO₂e-Bilanz der BGA Bardowick für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2026)

Diese THG-Bilanz verdeutlicht, dass durch die Nutzung des Biogases als Biomethan der Klimaschutzeffekt der BGA Bardowick verglichen mit der reinen Verstromung noch verstärkt werden kann: der direkte Ersatz von Brennstoffen auf fossiler Basis (Diesel, CNG aus Erdgas) sowie die verlustfreie Nutzung bzw. Bereitstellung von Biomethan verbessert die THG-Bilanz der Anlage.

Dieser Vorteil der Biomethannutzung wird perspektivisch immer größer, je mehr erneuerbare Energieträger im deutschen Strommix genutzt werden. Geht man für das Jahr 2035 von einem höheren Anteil erneuerbarer Energien im Strommix aus (hier geschätzt: 100 g CO₂e pro kWh), verringert sich die Gutschrift für den eingespeisten Strom auf etwa 950 t CO₂e pro Jahr im Referenzszenario (Abbildung 26). Jetzt haben die Szenarien mit Biomethannutzung einen viermal höheren Klimavorteil als die vollständige Verstromung. Dieser Ausblick verdeutlicht, dass es in Zukunft für den Klimaschutz viel sinnvoller ist, vorhandenes Biogas in den Sektoren einzusetzen wo noch fossile Brennstoffe ersetzt werden können. Im Stromsektor ist dies durch den ohnehin steigenden Anteil von erneuerbaren Energien wie Solar- und Windstrom nicht mehr sinnvoll.

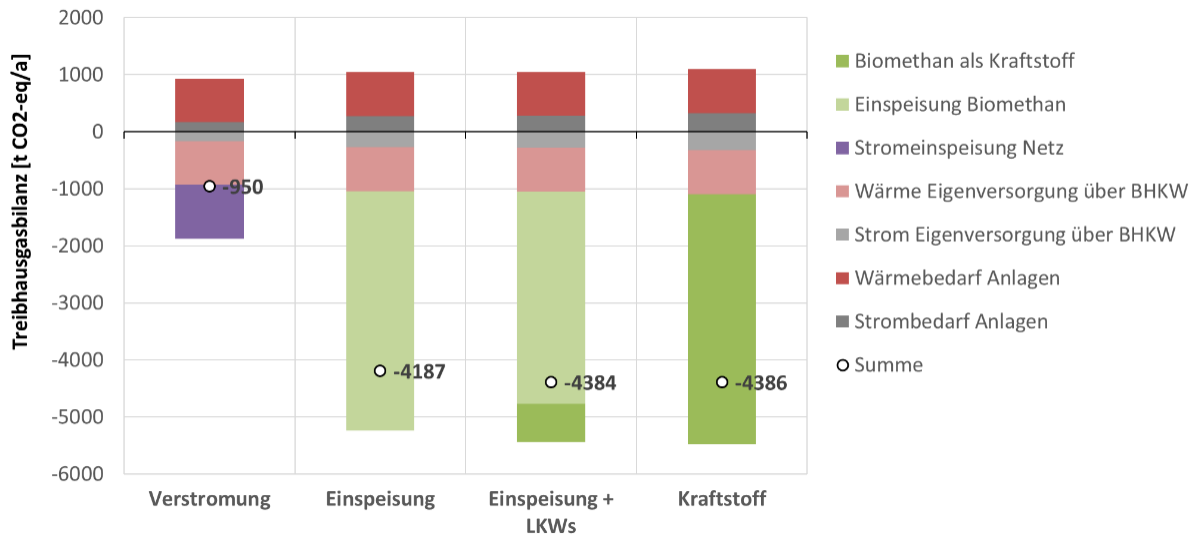


Abbildung 26: CO₂e-Bilanz der BGA Bardowick für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2035+)

3.3.3 Bewertung über Jahreskosten

Die Summe aus Jahreskosten und Erlösen zeigt für alle Szenarien einen Gewinn (Abbildung 27). Dieser liegt beim Referenzszenario bei 234 T€ pro Jahr: die Abschreibung der Kapitalkosten beträgt 157 T€/a, die Betriebskosten 154 T€/a, und die Erlöse aus dem Verkauf des Stroms liegen bei 570 T€/a. Beim Szenario mit Netzeinspeisung des Biomethans steigen die Kosten für Abschreibung auf 234 T€/a an, dennoch kann in Summe ein Ertrag von 322 T€/a erzielt werden. Durch den Verkauf des Biomethans werden Erlöse von 744 T€/a erzielt, so dass die Mehrkosten in der Investition abgedeckt werden können und ein höherer Ertrag entsteht. Wird ein Teil des Biomethans als Kraftstoff für die eigene LKW-Flotte genutzt, steigen die Betriebskosten durch die Kosten der Umrüstung der LKW (höhere Leasingraten) deutlich an auf 288 T€/a. Zusätzlich muss Energiesteuer auf das Biomethan entrichtet werden sowie ein BEHG-Aufschlag auf 50% der Menge wegen der Anforderungen an die Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen (siehe Kapitel 3.3.4).

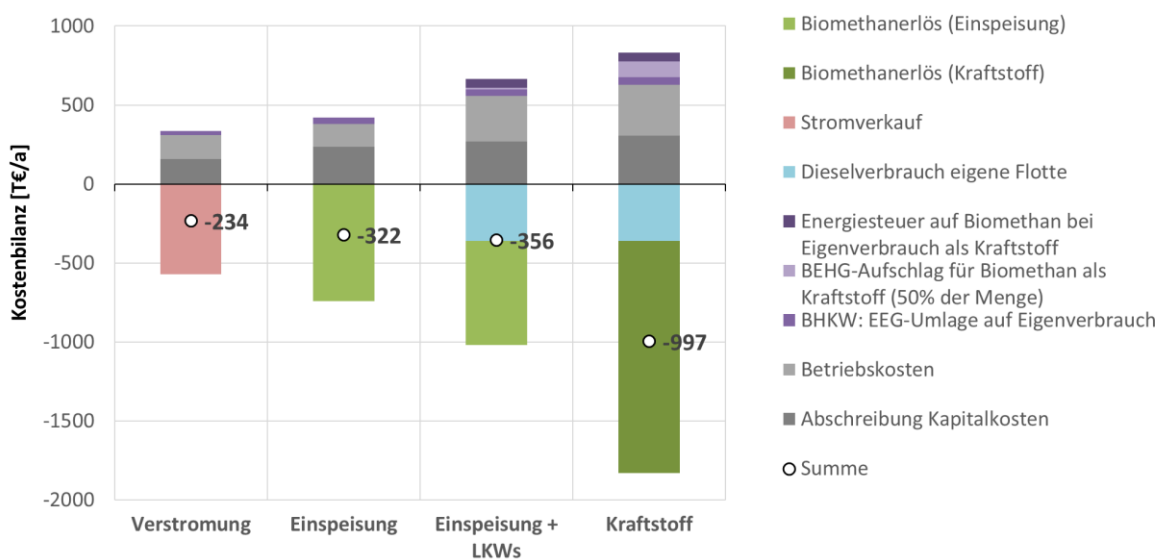


Abbildung 27: Jahreskosten und Erlöse der Szenarien für die BGA Bardowick (Bezugsjahr: 2026)

Trotzdem liegt der Ertrag bei diesem Szenario mit 356 T€/a noch höher als bei der reinen Netzeinspeisung, weil durch die Einsparung der Dieselskosten (360 T€/a) noch ein Kostenvorteil entsteht. Es lohnt sich also die Investition in eine eigene Tankanlage sowie die Umrüstung der LKW-Flotte, weil die Mehrausgaben durch die Einsparungen beim Diesel kompensiert werden.

Bei vollständiger Nutzung des Biomethans als Kraftstoff entstehen die höchsten Erträge mit 997 T€/a (Abbildung 27). Der zu erzielende Erlös beim Verkauf des Kraftstoffs (81 €/MWh) ist deutlich höher als die Vergütung bei Netzeinspeisung (41 €/MWh), selbst wenn für einen Anteil noch BEHG-Aufschlag zu zahlen ist. Der Wert des Biomethans ist im Kraftstoffbereich damit deutlich höher anzusetzen als im Gasnetz. Sollten in Zukunft die Gaspreise auch im Gasnetz noch ansteigen oder ggf. der Wert des Biomethans durch höhere CO₂-Zertifikatspreise noch ansteigen, kann auch das Szenario mit der Netzeinspeisung von Biomethan noch wirtschaftlich attraktiver werden.

3.3.4 Exkurs Rechtsrahmen: Nachhaltigkeitskriterien für Biomethan-Kraftstoff

Eine wichtige Grundlage für die Vermarktung des Biomethans als Kraftstoff ist die Definition der Nachhaltigkeitsanforderungen an Biokraftstoffe. Diese bestimmt, ob für das Biomethan der CO₂-Emissionsfaktor 0 angesetzt werden kann und damit die Aufschläge nach BEHG entfallen. Zudem lässt sich nur „nachhaltiges“ Biomethan mit dem Emissionsfaktor 0 für die Anrechnung auf die THG-Quoten im Verkehrssektor nutzen, die für die Kraftstoffhändler durch die THG-Minderungsziele im Mobilitätssektor nach §37a BImSchG vorgegeben sind (BImSchG 2021). In Deutschland regelt seit Ende 2021 die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung die Nachhaltigkeitsanforderungen an biobasierte Kraftstoffe für den Verkehrssektor (Biokraft-NachV 2021) nach §37a BImSchG. Unter anderem werden hier geeignete Eingangsstoffe für nachhaltiges Biomethan aus Biogasanlagen in einer Liste genau definiert. Die Verordnung setzt somit die EU-Richtlinie RED II in deutsches Recht um. Hier findet sich auch, allerdings noch nicht final umgesetzt und abschließend geklärt, die 38. BImSchVO, welche für sogenannte fortschrittliche Biokraftstoffe in gewissem Rahmen auch Bioabfälle zulässt, die tierische Einsatzstoffe enthalten (BImSchV 2017). Hier besteht derzeit ein gewisser Widerspruch zur Biokraft-NachV.

Die Eingangsstoffe der BGA Bardowick kommen von vielen Zulieferern, die somit alle einzeln geprüft und entsprechend zertifiziert werden müssen, um für das produzierte Biogas bzw. Biomethan bei Einsatz als Kraftstoff die Nachhaltigkeitskriterien zu erfüllen. Neben einem sehr hohen bürokratischen Aufwand für diesen Nachweis sind einige Eingangsstoffe aufgrund möglicher tierischer Bestandteile (z.B. Tiefkühlpizza) voraussichtlich nicht geeignet, um das daraus gewonnene Biomethan nach Biokraft-NachV als nachhaltig zu klassifizieren. Eine erste Abschätzung dieses Anteils durch Veolia ergab, dass etwa 50% der Eingangsstoffe für nachhaltiges Biomethan geeignet sind. 50% des produzierten Biomethans können daher mit dem CO₂-Emissionsfaktor 0 angerechnet werden, auf die restlichen 50% Biomethan muss bei Nutzung als Kraftstoff ein BEHG-Zuschlag analog wie für Erdgas bezahlt werden. Für den Quotenhandel der THG-Quote wäre das Biomethan aber ggfs. Vollständig ansetzbar, wenn die Anlage 1 zur 38. BImSchVO erfüllt ist.

Diese Einordnung von Teilen des Biomethans der BGA Bardowick als „nicht nachhaltig“ im Sinne der Biokraft-NachV, aber als fortschrittlicher Biokraftstoff, ist jedoch nur schwer nachvollziehbar, weil die Einsatzstoffe ja weiterhin Abfälle sind und damit eigentlich die Voraussetzung für den CO₂-Emissionsfaktor 0 erfüllen. Die Abfälle fallen ja ohnehin an und werden in der BGA zu einem erneuerbaren Energieträger wie Biomethan umgewandelt. Zudem ist der Aufwand für die kontinuierliche Zertifizierung aller Zulieferer der BGA Bardowick mit unverhältnismäßigem bürokratischem Aufwand und auch entsprechenden Kosten verbunden.

Helfen würde hier eine Orientierung der deutschen Nachhaltigkeitsvorgaben für Biokraftstoffe, die sich direkt an europäischem Recht anlehnt. Dort sind prinzipiell alle Bioabfälle für Kraftstoffe prinzipiell

möglich, ggf. erhalten sie einen geringen CO₂-Emissionsfaktor. Dies würde den Aufwand des Nachweises und auch die Vermarktung des produzierten Biomethans im Verkehrssektor erheblich erleichtern, so dass diese nachhaltige Energiequelle zur den Klimazielen im Verkehrssektor beitragen könnte.

3.4 Zusammenfassung und Fazit

Als Zusammenfassung aus der Analyse der BGA Bardowick können die folgenden Erkenntnisse abgeleitet werden (Tabelle 11):

- Die vollständige Verstromung des Biogases im BHKW ist für den Standort Bardowick zukünftig nicht mehr die wirtschaftlichste und ökologisch beste Lösung
- Die Eigenversorgung der Anlage mit Strom und Wärme sollte weiterhin aus dem vorhandenen erneuerbaren Energieträger Biogas erfolgen
- Die direkte Vermarktung des restlichen Biomethans über Einspeisung ins Gasnetz bzw. als Kraftstoff ist wirtschaftlicher und ökologisch sinnvoll (hier: Einsparung von bis zu 1550 t CO₂e/a in 2026, bei grünem Strommix in Zukunft noch deutlich höher)
- Höchste Erlöse für Biomethan lassen sich momentan im Mobilitätssektor erzielen
- Bei Erfüllung der Nachhaltigkeitsanforderungen für Biokraftstoffe sind noch deutlich höhere Erlöse durch den Handel mit der THG-Quote möglich
- Die Definition geeigneter Eingangsstoffe für nachhaltiges Biomethan nach Biokraft-NachV erzeugt hohen bürokratischen Aufwand und schränkt für die BGA Bardowick durch den Ausschluss tierischer Einsatzstoffe die Vermarktung im Mobilitätssektor deutlich ein, wogegen die Erfüllung der Vorgaben für fortschrittliche Biokraftstoffe möglich ist. Hier sollte ein rechtlicher Gleichlauf erzeugt werden, der Rechtssicherheit für die Projekte bietet und einfach handhabbar ist. Die Regelungen sind derzeit zu komplex, um diese Sicherheit zu gewährleisten, da ein Verstoß hohe finanzielle Konsequenzen hat.

Tabelle 11: Ergebnisse der Bewertung für die untersuchten Szenarien der BGA Bardowick

Bewertung	Einheit	Verstromung	Einspeisung	Einspeisung + Betankung eigene LKWs	Kraftstoff
Energiebilanz	[MWh/a]	-9499	-18115	-18102	-18099
THG-Bilanz (2026)	[t CO ₂ e/a]	-2831	-4183 (-1352)	-4380 (-1549)	-4378 (-1547)
THG-Bilanz (2035+)	[t CO ₂ e/a]	-950	-4187 (-3237)	-4384 (-3434)	-4386 (-3436)
Jahreskosten (2026)	[T€/a]	-234	-322	-356	-997

Grün: THG-Einsparung im Vergleich zur Referenz Verstromung

Prinzipiell ist also eine alternative Vermarktung des Biomethans aus Biogasanlagen im Gasnetz bzw. direkt im Mobilitätssektor als ökologisch vorteilhaft einzuschätzen und hilft so, die Klimaziele anderer Sektoren zu erreichen. Am wirtschaftlichsten ist dabei die Vermarktung direkt als Biokraftstoff, da dort die Zahlungsbereitschaft für nachhaltige Energieträger bereits heute höher ist als bei der Netzeinspeisung. Bei steigenden Gaspreisen und ggf. höheren CO₂-Zertifikatspreisen ist der wirtschaftliche Vorteil der Vermarktung von Biomethan auch bei der Netzeinspeisung noch höher als hier berechnet.

Die Vermarktung des Biomethans im Verkehrssektor wird im Fall der BGA Bardowick durch die komplizierten und teilweise unverständlichen Kriterien an die Nachhaltigkeit von Biomethan im Kraftstoffbereich in der Biokraft-NachV deutlich eingeschränkt. Verbessert werden könnte dieses Hemmnis durch einfachere Nachhaltigkeitskriterien zur vollen Ausnutzung des Potentials von Biomethan aus Bioabfallanlagen, wie sie im europäischen Recht definiert sind. Damit würde auch die zukünftige Strategie der EU für den Schwerlastverkehr im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets unterstützt, die auf Bio-LNG bzw. Bio-CNG setzt (EP 2022). Hier könnten Bioabfälle als Einsatzstoffe für Biomethan einen nachhaltigen, lokalen und klimafreundlichen Beitrag leisten.

4 Fallstudie Freiwillige Feuerwehr Frohnau mit Berliner Stadtwerke

Zusammen mit dem Praxispartner Berliner Stadtwerke (BSW) wurde für den Bereich Energieversorgung von Gebäuden eine Fallstudie für einen Neubau ausgewählt. Dabei handelt es sich um den geplanten Neubau des Betriebsgebäudes der Freiwilligen Feuerwehr (FFW) Frohnau, der bereits in Planung ist und im Jahr 2022 realisiert werden soll (Abbildung 28). Für diesen Neubau wurden zusammen mit den BSW verschiedene Konzepte zur Energieversorgung entwickelt, die neben der Versorgung des Standorts mit Strom und Wärme auch den Betrieb der Feuerwehrfahrzeuge umfassen.



Abbildung 28: Neubau der Freiwilligen Feuerwehr Frohnau: Frontansicht (oben) und Grundriss (unten) (Quelle: Steiner Weissenberger 2021)

Als mögliche Energiequelle ist neben der konventionellen Versorgung des Gebäudes über das Strom- bzw. Gasnetz auch eine Photovoltaik-Anlage auf Dachflächen und Fassaden eine Option, die auf dem Standort erneuerbare Energie bereitstellt und damit einen klimafreundlichen Betrieb ermöglicht. In der vorliegenden Studie sollte geprüft werden, inwieweit eine klimafreundliche Eigenversorgung des Standorts mit Strom und Wärme aus dieser erneuerbaren Energiequelle möglich ist. Darüber hinaus sollten auch die Fahrzeuge der FFW Frohnau nach Möglichkeit mit selbst erzeugten erneuerbaren Energieträgern betrieben werden, um für den Standort eine weitgehende Klimaneutralität zu erreichen.

Dazu wurden neben rein elektrisch basierten Konzepten auch Optionen mit der Speicherung erneuerbarer Energie in Form von grünen Gasen wie Biomethan und/oder Wasserstoff untersucht. Eine besondere Herausforderung am Standort ist zudem die Bedeutung der FFW Frohnau als kritische Infrastruktur: im Krisenfall soll ein autarker Betrieb des Standorts auch bei längerem Stromausfall (72h) möglich sein. Neben der Photovoltaikanlage können dafür lokale Energiespeicher für Strom und/oder Gas genutzt werden.

Da die FFW Frohnau bereits im Jahr 2022 in Bau geht, ist die Betrachtung dieser Fallstudie in Absprache mit BSW auf das Referenzjahr 2020 bezogen. Damit unterscheiden sich die Annahmen für die Bewertung wie Kostenfaktoren und CO₂e-Faktoren von den anderen Fallstudien, die sich auf das Referenzjahr 2026 beziehen.

4.1 Definition der betrachteten Szenarien

In Absprache mit BSW wurden für diese Fallstudie neben dem Referenzszenario zwei alternative Szenarien untersucht (Tabelle 12). Alle Szenarien beinhalten eine bereits eingeplante Wärmepumpe zur Wärmeversorgung des Gebäudes, die mit Strom betrieben wird. Im Einzelnen sind die Szenarien wie folgt:

- Szenario „Netzversorgung“: Versorgung des Standorts mit Netzstrom, Betrieb einer Wärmepumpe für Gebäudeheizung, Betrieb der Fahrzeuge mit Diesel
- Szenario „All Electric“: Photovoltaikanlage auf Dachflächen und Fassade, Batteriespeicher, Betrieb der Fahrzeuge mit Strom (E-Mobilität)
- Szenario „Biomethan“: PV-Anlage, Batteriespeicher, Elektrolyseur mit nachfolgender Methanisierung zur Produktion von Biomethan aus PV-Strom („Power-to-Methane“), BHKW für Strom- und Wärmeproduktion, Gasspeicher, Betrieb der Fahrzeuge mit Biomethan (CNG)

Tabelle 12: Untersuchte Szenarien für die FFW Frohnau

Szenario	Netzversorgung	All Electric	Biomethan
Photovoltaik	-	90 kWp + 53 kWp	90 kWp + 53 kWp
Batterie	-	110 kWh	30 kWh
Wärmepumpe	45 kW	45 kW	45 kW
Elektrolyse	-	-	50 kW
Methanisierung	-	-	25 kW
BHKW	-	-	2 kW
Gasspeicher	-	-	10 + 6,7 m ³
Treibstoff für Fahrzeuge	Diesel	Strom	Biomethan

Im Folgenden werden die einzelnen Szenarien genauer beschrieben, vor allem hinsichtlich ihrer technischen Umsetzung.

4.1.1 Referenz: Netzversorgung

Im Referenzszenario wird der Standort mit Netzstrom betrieben, der den Strombedarf und über eine Wärmepumpe auch die Heizung des Gebäudes abdeckt. Die Fahrzeuge werden mit Diesel betrieben. In diesem Szenario gibt es keine Möglichkeit der autarken Strom-/Wärmeversorgung bei Ausfall des Stromnetzes.

4.1.2 All Electric

Im Szenario „All Electric“ werden alle Komponenten des Systems über Strom versorgt (Abbildung 29). Dabei speist die PV-Anlage in den Batteriespeicher ein, von wo aus die einzelnen Komponenten versorgt werden. Erste Priorität hat dabei die Deckung des Eigenstromverbrauchs des Gebäudes. In zweiter Priorität wird die Wärmepumpe betrieben, um das Gebäude zu heizen. Erst in dritter Priorität werden die Fahrzeuge aufgeladen, falls noch Kapazität im Speicher ist. Bei voll gedecktem Bedarf wird der überschüssige Strom ins Netz eingespeist. Im Falle eines ungedeckten Strombedarfs kann für Gebäudestrom und Fahrzeuge auch Netzstrom bezogen werden. Wenn nicht genug PV-Strom für die Wärmepumpe zur Verfügung steht, wird der Wärmebedarf über Erdgas und einen Heizkessel gedeckt.

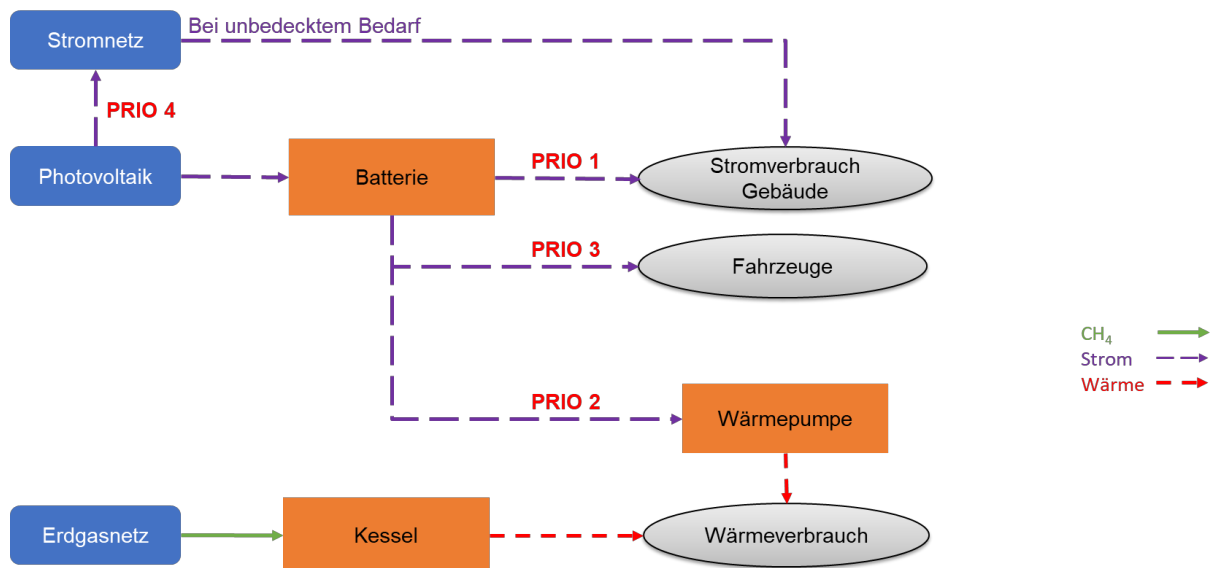


Abbildung 29: Szenario All Electric für die FFW Frohnau

Im dynamischen Energiemodell wurde für dieses Konzept mit der möglichen PV-Leistung und dem Eigenstrombedarf des Gebäudes verschiedene Größen für den Batteriespeicher geprüft. Dabei ergaben sich bei aufsteigender Größe der Batterie höhere Eigendeckungsgrade für den jährlichen Gesamtstromverbrauch des Gebäudes (Abbildung 30). Auf Basis dieser Berechnungen wurde der Batteriespeicher mit einer Kapazität von 110 kWh ausgelegt, was einer sehr hohen Eigendeckung von 98% des Jahresstromverbrauchs entspricht. Eine noch größere Batterie führt in diesem Modell nicht zu einer merklich höheren Eigendeckungsrate.

Eine autarke Versorgung des Standorts wird durch den Batteriespeicher erreicht, der bei Netzausfall die Stromversorgung des Gebäudes für 72h übernehmen kann. Durch die begrenzte Batteriegröße ist eine Autarkie bei der Wärmeversorgung nicht gegeben: die gespeicherte Strommenge reicht nicht aus, um das Gebäude über die Wärmepumpe über einen längeren Zeitraum auch zu beheizen.

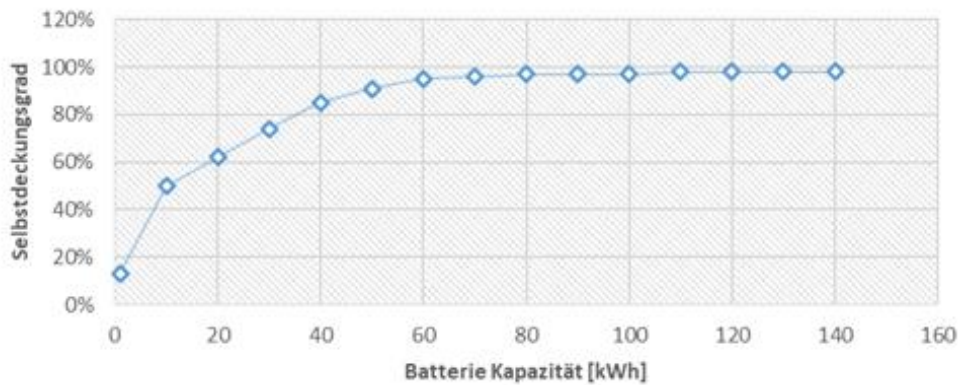


Abbildung 30: Auslegung der Batteriekapazität im Szenario All Electric über Selbstdeckungsgrad des Jahresstromverbrauchs vom Gebäude

4.1.3 Biomethan

Im Szenario „Biomethan“ wird der PV-Strom ebenfalls zuerst in eine Batterie eingespeist, von wo aus die Komponenten des Systems versorgt werden (Abbildung 31). Nach Deckung des direkten Stromverbrauchs des Gebäudes (Priorität 1) wird jetzt der noch vorhandene Strom zur Erzeugung von Biomethan über Elektrolyseur und chemische Methanisierung genutzt (Priorität 2). Dieses Biomethan wird dann in einem Gasspeicher zwischengespeichert und so der PV-Strom in Form eines „grünen Gases“ speicherbar gemacht. Überschüssiger Strom kann dann über die Wärmepumpe das Gebäude heizen (Priorität 3) bzw. ins Stromnetz eingespeist werden (Priorität 4).

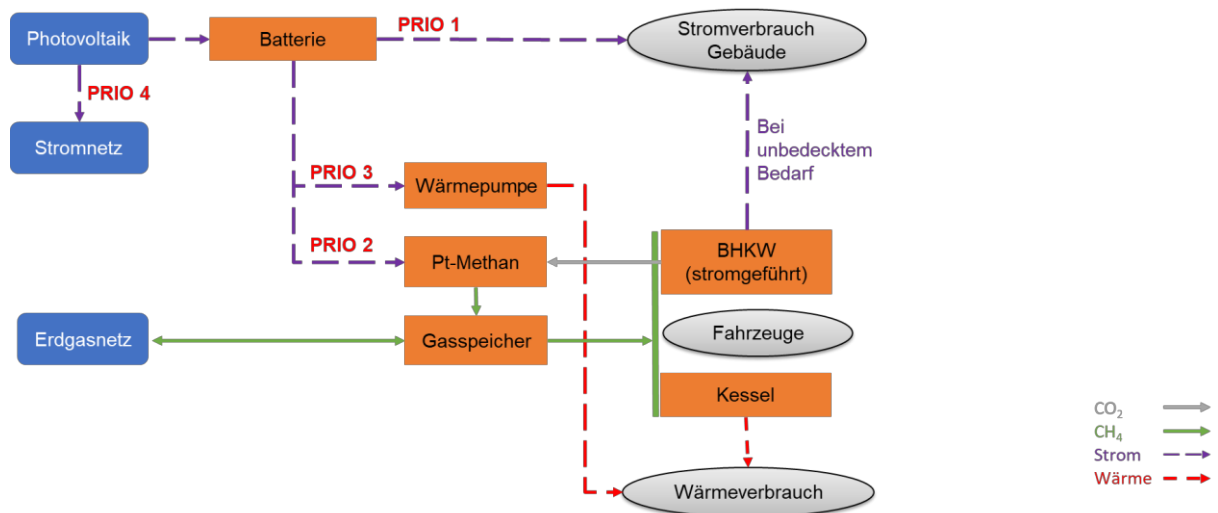


Abbildung 31: Szenario Biomethan für die FFW Frohnau

Aus dem Gasspeicher können verschiedene Aggregate mit Biomethan betrieben werden: das BHKW zur Erzeugung von Strom und Wärme, ein Heizkessel für die Wärmeversorgung, oder es wird als Kraftstoff für die Fahrzeuge genutzt. Dabei kann das entstehende CO₂ aus dem Abgas des BHKW abgetrennt und wieder für die Methanisierung genutzt werden. Kann der Bedarf von Fahrzeugen oder Heizkessel nicht über Biomethan gedeckt werden, wird der Gasspeicher aus dem Erdgasnetz befüllt.

Das Biomethan dient also hier als vielseitig verwendbares Speichermedium für den PV-Strom, das sowohl für Strom, Wärme als auch für die Versorgung der Fahrzeuge nutzbar ist. Zudem erfüllt dieses Konzept bei ausreichender Größe des Gasspeichers auch die Anforderungen an eine vollständig autarke Versorgung des Standorts mit Strom und Wärme. Das gespeicherte Biomethan kann über BHKW bzw. Heizkessel den Standort über 72h mit Strom und Wärme versorgen. Dazu wird ein

gesonderter zweiter Gasspeicher vorgesehen, der konstant mit Biomethan gefüllt ist und somit die Autarkie zu jedem Zeitpunkt garantiert.

Das dynamische Energiemodell wurde in diesem Szenario für die Auslegung des Elektrolyseurs genutzt. Dabei wurde die Größe des Elektrolyseurs so gewählt, dass die überschüssige Jahresstrommenge möglichst vollständig in Biomethan umgesetzt werden kann (Abbildung 32). Mit einem Elektrolyseur von 50 kW maximaler Leistung verbleibt nur ein kleiner Teil des PV-Stroms (< 10 MWh/a), der nicht in Biomethan umgesetzt werden kann. Mit dieser Leistung können etwa 4100 Nm³ Biomethan pro Jahr erzeugt werden.

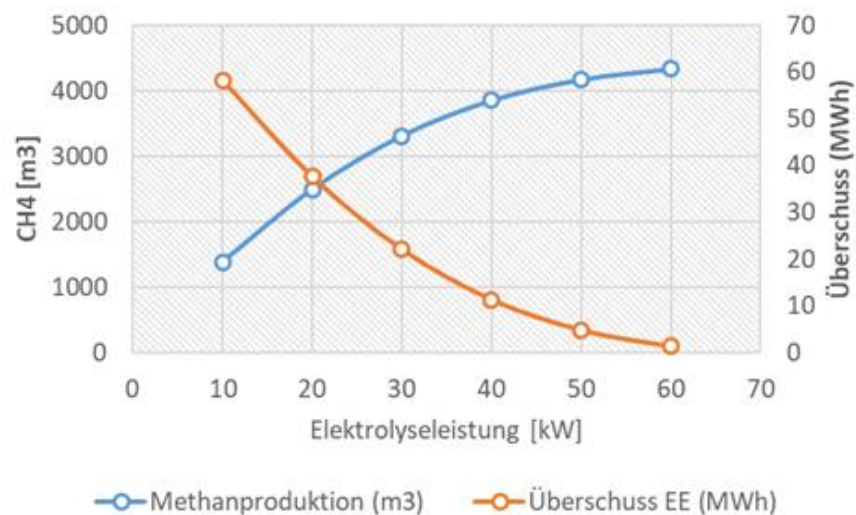


Abbildung 32: Auslegung Elektrolyseur im Szenario Biomethan über überschüssige Jahresmenge an PV-Strom und Biomethanproduktion

4.2 Energiemodell und Eingangsdaten für die Bewertung

4.2.1 Aufbau des Energiemodells und Eingabedaten

Das System wird in einem zeitlich aufgelösten Energiebilanzmodell in MS Excel abgebildet. Als Grundlage für das System werden die Planungsdaten des Neubaus der FFW Frohnau genutzt. Dabei liegen für Strom- und Wärmebedarf des Gebäudes nur Jahressummen vor (Tabelle 13). Die Leistung der PV-Anlage wird über eine zeitlich hochaufgelöste Prognose der BSW für den Standort abgebildet. Der Kraftstoffverbrauch der Fahrzeuge wurde von BSW abgeschätzt.

Tabelle 13: Eingangsdaten des Referenzszenarios: Jahressummen für Strom- und Wärmebedarf, Stromproduktion der PV-Anlage, und Dieserverbrauch der Fahrzeuge der FFW Frohnau

Daten	Wert	Einheit	Datenquelle
Strombedarf	15	MWh/a	Planungsdaten (Jahressumme)
Wärmebedarf	117	MWh/a	Planungsdaten (Jahressumme)
Stromproduktion PV	108	MWh/a	Prognose BSW (Jahresverlauf, 15min-Werte)
Dieserverbrauch für Fahrzeuge	4550	Liter/a	Schätzung BSW

Für die Berechnungen im Energiebilanzmodell wurden die Jahressummen für Strom- und Wärmebedarf in monatliche Werte unterteilt. Dabei wurden für den Stromverbrauch von 15 MWh pro Jahr relativ gleichmäßige Monatswerte übers Jahr angesetzt (Abbildung 33), der Wärmebedarf von 117 MWh pro Jahr wurde nach typischen Saisonverläufen mit hohem Bedarf in den Wintermonaten aufgeteilt (Abbildung 34).

Im Vergleich des Strom- und Wärmebedarfs mit der prognostizierten Stromerzeugung der PV-Anlage (Abbildung 35) lässt sich bereits eine Herausforderung für die neuen Konzepte erkennen: während die PV-Anlage in den Sommermonaten die höchste Leistung bietet, ist der Wärmebedarf in den Wintermonaten am höchsten. Daher ist eine möglichst lange Speicherbarkeit des PV-Stroms für eine hohe Abdeckung des Energiebedarfs auf diesem Standort notwendig. Inwieweit die Konzepte mit Batteriespeicher bzw. Gasspeicher diese Vorgabe erfüllen können, werden die Ergebnisse des Energiebilanzmodells zeigen.

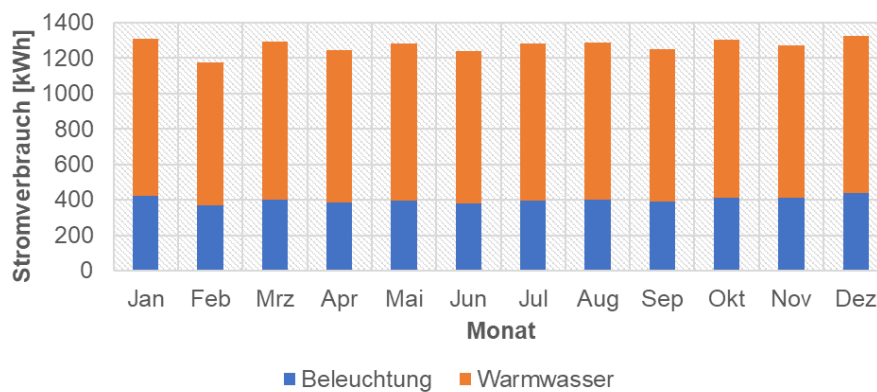


Abbildung 33: Monatlicher Verlauf des Strombedarfs der FFW Frohnau im Referenzszenario

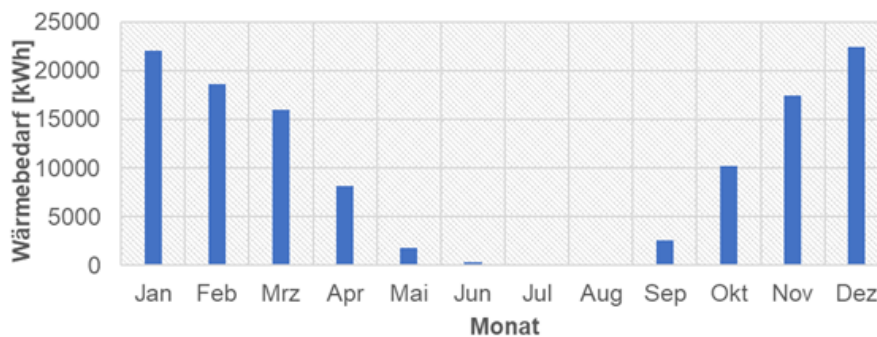


Abbildung 34: Monatlicher Verlauf des Wärmebedarfs der FFW Frohnau im Referenzszenario

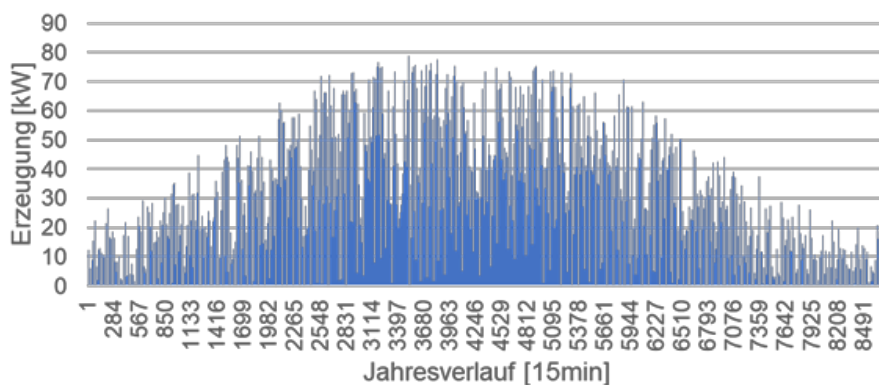


Abbildung 35: Jährlicher Verlauf der Stromerzeugung über PV-Anlage der FFW Frohnau (90 kWp Aufdach und 53 kWp Fassade)

Für den Kraftstoffbedarf der Fahrzeuge der FFW Frohnau wurde angenommen, dass der Jahresbedarf an Kraftstoff über den Energiegehalt und typische Wirkungsgrade der Antriebsarten in Strom bzw. Biomethan/CNG umgerechnet werden kann. Damit entsprechen 4550 L Diesel einer Strommenge von 15 MWh bzw. 39 MWh Biomethan. Die Betankung der Fahrzeuge wird zeitlich so aufgelöst, dass im Mittel alle zwei Tage ein Tankvorgang mit 25 L Diesel, 82 kWh Strom oder 210 kWh Biomethan stattfindet.

Für die verschiedenen Aggregate in den Szenarien werden in Absprache mit BSW folgende Annahmen über Leistungs- und Verbrauchsdaten getroffen (Remy & Habibi 2021):

- Wärmepumpe: COP-Wert von 3,5
- Batteriespeicher: Wirkungsgrad 96%, Ladeleistung 25 kWh/h (C-Rate: 0,23 im Szenario All Electric bzw. 0,83 im Szenario Biomethan)
- Elektrolyseur: 4,9 kWh/m³ H₂, Wirkungsgrad H₂ 75%, Wirkungsgrad Wärmerückgewinnung 20%
- Chemische Methanisierung: Biomethanproduktion 0,25 m³/m³ H₂, Stromverbrauch 0,2 kWh/m³ H₂, Wärmerückgewinnung 0,4 kWh/m³ CH₄
- Gasspeicher: 30 bar
- BHKW: 33% elektrischer Wirkungsgrad, 43% thermischer Wirkungsgrad
- Heizkessel: 95% thermischer Wirkungsgrad

4.2.2 Grundlagen für die ökonomische und ökologische Bewertung

Energiepreise

Für die ökonomische Bewertung der Szenarien wurden in Abstimmung mit BSW vorerst Annahmen für die Energiepreise für das Bezugsjahr 2020 getroffen (Tabelle 14). Wenn das Konzept weiterverfolgt wird, sollten diese Annahmen nochmal aktualisiert werden. Die Vergütung für die Einspeisung von Windstrom liegt nach BSW bei 62 €/MWh im Mittel. Auf Eigenverbrauch von Strom ist sowohl beim BHKW als auch bei der PV-Anlage eine EEG-Umlage von 40% zu zahlen (Stand 2020), zudem kann für BHKW-Strom ein Zuschlag von 40 €/MWh nach KWKG geltend gemacht werden (KWKG 2016). Preise für Erdgas und Diesel wurden über typische Anbieter für private Abnehmer abgeschätzt.

Tabelle 14: Annahmen für Energiepreiskosten im Jahr 2020 für die Fallstudie FFW Frohnau

Preisfaktor	Wert	Einheit	Quelle und Bemerkungen
Strom Netzbezug	250	€/MWh	Schätzung BSW
Strom Einspeisung	62	€/MWh	Berliner Stadtwerke
EEG-Umlage Eigenverbrauch BHKW	26	€/MWh	40% (EEG)
EEG-Umlage Eigenverbrauch PV-Strom	26	€/MWh	40% (EEG)
BHKW Zuschlag (KWKG)	40	€/MWh	Berliner Stadtwerke
Erdgas Einkauf	52	€/MWh	GASAG
Diesel	1,25	€/Liter	Shell

Investitions- und Betriebskosten

Die Investitionskosten für alle notwendigen Aggregate sowie die laufenden Kosten für Wartung und Betrieb wurden aus Angaben von BSW sowie angefragten Firmenangeboten für entsprechende Technologie zusammengestellt (Tabelle 15). Für die Elektrolyseeinheit sowie die Methanisierung gab es ein konkretes Angebot eines Anbieters für höhere Kapazität, das dann nach unten skaliert wurde. Wärmepumpe und Heizkessel sind Bestandteil aller Szenarien und daher hier nicht als zusätzliche Kosten aufgeführt. Wartungs- und Betriebskosten wurden pauschal für alle Komponenten über einen jährlichen Anteil der Investitionskosten abgeschätzt. Die zusätzlichen Kosten zur Umrüstung bzw. Anschaffung von Feuerwehrfahrzeugen mit alternativem Antrieb (Strom oder Gas) sind hier nicht enthalten.

Zur Erfassung weiterer Kosten (u.a. Risiko der Kostensteigerung, Genehmigungen, Planung) wurde auf die Gesamtinvestition ein Aufschlag von 32% erhoben. Bei den Betriebskosten wurde dieser Anteil auf 10% festgelegt. Zur Berechnung der Jahreskosten wurden die Investitionen linear über 15 Jahre abgeschrieben bei einem Zinssatz von 3%. In Summe mit den jährlichen Betriebs- und Wartungskosten ergeben sich so die Gesamtkosten der einzelnen Szenarien.

Tabelle 15: Eingangsdaten für Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten für die Fallstudie FFW Frohnau

Technologie	Auslegung	Investition [€ brutto]	Betrieb und Wartung	Quelle
PV-Anlage	143 kW	161.590	4,4% p.a.	Berliner Stadtwerke
Batterie	30 kWh 110 kWh	19.200 70.000	2% p.a.	GreenAkku (2,4 kWh)
Elektrolyse	50 kW	100.000	8% p.a.	Firmenangebot (1MW)
Methanisierung	25 kW	75.000	8% p.a.	Firmenangebot (1MW)
BHKW	2 kW	10.000	2% p.a.	Berliner Stadtwerke
Gasspeicher	16,7 m ³ (30 bar)	16.700	-	Biogasstudie (2017)
Betankungsanlage		2.000		Schätzung

Aufschläge: 32% auf Gesamtinvestition (Risiko, Genehmigung, ...), 10% auf Wartungskosten

Faktoren für CO₂e-Bilanz

Zur Berechnung der THG-Bilanz wurden hier vereinfacht nur die Energieträger berücksichtigt, die für den Betrieb des Standorts verbraucht werden. Für den Verbrauch von Netzstrom wurde der prognostizierte Strommix in Deutschland im Jahr 2020 angenommen, der bei 403 g CO₂e pro kWh liegt (Fritsche & Greß 2019). Für den Ersatz von Erdgas oder Diesel im Kraftstoffbereich wurden die normierten Faktoren für den Transportsektor der EU angesetzt: Erdgas mit 231 g CO₂e pro kWh und Diesel mit 330 g CO₂e pro kWh (DIN EN 16258 2013).

4.3 Ergebnisse der Modellierung und Bewertung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des Energiemodells sowie die darauf aufbauende Bewertung hinsichtlich der THG-Bilanz und der Jahreskosten beschrieben. Dazu wird in einem Exkurs zu den rechtlichen Rahmenbedingungen die Nachhaltigkeitskriterien für die Nutzung von Biomethan im Verkehrssektor diskutiert.

4.3.1 Energiebilanz

Die Energiebilanz für den Standort FFW Frohnau wird hier getrennt nach Strombilanz und Wärmebilanz aufgezeigt. Im Referenzszenario wird der Strom- und Wärmebedarf des Standorts komplett über das Stromnetz gedeckt, was einem Stromverbrauch von 48,3 MWh pro Jahr entspricht (Abbildung 36). Davon entfallen 32% auf den Stromverbrauch des Gebäudes und 68% auf die Wärmepumpe. Im Szenario All Electric sinkt der Stromverbrauch auf 36,5 MWh pro Jahr, wobei neben dem Bedarf für das Gebäude jetzt auch die Fahrzeuge mit Strom betrieben werden (15 MWh/a). Der Jahresverbrauch kann zu 58% direkt aus dem selbst erzeugten PV-Strom gedeckt werden, die restlichen 42% werden aus dem Stromnetz abgedeckt. Zusätzlich speist der Standort 87 MWh pro Jahr an PV-Strom ins Stromnetz ein, so dass die Strombilanz insgesamt einen Überschuss aufweist. Im Szenario Biomethan steigt der Stromverbrauch durch die Umwandlung von PV-Strom in Biomethan („Power-to-Methane“) deutlich an und liegt bei 102 MWh pro Jahr. Dabei wird fast der gesamte PV-Strom zu Biomethan umgewandelt, nur ein geringer Überschuss von 7 MWh pro Jahr wird noch ins Netz eingespeist. Die Rückverstromung von Biomethan über das BHKW ist nur sehr gering, es werden weniger als 1 MWh Strom im Jahr erzeugt.

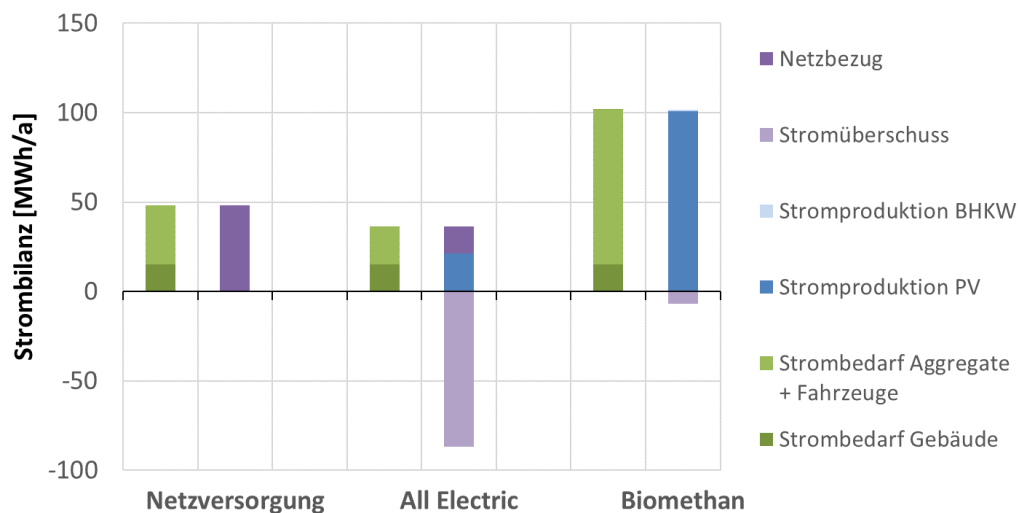


Abbildung 36: Strombilanz der FFW Frohnau für alle Szenarien

Insgesamt zeigt die Strombilanz, dass durch die PV-Anlage der Standort seinen Strombedarf gut abdecken kann. Beim rein strombasierten Szenario All Electric verbleibt sogar ein deutlicher Überschuss ins Stromnetz, der beim Szenario Biomethan fast vollständig zu grünem Gas umgesetzt wird.

Die Wärmebilanz für alle Szenarien zeigt für die neuen Konzepte eine Verschiebung der Wärmeerzeugung von der Wärmepumpe hin zu Erdgas, das im Heizkessel genutzt wird (Abbildung 37). Während im Referenzszenario die Wärmepumpe 100% des Wärmebedarfs von 117 MWh pro Jahr erzeugt, kann im Szenario All Electric nur 19% des Wärmebedarfs über die Wärmepumpe bereitgestellt werden. Der Rest wird über Erdgas aus dem Gasnetz abgedeckt. Daraus lässt sich ableiten, dass die Energieproduktion der PV-Anlage nicht zur kompletten Bedarfsdeckung von Strom, Wärme und Fahrzeugen am Standort ausreicht. Hier wird der erzeugte Strom primär für den Eigenstrombedarf genutzt, und durch die saisonale Verschiebung von Solarstromproduktion (hoch im Sommer) und Wärmebedarf (hoch im Winter) kann der PV-Strom nur begrenzt für den Betrieb der Wärmepumpe eingesetzt werden. Dennoch lässt sich der Energiebedarf für die strombetriebenen Fahrzeuge in diesem Szenario zumindest bilanziell komplett abdecken (Abbildung 38).

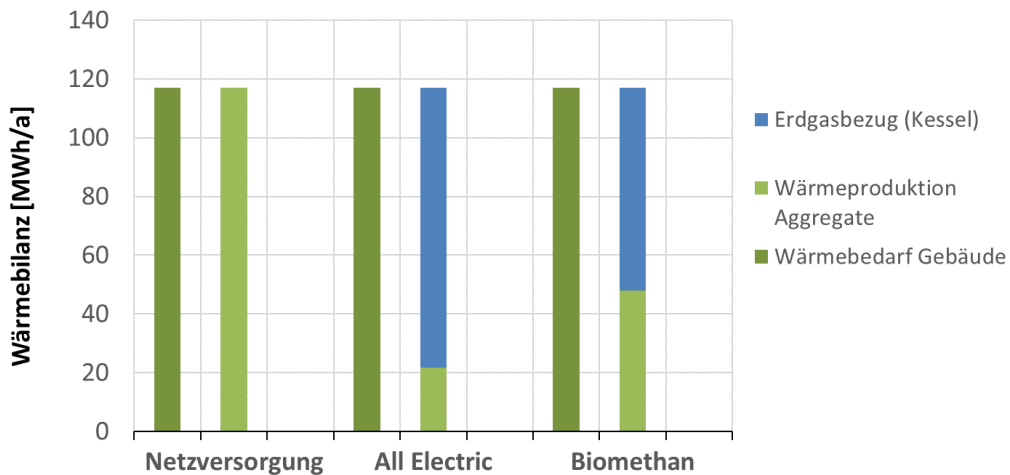


Abbildung 37: Wärmebilanz der FFW Frohnau für alle Szenarien

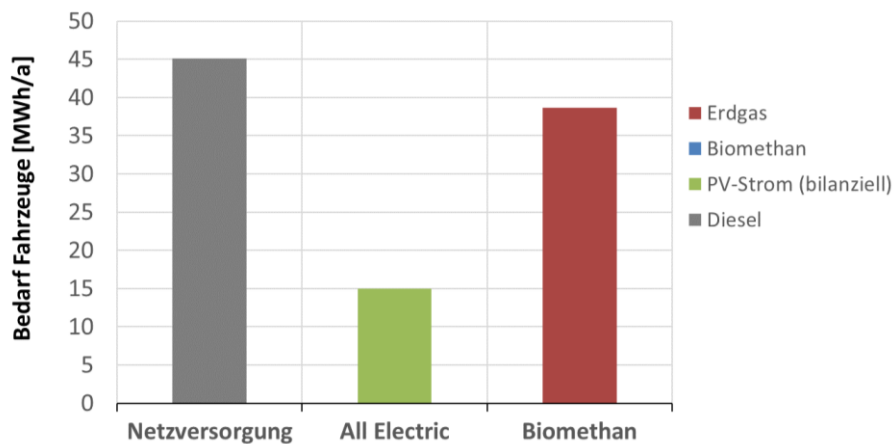


Abbildung 38: Versorgung der Fahrzeuge der FFW Frohnau für alle Szenarien

Im Szenario Biomethan ist die Abdeckung in der Gesamtbilanz noch geringer: bei der Wärmeversorgung kann nun zwar durch die längere Speicherung von PV-Strom in Biomethan 41% des Jahresbedarfs selbst gedeckt werden (Abbildung 37), gleichzeitig bleibt aber kein Überschuss an Biomethan für den Betrieb der Fahrzeuge (Abbildung 38). Durch die Energieverluste im Elektrolyseur und in der Methanisierung bei der Umwandlung von PV-Strom zu Biomethan ist letztlich zwar mehr Wärmeversorgung aus erneuerbaren Quellen möglich, aber insgesamt ist der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Energieversorgung des Standorts geringer als beim Szenario All Electric.

Insgesamt zeigt die Betrachtung der Energiebilanz, dass durch die PV-Anlage die Selbstversorgung des Standorts mit Strom, Wärme und Energieträgern für den Betrieb der Fahrzeuge nicht komplett erreicht werden kann. Im strombasierten Szenario All Electric verbleibt ein deutlicher Erdgasbedarf für die Wärmeversorgung, es kann jedoch überschüssiger PV-Strom eingespeist werden. Im Szenario Biomethan ist die Wärmeversorgung etwas besser, gleichzeitig bleibt für den Betrieb der Fahrzeuge hier kein grünes Gas übrig. Für eine komplette Eigenversorgung des Standorts müsste daher die Erzeugung von erneuerbarer Energie weiter gesteigert werden, entweder über größere PV-Anlagen oder weitere Energiequellen (z.B. Wind). Beides ist nach Angaben der BSW für diesen Standort nicht möglich, so dass die komplette Eigenversorgung der FFW Frohnau nicht erreicht werden kann.

4.3.2 Bewertung über THG-Bilanz

In der THG-Bilanz zeigen die neuen Konzepte für das Bezugsjahr 2020 eine Nettoeinsparung gegenüber der Referenz (Abbildung 39). Für den Betrieb der FFW Frohnau entstehen im Referenzszenario etwa 34 t CO₂e pro Jahr durch den Verbrauch von Netzstrom und Diesel. Im Szenario All Electric werden für Netzstrom und Erdgas etwa 28 t CO₂e pro Jahr emittiert, in der Gesamtbilanz liegt das Szenario aber durch die Gutschrift für den eingespeisten PV-Strom (-35 t CO₂e/a) bei einer Einsparung von 7 t CO₂e/a. Damit ist der Betrieb der FFW Frohnau in diesem Szenario vollständig klimaneutral. Im Szenario Biomethan liegt die Gesamtbilanz bei +22 t CO₂e pro Jahr, weil der Netzbezug an Erdgas etwa 25 t CO₂e/a erzeugt und nur -3 t CO₂e/a durch Einspeisung von PV-Strom ausgeglichen werden. In der THG-Bilanz ist also der rein strombasierte Betrieb der FFW Frohnau mit PV-Anlage deutlich besser als die Variante „Power-to-methane“, was vor allem an dem noch relativ hohen THG-Faktor für Netzstrom im Jahr 2020 liegt.

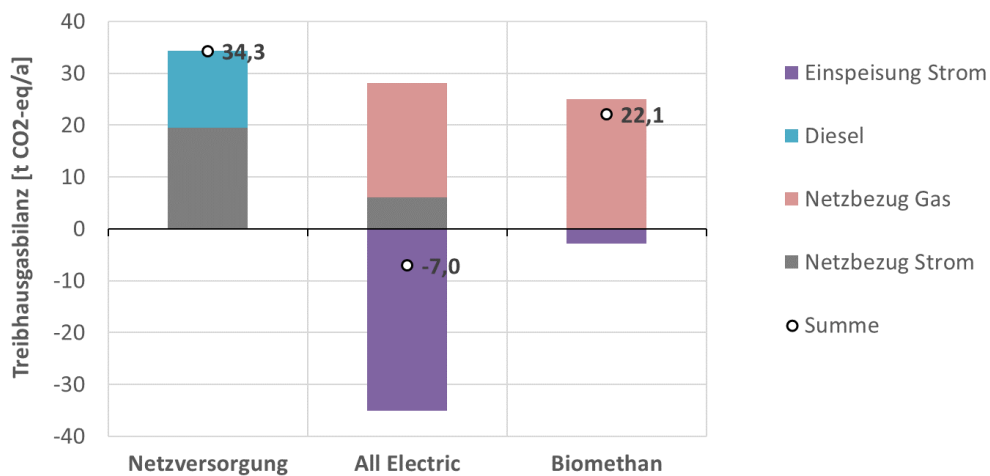


Abbildung 39: CO₂e-Bilanz der FFW Frohnau für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2020)

Wenn zukünftig der Strommix in Deutschland einen höheren Anteil an erneuerbaren Energien enthält, sinkt auch der CO₂e-Faktor für den Netzstrom. Geht man für das Jahr 2035 von 100 g CO₂e pro kWh aus, verringert sich die THG-Bilanz für die Referenz auf etwa 20 t CO₂e pro Jahr (Abbildung 40). Gleichzeitig verschlechtern sich die neuen Konzepte in ihrer THG-Bilanz, da der eingespeiste PV-Strom jetzt deutlich geringere Gutschriften einbringt. Das Szenario All Electric liegt dann bei +15 t CO₂e/a, das Szenario Biomethan bei +24 t CO₂e/a.

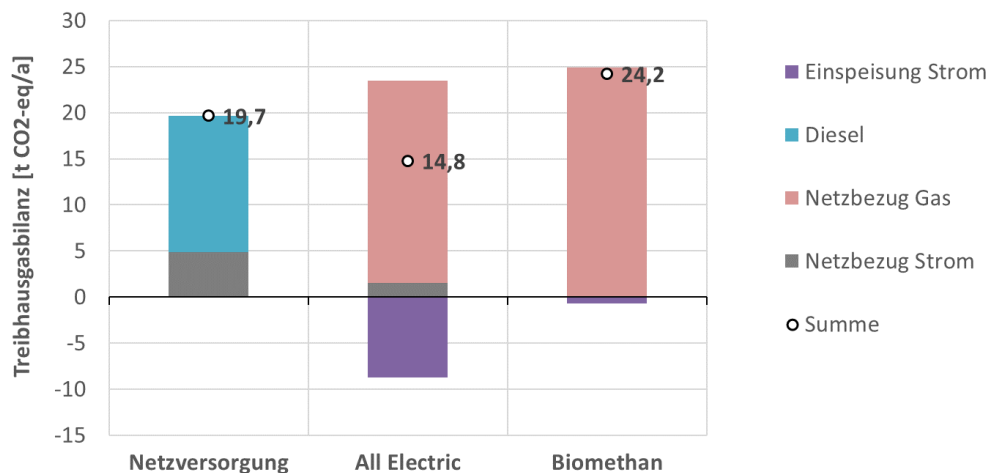


Abbildung 40: CO₂e-Bilanz der FFW Frohnau für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2035+)

Die Bewertung der Szenarien über die THG-Bilanz macht deutlich, dass die Nutzung einer PV-Anlage den Standort aktuell deutlich klimafreundlicher machen kann. Dabei ist das rein strombasierte Konzept dem Ansatz „Power-to-Methane“ überlegen, weil letzterer noch deutliche Energieverluste bei der Umwandlung von Strom zu Biomethan aufzeigt. Diese lassen sich auch durch die bessere Speicherbarkeit des grünen Gases nicht ausgleichen und führen insgesamt zu einer schlechteren THG-Bilanz.

Zukünftig ist der Vorteil einer eigenen PV-Anlage bei sinkendem CO₂e-Faktor des Netzstroms nicht mehr so groß, dennoch lassen sich alleine durch die Vermeidung der CO₂e-Emissionen aus dem Dieselkraftstoff noch Vorteile erzielen. Nachteilig für die neuen Konzepte ist hier der noch deutlich hohe Bedarf an Erdgas für die Wärmeversorgung: dieser sollte wenn möglich ebenfalls durch den Betrieb der Wärmepumpe mit EE-Strom aus dem Netz gesenkt werden.

4.3.3 Bewertung über Jahreskosten

Für die Referenz fallen keine zusätzlichen Kosten in Investition und Wartung an. Für die neuen Konzepte liegen die zusätzlichen Investitionskosten bei etwa 309 T€ für das Szenario All Electric bzw. 507 T€ für das Szenario Biomethan (Abbildung 41). Neben den Kosten für die PV-Anlage sind dabei die Batterie bzw. die Kombination Elektrolyse/Methanisierung von Bedeutung. Die Kosten für Betrieb und Wartung belaufen sich auf zusätzlich 9.400 €/a für das Szenario All Electric bzw. 23.900 €/a für das Szenario Biomethan. Hier wird bereits deutlich, dass durch die zusätzlichen Komponenten das System „Power-to-Methane“ in Investition und Betrieb aufwändiger ist als ein rein strombasierter Betrieb. Die Kosten zur Umrüstung bzw. Anschaffung von Fahrzeugen mit alternativem Antrieb (Strom oder Gas) sind hier nicht enthalten und können für Spezialfahrzeuge der Feuerwehr nur schwer eingeschätzt werden. Dies ist bei der abschließenden Bewertung der Szenarien zu beachten.

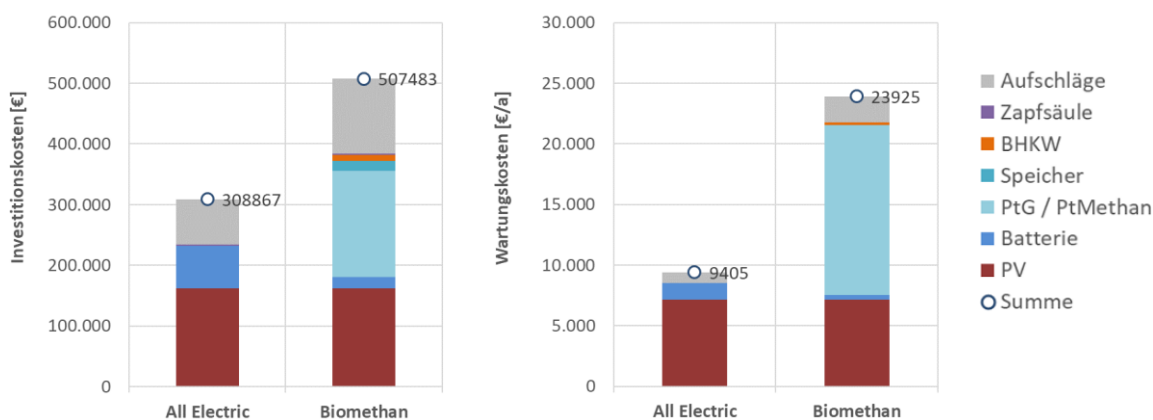


Abbildung 41: Investitionskosten (links) und Betriebs- und Wartungskosten (rechts) der alternativen Szenarien für die FFW Frohnau (Bezugsjahr: 2020)

Die Aufstellung der reinen Energiekosten für den Standort FFW Frohnau zeigen, dass mit den neuen Konzepten diese Kosten deutlich gesenkt werden können (Abbildung 42). Während in der Referenz Kosten von fast 18 T€ pro Jahr entstehen, liegt dieser Betrag im Szenario All Electric nur noch bei etwa 4 T€/a. Dabei senken die erzielten Erträge durch die Einspeisung von PV-Strom die Energiekosten um etwa 5 T€/a. Im Szenario Biomethan liegen die Energiekosten bei etwa 8 T€/a: hier sind neben den Kosten für Erdgas auch die relativ hohe EEG-Umlage für den selbst genutzten PV-Strom zu nennen. Mit Wegfall der EEG-Umlage ab Mitte 2022 fällt dieser Anteil zukünftig weg.

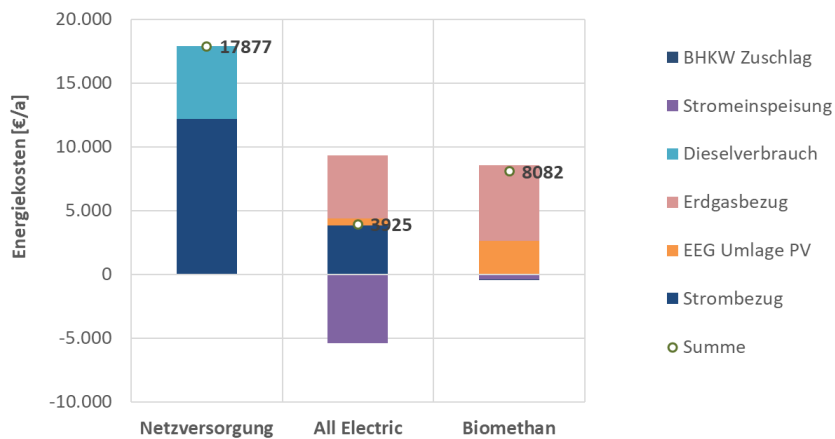


Abbildung 42: Energiekosten für die FFW Frohnau für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2020)

Summiert man alle Kostenbestandteile auf, liegen die neuen Konzepte bei den Jahreskosten deutlich über der Referenz (Abbildung 43). Dabei werden die geringeren Energiekosten durch die zusätzlichen Kosten für Investitionen und Betrieb/Wartung übertroffen, so dass die neuen Konzepte für den Betrieb der FFW Frohnau nicht wirtschaftlich sind. Die Mehrkosten betragen für das Szenario All Electric etwa +16 T€ pro Jahr, für das Szenario Biomethan durch die hohen Invest- und Betriebskosten etwa +48 T€ pro Jahr. Dabei sind mögliche Mehrkosten für die alternativen Antriebe der Fahrzeuge noch nicht enthalten, so dass die tatsächlichen Kosten für die Umsetzung eines der neuen Konzepte in der FFW Frohnau noch höher liegen.

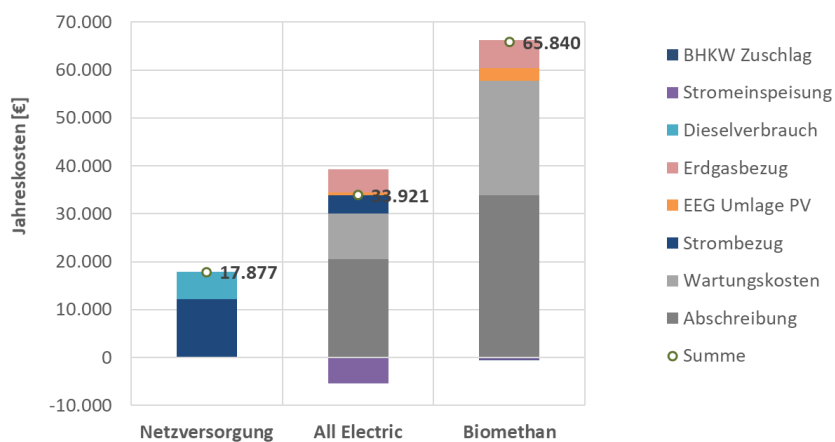


Abbildung 43: Jahreskosten für die FFW Frohnau für alle Szenarien (Bezugsjahr: 2020)

Die Kostenbetrachtung zeigt, dass die neuen Konzepte unter den getroffenen Annahmen zusätzliche Kosten für den Betrieb der FFW Frohnau verursachen. Ohne eine finanzielle Förderung von Investition oder Betriebskosten erscheint daher eine Realisierung dieser Konzepte für den Standort nur schwer umsetzbar. Gerade das Konzept „Power-to-gas“ ist im hier gezeigten Maßstab neu im Markt und noch nicht wirtschaftlich zu betreiben. Wenn ein klimafreundlicher Betrieb und eine autarke Versorgung des Standorts durch den Betreiber gewünscht sind, entstehen hierdurch Mehrkosten für den Standort in aufgezeigter Höhe. Die Bewertung sollte bei weiterer Betrachtung der Konzepte mit neuen Annahmen aktualisiert werden, da die tatsächlichen Energiepreise bei Anfertigung dieses Berichts bereits deutlich höher lagen als hier für das Referenzjahr 2020 angenommen.

4.4 Zusammenfassung und Fazit

Als Zusammenfassung aus der Analyse der FFW Frohnau können die folgenden Erkenntnisse abgeleitet werden (Tabelle 16):

- Die bilanzielle Eigenversorgung des Standorts mit Strom ist durch eine PV-Anlage möglich
- Die Eigenversorgung mit Wärme ist nur anteilig möglich (max. 41% beim Konzept mit Speicherung von PV-Strom in Biomethan)
- Beim rein strombasierten Betrieb können die Fahrzeuge bilanziell komplett versorgt werden, beim Konzept „Power-to-Methane“ bleibt kein Biomethan für die Fahrzeuge nach Deckung der Wärmeversorgung übrig
- Eine autarke Versorgung des Standorts über 72h ist mit den neuen Konzepten für Strom möglich, für Wärme nur mit Gasspeicher
- Das strombasierte Konzept ermöglicht klimaneutralen Betrieb des Standorts durch den hohen Überschuss an PV-Strom, der Klimavorteil bei „Power-to-Methane“ ist durch die Umwandlungsverluste geringer
- Zukünftig sinkt der Klimavorteil einer eigenen PV-Anlage durch den sinkenden CO₂e-Faktor für Netzstrom. Dennoch verbleibt ein Klimavorteil, wenn Diesel für die Fahrzeuge durch erneuerbare Energieträger wie PV-Strom ersetzt werden kann.
- Die höheren Investitionskosten für die neuen Konzepte machen diese im Betrieb teurer als die Referenz mit Netzversorgung. Ohne finanzielle Förderung erscheint daher kein wirtschaftlicher Betrieb der klimafreundlichen Konzepte möglich.

Tabelle 16: Ergebnisse der Bewertung für die untersuchten Szenarien der FFW Frohnau

Bewertung	Einheit	Netzversorgung	All Electric	Biomethan
Stromeigenversorgung Gebäude	[%]	0	98	100
Wärmeeigenversorgung Gebäude	[%]	0	19	41
Eigenversorgung Fahrzeuge	[%]	0	100	0
Autarkie Strom/Wärme für 72h		-	Strom: Ja Wärme: Nein	Strom: Ja Wärme: Ja
THG-Bilanz (2020)	[t CO ₂ e/a]	34,3	-7,0 (-41,3)	22,1 (-12,3)
THG-Bilanz (2035+)	[t CO ₂ e/a]	19,7	14,8 (-4,9)	24,2 (+4,5)
Jahreskosten (2020)	[€/a]	17877	33921	65840

Grün: THG-Einsparung im Vergleich zur Referenz Netzversorgung

Die Fallstudie zeigt, dass durch die Erzeugung erneuerbarer Energien am Standort über eine PV-Anlage die Klimabilanz von Gebäuden deutlich verbessert werden kann. Dabei können neben Strom- und Wärmebedarf auch der Energiebedarf für lokale Mobilität abgedeckt werden, wenn die insgesamt erzeugte Energiemenge ausreichend ist. Schwieriger ist die Deckung des Wärmebedarfs mit PV-Strom, da durch die saisonalen Unterschiede die hohe PV-Leistung im Sommer nur bedingt für die Wärmeversorgung im Winter genutzt werden kann. Hier wäre ein bilanzieller Ausgleich über das Stromnetz von Vorteil. Konzepte mit der Umwandlung von Strom in Biomethan haben den Vorteil

besserer Speicherbarkeit der erneuerbaren Energie, sind aber durch die Verluste bei der Umwandlung energetisch und von der Klimabilanz her nicht besser als rein strombasierte Ansätze. Insgesamt wird der Klimavorteil der Eigenversorgung mit PV-Anlagen zukünftig geringer, wenn auch der gesamte Strommix in Deutschland durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien deutlich klimafreundlicher wird. Dann spielt vor allem die Versorgung von Sektoren wie Mobilität eine Rolle, wenn hier fossile Energieträger ersetzt werden können.

Für den speziellen Fall der FFW Frohnau als kritische Infrastruktur kann mit den neuen Konzepten neben der besseren Klimabilanz eine Autarkie im Fall eines Stromausfalls erreicht werden. Dafür entstehen allerdings deutliche Mehrkosten für Investition und Betrieb der neuen Komponenten, die eine finanzielle Förderung dieser neuen Ansätze notwendig erscheinen lassen, um dem Betreiber eine Umsetzung zu ermöglichen. Bei weiterer Betrachtung der neuen Konzepte sollte die Bewertung der Wirtschaftlichkeit mit den neuen Gegebenheiten aktualisiert werden (u.a. stark gestiegene Energiepreise, Wegfall der EEG-Umlage).

5 Zusammenfassung der Studie und Potential der Sektorkopplung für den Klimaschutz in Berlin

Die vorliegende Studie hat gezeigt, dass das Konzept der Sektorkopplung einen Beitrag zum Klimaschutz für die Stadt Berlin leisten kann. Technisch ist die Sektorkopplung bereits heute umsetzbar, alle hier modellierten Prozesse und Aggregate sind bereits großtechnisch verfügbar. Die Studie hat aber auch die wirtschaftlichen und rechtlichen Hürden aufgezeigt, die einer Realisierung dieser Konzepte teilweise noch entgegenstehen.

Im Folgenden werden die Erkenntnisse aus den Fallstudien zur Sektorkopplung kurz zusammengefasst und ein übergreifendes Fazit gezogen. Anschließend erfolgt eine überschlägige Abschätzung des Potentials, dass die beispielhaften Fallstudien bei großflächiger Umsetzung der Sektorkopplung für den Klimaschutz in Berlin haben können.

5.1 Erkenntnisse und Fazit aus den Fallstudien zur Sektorkopplung

Aus den Fallstudien wurden folgende Erkenntnisse zu den technischen, ökologischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Aspekten gewonnen:

Technisch

- Grüne Gase wie Biomethan fallen u.a. im Abwasser- und Abfallsektor an und können in anderen Sektoren (u.a. Mobilität, Wärmeversorgung) klimafreundliche Energieträger sein
- Technisch ist diese Sektorkopplung schon heute realisierbar. Bei Anwendung der Sektorkopplung für ein komplexeres System mit dynamischem Eigenbedarf an Strom und Wärme (u.a. Klärwerk) wird zur optimalen Analyse und Auslegung ein zeitlich hochaufgelöstes Energiebilanzmodell empfohlen.

Ökologisch

- Durch den Ersatz fossiler Brennstoffe in den Zielsektoren kann ein deutlicher Vorteil für den Klimaschutz erzielt werden, wenn die grünen Gase nicht mehr zur Stromversorgung, sondern primär für andere Bedarfe an nachhaltigen gasförmigen Energieträgern genutzt werden. Der stetig steigende Anteil an erneuerbaren Quellen bei der Stromversorgung (Wind, Solar) macht die Nutzung von grünen Gasen zur Stromerzeugung immer weniger effektiv für den Klimaschutz.
- Die Nutzung von Biomethan aus Biogas oder Faulgas für Mobilität oder Wärmeerzeugung zeigt eindeutige Klimavorteile gegenüber der Verstromung und ist daher ein wirksames Instrument für die fortschreitende Energiewende in den Sektoren, die weiterhin auf gasförmige Energieträger angewiesen sein werden.
- Die Umwandlung von Strom in grüne Gase („power-to-gas“) lohnt sich für den Klimaschutz nur, wenn tatsächlich nur Strom aus erneuerbaren Quellen mit geringen THG-Emissionen genutzt wird. Sonst überwiegen die Nachteile der Energieverluste, die bei der Umwandlung auftreten.

Wirtschaftlich

- Die Sektorkopplung lohnt sich in Systemen mit hohem Energieüberschuss (hier: Biogasanlage) schon heute. Nachdem die Eigenversorgung mit Strom und Wärme abgedeckt ist, verbleibt ein großer Anteil an Biomethan, der für andere Sektoren zur Verfügung gestellt werden kann.

- Besonders hohe Erlöse für grüne Gase können im Mobilitätssektor erzielt werden, da dieser Sektor bereits heute ambitionierte Klimaziele und Vorgaben zur THG-Reduktion erreichen muss und die Zahlungsbereitschaft für grüne Energieträger somit hoch ist.
- Für Systeme mit hohem Eigenstrombedarf (hier: Klärwerk) ist auf absehbare Zeit die Nutzung der grünen Gase für die Eigenversorgung die wirtschaftlichste Lösung. Das liegt am hohen Strompreis und dem im Vergleich relativ geringen möglichen Erlösen für Biomethan oder Wasserstoff. Beim hohen Strompreis spielen Steuern und Abgaben eine große Rolle, während der Gasmarkt trotz steigender CO₂-Zertifikatspreisen für fossile Energieträger bislang nur geringe Vorteile für grüne Gase bietet.
- Auch die Umwandlung von Strom in Gas („power-to-gas“) lohnt sich nur bei günstigem Strompreis und hohem Gaspreis, da dabei immer Energieverluste auftreten. Dazu kommen die relativ hohen Investitionskosten für einen Elektrolyseur.

Rechtlich

- Die rechtlichen Rahmenbedingungen sind entscheidend für die Wirtschaftlichkeit und daher für eine großflächige Umsetzung der Sektorkopplung von großer Bedeutung.
- Die aktuellen Regelungen im Energiemarkt begünstigen hohe Strompreise durch Steuern und Abgaben, während der Gaspreis hauptsächlich durch Angebot und Nachfrage geregelt wird. Daher sind viele Möglichkeiten der Sektorkopplung bislang nicht wirtschaftlich, besonders bei Anlagen mit hohem Eigenstrombedarf.
- Wichtige Randbedingungen für die Vermarktung grüner Gase ist die Anerkennung ihrer Nachhaltigkeit über definierte Kriterien. Sobald aus bestimmten Quellen produzierte Gase wie Biomethan oder Wasserstoff als nachhaltig bzw. THG-neutral zertifiziert sind, können sie zur Zielerreichung bestimmter Vorgaben im Klimaschutz genutzt werden und erzielen so höhere Erlöse. Daher ist dieses „Labelling“ der grünen Gase ein entscheidender Faktor für ihre zukünftige Vermarktung.
- Wichtig sind daher verlässliche und ökologisch sinnvolle Regelungen am Energiemarkt, um die erneuerbaren grünen Gase auch wirtschaftlich produzieren und verkaufen zu können.

Als übergreifendes Fazit haben die Fallstudien aufgezeigt, dass Sektorkopplung heute technisch möglich und auch ökologisch sinnvoll für den Klimaschutz ist. Mit der Sektorkopplung kann Klimaschutz auch in den Sektoren erreicht werden, die weiterhin auf gasförmige Energieträger angewiesen sind. Wirtschaftlich lohnt sich die Sektorkopplung momentan nur für Anlagen mit hohem Energieüberschuss und bei hohen Erlösen für die grünen Gase, u.a. als Kraftstoff im Mobilitätssektor. Der hohe Strompreis und die noch relativ geringen Erlöse bei Netzeinspeisung von grünen Gasen machen das Konzept für Anlagen mit hohem Eigenstrombedarf (noch) nicht wirtschaftlich, genauso wie die Umwandlung von Strom in Gas („power-to-gas“). Für die zukünftige Entwicklung der Sektorkopplung sind ökologisch sinnvolle und vor allem verlässliche Regelungen am Energiemarkt von großer Bedeutung, gerade wenn es um die Steuer- und Abgabenlast auf Energieträger oder die nachhaltige Zertifizierung der grünen Gase geht.

5.2 Potential der Sektorkopplung für den Klimaschutz in Berlin

Mit den Fallstudien dieser Studie wurde für drei konkrete Beispiele das Potential der Sektorkopplung für den Klimaschutz untersucht. Bei den Fallstudien zu Klärwerken und Biogasanlagen konnte dabei ein eindeutiger Beitrag zum Klimaschutz nachgewiesen werden, der durch den Einsatz von Biomethan bzw. grünem Wasserstoff in anderen Sektoren entsteht. Im Fall der Gebäudeversorgung auf Basis von Solarstrom wurde zwar ein Klimavorteil nachgewiesen, der allerdings primär durch den Betrieb der PV-Anlage entstand und nicht spezifisch durch das Konzept der Sektorkopplung über grüne Gase.

Bei der folgenden überschlägigen Hochrechnung für Berlin wurden daher nur die ersten beiden Fallstudien mit Klärwerk und Biogasanlage berücksichtigt, da nur hier die Sektorkopplung über grüne Gase zu einem deutlichen Vorteil in der THG-Bilanz führte.

Für die Hochrechnung wurde vereinfacht das gesamte mögliche Potential zur Biomethanherzeugung der Berliner Klärwerke sowie der Biogasanlagen im Land Brandenburg berechnet und dem Erdgas- bzw. Kraftstoffbedarf des Landes Berlin gegenübergestellt.

Das Potential an Biomethan bestimmt sich dabei wie folgt:

- Die 6 Klärwerke der Berliner Wasserbetriebe erzeugen mehr als 200 GWh Faulgas pro Jahr. Wenn diese Menge komplett aufgereinigt würde, entspricht das einer Energiemenge von 200 GWh Biomethan pro Jahr.
- In Berlin wird nur eine Biogasanlage durch die BSR betrieben. Auf dieser Biogasanlage wird Biogas mit einem Heizwert von etwa 30 GWh pro Jahr produziert. Dieses Biogas wird bereits vor Ort zu Biomethan aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist (Pauluweit 2022). Die BSR versorgt damit bilanziell ihre Fahrzeuge und trägt so zum Klimaschutz in Berlin bei.
- In Brandenburg werden etwa 460 Biogasanlagen betrieben. Die installierte elektrische Leistung beträgt insgesamt 280 MW (MWAE 2022). Bei einem mittleren elektrischen Wirkungsgrad von 35% und einer mittleren Auslastung der BHKW von 60% (Schätzung) ergibt sich daraus eine Biogasmenge von etwa 3500 GWh pro Jahr.

Der jährliche Bedarf an Erdgas bzw. Kraftstoff wurde aus dem statistischen Bericht des Landes Berlin entnommen (Amt für Statistik Berlin-Brandenburg 2021). Dabei wird hier der Endenergiebedarf an Erdgas für verschiedene Verbrauchergruppen für das Jahr 2020 berichtet (Werte gerundet).

Der Vergleich macht deutlich, dass das gesamte Biomethanpotential der Klärwerke Berlins sowie der aller Biogasanlagen von Berlin und Brandenburg in Summe deutlich geringer ist als der Energiebedarf der dargestellten Verbrauchergruppen (Abbildung 44). Insgesamt werden in Berlin etwa 28.000 GWh Erdgas pro Jahr durch Kraftwerke, Industrie und Haushalte verbraucht. Dazu kommen 13.200 GWh an Kraftstoff für den Verkehrssektor. Demgegenüber liegt die gesamte Biomethanmenge bei 3730 GWh und damit bei etwa 13% des Erdgasbedarfs bzw. 28% des Kraftstoffbedarfs.

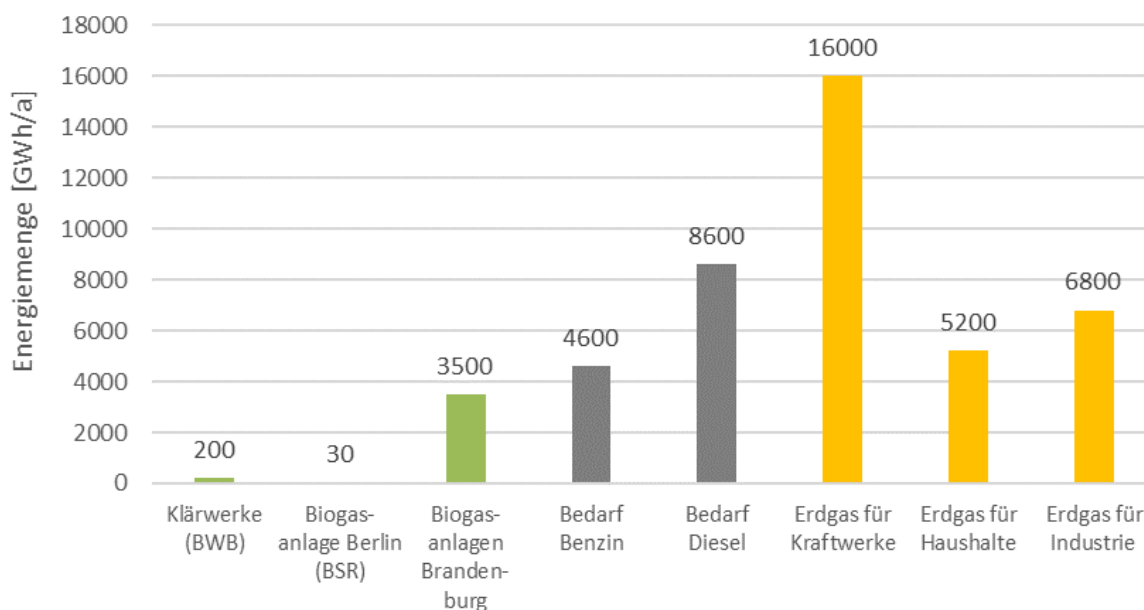


Abbildung 44: Potential der Sektorkopplung für Berlin: Biomethanmenge der Klärwerke der BWB und der Biogasanlagen in Berlin und Brandenburg sowie Endenergiebedarf für Benzin, Diesel und Erdgas für verschiedene Verbraucher in Berlin 2020

Diese Hochrechnung macht deutlich, dass das Potential der Sektorkopplung über Biomethanherzeugung für die Region Berlin/Brandenburg nur einen kleineren Teil des momentanen Energieverbrauchs an Erdgas bzw. Kraftstoff abdecken könnte. Dies ist für eine hochverdichtete Metropolregion sicher nicht untypisch: Biomethan aus eigenen Klärwerken bzw. Bioabfallanlagen kann in Berlin nur einen Bruchteil des Energiebedarfs der Hauptstadt abdecken (hier: < 1%).

Trotzdem werden in Zukunft alle Möglichkeiten zur Bereitstellung regionaler und nachhaltiger grüner Energieträger wichtig werden. Für die Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele Berlins wird daher empfohlen, die Möglichkeiten der Sektorkopplung gerade für die Bereiche zu fördern, die sowieso grüne Gase innerhalb Berlins bzw. im Umland produzieren. Mit der hier abgeschätzten Biomethanmenge von 3730 GWh ließen sich im Zuge der Sektorkopplung durch die Substitution von Erdgas über 860.000 t CO₂e pro Jahr einsparen. Das verdeutlicht die Möglichkeiten, die die Sektorkopplung für den Klimaschutz bietet. Zukünftige gesetzlichen Regelungen auf dem Energiemarkt sollten daher dieses Konzept fördern und wirtschaftlich tragfähig machen, um damit auch langfristig einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz in Berlin liefern zu können.

6 Quellenverzeichnis

- Amt für Statistik Berlin-Brandenburg (2021) Statistischer Bericht E IV 5 – j / 20: Energie- und CO₂-Daten in Berlin 2020 - Vorläufige Ergebnisse. Amt für Statistik Berlin-Brandenburg
- BEHG (2019) Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen. Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. November 2020 (BGBl. I S. 2291)
- BImSchG (2021) Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge. Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 24. September 2021 (BGBl. I S. 4458)
- BImSchV (2017) Achtunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen - 38. BImSchV). Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen vom 8. Dezember 2017 (BGBl. I S. 3892), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 12. November 2021 (BGBl. I S. 4932)
- Biokraft-NachV (2021) Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2. Dezember 2021 (BGBl. I S. 5126, 5143)
- BVES (2016) Fact sheet Speichertechnologien: Wasserstoff-Speicherung. Bundesverband Energiespeicher (https://www.bves.de/wp-content/uploads/2016/03/FactSheet_chemisch_P2G.pdf)
- DIN EN 16258 (2013) Methode zur Berechnung und Deklaration des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen bei Transportdienstleistungen (Güter- und Personenverkehr); Deutsche Fassung EN 16258:2012. Deutsches Institut für Normung e.V.
- EBeV (2020) Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2021 und 2022. Emissionsberichterstattungsverordnung 2022 vom 17. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3016)
- EC (2022) COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin. European Commission
- Ecoinvent (2019) Ecoinvent data v3.6, ecoinvent reports No. 1-26, Swiss Center for Life Cycle Inventories, www.ecoinvent.org.
- EP (2022) Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council. [https://oeil.secure.europarl.europa.eu/oeil/popups/ficheprocedure.do?reference=2021/0223\(COD\)](https://oeil.secure.europarl.europa.eu/oeil/popups/ficheprocedure.do?reference=2021/0223(COD))
- Fritsche, U. & Greß, H.-W. (2019) Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2018 sowie Ausblicke auf 2020 bis 2050. Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien GmbH
- GasNZV (2017) Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetz Zugangsverordnung - GasNZV). Bundesgesetzblatt I S. 1261 vom 3. September 2010, zuletzt geändert durch Artikel 119 vom 29. März 2017 im BGBl. I S. 626
- Greulich, S. (2022) Vergleich von Verfahren zur Produktion von Biomethan und grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen auf dem Klärwerk Schönerlinde. FG Umweltverfahrenstechnik, TU Berlin
- Hoffmann, B. (2022) Was lange währt, wird gut? – Der Delegated Act der EU-Kommission für den Wasserstoffeinsatz im Verkehrssektor. Stiftung Umweltenergierecht, <https://stiftung->

- umweltenergierecht.de/veranstaltungen/veranstaltungen-2022/delegated-act-wasserstoffeinsatz-verkehrssektor-2022-05-30/ (Zugriff am 16.06.2022)
- Bundesgesetzblatt I S. 2498 vom 21.12.2015, zuletzt geändert durch Artikel 1 G vom 22.12.2016 | 3106: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG). (2016)
- MWAE (2022) Erzeugung und Nutzung von Biogas (<https://mwae.brandenburg.de/sixcms/detail.php/791429>, abgerufen am 16.06.2022).
Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg
- Pauluweit, N. (2022) Geschlossene Kreisläufe, erneuerbare Energien und Sektorkopplung bei der BSR: Vortrag bei der 51. Berliner Wasserwerkstatt am 17.02.2022. Abrufbar unter <https://www.kompetenzwasser.de/de/newsroom/veranstaltungen/wasserwerkstatt>.
Berliner Stadtreinigungsbetriebe
- Remy, C. & Habibi, M. (2021) Wissenschaftlicher Zwischenbericht zum Projekt „Grünes Gas – Biomethan und Wasserstoff für Sektorenkopplung und Klimaschutz“. Kompetenzzentrum Wasser Berlin gGmbH
- Tichler, R., Zauner, A., Böhm, H. & Rosenfeld, D. (2019) Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization: Analysis on future technology options and on techno-economic optimization. Deliverable D7.7. of H2020 project Store&Go (https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2019/20190801-STOREandGO-D7.7-EIL-Analysis_on_future_technology_options_and_on techno-economic_optimization.pdf)