

Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover

Fakultät für Bauingenieurwesen und Geodäsie

Institut für Umweltplanung

GIS-basierte Analyse von Nachnutzungsstrategien für Biogasanlagen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in Niedersachsen

Masterarbeit

im Studiengang Umweltingenieurwesen (M. Sc.)

von Jonas Alexander Berndmeyer

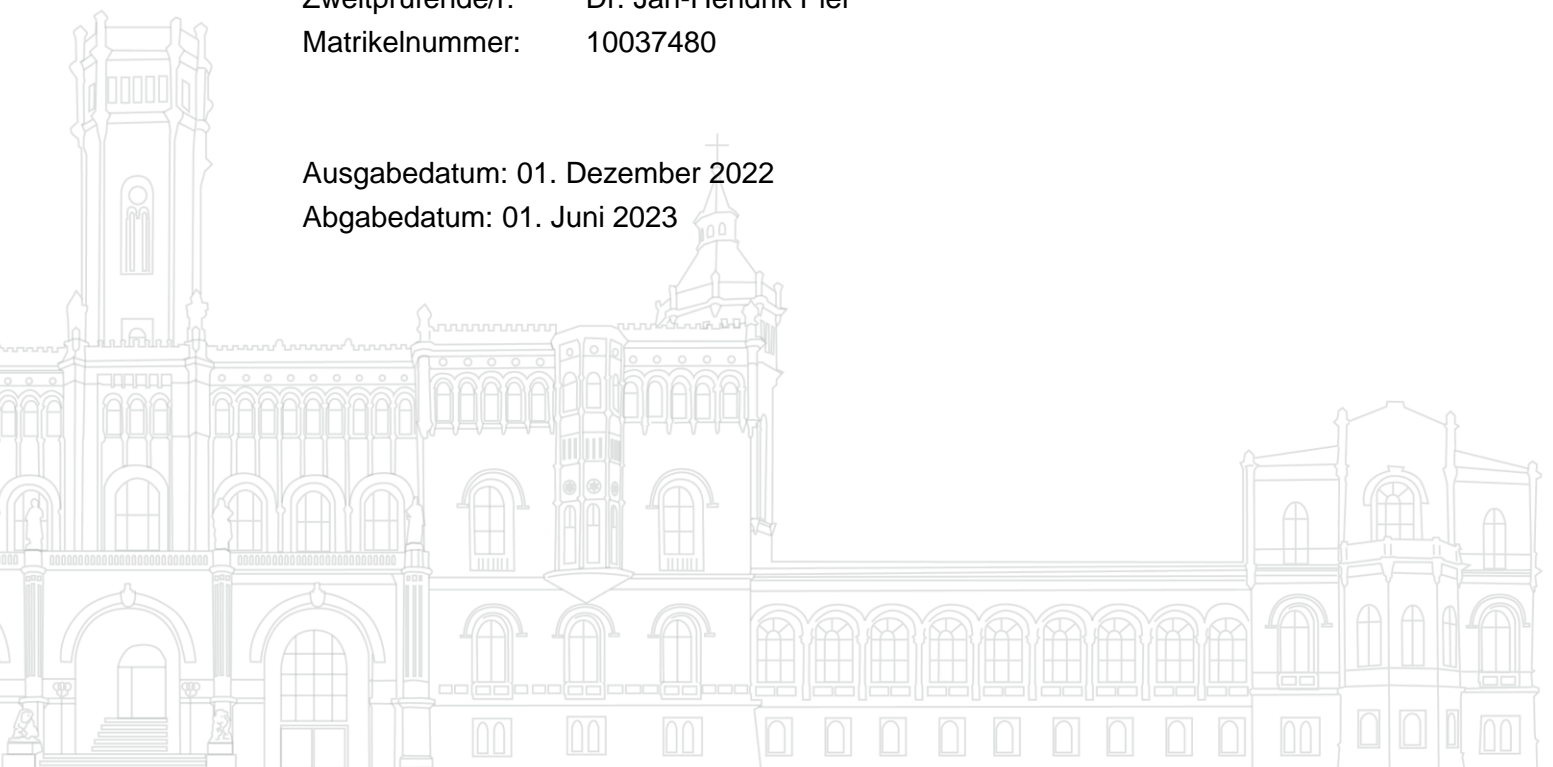
Erstprüfende/r: Prof. Dr. Jochen Hack

Zweitprüfende/r: Dr. Jan-Hendrik Piel

Matrikelnummer: 10037480

Ausgabedatum: 01. Dezember 2022

Abgabedatum: 01. Juni 2023



Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, Jonas Berndmeyer, dass ich die vorliegende Ausarbeitung mit dem Titel
'GIS-basierte Analyse von Nachnutzungsstrategien für Biogasanlagen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in Niedersachsen'

ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt haben. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht.

Insbesondere habe ich nicht die Hilfe einer kommerziellen Beratung in Anspruch genommen. Dritte haben von mir weder unmittelbar noch mittelbar geldwerte Leistungen für Tätigkeiten erhalten, die im Zusammenhang mit dem Inhalt der vorgelegten Arbeit stehen.

Die Arbeit wurde bisher weder im Inland noch im Ausland in gleicher oder ähnlicher Form eingereicht und ist als Ganzes auch noch nicht veröffentlicht.

Der Prüfung der vorliegenden Masterarbeit durch Plagiatserkennungssoftware stimme ich zu.

Jonas Berndmeyer, Hannover, den 01. Juni 2023

Kurzfassung

Für über ein Drittel der niedersächsischen Biogasanlagen läuft in den nächsten fünf Jahren die Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz aus. Damit droht einem Großteil dieser Anlagen aus ökonomischen Gründen die Stilllegung. Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung einer Nachnutzungsstrategie für diese Biogasanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Energien. In einem ersten Schritt wird diese Nachnutzungsstrategie im Rahmen einer Fallstudie anhand zweier Biogasanlagen erarbeitet. In einem zweiten Schritt werden die Ergebnisse der Fallstudie abgeleitet, um die Nachnutzungsstrategie auf sämtliche niedersächsischen Biogasanlagen zu übertragen und das Methanisierungspotenzial für ganz Niedersachsen zu ermitteln.

Methodisch wird dazu die Biogasanlage um eine Power-to-Gas-Prozesskette zur Erzeugung und Einspeisung von grünem Wasserstoff und Methan erweitert und anhand des CO₂-Volumenstroms der Biogasanlage ausgelegt. Als wichtige Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit gilt die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien, weshalb neben einer Wirtschaftlichkeitsberechnung eine GIS-basierte Analyse zur Identifizierung von Potenzialflächen für Windenergie- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen durchgeführt wird. Auf Grundlage eines Biogasanlagen-Katasters und einer landesweiten Potenzialflächenanalyse wird mit Hilfe eines GIS das Methanisierungspotenzial für ganz Niedersachsen berechnet.

Synergien bei der Kopplung von Biogasanlagen mit einer biologischen ex-situ Methanisierung (Power-to-Gas-Anlage) hinsichtlich der Prozessführung und -technik sowie wirtschaftlicher Parameter konnten im Rahmen der Auslegung aufgezeigt werden. Trotz der Verfügbarkeit günstigen erneuerbaren Stroms ist die Power-to-Gas-Anlage nur unter gewissen regulatorischen Voraussetzungen wirtschaftlich zu betreiben.

Durch die niedersachsenweite Analyse aller Biogasanlagen ab einer Größe von 250 kW konnte aufgezeigt werden, dass weder die Distanz zu dem Gasnetz noch die Verfügbarkeit von Potenzialflächen für erneuerbare Energien einen limitierenden Faktor für die Methanisierung darstellen. Daraus ergibt sich ein signifikantes Potenzial der dezentralen Methanisierung in Niedersachsen durch die Kopplung mit Biogasanlagen von ca. 1.397 Mio. m³ Methan jährlich.

Abstract

For more than a third of the biogas plants in Lower Saxony, the subsidies under the Renewable Energy Sources Act will expire within the next five years. As a result, there is a risk that a large number of these plants will be shut down for economic reasons. The aim of this work is to develop an end-of-life strategy for these biogas plants in order to produce hydrogen and methane from renewable energies. In a first step, this end-of-life strategy will be developed based on a case study for two biogas plants. In a second step, the results of the case studies are used to transfer the end-of-life strategy to all biogas plants in Lower Saxony and to determine the potential for methanation for the entire federal state.

As a methodological approach, a power-to-gas process chain is added to the biogas plant to produce green hydrogen and methane and feed it into the gas grid. The design of this process chain is based on the volume flow of CO₂ of the biogas plant. An important requirement for economic feasibility is the availability of renewable energies. Therefore, in addition to an economic analysis, a GIS-based analysis is carried out to identify potential areas for wind energy and ground-mounted photovoltaic plants. Based on an analysis of all biogas plants in Lower Saxony and a state-wide analysis of potential areas, the methanisation potential for the whole of Lower Saxony is calculated with a GIS.

Synergies in the coupling of biogas plants with a biological ex-situ methanisation (power-to-gas plant) with regard to process management and technology as well as economic parameters could be demonstrated in the technical design. Despite the availability of cheap renewable electricity, the power-to-gas plant can only be operated economically under certain regulatory conditions.

The Lower Saxony-wide analysis of all biogas plants from a size of at least 250 kW showed that neither the distance to the gas grid nor the availability of potential areas for renewable energies is a limiting factor for methanisation. This results in a significant potential of decentralised methanisation in Lower Saxony through coupling with biogas plants of approx. 1.397 mil. m³ methane annually.

Inhaltsverzeichnis

Symbolverzeichnis	I
Abkürzungsverzeichnis	II
Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	VI
1 Einleitung	3
1.1 Problemstellung	3
1.2 Zielsetzung	4
1.3 Methodik	4
1.4 Aufbau der Arbeit	5
2 Wissenschaftliche Grundlagen	7
2.1 Biogas	7
2.1.1 Grundlagen zur Erzeugung von Biogas	7
2.1.2 Verfahrenstechnik zur Erzeugung und Aufbereitung von Biogas	8
2.2 Wasserstoff	9
2.2.1 Grundlagen und Einordnung von Wasserstoff	9
2.2.2 Elektrolyseverfahren	10
2.2.3 Wasserstoffspeicherung	12
2.2.4 Anwendungsgebiete für grünen Wasserstoff und Power-to-Gas	13
2.3 Methanisierungsverfahren	14
2.3.1 Chemische Methanisierung	15
2.3.2 Biologische Methanisierung	16
2.3.3 Vergleich der Methanisierungsverfahren	18
2.3.4 Kopplung von Biogasanlagen mit Methanisierungsanlagen	20
2.4 Planerische Steuerung von Erneuerbare-Energien-Anlagen	21
2.4.1 System der räumlichen Planung in Deutschland	21
2.4.2 Planung von Biogasanlagen	22
2.4.3 Planung von Windenergieanlagen	23
2.4.4 Planung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen	23
2.5 Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien und Power-to-Gas	24
2.5.1 Berechnung des Jahresenergieertrags einer Windenergieanlage	24

2.5.2	Berechnung des Jahresenergieertrags einer Freiflächen-Photovoltaikanlage . . .	27
2.5.3	Kosten für Windenergie- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen	27
2.5.4	Kosten für Power-to-Gas-Anlagen	28
3	Methodik	31
3.1	Datengrundlage der Fallstudie	32
3.1.1	Standortanalyse der Biogasanlagen	32
3.1.2	Verfahrensanalyse der Biogaserzeugung	34
3.1.3	Untersuchung der eingesetzten Prozesstechnik	35
3.2	Konzeptentwicklung einer Power-to-Gas-Prozesskette	36
3.2.1	Vorgehensweise für die Auslegung einer Power-to-Gas-Prozesskette	37
3.2.2	Teilsystem 1: Elektrolyseur	38
3.2.3	Teilsystem 2: Erneuerbare-Energien-Anlagen	39
3.2.4	Teilsystem 3: Wasserstoffspeicher	40
3.2.5	Teilsystem 4: Methanisierungsreaktor	42
3.2.6	Teilsystem 5: Gasaufbereitung und Gasnetzanschluss	42
3.2.7	Teilsystem 6: Abwärmenutzung und weitere Nebenprodukte	43
3.3	GIS-basierte Detailanalyse der Wind- und Solarflächenpotenziale	44
3.3.1	Definition der Referenzanlagen	45
3.3.2	Datengrundlage der Flächenpotenzialanalyse: Prämissengerüst	45
3.3.3	Vorgehen der Flächenpotenzialanalyse für Wind- und Solarenergieanlagen . . .	50
3.3.4	Vorgehen der Flächenauswahl und Layoutplanung	50
3.3.5	Energieertragsermittlung	51
3.4	Wirtschaftlichkeit der Power-to-Gas-Anlage	52
3.4.1	Annuitätenfaktor	53
3.4.2	Levelized Cost of Electricity	53
3.4.3	Levelized Cost of Hydrogen	54
3.4.4	Levelized Cost of Methane	55
3.4.5	Parameter der Sensitivitätsanalyse	55
3.5	Analyse des Methanisierungspotenzials durch Biogasanlagen in Niedersachsen	56
3.5.1	Datengrundlage: Biogasanlagen- und Gasnetz-Kataster	56
3.5.2	GIS-basierte landesweite Analyse der Wind- und Solarflächenpotenziale	57
3.5.3	Vorgehensweise zur Ermittlung des Methanisierungspotenzials	58
4	Ergebnisse	59
4.1	Auslegung der Power-to-Gas-Prozesskette	59
4.1.1	Teilsystem 1: Elektrolyseur	61
4.1.2	Teilsystem 2: Erneuerbare-Energien-Anlagen	61
4.1.3	Teilsystem 3: Wasserstoffspeicher	63
4.1.4	Teilsystem 4: Methanisierungsreaktor	64
4.1.5	Teilsystem 5: Gasaufbereitung und Gasnetzanschluss	65
4.1.6	Teilsystem 6: Abwärmenutzung und weitere Nebenprodukte	66

4.2	Flächenpotenziale und Jahresenergieerträge für Wind- und Solarenergie	67
4.2.1	Flächenpotenziale für Windenergieanlagen	67
4.2.2	Flächenpotenziale für Freiflächen-Photovoltaikanlagen	70
4.2.3	Layout für die Windenergie- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen	74
4.2.4	Jahresenergieerträge	76
4.3	Wirtschaftlichkeit der Power-to-Gas-Anlage	77
4.3.1	Strom- und Gasgestehungskosten	77
4.3.2	Sensitivitätsanalyse	78
4.4	Methanisierungspotenzial durch Biogasanlagen in Niedersachsen	79
4.4.1	Klassifizierung der Biogasanlagen in Niedersachsen	79
4.4.2	Niedersachsenweite Flächenpotenziale für Wind- und Solarenergie	81
4.4.3	Methanisierungspotenzial in Niedersachsen	82
5	Diskussion	85
5.1	Zusammenfassung	85
5.2	Diskussion der Ergebnisse	86
5.2.1	Synergien der Power-to-Gas-Prozesskette	86
5.2.2	Flächenpotenziale für Wind- und Solarenergie	88
5.2.3	Wirtschaftlichkeit der Power-to-Gas-Anlage	90
5.2.4	Methanisierungspotenzial in Niedersachsen	94
5.3	Diskussion der Methodik	97
5.4	Limitationen und Implikationen für weiterführende Forschung	99
6	Fazit und Ausblick	101
6.1	Fazit	101
6.2	Ausblick	103
	Literaturverzeichnis	105
	Rechtsquellen	115
A	Anhang	117

Symbolverzeichnis

Lateinische Symbole

Symbol	Bezeichnung	Einheit
A	Annuitätenfaktor	%/Jahr
A_{Wb}	char. Windgeschw. der Weibullverteilung	m/s
A_{FF-PVA}	Flächengröße der Referenzanlage	ha
AEP	Annual Energy Production	kWh/Jahr
AEP_{FF-PVA,spez}	Spezifischer Energieertrag FF-PVA	kWh/kW
AEP_{FF-PVA,gesamt}	Jahresenergieertrag der Referenzanlage	kWh
AEP_{Referenzanlage}	Flächenabhängiger Jahresenergieertrag d. Ref.anlage	kWh/ha
CAPEX_{EL}	CAPEX Elektrolyseur	€/kW
CAPEX_{FF-PVA}	CAPEX FF-PVA	€/kW
CAPEX_{MR}	CAPEX Methanisierungsreaktor	€/kW
CAPEX_{PK}	CAPEX periphere Komponenten WEA	€/kW
CAPEX_S	CAPEX Wasserstoffspeicher	€/kW
CAPEX_{WEA}	CAPEX WEA	€
E_{Standort}	Sonneneinstrahlung	kWh/kWp
h	Jährliche Betriebsstunden	h/Jahr
h_{Wb}	Weibull-Häufigkeit	–
i	Zinssatz	%
k_{Wb}	Formfaktor der Weibullverteilung	–
k_{CO₂}	Spezifische CO ₂ -Kosten	€/kWh
k_{H₂O}	Spezifische Wasserkosten	€/kWh
LCOE_{FF-PVA}	Levelized Cost of Electricity FF-PVA	€/kWh
LCOE_{WEA}	Levelized Cost of Electricity WEA	€/kWh
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen	€/kWh
LCOM	Levelized Cost of Methane	€/kWh
n	Nutzungsdauer	a
n_{OPEX,EL}	OPEX Elektrolyseur in % von CAPEX	%/Jahr
n_{OPEX,MR}	OPEX Methanisierungsreaktor in % von CAPEX	%/Jahr
n_{OPEX,S}	OPEX Wasserstoffspeicher in % von CAPEX	%/Jahr
OPEX_{fix}	OPEX Windenergieanlage fix	€/Jahr
OPEX_{spez}	OPEX FF-PVA	€/kW

Symbol	Bezeichnung	Einheit
$OPEX_{var}$	OPEX Windenergieanlage variabel	€/kWh
$P(v)$	Leistungskurve	kW
$p(h)$	Luftdruck für Höhe h	hPa
P_{EL}	Nennleistung Elektrolyseur	kW
$P_{Referenzanlage}$	Leistung der Anlage	kWp
$Q_{CH_4,in}$	Input-Volumenstrom Methan	m ³ /h
$Q_{CH_4,out}$	Output-Volumenstrom Methan	m ³ /h
$Q_{CO_2,h}$	Stündlicher CO ₂ -Volumenstrom	m ³ /h
$Q_{H_2,h}$	Stündlicher H ₂ -Volumenstrom	m ³ /h
$Q_{Rohbiogas,a}$	Jährlicher Rohbiogas-Volumenstrom	m ³ /
Q_{Total}	Stündlicher Input-Volumenstrom	m ³ /h
R_S	Spezielle Gaskonstante	J/(kg*K)
T	Temperatur	K
t_L	Volllaststunden pro Jahr	h/Jahr
T_v	Technische Verfügbarkeit	—
$t_{L,EL}$	Volllaststunden Elektrolyseur pro Jahr	h/Jahr
$t_{L,MR}$	Volllaststunden Methanisierung pro Jahr	h/Jahr
u_{bin}	Windgeschwindigkeit (eines Bins)	m/s
$V_{Reaktor}$	Reaktorvolumen Methanisierungsreaktor	m ³

Griechische Symbole

Symbol	Bezeichnung	Einheit
ϵ	Verlustfaktor	%
η_{BGA}	Verfügbarkeit Biogasanlage	%
η_{EL}	Wirkungsgrad Elektrolyse	%
η_{MR}	Wirkungsgrad Methanisierung	%
ρ	Luftdichte	kg/m ³
φ_{CO_2}	CO ₂ -Anteil im Rohbiogas	%

Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
AEP	Annual Energy Production (Jahresenergieertrag)
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz

BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
BP	Bebauungsplan
CAPEX	Capital Expenditures
CCS	Carbon Capture and Storage
CH₄	Methan
CO	Kohlenmonoxid
CO₂	Kohlendioxid
DAC	Direct Air Capture
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FF-PVA	Freiflächen-Photovoltaikanlagen
FFH	Fauna-Flora-Habitat
FKP	Institut für Festkörperphysik
FM	Festmasse
FNP	Flächennutzungsplan
FStrG	Bundesfernstraßengesetz
GHSV	Gas Hourly Space Velocity
GIS	Geoinformationssystem
H₂	Wasserstoff
H₂O	Wasser
H₂S	Schwefelwasserstoff
HCl	Chlorwasserstoff
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
IUP	Institut für Umweltplanung
KRW	Konfliktrisikowerte
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen
LCOM	Levelized Cost of Methane
LEP	Landesentwicklungsplan
LNG	Liquefied Natural Gas
LROP	Landes-Raumordnungsprogramm
LuftVG	Luftverkehrsgesetz
MaStR	Marktstammdatenregister
MVA	Minimum Vectoring Altitude
N₂	Stickstoff
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NH₃	Ammoniak
NLT	Niedersächsischer Landkreistag
NSGB	Niedersächsischer Städte- und Gemeindebund
O₂	Sauerstoff
OPEX	Operational Expenditures

OSM	Open Street Map
PEM	Protonen-Austausch-Membran
PtG	Power-to-Gas
REDII	Renewable Energy Directive
ROG	Raumordnungsgesetz
ROK	Raumordnungskataster
RROP	Regionales Raumordnungsprogramm
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Programme
WEA	Windenergieanlagen
WindBG	Windenergieflächenbedarfsgesetz

Abbildungsverzeichnis

2.1	Schematische Darstellung der in-situ und ex-situ Methanisierung	17
3.1	Übersicht des methodischen Vorgehens	31
3.2	Standortanalyse der Biogasanlage Höfer	33
3.3	Standortanalyse der Biogasanlage Sibbesse	33
3.4	Vorgehen der Auslegung der Power-to-Gas-Anlage	38
3.5	Prozessdiagramm der Speichersimulation	41
4.1	Schematische Darstellung der Power-to-Gas-Prozesskette	60
4.2	Simulation der Erzeugungsprofile der EE-Anlagen	62
4.3	Simulation der H ₂ -Erzeugung	62
4.4	Simulation des Füllgrads des H ₂ -Speichers	63
4.5	Simulation der H ₂ -Bereitstellung an den Methanisierungsreaktor	64
4.6	Gasnetz im Umkreis der BGA Höfer	65
4.7	Gasnetz im Umkreis der BGA Sibbesse	66
4.8	Potenzialfläche Windenergie Höfer nach Abzug der weichen Tabuzone	68
4.9	Potenzialfläche Windenergie Höfer und Flächenpotenziale nach IUP	68
4.10	Potenzialfläche Windenergie Sibbesse nach Abzug der weichen Tabuzone	69
4.11	Potenzialfläche Windenergie Sibbesse und Flächenpotenziale nach IUP	70
4.12	Potenzialfläche FF-PVA Höfer mit Gunstkriterien	71
4.13	Potenzialfläche FF-PVA Höfer mit Einzelfallkriterien	71
4.14	Potenzialfläche FF-PVA Höfer und Flächenpotenzial nach IUP	72
4.15	Potenzialfläche FF-PVA Sibbesse mit Gunstkriterien	73
4.16	Potenzialfläche FF-PVA Sibbesse mit Einzelfallkriterien	73
4.17	Potenzialfläche FF-PVA Sibbesse und Flächenpotenzial nach IUP	74
4.18	Layout der WEA und FF-PVA Biogasanlage Höfer	75
4.19	Layout der WEA und FF-PVA Biogasanlage Sibbesse	76
4.20	Weibull-Verteilung Biogasanlage Höfer und Leistungskurve Referenz-WEA	77
4.21	Sensitivitätsanalyse der LCOM mit ausgewählten Kostenparametern	78
4.22	Anzahl und Bemessungsleistung der Biogasanlagen je Planungsregion in Niedersachsen	80
4.23	Flächenpotenziale Windenergie je Planungsregion in Niedersachsen	81
4.24	Flächenpotenziale FF-PVA je Planungsregion in Niedersachsen	82
4.25	Gasnetz in Niedersachsen	83
4.26	Methanisierungspotenzial je Planungsregion in Niedersachsen	84

5.1	Vergleich der Potenzialfläche mit der Flächenkulisse nach dem Fraunhofer IEE	89
5.2	Vergleich der LCOE, LCOH und LCOM mit Literaturwerten und realen Preisen	92
5.3	Biogasanlagen 1.000m-Cluster	96
A.1	Kapazitätsfaktoren Kombination Wind und PV	117
A.2	Extrapolation der Weibull-Faktoren	120
A.3	Potenzialfläche Windenergie Höfer nach Abzug der harten Tabuzone	121
A.4	Potenzialfläche Windenergie Sibbesse nach Abzug der harten Tabuzone	121

Tabellenverzeichnis

2.1	Konzentration der Biogasbestandteile	8
2.2	Methangehalt und Biogasertrag von ausgewählten Substraten	8
2.3	Physikalische Eigenschaften von Wasserstoff	10
2.4	Vergleich von Elektrolyseuren für den Einsatz in PtG-Anlagen	12
2.5	Vergleich der biologischen und chemischen Methanisierung	20
2.6	Verlustfaktoren des Jahresenergieertrags von Windenergieanlagen	25
2.7	Kosten für Referenz-WEA und Referenz-FF-PVA	28
2.8	Vergleich der CAPEX von Elektrolyseuren und Methanisierung für das Jahr 2020 und 2050	29
3.1	Übersicht der wichtigsten Parameter der analysierten Biogasanlagen	34
3.2	Übersicht Verfahrensanalyse und Prozesstechnik der Biogasanlagen	36
3.3	Referenzanlage Windenergie	45
3.4	Referenzanlage Freiflächen-Photovoltaik	45
3.5	Prämissengerüst WEA	47
3.6	Fortsetzung Prämissengerüst WEA	48
3.7	Prämissengerüst FF-PVA	48
3.8	Fortsetzung Prämissengerüst FF-PVA	49
4.1	Kennzahlen der Power-to-Gas-Prozesskette	61
4.2	Kennzahlen der Power-to-Gas-Prozesskette für den Elektrolyseur und Wasserstoffspeicher	64
4.3	Kennzahlen der Power-to-Gas-Prozesskette zu dem Methanisierungsreaktor	65
4.4	Übersicht der Strom- und Gasgestehungskosten der analysierten Biogasanlagen	78
4.5	Sensitivitätsanalyse mit Best- und Worst-Case-Szenarien	79
4.6	Leistungsbereich der Biogasanlagen in Niedersachsen	80
A.1	Kennzahlen des Stromverbrauchs der PtG-Prozesskette und der Stromerzeugung durch FFPVA und WEA	118
A.2	Ausschnitt Speichersimulation	119

A.3	Luftdichte an den Standorten nach dem Idealen Gasgesetz und Internationalen Höhenformel	120
A.4	Niedersachsenweites Prämissengerüst Windenergie	122
A.5	Niedersachsenweites Prämissengerüst FF-PVA	123

1 Einleitung

Biomasse ist aktuell nach der Windenergie der wichtigste Energieträger in Niedersachsen (3N 2023) und damit zentraler Bestandteil für die Zielerreichung der Klimaneutralität bis 2040. Für mehr als ein Drittel der knapp 1.800 Biogasanlagen (BGA) in Niedersachsen läuft jedoch in den nächsten fünf Jahren die Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aus (vgl. BNetzA 2023a) und es droht eine Stilllegung dieser Anlagen. Gleichzeitig steigt der Bedarf an grünen Energieträgern, insbesondere an grünem Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Energien, stark an (dena 2018, 29).

Zur Zeit sind die Geschäftsmodelle der meisten BGA auf die Stromerzeugung durch die Verbrennung des erzeugten Rohbiogases ausgelegt. Nur ein kleiner Anteil der BGA bereitet das Biogas zu Biomethan auf und speist es in das Erdgasnetz ein (3N 2023, 18). Dazu wird das CO₂ in der Regel aus dem Rohbiogas entfernt und entweicht wie auch bei der Verbrennung ungenutzt in die Atmosphäre (Ullah Khan et al. 2017).

Eine mögliche Nachnutzungsstrategie stellt die Kopplung der BGA mit einer Power-to-Gas (PtG)-Anlage zur Erzeugung von Methan aus grünem Wasserstoff und CO₂ dar, der sogenannten Methanisierung. Das bisher ungenutzte CO₂ aus dem Rohbiogas wird mit grünem Wasserstoff in einem Methanisierungsreaktor in erneuerbar erzeugtes Methan umgewandelt und lässt sich zusammen mit dem biogenen Methan aus der BGA in das Erdgasnetz einspeisen. Das verfügbare CO₂ durch niedersächsische BGA bietet ein großes, bisher ungenutztes Potenzial zur Herstellung von grünen Gasen.

1.1 Problemstellung

Die Geschäftsmodelle der meisten niedersächsischen BGA beruhen auf der Stromerzeugung und werden durch das Auslaufen der EEG-Förderung zukünftig unwirtschaftlich werden. In den nächsten fünf Jahren betrifft das in Niedersachsen über 600 BGA, innerhalb der nächsten 10 Jahre fallen ca. 80 % der Anlagen aus der Förderung und es droht ein massiver Verlust an Kapazitäten erneuerbarer Energien (vgl. BNetzA 2023a). Neben der Stromproduktion sind BGA in Niedersachsen ebenfalls für ein Viertel der Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien verantwortlich (3N 2023, 3).

Nur durch grüne Energieträger ist es mithilfe der Sektorkopplung möglich, die Klimaneutralität zu erreichen. Neben dem Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere der Wind- und Solarenergie (IPCC 2022, 38), ist die Errichtung von PtG-Anlagen zur Erzeugung dieser regenerativ erzeugten Gase entscheidend (Agora 2018, 10). Während zur Zeit der Fokus meist auf größeren Wasserstoffprojekten

liegt, sind dezentrale Erzeugungskapazitäten kaum existent (dena 2023, 9). Grundsätzlich besteht großes Potenzial zur Erzeugung von grünem Wasserstoff an Standorten von BGA in Niedersachsen. Aufgrund der bisher geringen Marktdurchdringung sind entsprechende Geschäftsmodelle für die dezentrale Abnahme des hergestellten Wasserstoffs noch nicht etabliert (ebd.). Die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ist zur Zeit zudem nur begrenzt möglich (Sterner & Stadler 2014, 430). Auch darf die vollständige Umstellung des Geschäftsmodells der Biogasanlagenbetreiber auf die Erzeugung von Wasserstoff und eine dementsprechende Stilllegung der BGA angezweifelt werden. Eine geeignete Nachnutzungsstrategie für die Biogasanlagen sollte dementsprechend sowohl ein geeignetes Geschäftsmodell darstellen, dem Bedarf an grün erzeugten Gasen nachkommen und eine hohe Implementierwahrscheinlichkeit aufweisen.

1.2 Zielsetzung

Ziel dieser Arbeit ist die Analyse und Auslegung einer geeigneten Nachnutzungsstrategie für BGA zur Erzeugung von Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Energien. Diese Nachnutzungsstrategie soll den wirtschaftlichen Betrieb der Biogasanlage durch die Kopplung mit der PtG-Anlage ermöglichen. Eine andere Voraussetzung stellt die Übertragbarkeit der Nachnutzungsstrategie auf andere BGA dar. Schlussendlich soll das Gesamtpotenzial dieser Nachnutzungsstrategie für Niedersachsen im Rahmen einer Geoinformationssystem (GIS)-Analyse ermittelt werden.

Im Rahmen dieser Arbeit werden daher die folgenden Forschungsfragen beantwortet:

Forschungsfrage 1

Welche Synergien ergeben sich durch die Kopplung einer Biogasanlage mit einer Power-to-Gas-Anlage hinsichtlich Prozessführung, Prozesstechnik und Wirtschaftlichkeit?

Forschungsfrage 2

Unter welchen Voraussetzungen ist die Kopplung einer Biogasanlage mit einer Power-to-Gas-Anlage wirtschaftlich umsetzbar?

Forschungsfrage 3

Wie groß ist das Methanisierungspotenzial von Biogasanlagen durch grünen Wasserstoff in Niedersachsen?

1.3 Methodik

Im ersten Teil dieser Arbeit werden die Forschungsfragen 1 und 2 im Rahmen einer Fallstudie anhand zweier BGA in Niedersachsen untersucht. Grundlage für die Auswahl einer geeigneten Nachnutzungsstrategie bildet eine umfangreiche Recherche aus aktueller Literatur und entsprechender Forschungsergebnisse. Der Fokus liegt dabei auf möglichen Synergien des Gesamtprozesses, welche sich aus der Kopplung einer BGA mit einer PtG-Anlage ergeben. Anhand der Analyse der BGA und

entsprechender Literaturwerte wird eine Power-to-Gas-Prozesskette ausgelegt, um die ermittelten Synergien zu überprüfen.

Eine Grundvoraussetzung für die Erzeugung grüner Gase bildet die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien (dena 2015, 13f). Aus diesem Grund wird im Umkreis der betrachteten BGA eine GIS-basierte Detailanalyse durchgeführt, um Flächenpotenziale für Windenergieanlagen (WEA) und Freiflächen-Photovoltaikanlagen (FF-PVA) zu ermitteln. Schlussendlich wird auf Basis der PtG-Prozesskette sowie der Potenzialflächenanalyse und Ertragsermittlung für die erneuerbaren Energien eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Gestützt durch eine Sensitivitätsanalyse zur Ermittlung der wichtigsten Kostenfaktoren soll die Forschungsfrage 2 beantwortet werden.

Im zweiten Teil werden die aus Teil I gewonnenen Erkenntnisse abgeleitet, um die Forschungsfrage 3 zu beantworten. Dazu wird die Nachnutzungsstrategie auf sämtliche BGA in Niedersachsen durch eine GIS-basierte Analyse übertragen. Grundlage dieses Ansatzes bildet ein Biogasanlagen-Kataster mit den wichtigsten Parametern der BGA sowie ein Gasnetz-Kataster, welches die Verfügbarkeit des Gasnetzes zur Einspeisung der erzeugten Gase abbildet. Auch hier gilt die Voraussetzung, dass entsprechende Flächen für erneuerbare Energien im Umkreis der jeweiligen BGA vorhanden sein müssen. Im Rahmen der landesweiten Analyse werden daher die Flächenpotenziale für WEA und FF-PVA identifiziert. Abschließend wird das Potenzial für die Methanisierung für jede einzelne BGA ermittelt und zu dem Methanisierungspotenzial für ganz Niedersachsen summiert.

1.4 Aufbau der Arbeit

Grundsätzlich orientiert sich der Aufbau dieser Arbeit durch alle Kapitel hinweg an den eingangs formulierten Forschungsfragen und den vier dafür zu analysierenden Teilbereichen. Diese setzen sich aus der Auslegung der Power-to-Gas-Prozesskette, der GIS-basierten Analyse der Flächenpotenziale der Erneuerbare Energien (EE), der wirtschaftlichen Betrachtung sowie der Ermittlung des Methanisierungspotenzials zusammen.

Grundlage für die Auswahl und Auslegung einer PtG-Prozesskette bildet eine im zweiten Kapitel dargestellte Literaturrecherche zur Erzeugung von Biogas, Wasserstoff und Methan mithilfe des chemischen und biologischen Methanisierungsverfahrens. Daneben werden die Grundlagen planerischer Steuerung von EE-Anlagen für die GIS-Analyse erläutert und die wirtschaftlichen Parameter erneuerbarer Energien und PtG-Anlagen dargestellt. Im dritten Kapitel wird die Methodik des Vorgehens für diese Arbeit detailliert aufgeführt und die Datengrundlage für die Fallstudie und Potenzialflächenanalyse beschrieben. Im vierten Kapitel werden die Ergebnisse dargestellt. Eine Diskussion der Ergebnisse und der verwendeten Methodik erfolgt in Kapitel fünf. Das sechste Kapitel schließt die Arbeit mit einem Fazit ab und verweist auf mögliche weiterführende Forschung zu der behandelten Thematik.

Diese Arbeit wird im Rahmen des Forschungsprojektes 'Flexible Energieträger für die Energiewende: Entwicklung eines Open-WebGIS zur digitalen Analyse von PtG-Potentialen an dezentralen Energiestandorten (H2-FEE)' durchgeführt, in Kooperation mit dem Institut für Umweltplanung (IUP) und dem Institut für Festkörperphysik (FKP) der Leibniz-Universität Hannover sowie der Nefino GmbH und der EnergieSynergy GmbH.

2 Wissenschaftliche Grundlagen

In diesem Kapitel werden zunächst die Verfahrens- und Prozesstechniken zur Erzeugung von Biogas sowie der PtG-Technologie zur Erzeugung von grünem Wasserstoff und Methan erläutert. Ein Fokus wird auf die Technologien der Methanisierungsverfahren gelegt. Diese sind zentraler Bestandteil der Nachnutzungsstrategie und werden im Hinblick auf Synergien für die Kopplung mit BGA dargestellt.

Anschließend wird ein Überblick der planerischen Steuerung von Erneuerbare-Energien-Anlagen gegeben, welche Anwendung in der GIS-basierten Analyse der Flächenpotenziale findet. Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit erfolgt durch die Gegenüberstellung der erzeugten Energiemenge mit den Kosten der Anlage über einen entsprechenden Zeitraum. Daher werden zuletzt die Grundlagen für die Ermittlung der Jahresenergieerträge erneuerbarer Energien sowie die spezifischen Kosten der EE- und PtG-Anlagen aufgeführt.

2.1 Biogas

Biogas kann in verschiedenen Anlagentypen und mit unterschiedlicher Prozesstechnik erzeugt werden. Hier wird der Fokus auf BGA gesetzt und eine Übersicht der gängigsten Verfahrens- und Prozesstechnik gegeben.

2.1.1 Grundlagen zur Erzeugung von Biogas

In BGA wird Biogas in einem Faulprozess von Mikroorganismen erzeugt. Unter Ausschluss von Sauerstoff (anaerobe Vergärung) entsteht dabei aus organischer Masse ein Gasgemisch, welches als Biogas bezeichnet wird (Watter 2019, 232). Als Eingangssubstrate kommen sowohl nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo) wie Mais oder Zuckerrüben als auch Wirtschaftsdünger und biogene Reststoffe zum Einsatz (Weiland 2010). Diese werden von den Mikroorganismen zu Methan, Kohlendioxid, Wasserstoff und Spurengasen wie Schwefelwasserstoff, Stickstoff und Sauerstoff umgesetzt. Das Biogas unterscheidet sich in seinen Gasanteilen in Abhängigkeit der eingesetzten Substrate und der Prozessauslegung (s. Tabelle 2.1).

Für den Einsatz des Biogases in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) darf der Methangehalt nicht unter 40% sinken (FNR 2016, 78). Eine Übersicht für den Biogasertrag und Methangehalt in Abhängigkeit der eingesetzten Trockenmasse von ausgewählten Substraten nach (Erler et al. 2019, 38) gibt Tabelle 2.2 wieder.

Tab. 2.1: *Konzentration der Biogasbestandteile nach Kaltschmitt & Hartmann 2001,676*

Bestandteil	Summenformel	Konzentration
Methan	CH ₄	50-75 Vol.-%
Kohlendioxid	CO ₂	25-45 Vol.-%
Wasser	H ₂ O	2-7 Vol.-%
Schwefelwasserstoff	H ₂ S	20 - 20000 ppm
Stickstoff	N ₂	< 2 Vol.-%
Sauerstoff	O ₂	< 2 Vol.-%
Wasserstoff	H ₂	< 1 Vol.-%

Tab. 2.2: *Methangehalt und Biogasertrag von ausgewählten Substraten nach Erler et al. 2019*

Substrat	Methangehalt [%]	Biogasertrag [m ³ / t Festmasse (FM)]
Rindergülle	55	25
Rindermist	55	100
Bioabfall	60	170
Maissilage	52	210

Grundsätzlich lässt sich der Prozess des Gärverfahrens in mehrere Teilprozesse untergliedern, welche optimal aufeinander abgestimmt werden müssen und in der Regel zeitlich parallel in einem Reaktor (Fermenter) ablaufen. Je nach Teilprozess sind andere Mikroorganismen an der biologischen Umsetzung beteiligt. In dem Teilprozess der Methanogenese sind es anaerobe methagone Archaeen, welche aus Essigsäure, Wasserstoff und Kohlendioxid das biogene Methan erzeugen (Weiland 2010). Für einen gut ausgelegten Stoffwechselprozess zur Maximierung des Methanertrags existiert je nach Mikroorganismus ein optimaler Temperaturbereich. Wird dieser über- oder unterschritten, kommt es zur Hemmung des Stoffwechsels und im Extremfall zur irreversiblen Schädigung der Mikroorganismen (FNR 2016, 12). Unterschieden wird zwischen dem mesophilen (37 °C bis 52 °C) und dem thermophilen (50 °C bis 60 °C) Temperaturbereich (Watter 2019, 232).

2.1.2 Verfahrenstechnik zur Erzeugung und Aufbereitung von Biogas

Die Verfahrenstechnik zur Herstellung von Biogas lässt sich in vier Schritte einteilen: Substrataufbereitung, Gärverfahren, Gärrestaufbereitung und Biogasaufbereitung (Kaltschmitt & Hartmann 2001, 658ff). Zur Vorbehandlung der Eingangssubstrate sind in der Regel die Abtrennung von Störstoffen, Zerkleinerung der Stoffe und eine Hygienisierung zur Abtötung von Keimen in einer Vorgrube notwendig (Kaltschmitt & Hartmann 2001, 660).

Der Prozess der Biogaserzeugung findet in einem sogenannten Fermenter, einem gasdichten Bioreaktor statt, welcher mit einer Vorrichtung zum Abzug des Gases für die weitere Aufbereitung ausgestattet ist. Für den Betrieb des Fermenters sind sowohl eine Beheizung als auch eine Durchmischung, bspw. durch eine Rührvorrichtung, erforderlich (Kaltschmitt & Hartmann 2001, 662). Insbesondere müssen die Temperaturgrenzen in dem Fermenter zu jeder Zeit eingehalten werden (Weiland 2010).

Ein Teil der Biomasse ist schwer abbaubar und wird nicht vergoren. Dieses Gemisch wird als Gärrest bezeichnet und dem Fermenter nach einer gewissen Zeit wieder abgeführt. Üblicherweise wird der Gärrest als Dünger genutzt, da er unter anderem über einen hohen Stickstoffanteil verfügt (Watter 2019, 234). Der Gärrest wird vor Ort zunächst in einem Nachgärer aufbereitet und anschließend, vor der Aufbringung auf landwirtschaftliche Flächen, in einem Gärrestelager den gesetzlichen Bestimmungen nach eine entsprechende Zeit gelagert (ebd., 685f).

Die Aufbereitung des Biogases hängt von der weiteren Nutzung ab. In der Regel wird das Biogas in dezentralen BHKW zur Strom- und Wärmezeugung verbrannt. Der Strom wird in das Netz eingespeist und die Wärme kann zur Beheizung des Fermenters, Trocknung der Eingangssubstrate und für die Gebäudebeheizung in umliegenden Ortschaften bspw. durch ein Wärmenetz genutzt werden (Watter 2019, 243f). Zur Nutzung des Biogases in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen muss das Rohbiogas üblicherweise getrocknet (Entfernung von Wasser) und grobentschwefelt werden (ebd., 243).

Eine weitere Möglichkeit zur Nutzung des Biogases stellt die Einspeisung in das Erdgasnetz dar. Dafür muss das Biogas zunächst entsprechend aufbereitet werden, sodass der Methangehalt bei über 95 % liegt (Weiland 2010). Weiterhin dürfen auch Kontaminierungen von Wasser, Schwefelwasserstoff und weiteren Spurengasen die vorgegebenen Maximalwerte aus den Richtlinien zur Einspeisung des jeweiligen Landes nicht überschreiten (Lóránt & Tardy 2022). Der Fokus der Biogasaufbereitung für die Einspeisung in das Erdgasnetz liegt in der Regel auf der Abscheidung des CO₂. Kommerziell verfügbare Technologien für die CO₂-Abscheidung schließen die Adsorption, Absorption, Membrantrennung und Kryogenik mit ein (Ullah Khan et al. 2017). Nach der Reinigung des Biogases ist eine Verdichtung zur Einspeisung in Abhängigkeit der Netzebene notwendig (Watter 2019, 239).

Neben der beschriebenen Verfahrenstechnik zählen auch Mess- und Regelungstechnik sowie externe Gas- und Wärmespeicher, Wärmenetze und ggf. ein Gasnetzanschluss mit zu dem Aufbau einer BGA (Kaltschmitt & Hartmann 2001, 688ff).

2.2 Wasserstoff

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Technologien zur Herstellung von Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien erläutert. Weiterhin wird ein Überblick zu den Möglichkeiten der Wasserstoffspeicherung und zu den Anwendungsgebieten von Wasserstoff gegeben. Zunächst erfolgt eine Einordnung von Wasserstoff, um die Erzeugung von grünem Wasserstoff von anderen Herstellungsverfahren abzugrenzen.

2.2.1 Grundlagen und Einordnung von Wasserstoff

Der Bedarf an Wasserstoff in Deutschland variiert in verschiedenen Studien stark und wird für 2050 auf 170 TWh (Lechtenböhmer et al. 2019) bis 1000 TWh geschätzt (Peterssen et al. 2022). 2017 wurde weltweit der Großteil des produzierten Wasserstoffs aus fossilen Rohstoffen erzeugt, bspw.

durch die Dampfreformierung von Erdgas und nur ca. 4% mittels erneuerbarer Energien gewonnen (Töpler & Lehmann 2017, 210). Je nach Herstellungsverfahren unterliegt der erzeugte Wasserstoff einer unterschiedlichen Klassifizierung, unter anderem in Hinblick auf den Treibhausgasausstoß.

- **Grauer Wasserstoff** wird aus fossilen Kohlenwasserstoffen wie Erdgas gewonnen und ist mit signifikanten CO₂-Emissionen verbunden.
- **Blauer Wasserstoff** wird in der Regel ebenfalls aus fossilen Rohstoffen gewonnen, jedoch wird das CO₂ abgeschieden und gespeichert (Carbon Capture and Storage (CCS)).
- **Türkiser Wasserstoff** entsteht durch die Methanpyrolyse, bei welcher anstatt CO₂ fester Kohlenstoff abgeschieden wird.
- **Grüner Wasserstoff** wird durch die Elektrolyse von Wasser hergestellt, wobei der Strom für die Elektrolyse zwingend aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt werden muss. Bei der Elektrolyse wird Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff mit Hilfe elektrischen Stroms gespalten.

Daneben existieren noch weitere Klassifizierungen für die Herstellung von Wasserstoff aus bspw. Atom- oder Kohlestrom, welche jedoch nicht im Rahmen der nationalen Wasserstoffstrategie explizit aufgeführt und aus diesem Grund hier nicht erläutert werden (Clausen 2022, 24).

Eigenschaften von Wasserstoff

Wasserstoff weist mit 33,3 kWh/kg die höchste gravimetrische Energiedichte im Vergleich zu anderen Gasen auf. Allerdings ist die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff von nur 3 kWh/m³ die geringste unter den chemischen Energieträgern (Sterner & Stadler 2014, 299). Weitere wichtige Parameter von Wasserstoff sind in Tabelle 2.3 aufgelistet.

Tab. 2.3: *Physikalische Eigenschaften von Wasserstoff nach B. Adler et al. 2021. Der angegebene Wasserbedarf stellt den Wasserbedarf für die Elektrolyse zur Herstellung von grünem Wasserstoff dar.; Staiger & Tanțău 2020; Töpler & Lehmann 2017.*

Wasserstoff	Einheit	Wert
Brennwert (oberer Heizwert)	kWh/kg	39,4
Brennwert (oberer Heizwert)	kWh/m ³	3,54
Dichte (15 °C, 1 bar)	kg/m ³	0,0899
Wasserbedarf	kg _{H₂O} /kg _{H₂}	9

2.2.2 Elektrolyseverfahren

Die Umwandlung von Strom zu chemischer Energie in Form von Wasserstoff oder Methan wird als Power-to-Gas bezeichnet (Töpler & Lehmann 2017, 330). Für die Erzeugung von grünem Wasserstoff aus der Elektrolyse von Wasser stehen mit der alkalischen Elektrolyse (AEL), der Protonen-Austausch-Membran (PEM)-Elektrolyse und der Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) drei Technologien zur Verfügung. Zur Erzeugung von grünem Wasserstoff aus volatilen Energien ist in der Regel ein dynamischer Betrieb in Abhängigkeit des Stromangebots erforderlich. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse

ist abhängig von dem gewählten Verfahren und kann durch die Nutzung der entstehenden Wärme gesteigert werden (Sterner & Stadler 2014, 328f). Der Wasserbedarf zur Herstellung von einem Kilogramm Wasserstoff beträgt neun Kilogramm unabhängig von dem Elektrolyseverfahren (Töpler & Lehmann 2017, 334).

Neben der Unterscheidung der Elektrolyse anhand des Verfahren ist ebenfalls eine Differenzierung anhand des Druckniveaus erforderlich. Die Elektrolyse kann sowohl drucklos, als auch unter atmosphärischem Druck oder als Druckelektrolyse ausgelegt werden (Bajohr et al. 2011). Für eine drucklose Elektrolyse spricht ein einfaches Anlagendesign und langjährige Betriebserfahrung. Allerdings stellen sich der hohe Raumbedarf sowie eine aufwändige Gastrocknung und die Kompression des Produktgases als nachteilig heraus (Sterner & Stadler 2014, 319). Bei der Druckelektrolyse wird mit Systemdrücken von ca. 30 bar gearbeitet, wodurch die Druckelektrolyse eine gute Voraussetzung für eine Ankopplung an industrielle Anlagen aufweist. Jedoch stellt die Verringerung des Lastbereichs bei hohen Drücken ein Nachteil für die Nutzung fluktuierender erneuerbarer Stromquellen dar (Sterner & Stadler 2014, 319).

Für PtG-Anwendungen werden neue Anforderungen an die Elektrolyse gestellt (Schiebahn et al. 2015). Zum einen ist eine dynamische Fahrweise mit schnellen Lastwechseln und hohen Leistungsgradienten durch die fluktuierenden erneuerbaren Energien erforderlich. Für die Kopplung mit PtG ist zum anderen aber ein höheres Druckniveau von Vorteil (Bensmann 2017, 32f). Ebenfalls entscheidend für den Einsatz in PtG-Verfahren sind hohe Wirkungsgrade, lange Lebensdauer und geringe Investitionskosten (Schiebahn et al. 2015; Töpler & Lehmann 2017, 330). Eine Steigerung des Wirkungsgrads kann neben der Abwärmenutzung auch durch einen Druckbetrieb erreicht werden (Milanzi et al. 2018). Die Abwärme durch die Elektrolyse fällt bei ca. 65 °C an (Burkhardt et al. 2021, 45). Die nutzbare Abwärme entspricht in etwa 20 % der elektrischen Eingangsleistung, also 200 kWh/h bei 1 MW installierter Leistung (Hanke-Rauschenbach & Peterssen 2021, www). Im Folgenden werden die drei Elektrolyseverfahren vorgestellt und anhand ausgewählter Parameter in Tabelle 2.4 gegenübergestellt.

Alkalische Elektrolyse (AEL)

Die alkalische Elektrolyse ist seit vielen Jahren technisch erprobt und kommerziell verfügbar (Sterner & Stadler 2014, 320). Für die Nutzung erneuerbarer Energien als Stromquelle besteht jedoch hinsichtlich der Druckelektrolyse und einer dynamischen Fahrweise aufgrund der Fluktuation noch Forschungsbedarf (Sterner & Stadler 2014, 320). Die AEL läuft in einer wässrigen alkalischen Lösung bei einer Betriebstemperatur von 40 °C bis 90 °C ab (Ghaib 2017, 6ff). Für den Wirkungsgrad der AEL werden in der Literatur Werte von 67 % (Schiebahn et al. 2015) bis 82 % (Sterner & Stadler 2014, 329) angegeben. Der Systemverbrauch, d.h. die notwendige Energie zur Herstellung eines Kubikmeters Wasserstoffs liegt zwischen 4 kWh/m³ bis 4.6 kWh/m³ (Bajohr et al. 2011, Graf et al. 2014a, 191).

Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM)

Die Technologie der PEM-Elektrolyseure beruht auf den inversen Vorgängen in einer Brennstoffzelle und nutzt eine protonenleitende Membran zur Herstellung des Wasserstoffs (Sterner & Stadler 2014, 322). Die PEM-Elektrolyse erlaubt Drücke bis zu 100 bar (Schiebahn et al. 2015) und ist wie die AEL im großen Maßstab (> 1 MW_{el}) verfügbar (Milanzi et al. 2018, 6). Kurze Aktivierungszeiten

und eine Nennlast von 0 % bis 200 % sind Grundlage für die gute dynamische Betriebsweise von PEM-Elektrolyseuren (Milanzi et al. 2018, 6f). Laut Literaturangaben ist diese Verfahrenstechnik aktuell am besten auf eine fluktuierende Stromquelle ausgelegt (Sternner & Stadler 2014, 322; Töpler & Lehmann 2017, 332). Als Nachteil werden die hohen Investitionskosten angesehen (Schiebahn et al. 2015). Zukünftig werden die Investitionskosten für PEM-Elektrolyseure stark fallen und auf den Wasserstoffpreis nur noch einen untergeordneten Einfluss haben (Smolinka et al. 2018, 48). Der Wirkungsgrad wird mit einer Spanne von 69 % bis 84 % in der Literatur angegeben (Santos et al. 2017); Sternner & Stadler 2014, 329). Der Systemverbrauch liegt dementsprechend zwischen 4,2 kWh/m³ und 5,1 kWh/m³ (Töpler & Lehmann 2017, 333; Erler et al. 2019, 76; Bajohr et al. 2011, Graf et al. 2014a, 191).

Hochtemperaturelektrolyse (HTEL)

Im Gegensatz zu herkömmlichen Elektrolyseverfahren liegt die Betriebstemperatur der HTEL zwischen 700 °C bis 1.000 °C (Schiebahn et al. 2015). Das Verfahren der Hochtemperaturelektrolyse befindet sich aktuell noch in einem Entwicklungsstadium (Technology Readiness Level (TRL) 5 (Töpler & Lehmann 2017, 333)). Jedoch sind zukünftig vielversprechende Synergien in Verbindung mit PtG-Verfahren zu erwarten, da durch die Wärmenutzung die Effizienz der Gesamtprozesses steigt (Ghaib 2017, 33ff). Ein weiterer Vorteil ist der geringe spezifische elektrische Energieverbrauch der HTEL pro erzeugtem Wasserstoff (Töpler & Lehmann 2017, 333).

Tab. 2.4: Übersicht ausgewählter Parameter heutiger Elektrolyseure für den Einsatz in PtG-Anlagen. Eigene Darstellung nach Metz et al. 2022; Töpler & Lehmann 2017; Graf et al. 2014a; Ghaib 2017; Santos et al. 2017; Milanzi et al. 2018; Erler et al. 2019; Sternner & Stadler 2014.

Parameter	Einheit	AEL	PEM	HTEL
Betriebserfahrungen	Jahre	80	20	F&E
TRL	-	9	8	5
H ₂ -Produktionsrate	m ³ /h	< 760	< 540	-
Betriebstemperatur	°C	40-80	20-100	750-1000
Betriebsbereich	%	20-150	0-200	-
Lastgradient	%/s	<1	10	Hot Standby: 0,05
Wirkungsgrad	%	67-82	69-84	-
Spez. Energieverbrauch	kWh/m ³	4,0 - 5,0	4,2 - 5,1	3,3

2.2.3 Wasserstoffspeicherung

Eine Herausforderung für den Betrieb von PtG-Anlagen stellt das Erreichen einer hohen Auslastung dar (Prognos 2020, 26). Wird der Elektrolyseur nicht kontinuierlich betrieben, sondern ist von einer fluktuierenden Stromquelle abhängig, kann für eine nachgeschaltete PtG-Anlage ein Wasserstoff-Pufferspeicher erforderlich sein (Leeuwen 2018, 14). Die Nutzung eines Wasserstoffspeichers in der PtG-Prozesskette kann einen hohen Kostenfaktor darstellen (Götz et al. 2016). Deshalb ist eine kostenminimierende Auslegung des Speichers essentiell für die Wirtschaftlichkeit der Anlage (ebd.).

Für die Speicherung von Wasserstoff stehen mehrere Möglichkeiten zur Verfügung: Flüssiggasspeicherung, Unterspeicherung, Druckgasspeicherung und Metallhydridspeicher (Götz et al. 2016). Zur Flüssiggasspeicherung wird der Wasserstoff auf -253 °C heruntergekühlt und verflüssigt und in sogenannten Kryotanks gespeichert. Ein Nachteil dieser Methode der Wasserstoffspeicherung ist allerdings die energetische Effizienz (Roes & Patel 2011). Die Speicherung in unterirdischen Salzkavernen oder Aquiferen ist zwar die günstigste Art der Speicherung, allerdings nur für hohe Kapazitäten und die Langzeitspeicherung sinnvoll einzusetzen (Zakeri & Syri 2015, 577).

Metallhydridspeicher sind in der Regel teurer als die Druckgasspeicherung und wurden bisher nur in wenigen PtG-Projekten realisiert (Gahleitner 2013). Druckspeicher arbeiten mit Drücken zwischen 4 bar bis 700 bar (Leeuwen 2018, 15), wobei der ökonomisch optimale Betriebsdruck bei 100 bar bis 160 bar liegt (Erlor et al. 2019, 46). Mit steigendem Druck sinkt der Raumbedarf für den Wasserstoff bei steigenden Kosten für Materialien und den Energieverbrauch des Verdichters (Ulleberg et al. 2010). Vorteile der Hochdruckspeicherung sind unter anderem geringe Kosten, hohe Kapazitäten und die kommerzielle Verfügbarkeit, weshalb diese Technologie bisher in den meisten PtG-Projekten eingesetzt wurde (Gahleitner 2013).

Mit der Kopplung von Druckelektrolyse für die Hochdruckspeicherung kann teilweise auf eine Verdichtung des Wasserstoffs nach der Elektrolyse verzichtet oder die Auslegung des Verdichters verringert werden (Ulleberg et al. 2010). Dies erhöht zwar die Effizienz des Gesamtprozesses, resultiert allerdings in höheren Kosten. Laut Ulleberg et al. ist daher die drucklose Elektrolyse gefolgt von einem Verdichter die sinnvollere Variante für PtG-Projekte (ebd.).

2.2.4 Anwendungsgebiete für grünen Wasserstoff und Power-to-Gas

Grün erzeugte Gase werden zukünftig in vielen Branchen und Bereichen fossile Brennstoffe ersetzen und als grundlegender Bestandteil der Energiewende betrachtet (Lechtenböhrer et al. 2019). Die Substitution fossiler Energieträger durch grüne Gase und Strom aus erneuerbaren Energien ist durch die Sektorkopplung möglich. Weil die Nachfrage das Angebot von grünen Gasen auf absehbare Zeit übersteigen wird, sollte die Anwendung dieser Gase vorrangig dort erfolgen, wo keine andere oder effizientere Technologie zur Verfügung steht (Clausen 2022, 59).

Zunächst sollten jene Branchen, in denen heutzutage Wasserstoff aus fossilen Energieträgern genutzt wird, auf grünen Wasserstoff umgestellt werden, da der Einsatz von Wasserstoff hier in der Regel unverzichtbar ist. Dies betrifft unter anderem die Ammoniakproduktion, Raffinerien und die Nutzung von Wasserstoff als Rohstoff für die Grundstoffindustrie (Clausen 2022, 60). Weiterhin werden die Methanolproduktion, Stahlproduktion und Langzeitspeicher als Bereiche angesehen, für die es keine sinnvollen Alternativen zu Wasserstoff gibt. Auch im Flugverkehr und in der Schifffahrt ist der Einsatz von grünen Treibstoffen zukünftig alternativlos (ebd., 62). Daneben wird die dezentrale Methanisierung als Möglichkeit für Wasserstoffanwendungen und zur Speicherung erneuerbarer Energien im Erdgasnetz diskutiert (Sterner & Stadler 2014, 338).

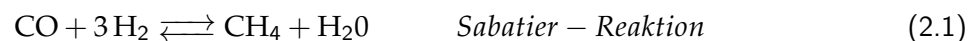
Wird das erzeugte Gas nicht vor Ort verwendet oder gespeichert, muss das Gas zum Nutzungsort transportiert werden. Der Transport der Gase kann innerhalb Deutschlands per Rohrleitung oder

LKW-Transport erfolgen. Das Gasnetz ist in vier Ebenen unterteilt, vom internationalen Transportnetz bis zum regionalen Verteilnetz (P. Adler et al. 2014, 76). In Abhängigkeit des Standortes und des Volumenstroms wird das erzeugte Gas in unterschiedliche Gasnetzebenen eingespeist. Kleinere dezentrale PtG-Anlagen speisen in der Regel in die Ferngas- und Transportleitung (10 bar bis 100 bar) oder in die regionalen Verteilnetze (<1 bar) ein (Michaelis et al. 2016). In Abhängigkeit der Ebene und des spezifischen Abschnitts sind technische Kriterien für die Einspeisung hinsichtlich Druck und Gasbeschaffenheit definiert (P. Adler et al. 2014, 79ff). Für Wasserstoff ist in der Regel ein maximaler Anteil am Gasgemisch im Erdgasnetz angegeben, auch das eingespeiste Erdgas muss bestimmte Qualitätsansprüche in Bezug auf Spurenelemente und Methananteil erfüllen (ebd., 68ff).

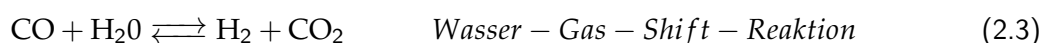
2.3 Methanisierungsverfahren

Das Verfahren zur Herstellung von Methan aus Wasserstoff und Kohlendioxid wird als Methanisierung bezeichnet. Grundlegend wird zwischen der chemischen (auch als katalytisch bezeichnet) und biologischen Methanisierung unterschieden (Bär et al. 2015). Neben grünem Wasserstoff ist eine CO₂-Quelle für die Methanisierung erforderlich (Leeuwen 2018, 19).

Grundlage der Methanisierung sind die exothermen Sabatier-Reaktion (Gleichung 2.1) und die Methanisierungsreaktion (Gleichung 2.2). Dabei wird Kohlenmonoxid bzw. -dioxid mit Wasserstoff zu Methan und Wasser umgewandelt (Graf et al. 2014a, 24).



Gekoppelt sind die beiden Reaktionen durch die Wasser-Gas-Shift-Reaktion (Gleichung 2.3) (Graf et al. 2014a, 24). Stöchiometrisch werden für die Erzeugung von einem Mol Methan ein Mol Kohlendioxid und vier Mol Wasserstoff benötigt. Als Nebenprodukt wird ebenfalls Wasser erzeugt (Götz et al. 2014, 10). Das Wasser kann nach einer Wasseraufbereitung für die Erzeugung von Wasserstoff wiederverwendet werden (Erler et al. 2019, 19).



Methan aus erneuerbaren Energiequellen kann neben der Methanisierung durch verschiedene Technologien erzeugt werden, weshalb zunächst eine Unterscheidung des Methans anhand des Herstellungsverfahrens getroffen wird (Erler et al. 2019, 53f).

- Biogenes Methan: Methan aus biologischen Quellen (in der Regel als Bestandteil von Rohbiogas in Biogasanlagen)
- Biomethan: Methan nach Aufbereitung von Biogas, welches ins Erdgasnetz einspeisbar ist
- EE-Methan: Methan aus erneuerbaren Energien (Elektrolyse mit Methanisierung)

2.3.1 Chemische Methanisierung

Bei der chemischen Methanisierung werden CO bzw. CO₂ mit H₂ mit Hilfe eines Katalysators zu EE-Methan umgesetzt. Bekannt ist die Sabatier-Reaktion (Gleichung 2.1) bereits seit 1902 (Rönsch et al. 2016). Anwendung findet die CO-Methanisierung historisch in der Entfernung von Kohlenmonoxid aus Synthesegasen bspw. in der Ammoniakherstellung (Rönsch et al. 2016). Erhöhtes Interesse an der CO₂-Methanisierung kam mit dem steigenden Bedarf an der Speicherung erneuerbarer Energien auf (Rönsch et al. 2016). Heutige chemische Methanisierungsverfahren weisen daher einen hohen Technologiereifegrad auf (Schmidt et al. 2018, 28).

Die chemische Methanisierung erfolgt bei einer Betriebstemperatur von 200 °C bis 550 °C und einem Betriebsdruck zwischen 1 bar und 100 bar mit Hilfe eines Katalysators (Götz et al. 2016). Für den Katalysator kommen verschiedene Metalle zum Einsatz, kommerziell eingesetzt wird zumeist Nickel (Salbrechter et al. 2021). Die chemischen Katalysatoren weisen eine hohe Störanfälligkeit gegenüber Verunreinigungen auf und erfordern daher hohe Anforderungen an die Reinheit des Rohgases (Götz et al. 2016). Als Katalysatorgifte gelten unter anderem Schwefel, Sauerstoff, NH₃ und HCl (Salbrechter et al. 2021). Neben der chemischen Vergiftung des Katalysators kann ebenfalls eine Versinterung durch hohe Temperaturen oder Fouling (Kohlenstoff-Ablagerung) zu einer Deaktivierung des Katalysators führen (Salbrechter et al. 2021). Das Eduktgas für die Methanisierung muss in Abhängigkeit der CO₂-Quelle entsprechend aufbereitet werden, sodass es einen sehr hohen Reinheitsgrad aufweist (Groniewsky et al. 2022).

Aufgrund der stark exothermen Reaktion stellt die Wärmeführung die größte Herausforderung beim Betrieb der PtG-Anlage dar (Bär et al. 2015). Die entstehende Abwärme kann jedoch in bestehende Prozesse integriert werden und erhöht somit den Gesamtwirkungsgrad des Prozesses (Bär et al. 2015). Der Wirkungsgrad liegt bei der chemischen Methanisierung ohne Wärmekopplung bei 70 % bis 85 % (Schmidt et al. 2018, 13).

Als Reaktoren stehen Festbett-, Wirbelschicht-, Dreiphasen- und Wabenreaktoren zur Verfügung (Erler et al. 2019, 4f), wobei diese hinsichtlich des Technologiereifegrads starke Unterschiede aufweisen (Schmidt et al. 2018, 26). Der Festbettreaktor ist die am häufigsten eingesetzte Reaktortechnik (Götz et al. 2014).

In der Regel ist eine Aufbereitung des erzeugten Gases nach der chemischen Methanisierung für die Einspeisung in das Gasnetz notwendig, da der Methangehalt nicht ausreichend hoch ist (Milanzi et al. 2018, 4).

2.3.2 Biologische Methanisierung

Die Umsetzung von CO_2 und H_2 zu EE-Methan erfolgt bei der biologischen Methanisierung analog zur Biogaserzeugung durch Mikroorganismen (Krautwald & Baier 2016). Die biologische Methanisierung folgt derselben Reaktionsgleichung (Gleichung 2.2) wie die chemische Methanisierung (Graf et al. 2014b, 8).

Die Methanisierung läuft mesophil oder thermophil bei Temperaturen von $20\text{ }^\circ\text{C}$ bis $70\text{ }^\circ\text{C}$ und bei einem Druck von 1 bar bis 10 bar ab (Salbrechter et al. 2021). Die Mikroorganismen, sogenannte Archaeen, liegen in der Regel in einer wässrigen Lösung vor (Salbrechter et al. 2021). Der limitierende Schritt der biologischen Methanisierung ist der Stofftransport von Wasserstoff, welcher grundsätzlich eine geringe Löslichkeit in Wasser aufweist, in die wässrige Lösung (Götz et al. 2014). Die Methanbildung läuft im Vergleich zur chemischen Methanisierung nur sehr langsam ab (geringe sogenannte Gas Hourly Space Velocity (GHSV)), weshalb die biologische Methanisierung einen höheren Raumbdarf aufweist (Salbrechter et al. 2021). Ein Vorteil der biologischen Methanisierung stellt die mögliche Integration in bestehende Infrastruktur wie BGA dar (Salbrechter et al. 2021; Bekkering et al. 2019; Groniewsky et al. 2022; Götz et al. 2014; Sterner & Stadler 2014, 347) und die im Vergleich zur chemischen Methanisierung simple Auslegung des Prozesses (Götz et al. 2014). Auch auf abrupte Lastwechsel können die Mikroorganismen schnell reagieren (ebd.). Die Anlagen können innerhalb kürzester Zeit vom Stand-by-Zustand in den Volllastbetrieb hochfahren (Milanzi et al. 2018, 10).

Die bei der Methanisierungsreaktion freigesetzte Wärme fällt auf einem Temperaturniveau von bis zu $60\text{ }^\circ\text{C}$ an (Burkhardt et al. 2021, 45). Groniewsky et al. ermitteln eine Abwärmeleistung von 120 kW durch den Methanisierungsreaktor bei einem Produktgas-Volumenstrom von ca. $50\text{ Nm}^3/\text{h}$, was ca. 60 % der Abwärmeleistung der Elektrolyse entspricht, um den entsprechenden Produktgas-Volumenstrom zu erzeugen (Groniewsky et al. 2022). Burkhardt et al. gehen bei einem Produktgas-Volumenstrom von $200\text{ Nm}^3/\text{h}$ von einer Abwärmeleistung von fast 300 kW aus (Burkhardt et al. 2021, 45). Dies entspricht 37,5 % der durch die Elektrolyse entstehende Abwärme. Durch eine PtG-Anlage mit einer Nennleistung von 3,7 MW (bezogen auf die Elektrolyseur-Nennleistung) ist der Betrieb eines Wärmenetzes mit 150 Haushalten in Kombination mit einer Wärmepumpe möglich (ebd., 46f). Der Strombedarf für den Methanisierungsreaktor wird mit einer Spanne von $0,4\text{ kWh}/\text{m}^3$ bis $1,34\text{ kWh}/\text{m}^3$ angegeben (Graf et al. 2014b, 28).

Ein weiterer Vorteil der Mikroorganismen ist die hohe Toleranz gegenüber Verunreinigungen in den Eduktgasen (Götz et al. 2014). Daher muss das Eduktgas in der Regel nicht aufbereitet werden. Lediglich eine Grobentschwefelung kann notwendig sein (Bär & Graf 2020). Das Produktgas kann einen Methananteil von über 98 % erreichen (Sterner & Stadler 2014, 349). Ob eine nachgeschaltete Aufbereitung notwendig ist, hängt von der Methanbildungsrate und den Anforderungen des jeweiligen Gasnetzes ab (Bär et al. 2015; Salbrechter et al. 2021). Grundsätzlich lässt sich durch den Prozess einspeisefähiges Gas ohne Aufbereitung erzeugen (Graf et al. 2014b, Zell et al. 2019). Die Qualität des Produktgases ist neben verfahrenstechnischer Auslegung von dem Technologiekonzept der biologischen Methanisierung abhängig. Diese lässt sich in die in-situ und ex-situ Methanisierung, dargestellt in Abbildung 2.1, unterteilen (Götz et al. 2014).

in-situ Methanisierung

Die in-situ Methanisierung bezeichnet die Integration der Methanisierung in eine bestehende BGA mit dem Ziel, den Methangehalt des Eduktgases zu erhöhen (Bär & Graf 2020). Dazu wird Wasserstoff in den Fermenter der BGA eingespeist, damit es durch die vorhandenen methanogenen Archaeen mit dem im Rohbiogas enthaltenen Kohlendioxid zu Methan umgesetzt wird (Salbrechter et al. 2021). Vorteile des in-situ-Konzepts sind die geringen Investitionskosten, da kein weiterer Reaktor neben der BGA notwendig ist (Götz et al. 2014). Allerdings kann der zusätzliche Wasserstoff zu einer Hemmung des Biomasseabbaus und einer Versäuerung des Reaktors führen (Bär & Graf 2020). Sicherheitsaspekte durch Leckagen sind ebenfalls zu beachten und stellen einen weiteren Nachteil der in-situ Methanisierung dar (ebd.).

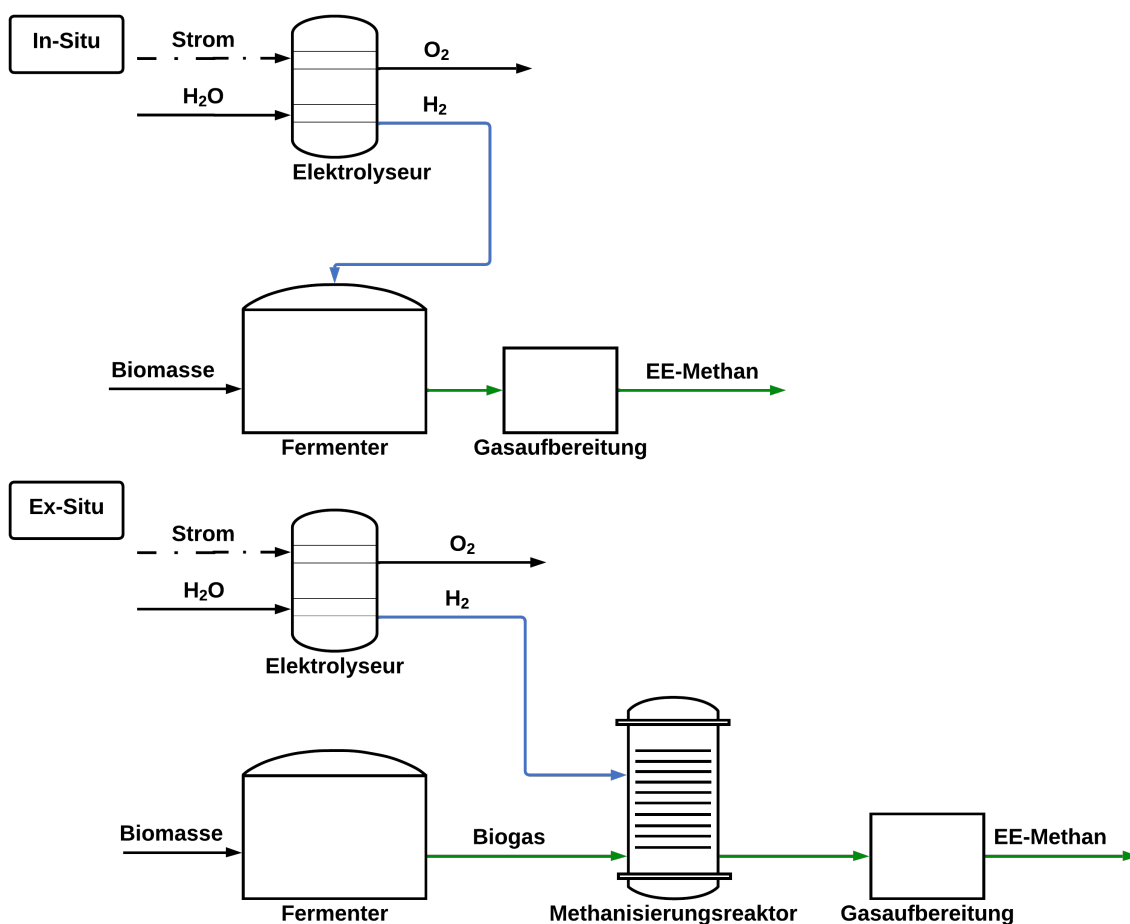


Abb. 2.1: Schematische Darstellung der in-situ und ex-situ Methanisierung. Eigene Darstellung nach Krautwald & Baier 2016.

ex-situ Methanisierung

Bei der ex-situ Methanisierung findet der Prozess der Methanherzeugung in einem externen Reaktor statt (Götz et al. 2014). Dies bringt den Vorteil mit sich, dass die Prozessparameter (Temperatur, Druck, pH-Wert) perfekt auf die Mikroorganismen abgestimmt werden können (ebd.). Neben Rohbiogas können auch andere CO_2 -Quellen (Industrieabgase, CCS) für die Methanisierung genutzt werden

(Bär et al. 2015). Ob eine nachträgliche CO₂-Entfernung notwendig ist, ist von der Effektivität des Prozesses abhängig (Salbrechter et al. 2021). Die größte Herausforderung stellt auch hier der Stofftransport des Wasserstoffs in die wässrige Phase dar (Götz et al. 2014).

Für den kommerziellen Einsatz in bestehenden BGA muss neben den technischen Parametern auch die technologische Reife und Marktverfügbarkeit mitbetrachtet werden. Die in-situ Methanisierung weist laut Literatur einen Technologiereifegrad (TRL) von 3 bis 4 auf (Krautwald & Baier 2016), die ex-situ Methanisierung einen TRL von 6 bis 7 (Kretzschmar 2017, 8). Für ex-situ Methanisierung stehen vier Reaktortypen zu Verfügung: Blassäulenreaktor, Rührkesselreaktor, Membranreaktor und Rieselbettreaktor (Krautwald & Baier 2016).

2.3.3 Vergleich der Methanisierungsverfahren

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Parameter der chemischen und biologischen Methanisierung gegenübergestellt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2.5 aufgeführt. Die Vergleichbarkeit der biologischen Methanisierung wird unter anderem durch eine uneinheitliche Nomenklatur erschwert (Thema et al. 2019b). Auch das Datum der Veröffentlichung der Forschungsergebnisse kann für eine Bewertung entscheidend sein, da insbesondere im letzten Jahrzehnt die biologische Methanisierung in den Fokus von Forschungsprojekten geraten ist.

Zur Vergleichbarkeit verschiedener Reaktoren wird in der Regel die GHSV herangezogen (Götz et al. 2016). Die GHSV (Gleichung 2.4) beschreibt das Verhältnis des Volumenstroms des Inputgases und dem Reaktorvolumen (Thema et al. 2019b, 13). Die GHSV liegt bei der chemischen Methanisierung mit 500 h⁻¹ bis 5.000 h⁻¹ (Graf et al. 2014b, 5) weitaus höher als bei der biologischen Methanisierung mit 25 h⁻¹ bis 110 h⁻¹ (Graf et al. 2014b, 25). Dies führt bei gleichem Volumenstrom zu weitaus größeren Reaktoren (Bär et al. 2015).

$$GHSV = \frac{Q_{Total}}{V_{Reaktor}} \quad (2.4)$$

GHSV	Gas Hourly Space Velocity	h ⁻¹
V _{Reaktor}	Reaktorvolumen Methanisierung	m ³
Q _{Total}	Stündlicher Input-Volumenstrom	m ³ /h

Entwicklungsstand und Dynamik

Chemische Methanisierungsverfahren werden im Vergleich zu den biologischen bereits seit Jahren kommerziell betrieben und weisen einen höheren Technologiereifegrad auf (Salbrechter et al. 2021). Kretzschmar et al. (2017, 27) schätzen die Vorlaufzeit zur Entwicklung marktreifer Technologien aufgrund der Entwicklung der letzten Jahre als gering ein. Der Gesamtwirkungsgrad beider Verfahren (Methanisierung und Elektrolyse) liegt bei ca. 53 bis 69 % (Kretzschmar 2017, 22). Dieser kann durch Wärmeintegration gesteigert werden, für die chemische Methanisierung auf über 80 % (Graf et al. 2014b, 2). Aufgrund der niedrigeren Abwärmertemperaturen der biologischen Methanisierung fällt der

Gesamtwirkungsgrad im Vergleich geringer aus (Bär et al. 2015). Für den Einsatz in PtG-Prozessen ist für die Erzeugung grüner Gase die Dynamik des Prozesses ein entscheidender Faktor. Je höher die Flexibilität, desto kleiner kann der Wasserstoffspeicher dimensioniert werden (Bär et al. 2015). Beide Verfahren reagieren schnell auf Lastwechsel, allerdings ist bei der chemischen Methanisierung oftmals eine Mindestlast notwendig (Milanzi et al. 2018, 10). Wird die Methanisierung nicht betrieben, muss der chemische Katalysator trotzdem bei einer Temperatur von 200 °C gehalten werden, während ein Wiederaufstart bei der biologischen Methanisierung auch nach langen Stand-by-Zeiten problemlos möglich ist (Bär et al. 2015).

Reaktorvolumen und Wärmeintegration

Aufgrund der sehr geringen GHSV müssen biologische Methanisierungsreaktoren bei gleichem Eingangsstrom um den Faktor 10 bis 100 Mal so groß wie die chemischen Reaktoren ausgelegt werden (Bär & Graf 2020). Die Wärmerückgewinnung bei der chemischen Methanisierung ist wegen des hohen Temperaturniveaus entscheidend für den Wirkungsgrad und lässt sich gut in die Prozesskette integrieren, resultiert jedoch in einer höheren Komplexität der Prozessauslegung und höheren Investitionskosten (Bär et al. 2015). Die biologische Methanisierung lässt sich einfacher implementieren, eine Wärmenutzung ist aber nur bedingt möglich. Dadurch ist der Gesamtwirkungsgrad der Prozesskette in der Regel niedriger als bei der chemischen Methanisierung (Bär & Graf 2020).

Komplexität und Robustheit

Mehrstufige Reaktoren, eine komplexe Wärmeintegration und die Anforderungen an die Reinheit der Eduktgase sowie die notwendige Aufbereitung des Produktgases für die Einspeisung resultieren in einer hohen Komplexität des chemischen Methanisierungsverfahrens (Bär et al. 2015). Vergleichsweise einfach dagegen ist die Prozessauslegung der biologischen in-situ Methanisierung. Auch die biologische ex-situ Methanisierung weist eine wesentlich geringere Komplexität im Vergleich zu der chemischen Methanisierung auf (Götz et al. 2014). Abhängig von den Anforderungen an die Gasqualität zur Einspeisung in das Erdgasnetz und der Prozessauslegung kann bei der biologischen Methanisierung die Aufbereitung des Gases entfallen, was zu einer weiteren Reduktion der Prozesstechnik führt (Sternier & Stadler 2014, 349). Erler et al. (2019, 22) schätzen die Wahrscheinlichkeit zur Implementierung von biologischer ex-situ und chemischer Methanisierung insgesamt als hoch ein, die Implementierung von in-situ-Konzepten sehen sie als unwahrscheinlich an. Die Robustheit des Prozesses ist aufgrund der hohen Toleranz der Mikroorganismen gegenüber Verunreinigungen oder abrupten Lastwechseln höher als bei der chemischen Methanisierung (Götz et al. 2014). Die Temperaturführung und Anfälligkeit des Katalysators resultieren in einer vergleichsweise geringen Robustheit (Salbrechter et al. 2021).

Kosten

Grundsätzlich setzen sich die Methangestehungskosten aus den Investitionskosten, den Betriebskosten und den Wasserstoffkosten zusammen (Graf et al. 2014b, 38ff). Der größte Anteil an den Kosten fällt dabei auf die Wasserstoffbereitstellung (ebd., 3), welche wiederum entscheidend von den Strombezugskosten abhängt (Prognos 2020, 15). Bei einer reinen Betrachtung der Methanisierung ist der Kostenunterschied zwischen den beiden Methanisierungsverfahren gering. Bei Großanlagen im mehrstelligen MegaWatt-Bereich ist die chemische Methanisierung weitaus günstiger (Graf et al. 2014b, 4).

Durch Lern- und Skaleneffekte bei der biologischen Methanisierung sind sinkende Investitionskosten in den kommenden Jahren zu erwarten (Salbrechter et al. 2021).

Tab. 2.5: Vergleich der biologischen und chemischen Methanisierung. Eigene Darstellung nach Götz et al. 2014; Götz et al. 2016, Krautwald & Baier 2016; Schmidt et al. 2018; Salbrechter et al. 2021; Bär et al. 2015, Bär & Graf 2020; Groniewsky et al. 2022, Milanzi et al. 2018; Weizsäcker et al. 2016

Parameter	Einheit	Chemische Methanisierung	Biologische Methanisierung
TRL	-	6-8	4-7 (ex-situ), 3-4 (in-situ)
Temperaturniveau	°C	200-550	37-65
Abwärmenutzung	-	gut möglich	bedingt möglich (bswp. Fermenterbeheizung)
Robustheit	-	gering	hoch
Katalysator	-	meist nickelbasiert	Mikroorganismen (Achaean)
GHSV	1/h	500-5000	25-110
Wirkungsgrad	%	70-85 (95 mit Wärmekopplung)	75 (85-95 mit Wärmekopplung)
Toleranz ggü. Verunreinigungen	-	niedrig	hoch
Reinheit Eduktgas		S-Komponenten, NH ₃ , O ₂ schädlich	HCl, geringer Anspruch
CO ₂ -Quelle	-	reines CO ₂	Rohbiogas, reines CO ₂
Reinheit Produktgas (CH ₄ -Anteil)	%	80	98
Betriebsdruck	bar	1-100	1-10
Einspeisung Erdgasnetz	-	Aufbereitung notwendig	Aufbereitung nicht unbedingt notwendig
Komplexität	-	mittel-hoch	gering
Flexibilität bzgl. dyn. Fahrweise	-	gering	hoch

2.3.4 Kopplung von Biogasanlagen mit Methanisierungsanlagen

Ein wichtiger Standortfaktor für die Methanisierung ist die Verfügbarkeit von CO₂ (dena 2015). Als CO₂-Quellen können grundsätzlich fossiles CO₂ (Abscheidung aus dem Rauchgas von Industrieprozessen), atmosphärisches CO₂ (Direct Air Capture (DAC)) und biogenes CO₂ aus BGA genutzt werden (Milanzi et al. 2018, 4f). Anforderungen bestehen hinsichtlich der Reinheit des Gases sowie der kontinuierlichen Verfügbarkeit (ebd., 4). In BGA steht CO₂ in der Regel mit geringem Kosten- und Energieaufwand kontinuierlich zur Verfügung (Schmidt et al. 2018, 15).

Weitere Synergien ergeben sich in der Prozessführung durch eine hohe Auslastung der PtG-Anlage und eine gute Dynamik hinsichtlich schneller Lastwechsel (Bär & Graf 2020). Die Prozesstechnik weist eine geringe Komplexität auf (Götz et al. 2016) und auf eine aufwändige Aufbereitung des Rohbiogases kann in der Regel verzichtet werden (Groniewsky et al. 2022). Energetische Synergieeffekte ergeben sich durch die mögliche Nutzung der Abwärme (ebd.), die Aufbereitung des Wassers aus dem Methanisierungsreaktor für den Elektrolyseur (Erler et al. 2019, 19) oder die Nutzung von Nährstoffen für die Mikroorganismen aus dem Fermenter (Kamravamanesh et al. 2023).

Die Anzahl an Forschungsprojekten zu Power-to-Gas ist seit dem Jahr 2011 weltweit rasant angestiegen (Barbaresi et al. 2022, 6). Derzeitige Demonstrationsanlagen fokussieren sich auf die Kopplung von

BGA mit PtG-Anlagen, nur wenige Forschungsprojekte nutzen CO₂ aus anderen Quellen (Bailera et al. 2017). Im Vergleich zu anderen CO₂-Quellen in Bezug auf die Gesamtmenge des erzeugten CO₂ ist das Potenzial zwar gering (Schmidt et al. 2018, 15), jedoch werden BGA als CO₂-Quelle grundsätzlich als großes Potenzial für die PtG-Anlagen angesehen (Erler et al. 2019, 60). Aus Sicht der Biogasanlagenbetreiber stellt die Methanisierungstechnologie zudem eine sinnvolle Möglichkeit der Nachnutzung dar, sobald sich die BGA nach dem Auslaufen der EEG-Förderung nicht mehr wirtschaftlich betreiben lässt (ebd., 39).

Demonstrationsanlagen zu PtG-Projekten sind vor allem in Deutschland zu finden (Thema et al. 2019a), wobei aktuell mehr Projekte mit Fokus auf die chemische Methanisierung existieren (Barbaresi et al. 2022, 8). In den letzten Jahren wurden Forschungen zur biologischen Methanisierung jedoch intensiviert (ebd., 11). Knapp die Hälfte der PtG-Anlagen fokussiert sich auf die Einspeisung des produzierten Gases (Thema et al. 2019a). Für Methanisierungsanlagen werden in der Regel PEM-Elektrolyseure, aber auch alkalische Elektrolyseure eingesetzt (Barbaresi et al. 2022, 8).

Die grundsätzliche Machbarkeit der Kopplung von BGA mit der Methanisierungstechnologie wurde in zahlreichen Studien aufgezeigt (Bär & Graf 2020; Salbrechter et al. 2021; Graf et al. 2014b). Eine PtG-Anlage mit biologischer Methanisierung ist laut Literatur vor allem für Biogasanlagen geeignet, während die chemische Methanisierung in der Regel für PtG-Anlagen in größerem Maßstab eingesetzt wird (Graf et al. 2014b, 4; Salbrechter et al. 2021). Studien mit Fokus auf die Kopplung von BGA mit biologischer Methanisierung verdeutlichen die Synergien der Technologien (Bär et al. 2015; Götz et al. 2014; Krautwald & Baier 2016). Techno-ökonomische Studien zeigen auf, dass bei entsprechenden Voraussetzungen wie bspw. günstig zur Verfügung stehendem Wasserstoff und durch Skalen- und Lerneffekte die Gasgestehungskosten biologischer (Bär & Graf 2020) und chemischer (Herrmann et al. 2022) Methanisierung mit BGA als CO₂-Quelle zukünftig mit den Gestehungskosten von Biomethan konkurrenzfähig werden.

2.4 Planerische Steuerung von Erneuerbare-Energien-Anlagen

In diesem Kapitel wird der Rechtsrahmen für die Planung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien in knapper Form erläutert. Zunächst wird ein Überblick über das System der räumlichen Planung in Deutschland gegeben. Anschließend wird auf die Besonderheiten bei der Planung von Biogas-, Windenergie- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen eingegangen.

2.4.1 System der räumlichen Planung in Deutschland

Die höchste Ebene für die raumplanerische Steuerung in Deutschland stellt die Bundesraumordnung dar, welche aus der Europäischen Raumentwicklung abgeleitet ist (Beckmann 2019, 6). Unterhalb der Bundesraumordnung ist die Landesplanung angesiedelt, welche sich abhängig vom Bundesland in eine auf Teilraumbene gesteuerte Regionalplanung aufteilt (ebd., 6). Die lokale Ebene wird durch die Kommunal- bzw. Bauleitplanung abgebildet (BBSR 2012, 128). Die planerische Entwicklung der Teilräume erfolgt nach dem Gegenstromprinzip (§ 1 ROG), um sowohl eine ganzheitliche Entwicklung

anhand bundesweiter Ziele als auch die Gegebenheiten der Teilräume zu berücksichtigen (Beckmann 2019, 5).

Das Instrument zur planerischen Steuerung auf übergeordneter Ebene stellt das Raumordnungsgesetz (ROG) dar, welches Grundsätze und Ziele für die räumliche Entwicklung in ganz Deutschland definiert (Beckmann 2019, 5). Neben der Steuerung von EE-Anlagen ergeben sich aus der Bundesgesetzgebung verschiedene Tabuzonen, in denen die Errichtung von entsprechenden Anlagen verboten ist, bspw. durch das Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) oder das Luftverkehrsgesetz (LuftVG).

Jedes Bundesland ist verpflichtet, die auf Bundesebene erlassenen Ziele und Grundsätze im Rahmen eines Landesentwicklungsplan (LEP) abzubilden und darüber hinaus für die nachfolgenden Planungsebenen detaillierte Leitlinien zu entwickeln (Beckmann 2019, 5). In Niedersachsen ist die Raumordnung durch das Landes-Raumordnungsprogramm (LROP) vorgegeben (ML 2023, www). Die Regionalplanung erarbeitet auf Grundlage der Landesraumordnung einen Regionalplan (in Niedersachsen: Regionales Raumordnungsprogramm (RROP)) (ebd.). Je nach Bundesland werden die Grundsätze und Ziele der Landesplanung im LEP oder in den Regionalplänen räumlich konkretisiert. Die kommunale Ebene wird durch die (Samt-)Gemeinden und Städte repräsentiert. Diese sind für die konkrete Ausgestaltung der Planung auf ihrem jeweiligen Hoheitsgebiet verantwortlich (§ 2 Abs. 1 BauGB). Die kommunale Bauleitplanung wird durch zwei Stufen abgebildet. Die erste ist der Flächennutzungsplan (FNP), der sogenannte vorbereitende Bauleitplan. In dem FNP wird für das gesamte Gemeindegebiet die Art der Bodennutzung dargestellt (§ 5 BauGB). Die zweite Stufe ist der Bebauungsplan (BP), welcher rechtsverbindlich die Nutzung einer Teilfläche des Gemeindegebiets festlegt (§ 8 BauGB).

2.4.2 Planung von Biogasanlagen

Ausbauziele für die Bioenergie sind in § 4 Abs.1 Nr. 4 EEG 2023 festgelegt. Im Jahr 2030 soll eine installierte Leistung von Biomasseanlagen von 8.400 MW in ganz Deutschland erreicht sein. Eine räumliche Steuerung der Biogasanlagen auf übergeordneter Ebene zur Erfüllung dieser Zielvorgabe erfolgt jedoch im Gegensatz der Windenergie heute noch nicht (Franck 2013). Biogasanlagen bzw. Vorhaben, die der energetischen Nutzung von Biomasse dienen, zählen nur unter bestimmten Zulässigkeitsvoraussetzungen zu den nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB privilegierten baulichen Anlagen im Außenbereich. Wird eine dieser Zulässigkeitsvoraussetzungen nicht eingehalten, können Biogasanlagen nur durch die Aufstellung von Bauleitplänen realisiert werden.

Für die Errichtung einer Biogasanlage ist je nach Anlagentyp eine Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) oder ein Baugenehmigungsverfahren notwendig (MU 2014, www). Eine Genehmigung nach dem BImSchG ist insbesondere erforderlich, wenn z.B. ein BHKW zur Verstromung des Biogases eingesetzt werden soll, Abfälle verwendet werden, größere Gülle- und Gärrestlager betrieben werden oder große Biogasvolumina gelagert werden sollen (ebd.). Im Rahmen des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens müssen Gesetze und Verordnungen insbesondere aus den Bereichen Immissionsschutz, Wasser, Abfall, Naturschutz, Umweltverträglichkeit und Sicherheit berücksichtigt werden (ebd.).

2.4.3 Planung von Windenergieanlagen

Rechtliche Grundlage für die Flächensicherung und -bereitstellung für WEA bilden wesentlich die Raumordnung und die Bauleitplanung. Grundsätzlich ist die Errichtung von WEA im Außenbereich nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB privilegiert. Stehen öffentliche Belange einer Planung nicht entgegen, ist das Vorhaben bauplanungsrechtlich zulässig (§ 35 BauGB). Jedoch führt diese Regelung ohne Steuerung zu vielen Einzelvorhaben und kann eine stärkere Beeinträchtigung des Landschaftsbildes zu Folge haben. Die räumliche Steuerung der Windenergie ist durch eine Konzentrationszonenplanung auf Ebene der Flächennutzungs- oder Raumordnungsplanung möglich (Agatz 2022, 375). Die Anlagenstandorte können auf diese Weise auf bestimmte Bereiche beschränkt werden, sodass die Außenbereichsprivilegierung im restlichen Planungsgebiet entfällt, sofern der Plangeber der Windenergie substantiell Raum verschafft (ebd., 375).

Der Gesetzgeber hat mit dem Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) Flächenbeitragswerte für die Bundesländer definiert, welche bis Ende 2027 bzw. Ende 2032 ausgewiesen werden müssen. In Niedersachsen erfolgt die räumliche Festlegung von Konzentrationszonen durch die Ebene der Regionalplanung, welche sogenannte Vorranggebiete für die Windenergie im RROP festlegt (MU 2021b, 8). Bei der Festlegung der Vorranggebiete sind einerseits das LROP und andererseits fachrechtlichen Regelungen (u.a. Immissionsschutz, Bau- und Naturschutzrecht) zu beachten (MU 2021a, 7). Auf Grundlage der Flächenfestsetzungen im RROP sind die FNP und BP anzupassen (MU 2021a, 8). Mit einem neuen Gesetz möchte das Land Niedersachsen die Planungsregionen zukünftig ebenfalls zur Ausweisung entsprechender Flächenziele verpflichten (MU 2023b). In Folge dessen ist auf Ebene der Regionalplanung eine Anpassung des RROP bezüglich der Steuerung der Windenergie und die Ausweisung von zusätzlichen Vorranggebieten zu erwarten.

In Niedersachsen müssen dabei nach dem Windenergieerlass vier Arbeitsschritte zur Ausarbeitung eines Plankonzepts durchgeführt werden. Im ersten Schritt findet die Ermittlung der harten Tabuzonen statt, in welchen die Errichtung von WEA aus praktischen oder rechtlichen Gründen ausgeschlossen ist (MU 2021a, 9). In einem zweiten Schritt werden die weichen Tabuzonen definiert, in denen die Errichtung nach planerischen Zielsetzungen untersagt werden soll (ebd., 9). Im dritten Schritt werden diejenigen Belange abgewogen, welche im Einzelfall für oder gegen die Errichtung einer WEA an dem Standort sprechen. In einem vierten Schritt ist zu prüfen, ob der Windenergie durch die Planung substantiell Raum verschafft wurde (ebd., 9).

2.4.4 Planung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen

Die Planung von FF-PVA erfolgt grundsätzlich auf Ebene der Bauleitplanung durch die Aufstellung eines BP und die Änderung des FNP. Somit können die kommunalen Planungsträger selbst über den Umfang und die Standorte von FF-PVA entscheiden. Weitere Steuerungsmöglichkeiten sind für einen vorhabenbezogenen BP im Rahmen eines städtebaulichen Vertrags möglich (§ 11 BauGB). In Niedersachsen sollen die Regionalplanungsträger eine unterstützende Rolle bei regionalen Energiekonzepten und Standortentscheidungen für FF-PVA einnehmen (LROP 4.2.1 Ziffer 03 Satz 7).

Der Gesetzgeber hat jedoch durch eine Gesetzesänderung die Planungshoheit der kommunalen Planungsträger in gewissen Bereichen eingeschränkt. Seit dem 11.01.2023 ist die Errichtung von FF-PVA entlang von Autobahnen sowie Schienenwegen des übergeordneten Netzes im Sinne des § 2b des Allgemeinen Eisenbahngesetzes mit mindestens zwei Hauptgleisen in einer Entfernung von bis zu 200 m privilegiert, sofern öffentliche Belange dem Vorhaben nicht entgegenstehen (§ 35 Abs. 1 Nr 8 b) BauGB). Eine weitere Steuerung durch die Bundesgesetzgebung erfolgt durch die Förderung nach dem EEG. Dieses sieht die Förderung von FF-PVA längs von Autobahnen und Schienenwegen in einer Entfernung von bis zu 500 m sowie auf ackerbaulich benachteiligten Gebieten vor (§ 37 EEG 2023). Unter ackerbaulich benachteiligte Gebiete fallen bspw. jene Gebiete mit geringeren landwirtschaftlichen Erträgen oder Gebiete an Berghängen. Die Förderung von ackerbaulich benachteiligten Gebieten wird durch die Länder freigegeben (§ 37c EEG 2023). Das Land Niedersachsen ermöglicht eine Förderung in einem Umfang von bis zu 150 MW jährlich (Niedersächsische Freiflächensolarverordnung - NFSVO).

In Niedersachsen haben der Niedersächsische Landkreistag (NLT) und Niedersächsische Städte- und Gemeindebund (NSGB) einen Kriterienkatalog sowie ein Vorgehen für die Planung von FF-PVA entwickelt, welches die notwendigen Gesetze und Verordnungen sowie die Landes- und Regionalplanung abbildet (NLT & NSGB 2022). Angelehnt an die Planung von WEA werden ebenfalls Ausschlussflächen definiert, wo die FF-PVA aus tatsächlichen oder rechtlichen Gründen ausgeschlossen sind. Im zweiten Schritt werden die Restriktionskriterien ermittelt und abgewogen. Als letztes erfolgt eine Bewertung der Potenzialflächen anhand von sogenannten Gunstkriterien. Diese bilden Flächen ab, in welchen die FF-PVA privilegiert sind, gefördert werden oder die Errichtung aus planerischen Gründen bevorzugt wird.

2.5 Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien und Power-to-Gas

Für die Vergleichbarkeit von Strom- und Gaskostengestehungskosten verschiedener Erzeuger wird in der Regel die Levelized-Cost-Methode angewendet (Kost et al. 2021, 37). Die Berechnung der Gestehungskosten erfolgt durch eine Gegenüberstellung der jährlich erzeugten Energiemenge mit den jährlichen Kosten. Durch Anwendung der Annuitätenmethode lassen sich die Investitionskosten auf die Nutzungsdauer verteilen und zusammen mit den Betriebskosten als jährliche Kosten darstellen (ebd., 37).

Das Vorgehen zur Ermittlung des jährlichen Energieertrags für WEA und FF-PVA wird im Folgenden erläutert. Im Anschluss werden die spezifischen Investitions- und Betriebskosten für WEA, FF-PVA, Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen dargestellt.

2.5.1 Berechnung des Jahresenergieertrags einer Windenergieanlage

Der jährliche Energieertrag (Annual Energy Production (Jahresenergieertrag) (AEP)) wird definiert als die innerhalb eines Jahres von einer WEA oder FF-PVA erzeugte Energiemenge an einem spezifischen Standort (Walter et al. 2018, 42). Die Berechnungsgrundlage für die Windenergie bildet die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit, welche in der Regel über die Weibull-Funktion dargestellt wird, sowie die Leistungskurve der entsprechenden WEA (Gasch et al. 2005, 149).

Für eine gute fachliche Auslegung eines Windparks ist die präzise Beschreibung des Windprofils am Planungsstandort elementar und bildet daher die Grundlage für die Ertragsermittlung. Die Leistungskurve wird vom Anlagenhersteller angegeben und beschreibt den potenziellen Stromertrag bei einer entsprechenden Windgeschwindigkeit (Gasch et al. 2005, 152).

Ermittlung des Jahresenergieertrags

Der Jahresenergieertrag wird über das Produkt der Weibull-Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit mit der Leistungskurve der entsprechenden WEA unter Berücksichtigung der technischen Verfügbarkeit sowie weiterer Verlustparameter nach Formel 2.5 (Stetter et al. 2022) berechnet. In der Praxis werden die Windgeschwindigkeiten in sogenannte Bins je 1 m/s eingeteilt und das Produkt der entsprechenden Leistung und Weibull-Häufigkeit unter Berücksichtigung der Verlustfaktoren aufsummiert (Gasch et al. 2005, 314).

$$AEP_{WEA} = h \cdot \int_{v=0}^V f_{Weibull}(v) \cdot P(v) dv \cdot \epsilon \quad (2.5)$$

AEP	Annual Energy Production	kWh
h	Anzahl d. Stunden pro Jahr	h
P(v)	Leistungskurve	kW
ε	Verlustfaktoren	%

Unter die Verlustfaktoren ε fallen die technische Verfügbarkeit und Effizienz der Anlage, der Nachlaufeffekt sowie die Verluste durch Eiswurf der Anlage (Stetter et al. 2022). Der Nachlaufeffekt beschreibt die Verringerung der Windgeschwindigkeit im Nachlauf einer WEA aufgrund der Energieentnahme des Windes durch die WEA und beträgt je nach Layout bis zu 8%. Je nach Windrichtung entstehen auf diese Weise Wirkungsgradverluste innerhalb eines Windparks, welche in der Energieertragsberechnung einzubeziehen sind (Jensen 1983).

Die Verlustfaktoren nach Stetter et al. (2022) sind in Tabelle 2.6. Die Verluste durch den Eiswurf sind abhängig von der Region zu bestimmen und können anhand der Karte der Fördergesellschaft Windenergie (FGW 2020) ermittelt werden.

Tab. 2.6: Verlustfaktoren des Jahresenergieertrags von Windenergieanlagen nach Stetter et al. 2022

Verlustfaktor	Einheit	Wert
Nachlaufeffekt	%	8
Technische Verfügbarkeit	%	2
Technische Effizienz	%	2
Eiswurf	%	1-3

Weibull-Verteilung

Die Weibullverteilung beschreibt die Häufigkeit, mit der die Windgeschwindigkeiten an einem Standort in Abhängigkeit der Höhe auftreten. Ermittelt wird die Weibullverteilung über den Skalierungsfaktor

A_{Wb} und den Formfaktor k_{Wb} für die folgende Formel 2.6 (Gasch et al. 2005, 149). Der Skalierungsfaktor A_{Wb} ist dabei proportional zur mittleren Windgeschwindigkeit. Die Windgeschwindigkeit ändert sich in Abhängigkeit der Oberfläche an dem Standort mit der Höhe und lässt sich durch das logarithmische Windprofil des Windes berechnen (Hau 2016, 575). Die Weibullverteilung muss demnach immer mit einer Höhenextrapolation auf die Nabenhöhe der WEA angepasst werden (Gasch et al. 2005, 152).

$$h_{Wb} = \frac{k_{Wb}}{A_{Wb}} \left(\frac{u_{Bin}}{A_{Wb}} \right)^{(k_{Wb}-1)} \cdot \exp \left(- \left(\frac{u_{Bin}}{A_{Wb}} \right)^{k_{Wb}} \right) \quad (2.6)$$

h_{Wb}	Weibull-Häufigkeit	-
k_{Wb}	Formfaktor der Weibullverteilung	-
A_{Wb}	char. Windgeschw. Weibullverteilung	m/s
u_{bin}	Windgeschwindigkeit (Bin)	m/s

Leistungskurve

Die Leistungskurve einer WEA beschreibt die potenzielle elektrische Leistung der Anlage in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit und wird vom Anlagenhersteller angegeben. Die Höhe, in welcher die mittlere Windgeschwindigkeit auftritt, bezieht sich in der Regel auf die Nabenhöhe der WEA (Gasch et al. 2005, 151f).

Die Luftdichte beeinflusst die Leistung der Anlage linear und muss daher in alle Ertragsberechnungen zur Windenergie einfließen. Die Luftdichte lässt sich nach dem idealen Gasgesetz in Abhängigkeit des Luftdrucks berechnen (s. Formel 2.7 nach Kraus 2004). Zur Berechnung des Luftdrucks auf Nabenhöhe wiederum kann die internationale Höhenformel angewandt werden (S. Formel 2.8 (Pucher & Zinner 2012, 275)). Es ist üblich, dass die Leistungsangaben in den Leistungskurven der WEA mit dem Standardwert der Luftdichte ρ von $1,225 \text{ kg/m}^3$ erfasst wurden.

$$\rho = \frac{p(h)}{R_S \cdot T} \quad (2.7)$$

$$p(h) = 1013,25 \left(1 - \frac{0,0065 \cdot h}{288,15} \right)^{5,255} \quad (2.8)$$

ρ	Luftdichte	kg/m^3
R_S	Spezielle Gaskonstante	$\text{J/ kg} \cdot \text{K}$
T	Temperatur	K
$p(h)$	Luftdruck auf Höhe h	hPa

2.5.2 Berechnung des Jahresenergieertrags einer Freiflächen-Photovoltaikanlage

Der potenzielle Energieertrag einer Photovoltaikanlage ist abhängig von der solaren Strahlungsstärke und der technischen Auslegung der PV-Module (Gómez-Gil et al. 2012). Daten zur Globalstrahlung und Wetterbedingungen sind mittlerweile in verschiedenen Datenbanken durch Messungen und Modelle standortspezifisch hinterlegt (Mubiru & Banda 2008). Die Globalstrahlung setzt sich aus einem Direktstrahlungsanteil und einem Diffusstrahlungsanteil zusammen und beträgt durchschnittlich in Deutschland ca. 1.000 kWh/m² (Watter 2019, 11).

Wesentlich für die Umwandlung der Globalstrahlung ist primär die direkte Normalstrahlung. Für die technologische Auslegung der einzelnen Anlage besteht daher ein Optimierungsproblem hinsichtlich des optimalen Einfallswinkels in Abhängigkeit der Jahreszeit und der Abschattung der Module (Watter 2019, 11). Zur Berechnung des Jahresenergieertrags auf einer definierten Flächengröße wird in der Praxis eine Referenzanlage herangezogen, welcher anhand ihrer Auslegung eine Leistungsdichte und ein standortabhängiger Jahresenergieertrag zugewiesen werden kann (Badelt et al. 2020, 8f). Badelt et al. definieren zwei Referenzanlagen für die Ertragssimulation einer FF-PVA mit dem Ziel der Maximierung der Wirtschaftlichkeit bzw. des Flächenenertrags. Zur Definition einer Referenzanlage wurden Parameter für die Art und Aufstellung der Module (Neigung, Ausrichtung, Anordnung, Abstände zueinander) definiert. Daraus ergibt sich eine spezifische Leistungsdichte für die jeweilige Referenzanlage, welche die installierte Leistung pro Fläche beschreibt (Badelt et al. 2020, 10) bzw. den Flächenbedarf pro installierter Leistung (dena 2018, 79). Über die Strahlungsstärke an dem entsprechenden Standort lässt sich der Jährliche Energieertrag der Referenzanlage berechnen und in Abhängigkeit der Größe der Anlage skalieren (vgl. Formel 2.9) (Badelt et al. 2020, 10).

$$AEP_{FF-PVA_{gesamt}} = AEP_{Referenzanlage} \cdot A_{FF-PVA} \quad (2.9)$$

$AEP_{FF-PVA_{gesamt}}$	Jahresenergieertrag der Referenzanlage auf Flächengröße A	kWh
$AEP_{Referenzanlage}$	Flächenabhängiger Jahresenergieertrag der Referenzanlage	kWh/ha
A_{FF-PVA}	Flächengröße der Referenzanlage	ha

2.5.3 Kosten für Windenergie- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen

Die spezifischen Kosten einer Anlage lassen sich grundsätzlich in die spezifischen Investitionskosten, im Folgenden Capital Expenditures (CAPEX) genannt, und die spezifischen Betriebskosten, folgend Operational Expenditures (OPEX) genannt, unterteilen.

Die CAPEX einer WEA lassen sich in die Hauptinvestitionskosten der Anlage und die Investitionsnebenkosten für die Planung, das Fundament und die Netzanbindung einteilen (Lüers & Heyken 2022, 4f). CAPEX und OPEX für WEA und FF-PVA sind in Tabelle 2.7 dargestellt.

Die Stromgestehungskosten zukünftig installierter WEA werden von Lüers und Heyken mit ca. 6,8 ct/kWh bei einer EEG-Standortgüte von 100 % angegeben (Lüers & Heyken 2022, 7) und bewegen

Tab. 2.7: Kosten für Referenz-WEA und Referenz-FF-PVA nach Lüers & Heyken 2022; Badelt et al. 2020

Parameter	Einheit	Wert
WEA (5 - 6 MW, 220 - 250 m)		
CAPEX _{WEA}	€/kW	1080
CAPEX _{PK}	€/kW	637
OPEX _{fix}	€/kW	38
OPEX _{spez}	€/kWh	0,008
FF-PVA Referenzanlage		
CAPEX _{FF-PVA}	€/kW	600
OPEX _{spez}	€/kW	12

sich damit innerhalb der von Kost et al. angegebenen Bandbreite für heutige Kosten von 3,94 ct/kWh bis 8,29 ct/kWh für die Onshore-Windenergie (Kost et al. 2021, 2). Die Stromgestehungskosten nach Kost et al. liegen für FF-PVA zwischen 4,27 ct/kWh und 5,7 ct/kWh in Norddeutschland (Kost et al. 2021, 17).

2.5.4 Kosten für Power-to-Gas-Anlagen

Eine Übersicht heutiger und zukünftiger Kosten von PtG-Anlagen ist in Tabelle 2.8 dargestellt. Heutzutage weisen AEL mit CAPEX von durchschnittlich 1.025 €/kW die geringsten Kosten für Elektrolyseure auf (Base-Szenario). HTEL wurden aufgrund der geringen Datengrundlage nicht betrachtet. Die CAPEX für PEM-Elektrolyseure weisen in der Literatur eine große Bandbreite auf. Aufgrund von Skalen- und Lerneffekten werden die spezifischen Kosten für Elektrolyseure immer geringer, weshalb die CAPEX des Base-Szenarios nicht dem Durchschnitt zwischen den minimalen und maximalen CAPEX entsprechen. Für das Jahr 2050 werden die Kosten laut Milanzi et al. aufgrund von Skalen- und Lerneffekten stark sinken und die PEM-Elektrolyseure geringere Kosten aufweisen als die AEL (Milanzi et al. 2018, 8).

Blanco et al. geben für Methanisierungsreaktoren CAPEX von durchschnittlich 600 €/kW an (Blanco et al. 2018). Die Bandbreite hinsichtlich der spezifischen Investitionskosten ist für die Reaktoren sehr hoch. Graf et al. geben eine Bandbreite von 616 €/kW bis 1.209 €/kW an, welche auf die Skalierung des Methanisierungsreaktors (1 bzw. 5 MW) zurückzuführen ist (Graf et al. 2014b, 39). Nach van Leeuwen reicht die Bandbreite der chemischen und biologischen Methanisierung von 110 bis 1.500 €/kW, im Durchschnitt ist die chemischen aber noch günstiger als die biologische Methanisierung (400 €/kW und 550 €/kW) (Leeuwen 2018, 25).

Als OPEX werden in der Literatur für Elektrolyseure und Methanisierungsreaktoren Werte von 1,5 % bis 4 % angegeben (Sternner & Stadler 2014, 329; Erler et al. 2019, 76). CAPEX für den Gasanschluss belaufen sich auf 150 €/kW, für die Produktaufbereitung auf 50 €/kW und für die Wärmeübertrager auf 10 €/kW bezogen auf die installierte Nennleistung des Methanisierungsreaktors (Zapf 2022).

Die Kosten für die Zwischenspeicherung von Wasserstoff für Hochdruck-Stahltanks werden als CAPEX in Abhängigkeit der Speichergröße angegeben und mit 100 €/m³ beziffert (Leeuwen 2018, 17). Die

Tab. 2.8: Vergleich der CAPEX von Elektrolyseuren und Methanisierung für das Jahr 2020 und 2050. Eigene Darstellung nach Milanzi et al. 2018; Blanco et al. 2018; Bär & Graf 2020; Erler et al. 2019; Burkhardt et al. 2021

CAPEX-Szenario	Jahr	AEL [€/kW]	PEM [€/kW]	Methanisierung [€/kW]
Base	2020	1025	1200	600
Min	2020	800	800	150
Max	2020	2000	2504	1350
Base	2050	509	355	250

Lebensdauer von PtG-Anlagen ist in der Regel auf mindestens 20 Jahre ausgelegt (Erler et al. 2019, 76), (Blanco et al. 2018).

Die Gestehungskosten für grünen Wasserstoff durch das Elektrolyseverfahren liegen für Stromkosten von 5 ct/kWh bei 4,15 €/kg (Jovan & Dolanc 2020). Al Ghafri et al. gehen je nach EE-Stromquelle von einer Kostenbandbreite von ca. 2,5 €/kg bis 11,5 €/kg aus (Al Ghafri et al. 2022, 2692). Für EE-Methan aus biologischer Methanisierung deuten einige Forschungen auf hohe Levelized Cost of Methane (LCOM) von über 20 ct/kWh hin (Zapf 2022; Bär et al. 2015; Graf et al. 2014b). Andere geben wiederum geringer Kosten im Bereich von 9,6 ct/kWh bis 13,2 ct/kWh an (Erler et al. 2019; Burkhardt et al. 2021).

3 Methodik

Das grundsätzliche methodische Vorgehen ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Im ersten Teil dieser Arbeit wird im Rahmen einer Fallstudie eine Nachnutzungsstrategie für BGA entwickelt und die Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Umsetzbarkeit werden analysiert. Die Ergebnisse der Fallstudie werden für den zweiten Teil abgeleitet und die Nachnutzungsstrategie auf sämtliche BGA in Niedersachsen übertragen.

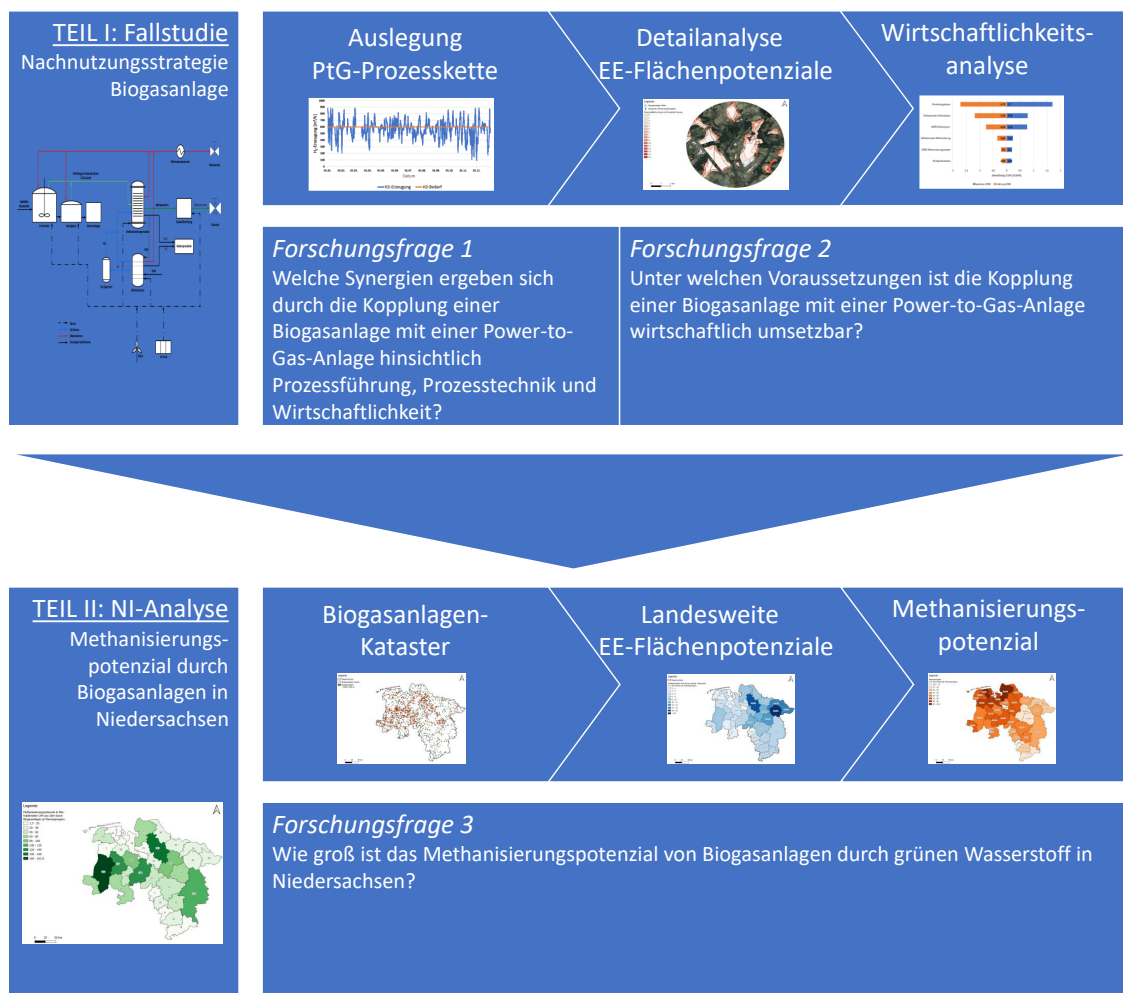


Abb. 3.1: Schematische Darstellung des methodischen Vorgehens der Arbeit, eingeteilt nach Teil I mit den Forschungsfragen 1 und 2 sowie Teil II mit der Forschungsfrage 3. Eigene Darstellung.

Ausgehend von einer Standort- und Verfahrensanalyse zweier ausgewählter BGA wird das Verfahren zur Erzeugung von Biogas um die Herstellung von grünem Wasserstoff und Methan konzeptionell erweitert.

Voraussetzung zur Herstellung von grünem Wasserstoff ist die Bereitstellung erneuerbaren Stroms an den betrachteten Standorten. Durch eine GIS-basierte Analyse werden daher zunächst mögliche Standorte für erneuerbare Energien identifiziert. Anhand der Gasgestehungskosten wird anschließend die Wirtschaftlichkeit der konzeptionierten Nachnutzungsstrategie bewertet. Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse werden in einem letzten Schritt mit Hilfe eines GIS auf das gesamte Bundesland übertragen, um das Methanisierungspotenzial durch BGA für Niedersachsen zu ermitteln.

3.1 Datengrundlage der Fallstudie

Die Grundlage der Fallstudie stellen zwei BGA in Niedersachsen dar, welche in einem ersten Schritt analysiert werden. Zunächst erfolgt eine Standortanalyse, da die Verfügbarkeit von Potenzialflächen für WEA und FF-PVA die Grundvoraussetzung für die Erzeugung von grünem Wasserstoff sind. Welche konkrete Nachnutzungsstrategie einer PtG-Prozesskette an den Standorten umsetzbar ist, wird auf Grundlage der Auslegung und Prozesstechnik der BGA erörtert. Im Folgenden werden daher die relevanten Prozesse, Stoffströme und Infrastrukturen der beiden BGA analysiert. Die Informationen zu den Anlagen wurden dem Marktstammdatenregister (MaStR) und der Website der BGA Sibbesse (Sibbesse 2014, [www](http://www.sibbesse.de)) entnommen oder auf Anfrage von den Betreibern der Anlagen zur Verfügung gestellt.

3.1.1 Standortanalyse der Biogasanlagen

Die Standorte der BGA liegen in Höfer im Landkreis Celle und in Sibbesse im Landkreis Hildesheim. Im Folgenden werden die BGA nach der nahgelegenen Ortschaft Höfer bzw. Sibbesse benannt. Die BGA Höfer grenzt unmittelbar an den östlichen Ortsrand von Höfer (s. Abbildung 3.2). In näherer Umgebung befinden sich ebenfalls viele Waldflächen und ein Fauna-Flora-Habitat (FFH)-Gebiet westlich und östlich der Anlage. 2,5 km östlich umfasst das FFH-Gebiet ein Naturschutzgebiet, etwas weiter liegt ein Landschaftsschutzgebiet. 500 m östlich der Anlage verläuft eine 380kV-Freileitung, in ca. 700 m Entfernung befinden sich zwei WEA.

Die BGA Sibbesse liegt ca. 500 m westlich vom Ortsrand Sibbesse direkt an einer Kreisstraße und grenzt südlich unmittelbar an das Landschaftsschutzgebiet 'Sieben Berge, Vorberge' (s. Abbildung 3.3). Das Landschaftsschutzgebiet umfasst weiter südlich eine größere Waldfläche, welche als FFH-Gebiet mit windsensiblen Fledermäusen ausgewiesen ist.

Eine Übersicht zu den Anlagenparametern ist in Tabelle 3.1 aufgeführt. Eine Genehmigung für die Erzeugung und Nutzung von Biogas liegt an beiden Standorten vor. Die beiden Anlagen liegen mit 780 kW und 800 kW installierter Leistung im oberen Drittel der in Deutschland installierten Leistungsklassen von BGA (vgl. Erler et al. 2019). Die BGA Höfer ist flexibilisiert und weist damit eine höhere installierte Leistung auf. Hinsichtlich der Höchstbemessungsleistung, welche sich aus der erzeugten Strommenge jährlich und den Betriebsstunden zusammensetzt, gleichen sich die beiden BGA an. In Betrieb genommen wurden die BGA Ende 2004 und 2006, d.h. die 20-jährige Förderdauer durch das EEG wird in Kürze auslaufen. Eine geeignete Nachnutzungsstrategie wurde von beiden

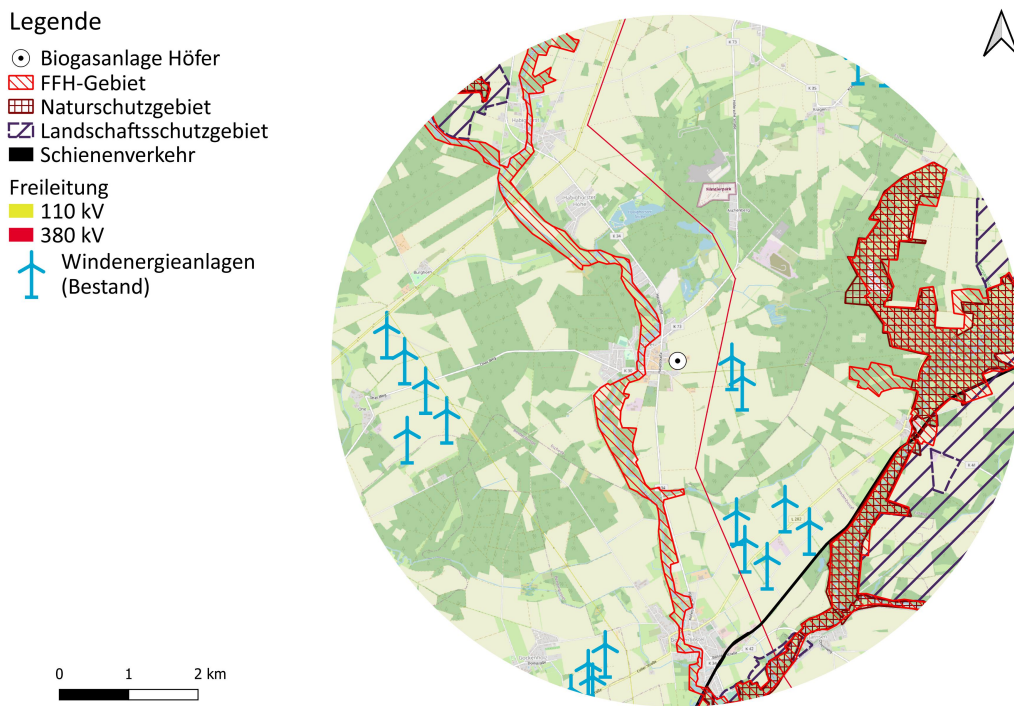


Abb. 3.2: Standortanalyse der BGA Höfer mit den wichtigsten Gebietskategorien hinsichtlich des Naturschutzes und der Privilegierung von FF-PVA. Eigene Darstellung.

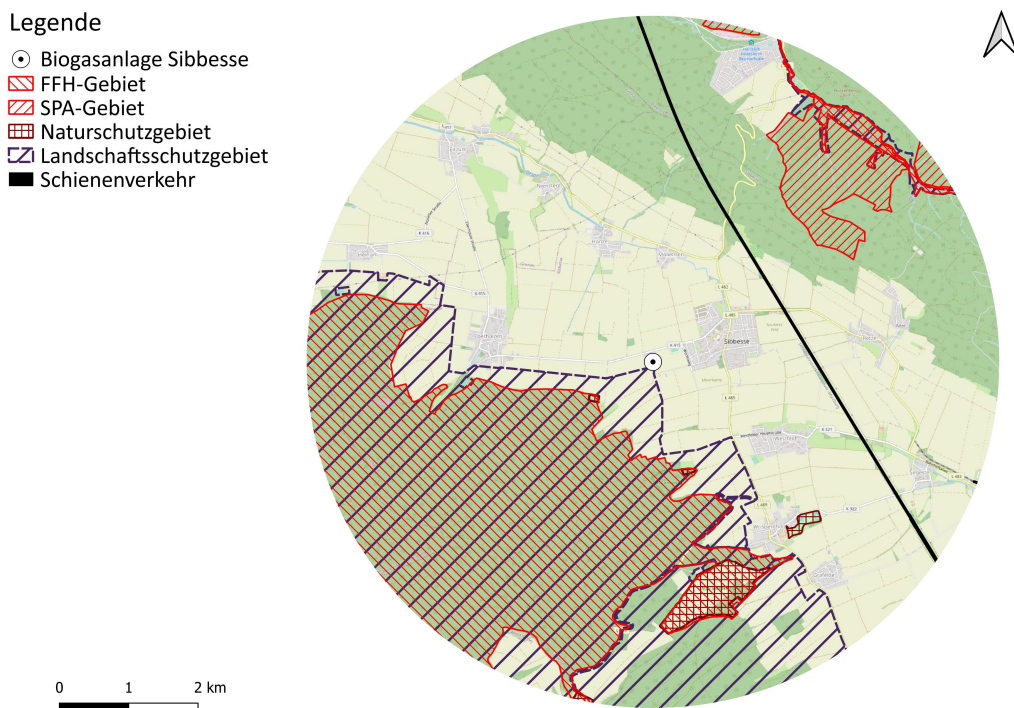


Abb. 3.3: Standortanalyse der BGA Sibbesse mit den wichtigsten Gebietskategorien hinsichtlich des Naturschutzes und der Privilegierung von FF-PVA. Eigene Darstellung.

Anlagenbetreibern ausdrücklich gewünscht, da die Wirtschaftlichkeit nach Ablauf der EEG-Förderzeit nicht mehr gegeben ist.

Tab. 3.1: Übersicht der wichtigsten Parameter aus dem Marktstammdatenregister zu den analysierten Biogasanlagen

Parameter	BGA Höfer	BGA Sibbesse
SEE-Nummer nach dem MaStR	SEE995427658487 SEE947071923435 SEE966368675864	SEE980672366065
Anlagenbetreiber der Einheit	KLE Höfer OHG	Bioenergie Sibbesse GmbH & Co. KG
Nennleistung (elektrisch) [kW]	780	800
Flexibilisierung	ja	nein
Installierte Leistung [kW]	1045	800
Höchstbemessungsleistung [kW]	741	760
Inbetriebnahmedatum	30.12.2004	21.12.2006
Art der Einspeisung	Volleinspeisung	Volleinspeisung

3.1.2 Verfahrensanalyse der Biogaserzeugung

Grundsätzlich werden im Rahmen der gesamten Arbeit wie auch nach Thema et al. (2019b) immer Normkonditionen zur Beschreibung der Gase angenommen. Dementsprechend erfolgen die Angaben daher bei einem Druck von 1,01325 bar und einer Temperatur von 0 °C (Thema et al. 2019b). Für die Angabe von Gasvolumen wird daher auf entsprechende Symbole zur expliziten Angabe des Normvolumens verzichtet (bspw. m³ anstatt Nm³). Die Angaben zu der Biogaserzeugung sind in Tabelle 3.2 aufgeführt.

Biogasanlage Höfer

Die BGA Höfer wird bei einer Temperatur von 42 °C (mesophil) betrieben und erzeugt ca. 2,8 Mio. m³ Rohbiogas jährlich. Eingangssubstrate sind sowohl NaWaRo wie Mais und Zuckerrüben als auch trockener Rinder- und Geflügelmist. Die Anbaufelder wechseln jährlich und liegen in einer Distanz von durchschnittlich 4 km bei einem Maximum von 12 km von der BGA entfernt. Das erzeugte Rohbiogas wird vollständig in BHKW mittels KWK verstromt bei einer durchschnittlich geleisteten elektrischen Leistung von 741 kW, davon ca. 500 kW am Standort der Anlage und 241 kW am Satelliten-BHKW. Die Anlage stellt eine flexibilisierte Anlage dar, d.h. sie wurde hinsichtlich der Leistung überbaut und erzeugt Strom und Wärme mehr bedarfsorientiert. Die Auslastung der BHKW am Standort der BGA liegt bei ca. 75 %. Grundsätzlich wird im Winter aufgrund des höheren Wärmebedarfs durchschnittlich mehr Strom und Wärme erzeugt als im Sommer. Das Rohbiogas weist einen durchschnittlichen Methan-Anteil von 51,5 %, einen CO₂-Anteil von ca. 46,5 % und weitere Anteile von Spurenelementen auf.

Biogasanlage Sibbesse

Die BGA Sibbesse wird im mesophilen an der Grenze zum thermophilen Temperaturbereich bei 42 °C bis 45 °C betrieben. Jährlich werden ca. 2,8 Mio. m³ Rohbiogas erzeugt. Das Rohbiogas wird ebenfalls vollständig in BHKW verstromt. Der Strom wird zu Teilen für die BGA genutzt, davon größtenteils für den Rührer im Fermenter. Der Aufwand ist aufgrund der Trockenfermentation mit ausschließlich zu verarbeitenden Trockenmasse sehr hoch. Die Wärme wird zu einem Drittel für die Beheizung des Fermenters und Nachgärers genutzt, ein weiterer Teil zur Trocknung von Getreide und Holz. Als Eingangssubstrate wird ausschließlich Maissilage eingesetzt, welches auf ca. 260 ha meist im näheren Umfeld bei einer maximalen Distanz von 8 km um die Anlage auf jährlich wechselnden Feldern angebaut wird. Die Auslastung der Anlage beträgt 92 % bis 95 %, durchschnittlich ca. 8.200 Stunden im Jahr. Der Anteil an biogenem Methan liegt auch bei dieser Anlage bei ca. 51,4 %. Durch einen vergleichsweise höheren Anteil an Spurenelementen liegt der CO₂-Anteil bei ca. 44 %.

3.1.3 Untersuchung der eingesetzten Prozesstechnik

Beide BGA weisen grundsätzlich die Merkmale einer klassischen BGA auf, wie sie in Kapitel 2.1.2 dargestellt wurden. Weitere Merkmale werden im Folgenden beschrieben.

Biogasanlage Höfer

Die Prozesskette entspricht mit Fermenter, Nachgärer und Gärrestelager der einer üblichen BGA (vgl. Kapitel 2.1.2). Die Fermenter und Nachgärer verfügen insgesamt über 5.000 m³ Volumen für Gase. Zusätzlich wird das Rohbiogas vor der Verbrennung aufbereitet. Dafür werden ein Gaswaschtrockner für die Entfernung von Wasser und ein Aktivkohlefilter zur Entschwefelung eingesetzt. Zur Verstromung des aufbereiteten Biogases stehen drei Gas-Otto-BHKW (265 kW_{el}, 265 kW_{el}, 250 kW_{el}) vor Ort und ein Satelliten-BHKW (265 kW_{el}) zur Verfügung. Die Wärme, welche durch die KWK der BHKW vor Ort und des Satelliten-BHKW erzeugt wird, wird für zwei Nahwärmenetze genutzt, welche insgesamt ca. 80 Haushalte versorgen. Als Backup steht eine redundante Holzhackschnitzelheizung mit einer Leistung von 500 kW bereit, um das Nahwärmenetz dauerhaft mit Wärme versorgen zu können, falls bspw. eine Störung bei der BGA auftritt. Auch ein Wärmepufferspeicher ist am Standort vorhanden. Zusätzlich wurde auf den Dächern Photovoltaik installiert mit einer Leistung von 200 kW_{peak}, welche jährlich ca. 380.000 kWh Strom erzeugt. Davon werden 220.000 kWh zur Eigenversorgung der BGA genutzt und der Rest vermarktet.

Biogasanlage Sibbesse

Die BGA Sibbesse ist ebenfalls aus einer Vorgrube, Fermentern, Nachgärer und Gärrestelager aufgebaut. Die Fermenter wie der Nachgärer verfügen über ein Volumen von 2.316 m³. Die Gärrestelager sind insgesamt über 10.000 m³ groß. Das Rohbiogas wird zunächst im Fermentationssystem zwischengespeichert und dann in einem BHKW verbrannt. Die BGA hat einen Eigenstrombedarf von 438.000 kWh pro Jahr. Ein Nahwärmenetz lohnt sich aus Sicht des Anlagenbetreibers aufgrund der Distanz von ca. 1 km zum Ortskern nicht, da dieses aufgrund des Wärmeverlustes nicht wirtschaftlich

betrieben werden könnte. Die Wärme wird zudem für den Fermenter und zur Trocknung benötigt. Zukünftig soll in räumlicher Nähe zu der BGA eine Gasleitung verlegt werden.

Tab. 3.2: Übersicht der Verfahrensanalyse und Prozesstechnik der Biogasanlagen. Eigene Darstellung nach Angaben der Betreiber.

Parameter	Wert	BGA Höfer	BGA Sibbesse
Fermentertemperatur	°C	42	42-45
mesophil/thermophil		mesophil	mesophil (- thermophil)
Gaserzeugung (jährlich)	m ³ /a	2,8 Mio.	2,8 Mio.
Eingangssubstrate			
- Mais	t/a	7800	11000-12000
- Zuckerrüben	t/a	1625	-
- Rindermist	t/a	3600	-
- Geflügelmist	t/a	1090	-
Max. Distanz Anbaufelder	km	12	8
Auslastung der BGA	%	95	92-95
Volllaststunden	h/a	8328	8196
Gaszusammensetzung			
- Methan	%	51,5	51,4
- Sauerstoff	%	0,4	0,1
- Stickstoff	%	1,6	0
- Schwefelwasserstoff	ppm	0	3-15
- Wasser	%	0	4,5 (Schätzung)
- Kohlendioxid	%	46,5	44
Rohbiogas-Volumenstrom	m ³ /h	336	342
CO ₂ -Volumenstrom	m ³ /h	156	150
Fermentervolumen	m ³	3600	2316
Speicherkapazität Fermenter für Gase	m ³	5000	keine Angabe
Eigenbedarf Strom BGA	MWh/a	220	438
Gasaufbereitung	-	Gaswaschetrockner, Aktivkohlefilter	-
Wärmenetz	-	80 Haushalte	-
- Energiemenge	kWh _{therm.} /a	3,37 Mio.	-
- Temperatur	°C	80	-
Holz hackschnitzelheizung	kW	500	-
Dach-PV	kWh/a	380.000	-

3.2 Konzeptentwicklung einer Power-to-Gas-Prozesskette

In diesem Kapitel wird auf Grundlage der analysierten BGA die Methodik zur Auslegung einer PtG-Prozesskette erläutert. Der Fokus wird auf die Auslegung der laut Literatur ökonomisch relevanten Teilsysteme gelegt. Zunächst erfolgt die Auswahl einer Nachnutzungsstrategie angelehnt an die Kriterien Prozessführung, Prozesstechnik und Wirtschaftlichkeit aus der Forschungsfrage 1.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Konzept zur dezentralen Erzeugung von grünem Wasserstoff an zwei Standorten von BGA in Niedersachsen erstellt. Das ausgewählte Konzept soll eine Nachnutzungsstrategie darstellen, welche sowohl mit hinreichender Wahrscheinlichkeit von Betreibern von BGA umgesetzt, als auch wirtschaftlich implementiert werden kann. Die Wahrscheinlichkeit der Implementierung einer Nachnutzungsstrategie hängt sowohl von der Komplexität der Technologie als auch von möglichen Synergien zur Kopplung an die aktuelle BGA ab. Für eine wirtschaftliche Betrachtung muss ein entsprechender Absatzmarkt zur Verfügung stehen und die Gesteungskosten des erzeugten Gases unter bestimmten Voraussetzungen konkurrenzfähig zu der aktuell eingesetzten Alternative (fossiles Erdgas) sein.

Die dezentrale Methanisierung bietet die Möglichkeit, in Kombination mit einem Elektrolyseur die BGA als CO₂-Quelle weiterhin zu betreiben (vgl. Kapitel 2.3). Synergien ergeben sich zudem über eine mögliche Nutzung der Abwärme aus dem Elektrolyseur und dem Methanisierungsreaktor. Die Wahrscheinlichkeit der Implementierung sehen Erler et al. (2019, 22) für die chemische Methanisierung und die biologische ex-situ-Methanisierung für die Kopplung mit einer BGA als hoch an. Die Komplexität der biologischen Methanisierung ist jedoch weitaus geringer und die höhere Robustheit der eingesetzten Mikroorganismen erfordert keine aufwändige Aufbereitung des Rohbiogases. Ein Nachteil der biologischen Methanisierung ist jedoch der niedrigere Technologiereifegrad (TRL) und die erst langsam einsetzende Kommerzialisierung. Laut Literatur wird die Kopplung einer BGA mit der biologischen Methanisierung als sinnvoll erachtet und bietet zahlreiche Vorteile (vgl. Kapitel 2.3). PtG-Anlagen müssen in der Regel nach dem BImSchG genehmigt werden (Graf et al. 2014a, 60). Daher sind für entsprechende Anlagen Standorte zu empfehlen, an denen bereits eine BImSchG-Genehmigung vorliegt, wie das bei BGA der Fall ist (Graf et al. 2014a, 60).

Im Folgenden wird daher ein Nachnutzungskonzept für die BGA Höfer und BGA Sibbesse für die dezentrale Erzeugung von EE-Methan mittels biologischer ex-situ-Methanisierung zur Einspeisung in ein Gasnetz aufgestellt. Dazu erfolgt im ersten Schritt die Konzeptionierung der Power-to-Gas-Prozesskette.

3.2.1 Vorgehensweise für die Auslegung einer Power-to-Gas-Prozesskette

Für die Auslegung der Power-to-Gas-Prozesskette stehen mehrere Alternativen zur Verfügung. Das Grundkonzept der Kopplung einer BGA mit einem Methanisierungsreaktor ist die Umwandlung des bisher nicht genutzten CO₂ zu nutzbarem EE-Methan. Dabei kann entweder das gesamte CO₂ methanisiert werden oder nur eine Teilmethanisierung gewünscht sein (Erler et al. 2019, 15). Die Wirtschaftlichkeit der Methanisierung hängt insbesondere von den Wasserstoffkosten ab (Bär & Graf 2020). Wird der Wasserstoff nur zu bestimmten Zeiten erzeugt, bspw. zur Spitzenkappung bei hoher Windeinspeisung oder bei geringen Strompreisen, steht dieser nur zeitlich begrenzt zur Verfügung. Für diese Auslegungsvariante ergibt eine Teilmethanisierung Sinn, welche immer zu jenen Zeitpunkten EE-Methan erzeugt, in denen Wasserstoff zur Verfügung steht. Für eine Dekarbonisierung des Energiesystems müssen jedoch weitere Potenziale für die Erzeugung erneuerbaren Stroms und die Herstellung grüner Gase erschlossen werden. Daher ist ebenfalls Ziel dieser Arbeit, die Flächenpotenziale für die erneuerbaren Energien zu analysieren. Sind entsprechende Potenziale in räumlicher Nähe zu

der BGA vorhanden, sollen die WEA und FF-PVA so dimensioniert werden, dass der Elektrolyseur genügend Wasserstoff für eine vollständige Methanisierung des CO_2 im Rohbiogasstrom zur Verfügung stellen kann. Ausgangspunkt der Auslegung der Prozesskette für eine vollständige Methanisierung ist dementsprechend der CO_2 -Strom im Rohbiogas.

Das Vorgehen zur Auslegung der PtG-Prozesskette ist in Abbildung 3.4 abgebildet. Ausgehend vom stündlichen CO_2 -Strom wird der Elektrolyseur dementsprechend dimensioniert, dass er stöchiometrisch nach Formel 2.2 (Kapitel 2.3) genügend Wasserstoff zur vollständigen Methanisierung des CO_2 erzeugen kann. Der Strombedarf des Elektrolyseurs für eine vollständige Auslastung bildet die Grundlage zur Auslegung der erneuerbaren Energien. Aufgrund fluktuierender Stromerzeugung ist für die kontinuierliche Bereitstellung von Wasserstoff ein Wasserstoffspeicher notwendig. Die Auslegung des Methanisierungsreaktors erfolgt auf Grundlage der Volumenströme aus Rohbiogas und Wasserstoff. Anhand des insgesamt erzeugten Methans aus Biogas und Methanisierung wird in einem letzten Schritt die Gasaufbereitung und der Gasanschluss ausgelegt. Die Wärmeintegration sowie die mögliche Vermarktung von Nebenerzeugnissen wie bspw. Sauerstoff aus der Elektrolyse wird ebenfalls betrachtet. Grundlage bildet die Analyse der beiden BGA und der identifizierten Prozessführung und -technik.

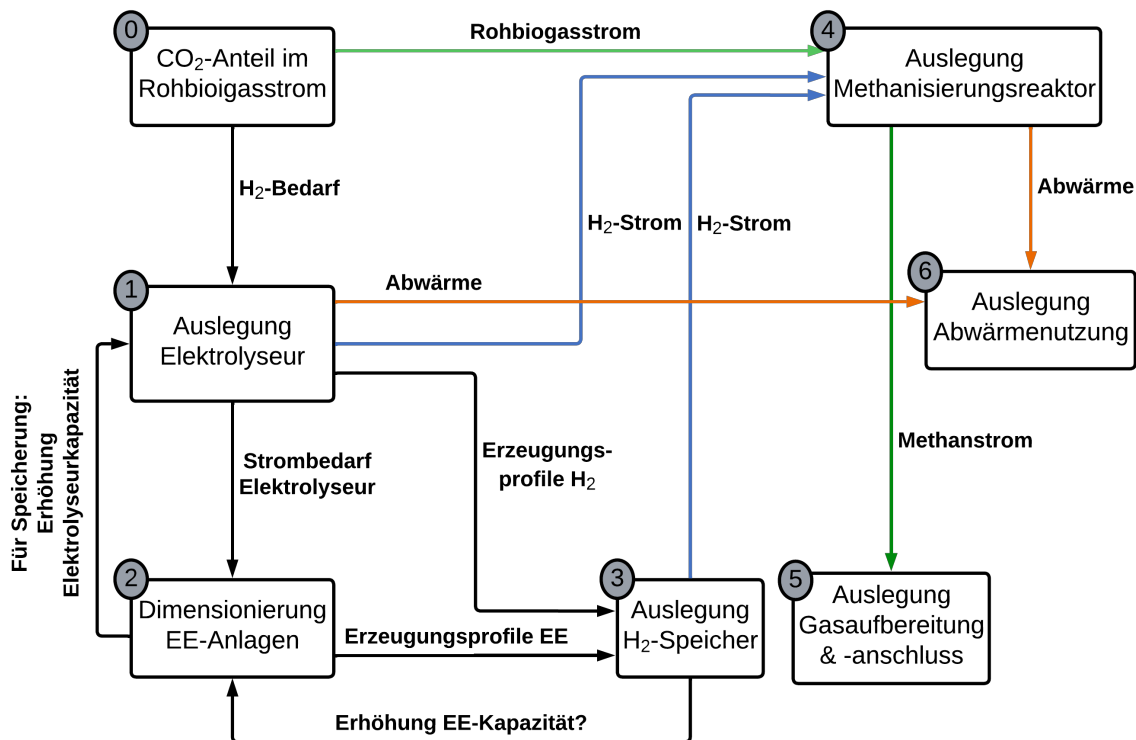


Abb. 3.4: Vorgehen der Auslegung der Power-to-Gas-Anlage. Eigene Darstellung.

3.2.2 Teilsystem 1: Elektrolyseur

Ausgangslage für die Auslegung der Einzelsysteme ist der stündliche CO_2 -Volumenstrom. Der stündliche CO_2 -Volumenstrom entspricht dem CO_2 -Anteil des stündlichen Rohbiogas-Volumenstroms (Formel

3.1). Stöchiometrisch sind für die Methanisierung von einem Mol CO₂ vier Mol H₂ erforderlich (s. Formel 2.2). Dieses Verhältnis lässt sich bei Normvolumen auf den Volumenstrom übertragen. Stündlich muss dementsprechend ein H₂-Volumenstrom erzeugt werden, der dem Vierfachen des CO₂-Volumenstroms entspricht.

$$Q_{CO_2,h} = \frac{Q_{Rohbiogas,a}}{t_L} \cdot \varphi_{CO_2} \quad \text{mit} \quad t_L = (24 \cdot 365,25)h \cdot \eta_{BGA} \quad (3.1)$$

$Q_{CO_2,h}$	Stündlicher CO ₂ -Volumenstrom	m ³ /h
$Q_{Rohbiogas,a}$	Jährlicher Rohbiogas-Volumenstrom	m ³ /Jahr
φ_{CO_2}	CO ₂ -Anteil im Rohbiogas	%
symb:t _L	Volllaststunden pro Jahr	h/Jahr
η_{BGA}	Verfügbarkeit Biogasanlage	%

Zunächst wird der Elektrolyseur nach dem erforderlichen H₂-Volumenstrom ausgelegt, unter der Annahme einer vollständigen Auslastung des Elektrolyseurs. Zur Ermittlung der Nennleistung des Elektrolyseurs wird der Systemverbrauch (Strombedarf zur Erzeugung eines Kubikmeters H₂) benötigt. Dieser wird mit 4,5 kWh/m³ angenommen, was einem Wirkungsgrad von 79% entspricht (vgl. Kapitel 2.2.2).

$$P_{EL} = 4,5 \text{ kWh/m}^3 \cdot Q_{CO_2,h} \quad (3.2)$$

P_{EL}	Nennleistung Elektrolyseur	kW
$Q_{CO_2,h}$	Stündlicher CO ₂ -Volumenstrom	m ³ /h

3.2.3 Teilsystem 2: Erneuerbare-Energien-Anlagen

Grüner Wasserstoff erfordert die Nutzung regenerativen Stroms bei der Elektrolyse. Die Stromgestehungskosten stellen laut Literatur einen der wichtigsten Faktoren für die Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen dar (dena 2015, 13f). Voraussetzung für die Umsetzung eines PtG-Projektes ist die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit ein Fokus auf die Ertragsberechnung der EE-Anlagen gelegt. Ein Anschluss der PtG-Anlage an das Stromnetz soll im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet werden, weil der Strom in räumlicher Nähe der Anlage und aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt werden soll. Daher wird in einem ersten Schritt eine GIS-basierte Flächenpotenzialanalyse zur Identifizierung von verfügbaren Standorten durchgeführt. Werden sowohl mögliche Standorte für WEA als auch FF-PVA identifiziert, ist die Voraussetzung einer regenerativen Energiequelle grundsätzlich erfüllt. Für die Analyse werden zunächst Referenzanlagen

definiert und für diese anhand des Standortes und der Dimensionierung ein Jahresenergieertrag ermittelt. Die Dimensionierung der Anlagen (Anzahl der WEA, Fläche der FF-PVA) erfolgt anhand des Strombedarfs des Elektrolyseurs. Eine ausführliche Betrachtung der Flächenpotenzialanalyse und Energieertragsberechnung wird im Kapitel 3.3 erläutert.

WEA und FF-PVA stellen fluktuierende Stromquellen dar, weshalb der Strom nicht bedarfsgerecht zur Verfügung gestellt werden kann, sondern abhängig ist von der Solareinstrahlung und dem Windangebot. Daher werden angelehnt an Niepelt und Brendel (2020) stündliche Solarprofile mit der Software *renewables.ninja* standortabhängig simuliert. Dort stehen entsprechende Referenz-WEA zur Auswahl. Sollten diese nicht der generischen Referenz-WEA entsprechen, welche in dieser Arbeit verwendet wird, muss ein Korrekturfaktor für die stündliche Stromerzeugung mit einbezogen werden, sodass die Jahresenergieerträge aus der Simulation und der Jahresenergieertragsermittlung sich angleichen. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass die maximale stündliche Stromerzeugung die Nennleistung der Referenz-WEA nicht übersteigen darf. Niepelt und Brendel (2020) weisen außerdem auf die schwache Anti-Korrelation bei der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie anhand der Kapazitätsfaktoren hin, welches eine Erhöhung der Jahresstunden bedeutet, in denen erneuerbarer Strom zur Verfügung steht (Niepelt & Brendel 2020). Auch Zapf (2022) weist auf die positive Kombination von Wind- und Solarenergie zur Erhöhung der Volllaststunden hin. Der Vorteil der Kombination von WEA und FF-PVA konnte anhand der Kapazitätsfaktoren bestätigt werden (vgl. Anhang A). Angelehnt an Niepelt und Brendel (2020) wurde ein Überbauungsfaktor von 1,37 hinsichtlich der installierten Nennleistung von FF-PVA zu WEA gewählt. Anhand der Simulation der stündlichen Erzeugungsprofile lässt sich ermitteln, ob der Wasserstoffbedarf zu jeder Stunde gedeckt werden kann. Ist dies nicht der Fall, kann ein Wasserstoffspeicher zur Zwischenspeicherung notwendig sein.

3.2.4 Teilsystem 3: Wasserstoffspeicher

Bei Nutzung fluktuierender Stromquellen kann ein Speicher notwendig werden, um eine vollständige und kontinuierliche Methanisierung zu gewährleisten. Der Speicher wird anhand der stündlichen Stromerzeugungsprofile ausgelegt.

Mit der Software *renewable.ninja* werden für den Stromertrag aus Wind- und Solarenergie stündliche Erzeugungsprofile für den jeweiligen Standort berechnet. Die Summe der Erzeugungsprofile bildet die stündliche Stromerzeugung an dem Standort ab und wird mit dem Strombedarf des Elektrolyseurs abgeglichen. Ist der stündliche Strombedarf des Elektrolyseurs zu einem Zeitpunkt nicht gedeckt, sinken die Volllaststunden und damit die Auslastung des Elektrolyseurs. Ziel der Auslegung ist die bilanzielle Deckung des Wasserstoffbedarfs anhand der Volllaststunden der Biogasanlage. Sekundäres Ziel stellt aus ökonomischen Gründen eine hohe Auslastung des Elektrolyseurs da.

Die Simulation der stündlichen Stromerzeugung und des Speichers ist nur auf den Strombedarf des Elektrolyseurs ausgerichtet. Weitere Komponenten der PtG-Anlage wie die Biogasanlage oder der Methanisierungsreaktor werden nicht mit einbezogen. Das Prozessdiagramm in Abbildung 3.5 stellt den Ablauf der Speichersimulation dar. Grundlage der Simulation bilden die stündlichen Erzeugungsprofile

der WEA und FF-PVA sowie der stündliche Strombedarf des Elektrolyseurs zur Erzeugung des Wasserstoffbedarfs. Der CO₂-Volumenstrom wird als konstant angenommen.

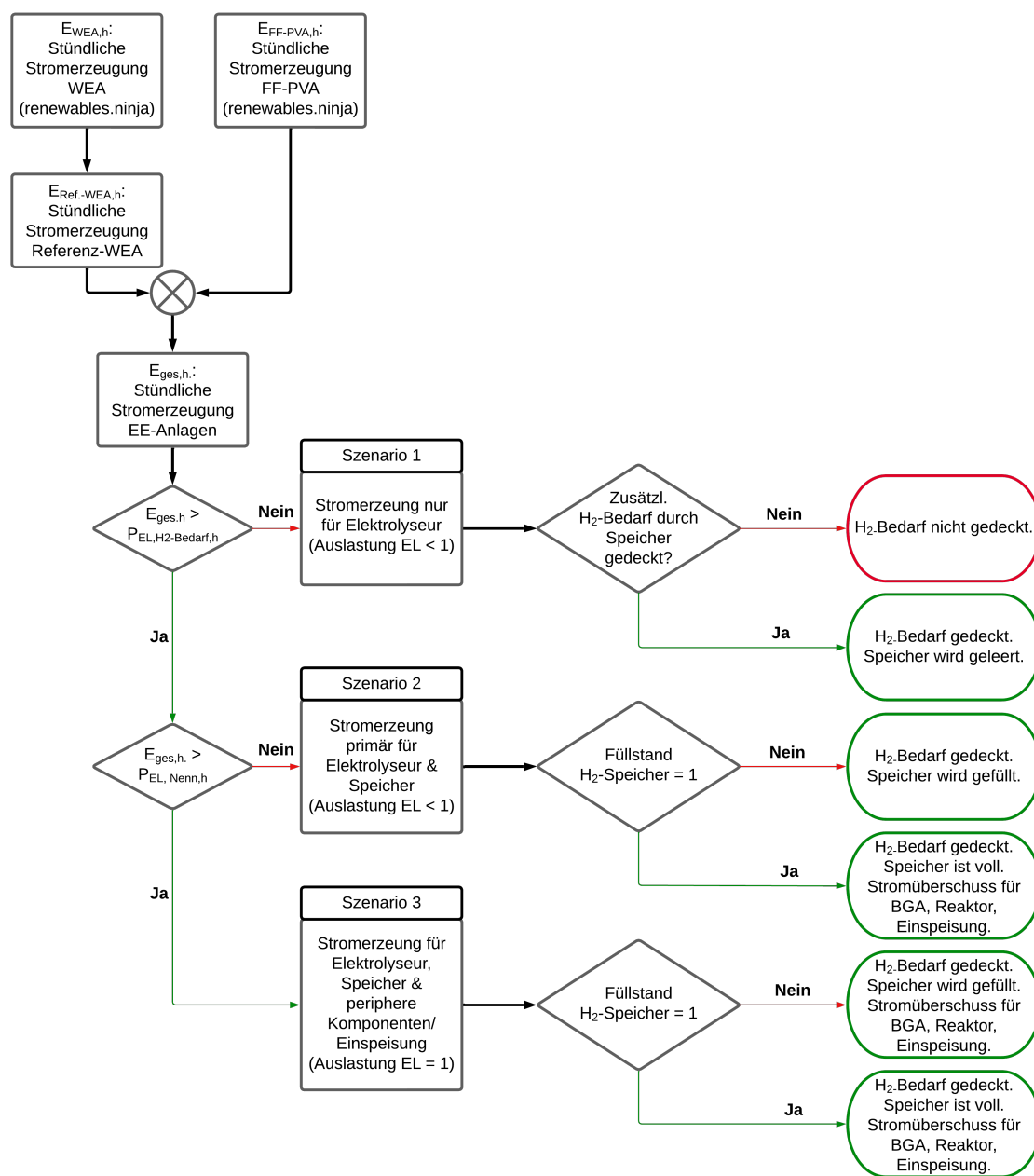


Abb. 3.5: Prozessdiagramm für die Speichersimulation auf Basis stündlicher Erzeugungsprofile für Strom und Wasserstoff. Fokus der stündlichen Simulation liegt auf der Erzeugung des Wasserstoffs. $E_{ges,h}$: Stündliche Stromerzeugung. $P_{EL,H2-Bedarf,h}$: Stündlicher Strombedarf des Elektrolyseurs zur Erzeugung des Wasserstoffbedarfs für die Methanisierung. $P_{EL,Nenn,h}$: Stündlicher Strombedarf des Elektrolyseurs zur Erzeugung von Wasserstoff bei Nennleistung. Eigene Darstellung.

Grundsätzlich können drei Szenarien der Stromerzeugung auftreten. In dem ersten Szenario liegt die Stromerzeugung unter dem Strombedarf zur Erzeugung des Wasserstoffbedarfs für die Methanisierung. Weil nicht ausreichend Wasserstoff durch den Elektrolyseur produziert werden kann, muss dem

Speicher Wasserstoff entnommen werden, um den Wasserstoffbedarf zu decken. In dem zweiten Szenario übersteigt die Stromerzeugung den Bedarf zur Erzeugung des Wasserstoffbedarfs. Allerdings wird nicht so viel Strom erzeugt, dass der Elektrolyseur bei Nennlast betrieben werden kann. Neben der Deckung des Wasserstoffbedarfs kann zusätzlicher Wasserstoff für den Speicher erzeugt werden, sollte der Speicher nicht vollständig gefüllt sein. In dem dritten Szenario wird mehr Strom erzeugt als der Elektrolyseur aufnehmen kann. Zu diesen Zeitpunkten können sowohl der Wasserstoffbedarf gedeckt, als auch der Speicher gefüllt und die weiteren Komponenten mit Strom versorgt werden.

3.2.5 Teilsystem 4: Methanisierungsreaktor

Die Dimensionierung des Methanisierungsreaktors erfolgt nach dem Input-Volumenstrom in den Reaktor. Der Input-Volumenstrom ergibt sich aus dem Rohbiogas-Volumenstrom aus der BGA und dem Wasserstoff-Volumenstrom aus dem Elektrolyseur. Der Output-Volumenstrom entspricht dem Rohbiogas-Volumenstrom aufgrund des stöchiometrischen Verhältnisses der Methanisierungsreaktion (vgl. Formel 2.2).

Wie Thema et al. (2019b) ausführlich erläutern, ist eine Standardisierung der Auslegungsparameter für biologische Methanisierungsreaktoren in der Literatur bisher nicht erfolgt und die Vergleichbarkeit der Parameter oftmals nicht möglich. Weiterhin existieren bisher nur wenige Methanisierungsreaktoren für die biologische ex-situ Methanisierung im kommerziellen Maßstab und in der entsprechenden Größenordnung. Möglicherweise muss auf einen modularen Aufbau zurückgegriffen werden, da das Upscaling bei biologischen Methanisierungsreaktoren nicht so einfach ist wie bei chemischen Reaktoren (Sternner & Stadler 2014, 347).

Das Reaktorvolumen wird anhand der GHSV und dem Input-Volumenstrom nach Formel 2.4 ausgelegt (Thema et al. 2019b, 13) und die GHSV mit $12,5 \text{ h}^{-1}$ angenommen (Graf et al. 2014b). Für den Strombedarf wird ein Wert von $0,6 \text{ kWh/m}^3$ angenommen. Dieser Wert liegt aufgrund von Skaleneffekten leicht unter dem von Graf et al. (2014b) angegebenen Durchschnitt für die biologische Methanisierung.

3.2.6 Teilsystem 5: Gasaufbereitung und Gasnetzanschluss

Voraussetzung für die Einspeisung des erzeugten Methans in das Gasnetz ist die räumliche Nähe zu einem entsprechenden Gasnetz. Zur Klärung möglicher Einspeisemengen von Wasserstoff und Methan muss beim zuständigen Gasnetzbetreiber ein Netzanschlussbegehren gestellt werden (Burkhardt et al. 2021, 16). Die Kapazitäten der Gasnetze sind in der Regel nicht öffentlich verfügbar und können daher im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Einspeisung der erzeugten Gasmengen grundsätzlich möglich ist.

Für das Gasnetz sind in der Regel lediglich die Fernleitungen als öffentliche Geodaten verfügbar. Diese Geodaten werden den RROP der Planungsregionen in Niedersachsen entnommen. Dieser Datensatz wird durch die Daten aus dem Projekt *SciGrid Gas* sowie den Daten vom zu dem Raumordnungskataster

(ROK) und den verfügbaren FNP ergänzt. Die Datensätze können unterschiedliche Stände aufweisen, in der Regel ändern sich die entsprechenden Leitungen jedoch nicht über kürzere Zeiträume.

Datenquellen Gasnetz

- RROP: Nefino-Datenbank; Daten des Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz; Metropolplaner (Metropolplaner 2022, [www](#))
- ROK: Daten des Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz
- Verfügbare FNP: Daten des Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz; Metropolplaner (Metropolplaner 2022, [www](#))
- SciGrid Gas (DLR 2020, [www](#))

Eine Direkteinspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz wird im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet. Trotzdem ist es möglich, dass der in den Methanisierungsreaktor eingespeiste Wasserstoff nicht vollständig zu EE-Methan umgesetzt wird. Abhängig vom entsprechenden Gasnetz vor Ort ist ein Wasserstoffanteil im Gas zulässig (vgl. Kapitel 2.2.4).

Die Gasaufbereitung steht in Abhängigkeit zu der konkreten Prozessauslegung und den Anforderungen des Gasnetzes vor Ort. Da die Prozessauslegung im Rahmen dieser Arbeit nicht aus verfahrenstechnischer Sicht betrachtet wird, kann keine Aussage dazu getroffen werden, inwieweit eine Gasaufbereitungsanlage notwendig für die PtG-Prozesskette sein wird. Laut Literatur ist eine Gasaufbereitungsanlage bei der biologischen Methanisierung nicht zwingend erforderlich, wird aber dennoch in einigen Studien betrachtet (vgl. Kapitel 2.3). Eine Auslegung der Gasaufbereitung erfolgt dementsprechend nicht. Jedoch wird in der Literatur darauf hingewiesen, dass eine am Standort installierte Gasaufbereitungsanlage einen wirtschaftlichen Vorteil für die Implementierung einer PtG-Anlage darstellen kann. Auch durch die Obsoleszenz der Daten für die Anforderungen an die Einspeisung ins Gasnetz am jeweiligen Standort resultiert eine Hürde bei der Auslegung der Gasaufbereitung und des Gasnetzanschlusses. Aufgrund der vergleichsweise geringen Erzeugungskapazitäten durch einzelne BGA ist jedoch grundsätzlich von der Möglichkeit der Einspeisung in das Gasnetz auszugehen.

3.2.7 Teilsystem 6: Abwärmenutzung und weitere Nebenprodukte

Insgesamt beziehen nur 10 % der PtG-Projekte die Abwärme mit ein und lediglich 2,4 % die Nutzung von Sauerstoff (Thema et al. 2019a). Müller und Fichter gehen grundsätzlich von einer positiven Beeinflussung der Wirtschaftlichkeit durch den Verkauf der Nebenprodukte aus (Müller & Fichter 2022). Der Absatz von Abwärme und Nebenprodukten wird im Rahmen dieser Arbeit nicht in die Wirtschaftlichkeitsanalyse mit einbezogen. Die entstehende Abwärme und die produzierte Menge an Sauerstoff wird jedoch ermittelt.

Die Nutzung der freigesetzten Wärme durch die Elektrolyse und Methanisierung erhöht den Gesamtwirkungsgrad der Prozesskette und sollte bei der Auslegung daher ebenfalls betrachtet werden. Grundsätzlich ist die Wärmenutzung bei der biologischen Methanisierung insgesamt jedoch als moderat anzunehmen. Die entstehende Wärme kann zum einen innerhalb der Prozesskette, bspw. für den

Fermenter oder die Hygenisierung der Eingangssubstrate, und extern für ein Wärmenetz genutzt werden. Für die Nutzung der Wärme mittels eines Wärmenetzes stellt die Standortwahl in der Nähe der zu versorgenden Ortschaft einen wichtigen Parameter dar.

Eingesetzt in der PtG-Prozesskette werden ein PEM-Elektrolyseur und ein Reaktor für die biologische ex-situ Methanisierung. Die freigesetzte Wärme fällt auf einem Temperaturniveau von ca. 65 °C (Elektrolyseur) und 55 °C (Methanisierungsreaktor) an. Die Wärmeleistung des Elektrolyseurs entspricht ca. 20 % der elektrischen Eingangsleistung. Die Wärmeleistung des Methanisierungsreaktors wird mit 60 % der Wärmeleistung des Elektrolyseurs angesetzt (vgl. Kapitel 2.3).

Ausgehend von der Nennleistung der Komponenten Elektrolyseur und Methanisierungsreaktor und deren Volllaststunden wird der jährliche Abwärmestrom berechnet. Anschließend wird dieser mit dem notwendigen Eigenbedarf der BGA hinsichtlich Abwärmestrom und Temperaturniveau verglichen. Nicht für den Eigenbedarf verbrauchte Wärme kann für ein Wärmenetz genutzt werden. Auch in dieser Arbeit erfolgt die Machbarkeit der Wärmenutzung anhand des Wärmestroms und des Temperaturniveaus. Eine Auslegung der Komponenten des Wärmenetzes erfolgt im Rahmen dieser Arbeit nicht. Lediglich die Machbarkeit der Abwärmenutzung soll geprüft werden.

Neben der Abwärme können auch die Nebenprodukte Sauerstoff durch die Elektrolyse und Wasser durch die Methanisierung genutzt werden. Für die Vermarktung des Sauerstoffs stehen in der Regel aber nur wenige Abnehmer am Markt zur Verfügung. Zudem gehen Hermann et al. (2014) in Zukunft aufgrund der steigenden Anzahl an PtG-Anlagen von einer Sättigung des Sauerstoffmarktes aus, weshalb die Vermarktung des Sauerstoffs auf lange Sicht nicht zu der Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage beitragen wird (Hermann et al. 2014, 33).

3.3 GIS-basierte Detailanalyse der Wind- und Solarflächenpotenziale

Eine grundsätzliche Voraussetzung für die Erzeugung von grünem Wasserstoff stellt die Verfügbarkeit von Flächenpotenziale für WEA und FF-PVA dar. Zudem machen die Stromgestehungskosten den größten Anteil der Wasserstoffgestehungskosten aus und sollten daher präzise ermittelt werden (Zapf 2022). Die GIS-basierte Detailanalyse bildet dementsprechend zusammen mit der Wirtschaftlichkeitsanalyse die Grundlage zur Beantwortung der Forschungsfrage 2 (vgl. Abbildung 3.1).

Für die Analyse der Flächenpotenziale für WEA und FF-PVA werden zunächst entsprechende typenu-nabhängige Referenzanlagen definiert. Anhand raumplanerischer Gesetzgebungen wird ein Prämissengerüst (Kriterienkatalog) erstellt, welches die Tabu-, Einzelfall- (Restriktions-) und Gunstkriterien und ggf. Pufferabstände für die Weißflächenanalyse abbildet. Auf Grundlage des Prämissengerüsts wird in einem GIS die Analyse für die Wind- und Solarflächenpotenziale durchgeführt. Nach der Identifikation entsprechender Potenzialflächen wird ein Layout bezüglich der Flächennutzung für die Errichtung von WEA und FF-PVA in räumlicher Nähe zu den Biogasanlagenstandorten erstellt. Mit den spezifischen Standortfaktoren hinsichtlich der Windgeschwindigkeit und der Solarstrahlung wird im letzten Schritt eine Energieertragsermittlung durchgeführt.

3.3.1 Definition der Referenzanlagen

Die Referenz-WEA wird anhand aktueller WEA-Größen ausgewählt. Als Grundlage dienen generische Repoweringanlagen aus dem Forschungsprojekt 'Transdisziplinäre End-of-Life Analyse von Windenergieanlagen zur Entwicklung technisch-wirtschaftlich optimaler Nachnutzungsstrategien (TransWind)' nach Lüers (2023). Aus dem MaStR werden WEA im Bundesland Niedersachsen, welche sich aktuell in Planung befinden, identifiziert. Die Durchschnittswerte der entscheidenden Auslegungskriterien sind in der Tabelle 3.3 aufgeführt und mit der generischen WEA gegenübergestellt, welche die geringsten Abweichungen hinsichtlich dieser Auslegungskriterien aufweist. Die TransWind-WEA der Größe 'mittel' für die Region 'Mitte' wird im Rahmen dieser Arbeit als Referenz-WEA für die Flächenpotenzialanalyse und die Energieertragsberechnung ausgewählt (Lüers 2023, 11).

Tab. 3.3: Vergleich aktuell in Planung befindener Windenergieanlagen in Niedersachsen mit generischen Anlagen aus dem Forschungsprojekt TransWind. Eigene Darstellung nach BNetzA 2023a; Lüers 2023.

Parameter	Wert	MaStR	TransWind-WEA: mittel (Mitte)	Abweichung
Nennleistung	kW	4974	5152	3,45%
Rotordurchmesser	m	146	151	3,06%
Nabenhöhe	m	149	152	2,24%
Gesamthöhe	m	222	227	2,30%

Eine Referenz-FF-PVA wurde bereits im Rahmen des Forschungsprojekts 'Integration von Solarenergie in die niedersächsische Energielandschaft (INSIDE)' für Niedersachsen definiert. Da im Rahmen dieser Arbeit auch die Wirtschaftlichkeit einbezogen werden soll, wird die Referenzanlage, welche das wirtschaftlich optimale Design zum Zeitpunkt des Forschungsprojekts (2020) abgebildet hat, ausgewählt (Badelt et al. 2020, 10). Die Parameter können Tabelle 3.4 entnommen werden.

Tab. 3.4: Referenzanlage Freiflächen-Photovoltaik nach Badelt et al. 2020

Parameter	Einheit	INSIDE-Referenzanlage
Neigung	°	15
Modulanordnung	°	180 (reine Südausrichtung)
Leistungsdichte	MW/ha	1,01
Jährlicher Energieertrag	GWh/ha/a	1,09

3.3.2 Datengrundlage der Flächenpotenzialanalyse: Prämissengerüst

Für die Flächenpotenzialanalyse wird jeweils für die Wind- und Solarenergie ein Prämissengerüst erstellt. Grundlage des Prämissengerüsts bilden der Windenergieerlass des Landes Niedersachsen für die Windenergie an Land (MU 2021a) und die Arbeitshilfe Solarplanung des NLT und NSGB (NLT & NSGB 2022). Diese sind auf die raumplanerischen Vorgaben aus der Bundes- und Landesgesetzgebung aufgebaut wie bspw. dem BNatSchG, LuftVG und Bundesfernstraßengesetz (FStrG). Ergänzt werden sie durch die RROP der entsprechenden Planungsregionen der BGA. Durch den Windenergieerlass und

die Arbeitshilfe Solarplanung nicht erfasste Gesetzesänderungen zum Zeitpunkt der Analyse (03/2023) werden ebenfalls im Rahmen dieser Arbeit abgebildet, darunter die Öffnung des Waldes nach dem LROP 2022 oder die Privilegierung von FF-PVA nach § 35 BauGB. Zusätzlich erfolgt eine Gewichtung der Restriktionskriterien anhand sogenannter Konfliktrisikowerte (KRW) nach Bons et al. für die Bewertung der Potenzialflächen für die Windenergie, welche in Tabelle 3.5 dargestellt sind (Bons et al. 2022). Die KRW geben an, wie hoch das Risiko an einem Standort bezüglich möglicher Konflikte, bspw. mit bestehenden Nutzungen oder Natur- und Artenschutzbelangen, bewertet wird.

Der Landkreis Celle (BGA Höfer) verfügt über ein rechtswirksames RROP aus dem Jahr 2005 (Celle 2005). Aktuell befindet sich der Planungsträger in der Neuaufstellung des RROP mit der Veröffentlichung des Entwurfs im April 2017 (Celle 2017). Im rechtswirksamen RROP 2005 sind keine Vorrang- oder Eignungsgebiete für die Windenergie festgelegt, die Flächenausweisung erfolgt auf Ebene der kommunalen Bauleitplanung. Im aktuellen Entwurf soll jedoch eine Festlegung von Vorranggebieten erfolgen. Das RROP des Landkreises Hildesheim (BGA Sibbesse) ist seit 2016 rechtswirksam (Hildesheim 2016) und weist entsprechende Vorranggebiete für die Windenergie aus. Das Land Niedersachsen will zukünftig jedoch Flächenziele für die Planungsregionen gesetzlich festschreiben lassen, um das im Windenergie-Beschleunigungs-Gesetz festgesetzte Flächenziel von 2,2 % für Niedersachsen zu erreichen. Entsprechende Zielvorgaben aus einer ersten Studie wurden bereits veröffentlicht (MU 2023b, www). Eine Anpassung der RROP anhand der zukünftig gesetzlich festgeschriebenen Flächenziele ist daher zu erwarten.

Die Prämissengerüste werden in Wind- und Solarenergie aufgeteilt (Tabelle 3.7 und 3.5). Die Prämissen der Windenergie werden in harte und weiche Tabuzonen unterschieden. Für die Windenergie erfolgt zusätzlich eine Einteilung einzelner Prämissen nach der Planungsregion in Abhängigkeit zu den Vorgaben aus dem jeweiligen RROP. Grundsätzlich sind die Prämissengerüste nach bestimmten Gebietskategorien geclustert. Ist ein Ausschluss der Gebietskategorie vorgesehen, ist in der entsprechenden Spalte ein 'ja' angegeben; soll das Kriterium lediglich im Rahmen der Einzelfallabwägung einbezogen werden, ein 'Einzelfall'. Gegebenfalls ist weiterhin ein Pufferabstand notwendig, welcher in einer weiteren Spalte aufgelistet ist. Für die Einzelfallbetrachtung werden teilweise höhere Pufferabstände angenommen, welche ebenfalls in der entsprechenden Spalte aufgeführt sind. Weiterhin sind in einer weiteren Spalte die Gewichtungen (KRW) angegeben. Für die Solarenergie werden zusätzlich zu den Tabu- und Restriktionskriterien auch Gunstkriterien betrachtet.

Die Datengrundlage der identifizierten Kriterien wird von der Nefino GmbH zur Nutzung für diese Arbeit im Rahmen des Forschungsprojektes 'H2-FEE' zur Verfügung gestellt und gegebenenfalls durch weitere Datensätze ergänzt.

Tab. 3.5: Prämissengerüst für die Windenergie der Planungsregionen Hildesheim und Celle. Eigene Darstellung nach MU 2021a und dem RROP 2016 des LK Hildesheim und RROP 2005 des LK Celle.

Gebietskategorie	Harte Tabuzone		Weiche Tabuzone und Einzelfall		Gewichtung KRW
	Ausschluss	Puffer (m)	Ausschluss	Puffer (m)	
Siedlungsstruktur					
Wohn- und Mischgebiete im Innenbereich	ja	2H	ja	HI:750 ; CE: 800 (Einzelfall*1000)	5
Einzelgehöfte und Einzelwohngebäude im Außenbereich	ja	2H	ja	600 (Einzelfall*750)	3
Wochenendhaus-, Ferienhaus-, Campingplatzgebiete	ja	2H	ja	3H (Einzelfall*1000)	2
Gewerbe- und Industriegebiete	ja		ja	Einzelfall*2H	1
Sondergebiete					
Kur & Klinikgebiete	ja	2H	ja	1000	
Sonstige Sondergebiete	ja		ja		
Militärische und sonstige Sperrgebiete	ja		ja		
Sport-, Freizeit- und Erholungsflächen	nein		ja		
Friedhöfe	nein		ja		
Sonstige Gebäude	nein		ja	30	
Schutzgebiete (Gewässer)					
Fließgewässer 1. Ordnung (inkl. Bundeswasserstraßen)	ja	50	ja	CE: 50 + RR, HI: Kipphöhe	
Stehende Gewässer > 1ha	ja	50	ja	50	
Sonstige Gewässer	ja	5	ja	5	
Trinkwasserschutzgebiete					
- Zone I	ja		ja		
- Zone II	nein		Einzelfall*		
- Zone III und größer	nein		nein		
Heilquellenschutzgebiete					
- Zone I	ja		ja		
- Zone II	ja		ja		
- Zone III und größer	nein		nein		
Überschwemmungsgebiete					
Haupt-, Hochwasser- und Schutzdeiche	ja	50	ja	50	
Schutzgebiete (Natur und Avifauna)					
Naturschutzgebiete	ja		ja	200 (Einzelfall*500)	1
Nationalpark, Nationales Naturmonument	ja		ja		
NATURA2000					
- SPA-Gebiete (Vogelschutzgebiete)	ja		ja	200 (Einzelfall*500)	3
- FFH-Gebiete	ja		ja	200 (Einzelfall*500)	2
IBA-Gebiete	nein		Einzelfall*		4
Naturparke	nein		Einzelfall*		2
Naturdenkmale	nein		Einzelfall*		1
Biosphärenreservatsgebiete (Kern- und Pflegezone)					
- Kernzone	ja		ja		
- Pflegezone	ja		ja		
- Entwicklungszone	nein		Einzelfall*		2
Feuchtgebiete internationaler Bedeutung (RAMSAR)	nein		ja	Einzelfall*300	1
Gesetzlich geschützte Biotope	nein		ja		
NLWKN Brut- und Gastvögellebensräume	nein		Einzelfall*		2
Schutzgebiete (Landschaft)					
Landschaftsschutzgebiete	nein		Einzelfall*		2
Gesetzlich geschützte Landschaftsbestandteile > 1 ha	ja		ja		
Luftfahrt					
Zivil genutzte Flugplätze					
- Verkehrsflughäfen und Sonderflughäfen	ja		ja	Bauschutzbereiche §12 LuftVG	
- Verkehrslandeplätze und Sonderlandeplätze	ja		ja	Bauschutzbereiche §17 LuftVG Platzrunden inkl. Puffer	
Fliegerhorste					
	ja		ja	Militärische Bauschutzbereiche §12 LuftVG	
Segelflugplätze					
Modellflugplätze	nein		ja		
Zivil genutzte Flugsicherungsanlagen					
- DVOR	nein		ja	7000 (Einzelfall*10000)	3
- VOR	nein		ja	7000 (Einzelfall*15000)	3
- Sonstige Flugsicherungsanlagen der DFS	nein		Einzelfall*		1
Bauhöhenbeschränkungen aus zivilen MVA über Grund	nein		Einzelfall*		1
Militärisch genutzte Flugsicherungsanlagen					
- Luftverteidigungsradare	nein		ja	5000 (Einzelfall*50000)	1
Bauhöhenbeschränkungen aus militärischen MVA über Grund	nein		Einzelfall*		1
Militärisches Nachttiefflugsystem	nein		Einzelfall*		
Infrastruktur					
Verkehrswege					
- Bundesautobahnen (fiktive Breite 40 m)	ja	40	ja	Kipphöhe	
- Bundesstraßen (fiktive Breite 20 m)	ja	20	ja	Kipphöhe	
- Landesstraßen (fiktive Breite 20 m)	ja	20	ja	Kipphöhe	
- Kreisstraßen (fiktive Breite 20 m)	ja	20	ja	Kipphöhe	
- Schienenwege (fiktive Breite 10 m)	ja		ja	Kipphöhe	
Freileitungen					
- 110 kV (fiktive Breite 5,1 m)	ja		ja	150	
- 220 kV (fiktive Breite 16,5 m)	ja		ja	150	
- 380 kV (fiktive Breite 16,5 m)	ja		ja	150	

Tab. 3.6: Fortsetzung Prämissengerüst für die Windenergie der Planungsregionen Hildesheim und Celle. Eigene Darstellung nach MU 2021a und dem RROP 2016 des LK Hildesheim und RROP 2005 des LK Celle.

Gebietskategorie	Harte Tabuzone		Weiche Tabuzone und Einzelfall		Gewichtung KRW
	Ausschluss	Puffer (m)	Ausschluss	Puffer (m)	
Wald					
Wald	nein		nein		
Gehölz / Gebüsch	nein		nein		
Waldschutzgebiete	nein		Einzelfall*		4
Landes- und Regionalplanung					
LROP					
Vorranggebiet					
- Wald gem. LROP-Entwurf 12/2021	ja		ja		
- Biotopverbund gem. LROP-Entwurf 12/2021 in Wäldern	ja		ja		
- Natura 2000 gem. LROP-Entwurf 12/2021 in Wäldern	ja		ja		
- Rohstoffsicherung außer Torf gem. LROP-Entwurf 12/2021	ja		ja		
- für archäologische Denkmäler gem. LROP-Entwurf 12/2021	ja		ja		
- für historische Kulturlandschaften gem. LROP-Entwurf 12/2021	ja		ja		
RROP					
Vorranggebiet					
- Vorranggebiete für Rohstoffgewinnung	nein		Einzelfall*		1
- Vorranggebiete Natur und Landschaft	nein		Einzelfall*		1
- Vorranggebiet Erholung	nein		Einzelfall*		1
- Vorranggebiet Hochwasserschutz	nein		Einzelfall*		1
- Vorranggebiet NATURA2000	nein		Einzelfall*		1
- Vorranggebiete Torferhalt	nein		Einzelfall*		1
- Vorranggebiete Trinkwassergewinnung	nein		Einzelfall*		1
Vorbehaltsgebiete					
- Vorbehaltsgebiete Natur und Landschaft	nein		Einzelfall*		1
- Vorbehaltsgebiete Rohstoffgewinnung	nein		Einzelfall*		1
- Vorbehaltsgebiet Erholung	nein		Einzelfall*		1
- Vorbehaltsgebiet Trinkwassergewinnung	nein		Einzelfall*		1
- Vorbehaltsgebiete Hochwasserschutz	nein		Einzelfall*		1
Topographie und Boden					
Hangneigungen > 30 %	nein		ja		
Sonstige					
Seismologische Stationen	ja		ja	1000	1
Windprofiler des DWD	ja		ja	indiv. Tabuzonen	
Wetterradare des DWD	ja		ja	5000	
Größe von WEG (> 30 ha)	nein		ja	Puffer mit 2,5RD	

Tab. 3.7: Prämissengerüst für die FF-PVA der Planungsregionen Hildesheim und Celle. Eigene Darstellung nach NLT & NSGB 2022 und dem RROP 2016 des LK Hildesheim und RROP 2005 des LK Celle.

Gebietskategorie	Tabuzone, Restriktions- und Gunstkriterien	
	Ausschluss	Puffer (m)
Siedlungsstruktur		
Wohn- und Mischgebiete	ja	
Gebäude	ja	30
Wochenendhaus-, Ferienhaus und Campingplatzgebiete	ja	
Gewerbe- und Industriegebiete	nein	
Sondergebiete		
- Kur & Klinikgebiete	ja	
- Sonstige Sondergebiete	ja	
- Militärische und sonstige Sperrgebiete	ja	
Sport-, Freizeit- und Erholungsflächen	ja	
Friedhöfe	ja	
Flächen mit aktiver Rohstoffgewinnung mit Rahmen-/ Hauptbetriebsplänen	nein	
Versiegelte Konversionsflächen	Gunstkriterium**	
Stillgelegte Abfalldeponien	Gunstkriterium**	
Altlastenflächen	Gunstkriterium**	
Abraumhalden	Gunstkriterium**	
Schutzgebiete (Gewässer)		
Gewässer 1. Ordnung (inkl. Bundeswasserstraßen)	ja	10
Stehende Gewässer > 1 ha	ja	10
Sonstige Gewässer	ja	10
Schutzgebiete (Naturschutz)		
Naturschutzgebiete	ja	
NATURA2000		
- FFH-Gebiete	ja	
- SPA-Gebiete (Vogelschutzgebiete)	ja	
Nationalparke	ja	
Nationale Naturmonumente	ja	
Biosphärenreservatsgebiete		
- Kernzone	ja	
- Pflegezone	Einzelfall*	
- Entwicklungszone	Einzelfall*	

Tab. 3.8: Fortsetzung Prämissengerüst für die FF-PVA der Planungsregionen Hildesheim und Celle. Eigene Darstellung nach NLT & NSGB 2022 und dem RROP 2016 des LK Hildesheim und RROP 2005 des LK Celle.

Gebietskategorie	Tabuzone, Restriktions- und Gunstkriterien	
	Ausschluss	Puffer (m)
Schutzgebiete (Naturschutz)		
Feuchtgebiete internationaler Bedeutung (RAMSAR)	ja	
Naturparke	Einzelfall*	
Flächenhafte Naturdenkmale	ja	
Gesetzlich geschützte Biotope	ja	
Avifaunistisch wertvolle Vogellebensräume gem. NLWKN	Einzelfall*	
Wildtierkorridore größerer Säugetiere und Querungshilfen	Einzelfall*(200)	
Gebiete mit Feldhamstervorkommen	Einzelfall*	
Schutzgebiete (Landschaftsschutz)		
Landschaftsschutzgebiete	Einzelfall*	
Gesetzlich geschützte Landschaftsbestandteile	ja	
Gebiete, die die Voraussetzungen für eine Unterschutzstellung (LSG) erfüllen	nein	
Gebiete, die die Voraussetzungen für eine Unterschutzstellung (NSG) erfüllen	Einzelfall*	
Schutzgebiete (Wasserschutz)		
Trinkwasserschutzgebiet		
- 1. Ordnung	ja	
- 2. Ordnung	Einzelfall*	
- 3. Ordnung (nur landwirtschaftlich genutzte Teilflächen)	Gunstkriterium**	
Heilquellenschutzgebiet		
- 1. Ordnung	ja	
- 2. Ordnung	Einzelfall*	
- 3. Ordnung (nur landwirtschaftlich genutzte Teilflächen)	Gunstkriterium**	
Hochwassergefahrengebiete	Einzelfall*	
Festgesetzte und vorläufig gesicherte Überschwemmungsgebiete	ja	
Luftfahrt		
Zivil genutzte Flugplätze		
- Verkehrsflughäfen und Sonderflughäfen	ja	
- Verkehrslandeplätze und Sonderlandeplätze	ja	
Segelflugplätze	ja	
Modellflugplätze	ja	
Fliegerhorste	ja	
Infrastruktur		
Verkehrswege		
- Bundesautobahnen	ja	40*Einzelfall (Gunstkriterium**500)
- Bundesstraßen	ja	20
- Landesstraßen	ja	20
- Kreisstraßen	ja	15
- Schienenverkehr	ja	15 (Gunstkriterium**500)
Freileitungen		
- 110 kV	ja	Gunstkriterium**500;3000
- 220 kV	ja	Gunstkriterium**500;3000
- 380 kV	ja	Gunstkriterium**500;3000
Umspannwerke	ja	Gunstkriterium**500;5000
Windenergieanlagen	ja	Gunstkriterium**500
Biogasanlagen	ja	Gunstkriterium**500
Wald		
Wald	ja	50
Gehölze	ja	
Topographie und Boden		
Böden mit besonderen Werten		
- Extremstandorte	Einzelfall*	
- naturnahe Böden (alte Waldstandorte, naturnahe Moore)	Einzelfall*	
- Böden mit hoher kulturgeschichtlicher Bedeutung	Einzelfall*	
- Seltene Böden	Einzelfall*	
Ackerbaulich benachteiligte Gebiete	Gunstkriterium**	
Böden mit sehr bzw. äußerst geringem natürlichem Ertragspotenzial	Gunstkriterium**	
Böden mit mittlerem bis hohem natürlichem Ertragspotenzial	Einzelfall*	
Böden mit hohem bis sehr hohem natürlichem Ertragspotenzial	ja	
Besonders (wind-/wasser-) erosionsgefährdete Standorte	Einzelfall*	
Hangneigungen > 5° an Nordhängen	ja	
Hangneigungen > 16.7°	ja	
Landes- und Regionalplanung		
Vorranggebiete RROP	ja	
Vorbehaltsgebiete RROP	Einzelfall*	
Vorranggebiet Wald (LROP)	ja	
Vorranggebiet Natura 2000 (LROP)	ja	
Vorranggebiet Biotopverbund (LROP)	ja	
Sonstige		
Mindestflächengröße 3 ha	ja	

3.3.3 Vorgehen der Flächenpotenzialanalyse für Wind- und Solarenergieanlagen

Für die Identifizierung geeigneter Potenzialflächen im Umkreis der BGA wird zunächst ein entsprechender Untersuchungsraum definiert, in welchem die Analyse durchgeführt wird. Ziel sollte es sein, dass die WEA und FF-PVA möglichst auf Anbauflächen der BGA errichtet werden. Aus diesem Grund ist die maximale Distanz von der BGA zu dem entferntesten Anbaufeld, die sogenannte Feld-Hof-Distanz, entscheidend. Diese wird in der Literatur mit 5 km bis 10 km angegeben (Grunewald et al. 2019, 27), (Winkler et al. 2020). Bei den Fallbeispielen entspricht die maximale Feld-Hof-Distanz 8 bzw. 12 km bei einer durchschnittlichen Feld-Hof-Distanz von ca. 4 km. Für die Festlegung des Untersuchungsraums wird zunächst ein Radius um die BGA gezogen, welcher der maximalen Feld-Hof-Distanz entspricht.

Die Kartierung der Tabuzonen, Einzelfall- und Gunstkriterien für die Wind- und Solarenergie erfolgt mit Hilfe eines GIS. Das Vorgehen für die Ermittlung der Flächenpotenziale für die Windenergie entspricht grundsätzlich dem Vorgehen aus dem Windenergieerlass (vgl. Kapitel 2.4.3). Für die Betrachtung der Einzelfälle werden diese, angelehnt an die KRW nach Bons et al., gewichtet, um zu einer differenzierteren Bewertung zu kommen (Bons et al. 2022). Zur Ermittlung der Flächenpotenziale für die FF-PVA wird das Vorgehen an die Arbeitshilfe des NLT und NSGB angelehnt. Die Einzelfall- und Gunstkriterien, welche eine Potenzialfläche betreffen, werden angelehnt an das Vorgehen von Bons et al. summiert und in einer Abbildung graphisch dargestellt. Für die Solarenergie erfolgt jedoch keine Gewichtung der Einzelfälle, da sich die Kriterien nach Bons et al. lediglich auf die Auswirkungen durch WEA beziehen.

3.3.4 Vorgehen der Flächenauswahl und Layoutplanung

Nach der Ermittlung der Potenzialflächen werden geeignete Flächen anhand spezifischer Kriterien ausgewählt. Ein entscheidendes Kriterium ist die Nähe der EE-Anlagen zu dem Elektrolyseur auf dem Standort der Biogasanlage, weshalb eine Beurteilung der Potenzialflächen ausgehend von der geringsten Distanz zur BGA erfolgt. In einem ersten Schritt werden für die Windenergie die Restriktionskriterien anhand der Gewichtung abgewogen. Als nächstes werden die Standorte anhand des Windpotenzials in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit des Global Wind Atlas beurteilt. Ein Fokus der Flächenauswahl sollte auf den konkreten Anbauflächen für die BGA liegen, sofern entsprechende Datensätze verfügbar sind.

Schlussendlich werden mögliche Potenzialflächen mit den menschen- und naturverträglichen Potenzialflächen des IUP (Thiele et al. 2021a) und der Flächenkulisse aus der Flächenanalyse für das Land Niedersachsen (MU 2023a) für die Windenergie verglichen (Pape et al. 2022). Die Flächenkulisse menschen- und naturverträglicher Potenziale wurde im Rahmen der Studie 'Naturverträgliche Ausgestaltung der Energiewende (EE100-konkret)' unter der Leitung des IUP anhand entsprechender Kriterien ermittelt (Thiele et al. 2021b). Der Kriterienkatalog dieser Studie orientiert sich nicht maßgeblich an den regionalplanerischen Vorgaben, sondern setzt unter anderem eigene Kriterien in Bezug auf die Empfindlichkeit der Natur, des Landschaftsbildes und des Menschen gegenüber der Windenergie an. Die Errichtung von WEA auf diesen Flächen ist aufgrund von regionalplanerischer Vorgaben

nicht zwangsläufig möglich. Die Flächenkulisse dient daher im Rahmen dieser Arbeit der Bewertung identifizierter Potenzialflächen nach raumplanerischen Vorgaben.

Für die FF-PVA erfolgt nach der Ermittlung der Potenzialflächen zunächst eine Betrachtung der privilegierten Flächen nach § 35 BauGB. Diese sind bei ausreichender Größe der Fläche zu bevorzugen, da in diesen Bereichen öffentliche Belange in der Regel zugunsten der FF-PVA abgewogen werden. Danach werden diejenigen Flächen identifiziert, welche für FF-PVA nach dem EEG als förderfähig eingestuft werden. Als nächstes erfolgt analog zum Vorgehen bei der Windenergie eine Betrachtung der Restriktionskriterien und bei der Solarenergie zusätzlich die Beurteilung anhand der Gunstkriterien. Auch hier werden anhand der Solarstrahlung aus dem Global Solar Atlas für die FF-PVA ungeeignete Flächen ausgeschlossen. Als letztes werden die identifizierten Flächen mit den mensch- und naturverträglichen Flächen des IUP (Badelt et al. 2022) verglichen, welche im Rahmen der Studie 'Integration von Solarenergie in die niedersächsische Energielandschaft (INSIDE)' anhand entsprechender Kriterien ermittelt wurden. Wie bei den Potenzialflächen für die Windenergie dient die Flächenkulisse nach Badelt et al. (2022) der Bewertung identifizierter Potenzialflächen nach den raumplanerischen Vorgaben. Eine Betrachtung der Anbauflächen sollte hier ebenfalls erfolgen. Grundsätzlich sollte eine zusammenhängende Fläche der notwendigen Flächengröße im Vergleich zu mehreren Einzelflächen bei der Flächenauswahl bevorzugt werden. Neben wirtschaftlichen Vorteilen können auf diese Weise Auswirkungen auf das Landschaftsbild reduziert werden.

Für das Layout kann zunächst eine Abschätzung der notwendigen installierten Nennleistung von WEA und FF-PVA anhand der Referenz-Energieerträge der Referenzanlagen erfolgen. Weil die Anpassung der FF-PVA-Größe aufgrund der Skalierbarkeit der Flächengröße sinnvoller ist, wird in einem ersten Schritt die voraussichtlich notwendige Anzahl an WEA ermittelt. Anhand des Überbauungsfaktor bezüglich der installierten Nennleistung wird die Nennleistung und Fläche für die FF-PVA berechnet (vgl. Kapitel 3.2.3). Das Layout für die FF-PVA wird als zusammenhängende Fläche dargestellt. Für das Layout der WEA wird eine Abstandsfläche von 2,5 Mal des Rotordurchmessers ($2,5 \times RD$) zur nächsten WEA angenommen. Das Fundament der WEA wird nach dem Prinzip der Rotor-Out-Planung gesetzt, sodass lediglich das Fundament innerhalb der Potenzialfläche errichtet werden muss, während der Rotor über die Grenzen der Potenzialfläche hinausragen darf. Grund hierfür ist § 4 WindBG, welches für die Rotor-In-Planung nur eine anteilige Anrechnung der Flächenbeitragswerte vorsieht. Es ist dementsprechend davon auszugehen, dass zukünftige Vorranggebiete Windenergie nach der Rotor-Out-Planung festgesetzt werden.

3.3.5 Energieertragsermittlung

Der Jahresenergieertrag für die Windenergie wird anhand der Weibull-Verteilung an dem jeweiligen Standort der WEA anhand der Formel 2.5 (Kapitel 2.5.1) ermittelt. Der Skalierungsfaktor A_{WB} und der Formfaktor k_{WB} werden standortspezifisch nach dem Global Wind Atlas ermittelt. Diese Faktoren liegen für verschiedene Nabenhöhen vor. Für den Fall, dass die Nabenhöhe der Referenz-WEA von den Höhen aus dem Global Wind Atlas abweicht, wird eine Extrapolation durchgeführt. A_{WB} wird linear und k_{WB} polynomisch Grad 2 extrapoliert (Petersen et al. 1997, 7). Eine Darstellung ist in Anhang aufgeführt. Die Abweichung der Nabenhöhe der Referenz-WEA (152 m) von den Daten des Global

Wind Atlas (150 m) beträgt allerdings nur 2 m. Da die Extrapolation zu größeren Abweichungen führt (Bestimmungsmaß R^2 ca. 0,96), werden die Werte für die Höhe von 150 m für die Weibull-Verteilung angenommen. Das Vorgehen der Extrapolation wird für den Fall abweichender Nabenhöhen weiterer Referenz-WEA hier aufgeführt.

Datengrundlage des hier verwendeten Global Wind Atlas Version 3 ist der ERA5-Datensatz des Europäischen Zentrums für mittelfristige Wettervorhersage (ECMWF) für den Simulationszeitraum von 2008 bis 2017 auf einem Gitter mit einem Abstand von ca. 30 km. Durch eine Wind Atlas Analysis and Application Programme (WASP)-Modellierung des lokalen Windklimas werden für fünf verschiedene Höhen Datensätze auf einem 250-Meter-Raster ermittelt (DTU 2022, [www](#)).

Für die Energieertragsberechnung werden die in Kapitel 2.5 erläuterten Verlustfaktoren angenommen. Der Eiswurf ist standortabhängig und wird daher der Vereisungskarte nach den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen entnommen (FGW 2020). Die generische Leistungskennlinie der Referenz-WEA wird durch das Forschungsvorhaben 'TransWind' abgebildet (Lüers 2023). Die Leistungskennlinie wird anschließend auf die entsprechende Luftdichte am Standort und auf Nabenhöhe der Referenz-WEA mit der Formel 2.7 (Kapitel 2.5.1) angepasst.

Die Berechnung des Jahresenergieertrags der FF-PVA wird nach der Formel 2.9 (Kapitel 2.5.1) durchgeführt. Die Fläche der Anlage stellt den Inputparameter dar. Der flächenabhängige Jahresenergieertrag der Referenz-FF-PVA ist abhängig von der mittleren Globalstrahlung in Niedersachsen. Aufgrund von standortabhängigen Schwankungen der Globalstrahlung wird der Jahresenergieertrag bei einer signifikanten Abweichung der angesetzten mittleren Globalstrahlung angepasst. Grundlage sind die standortspezifischen Daten zur Globalstrahlung aus dem Global Solar Atlas für den Zeitraum von 1994 bis 2021. Für Europa wird eine Unsicherheit von $\pm 4\%$ für die Globalstrahlung angegeben (Solargis 2023, [www](#)).

3.4 Wirtschaftlichkeit der Power-to-Gas-Anlage

Anhand der Wirtschaftlichkeitsanalyse der PtG-Anlage unter Einbezug der Potenzialflächenanalyse soll die Forschungsfrage 2 beantwortet werden. Die Bewertung der PtG-Prozesskette soll unter anderem anhand ökonomischer Parameter durchgeführt werden. Für die Bewertung von PtG-Anlagen werden in der Regel die Gasgestehungskosten ermittelt und mit marktverfügbaren Substitutionsgütern verglichen. Ziel bei der Umstellung des Energiesystems auf erneuerbare Energien ist es, fossile Gase wie grauen Wasserstoff oder Erdgas durch grünen Wasserstoff oder Methan zu substituieren. Diese grün hergestellten Gase müssen daher zukünftig unter bestimmten Voraussetzungen wirtschaftlich konkurrenzfähig werden. Ist die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage allein durch die Gasgestehungskosten nicht gegeben, werden anhand der Literatur notwendige Voraussetzungen und Anpassungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen diskutiert.

Die Ermittlung der Kosten erfolgt anhand der Annuitätenmethode. Die Investitionskosten werden auf die Nutzungsdauer verteilt. Alle anderen Kosten werden als Jahreskosten bilanziert. Um eine

Vergleichbarkeit zu ermöglichen, werden die Kosten als spezifische Kosten in €/kWh bzw. ct/kWh angegeben, sogenannte Levelized Cost.

Im letzten Schritt wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dadurch können die Auswirkungen einzelner Kostenparameter auf die Gasgestehungskosten dargestellt und die wichtigsten Einflussfaktoren identifiziert werden.

3.4.1 Annuitätenfaktor

Der Annuitätenfaktor nach Formel 3.3 beläuft sich auf 8,02 %/a bei einem Zinssatz von 5% und einer Nutzungsdauer von 20 Jahren und 7,10 %/a für eine Nutzungsdauer von 25 Jahren. Letztere wird für FF-PVA angesetzt.

$$A = \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (3.3)$$

A	Annuitätenfaktor	%/a
i	Zinssatz	%
n	Nutzungsdauer	a

3.4.2 Levelized Cost of Electricity

Zunächst werden die Levelized Cost of Electricity (LCOE) für WEA (Formel 3.4) nach Kost et al. (2021) ermittelt und abhängig von der jährlichen erzeugten Energiemenge zusammengefasst. Die LCOE für FF-PVA werden nach und Formel 3.5 in Abhängigkeit der spezifischen Kosten und des standortspezifischen Solarertrags ermittelt. Die grundlegenden Parameter für die Kostenberechnung werden Tabelle 2.7 aus Kapitel 2.5.3 entnommen.

$$LCOE_{WEA} = \frac{(CAPEX_{WEA} + CAPEX_{PK}) \cdot A + OPEX_{fix}}{AEP_{WEA}} + OPEX_{var} \quad (3.4)$$

$LCOE_{WEA}$	Levelized Cost of Electricity WEA	€/kWh
$CAPEX_{WEA}$	CAPEX WEA	€
$CAPEX_{PK}$	CAPEX periphere Komponenten WEA	€
$OPEX_{fix}$	OPEX fix WEA	€/a
$OPEX_{var}$	OPEX variabel WEA	€/kWh
AEP_{WEA}	Annual Energy Production WEA	kWh/a
A	Annuitätenfaktor	-

$$LCOE_{FF-PVA} = \frac{CAPEX_{FF-PVA} \cdot A}{AEP_{FF-PVA, spez}} + \frac{OPEX_{spez}}{AEP_{FF-PVA, spez}} \quad (3.5)$$

$LCOE_{FF-PVA}$	Levelized Cost of Electricity FF-PVA	€/kWh
$CAPEX_{FF-PVA}$	CAPEX FF-PVA	€/kW
$AEP_{FF-PVA, spez}$	Spezifischer Energieertrag	kWh/kW · a
$OPEX_{spez}$	OPEX spezifisch FF-PVA	€/kW
A	Annuitätenfaktor	%/a

3.4.3 Levelized Cost of Hydrogen

Abhängig von den LCOE werden die Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) angelehnt an Zapf (2022) ermittelt. Zusätzlich werden in diesem Zusammenhang die Kosten für die Wasserstoffspeicherung mit einbezogen.

$$LCOH = \frac{(CAPEX_{EL} \cdot (A + n_{OPEX, EL}) + CAPEX_S \cdot (A + n_{OPEX, S}))}{t_{L, EL} \cdot \eta_{EL}} + \frac{LCOE + k_{H_2O}}{\eta_{EL}} \quad (3.6)$$

LCOH	Levelized Cost of Hydrogen	€/kWh
LCOE	Levelized Cost of Electricity	€/kWh
$CAPEX_{EL}$	CAPEX Elektrolyseur	€/kW
$CAPEX_S$	CAPEX Wasserstoffspeicher	€/kW
$n_{OPEX, EL}$	OPEX Elektrolyseur in % CAPEX	%/a
$n_{OPEX, S}$	OPEX Wasserstoffspeicher in % CAPEX	%/a
k_{H_2O}	Spezifische Wasserkosten	€/kWh
η_{EL}	Wirkungsgrad Elektrolyse	%
$t_{L, EL}$	Volllaststunden Elektrolyseur	h/a
A	Annuitätenfaktor	%/a

3.4.4 Levelized Cost of Methane

Anhand der LCOH werden in einem letzten Schritt die LCOM angelehnt an Zapf (2022) berechnet.

$$LCOM = \frac{(CAPEX_{MR} + CAPEX_{PK}) \cdot (A + n_{OPEX,MR})}{t_{L,MR} \cdot \eta_{MR}} + \frac{LCOH}{\eta_{MR}} + (k_{CO_2}) \quad (3.7)$$

LCOM	Levelized Cost of Methane	€/kWh
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen	€/kWh
CAPEX _{MR}	CAPEX Methanisierungsreaktor	€/kW
CAPEX _{PK}	CAPEX periphere Komponenten	€/kW
n _{OPEX,MR}	OPEX Methanisierungsreaktor in % CAPEX	%/a
η _{MR}	Wirkungsgrad Methanisierung	%
k _{CO₂}	Spezifische CO ₂ -Kosten	€/kWh
t _{L,MR}	Volllaststunden Methanisierung	h/a
A	Annuitätenfaktor	%/a

3.4.5 Parameter der Sensitivitätsanalyse

Um die Schwankungsbreiten der Inputparameter für die Wirtschaftlichkeitsanalyse abzubilden, wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Durch diese sollen zum einen die größten Kostenfaktoren identifiziert werden und andererseits zukünftige Kostenszenarien abgebildet werden.

Aus diesem Grund werden zwei Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Erstere wird auf Grundlage identischer prozentualer Schwankungsbreiten der ökonomisch wichtigsten Parameter berechnet. In der zweiten Sensitivitätsanalyse werden zukünftige Kostenszenarien aus der Literatur angenommen.

Folgende Faktoren sind laut Literatur (Burkhardt et al. 2021; Blanco et al. 2018; Uhlenwinkel et al. 2023) entscheidend für die Gasgestehungskosten und werden im Rahmen der Sensitivitätsanalyse betrachtet:

- Volllaststunden Elektrolyse und Methanisierung
- CAPEX Methanisierungsreaktor
- CAPEX Elektrolyseur
- Wasserstoffspeicherkosten
- Levelized Cost of Electricity

3.5 Analyse des Methanisierungspotenzials durch Biogasanlagen in Niedersachsen

In diesem Kapitel wird die Methodik für den Teil II dieser Arbeit und damit die Beantwortung der dritten Forschungsfrage erläutert. Zunächst müssen dafür alle BGA identifiziert und standortgenau zugeordnet werden. Das Ergebnis dieser Analyse stellt ein Biogasanlagen-Kataster mit den wichtigsten Parametern zur Beschreibung der BGA dar. Daneben wird auch ein Gasnetz-Kataster für die Einspeisung der erzeugten Gase erstellt.

Danach wird die Vorgehensweise bei der landesweiten Analyse zur Identifizierung von Flächenpotenzialen für die WEA und FF-PVA zur Erzeugung von grünem Wasserstoff erläutert. Zum Schluss wird die Vorgehensweise der GIS-basierten Analyse des Methanisierungspotenzials durch BGA in Niedersachsen aufgezeigt.

3.5.1 Datengrundlage: Biogasanlagen- und Gasnetz-Kataster

Für das Biogasanlagen-Kataster wurde zusammen mit dem IUP ein Datensatz erarbeitet, welcher auf der Grundlage der entwickelten Methodik nach Plinke Berndmeyer (2023) basiert. Grundsätzlich soll das BGA-Kataster alle wichtigen Parameter einer BGA standortspezifisch abbilden. Wichtige Parameter für diese Arbeit stellen neben dem Standort der BGA unter anderem die Leistung, das Inbetriebnahmedatum sowie Informationen zum CO₂-Anteil und stündlichen Rohbiogas-Volumenstrom dar. Berücksichtigt werden im Rahmen dieser Studie lediglich die BGA, deren Geschäftsmodell aktuell auf der Stromerzeugung durch die Verbrennung des erzeugten Biogases beruht. Eine Erweiterung um die sogenannten Biogasaufbereitungsanlagen, welche das Biogas zu Biomethan aufbereiten und in das Gasnetz einspeisen, ist jedoch grundsätzlich möglich.

Die Datengrundlage für das BGA-Kataster bildet eine Verknüpfung der Daten des MaStR mit den Standortdaten für BGA aus dem Basis-DLM (Digitales Landschaftsmodell) (Plinke & Berndmeyer 2023). Die Datengrundlage des Basis-DLM kann als konsistent angenommen werden. Das MaStR gibt den Standort der Stromerzeugung, in der Regel den Standort der BHKW an. Dies kann für BGA hinsichtlich der korrekten Zuordnung eines Standortes zu einer spezifischen BGA erschweren. Zur Verifizierung eines Standortes, welcher zwar im MaStR aufgeführt ist, jedoch nicht Teil des Datensatzes des Basis-DLM ist, wurden daher weitere Datensätze wie der Energieatlas des Landes Niedersachsen (ML 2019, www) sowie Daten aus Open Street Map (OSM) hinzugezogen. Für die Leistung wird in der Regel ein Wert für die installierte Leistung und die Bemessungsleistung angegeben, wobei letztere aufgrund einer Flexibilisierung der Anlage von der installierten Leistung abweichen kann.

Die Anzahl flexibilisierter BGA in Niedersachsen hat sich seit 2018 fast verdoppelt und beträgt ca. 44 % des Anlagenbestands (Stand: Ende 2021) (3N 2023). Während die gesamte installierte Leistung in Niedersachsen mit 1.352 MW angegeben ist, beträgt die Bemessungsleistung 890 MW. Die Bemessungsleistung wird berechnet aus der Differenz der erzeugten Energie und den Jahresstunden der BGA. Die erzeugte Energie wiederum ist von der erzeugten Rohbiogasmenge abhängig.

Aufgrund der Flexibilisierung weicht die Bemessungsleistung mittlerweile deutlich von der installierten Leistung ab. Ein linearer Zusammenhang zwischen der erzeugten Rohbiogasmenge und der installierten Leistung einer BGA ist dementsprechend nicht gegeben. Jedoch besteht eine Abhängigkeit zwischen der Bemessungsleistung und der erzeugten Rohbiogasmenge. Dieser Zusammenhang konnte im Rahmen der Fallstudie bestätigt werden. Beide BGA erzeugen ca. 2,8 Mio. m³ Rohbiogas im Jahr und weisen eine ähnliche Bemessungsleistung auf (741 kW, 760 kW), während die installierte Leistung voneinander abweicht (1045 kW, 800 kW). Die Ermittlung des Methanisierungspotenzials erfolgt dementsprechend auf Grundlage der Bemessungsleistung. Ist die Bemessungsleistung nicht angegeben, erfolgt die Zuweisung der Leistung anhand der installierten Leistung der BGA.

Das Verhältnis der installierten Leistung (in MW) zu der jährlich erzeugten Rohbiogasmenge (in Mio. m³) entspricht bei Erler et al. (2019, 56) 1,56. Weil im Rahmen dieser Arbeit die erzeugte Rohbiogasmenge auf Grundlage der Bemessungsleistung und nicht der installierten Leistung erfolgt, wird das Verhältnis anhand der Fallstudie ermittelt. Der Durchschnitt der beiden BGA entspricht einem Verhältnis von 1,69 (Bemessungsleistung (MW) zu jährlicher Rohbiogasmenge (Mio. m³/a)). Dementsprechend wird bspw. für eine BGA mit einer Bemessungsleistung von 1 MW von einer jährlich erzeugten Rohbiogasmenge von 1,69 Mio. m³ ausgegangen. Der CO₂-Anteil im Rohbiogas ergibt sich aus den Eingangssubstraten und der eingesetzten Aufbereitungstechnik. Im Rahmen dieser Arbeit kann aufgrund der Datenlage lediglich eine erste Abschätzung der CO₂-Potenziale der einzelnen BGA erfolgen.

Das Gasnetz aus der Fallstudie wird um alle weiteren Planungsregionen in Niedersachsen sowie die Gaserzeuger und -verbraucher aus dem MaStR ergänzt, da bei Letzteren ebenfalls ein Gasanschluss vorhanden ist. Sämtliche Daten zum niedersächsischen Gasnetz werden schlussendlich in einem Gasnetz-Kataster zusammengefasst.

3.5.2 GIS-basierte landesweite Analyse der Wind- und Solarflächenpotenziale

Die im Rahmen der Detailanalyse definierten Referenzanlagen werden ebenfalls für die landesweite Analyse der Potenzialflächen für WEA und FF-PVA in Niedersachsen herangezogen. Die Datengrundlage bildet ein landesweites Prämissengerüst, welches im Anhang A.4 aufgeführt ist. Grundsätzlich unterscheidet sich das landesweite Prämissengerüst durch die Reduktion der regionalplanerischen Kriterien der RROP im Vergleich zu der Detailanalyse. Auch werden keine Einzelfälle oder Gunstkriterien betrachtet, sondern lediglich die Verfügbarkeit von Potenzialflächen analysiert. Analysiert werden sämtliche Flächen im Umkreis der BGA von 10 km, welche der durchschnittlichen Feld-Hof-Distanz entspricht. Bei ausreichend Flächenverfügbarkeit soll der Radius auf 5 km verkleinert werden.

Zur Überprüfung der Möglichkeit, die Errichtung von WEA und FF-PVA menschen- und naturverträglich zu gestalten werden die identifizierten Potenzialflächen im Anschluss mit den menschen- und naturverträglichen Potenzialflächen für die Wind- und Solarenergie des IUP verschnitten.

3.5.3 Vorgehensweise zur Ermittlung des Methanisierungspotenzials

Laut Literatur müssen BGA die unten aufgeführten Kriterien erfüllen, damit eine biologische Methanisierung ökonomisch sinnvoll ist. Dieser Kriterienkatalog bildet mit den Ergebnissen der Fallstudie die Grundlage der Analyse des Methanisierungspotenzials in Niedersachsen. Grundsätzlich bildet der Kriterienkatalog heutige ökonomische Anforderungen ab, insbesondere bezogen auf die minimal notwendige Elektrolyseurgröße, welche mindestens 1 MW betragen sollte. Laut der Deutschen Energieagentur (dena) sind neben den folgenden Kriterien ebenfalls die Absatzmöglichkeiten für Wärme und O₂ sowie genehmigungsrechtliche Aspekte entscheidend für die Standortwahl von PtG-Anlagen (dena 2015). Wärmenetze und Absatzmärkte von O₂ können jedoch datenseitig für eine GIS-Analyse schwer abgebildet werden. Genehmigungsrechtliche Aspekte sind in der Regel durch bereits vorliegende Genehmigungen nach dem BImSchG für BGA an den Standorten begünstigt, da diese einen sogenannten eingeführten Standort darstellen.

- Größe der Biogasanlage: > 250 kW_{el} (Erler et al. 2019)
- CO₂-Anteil im Rohbiogas: > 40 Vol.-% (Bailera et al. 2017, 298)
- Entfernung zum Gasnetz: maximal 10 km (Erler et al. 2019, 59)
- Strombezugskosten: Potenzialflächen für WEA und FF-PVA im Umkreis von 10 km (5 km) zur BGA (vgl. Kapitel 3.3.3)

In einem GIS werden die Informationen zum Gasnetz und der Flächenverfügbarkeit von Potenzialflächen für WEA und FF-PVA den BGA des BGA-Katasters als Attribute zugeordnet. Auf diese Weise ist es schlussendlich möglich, die BGA anhand des beschriebenen Kriterienkatalogs zu filtern. Das jährliche Methanisierungspotenzial einer einzelnen BGA entspricht aufgrund der Stöchiometrie der Methanisierungsreaktion (vgl. Reaktionsgleichung 2.2) dem jährlichen CO₂-Volumenstrom unter der Annahme einer vollständigen Umsetzung des CO₂ zu Methan. In einem finalen Schritt wird dementsprechend das Methanisierungspotenzial aller BGA, welche die erläuterten Kriterien erfüllen, zu dem Methanisierungspotenzial für ganz Niedersachsen summiert.

4 Ergebnisse

In diesem Kapitel wird die ausgelegte Power-to-Gas-Prozesskette für die beiden Standorte der BGA dargestellt und entsprechende Synergien erläutert. In einem zweiten Schritt werden die Flächenpotenziale und standortspezifischen Energieerträge für WEA und FF-PVA dargestellt. Anschließend erfolgt eine wirtschaftliche Betrachtung anhand der Gasgestehungskosten. Aufbauend auf der Fallstudie wird abschließend das Methanisierungspotenzial durch BGA in Niedersachsen aufgezeigt.

4.1 Auslegung der Power-to-Gas-Prozesskette

Die Auslegung erfolgte anhand der im Rahmen der Methodik definierten Teilsysteme und Schritte der Konzeptentwicklung. Die PtG-Prozesskette ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Der gesamte Gas-Volumenstrom der BGA wird in den biologischen ex-situ Methanisierungsreaktor eingespeist. Anhand des CO_2 -Anteils im Rohbiogas wird anhand des stöchiometrischen Verhältnisses ein H_2 -Volumenstrom in den Methanisierungsreaktor eingeleitet, welcher dem Vierfachen des CO_2 -Volumenstroms entspricht. Erzeugt der Elektrolyseur nicht ausreichend Wasserstoff, wird zusätzlicher Wasserstoff aus dem H_2 -Speicher entnommen. Der Strombedarf des Elektrolyseurs sowie weiterer Komponenten der Prozesskette wird durch entsprechend dimensionierte WEA und FF-PVA in räumlicher Nähe zu den BGA gedeckt. Das durch die BGA und die Methanisierung erzeugte biogene Methan und EE-Methan wird im Anschluss bei Bedarf aufbereitet und in ein Gasnetz eingespeist. Die freigesetzte Wärme durch die Elektrolyse und Methanisierung kann zur Beheizung des Fermenters und Nachgärers sowie dem Betrieb eines Wärmenetzes dienen. Der Strombedarf der PtG-Prozesskette setzt sich aus dem Strombedarf des Elektrolyseurs, der Biogasanlage, des Methanisierungsreaktors und des Wasserstoffspeichers zusammen. Die wichtigsten Kennzahlen der PtG-Prozesskette für die beiden BGA sind in Tabelle 4.1 aufgeführt. Eine ausführliche Darstellung hinsichtlich des Strombedarfs und der Stromerzeugung ist im Anhang aufgeführt.

Tab. 4.1: Kennzahlen der dimensionierten Power-to-Gas-Prozesskette anhand der analysierten Biogasanlagen BGA Höfer und BGA Sibbesse. Eigene Darstellung.

Parameter	Einheit	BGA Höfer	BGA Sibbesse
Rohbiogaserzeugung (jährlich)	m ³ /a	2800000	2801000
Volllaststunden	h/a	8328	8196
Volumenströme			
- Rohbiogas	m ³ /h	336	342
- CO ₂	m ³ /h	156	150
- H ₂ (stöchiometrisch)	m ³ /h	625	601
Elektrolyseur-Nennleistung			
- ohne Speicher	kW	2.814	2.707
- mit Speicher (Überbauung)	kW	5.000	4.000
Speichergröße	m ³	18.761	13.232
Strombedarf PtG-Prozesskette	kWh/a	2.8460.269	2.7261.465
Stromerzeugung			
- WEA (5,1 MW)	kWh/a	20.209.179	19.663.234
- FF-PVA (7,1 MW)	kWh/a	10.155.412	10.155.412
Methanausbeute			
- Methanisierungsreaktor	m ³ /a	1.302.000	1.232.440
- BGA	m ³ /a	1.442.000	1.439.714
Wärmeerzeugung			
- Elektrolyse (65°C)	kWh _{th} /a	4.687.200	4.436.784
- Methanisierung (55°C)	kWh _{th} /a	2.812.320	2.662.070

4.1.1 Teilsystem 1: Elektrolyseur

Für die PtG-Prozesskette wurde ein PEM-Elektrolyseur ausgewählt. Dieser Elektrolyseur stellt die beste Wahl für PtG-Anlagen dar und in der Praxis wird der PEM-Elektrolyseur bereits in den meisten PtG-Anlagen eingesetzt. Für die Erzeugung des stöchiometrisch notwendigen Wasserstoffs zur Methanisierung (ohne Betrachtung eines Wasserstoffspeichers) ist für die BGA Höfer ein Elektrolyseur mit der Nennleistung von 2.814 kW und für die BGA Sibbesse von 2.707 kW erforderlich. Ist ein Speicher erforderlich, erhöht sich die Nennleistung des jeweiligen Elektrolyseurs in Abhängigkeit der Speichergröße. Der Strombedarf des Elektrolyseurs macht mit über 94% den größten Anteil am Gesamtstrombedarf der PtG-Anlage aus.

4.1.2 Teilsystem 2: Erneuerbare-Energien-Anlagen

Zur Stromerzeugung sollen eine Referenz-WEA mit einer Nennleistung von 5.152 kW sowie auf 7 ha FF-PVA mit einer Nennleistung von insgesamt 7.074 kW, in räumlicher Nähe zu den beiden BGA errichtet werden. Die Stromerzeugung im Jahresverlauf anhand der Software *ninja.renewables* ist in

Abbildung 4.2 beispielhaft für die BGA Sibbesse dargestellt. Über die Stromerzeugungsprofile wurde ein Wasserstoff-Produktionsprofil berechnet. Grundlage für das Wasserstoff-Produktionsprofil bildete eine Überdimensionierung der ermittelten Elektrolyseurgröße. Dadurch ist es möglich zu Zeiten von Stromüberschuss mehr Wasserstoff herzustellen und zu speichern. Die Abbildung 4.3 gibt, wie bei der Darstellung der Stromprofile, den Tagesdurchschnitt des stündlich ermittelten Erzeugungsprofils des Wasserstoffs an.

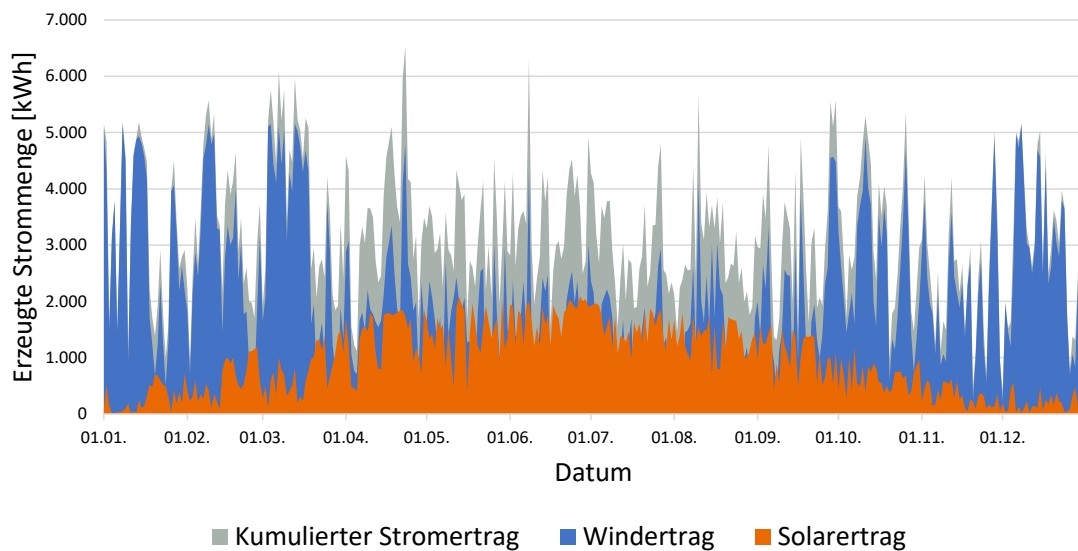


Abb. 4.2: Simulation der Erzeugungsprofile für die WEA- und FF-PVA-Reerenzanlage am Standort Sibbesse für das Referenzjahr 2019. Täglich gemittelte Werte aus stündlichen Datensätzen. Eigene Darstellung.

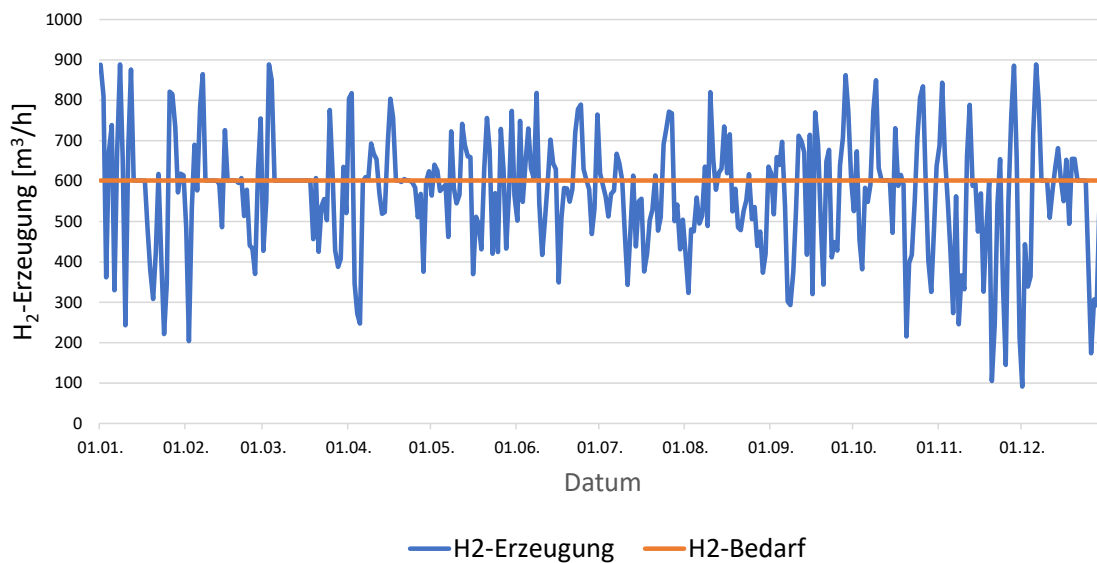


Abb. 4.3: Simulation der H₂-Erzeugung anhand der Simulation der Stromerzeugung am Standort Sibbesse für das Referenzjahr 2019. Täglich gemittelte Werte aus stündlichen Datensätzen. Eigene Darstellung.

4.1.3 Teilsystem 3: Wasserstoffspeicher

Als Wasserstoffspeicher wurde - angelehnt an verwandte Forschungsprojekte (vgl. Kapitel 3.2.4) - ein Hochdruck-Stahltank ausgewählt. Zur Speicherung muss der Wasserstoff zunächst komprimiert werden. Bei ausreichendem Stromangebot kann der Elektrolyseur mehr Wasserstoff erzeugen als für die Methanisierung notwendig ist. Die Auslegung des Speichers erfolgte nach dem Prinzip der maximalen Wasserstofferzeugung bis der Speicher einen Füllgrad von 100 % erreicht hat. Liegt die Wasserstofferzeugung unter dem Wasserstoffbedarf (vgl. Abbildung 4.3), wird zusätzlicher Wasserstoff aus dem Speicher in den Methanisierungsreaktor eingeleitet, sofern Wasserstoff im Speicher verfügbar ist. Der Füllgrad des Wasserstoffspeichers für die BGA Sibbesse ist in Abbildung 4.4 dargestellt, ebenso wie die anderen Simulationen im Tagesdurchschnitt anhand stündlicher Werte.

Die Auslegung der Speichergröße wurde so angepasst, dass die Stunden mit ausreichender Wasserstoff-Verfügbarkeit für die Methanisierung der CO₂-Verfügbarkeit (Volllaststunden der BGA) entsprechen. Für die BGA Höfer ist bilanziell ein Speicher für ca. 30 Stunden notwendig, für die BGA Höfer reicht bilanziell ein 22-Stunden-Speicher aus. Die wichtigsten Kennzahlen der Auslegung des Speichers und des Elektrolyseurs sind in Tabelle 4.2 dargestellt. Die Speicherzeit gibt an, wie viele Stunden der entsprechende H₂-Bedarf der jeweiligen PtG-Anlage durch den Speicher bei einem Füllgrad von 100 % gedeckt werden kann. Auf Grundlage des Füllstands und des Wasserstoff-Erzeugungsprofils wurde die stündliche Wasserstoffbereitstellung an den Methanisierungsreaktor berechnet (vgl. Abbildung 4.5). Die maximale Wasserstoffbereitstellung entspricht dem stöchiometrischen Wasserstoffbedarf. Die Verfügbarkeit von Wasserstoff beträgt minimal 162 m³/h.

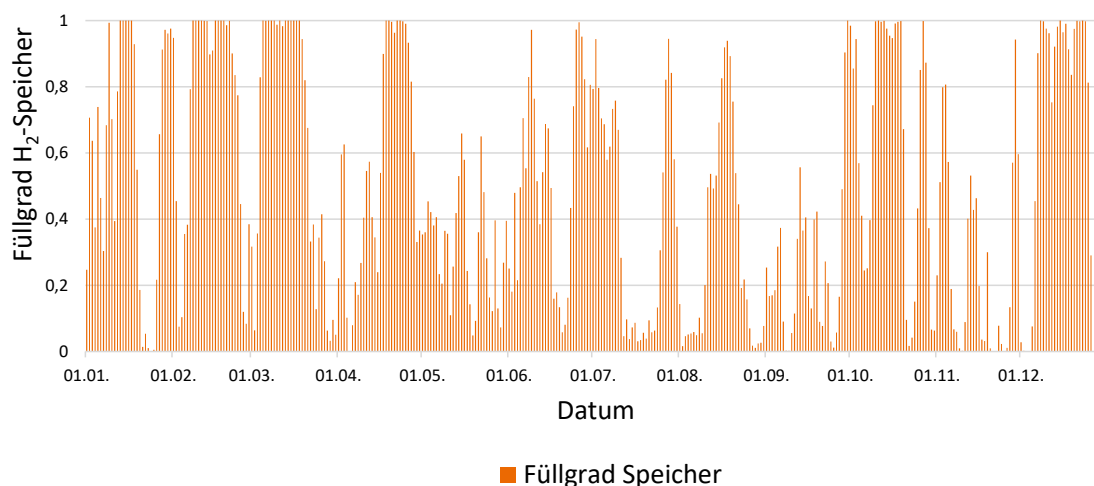


Abb. 4.4: Simulation des Füllgrads des H₂-Speichers anhand des H₂-Bedarfs aus dem Speicher und der H₂-Speichereinspeisung am Standort Sibbesse für das Referenzjahr 2019. Täglich gemittelte Werte aus stündlichen Datensätzen. Eigene Darstellung.

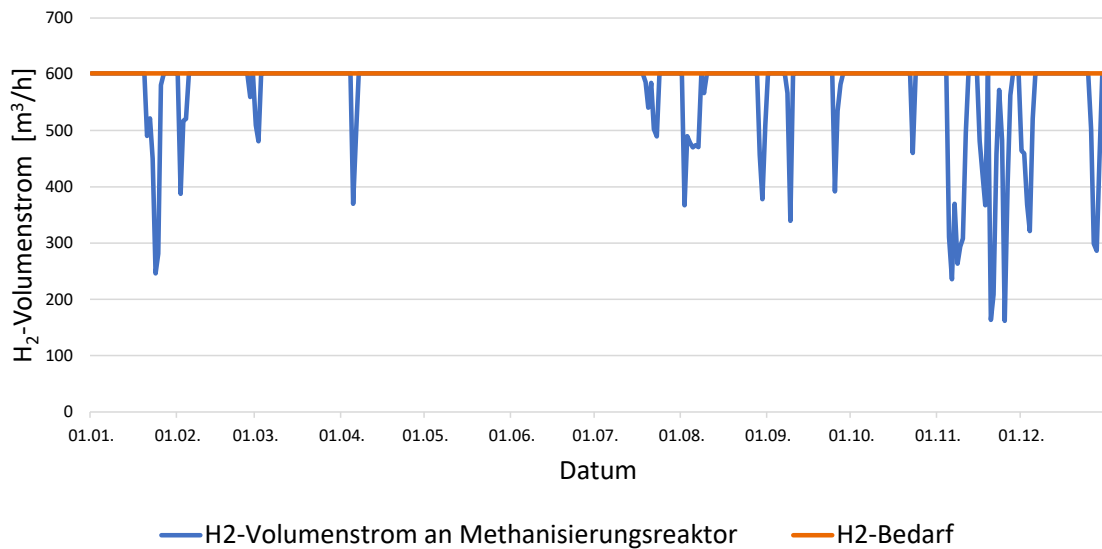


Abb. 4.5: Simulation der H₂-Bereitstellung an den Methanisierungsreaktor durch den Elektrolyseur und den Wasserstoffspeicher am Standort Sibbesse für das Referenzjahr 2019. Täglich gemittelte Werte aus stündlichen Datensätzen. Eigene Darstellung.

Tab. 4.2: Kennzahlen der Power-to-Gas-Prozesskette für den Elektrolyseur und Wasserstoffspeicher. Eigene Darstellung.

Parameter	Einheit	BGA Höfer	BGA Sibbesse
Speicher			
- Speicherzeit	h	30	22
- Kapazität	kWh	84.427	59.545
- Größe	m ³	18.761	13.232
Elektrolyseur			
- Nennleistung	kW	5.000	4.000
- Volllaststunden	h/a	4.687	5.553
- Auslastung	%	0,53	0,63

4.1.4 Teilsystem 4: Methanisierungsreaktor

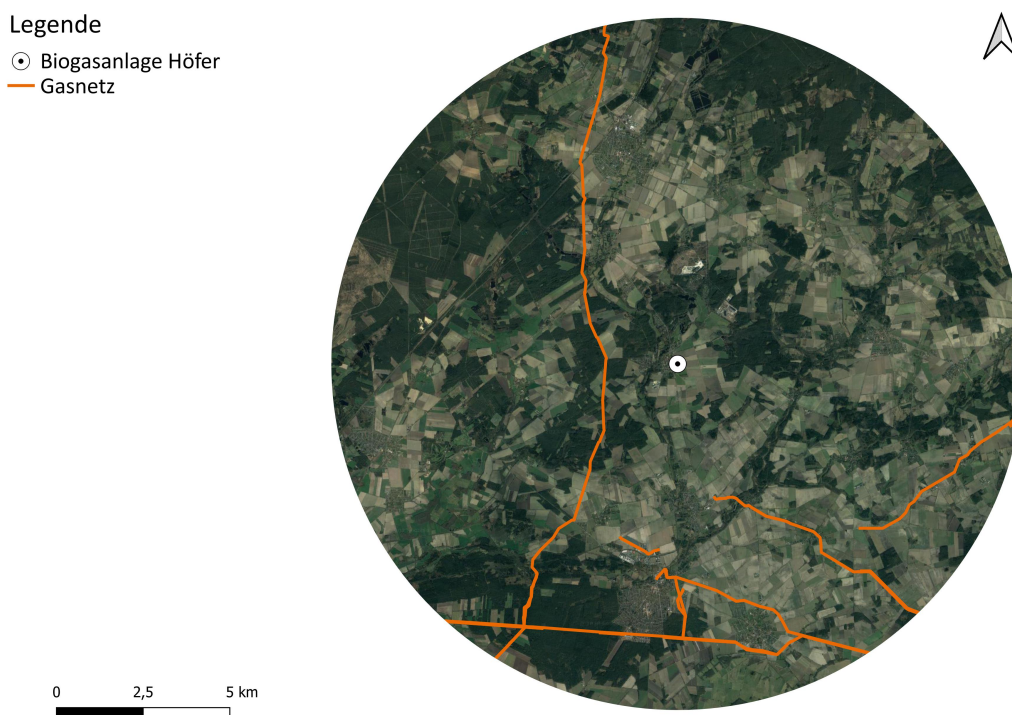
Die Input-Volumenströme für den Methanisierungsreaktor ergeben sich durch die Volumenströme von CO₂ und biogenem Methan aus der BGA und H₂ aus dem Elektrolyseur. Die Volllaststunden wurden den Volllaststunden der BGA angenähert. Eine Übersicht der Reaktorgröße und Volumenströme bietet Tabelle 4.3. Der Strombedarf des Methanisierungsreaktors beträgt ca. 3 % des Strombedarfs der gesamten PtG-Prozesskette.

Tab. 4.3: Kennzahlen der Power-to-Gas-Prozesskette für den Methanisierungsreaktor. Eigene Darstellung.

Parameter	Einheit	BGA Höfer	BGA Sibbesse
Input-Volumenstrom			
- CO ₂	m ³ /h	156	150
- Biogenes Methan (aus BGA)	m ³ /h	173	176
- H ₂	m ³ /h	625	601
- Total	m ³ /h	955	927
Output-Volumenstrom			
- Methan (insgesamt)	m ³ /h	330	326
Reaktorgröße	m ³	76	74

4.1.5 Teilsystem 5: Gasaufbereitung und Gasnetzanschluss

Ein Gasnetz ist bei beiden BGA im Umkreis von 10 km vorhanden (vgl. Abbildung 4.6 und 4.7). Der Abstand beträgt zu der BGA Höfer ca. 2 km und zur BGA Sibbesse ca. 2,5 km. Detaillierte Informationen zu der Kapazität und Druckstufe des naheliegenden Gasnetzes konnten nicht ermittelt werden.

**Abb. 4.6:** Gasnetz im 10km-Umkreis der BGA Höfer. Eigene Darstellung.

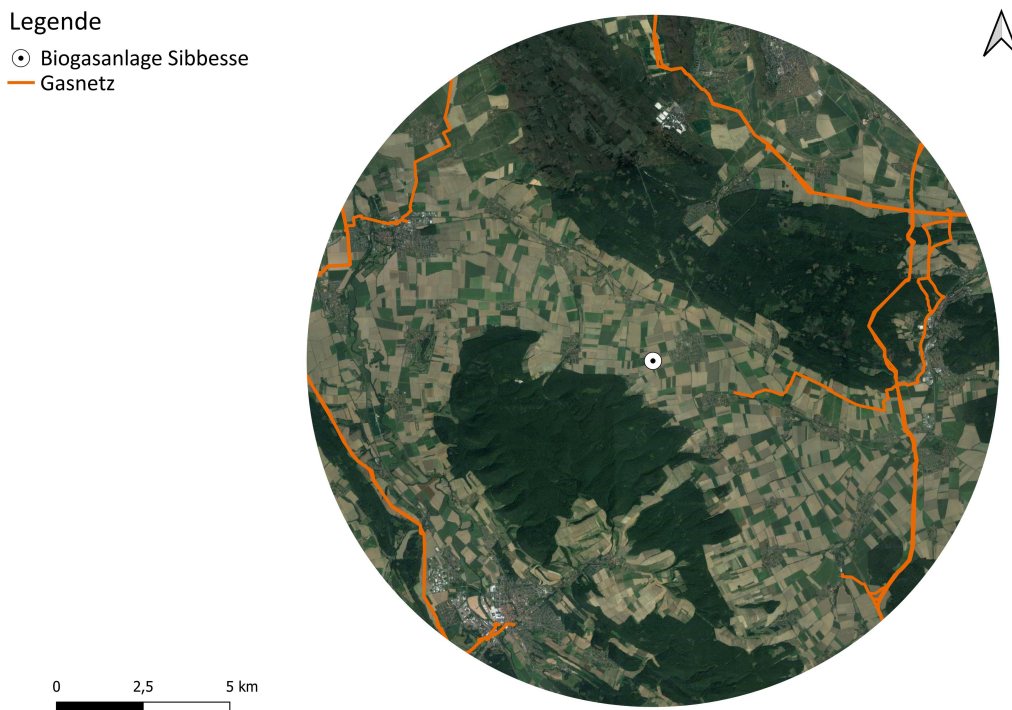


Abb. 4.7: Gasnetz im 10km-Umkreis der BGA Sibbesse. Eigene Darstellung.

4.1.6 Teilsystem 6: Abwärmenutzung und weitere Nebenprodukte

Beide BGA nutzen die Abwärme aus den BHKW zum Heizen der Biogasanlage, welche im Temperaturbereich von 42°C bis 45°C liegen. Für die Prozesswärme lagen nur Daten der BGA Höfer vor, allerdings wurde aufgrund des ähnlichen Temperaturniveaus und Größe der Anlage für die BGA Sibbesse von einer Abwärmemenge im selben Größenbereich ausgegangen. Die notwendige Wärmemenge von ca. $350.000 \text{ kWh}_{\text{therm}}$ jährlich bei dem entsprechenden Temperaturniveau kann von der Abwärme der PtG-Anlage geliefert werden. Auch die Wärme für den Trockner der BGA Höfer und die Trocknung in der BGA Sibbesse kann durch das System bereitgestellt werden. Die freigesetzte Wärmemenge ist in Tabelle 4.1 aufgeführt. Die notwendige Wärmemenge für das Nahwärmenetz der BGA Höfer von $3,4 \text{ Mio. kWh}_{\text{therm}}$ kann zwar bilanziell durch die PtG-Anlage als Nebenprodukt erzeugt werden, jedoch erreicht das Temperaturniveau nicht die geforderten 80°C . Eine Möglichkeit zur Erreichung des notwendigen Temperaturniveaus für das Nahwärmenetz kann eine Großwärmepumpe bieten (Mörs et al. 2020, 6). Die Konzeptionierung eines Nahwärmenetzes für die BGA Sibbesse wurde nicht betrachtet.

Neben Abwärme kann auch der Sauerstoff aus der Elektrolyse vermarktet werden. Für die Vermarktung muss der Sauerstoff entsprechend abgefüllt und abtransportiert werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurde lediglich analysiert, ob eine Kläranlage in räumlicher Nähe zu den BGA für die Abnahme des Sauerstoffs vorhanden ist. Da keine Kläranlagen identifiziert werden konnten, wurde die Vermarktung des Sauerstoffs nicht weiter verfolgt. Jährlich produziert werden für die BGA Höfer ca. 3.750 t Sauerstoff und die BGA Sibbesse knapp 3.500 t Sauerstoff.

4.2 Flächenpotenziale und Jahresenergieerträge für Wind- und Solarenergie

Im folgenden Kapitel werden zunächst die identifizierten Potenzialflächen anhand der Gewichtung der Einzelfall- und Gunstkriterien dargestellt. Auf Grundlage der Bewertungskriterien wurden entsprechende Potenzialflächen für die WEA und FF-PVA ausgewählt und ein Layout für die Flächen beplant. Die Standorte des Layouts bildeten die Grundlage für die Inputparameter der Windgeschwindigkeit und Solareinstrahlung für die Ermittlung der Jahresenergieerträge.

4.2.1 Flächenpotenziale für Windenergieanlagen

Die Auswahl einer geeigneten Potenzialfläche für die Windenergie basiert auf den Kriterien aus Kapitel 3.3.4. Die Windgeschwindigkeit im 5-km-Umkreis zu den BGA auf einer Höhe von 150 m variiert zwischen 7,8 m/s und 9,8 m/s. Diese Windgeschwindigkeiten weisen im Vergleich zu der Windgeschwindigkeit am Referenz-Standort nach Anlage 2 EEG (7,14 m/s in einer Höhe von 150 m gem. Potenzgesetz nach Hellmann) sehr gute Windverhältnisse auf und stellt damit kein Ausschlusskriterium für eine Potenzialfläche dar. Im Folgenden werden die Potenzialflächen nach Abzug der harten und weichen Tabuzonen dargestellt. Die Potenzialflächen nach Abzug der harten Tabuzonen sind im Anhang dargestellt.

Biogasanlage Höfer

Im Umkreis von 5 km um die BGA Höfer wurden ca. 195 ha Potenzialfläche für die Windenergie identifiziert (vgl. Abbildung 4.8). Eine Potenzialfläche ohne Einschränkungen durch Einzelfallkriterien, welche durch das Scoring berücksichtigt werden, liegt in einem Abstand von ca. 1 km zu der Biogasanlage. Ein Scoring von '0' bedeutet, dass für diese Fläche keine Einzelfallkriterien vorliegen, während ein höheres Scoring für das Vorliegen einzelner oder mehrerer Kriterien, abhängig von der Gewichtung, bedeutet. Teile dieser Potenzialfläche sind auch nach Thiele et al. als menschen- und naturverträgliche Potenzialflächen (vgl. Kapitel 3.3.4) für die Windenergie identifiziert worden (vgl. Abbildung 4.9). In der Nähe dieser Potenzialfläche befinden sich zwei Bestands-WEA mit einer Nennleistung von 2 MW, errichtet im Jahr 2004. Im 5-km-Umkreis der Anlage liegen insgesamt 16 Bestands-WEA.

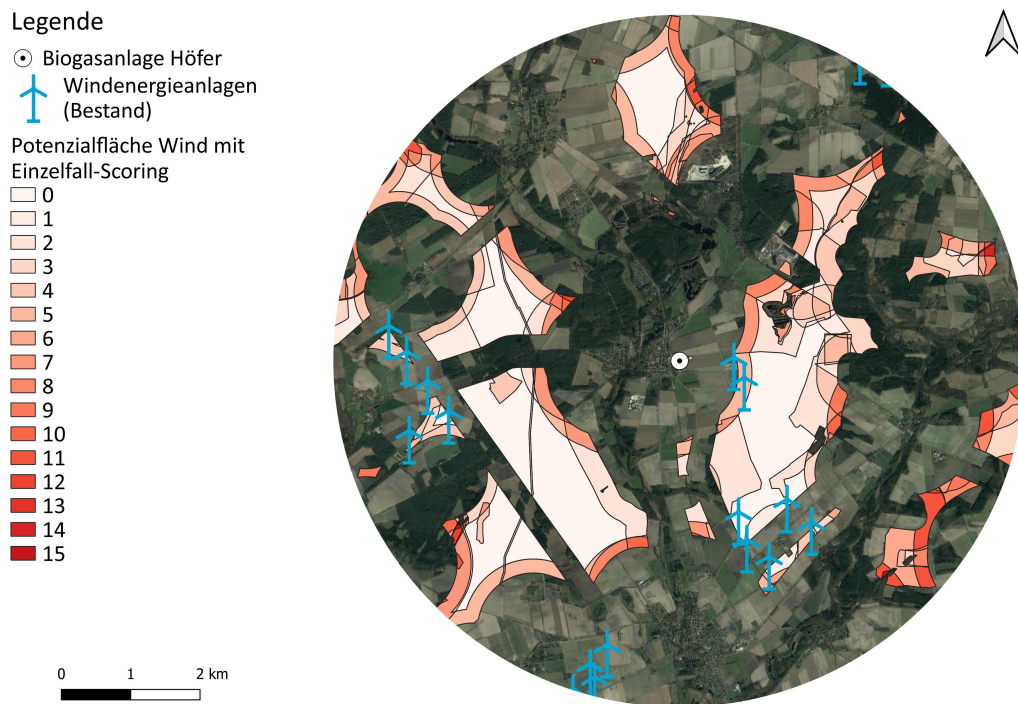


Abb. 4.8: Potenzialfläche Windenergie Höfer nach Abzug der weichen Tabuzone mit gewichteter Darstellung der Einzelfallkriterien. Eigene Darstellung.



Abb. 4.9: Potenzialfläche Windenergie Höfer nach Abzug der weichen Tabuzone mit mensch- und naturverträglichen Flächen gem. Thiele et al. (IUP). Eigene Darstellung.

Problematisch sind jedoch die Bauhöhenbeschränkungen, welche sich aus der militärischen Radar-Mindestflughöhe ergeben. Bauliche Anlagen können aus diesem Grund in dem gesamten Untersuchungsgebiet der BGA Höfer nur bis zu einer Bauhöhe von maximal 190 m bis 210 m errichtet werden. Auf der identifizierten Potenzialfläche kann die ausgewählte Referenz-WEA daher nicht errichtet werden. Die weiteren Analysen und Berechnungen werden jedoch trotzdem anhand der ausgewählten Referenz-WEA durchgeführt, um die Vergleichbarkeit der Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage anhand der beiden BGA zu gewährleisten. Die Auswahl einer für die Bauhöhenbeschränkung geeigneten Referenz-WEA wird im Rahmen der Diskussion dieser Arbeit betrachtet.

Biogasanlage Sibbesse

In einem Abstand von 5 km zu der BGA Sibbesse befinden sich knapp 26 ha Potenzialflächen für die Windenergie, davon ein Teil in direkter räumlicher Nähe zu der Anlage (vgl. Abbildung 4.10). Eine Potenzialfläche mit einem Scoring von null hinsichtlich der Einzelfallkriterien liegt in einer Distanz von ca. 650 m zu der Biogasanlage. Diese Fläche ist ebenfalls Teil der menschen- und naturverträglichen Flächenkulisse nach Thiele et al. (vgl. Abbildung 4.11). Ein Teil dieser Fläche liegt ebenfalls auf den Anbauflächen für die Energiepflanzen der Biogasanlage.



Abb. 4.10: Potenzialfläche Windenergie Sibbesse nach Abzug der weichen Tabuzone mit gewichteter Darstellung der Einzelfallkriterien. Eigene Darstellung.



Abb. 4.11: Potenzialfläche Windenergie Sibbesse nach Abzug der weichen Tabuzone mit mensch- und naturverträglichen Flächen gem. Thiele et al. (IUP) sowie Anbauflächen der Biogasanlage. Eigene Darstellung.

4.2.2 Flächenpotenziale für Freiflächen-Photovoltaikanlagen

Die Flächenpotenziale werden im Folgenden anhand der Kriterien aus Kapitel 3.3.4 dargestellt. Die Solarstrahlung im Untersuchungsraum weist in der Regel einen Wert von mindestens 1.020 kWh/kW nach dem Global Solar Atlas auf, weshalb die Solareinstrahlung keinen negativen Einfluss auf die Auswahl einer expliziten Fläche hat, sondern lediglich in die Ertragsberechnung an einem konkreten Standort einbezogen wird.

Biogasanlage Höfer

Rund um die BGA Höfer konnten zahlreiche Flächenpotenziale für FF-PVA identifiziert werden (vgl. Abbildung 4.12). Die Flächen weisen mit räumlicher Nähe zu der Biogasanlage, zwei WEA und einer Freileitung entsprechende Gunstkriterien auf. Grundsätzlich liegen sämtliche identifizierte Potenzialflächen in gem. § 3 EEG benachteiligten Gebieten und sind damit nach dem EEG förderfähig. Jedoch sind diese Flächen nur bis zu einer niedersachsenweiten Obergrenze von 150 MW pro Jahr förderfähig. Einige Potenzialflächen im direkten Umkreis der BGA weisen relativ zum Untersuchungsraum ein mittleres bis hohes natürliches Ertragspotenzial auf. Die Bodenzahl dieser Flächen liegt allerdings bei einem Wert von maximal 29. Weitere Restriktionen im direkten Umkreis der BGA wurden nicht identifiziert (vgl. Abbildung 4.13). Ein Großteil der Potenzialflächen wurde auch in der Studie nach Badelt et al. als mensch- und naturverträgliches Potenzial für die FF-PVA ausgewiesen (vgl. Abbildung 4.14).

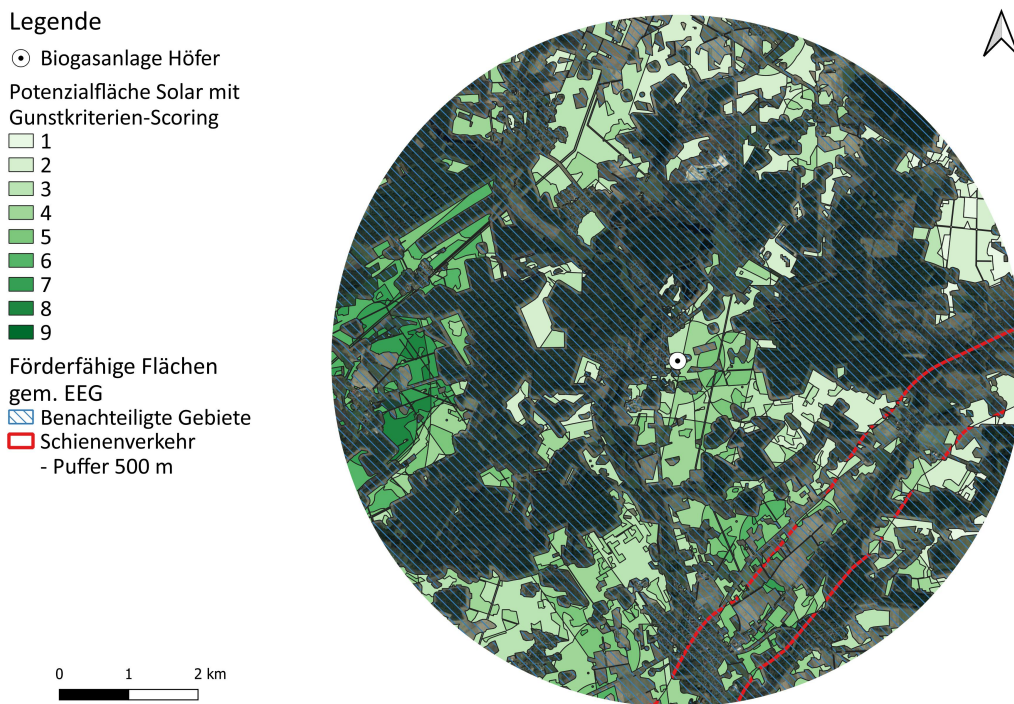


Abb. 4.12: Potenzialfläche FF-PVA Höfer nach Abzug der Tabuzone mit Darstellung der Gunstkriterien als Scoring sowie der förderfähigen Flächen gem. EEG. Eigene Darstellung.

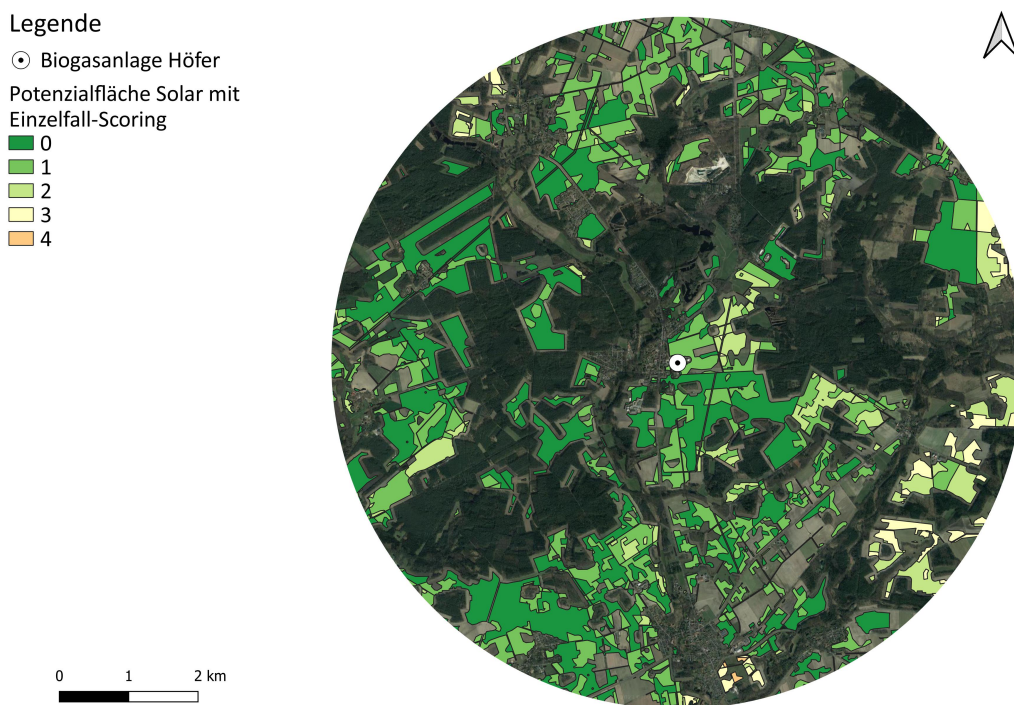


Abb. 4.13: Potenzialfläche FF-PVA Höfer nach Abzug der Tabuzone mit Darstellung der Einzelfallkriterien als Scoring. Eigene Darstellung.



Abb. 4.14: Potenzialfläche FF-PVA Höfer nach Abzug der Tabuzone mit mensch- und naturverträglichen Flächen gem. Badelt et al. (IUP). Eigene Darstellung.

Biogasanlage Sibbesse

Auch in räumlicher Nähe zu der BGA Sibbesse wurden viele Potenzialflächen identifiziert (vgl. Abbildung 4.15). Die Flächen in direkter räumlicher Nähe zu der Anlage liegen sowohl innerhalb eines 3.000 m-Puffers um eine Freileitung und innerhalb eines 5.000 m-Puffers um ein Umspannwerk, jedoch bei beiden Kriterien am äußersten Rand des Puffers. Es sind sowohl privilegierte Flächen nach § 35 BauGB als auch EEG-förderfähige Flächen vorhanden, die direkte Distanz zu den Schienenwegen beträgt jedoch ca. 2 km und führt durch den Ort Sibbesse.

Die südlich gelegenen Potenzialflächen weisen einige Restriktionskriterien auf (vgl. Abbildung 4.16), unter anderem liegen diese in einem Landschaftsschutzgebiet. Größere mensch- und naturverträgliche Flächen nach Badelt et al. liegen nicht in der Nähe der Anlage. Viele Anbauflächen für die Energiepflanzen der BGA wurden sowohl in der Nähe der Anlage als auch in den privilegierten und EEG-förderfähigen Bereichen als Potenzialflächen identifiziert (vgl. Abbildung 4.17).

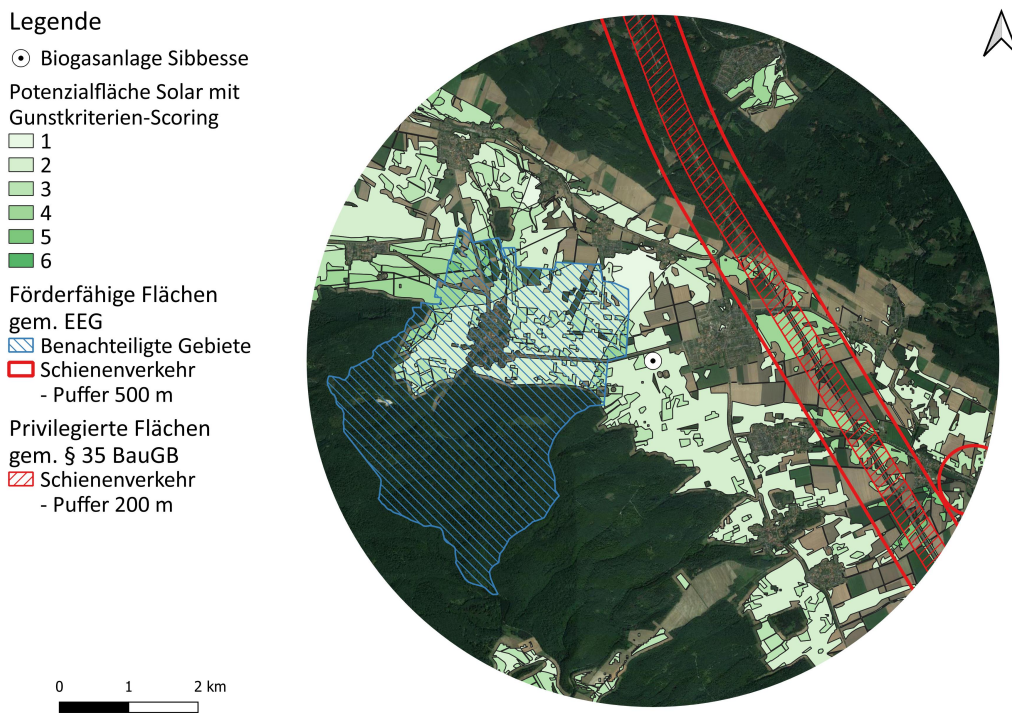


Abb. 4.15: Potenzialfläche FF-PVA Sibbesse nach Abzug der Tabuzone mit Darstellung der Gunstkriterien als Scoring sowie der förderfähigen Flächen gem. EEG und privilegierten Flächen gem. § 35 BauGB. Eigene Darstellung.

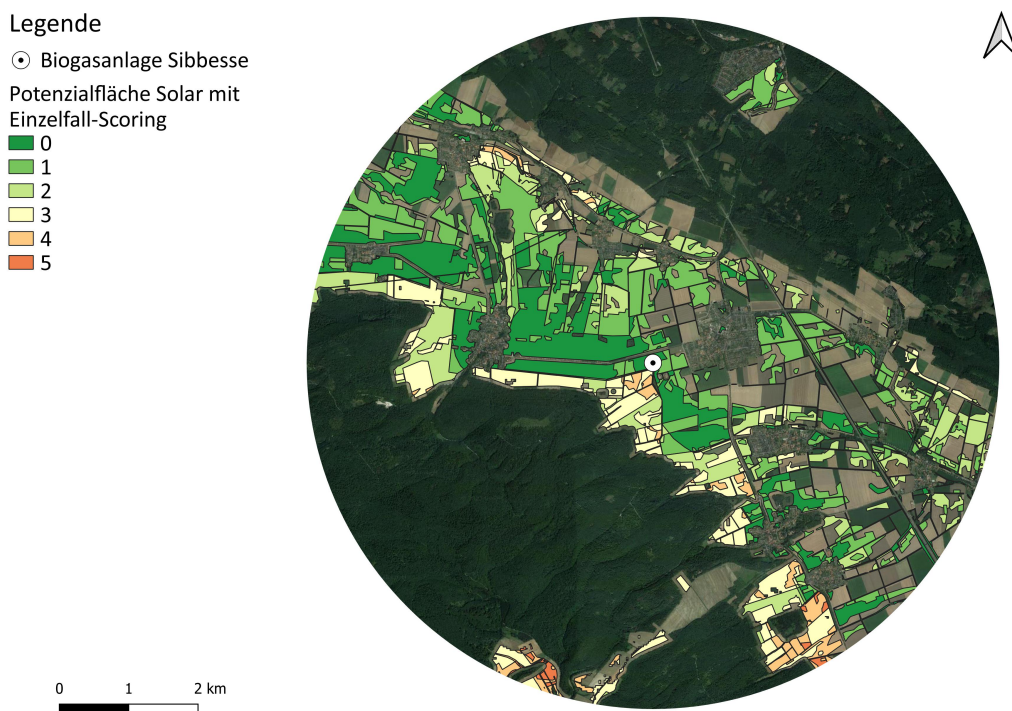


Abb. 4.16: Potenzialfläche FF-PVA Sibbesse nach Abzug der Tabuzone mit Darstellung der Einzelfallkriterien als Scoring. Eigene Darstellung.

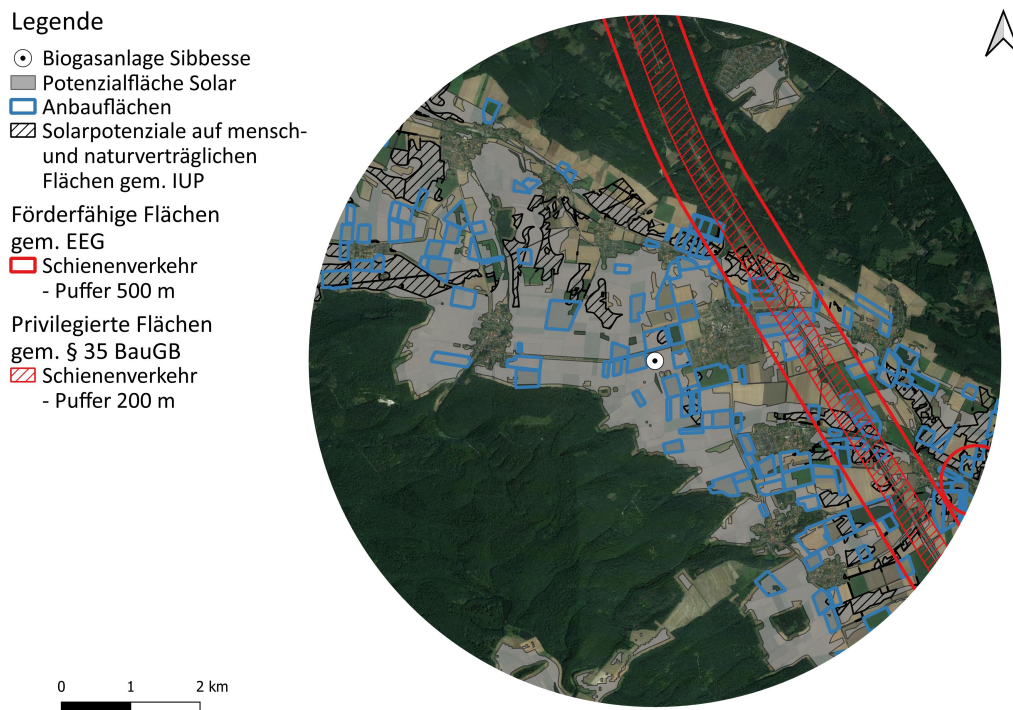


Abb. 4.17: Potenzialfläche FF-PVA Sibbesse nach Abzug der Tabuzone mit mensch- und naturverträglichen Flächen gem. Badelt et al. (IUP) sowie Anbauflächen der Biogasanlage. Eigene Darstellung.

4.2.3 Layout für die Windenergie- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen

Zur Auswahl einer Potenzialfläche für die FF-PVA und WEA wurde auf die Kriterien aus Kapitel 3.3.4 zurückgegriffen. Für die Potenzialfläche für die FF-PVA der jeweiligen BGA wurde zunächst eine zusammenhängende Fläche der entsprechenden Größe in direkter räumlicher Nähe zu der jeweiligen Anlage ausgewählt.

Biogasanlage Höfer

Für die FF-PVA Höfer konnte eine mensch- und naturverträgliche Fläche nach Badelt et al. ausgewählt werden (vgl. Abbildung 4.18). Die Referenz-WEA wurde auf einer Potenzialfläche ohne Einzelfallkriterien platziert, in einem Abstand von fast 1.200 m. Eine entsprechende Abstandsfläche der 2,5-fachen Größe des Rotordurchmessers zu den naheliegenden Bestands-WEA wurde ebenfalls einbezogen. Für die Errichtung der WEA auf einer mensch- und naturverträglichen Potenzialfläche müsste die WEA ca. einen Kilometer südlich verlagert werden. Da die ausgewählte Referenz-WEA mit einer Gesamthöhe von 227 m aufgrund der Bauhöhenbeschränkung nicht errichtet werden darf, muss eine kleinere Referenz-WEA ausgewählt werden. Die identifizierte Potenzialfläche ist für eine oder mehrere kleinere Referenz-WEA ebenfalls geeignet.

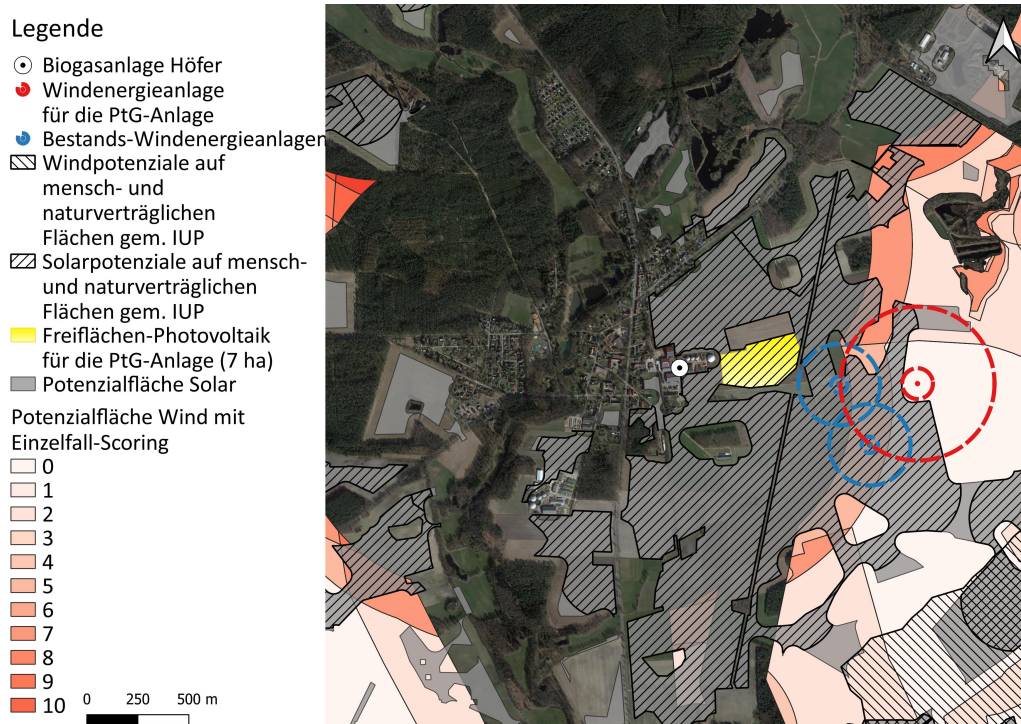


Abb. 4.18: Layout der WEA (1x) und FF-PVA (7 ha) für die BGA Höfer unter Einbezug mensch- und naturverträglicher Flächen nach IUP. Abstände WEA: 2,5 x Rotordurchmesser. Eigene Darstellung.

Biogasanlage Sibbesse

Für die FF-PVA wurde eine Fläche in direkter Nähe zu der BGA ausgewählt. Eine Ausweisung innerhalb einer EEG-förderfähigen Fläche oder einer privilegierten Fläche wäre ebenfalls möglich gewesen, wurde aufgrund der Distanz zunächst einmal ausgeschlossen. Für die BGA Sibbesse wurde eine Fläche für den Anbau von Energiepflanzen mit einer teilweisen Überschneidung zu einer mensch- und naturverträglichen Potenzialfläche (vgl. Abbildung 4.19) ausgewählt.

Für die WEA wurde eine Potenzialfläche im Abstand von ca. 650 m ohne Einzelfallkriterien (Scoring = 0) auf einer mensch- und naturverträglichen Fläche ausgewählt. Diese liegt teilweise auf einer Anbaufläche für die Biogasanlage.



Abb. 4.19: Layout der WEA (1x) und FF-PVA (7 ha) für die BGA Sibbesse unter Einbezug mensch- und naturverträglicher Flächen nach IUP sowie Anbauflächen der Biogasanlage. Abstände WEA: 2,5 x Rotordurchmesser. Eigene Darstellung.

4.2.4 Jahresenergieerträge

Die Weibull-Verteilung ist beispielhaft für die BGA Höfer in Abbildung 4.20 zusammen mit der Leistungskennlinie der Referenz-WEA für eine Luftdichte von $1,225 \text{ kg/m}^3$ dargestellt. Die Ermittlung der Standortfaktoren für die Leistungskennlinie ist in Anhang A dargestellt. Der Verlustfaktor durch Eiswurf beträgt für die BGA Höfer 0,5 % und für die BGA Sibbesse 1 %. Jährlich kann an dem Standort Höfer durch die Referenz-WEA ein Stromertrag von ca. 20.209 MWh und am Standort Sibbesse von ca. 19.663 MWh erzeugt werden. Dies entspricht einer Volllaststundenzahl von 3.923 bzw. 3.817 Stunden pro Jahr.

Auf 7 ha installierten FF-PVA werden jährlich ca. 7.634 MWh Strom bei 1.079 Volllaststunden pro Jahr erzeugt. Aufgrund des von der Referenzanlage vorgegebenen jährlichen Energieertrags wurde der Energieertrag nicht standortbezogen ermittelt. Für den Standort Sibbesse ist aufgrund einer höheren Globalstrahlung von einem höheren Jahresenergieertrag durch die FF-PVA auszugehen.

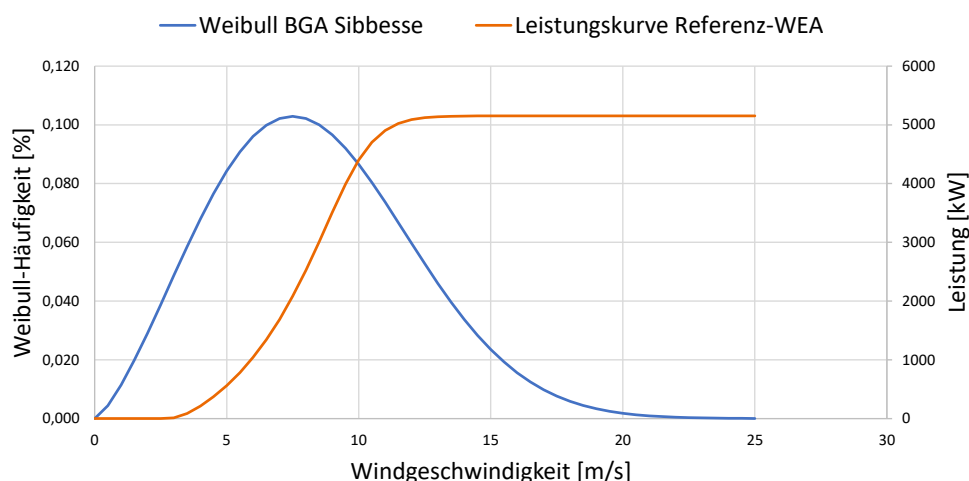


Abb. 4.20: Weibull-Verteilung (150 m) BGA Höfer mit $A = 9,37$, $k = 2,58$. Orange Kurve: Leistungskurve Referenz-WEA. Eigene Darstellung nach Lüers 2023 und Global Wind Atlas.

4.3 Wirtschaftlichkeit der Power-to-Gas-Anlage

Die Wirtschaftlichkeit einer PtG-Anlage hängt von vielen Parametern ab. Neben der Darstellung der Ergebnisse für die Strom- und Gasgestehungskosten wird daher die Abweichung der wichtigsten Kostenparameter berechnet und zusätzlich eine optimale Auslegung der Kostenparameter ermittelt.

4.3.1 Strom- und Gasgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten (LCOE) setzen sich anteilig an der erzeugten Strommenge aus den $LCOE_{WEA}$ und $LCOE_{FF-PVA}$ zusammen. Die Wasserstoffspeicherkosten wurden als Kosten auf die Nennleistung umgelegt (vgl. Formel 3.6). Dargestellt sind die Gestehungskosten in Tabelle 4.4.

Die LCOE weichen für beide BGA nur gering voneinander ab. Ermittelt wurden lediglich die Erzeugungskosten. Weitere Kostenanteile wie Strombezugskosten für den Fall, dass die Anlagen nicht von den Betreibern der BGA betrieben werden, konnten nicht einbezogen werden. Die Gasgestehungskosten für das EE-Methan aus der biologischen Methanisierung liegt für die BGA Höfer bei 15,55 ct/kWh und für die BGA Sibbesse bei 14,76 ct/kWh.

Tab. 4.4: Übersicht der Strom- und Gasgestehungskosten der beiden analysierten Biogasanlagen. Eigene Darstellung.

Parameter	Einheit	BGA Höfer	BGA Sibbesse
LCOE			
LCOE _{WEA}	ct/kWh	5,28	5,41
LCOE _{ff-PVA}	ct/kWh	5,35	5,25
LCOE _{gesamt}	ct/kWh	5,30	5,36
LCOH			
LCOH - ohne Speicherkosten	ct/kWh	10,39	9,99
LCOH - mit Speicherkosten	ct/kWh	11,37	10,72
LCOM			
LCOM	ct/kWh	15,55	14,76

4.3.2 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse wurde anhand der Gestehungskosten der BGA Sibbesse durchgeführt, die Ergebnisse sind auf andere BGA übertragbar. Die Auswirkungen auf die Methangestehungskosten durch die Reduktion und Erhöhung der wichtigsten Einflussfaktoren um 20% sind in Abbildung 4.21 dargestellt. Die Strombezugskosten haben mit einer Abweichung von 1,7 ct/kWh demnach den größten Einfluss, gefolgt von den Volllaststunden und Investitionskosten des Elektrolyseurs.

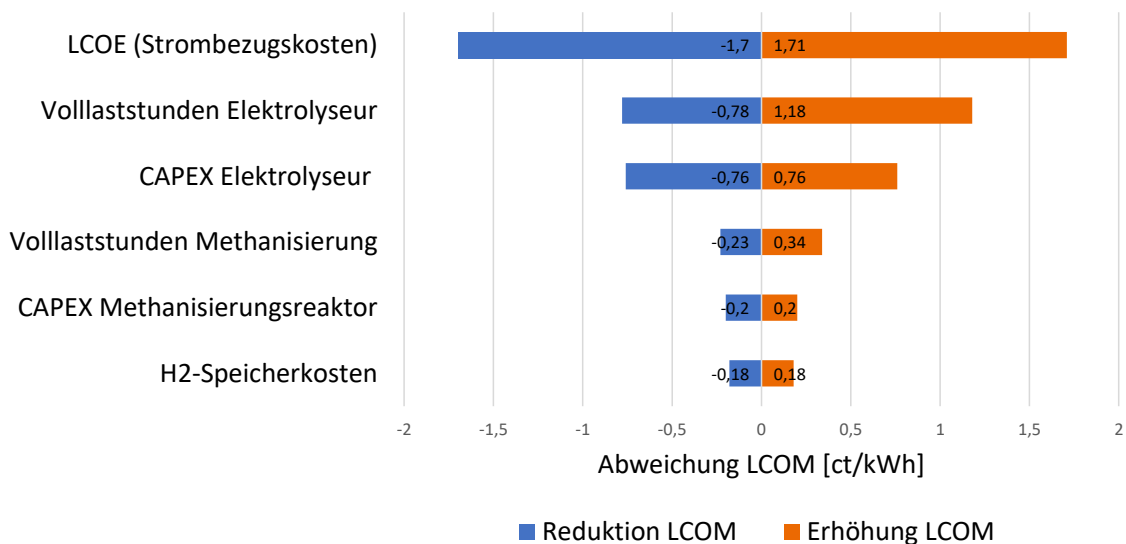


Abb. 4.21: Sensitivitätsanalyse ausgewählter Kostenparameter. Darstellung der Abweichungen von den LCOM in [ct/kWh] bei einer Reduktion bzw. Erhöhung des Werts des Kostenparameters um 20%. Eigene Darstellung.

Weiterhin wurde untersucht, welche Methangestehungskosten sich bei einer optimalen Auslegung der Wirtschaftlichkeitsfaktoren nach der Literatur ergeben. In diesem 'Minimale LCOM'-Szenario wurden die CAPEX auf den minimalen Literaturwert gesetzt und eine Auslastung der Anlagen von 95 % angenommen (vgl. Tabelle 4.5). Die LCOM können demnach für die BGA Sibbesse von 14,76 ct/kWh auf 10,98 ct/kWh sinken. Daneben wurden aufbauend auf dem Szenario die LCOM bei einer weiteren Halbierung der LCOE ermittelt.

Für eine erste Risikoabschätzung wurde ebenfalls ein Szenario mit den der Literatur nach ungünstigsten Parametern für die Kostenauslegung sowie einer Halbierung der Auslastung der PtG-Anlage erstellt. Bei höheren Strombezugskosten, hohen Investitions- und Speicherkosten sowie einer geringen Auslastung der Anlage können die Gasgestehungskosten auf über 31 ct/kWh steigen.

Tab. 4.5: Sensitivitätsanalyse mit Best- und Worst-Case-Szenarien bezüglich der entscheidenden Kostenparameter für die Power-to-Gas-Anlage anhand der BGA Sibbesse. Eigene Darstellung.

Parameter	Einheit	Best Case	LCOE Best Case	Worst Case
LCOE	ct/kWh	5,3	2,68 (Halbierung LCOE)	WEA: 8,29, FF-PVA: 5,7 (Kost et al. 2021)
CAPEX _{EL}	€/kW	800	800	2504
CAPEX _{MR}	€/kW	150	150	1350
H2-Speicherkosten	ct/kWh	0	0	3,5 (Erler et al. 2019)
Volllaststunden (EL,MR)	h/a	8328	8328	4350
LCOM	ct/kWh	10,98	6,72	31,4

4.4 Methanisierungspotenzial durch Biogasanlagen in Niedersachsen

Auf Grundlage der Fallstudienresultate und verwandter Forschungen wurde das Potenzial für die biologische Methanisierung durch Kopplung mit BGA für ganz Niedersachsen untersucht. Die Analyse erfolgte im Rahmen einer landesweiten Potenzialanalyse für eine erste Abschätzung des Methanisierungspotenzials in Niedersachsen.

4.4.1 Klassifizierung der Biogasanlagen in Niedersachsen

Laut dem erstellten Biogasanlagen-Kataster konnten 1.770 BGA in Niedersachsen mit einer Gesamtleistung von 1.203 MW identifiziert werden. 38 BGA (= 2 %) des Datensatzes konnte keine Leistung zugewiesen werden. Diese Anlagen wurden in der Analyse nicht betrachtet. Die Anzahl der Standorte weisen regionale Unterschiede auf und variieren in einer Spanne von einer bis 182 BGA je Planungsregion (vgl. Abbildung 4.26). Ebenso variiert die Bemessungsleistung hinsichtlich der Planungsregion von unter einem MW in Emden bis ca. 83 MW in Rotenburg (Wümme).

Legende

Anzahl Biogasanlagen und
Bemessungsleistung
je Planungsregion [in MW]:

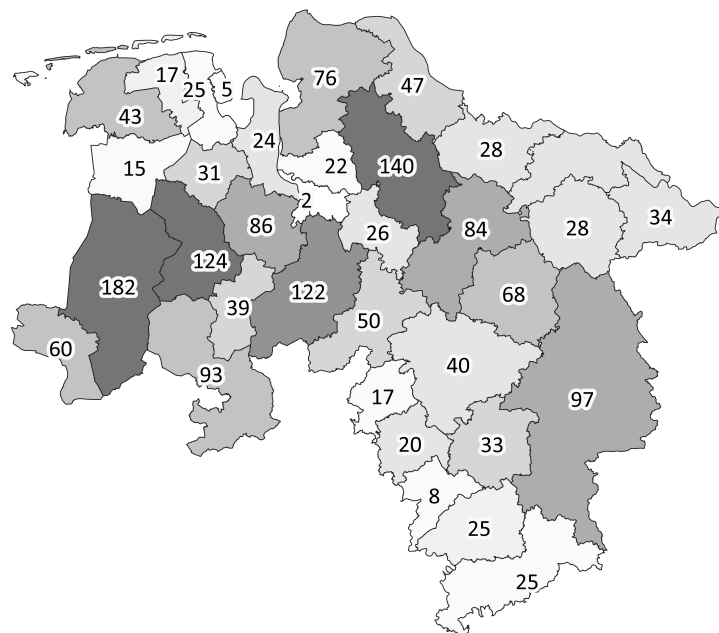
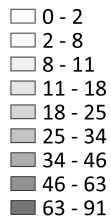


Abb. 4.22: Anzahl der Biogasanlagen und Bemessungsleistung je Planungsregion in Niedersachsen [in MW]. Die Anzahl der Biogasanlagen ist innerhalb der jeweiligen Planungsregion abgebildet. Die Einfärbung zeigt die Bemessungsleistung an. Eigene Darstellung.

Die Anzahl der BGA in Abhängigkeit zu der installierten Leistung ist in Tabelle 4.6 dargestellt. Die Einordnung erfolgt anhand vergleichbarer Studien auf Grundlage der installierten Leistung und nicht der Bemessungsleistung. In Bezug auf das Inbetriebnahmedatum weisen 199 Anlagen keine Angabe nach dem MaStR auf. Für knapp 600 BGA läuft die EEG-Förderung in den nächsten 5 Jahren aus (Inbetriebnahmedatum bis 2009). Weitere 800 BGA haben nur noch 10 Jahre bis EEG-Förderende (Inbetriebnahmedatum zwischen 2009 und 2014).

Tab. 4.6: Einteilung der Biogasanlagen in Niedersachsen in Bezug auf ihre installierte Leistung. Eigene Darstellung.

Leistungsbereich [kW]	Anzahl
< 250 (davon ohne Angabe)	346 (38)
250 - 500	361
500 - 1000 (davon > 800)	673 (120)
> 1000	390
Gesamt	1770

4.4.2 Niedersachsenweite Flächenpotenziale für Wind- und Solarenergie

Die Flächenpotenziale für die Windenergie nach Abzug der harten und weichen Tabuzonen und die Flächenpotenziale für FF-PVA nach Abzug der Tabuzonen wurden auf Ebene der Planungsregionen zusammengeführt und in Abbildung 4.23 und 4.24 dargestellt. Für die Windenergie variieren die Potenziale von 0 % für Delmenhorst bis über 20 % für Uelzen. Potenziale für die FF-PVA reichen von ca. 13 % für Holzminden bis zu 47 % in Wittmund. Insbesondere die Planungsregionen im Küstenbereich (nordwestliches Niedersachsen) weisen hohe Potenziale für die FF-PVA auf. Grundsätzlich wurden die Potenziale auf Ebene der Planungsregionen dargestellt, zunächst ohne einen Bezug zur räumlichen Nähe der Biogasanlagen. Die Ermittlung der konkreten Potenziale in räumlicher Nähe zu der jeweiligen BGA erfolgt im nächsten Kapitel im Rahmen der Berechnung des Methanisierungspotenzials.

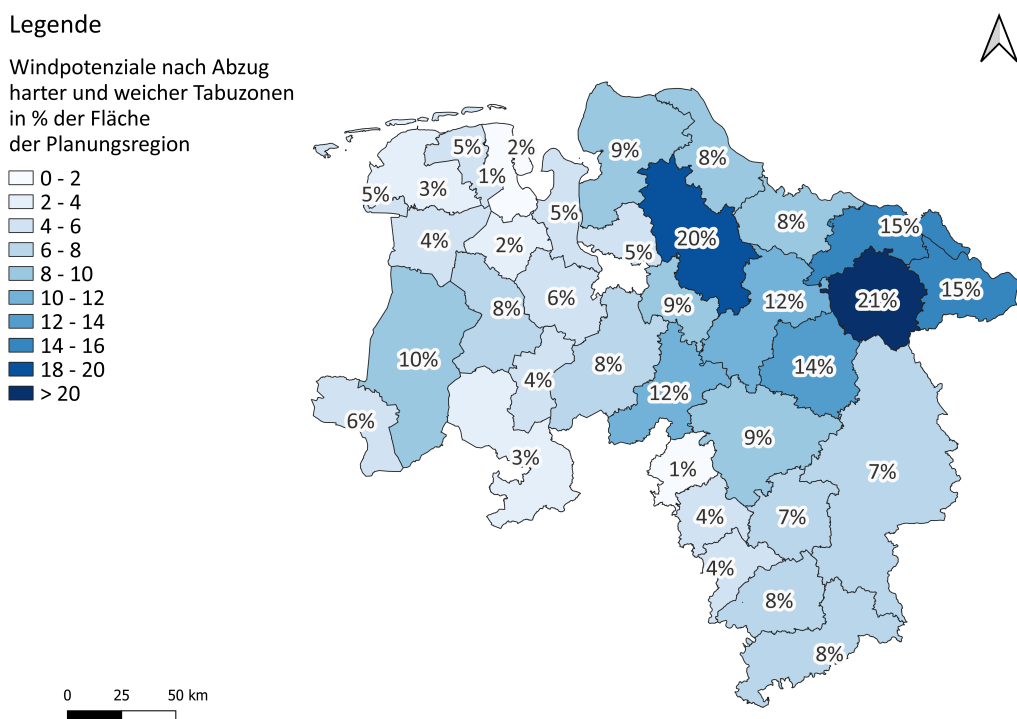


Abb. 4.23: Potenzialflächen nach Abzug der harten und weichen Tabuzonen für Windenergieanlagen in % der Fläche je Planungsregion. Eigene Darstellung.

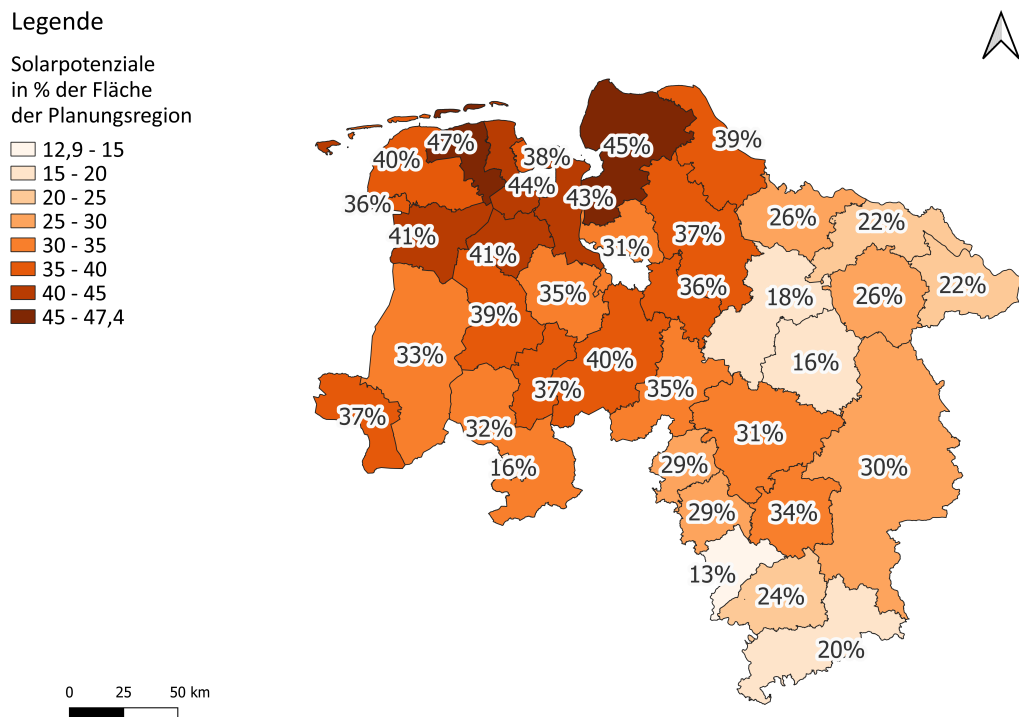


Abb. 4.24: Potenzialflächen nach Abzug der Tabuzonen für Freiflächen-Photovoltaikanlagen in % der Fläche je Planungsregion. Eigene Darstellung.

4.4.3 Methanisierungspotenzial in Niedersachsen

Schlussendlich konnten 1.424 BGA mit einer installierten Leistung von jeweils minimal 250 kW und einer summierten Bemessungsleistung von 827 MW für die weitere Analyse identifiziert werden. Das Gasnetz wurde um die Gaserzeuger und -verbraucher aus dem MaStR ergänzt und ist in Abbildung 4.25 dargestellt. In Niedersachsen sind 34 Gaserzeuger angegeben, welche Biomethan erzeugen. Von den 1.424 BGA mit einer installierten Leistung von jeweils 250 kW liegen 21 Anlagen nicht im Umkreis von 10 km zu dem Gasnetz. Wird der Abstand auf 5 km zu dem Gasnetz verkürzt, betrifft dies 99 Anlagen.

Zur Ermittlung des Methanisierungspotenzials wurde neben der Distanz zum Gasnetz geprüft, ob ausreichend Potenziale für die Errichtung von WEA und FF-PVA zur Verfügung stehen. Für die Windenergie befinden sich für fast 1.400 Anlagen ausreichend Potenziale in räumlicher Nähe von 10 km zu der Anlage. Bei über 99 % der Fälle, in denen ein Windpotenzial vorhanden ist, ist dies auf mensch- und naturverträglichen Flächen nach Thiele et al. (IUP) möglich. In einem Umkreis von 5 km zu den BGA verringert sich die Anzahl der Anlagen mit einem entsprechenden Potenzial auf 1.340. Die Analyse der Potenzialflächengröße zeigt, dass in der Regel mindestens 10 ha Fläche für die Windenergie zur Verfügung stehen.

Für die FF-PVA stehen grundsätzlich ausreichend Potenziale zur Verfügung (vgl. Abbildung 4.24). Daher wurden für die BGA die Potenziale nur im Umkreis von 5 km ermittelt. Die minimale Flächengröße für die FF-PVA soll gemäß der Fallstudie 7 ha entsprechen. Alle BGA weisen im Umkreis

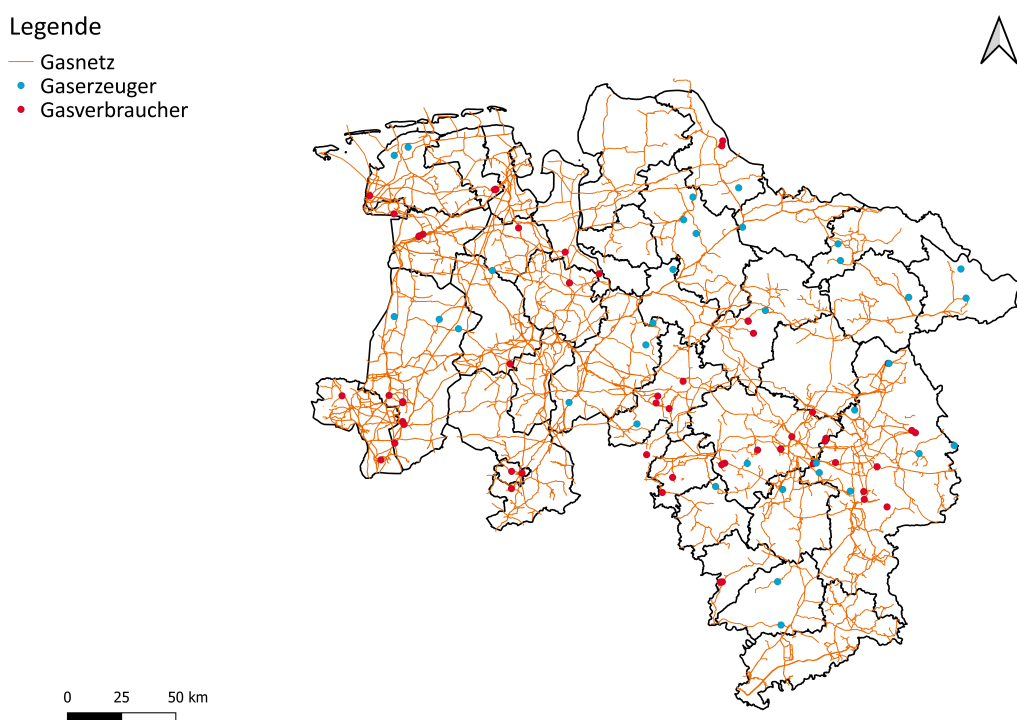


Abb. 4.25: Gasnetz in Niedersachsen nach den RROP der Planungsregionen, ROK, SciGrid Gas und FNP sofern verfügbar sowie der Gaserzeuger und -verbraucher nach dem MaStR. Eigene Darstellung.

von 5 km entsprechende Flächenpotenziale für FF-PVA auf. Die minimal identifizierte Gesamtfläche an Potenzialen für die FF-PVA entspricht 189 ha. Wird die Mensch- und Naturverträglichkeit nach Badelt et al. (IUP) einbezogen, ist für 9 BGA nicht ausreichend Potenzialfläche im Umkreis der BGA vorhanden.

Insgesamt wurde das Potenzial für die biologische Methanisierung für 1.323 der 1.770 BGA berechnet. Diese Anlagen weisen eine installierte Leistung von mindestens 250 kW, eine maximale Distanz zum Gasnetz von 10 km, sowie ausreichend Potenzialflächen in einer Distanz von 5 km zur Errichtung von WEA und FF-PVA in Abhängigkeit der notwendigen Strombezugsmengen zur Erzeugung des Wasserstoffs für die Methanisierung auf. Die Ermittlung des Methanisierungspotenzials erfolgte auf Grundlage des jährlich erzeugten Rohbiogases (in m^3/Jahr) und dem entsprechenden CO_2 -Anteil (in %) im Rohbiogas.

Das jährlich erzeugte Rohbiogas wurde, wie in Kapitel 3.5 erläutert, in Abhängigkeit der Bemessungsleistung der BGA ermittelt. 1.018 der 1.323 identifizierten BGA weisen ein entsprechendes Attribut bzgl. der Bemessungsleistung auf, für die restlichen Anlagen wurde die installierte Leistung als Berechnungsgrundlage genutzt. Die jährlich erzeugte Rohbiogasmenge jeder Anlage wurde anhand des Verhältnisses von 1,69 (Bemessungsleistung (MW) zu Biogasmenge (Mio. m^3/a)) ermittelt.

Der CO_2 -Gehalt im Rohbiogas ist abhängig von den Eingangssubstraten und der entsprechenden Aufbereitung des Rohbiogases. Die Eingangssubstrate wurden für die Ermittlung des CO_2 -Anteils auf Ebene der Planungsregionen nach der Biogasinventur 2021 einbezogen (3N 2023). Der Methan-

gehalt bezüglich der Eingangssubstrate variiert zwischen den Planungsregionen zwischen 52 % und 53,8 %. Ähnliche Ergebnisse wurden auch im Rahmen der Fallstudie für die beiden BGA anhand der Eingangssubstrate erzielt. Der gemessene Methananteil lag jedoch bei geringeren Werten von ca. 51,5 % bei beiden Anlagen unabhängig von den Eingangssubstraten. Die Fallstudie zeigt, dass die Aufbereitung des Rohbiogases einen wesentlichen Anteil am CO₂-Gehalt ausmacht. Zur Berechnung des Methanisierungspotenzials wurde daher ein aus der Fallstudie durchschnittlicher Wert von 45 % CO₂-Anteil für sämtliche BGA in Niedersachsen angenommen.

Insgesamt lassen sich laut der landesweiten Analyse ca. 1.397 Mio. m³ EE-Methan zusätzlich jedes Jahr aus dem CO₂-Volumenstrom der BGA erzeugen.

Legende

Methanisierungspotenzial
in Mio. Kubikmeter CH₄ pro
Jahr durch Biogasanlagen
je Planungsregion

- 1,7 - 20
- 20 - 40
- 40 - 60
- 60 - 80
- 80 - 100
- 100 - 120
- 120 - 140

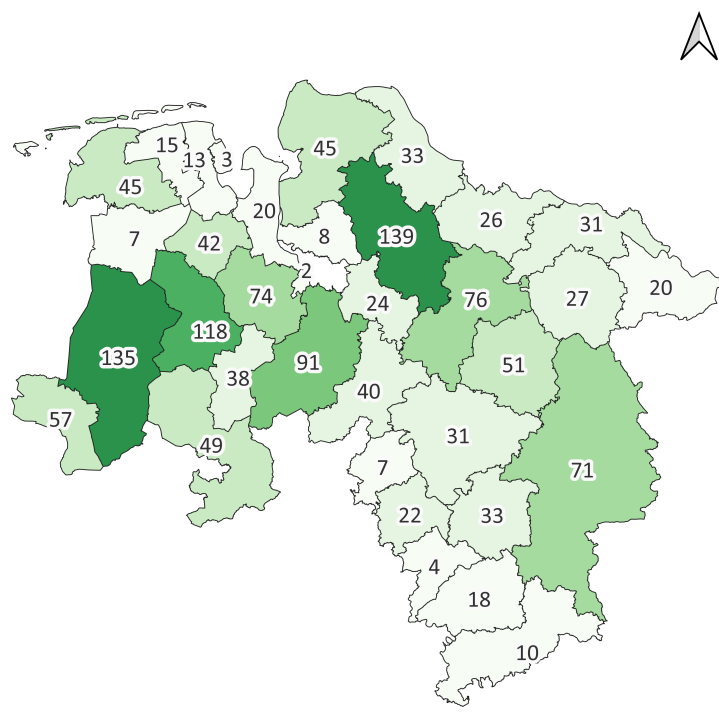


Abb. 4.26: Methanisierungspotenzial in Mio. Kubikmeter EE-Methan pro Jahr durch die Methanisierung der CO₂-Volumenströme aus Biogasanlagen je Planungsregion. Eigene Darstellung.

5 Diskussion

In diesem Kapitel werden zunächst die Problemstellung und eine Zusammenfassung der erzielten Ergebnisse wiedergegeben. Anschließend werden die Ergebnisse anhand der Forschungsfragen diskutiert und eingeordnet. Weiterhin erfolgt eine Diskussion der eingesetzten Methodik. Abschließend werden die Limitationen dieser Arbeit erläutert und Empfehlungen für weiterführende Forschungsvorhaben aufgeführt.

5.1 Zusammenfassung

Für ein Drittel der BGA in Niedersachsen läuft in den nächsten fünf Jahren die EEG-Förderung aus; innerhalb der nächsten zehn Jahre werden bis zu 80% der Anlagen davon betroffen sein. Viele Betreiber sind daher auf der Suche nach einer technisch und wirtschaftlich umsetzbaren Nachnutzungsstrategie für ihre Biogasanlagen. Gleichzeitig steigt die Nachfrage nach grünen Gasen aus erneuerbaren Energiequellen. Eine mögliche Lösung stellt die dezentrale Methanisierung durch die Kopplung einer BGA mit einer PtG-Anlage dar. Diese Nachnutzungsstrategie für BGA sowie das Potenzial für die dezentrale Methanisierung in ganz Niedersachsen wurde anhand der folgenden Forschungsfragen im Rahmen dieser Arbeit untersucht.

Forschungsfrage 1

Welche Synergien ergeben sich durch die Kopplung einer Biogasanlage mit einer Power-to-Gas-Anlage hinsichtlich Prozessführung, Prozesstechnik und Wirtschaftlichkeit?

Forschungsfrage 2

Unter welchen Voraussetzungen ist die Kopplung einer Biogasanlage mit einer Power-to-Gas-Anlage wirtschaftlich umsetzbar?

Forschungsfrage 3

Wie groß ist das Methanisierungspotenzial von Biogasanlagen durch grünen Wasserstoff in Niedersachsen?

Basierend auf dem aktuellen Stand der Wissenschaft stellt die biologische Methanisierung durch die Kopplung mit BGA eine sinnvolle Möglichkeit der Nachnutzung von BGA dar. Grundsätzlich ergeben sich laut Literatur zahlreiche Synergien durch die Kopplung von Biogas- mit PtG-Anlagen, jedoch ist die Technologie in der Regel noch nicht kommerziell verfügbar.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Auslegung einer PtG-Anlage für die biologische ex-situ Methanisierung anhand einer Fallstudie mit zwei konkreten BGA erarbeitet und die Wirtschaftlichkeit anhand der Gasgestehungskosten berechnet. Mit Hilfe einer GIS-basierten Analyse wurde ebenfalls die Verfügbarkeit von Flächenpotenzialen für WEA und FF-PVA in räumlicher Nähe der BGA als Voraussetzung für die Herstellung von grünem Wasserstoff überprüft. Die Ergebnisse der Literaturrecherche und der Fallstudie bildeten die Grundlage für die GIS-basierte Ermittlung des Methanisierungspotenzials von BGA in Niedersachsen.

Die Ergebnisse der Fallstudie zeigen, dass die Kopplung einer BGA mit einer PtG-Anlage zur biologischen Methanisierung technisch machbar ist und sich Synergien unter anderem durch die kostenlose Verfügbarkeit von CO₂, Flächenpotenziale für erneuerbare Energien, geringe Komplexität, günstige Fahrweise und Nutzung der Abwärme ergeben. Die GIS-basierte Analyse zeigt auf, dass ausreichend Potenzialflächen für WEA und FF-PVA sowie ein Gasnetz im Umkreis der beiden BGA zur Verfügung stehen. Mit Stromgestehungskosten von durchschnittlich 5,3 ct/kWh lässt sich der Wasserstoff zu Kosten von ca. 11 ct/kWh unter Berücksichtigung eines Speichers herstellen. Das schlussendlich hergestellte EE-Methan kann zu Kosten von ca. 15 ct/kWh erzeugt werden. Durch eine Sensitivitätsanalyse wurde gezeigt, dass die Wasserstoffkosten den größten Kostenfaktor für die Methanisierung darstellen, welche wiederum stark abhängig von den Stromgestehungskosten sind.

Die GIS-basierte Analyse der BGA in ganz Niedersachsen zeigt auf, dass in der Regel sowohl Flächenpotenziale für WEA und FF-PVA sowie ein Gasnetz im Umkreis von 5 km zu den Anlagen zur Verfügung stehen. Das Methanisierungspotenzial von BGA durch grünen Wasserstoff in Niedersachsen beläuft sich auf ca. 1.397 Mio. m³ EE-Methan pro Jahr.

5.2 Diskussion der Ergebnisse

Im Rahmen der Ergebnisdiskussion werden im Folgenden die Forschungsfragen beantwortet. Eine Einordnung der Ergebnisse erfolgt anhand der Literatur, Forschungen und in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit durch den Vergleich realer Marktpreise für das zu substituierende Erdgas.

5.2.1 Synergien der Power-to-Gas-Prozesskette

Die technische Machbarkeit der Kopplung einer BGA mit einer Power-to-Gas-Anlage für die biologische Methanisierung konnte anhand der Auslegung grundsätzlich verdeutlicht werden. Entsprechende Forschungen an realen BGA haben die Machbarkeit auch in der Praxis aufzeigen können. Oftmals liegen diese Pilotanlagen für die Methanisierung aber noch unter der Anlagengröße von 4 MW bis 5 MW bezogen auf die elektrische Eingangsleistung des Elektrolyseurs, welche im Rahmen der Auslegung für die beiden BGA ermittelt wurde. Führende Hersteller entsprechender Methanisierungsanlagen bieten mittlerweile bereits Anlagen an, welche CO₂-Volumenströmen von bis zu 100 m³/h aufnehmen können. Die Firma Electrochae GmbH forscht seit 2021 an der Skalierung auf eine 10-MW-PtG-Anlage für die biologische Methanisierung.

Grundsätzlich zeichnet sich die dimensionierte PtG-Anlage durch hohe Volllaststunden des Methanisierungsreaktors aus, angelehnt an die hohe Verfügbarkeit der Biogasanlagen. Die Kombination von WEA und FF-PVA ermöglichen eine effiziente Auslastung des Elektrolyseurs, welche durch die Integration eines Wasserstoffspeichers noch gesteigert werden kann. Durch die Simulation der Profile für die Strom- und Wasserstofferzeugung sowie des Speicher-Füllgrads konnte die hohe Auslastung der PtG-Anlage aufgezeigt werden. Diese hohe Auslastung stellt laut Literatur einen bedeutenden Vorteil in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage dar. Die ökonomische Auslegung der drei Teilsysteme Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und EE-Anlagen stellt jedoch eine kostenbasierte Optimierungsaufgabe dar. Im Rahmen dieser Arbeit wurde lediglich ein einziger Iterationsschritt bei der Anpassung der Elektrolyseurleistung durchgeführt.

Auswirkungen der Überbauung auf die Prozessauslegung der BGA Höfer durch die Flexibilisierung der Anlage konnten anhand der Fallstudie nicht festgestellt werden. Durch die weiterhin kontinuierliche Erzeugung des Rohbiogases konnte die BGA Höfer nach der stündlichen Erzeugung ausgelegt werden. Anhand des Vergleichs der Volllaststunden des Elektrolyseurs zeigt sich, dass für eine sehr hohe Auslastung die Dimensionierung des Speichers stark ansteigt und auch ein größerer Elektrolyseur notwendig ist, obwohl der stündliche CO_2 -Volumenstrom der beiden BGA nahezu identisch ist. Für eine kostenoptimierte Auslegung wäre unter anderem eine Simulation der stündlichen Biogaserzeugung notwendig, entsprechende Datensätze lagen jedoch nicht vor. Durch diese Simulation hätte überprüft werden können, ob die Zeiten der Biogaserzeugung den Zeiten der Wasserstoff- bzw. Stromerzeugung hätten angepasst werden können.

Durch die Verwendung des unbehandelten Rohbiogases und dessen kontinuierliche Verfügbarkeit in ausreichender Menge ergeben sich weitere Synergieeffekte bei der Kopplung von Biogas- und PtG-Anlagen. Im Vergleich zu alternativen Quellen steht das CO_2 aus BGA kostenlos zur Verfügung. Die Nutzung anderer CO_2 -Quellen erfordert in der Regel eine Aufbereitung und ist dadurch mit höheren Kosten verbunden. Neben der Robustheit der Mikroorganismen gegenüber Verunreinigungen können diese dynamisch auf Lastwechsel reagieren. Dies ist insbesondere bei Nutzung fluktuierender Stromquellen entscheidend, da dies die Möglichkeit bietet, den Wasserstoffspeicher kleiner zu dimensionieren und Kosten einzusparen.

Die effiziente Nutzung der Abwärme stellt ein aktuelles Forschungsthema dar, bedingt durch die niedrigen Temperaturen der biologischen Methanisierung. Basierend auf eigenen Berechnungen und Praxiserfahrungen aus der Forschung, ist es möglich, die Abwärme des Methanisierungsreaktors und des Elektrolyseurs innerhalb der Prozesskette der BGA problemlos zu nutzen. Weitere energetische Synergieeffekte können sich durch die Nutzung des entstehenden Wassers im Methanisierungsreaktor nach einer Aufbereitung für die Elektrolyse oder die Nutzung der Nährstoffe aus der BGA für die Mikroorganismen ergeben (vgl. Kapitel 2.3.4). Insgesamt besteht aufgrund der geringen Komplexität der PtG-Prozesskette eine hohe Wahrscheinlichkeit der Implementierung für die Nachnutzung der Biogasanlage. Auch aus genehmigungsrechtlicher Sicht ist die Errichtung einer PtG-Anlage am Standort einer BGA sinnvoll, weil eine BGA einen sogenannten eingeführten Standort darstellt und entsprechende Genehmigungen nach dem BImSchG bereits vorliegen. Ein Antrag auf Genehmigung der PtG-Anlage ist ungeachtet bereits erteilter Genehmigungen für die bestehende BGA erforderlich.

Im Rahmen der Auslegung anhand der Literatur und eigenen Simulations- und Berechnungsergebnissen konnten viele Synergieeffekte bei der Kopplung von BGA mit einer Power-to-Gas-Anlage für die biologische Methanisierung bestätigt werden. Neben der grundsätzlichen technischen Machbarkeit wird in den nächsten beiden Kapiteln die wirtschaftliche Realisierbarkeit diskutiert.

5.2.2 Flächenpotenziale für Wind- und Solarenergie

Die durchgeführte Sensitivitätsanalyse verdeutlicht die hohe Relevanz kostengünstigen erneuerbaren Stroms hinsichtlich der Gasgestehungskosten für EE-Methan durch die biologische Methanisierung. Die Verfügbarkeit von Flächenpotenzialen für die Wind- und Solarenergie in räumlicher Nähe zu der BGA stellt somit eine wichtige Voraussetzung für die Implementierung einer PtG-Anlage an dem Standort dar. Diese Ergebnisse bestätigen die Aussagen der einschlägigen Literatur hinsichtlich der wirtschaftlichen Umsetzbarkeit. In entsprechenden Studien wird jedoch bisher nicht auf die konkrete Erzeugung des erneuerbaren Stroms für die Elektrolyse eingegangen. Diese Arbeit erweitert die Forschung hinsichtlich der konkreten möglichen Standorte für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Verfügbarkeit von Potenzialflächen und möglichen Energieerträgen detailliert analysiert und der Forschungsstand bezüglich der Kopplung von Biogas mit PtG-Anlagen um die Analyse der Stromerzeugung erweitert.

Die GIS-basierte Analyse baut auf einem Prämissengerüst auf, welches an den aktuell fachlich-rechtlichen Rahmen angepasst ist. Eine Änderung der Flächenkulisse durch Gesetzesänderungen ist demnach möglich. Die Entwicklung der Potenzialfläche für die WEA-Standorte ist immens von den Änderungen der Regionalen Raumordnungsprogramme der jeweiligen Planungsregionen abhängig, welche zur Zeit überarbeitet werden. Aktuell liegt das nächstgelegene Vorranggebiet Windenergie im Landkreis Hildesheim ca. 5 km von der BGA Sibbesse entfernt; im Landkreis Celle erfolgt die Ausweisung von Vorranggebieten aktuell noch auf Ebene der Bauleitplanung der jeweiligen Gemeinde.

Durch den Vergleich der Potenzialflächen mit den menschen- und naturverträglichen Potenzialflächen des IUP nach Thiele et al. konnte das erzeugte Layout für WEA und FF-PVA bestätigt werden. Eine weitere Möglichkeit der Evaluation der Ergebnisse stellt der Vergleich mit der landesweiten Studie für die Windenergie des Fraunhofer IEE im Auftrag des niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz dar. Die ausgewählte Potenzialfläche für die BGA Sibbesse ist ebenfalls Teil der landesweiten Flächenkulisse (vgl. Abbildung 5.1). Im Umkreis der BGA Höfer weist die Studie des Landes jedoch keine Potenzialflächen aus. Grund hierfür stellt die Radarführungsmindesthöhe (Minimum Vectoring Altitude (MVA)-Gebiet) dar, welche in der Studie des Landes als weiches Tabukriterium für eine Bauhöhenbeschränkung von unter 200 m angesetzt wurde. Da ausgewiesene Flächen mit einer Bauhöhenbeschränkung laut § 4 WindBG nicht auf die zukünftig gesetzlich festgeschriebenen Flächenbeitragswerte für die Windenergie anrechenbar sind, ist die Ausweisung der ausgewählten Fläche für die BGA Höfer unwahrscheinlich. Die Ausweisung der ausgewählten Potenzialfläche für die BGA Sibbesse scheint dagegen wahrscheinlicher, weil keine Einzelfälle identifiziert werden konnten, die der Windenergie an dem Standort entgegenstehen. Im Rahmen der Standortanalyse der Anlage konnte zwar ein FFH-Gebiet mit windsensiblen Fledermäusen identifiziert werden, mit einem Abstand von mindestens 600 m wird der rechtlich notwendige Abstand von 200 m jedoch eingehalten.

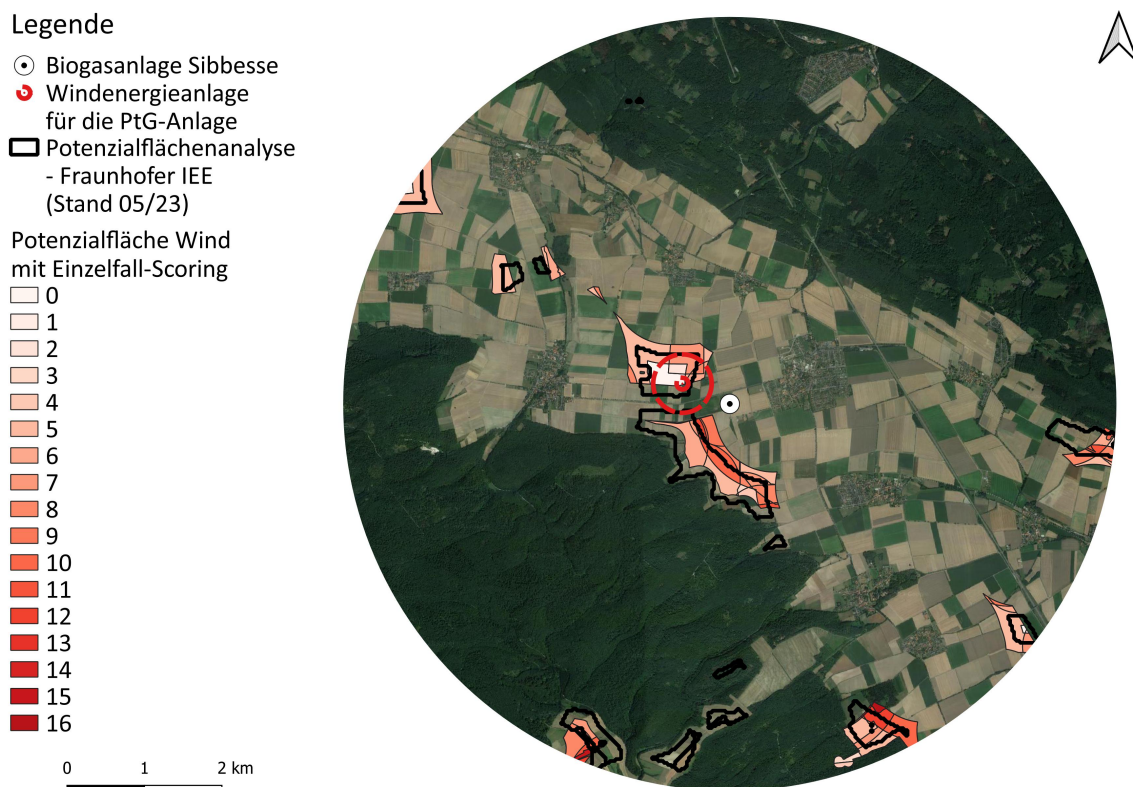


Abb. 5.1: Vergleich der ausgewählten Potenzialfläche bei der BGA Sibbesse mit der Flächenkulisse der Windflächenpotenzialanalyse des Fraunhofer IEE für das Nds. Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz. Eigene Darstellung.

Die Bauhöhenbeschränkung am Standort Höfer lässt die Errichtung der für diese Arbeit ausgewählte Referenz-WEA mit einer Gesamthöhe von 227 m nicht zu. Daher muss eine kleinere Referenz-WEA ausgewählt werden. Es ist davon auszugehen, dass der Jahresenergieertrag im Vergleich zu der größeren Anlage signifikant sinken wird. Dies macht eine neue Auslegung und Berechnung des Jahresenergieertrags erforderlich. Erwartungsgemäß müssen für den Standort zwei der kleineren Referenz-WEA errichtet werden, um die moderne Referenz-WEA zu ersetzen und den Strombedarf zu decken.

Eine weitere Möglichkeit zur Deckung des Strombedarfs stellt die Nutzung der bestehenden beiden WEA (Vestas V80/2.0) dar, welche in direkter räumlicher Nähe zu der BGA liegen. Eine der Anlagen befindet sich außerhalb der ermittelten Potenzialflächen und ist aufgrund des geringen Siedlungsabstands nicht repowerbar, die andere Anlage liegt innerhalb eines 1.000m-Puffers um die Ortschaft Höfer. Beide Anlagen wurden Ende 2004 in Betrieb genommen und verlieren somit Ende 2025 ihre EEG-Förderung. Eine mögliche Nachnutzung könnte die Direktvermarktung des erzeugten Stroms der beiden Anlagen für die PtG-Anlage darstellen. Allerdings können die beiden WEA die Referenz-WEA hinsichtlich des erzeugten Stroms kaum ersetzen. Selbst bei gleichbleibenden jährlichen Volllaststunden von fast 4.000 Stunden, was aufgrund der geringeren Nabenhöhe und kleineren Rotordurchmessers unwahrscheinlich erscheint, könnten die beiden Anlagen mit einer Nennleistung von 2 MW nur ca. 78 % des Jahresenergieertrags der Referenz-WEA erzeugen. Ein anderer möglicher Windpark, bestehend

aus drei nicht-repowerbaren WEA mit einer Nennleistung von jeweils 2 MW, steht ca. 5 km nördlich von Endeholz. Grundsätzlich muss aber die Frage aufgeworfen werden, ob die Nachnutzung von nicht-repowerbaren WEA für die PtG-Anlage eine sinnvolle Möglichkeit darstellt. Die Komponenten der PtG-Anlage sind in der Regel auf mindestens 20 Jahre Lebensdauer ausgelegt (vgl. Kapitel 2.5.4). Auch WEA sind auf 20 Jahre bis 30 Jahre Lebensdauer ausgelegt (Hau 2016, 955f). Eine Nutzung der WEA nach dem Auslaufen der EEG-Förderung nach 20 Jahren über die gesamte Lebensdauer der PtG-Anlage ist dementsprechend technisch nicht möglich. Weiterhin steigen die Kosten für den Betrieb von WEA nach 20 Jahren aufgrund der höheren Wartungsintervalle (Hau 2016, 955f), sodass höhere Strombezugskosten zu erwarten sind und die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage überprüft werden muss. In einer Machbarkeitsstudie der BTU Cottbus-Senftenberg und der Hochschule Flensburg wurde jedoch eine PtG-Anlage mit zwei WEA, welche das EEG-Förderende erreicht haben, untersucht (Burkhardt et al. 2021). Im Ergebnis konnte aufgrund der geringen Stromerzeugung nur eine Teilmethanisierung umgesetzt werden.

Der ermittelte Jahresenergieertrag der Referenz-WEA liegt mit ca. 20 GWh/a über dem angegebenen Jahresenergieertrag am Referenzstandort von ca. 18 GWh/a (Lüers 2023, 12). Aufgrund der höheren Windgeschwindigkeiten an den betrachteten Standorten von 7,3 m/s bis 8 m/s in 100 m, (DTU 2022) im Vergleich zu dem Referenz-Standort nach Anlage 2 EEG von 6,45 m/s scheint der ermittelte Jahresenergieertrag plausibel. Nach Stetter et al. wurde ein Verlust von bis zu 8% aufgrund des Nachlaufeffekts einbezogen, welcher sich bei dem Bau von wenigen bis hin zu einer einzelnen Anlage an einem Standort aber reduzieren wird. Grundsätzlich sollte aus raumplanerischer Sicht aber nicht die Errichtung vereinzelter WEA angestrebt werden, weil dies zu stärkeren Auswirkungen auf das Landschaftsbild führen würde. Daher ist der Einbezug des Nachlaufeffekts trotz der Betrachtung einer einzelnen WEA sinnvoll.

Die Installation von FF-PVA auf den Anbauflächen in räumlicher Nähe zu der jeweiligen BGA sollte hingegen kein großes Hindernis darstellen. Nach der Öffnung der Vorbehaltsgebiete Landwirtschaft für FF-PVA im LROP ist die Errichtung auf entsprechenden Flächen grundsätzlich möglich (LROP 2022). Viele Gemeinden erarbeiten aktuell Standortkonzepte auf Grundlage der Arbeitshilfe Solarplanung des NLT und NSGB, welche auch als Basis für die FF-PVA-Analyse im Rahmen dieser Arbeit genutzt wurde. In Absprache mit der Gemeinde kann eine entsprechende Änderung des BP und zeitgleich des FNP für die Sicherung der Flächen beantragt werden. Durch die bestehende BGA ist eine erhebliche Beeinträchtigung des Landschaftsbildes grundsätzlich nicht zu erwarten (NLT & NSGB 2022, 22). Die notwendige Flächenbeanspruchung entspricht bei der BGA Sibbesse für 7 ha weniger als 3% der Anbauflächen von durchschnittlich 260 ha für die Biogasanlage. Die BGA Sibbesse ist eine NaWaRo-Anlage, bei der sämtliche Eingangssubstrate angebaut werden. Da viele BGA weitere Eingangssubstrate wie Reststoffe nutzen, ist allgemein nicht von einer höheren Flächenbeanspruchung auszugehen.

5.2.3 Wirtschaftlichkeit der Power-to-Gas-Anlage

Zunächst erfolgt eine grundsätzliche Bewertung der Gesteungskosten für Strom, Wasserstoff und EE-Methan. Anschließend werden die LCOM mit verwandten Studien und Marktpreisen von Biomethan und

Erdgas verglichen (Tabelle 5.2). Als nächstes werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse diskutiert und Voraussetzungen für die Wirtschaftlichkeit erläutert. Abschließend wird zu der Forschungsfrage 2 Stellung genommen.

Einordnung der Strom- und Wasserstoffgestehungskosten

Grundsätzlich unterscheiden sich die Gestehungskosten der beiden BGA für Strom, Wasserstoff und EE-Methan aufgrund der ähnlichen Dimensionierung der PtG-Anlage nur unwesentlich. Die ermittelten LCOE für FF-PVA liegen mit durchschnittlich 5,3 ct/kWh innerhalb der prognostizierten Gestehungskosten (vgl. Abbildung 5.2). Die LCOE für die Windenergie befinden sich mit durchschnittlich 5,35 ct/kWh im unteren Bereich der nach Kost et al. berechneten Bandbreite von 3,94 ct/kWh bis 8,29 ct/kWh für Onshore-Windenergie. Betrachtet wurden im Rahmen dieser Arbeit lediglich die Stromgestehungskosten (LCOE) unter der Annahme, dass die WEA und FF-PVA von dem Betreiber der BGA betrieben wird. Aufgrund in der Regel unzureichender Erfahrungen im Bereich der Wind- und Solarprojektierung kann insbesondere bei der Errichtung von WEA nicht davon ausgegangen werden, dass diese Projekte ohne Unterstützung eines Projektierers durchgeführt werden können. Auch etwaige Abgaben und Umlagen wurden nicht betrachtet. Die realen Stromkosten könnten dementsprechend höher liegen als angenommen.

Die im Rahmen dieser Arbeit ermittelten LCOH an den Standorten der BGA liegen bei ca. 10,7 ct/kWh bzw. 11,4 ct/kWh inklusive der Speicherkosten. Diese Ergebnisse konnten durch einen Vergleich mit dem PtG-Simulationstool der Firma EnergieSynergy (Müller & Fichter 2022) mit leichten Abweichungen (ca. 5%) bestätigt werden und liegen im Bereich der in der Literatur beschriebenen Kosten (vgl. Abbildung 5.2). Die ermittelten Wasserstoffspeicherkosten von 161 €/kW bis 335 €/kW befinden sich in der von Zapf et al. (2022) ermittelten Bandbreite von 200 €/kW bis 380 €/kW. Grundsätzlich wird in vergleichbaren Studien aber von signifikanten Auswirkungen auf die Wasserstoffkosten durch eine Speicherung ausgegangen (Erler et al. 2019; Götz et al. 2014; Lóránt & Tardy 2022). Es ist daher möglich, dass die Kosten für die Wasserstoffspeicherung im Rahmen dieser Arbeit unterschätzt wurden. Eine präzisere Analyse der Speicherkosten ist daher notwendig.

Einordnung der Methangestehungskosten

Die ermittelten Gasgestehungskosten für EE-Methan (LCOM) durch die PtG-Anlagen liegen bei ca. 15 ct/kWh und damit im Durchschnitt verwandter Studien. In Abbildung 5.2 werden die ermittelten Kosten mit Literaturwerten, Forschungsergebnissen und realen Kosten gegenübergestellt. Grundsätzlich können die LCOM der Fallstudie gut in die Kostenbandbreite vergleichbarer Auslegungen für PtG-Anlagen eingeordnet werden.

Herrmann et al. (2022) bewerten die Gasgestehungskosten durch einen Vergleich der Gasgestehungskosten mit dem Zuschlagswert für Biomethan nach der Ausschreibung gem. EEG 2021. Die letzten veröffentlichten Zahlen für die Ausschreibung von Biomethananlagen liegen für das Jahr 2021 vor. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert lag bei 17,84 ct/kWh bei einem zulässigen Höchstwert von 19 ct/kWh (BNetzA 2021). Dieser Höchstwert ist mittlerweile auf 19,31 ct/kWh angestiegen (§ 39l EEG 2023). Die im Rahmen dieser Arbeit erzielten Gasgestehungskosten liegen innerhalb der Ausschreibungsergebnisse der Bundesnetzagentur.

Blanco et al. (2018) vergleichen die möglichen PtG-Szenarien mit zukünftigen Erdgaspreisen aus fossilen Quellen. Durch eine höhere Effizienz der PtG-Prozesskette oder die Steigerung der Kosten für importiertes Erdgas wird die Herstellung von EE-Methan aus erneuerbaren Energiequellen ökonomisch attraktiver (Blanco et al. 2018). Laut dem richtungsweisenden Terminkontrakt TTF lag der Erdgaspreis 2023 zwischen 3 ct/kWh und 6,4 ct/kWh (EEX 2023, www). Von Juli bis September 2022 lag der Erdgaspreis mit Preisspitzen von über 14,6 ct/kWh bis 30,8 ct/kWh (EEX 2023, www) über den ermittelten LCOM für die dimensionierten PtG-Anlagen. Die internationale Energieagentur prognostiziert, dass aufgrund des zunehmenden Liquefied Natural Gas (LNG)-Bedarfs in Asien die Preise für Erdgas zukünftig ein Niveau erreichen werden, das höher liegt als in den Jahren vor der Ukraine-Krise (International Energy Agency 2021, 10ff). Zuletzt ist der Terminkontrakt TTF wieder unter die Marke von 3 ct/kWh gefallen (EEX 2023, www). Durch den Umstieg auf LNG wird das Erdgas grundsätzlich teurer, weil zusätzliche Kosten, unter anderem für die Verflüssigung des Erdgases, anfallen (Bothe & Seeliger 2006). Die Wettbewerbsfähigkeit von EE-Methan ist daher aktuell nur unter bestimmten regulatorischen Rahmenbedingungen gegeben. Die ermittelten Gasgestehungskosten der Fallstudie liegen weit über dem heutigen Preis für Erdgas. Auch die Gestehungskosten der 'Best Case'-Szenarien (vgl. Tabelle 4.5) sind nicht mit den aktuellen Erdgaspreisen konkurrenzfähig (vgl. Abbildung 5.2).

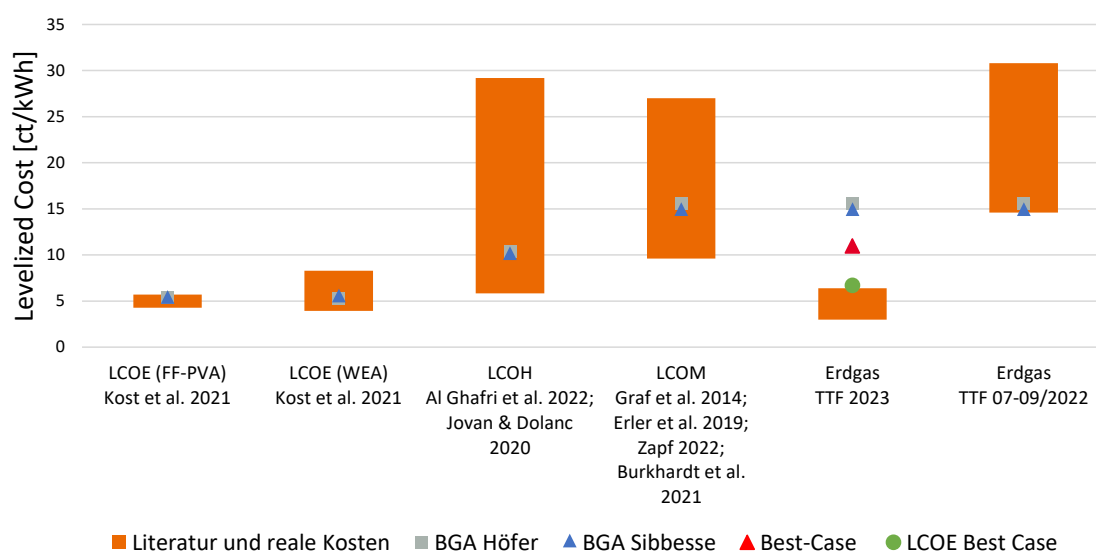


Abb. 5.2: Vergleich der ermittelten Strom- und Gasgestehungskosten der BGA Höfer und BGA Sibbesse mit Literaturwerten und realen Preisen. Zusätzliche Darstellung der 'Best-Case'-Szenarien. Eigene Darstellung.

Auswirkungen der Kostenparameter: Sensitivitätsanalyse

Die Auswirkungen einzelner Kostenparameter auf die Gasgestehungskosten wurden im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse ermittelt. Durch die gleichmäßige Reduktion bzw. Erhöhung der gemäß Literatur entscheidenden Einflussparameter wurden die Strombezugskosten sowie Volllaststunden und die Investitionskosten des Elektrolyseurs als wichtigste Parameter für mögliche Kostensenkungen identifiziert. Zu diesem Ergebnis kommen auch Burkhardt et al. (2021, 61) in ihrer Sensitivitätsanalyse

für die biologische Methanisierung. Den zweitgrößten Einfluss auf die Methangestehungskosten haben laut Burkhard et al. (2021, 61) die Biogasbezugskosten, welche aber im Rahmen dieser Arbeit nicht als Kostenfaktor angenommen wurden, weil das CO₂ als Abfallprodukt beim Betrieb der BGA anfällt.

Auch Herrman et al. (2022) kommen in der Sensitivitätsanalyse der betrachteten PtG-Anlage zu dem Ergebnis, dass die Wasserstoffkosten hinsichtlich der Gesamtkosten dominieren. Sie merken jedoch an, dass sämtliche relevante Studien von zukünftig sinkenden Wasserstoffkosten ausgehen (Herrmann et al. 2022). In der Fallstudie konnte ebenfalls der untergeordnete Einfluss der Investitionskosten bestätigt werden. Eine Analyse der Auswirkungen eines abweichenden Wirkungsgrads wurde in keiner Studie durchgeführt. Jedoch führt schon eine Reduktion der angenommenen Wirkungsgrade der Elektrolyse und Methanisierung von 20 % zu einer Kostensteigerung von 3,3 ct/kWh (Elektrolyse) bzw. 3,7 ct/kWh (Methanisierung) und hat damit größere Auswirkungen als eine Erhöhung der Strombezugskosten. Eine starke Abweichung der angenommenen Wirkungsgrade stellt jedoch kein realistisches Szenario dar. Zwar variierte die Bandbreite für den Wirkungsgrad der PEM-Elektrolyse in der Literatur von 69 % bis 84 % (vgl. Kapitel 2.2.2), die angenommenen Werte von 79 % im oberen Bereich lassen auf eine geringe mögliche Wirkungsgradsteigerung schließen. Für die biologische Methanisierung geben Blanco et al. (2018) eine maximale Wirkungsgradsteigerung auf 90 % für das Jahr 2050 im Vergleich zu dem in dieser Arbeit angenommenen Wert von 80 % an.

Zusätzlich wurde ein 'Best Case'-Szenario hinsichtlich zukünftiger Entwicklungen von Investitionskosten sowie einer optimalen Auslegung der PtG-Anlage berechnet. Bei gleichbleibenden Stromkosten ist eine Reduktion der LCOM auf knapp unter 11 ct/kWh möglich, bei einer Halbierung der Stromkosten auf ca. 6,7 ct/kWh. Es wird deutlich, dass selbst bei einer optimalen Auslegung der PtG-Anlage die Methangestehungskosten nicht mit den heutigen Preisen von Erdgas konkurrieren können. Für die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage müssen dementsprechend noch weitere Kostenfaktoren mit einbezogen werden und bestimmte Voraussetzungen gelten.

Voraussetzungen für die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage

Im Rahmen dieser Arbeit konnte bestätigt werden, dass die Verfügbarkeit von Potenzialen für WEA und FF-PVA einen essenziellen Faktor für die Wirtschaftlichkeit darstellt. Ohne günstig verfügbaren Strom aus erneuerbaren Energiequellen ist die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage nicht gegeben. Es konnte gezeigt werden, dass Flächenpotenziale für erneuerbare Energien grundsätzlich im ausreichenden Maße zur Verfügung stehen. Auch die Nähe zu einem Gasnetz für die Einspeisung ist notwendig. Aufgrund von Skaleneffekten muss die BGA eine entsprechende Größe aufweisen, da sonst die Investitionskosten insbesondere für den PEM-Elektrolyseur zu hoch sind. Zukünftig ist zudem eine Senkung der Investitionskosten und damit eine Reduktion der Gasgestehungskosten zu erwarten.

Wichtiger als die Erlöse aus dem Verkauf des erzeugten Methans können nach der Deutschen Energie-Agentur und Burkhardt et al. (2022) die Erlöse aus dem Verkauf der Treibhausgas (THG)-Quote nach der Renewable Energy Directive (REDII) der Europäischen Union darstellen (Burkhardt et al. 2021, 62ff; dena 2021, 13). Abhängig von dem Quotenpreis und der Minderungsquote geht die Wirtschaftlichkeit der Anlage fast ausschließlich auf die Erlöse aus dem Verkauf der THG-Quote sowie die Mehrfachanrechnung dieser Quote für grünen Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe wie erneuerbares Methan zurück (Burkhardt et al. 2021, 64). Demnach ist ein wirtschaftlicher Betrieb

schon bei Gestehungskosten von ca. 15 ct/kWh möglich. Die THG-Quote gilt allerdings nur für den Verkauf im Verkehrssektor und entsprechende Abnehmer müssen für die Vermarktung gefunden werden. Auch durch Anpassungen im Gebäudeenergiegesetz zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme sieht die Deutsche Energie-Agentur Chancen für die Vermarktung von Methan aus erneuerbaren Energiequellen (dena 2021, 14).

Als Voraussetzungen für die wirtschaftliche Erzeugung grünen Wasserstoffs und Methans werden in der Literatur zudem oftmals Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen aufgeführt, unter anderem in Bezug auf eine CO₂-Steuer bzw. Obergrenze für CO₂ (Burkhardt et al. 2021, 64ff ; Erler et al. 2019, 92; Clausen 2022, 14). Auch Blanco et al. (2018) machen einen steigenden CO₂-Preis sowie eine verbesserte Technologie für die Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen verantwortlich.

Grundsätzlich folgt daraus, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der dimensionierten PtG-Anlagen mit einer biologischen ex-situ Methanisierung von den regulatorischen Rahmenbedingungen abhängt. Aufgrund zahlreicher Gesetzgebungen, welche die Vermarktung von Methan beeinflussen, können im Rahmen dieser Arbeit lediglich einige Rahmenbedingungen aufgeführt werden. Eine zu erwartende Verbesserung der Technologie, insbesondere für PEM-Elektrolyseure und biologische Methanisierungsreaktoren, führt zwar zu einer Reduktion der Gasgestehungskosten. Jedoch werden diese dadurch nicht mit den Gestehungskosten von Erdgas konkurrenzfähig. Neben verschiedenen Voraussetzungen stellt vor allem der Erlös aus der THG-Quote im Verkehrssektor eine Möglichkeit zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit dar. Schlussendlich muss in Betracht gezogen werden, dass die Technologie bisher nicht kommerziell eingesetzt wird und daher entsprechende Erfahrungswerte nur punktuell zur Verfügung stehen.

5.2.4 Methanisierungspotenzial in Niedersachsen

Angelehnt an die Anforderungen für die Wirtschaftlichkeit der Kopplung einer BGA mit einer PtG-Anlage wurde das wirtschaftlich erschließbare Methanisierungspotenzial in Niedersachsen untersucht.

Es konnten 1.770 BGA mit einer installierten Gesamtleistung von 1.203 MW und einer summierten Bemessungsleistung von 827 MW in Niedersachsen identifiziert werden. Laut Biogasinventur 2021 waren Ende 2021 1.676 installierte Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 1.352 MW installiert (3N 2023). Von den 1.770 BGA wurden 2% des Datensatzes aufgrund der nicht erfassten Leistung nicht mit in die Analyse einbezogen.

Ein Vergleich mit der Berechnung des Methanisierungspotenzials anhand der installierten Leistung mit dem Methanisierungspotenzial anhand der Bemessungsleistung zeigt deutlich den Einfluss der Flexibilisierung der BGA. Das Methanisierungspotenzial auf Grundlage der installierten Leistung mit dem von Erler et al. (2019) angegebenen Verhältnis von 1,56 beträgt ca. 1.698 Mio. m³ EE-Methan jährlich. Dieser Wert weicht stark von dem ermittelten Methanisierungspotenzial von 1.397 Mio. m³ EE-Methan jährlich ab. Dazu muss in Betracht gezogen werden, dass für fast ein Viertel der BGA das Methanisierungspotenzial anhand der installierten Leistung berechnet wurde, weil die Bemessungsleistung nicht angegeben war. Daraus folgt, dass entsprechende Studien die Flexibilisierung der BGA stärker in Betracht ziehen müssen.

Zukünftig könnten auch kleinere BGA für eine Kopplung mit einer PtG-Anlage geeignet sein, ein Ausschluss aller BGA mit einer installierten Leistung unter 250 kW erfolgte aufgrund der für die Wirtschaftlichkeit notwendigen Mindestgröße des Elektrolyseurs von 1 MW. Burkhardt et al. (2021) gehen hingegen für die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage erst ab einer Leistung der BGA von 400 kW aus. Auch hier muss ein Ausschluss zukünftig anhand der Bemessungsleistung und nicht der installierten Leistung getroffen werden.

Hinsichtlich der Potenzialflächen für die Wind- und Solarenergie konnten durch die GIS-basierte Analyse ausreichend Flächen ermittelt werden. Der Vergleich mit der landesweiten Potenzialstudie zur Windenergie des Fraunhofer IEE zeigt in einigen Planungsregionen teils größere Abweichungen der ermittelten Potenziale. Beispielsweise ist der im Rahmen dieser Analyse ermittelte Potenzialflächenwert mit 13,85 % für Celle doppelt so hoch wie der vom Fraunhofer IEE angegebene Wert von 6,28 % (MU 2023b, www). Ein detaillierter Vergleich der Flächenkulissen wurde jedoch nicht durchgeführt, weil die konkrete Ausweisung der Flächen für die Windenergie bei den Kommunalen Planungsträgern liegt. Diese können wiederum eigene weiche Tabukriterien zur Erfüllung ihrer Flächenbeitragswerte festlegen, sodass die vom Land (Fraunhofer IEE) ermittelten Potenzialflächen nicht mit den letztendlich ausgewiesenen Vorranggebieten der Planungsregion übereinstimmen müssen. Vielmehr stellt sich die Frage, ob für die rund 1.400 BGA mit einer installierten Leistung über 250 kW entsprechend viele Vorranggebiete ausgewiesen werden. In der Regel wird für die entsprechenden Vorranggebiete ebenfalls eine Mindestgröße festgesetzt, weshalb die Ausweisung eines Vorranggebiets für eine einzelne WEA als unwahrscheinlich gilt. Eine Möglichkeit wäre ein Zusammenschluss mehrerer Biogasanlagenbetreiber in räumlicher Nähe zueinander. Durch die Ausweisung eines Vorranggebiets zur Versorgung mehrerer BGA kann das Landschaftsbild geschont und eine höhere Akzeptanz geschaffen werden. Eine im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass mehr als ein Drittel der BGA (645) sich innerhalb eines 1.000m-Puffers zu einer benachbarten BGA befinden und ein Cluster bilden (vgl. Abbildung 5.3). Insbesondere in Planungsregionen mit einer hohen Anlagendichte wie das Emsland, Cloppenburg, Rotenburg (Wümme) oder Diepholz erhöht ein Zusammenschluss die Realisierungswahrscheinlichkeit.

Hinsichtlich der Potenziale für FF-PVA wurde bereits für die Fallstudie erläutert, dass eine Ausweisung auf Ebene der kommunalen Planungsträger als wahrscheinlich gilt. Ausreichend Potenzial ist im Umkreis aller BGA vorhanden.

Das ermittelte Gasnetz wurde mit dem Gasnetz des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) aus der Studie von Erler et al. (2019) verglichen mit dem Ergebnis, dass das Gasnetz in der Regel gut abgebildet werden konnte. Eine quantitative Aussage bezüglich der Genauigkeit konnte nicht getroffen werden, weil das Gasnetz des DVGW nicht als Geodaten sondern lediglich als Karte zur Verfügung stand. Dass im Umkreis nahezu aller BGA ein Gasnetz vorhanden ist (Erler et al. 2019, 59), konnte in der vorliegenden Analyse bestätigt werden.

Erler et al. (2019) setzen in ihrer Studie zur Ermittlung des Methanisierungspotenzials für ganz Deutschland dieselben Kriterien hinsichtlich der Mindestleistung der Biogasanlage, Distanz zum Gasnetz sowie des minimalen CO₂-Volumenstroms an, wie die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Analyse. Sowohl die im Rahmen dieser Arbeit ermittelte installierte Gesamtleistung als auch das

Legende

- Planungsregionen
- Biogasanlagen-Cluster
- Biogasanlagen
- Puffer 1000 m

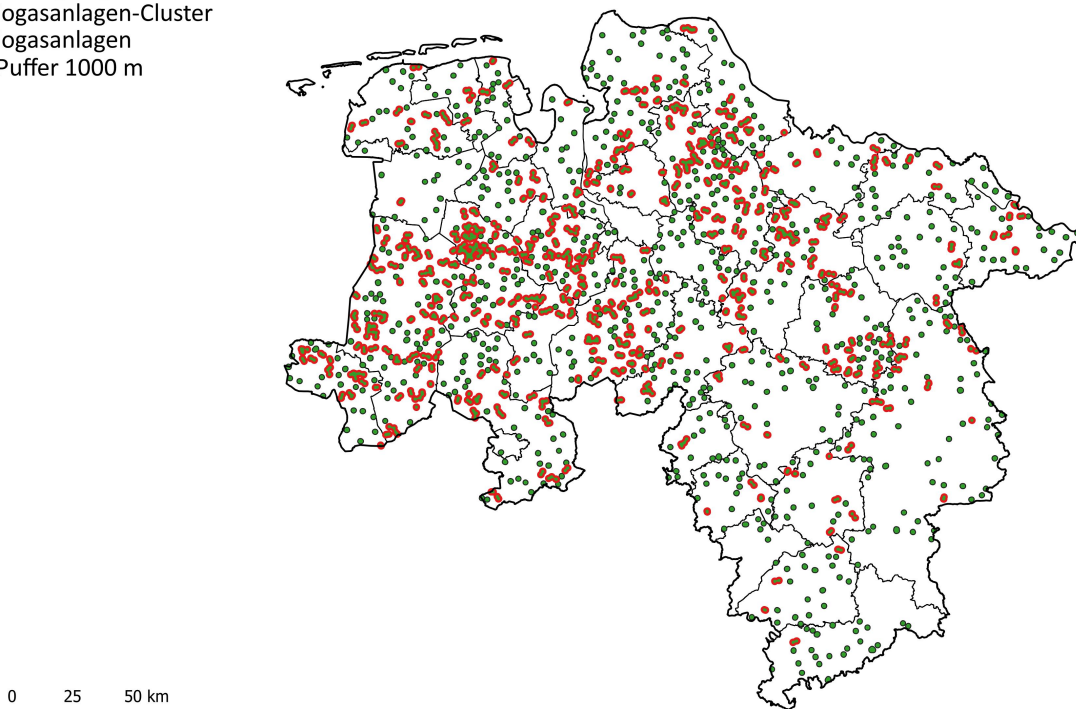


Abb. 5.3: Darstellung aller Biogasanlagen > 250 kW installierter Leistung und Clusterung aller Biogasanlagen, die sich in einem Abstand von < 1.000 m zu einer benachbarten BGA befinden. Eigene Darstellung.

Methanisierungspotenzial entsprechen ca. 20 % der Ergebnisse von Erler et al. (2019) für ganz Deutschland (Gesamtleistung: 1.203 MW zu 5.860 MW. Methanisierungspotenzial: 1.397 Mio. m³ zu 7.120 Mio. m³). Die Ergebnisse des für Niedersachsen ermittelten Methanisierungspotenzials erscheinen im Vergleich dementsprechend in einer realistischen Bandbreite zu liegen.

Der jährliche Gasverbrauch in Deutschland von ca. 87 Mrd. m³ Erdgas (vgl. (BNetzA 2023b, www) mit Umrechnung Energiegehalt nach (BNetzA 2022, 347)) laut Bundesnetzagentur kann durch das Methanisierungspotenzial durch BGA in Niedersachsen zu 1,6 % gedeckt werden. Wird das in der BGA erzeugte biogene Methan mit einbezogen, verdoppelt sich dieser Anteil sogar auf über 3%. Nach den Ergebnissen von Erler et al. (2019, 63) von insgesamt 16,36 Mrd. m³ Methan könnten durch BGA mit zusätzlicher Methanisierung fast 20 % des jährlichen Gasverbrauches von Deutschland gedeckt werden. Die dezentrale Methanisierung von BGA weist dementsprechend ein sehr hohes theoretisches Potenzial auf.

Die vorliegende Studie ist die erste Analyse, welche neben der Analyse der BGA und des Gasnetzes ebenfalls die Flächenpotenziale für Wind- und Solarenergie auf Ebene der einzelnen BGA ermittelt und damit Bezug auf die zunehmende Flexibilisierung der BGA nimmt. Bisherige Studien wie die von Erler et al. (2019, 61) beziehen zwar die Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff mit ein, jedoch auf Ebene der Landkreise (Erler et al. 2019, 61). Eine Aussage bezüglich der tatsächlichen

Verfügbarkeit in räumlicher Nähe zu den einzelnen BGA konnte daher bisher nicht getroffen werden. Die durchgeführte GIS-basierte Analyse für ganz Niedersachsen erweitert bestehende Forschungen zum Methanisierungspotenzial und zeigt schlussendlich eindeutig auf, dass ausreichend Potenziale für die Wind- und Solarenergie auf der Ebene der einzelnen BGA zur Verfügung stehen und diese grundsätzlich keinen limitierenden Faktor darstellen.

5.3 Diskussion der Methodik

Das Konzept einer Nachnutzungsstrategie für BGA zur Erzeugung von grünem Wasserstoff und EE-Methan wurde zunächst anhand einer Fallstudie detailliert aufgearbeitet. Die gewonnenen Erkenntnisse aus der Fallstudie wurden anschließend zur Ermittlung des niedersächsischen Methanisierungspotenzials durch BGA genutzt. Grundsätzlich ist die Methodik einer Fallstudie in diesem Fall gut geeignet für die Übertragung der Erkenntnisse auf eine größere Maßstabebene. Das Ziel der Fallstudie war, die grundsätzliche Machbarkeit der entwickelten Nachnutzungsstrategie einer biologischen Methanisierung aufzuzeigen. Sie eignet sich aufgrund der geringen Anzahl an Fallbeispielen nicht, um präzise Aussagen zu sämtlichen Anlagengrößen von BGA in Niedersachsen zu treffen. Die Wirtschaftlichkeit der Nachnutzungsstrategie für größere BGA ist aufgrund von Skaleneffekten grundsätzlich gegeben und lediglich durch die Verfügbarkeit kommerzieller Methanisierungsreaktoren entsprechender Größe limitiert. Für kleinere BGA kann auf Grundlage der Fallstudie keine allgemeingültige Aussage hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit getroffen werden. Daher wurden entsprechende Literaturwerte für die niedersachsenweite Analyse herangezogen. Eine detaillierte Betrachtung des methodischen Vorgehens und der verwendeten Datengrundlage wird im Folgenden anhand des schematischen Aufbaus der Methodik aus Kapitel 3.1 dargestellt.

Konzeptionierung der Power-to-Gas-Prozesskette

Während einige Studien nur von der Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms für die Dimensionierung der PtG-Anlage ausgehen, konnte mit dieser Arbeit belegt werden, dass die Verfügbarkeit von Flächenpotenzialen für erneuerbare Energien keinen limitierenden Faktor darstellen. Vielmehr stellt der CO₂-Volumenstrom für die Methanisierung den limitierenden Faktor dar, weshalb dieser folglich die Grundlage für die Auslegung der PtG-Prozesskette bildete. In der Konzeptionierung wurde der Fokus auf die Strombereitstellung für den Elektrolyseur gelegt. Dieser macht zwar mit über 94 % den größten Anteil aus, jedoch wurden andere Energieverbraucher wie die Biogasanlage oder der Methanisierungsreaktor bei der Simulation vernachlässigt und nur bilanziell in das Gesamtmodell mit einberechnet. Eine Herausforderung könnte in der Auslegung der Prozesskette bei einer diskontinuierlichen Biogaserzeugung bestehen, bspw. bei einer stark flexibilisierten Anlage. Dies kann zu starken Fehlern in der Berechnung der Speichergröße führen, weil der Speicher entsprechend ausgelegt wurde, dass die Anzahl der Stunden mit Wasserstoff-Verfügbarkeit sich der CO₂-Verfügbarkeit bilanziell angleicht. Für den Fall einer BGA mit einer geringeren Verfügbarkeit muss eine detailliertere Auslegung anhand des realen Verlaufs der Biogaserzeugung erfolgen.

Weiterhin führt die unzureichende Datenlage hinsichtlich der Auslegung des Methanisierungsreaktors sowie der nicht-öffentliche Zugang entscheidender Daten der Gasnetze zu einer geringeren Aussagekraft

bezüglich der entsprechenden Auslegung der beiden Teilsysteme. Einige der Teilsysteme, wie der Elektrolyseur, die Auslegung der WEA und FF-PVA und der Wasserstoffspeicher, beeinflussen sich gegenseitig. Im Rahmen dieser Arbeit wurde auf Grundlage der Dimensionierung des Wasserstoffspeichers eine Anpassung der Elektrolyseurgröße zwar vorgenommen. Eine kostenbezogene Optimierung der Teilsysteme erfordert jedoch ein iteratives Vorgehen bei der Auslegung.

GIS-Analyse

Die Nutzung von generischen Referenzanlagen stellt ein geläufiges Vorgehen für entsprechende Analysen dar. Für die Auslegung einer realen PtG-Anlage muss beachtet werden, dass generische Anlagen Abweichungen gegenüber marktverfügbaren Anlagen aufweisen. Dies beeinflusst sowohl mögliche Abstände von WEA zu bestimmten Flächennutzungen als auch die Ertragsberechnung. Für die FF-PVA kann es zu Abweichungen hinsichtlich der Flächenbeanspruchung zur Erreichung des ermittelten Energieertrags führen. Ebenfalls muss in Betracht gezogen werden, dass moderne glsWEA weitaus mehr Strom erzeugen als für die PtG-Anlage einer kleinen BGA notwendig wäre. Gegebenenfalls müssen auch kleinere Referenz-WEA in die Analyse mit einbezogen werden. Dies würde wiederum eine veränderte Flächenkulisse hinsichtlich der Potenziale für die Windenergie bedeuten.

Das grundsätzliche Vorgehen der Weißflächenanalyse für die Wind- und Solarenergie entspricht dem regulären Vorgehen nach dem Windenergieerlass des Landes Niedersachsen und der Arbeitshilfe Solarplanung nach dem NLT und NSGB (MU 2021a; NLT & NSGB 2022). Änderungen der Kriterien sind jedoch fortlaufend zu erwarten, weshalb die Analyse regelmäßig aktualisiert werden sollte. Die Datenverfügbarkeit für die GIS-basierte Detailanalyse der Flächenpotenziale im Rahmen der Fallstudie kann als ausreichend angesehen werden. Grundsätzlich wurden alle entscheidenden Kriterien für die Analyse abgebildet. Lediglich die Hubschraubertiefflugkorridore der Bundeswehr konnten nicht abgebildet werden, da diese Daten der Öffentlichkeit nicht zur Verfügung stehen. Eine Änderung der Gunstkriterien hinsichtlich Netzeinspeisung für FF-PVA und damit der Flächenbewertung würde sich durch die Auslegung der PtG-Anlage als Inselnetz (ohne Anschluss an das öffentliche Stromnetz) ergeben. Das ermittelte Gasnetz bildet auf Makroebene das übergeordnete Gasnetz gut ab. Auf Mikroebene zeigen sich jedoch große Lücken in den Daten, weil lediglich Rohrfernleitungen in der Regel abgebildet wurden.

Ertragsberechnung und wirtschaftliche Betrachtung

Eine exakte Ertragsberechnung ist für die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage elementar, weshalb ein besonderer Fokus auf die Stromgestehungskosten gelegt wurde. Für die Berechnung wurden allerdings für die Vergleichbarkeit generische Anlagen genutzt, sodass die realen Stromerträge von den Ertragsberechnungen dieser Arbeit abweichen werden. Die Datengrundlage des Global Wind Atlas und Global Solar Atlas stellt eine modellbasierte Datengrundlage dar. Diese basiert auf entsprechenden realen Messdaten. Eine exakte Aussage über die Windgeschwindigkeit sowie Solareinstrahlung sind jedoch nur durch Messungen vor Ort möglich.

Für eine bessere Vergleichbarkeit wurde die Wirtschaftlichkeit anhand der Levelized-Cost-Methode berechnet. Einbezogen wurden dementsprechend nur die Gestehungskosten anhand der wichtigsten

Kostenparameter. Nach Kost et al. (2021) ist die Levelized-Cost-Methode nicht geeignet, um die Wirtschaftlichkeit einer konkreten Anlage zu bestimmen. Dafür sei eine geeignete Finanzierungsrechnung auf Basis eines Cashflow-Modells notwendig (Kost et al. 2021, 37f). Für eine präzise Aussage zu der Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage muss eine entsprechende Modellrechnung unter Berücksichtigung sämtlicher Einnahmen und Ausgaben durchgeführt werden.

Methanisierungspotenzial durch Biogasanlagen in Niedersachsen

Im Rahmen der Ermittlung des Methanisierungspotenzials wurden die Ergebnisse der Fallstudie und verwandter Studien angesetzt. Die Ergebnisse der generellen Verfügbarkeit von EE-Flächenpotenzialen und einem Gasnetz bestätigen das Vorgehen, nach welchem das CO₂-Potenzial den limitierenden Faktor darstellt. Die Ermittlung des Methanisierungspotenzials anhand der Bemessungsleistung stellt eine gute Annäherung dar, kann jedoch aufgrund der unzureichenden Datengrundlage zu größeren Abweichungen führen.

Bei der Erstellung des Biogasanlagen-Katasters konnten die installierte Leistung, die Bemessungsleistung, der exakte CO₂-Anteil sowie der Rohbiogasstrom nur ungenau bestimmt werden. Die angewandte Methodik zur Abschätzung des CO₂-Anteils anhand eines landesweiten Durchschnitts sowie des Rohbiogasstroms anhand der Bemessungsleistung scheint für eine erste Abschätzung des Methanisierungspotenzials ausreichend. Eine entsprechende Analyse sollte jedoch auf Basis eines verbesserten Biogasanlagen-Katasters erneut durchgeführt werden. Darüber hinaus ist zu überprüfen, ab welcher Anlagengröße die biologische Methanisierung wirtschaftlich umsetzbar ist. Im Rahmen dieser Arbeit wurde sich an der Studie nach Erler et al. (2019) an einer Mindestgröße hinsichtlich der installierten Leistung von 250 kW orientiert. Burkhardt et al. geben hingegen eine installierte Leistung von 400 kW für die wirtschaftliche Umsetzung an (Burkhardt et al. 2021, 67).

5.4 Limitationen und Implikationen für weiterführende Forschung

Limitationen der Ergebnisse dieser Arbeit ergeben sich vorrangig durch eine teilweise unzureichende Datengrundlage. Insbesondere das Biogasanlagen-Kataster sollte hinsichtlich der installierten Leistung, Bemessungsleistung, CO₂-Anteils und Rohbiogasstrom überarbeitet werden. Auch eine Erweiterung des Gasnetzkatasters zur Erreichung einer höheren Detailtiefe für die Analyse einzelner BGA stellt eine wertvolle Ergänzung dieser Arbeit dar. Auf dieser Grundlage wäre eine Analyse, bis zu welcher Distanz der Anschluss an das Erdgasnetz noch wirtschaftlich ist, möglich. Die Flächenpotenziale in der landesweiten Studie wurden anhand der Tabuzonen ermittelt. Eine Betrachtung der Einzelfälle und Gunstkriterien wurde im Rahmen der landesweiten Analyse der Flächenpotenziale vernachlässigt. Ebenfalls konnten für die Windpotenzialanalyse regionalplanerische Kriterien wie individuelle Abstandsregelungen der Planungsregionen oder die Flächenkulisse der RROP aufgrund der hohen Anzahl der Planungsregionen in Niedersachsen nicht abgebildet werden. Durch eine Analyse der gewichteten Einzelfälle sowie für die Solarenergie zusätzlich die Gunstkriterien könnte die Wahrscheinlichkeit der Ausweisung entsprechender Flächen in räumlicher Nähe der BGA überprüft werden. Angesichts der stark variierenden Größen der BGA müssten vermutlich verschiedene Referenzanlagen für die Windenergie betrachtet werden.

Im Rahmen der Fallstudie wurde gezeigt, dass die jährliche Rohbiogasmenge trotz Flexibilisierung aufgrund vergleichbarer Bemessungsleistung annähernd gleich ist. Weil nur zwei Fallbeispiele verglichen wurden, ist die Aussagekraft diesbezüglich jedoch sehr begrenzt. Über 730 der 1.770 BGA in Niedersachsen weisen eine Überbauung aufgrund der flexiblen Bereitstellung von Strom und Wärme auf, weshalb der Einfluss der Flexibilisierung überprüft werden sollte.

Für die Auslegung der PtG-Prozesskette ergeben sich Limitierungen insbesondere durch die aktuell geringe kommerzielle Verfügbarkeit biologischer Methanisierungsanlagen. Eine detaillierte Auslegung des Methanisierungsreaktors konnte deshalb im Rahmen dieser Arbeit nicht erfolgen. Die Auslegung der PtG-Prozesskette erfolgte unter der Voraussetzung einer vollständigen Methanisierung des CO₂ im Rohbiogas. Die Auslegung basierte auf der Grundlage der laut Forschung sinnvollsten Variante der biologischen ex-situ Methanisierung.

Eine Berechnung der Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage sollte zukünftig auch die Möglichkeit einer zusätzlichen Einnahmequelle durch die Vermarktung der THG-Quote sowie die Anpassung gesetzlicher Rahmenbedingungen einbeziehen. Grundsätzlich ist eine kontinuierliche Anpassung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung an die sich stetig ändernden gesetzlichen Rahmenbedingungen notwendig. Schlussendlich muss in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit der Nachnutzungsstrategie für die BGA betont werden, dass im Rahmen dieser Arbeit nur eine mögliche Nachnutzung betrachtet wurde. Ein Vergleich mit anderen möglichen Nachnutzungsstrategien oder etwaige Szenarien im Rahmen der biologischen Methanisierung, wie beispielsweise eine Teilmethanisierung oder die Direkteinspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz, wurden nicht analysiert. Entsprechende Szenarien sollten auf ihre technische und ökonomische Realisierbarkeit untersucht werden.

6 Fazit und Ausblick

In diesem abschließenden Kapitel werden die wichtigsten Ergebnisse dieser Arbeit anhand der Forschungsfragen zusammengefasst. Abschließend werden die erzielten Ergebnisse in den aktuellen Forschungsstand eingeordnet und es wird ein Ausblick auf weiterführende Forschungen gegeben.

6.1 Fazit

Ziel dieser Arbeit war es, eine geeignete Nachnutzungsstrategie für BGA zur Erzeugung von grünem Wasserstoff und Methan zu entwickeln und das Potenzial des Konzeptes für sämtliche BGA in Niedersachsen zu ermitteln. Dazu wurden insbesondere die nachfolgenden Forschungsfragen im Rahmen dieser Arbeit beantwortet.

Forschungsfrage 1

Welche Synergien ergeben sich durch die Kopplung einer Biogasanlage mit einer Power-to-Gas-Anlage hinsichtlich Prozessführung, Prozesstechnik und Wirtschaftlichkeit?

Forschungsfrage 2

Unter welchen Voraussetzungen ist die Kopplung einer Biogasanlage mit einer Power-to-Gas-Anlage wirtschaftlich umsetzbar?

Forschungsfrage 3

Wie groß ist das Methanisierungspotenzial von Biogasanlagen durch grünen Wasserstoff in Niedersachsen?

In dem ersten Teil der Arbeit wurde ein Konzept zur Integration einer BGA in eine PtG-Prozesskette erarbeitet und anhand verschiedener Teilsysteme detailliert ausgelegt. Auf Grundlage einer umfangreichen Literaturrecherche wurde als Nachnutzungsstrategie der BGA die Kopplung mit einer biologischen ex-situ Methanisierung identifiziert. Teil der PtG-Anlage ist neben dem Methanisierungsreaktor ein PEM-Elektrolyseur zur Herstellung von grünem Wasserstoff. Dieser muss daher mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden. Entsprechende Potenzialflächen für die Errichtung einer WEA und FF-PVA wurden im Rahmen einer GIS-basierten Analyse in räumlicher Nähe zu der BGA identifiziert.

Die dimensionierte PtG-Anlage weist zahlreiche Synergien durch die Kopplung mit einer BGA auf. Zum einen steht das für die Methanisierung notwendige CO₂ kontinuierlich und kostenlos durch die BGA zur Verfügung. Die für die Methanisierung zuständigen Mikroorganismen sind zudem sehr robust gegenüber Verunreinigungen, weshalb das Rohbiogas nicht aufbereitet werden muss. Zudem können

die Mikroorganismen flexibel auf schnelle Lastwechsel reagieren. Eine Steigerung des Wirkungsgrads der PtG-Anlage ist über die Nutzung der Abwärme für die BGA oder ein Wärmenetz möglich. Wird die Auslastung der PtG-Anlage an die hohe Auslastung der BGA angepasst, kann die Wirtschaftlichkeit durch eine Erhöhung der Volllaststunden gesteigert werden. Die geringe Komplexität der biologischen Methanisierung macht eine Implementierung als Nachnutzung grundsätzlich wahrscheinlich.

Die wichtigste Voraussetzung stellt neben der Nähe zu einem Gasnetz die Verfügbarkeit von Potenzialflächen für erneuerbare Energien im Umkreis der BGA dar. Eine hohe Auslastung des Elektrolyseurs ergibt sich durch die Kombination von WEA und FF-PVA aufgrund der leicht anti-korrelierten Stromerzeugung durch die beiden fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen. Für beide Referenzanlagen konnten Potenzialflächen im Umkreis der beiden BGA identifiziert werden. Ein Fokus wurde hier auf die Beplanung mensch- und naturverträglicher Potenzialflächen gem. IUP gelegt.

Eine Sensitivitätsanalyse der Gasgestehungskosten machte deutlich, dass die Verfügbarkeit von günstigem Wasserstoff elementar für die Gasgestehungskosten der Methanisierung sind. Die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffherzeugung ist wiederum stark abhängig von den Strombezugskosten, welche durch die Eigenerzeugung vergleichsweise gering sind. Durch eine Ermittlung der Methan-gestehungskosten von ca. 15 ct/kWh konnte aufgezeigt werden, dass sich die Gestehungskosten zwar in der Bandbreite verwandter Forschungen (9,6 ct/kWh bis 27 ct/kWh) bewegen, jedoch weit über dem marktüblichen Erdgaspreis von 3 ct/kWh bis 6,4 ct/kWh liegen. In der Literatur wird allgemein von sinkenden Gasgestehungskosten durch eine zukünftig verbesserte und kostengünstigere PtG-Technologie ausgegangen.

Als weitere Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit der Kopplung von Biogasanlagen mit PtG-Anlagen wird die Integration von CO₂-Kosten angegeben. Insbesondere eine CO₂-Steuer kann zu einer Erhöhung der Preise für fossile Energieträger und damit der Wirtschaftlichkeit von Alternativen führen. Eine weitere Möglichkeit zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit stellt der Erlös aus dem Verkauf der THG-Quote dar. Der Einsatz der biologischen Methanisierung wurde jedoch erst in den letzten Jahren intensiver erforscht und entsprechende Erfahrungswerte hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit dieser Nachnutzungsstrategie stehen in der Regel nur punktuell zur Verfügung.

In dem zweiten Teil der Arbeit wurde das Methanisierungspotenzial für ganz Niedersachsen ermittelt. Die Übertragbarkeit der fallstudienbasierten Nachnutzungsstrategie auf weitere BGA ist unter gewissen Standortvoraussetzungen gegeben. Hierzu zählen die Verfügbarkeit eines Gasnetzes, Potenzialflächen für die Wind- und Solarenergie sowie eine installierte Leistung ab 250 kW. Durch eine umfangreiche GIS-Analyse konnte gezeigt werden, dass im Umkreis von 10 km bei fast allen BGA ein Gasnetz und im Umkreis von 5 km Potenzialflächen für WEA und FF-PVA vorhanden sind, welche oftmals der mensch- und naturverträglichen Flächenkulisse gem. IUP zuzuordnen sind. Insbesondere die anlagenspezifische Verfügbarkeit von EE-Potenzialflächen erweitert den bisherigen Stand der Forschung hinsichtlich des Methanisierungspotenzials durch Biogasanlagen.

Das Methanisierungspotenzial durch das bisher ungenutzte CO₂ der identifizierten Biogasanlagen, welche die entsprechenden Voraussetzungen erfüllen, beläuft sich in Niedersachsen auf ca. 1.397 Mio. m³ EE-Methan jährlich. Diese Menge entspricht ca. 1,6 % des jährlichen Erdgasbedarfs in Deutschland.

Im Hinblick auf die Skalierung auf sämtliche Bundesländer wird das hohe Potenzial dieser Technologie deutlich.

6.2 Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit konnten zahlreiche Synergien bei der Kopplung einer BGA mit einer biologischen ex-situ Methanisierung (PtG-Anlage) festgestellt werden. Die Wirtschaftlichkeit des Konzepts konnte jedoch nicht einwandfrei bestätigt werden. Weiterführende Forschungen sollten neben der technischen Entwicklung insbesondere die ökonomischen Aspekte untersuchen. Weiterhin sollte untersucht werden, welche entsprechenden Voraussetzungen durch gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen werden müssten, um das Potenzial der Methanisierung als Nachnutzungsstrategie für BGA zu fördern.

Für die Ermittlung des landesweiten Methanisierungspotenzials in Niedersachsen stellt die detailliertere Aufbereitung der Datengrundlage ein mögliches Forschungsziel dar. Durch präzisere Datensätze für die BGA hinsichtlich der Bemessungsleistung und des CO₂-Volumenstroms sowie einer genaueren Abbildung des Gasnetzes ist eine exaktere Berechnung des Methanisierungspotenzials möglich.

Der Ausbau der Kapazitäten von dezentralen Power-to-Gas-Anlagen durch die Kopplung mit BGA bietet nicht nur großes Potenzial für die rasant steigende Nachfrage an grünen Gasen, sondern verhindert zudem die massive Stilllegung erneuerbarer Energien in den nächsten Jahren.

Literaturverzeichnis

- Adler, B.; Dykstra, M. & Winterstein, M. (2021): *Energie- und Produktionswende im ländlichen Raum*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. URL: <https://link.springer.com/10.1007/978-3-658-33444-4>.
- Adler, P.; Billig, E.; Brosowski, A.; Daniel-Gromke, J.; Falke, I. & Fischer, E. (2014): *Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung*. 5. vollständig überarbeitete Auflage. Gülzow-Prüzen: Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR).
- Agatz, M. (2022): *Windenergie-Handbuch 2022*. 19. Auflage. Gelsenkirchen: (FH) Umweltschutz.
- Agora Energiewende and Agora Verkehrswende (2018): *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*.
- Al Ghafri, S. Z. et al. (2022): „Hydrogen liquefaction: a review of the fundamental physics, engineering practice and future opportunities“. In: *Energy & Environmental Science* 15 (7), S. 2690–2731. URL: <http://xlink.rsc.org/?DOI=D2EE00099G>.
- Badelt, O.; Niepelt, R.; Wiehe, J.; Matthies, S.; Gewohn, T.; Stratmann, M.; Brendel, R. & Haaren, C. v. (2020): *Integration von Solarenergie in die niedersächsische Energielandschaft (INSIDE)*.
- Badelt, O.; Wiehe, J. & Haaren, C. v. (2022): *Areas in Lower Saxony with low and medium spatial vulnerability to ground mounted photovoltaics*. Artwork Size: 62570 kb Medium: shape Pages: 62570 kb Type: dataset. URL: <https://data.uni-hannover.de/dataset/2dfe1d91-0394-4107-8309-b125d98840cc>.
- Bailera, M.; Lisbona, P.; Romeo, L. M. & Espatolero, S. (2017): „Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO₂“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 69, S. 292–312. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116307833>.
- Bajohr, S.; Götz, M.; Graf, F. & Ortloff, F. (2011): „Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur“. In: *gwf-Gas I Erdgas*, S. 12.
- Bär, K. & Graf, F. (2020): *Techno-ökonomische Bewertung der Kopplung von Biogasanlagen mit biologischer Methanisierung*.
- Bär, K.; Mörs, F.; Götz, M. & Graf, F. (2015): *Vergleich der biologischen und katalytischen Methanisierung für den Einsatz bei PtG-Konzepten*.
- Barbaresi, A.; Morini, M. & Gambarotta, A. (2022): „Review on the Status of the Research on Power-to-Gas Experimental Activities“. In: *Energies* 15 (16), S. 5942. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/16/5942>.

- Beckmann, K. J. (2019): „Raum- und Stadtentwicklung“. In: *Handbuch für Bauingenieure*. Hrsg. von K. Zilch; C. J. Diederichs; K. J. Beckmann; C. Gertz; A. Malkwitz; C. Moormann; W. Urban & F. Valentin. Series Title: Handbuch für Bauingenieure. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, S. 1–43. URL: http://link.springer.com/10.1007/978-3-658-21749-5_42-1.
- Bekkering, J.; Zwart, K.; Martinus, G.; Langerak, J.; Tideman, J.; Meij, T. van der; Alberts, K.; Steenis, M. van & Nap, J.-P. (2019): *Farm-scale bio-power-to-methane: Comparative analyses of economic and environmental feasibility*.
- Bensmann, B. (2017): „Systemanalyse der Druckwasser-Elektrolyse im Kontext von Power-to-Gas-Anwendungen“. Diss. Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität.
- Bioenergie Sibbesse GmbH & Co. KG (BGA Sibbesse) (2014): *Biogasanlage Sibbesse*. URL: <https://www.bioenergie-sibbesse.de/> (besucht am 24.03.2023).
- Blanco, H.; Nijs, W.; Ruf, J. & Faaij, A. (2018): „Potential of Power-to-Methane in the EU energy transition to a low carbon system using cost optimization“. In: *Applied Energy* 232, S. 323–340. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261918311826>.
- Bons, M.; Jakob, M.; Sach, T. & Klessmann, C. (2022): *Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030*.
- Bothe, D. & Seeliger, A. (2006): *Erdgas: sichere Zukunftenergie oder knappe Ressource?, EWI Working Paper, No. 06.2*.
- Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) (2012): *Raumordnungsbericht 2011*. Bonn.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2021): *Beendete Ausschreibungen / Statistiken*. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomethan/BeendeteAusschreibungen/start.html>.
- (2022): *Monitoringbericht 2022*.
- (2023a): *Marktstammdatenregister (MaStR)*. URL: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>.
- (2023b): *Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2022*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/Rueckblick/start.html.
- Burkhardt, M.; Uellendahl, H.; Horn, O.; Viertmann, O.; Vith, W. & Fischer, D. (2021): *Bedarfsge-rechte Speicherung fluktuierender erneuerbarer (Wind-) Energie durch Integration der Biologischen Methanisierung im Rieseltbettverfahren im Energieverbund in Schleswig-Holstein*. Techn. Ber. Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg & Hochschule Flensburg.
- Clausen, J. (2022): „Das Wasserstoffdilemma: Verfügbarkeit, Bedarfe und Mythen“. In: S. 82.
- Deutsche Energie-Agentur (dena) (2015): *Systemlösung Power-to-Gas - Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife*.
- (2018): *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*.
- (2021): *Branchenbarometer Biomethan 2021*.
- (2023): *Geschäftsmodelle für dezentrale Wasserstoffkonzerte - Zeit zum Nachsteuern. Studie*.
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme e.V. (2020): *SciGRID Gas*. URL: <https://www.gas.scigrd.de/downloads.html> (besucht am 01.12.2022).

- Erler, R.; Schuhmann, E.; Köppel, W. & Bidat, C. (2019): *Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clustering von Biogasanlagen (EE-Methanisierungspotential)*. Abschlussbericht, DVGW Forschung. DVGW.
- European Energy Exchange (EEX) (2023): *European Energy Exchange: Indizes TTF - Stand:19.05.2023*. URL: <https://www.eex.com/de/marktdaten/erdgas/indizes>.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) and Deutsches Biomasseforschungszentrum and Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft and Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik (2016): *Leitfaden Biogas: von der Gewinnung zur Nutzung*. 7. Auflage. Bioenergie. Rostock: Druckerei Weidner.
- Fördergesellschaft Windenergie (FGW) (2020): *Technische Richtlinien für Windenergieanlagen TR6 - Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen*. URL: https://scholar.google.com/scholar_lookup?title=Technische%20Richtlinien%20F%20C3%20BCr%20Windenergieanlagen%20TR6%20-%20Bestimmung%20von%20Windpotenzial%20und%20Energieertr%20C3%20A4Gen&author=F%20C3%20B6rdergesellschaft%20Windenergie&publication_year=2020.
- Franck, E. (2013): „Raumplanerische Steuerungsmöglichkeiten und regionale Governance beim landwirtschaftlichen Energiepflanzenanbau am Beispiel Niedersachsen“. In: *Governance-Prozesse für erneuerbare Energien*. Hannover: Verlag der ARL - Akademie für Raumforschung und Landesplanung, S. 79–93.
- Gahleitner, G. (2013): „Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications“. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 38 (5), S. 2039–2061. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319912026481>.
- Gasch, R. et al. (2005): *Windkraftanlagen*. Hrsg. von R. Gasch & J. Twele. 4. Auflage. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-322-99446-2>.
- Ghaib, K. (2017): *Das Power-to-Methane-Konzept*. essentials. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-658-19726-1>.
- Gómez-Gil, F. J.; Wang, X. & Barnett, A. (Jan. 2012): „Energy production of photovoltaic systems: Fixed, tracking, and concentrating“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (1), S. 306–313. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032111004035>.
- Götz, M.; Lefebvre, J.; Mörs, F.; McDaniel Koch, A.; Graf, F.; Bajohr, S.; Reimert, R. & Kolb, T. (2016): „Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review“. In: *Renewable Energy* 85, S. 1371–1390. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148115301610>.
- Götz, M.; McDaniel Koch, A. & Graf, F. (2014): *State of the Art and Perspectives of CO2 Methanation Process Concepts for Power-to-Gas Applications*. International Gas Union Research Conference, Copenhagen.
- Graf, F.; Götz, M.; Henel, M.; Schaaf, T. & Tichler, R. (2014a): *Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten Teilprojekte B-D Abschlussbericht*. Abschlussbericht, DVGW Forschung.
- Graf, F.; Krajete, A. & Schmack, U. (2014b): *Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten*. Abschlussbericht, DVGW-Förderkennzeichen G 3/01/13.
- Groniewsky, A.; Kustán, R. & Imre, A. (2022): „Efficiency Increase of Biological Methanation based Power-to-Methane Technology Using Waste Heat Recovery with Organic Rankine Cycle“. In:

- Periodica Polytechnica Chemical Engineering* 66 (4), S. 596–608. URL: <https://pp.bme.hu/ch/article/view/20428>.
- Grunewald, J.; Häusler, S.; Jäkel, D. K.; Schaerff, A.; Böttcher, F. & Peter, D. C. (2019): „Fruchtfolgen für Nachwachsende Rohstoffe“. In: Schriftenreihe des LfULG (6), S. 195.
- Hanke-Rauschenbach, R. & Peterssen, F. (2021): *Die Wasserelektrolyse als künftige Abwärmequelle: Eine Ersteinschätzung* | izes.de. URL: <https://www.izes.de/de/content/die-wasserelektrolyse-als-k%C3%BCnftige-abw%C3%A4rmequelle-eine-ersteinsch%C3%A4tzung> (besucht am 28.04.2023).
- Hau, E. (2016): *Windkraftanlagen*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-53154-9>.
- Hermann, H.; Emele, L. & Loreck, C. (2014): *Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien, Studie*.
- Herrmann, A.; Schiffer, L.; Lange, T.; Araujo, R.; Ferchau, E.; Mehlhose, F.; Fu, W. & Gräbner, M. (2022): „Konzeption einer katalytischen Biogas-Methanisierungsanlage“. In: 17. Symposium Energieinnovation, Graz.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2022): *Climate Change 2022 - Mitigation of Climate Change. Working Group III contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- International Energy Agency (2021): *Gas Market Report, Q1-2021*. Gas Market Report. OECD. URL: https://www.oecd-ilibrary.org/energy/gas-market-report/volume-2021/issue-1_c49341fc-en.
- Jensen, N. O. (1983): *A note on wind generator interaction*.
- Jovan, D. J. & Dolanc, G. (2020): „Can Green Hydrogen Production Be Economically Viable under Current Market Conditions“. In: *Energies* 13 (24). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/24/6599>.
- Kaltschmitt, M. & Hartmann, H., Hrsg. (2001): *Energie aus Biomasse*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-07025-3>.
- Kamravamanesh, D.; Rinta Kanto, J. M.; Ali-Loytty, H.; Myllärinen, A.; Saalasti, M.; Rintala, J. & Kokko, M. (Apr. 2023): „Ex-situ biological hydrogen methanation in trickle bed reactors: Integration into biogas production facilities“. In: *Chemical Engineering Science* 269, S. 118498. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0009250923000544>.
- Kompetenzzentrum Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e.V. (3N) (2023): *Biogas in Niedersachsen – Inventur 2021*.
- Kost, C.; Shammugam, S.; Fluri, V.; Peper, D.; Memar, A. D. & Schlegl, T. (2021): *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*.
- Kraus, H. (2004): „Der Luftdruck“. In: *Die Atmosphäre der Erde: Eine Einführung in die Meteorologie*. Springer, S. 23–32.
- Krautwald, J. & Baier, U. (2016): *Biologische Methanisierung - Methanogenese als mikrobiologische Alternativ zur katalytischen Methanisierung*.
- Kretzschmar, J. (2017): *Technologiebericht TF 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende*.

- Landkreis Celle (LK Celle) (2005): *Regionales Raumordnungsprogramm (RROP) 2005 für den Landkreis Celle (RROP)*. URL: <https://www.landkreis-celle.de/index.php?ModID=7&FID=3314.15510.1&object=tx%2C3314.15510.1>.
- (2017): *Neuaufstellung Regionales Raumordnungsprogramm (RROP) 2017 für den Landkreis Celle*. URL: <https://www.landkreis-celle.de/index.php?ModID=7&FID=3314.15511.1&object=tx%2C3314.15511.1>.
- Landkreis Hildesheim (LK Hildesheim) (2016): *Regionales Raumordnungsprogramm (RROP) für den Landkreis Hildesheim 2016*.
- Lechtenböhrer, S.; Samadi, S.; Leipprad, A. & Schneider, C. (2019): *Grüner Wasserstoff, das dritte Standbein der Energiewende?*
- Leeuwen, C. v. (2018): *Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation*.
- Lóránt, B. & Tardy, G. M. (2022): „Current Status of Biological Biogas Upgrading Technologies“. In: *Periodica Polytechnica Chemical Engineering* 66 (3), S. 465–481. URL: <https://pp.bme.hu/ch/article/view/19537>.
- Lüers, S. (2023): *Definition von Repoweringanlagen für das Vorhanden TransWind*.
- Lüers, S. & Heyken, M. (2022): *Kurzfristanalyse zur Kostensituation der Windenergie an Land*.
- Metropolplaner Metropolregion Nordwest (2022): *Metropolplaner*. URL: <https://metropolplaner.de/metropolplaner/index.php?go=schnittstellen> (besucht am 16.11.2022).
- Metz, S.; Smolinka, T.; Bernäcker, C. I.; Loos, S.; Rauscher, T.; Röntzsch, L.; Arnold, M.; Görne, A. L. & Jahn, M. (2022): „Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse und weitere Verfahren“. In: *Wasserstofftechnologien*. Hrsg. von R. Neugebauer. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, S. 207–258. URL: https://link.springer.com/10.1007/978-3-662-64939-8_9.
- Michaelis, J.; Hauser, P. & Brunner, C. (2016): „Die Einbindung von Power-to-Gas-Anlagen in den Gassektor“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (5), S. 8–12.
- Milanzi, S.; Spiller, C.; Grosse, B.; Hermann, L. & Müller-Kirchenbauer, J. (2018): *Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens*.
- Mörs, F.; Schlautmann, R.; Gorre, J. & Leonhard, R. (2020): *Innovative large-scale energy storage technologies and power-to-gas concepts after optimisation (STORE&GO): Final report on evaluation of technologies and processes*.
- Mubiru, J. & Banda, E. (2008): „Estimation of monthly average daily global solar irradiation using artificial neural networks“. In: *Solar Energy* 82 (2), S. 181–187. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X07001259>.
- Müller, M. & Fichter, C. (2022): „Wirtschaftlichkeit grüner Energieträger. PtG-Simulationstool – zur ökologischen, wirtschaftlichen und energetischen Analyse in der Erzeugung von Wasserstoff, SNG und LNG in Kombination mit erneuerbaren Energieanlagen (Wind/PV/Wasserkraft/Biomasse)“. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 46 (1), S. 21–26. URL: <https://link.springer.com/10.1007/s12398-021-00314-z>.
- Niedersächsischer Landkreistag (NLT) and Niedersächsischer Städte- und Gemeindebund (NSGB) (2022): *Planung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen in Niedersachsen - Hinweise und Empfehlungen aus der Perspektive der Raumordnung*.

- Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (ML) (2023): *Planungssystem der Raumordnung und Zuständigkeit*.
- Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz 2022: *Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen (LROP)*. Hannover (2022).
- Niedersächsisches Ministerium für Landwirtschaft und Ernährung und Verbraucherschutz (ML) (2019): *Energieatlas Niedersachsen*. URL: <https://sla.niedersachsen.de/Energieatlas/>.
- Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (MU) (2014): *BImSchG-Genehmigung*. URL: https://www.umwelt.niedersachsen.de/startseite/themen/energie/erneuerbare_energien/rechtsgrundlagen/bimSchG_genehmigung/bimSchG-genehmigung-121367.html (besucht am 11.04.2023).
- (2023a): *Ergebniskarten der Windflächenpotenzialanalyse - Downloadmöglichkeit | Nds. Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz*. URL: <https://www.umwelt.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/ergebniskarten-der-windflaechenpotenzialanalyse-downloadmoeglichkeit-220485.html> (besucht am 12.05.2023).
- (2023b): *Pressemitteilung: Auftakt für mehr Windenergie in Niedersachsen*. URL: <https://www.umwelt.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/pressemitteilungen/pi-01-windkraft-219386.html> (besucht am 16.05.2023).
- Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (MU) and Niedersächsisches Ministerium für Ernährung und Landwirtschaft (ML) and Niedersächsisches Ministerium für Inneres und Sport (MI) and Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Bauen und Digitalisierung (MV) (2021a): *Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen an Land in Niedersachsen (Windenergieerlass)*.
- Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (MU), and Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (ML) (2021b): *Niedersachsen - Länderbericht zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen für die Windenergienutzung an Land Berichtsjahr 2021*.
- Niepelt, R. & Brendel, R. (2020): „Erneuerbarer Wasserstoff mit Solar-Wind-Hybridkraftwerken“. In: *gwf Gas + Energie* (7-8).
- Pape, D. C.; Geiger, D.; Zink, C.; Thylmann, M.; Peters, D. W. & Hildebrandt, S. (2022): *Flächenpotenziale der Windenergie an Land 2022*.
- Petersen, E.; Mortensen, N.; Landberg, L.; Hojstrup, J. & Frank, H. (1997): „Wind Power Meteorology“. In: Riso National Laboratory (1206).
- Peterssen, F.; Schlemminger, M.; Lohr, C.; Niepelt, R.; Bensmann, A.; Hanke-Rauschenbach, R. & Brendel, R. (Apr. 2022): „Hydrogen supply scenarios for a climate neutral energy system in Germany“. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 47 (28), S. 13515–13523. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319922007108> (besucht am 06.02.2023).
- Plinke, M. & Berndmeyer, J. (2023): *Datensatz: Biogasanlagen-Kataster - unveröffentlicht*.
- Prognos AG (2020): *Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger - Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“*.
- Pucher, H. & Zinner, K. (2012): *Aufladung von Verbrennungsmotoren: Grundlagen, Berechnungen, Ausführungen*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. URL: <https://link.springer.com/10.1007/978-3-642-28990-3>.

- Roes, A. & Patel, M. (2011): „Ex-ante environmental assessments of novel technologies – Improved caprolactam catalysis and hydrogen storage“. In: *Journal of Cleaner Production* 19 (14), S. 1659–1667. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652611001727>.
- Rönsch, S.; Schneider, J.; Matthischke, S.; Schlüter, M.; Götz, M.; Lefebvre, J.; Prabhakaran, P. & Bajohr, S. (Feb. 2016): „Review on methanation – From fundamentals to current projects“. In: *Fuel* 166, S. 276–296. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0016236115011254>.
- Salbrechter, K.; Lehner, M. & Grimm, S. (2021): „Standardisierte Biogasaufbereitung und Methanisierung“. In: 12. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.
- Santos, K. G.; Eckert, C. T.; De Rossi, E.; Bariccatti, R. A.; Frigo, E. P.; Lindino, C. A. & Alves, H. J. (2017): „Hydrogen production in the electrolysis of water in Brazil, a review“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 68, S. 563–571. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116306372>.
- Schiebahn, S.; Grube, T.; Robinius, M.; Tietze, V.; Kumar, B. & Stolten, D. (2015): „Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany“. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 40 (12), S. 4285–4294. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319915001913>.
- Schmidt, M.; Schwarz, S.; Stürmer, B.; Wagener, L. & Zuberbühler, U. (2018): „Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende“. In: S. 50.
- Smolinka, T.; Wiebe, N.; Sterchele, P. & Palzer, A. (2018): *Studie: IndWEDe Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*.
- Solargis (2023): *Global Solar Atlas 2.8: Data Accuracy*. (Besucht am 27. 11. 2023).
- Staiger, R. & Tanțău, A. (2020): *Geschäftsmodellkonzepte mit grünem Wasserstoff: Wirtschaftliche und ökologische Auswirkungen für H2 als nachhaltiger Energieträger*. Sustainable Management, Wertschöpfung und Effizienz. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-658-30576-5>.
- Sterner, M. & Stadler, I. (2014): *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. URL: <https://link.springer.com/10.1007/978-3-642-37380-0>.
- Stetter, C.; Wielert, H. & Breitner, M. H. (2022): „Hidden repowering potential of non-repowerable onshore wind sites in Germany“. In: *Energy Policy* 168, S. 113168. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522003901>.
- Technical University of Denmark (DTU) (2022): *Global Wind Atlas 3.2*. URL: <https://globalwindatlas.info/en> (besucht am 27. 11. 2022).
- Thema, M.; Bauer, F. & Sterner, M. (2019a): „Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 112, S. 775–787. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403211930423X>.
- Thema, M. et al. (2019b): „Biological CO₂-Methanation: An Approach to Standardization“. In: *Energies* 12 (9). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/9/1670>.
- Thiele, J.; Wiehe, J. & Haaren, C. v. (2021a): *Areas with low and medium spatial vulnerability to a prototype wind turbine*. Artwork Size: 14139 kb Medium: ZIP,SHP Pages: 14139 kb Version

- Number: 1.0 Type: dataset. URL: <https://data.uni-hannover.de/dataset/eae4f7c0-761a-4bf9-b057-898f1d1662e7>.
- Thiele, J. et al. (2021b): *Konkretisierung von Ansatzpunkten einer naturverträglichen Ausgestaltung der Energiewende, mit Blick auf strategische Stellschrauben*. DE: Bundesamt für Naturschutz. URL: <https://doi.org/10.19217/skr614>.
- Töpler, J. & Lehmann, J., Hrsg. (2017): *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-53360-4>.
- Uhlenwinkel, N.; Fichter, C. & Stengel, S. (2023): „Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff-Projekten“. In: HZwei (02).
- Ullah Khan, I.; Hafiz Dzarfan Othman, M.; Hashim, H.; Matsuura, T.; Ismail, A.; Rezaei-DashtArzhandi, M. & Wan Azelee, I. (Okt. 2017): „Biogas as a renewable energy fuel – A review of biogas upgrading, utilisation and storage“. In: *Energy Conversion and Management* 150, S. 277–294. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890417307471>.
- Ulleberg, Ø.; Nakken, T. & Eté, A. (2010): „The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools“. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 35 (5), S. 1841–1852. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319909016759>.
- Walter, A.; Wiehe, J.; Schlömer, G.; Hashemifarzad, A.; Wenzel, T.; Albert, I.; Hofmann, L.; Hingst Jens, z. & Haaren Christina, v. (2018): *Naturverträgliche Energieversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien 2050*. Bonn: Bundesamt für Naturschutz. URL: <https://doi.org/10.19217/skr501>.
- Watter, H. (2019): *Regenerative Energiesysteme: Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-658-23488-1>.
- Weiland, P. (2010): „Biogas production: current state and perspectives“. In: *Applied Microbiology and Biotechnology* 85 (4), S. 849–860. URL: <http://link.springer.com/10.1007/s00253-009-2246-7>.
- Weizsäcker, C. C. v.; Lindenberger, D. & Höffler, F., Hrsg. (2016): *Interdisziplinäre Aspekte der Energiewirtschaft*. Energie in Naturwissenschaft, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-658-12726-8>.
- Winkler, B.; Mangold, A.; Cossel, M. von; Clifton-Brown, J.; Pogrzeba, M.; Lewandowski, I.; Iqbal, Y. & Kiesel, A. (2020): „Implementing miscanthus into farming systems: A review of agronomic practices, capital and labour demand“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 132, S. 110053. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032120303440>.
- Zakeri, B. & Syri, S. (2015): „Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42, S. 569–596. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114008284>.
- Zapf, M. (2022): *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. URL: <https://link.springer.com/10.1007/978-3-658-37129-6>.

Zell, D. C.; Hochberg, D. U. & Haas, K. (2019): *Biologische Methanisierung mit Membranbegasung in Biogasanlagen.*

Rechtsquellen

Baugesetzbuch (BauGB) in der Fassung der Bekanntmachung vom 3. November 2017 (BGBl. I S. 3634), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 6) (o. D.).

Bundesnaturschutzgesetz (BnatSchG) vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 8. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2240) (o. D.).

Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 (EEG 2023) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Mai 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 133) (o. D.).

Luftverkehrsgesetz (LuftVG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 10. Mai 2007 (BGBl. I S. 698), zuletzt geändert durch Artikel 42 des Gesetzes vom 2. März 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 56) (o. D.).

Niedersächsische Verordnung über den Zuschlag bei Ausschreibungen für Freiflächensolaranlagen in benachteiligten Gebieten (Niedersächsische Freiflächensolaranlagenverordnung – NFSVO) vom 27. August 2021 aufgrund des § 37 c Abs. 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026). Veröffentlicht im Nds. GVBl. Nr. 34/2021, ausgegeben am 31. 8. 2021 (o. D.).

Raumordnungsgesetz (ROG) vom 22. Dezember 2008 (BGBl. I S. 2986), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. März 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 88) (o. D.).

Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1353), zuletzt geändert durch Artikel 13 des Gesetzes vom 22. März 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 88) (o. D.).

A Anhang

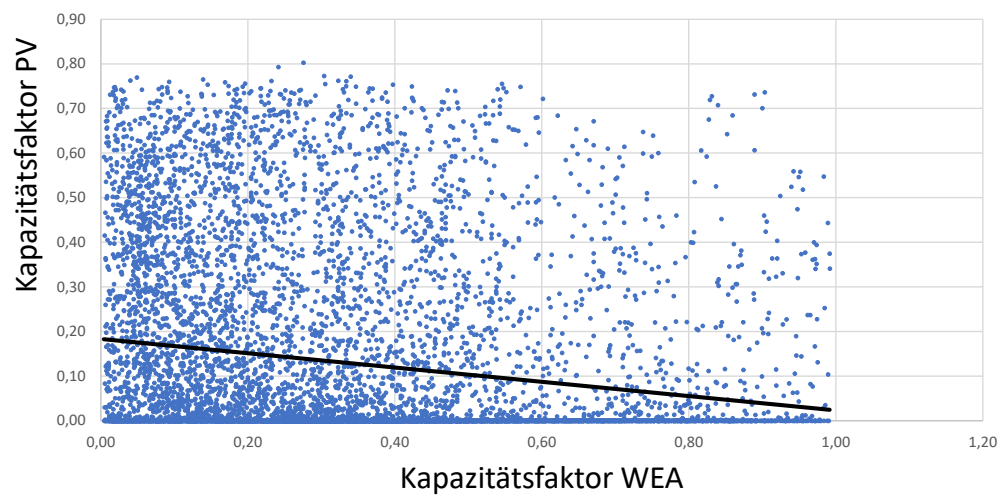


Abb. A.1: Kapazitätsfaktoren Kombination Wind und PV anhand Simulation mit der Software *ninja.renewables*. Eigene Darstellung.

Tab. A.1: Kennzahlen des Stromverbrauchs der PtG-Prozesskette und der Stromerzeugung durch FFPVA und WEA

Strombedarf Prozesskette	Einheit	BGA Höfer	BGA Sibbesse
Systemverbrauch Elektrolyseur	kWh/m ³	4,5	4,5
Strombedarf H2-Produktion	kWh/a	23436000	22183920
Strombedarf H2-Speicherung	kWh/a	405555	343180
Strombedarf BGA	kWh/a	220000	438000
Spezifischer Strombedarf Methanisierungsreaktor	kWh/m ³	0,60	0,60
Strombedarf Methanisierungsreaktor	kWh/a	781200	739464
Strombedarf PtG-Prozesskette	kWh/a	24842755	23704564
Strombedarf H2-Produktion prozentual an Gesamtstrombedarf	%	0,94	0,94
Stromerzeugung			
Stromerzeugung Dach-PV	kWh/a	380000	0
Jahresenergieertrag je Referenz-WEA	kWh/a	20209179	19663234
Flächenbezogener Jahresenergieertrag FFPVA	kWh/ha/a	1090000	1090000
Leistungsdichte FFPVA	kW/ha	1010	1010
Überbauungsfaktor PVA/WEA	FF- -	1,37	1,37
Installierte Leistung WEA	kW	5152	5152
Installierte Leistung FFPVA	kW	7074	7074
Fläche FFPVA	ha	7	7
Anzahl WEA	#	1	1
Jahresenergieertrag WEA gesamt	kWh/a	20209179	1966323
Jahresenergieertrag FFPVA gesamt	kWh/a	7634069	7634069
Jahresenergieertrag Erzeugung gesamt	EE- kWh/a	27843247	27297303
Verhältnis Elektrolyseleistung zu EE-Kapazität	-	2,45	3,06
Überschuss Stromerzeugung pro Jahr	kWh/a	3380493	3592739

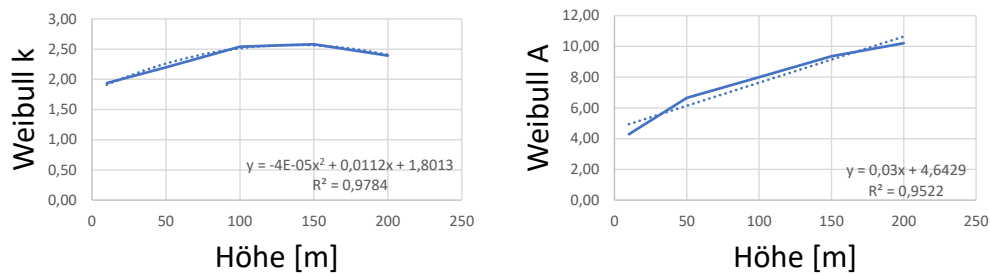


Abb. A.2: Extrapolation der Weibull-Faktoren auf Nabenhöhe der Windenergieanlage. Eigene Darstellung.

Tab. A.3: Luftdichte an den Standorten nach dem Idealen Gasgesetz und Internationalen Höhenformel

Ideales Gasgesetz	Einheit	BGA Höfer	BGA Sibbesse
Luftdichte ρ	kg/m ³	1,1850	1,1673
Luftdruck p (in Nabenhöhe)	Pa	97995,07469	96531,00705
spez. Gaskonstante R_S	J/(kg*K)	287	287
Temperatur	K	288,15	288,15
Internationale Höhenformel			
Luftdruck p (in Nabenhöhe)	Pa	97995,07469	96531,00705
Luftdruck p ₀ (in Meereshöhe)	Pa	101325	101325
Höhe Standort	m	61	187
Nabenhöhe	m	152	152
Temperatur	K	288,15	288,15

Legende

- ⊙ Biogasanlage Höfer
- ▨ Potenzialfläche Wind nach Abzug der harten Tabuzonen

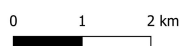


Abb. A.3: Potenzialfläche Windenergie Höfer nach Abzug der harten Tabuzone. Eigene Darstellung.

Legende

- ⊙ Biogasanlage Sibbesse
- ▨ Potenzialfläche Wind nach Abzug der harten Tabuzonen

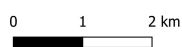


Abb. A.4: Potenzialfläche Windenergie Sibbesse nach Abzug der harten Tabuzone. Eigene Darstellung.

Tab. A.4: Prämissegerüst für die Windenergie für ganz Niedersachsen. Eigene Darstellung nach MU 2021a.

Gebietskategorie	Harte Tabuzone		Weiche Tabuzone und Einzelfall	
	Ausschluss	Puffer (m)	Ausschluss	Puffer (m)
Siedlungsstruktur				
Wohn- und Mischgebiete im Innenbereich	ja	2H	ja	800
Einzelgehöfte und Einzelwohngebäude im Außenbereich	ja	2H	ja	600
Wochenendhaus-, Ferienhaus-, Campingplatzgebiete	ja	2H	ja	3H
Gewerbe- und Industriegebiete	ja		ja	
Sondergebiete				
Kur & Klinikgebiete	ja	2H	ja	1000
Sonstige Sondergebiete	ja		ja	
Militärische und sonstige Sperrgebiete	ja		ja	
Sport-, Freizeit- und Erholungsflächen	nein		ja	
Friedhöfe	nein		ja	
Sonstige Gebäude	nein		ja	30
Schutzgebiete (Gewässer)				
Fließgewässer 1. Ordnung (inkl. Bundeswasserstraßen)	ja	50	ja	50
Stehende Gewässer > 1ha	ja	50	ja	50
Sonstige Gewässer	ja	5	ja	5
Trinkwasserschutzgebiete				
- Zone I	ja		ja	
- Zone II	nein		Einzelfall*	
- Zone III und größer	nein		nein	
Heilquellenschutzgebiete				
- Zone I	ja		ja	
- Zone II	ja		ja	
- Zone III und größer	nein		nein	
Überschwemmungsgebiete	nein		ja	
Haupt-, Hochwasser- und Schutzdeiche	ja	50	ja	50
Schutzgebiete (Natur und Avifauna)				
Naturschutzgebiete	ja		ja	200
Nationalpark, Nationales Naturmonument	ja		ja	
NATURA2000				
- SPA-Gebiete (Vogelschutzgebiete)	ja		ja	200
- FFH-Gebiete	ja		ja	200
IBA-Gebiete	nein		Einzelfall*	
Naturparke	nein		Einzelfall*	
Naturdenkmale	nein		Einzelfall*	
Biosphärenreservatsgebiete (Kern- und Pflegezone)				
- Kernzone	ja		ja	
- Pflegezone	ja		ja	
- Entwicklungszone	nein		Einzelfall*	
Feuchtgebiete internationaler Bedeutung (RAMSAR)	nein		ja	Einzelfall*300
Gesetzlich geschützte Biotope	nein		ja	
NLWKN Brut- und Gastvögel Lebensräume	nein		Einzelfall*	
Schutzgebiete (Landschaft)				
Landschaftsschutzgebiete	nein		Einzelfall*	
Gesetzlich geschützte Landschaftsbestandteile > 1 ha	ja		ja	
Luftfahrt				
Zivil genutzte Flugplätze				
- Verkehrsflughäfen und Sonderflughäfen	ja		ja	Bauschutzbereiche §12 LuftVG
- Verkehrslandeplätze und Sonderlandeplätze	ja		ja	Bauschutzbereiche §17 LuftVG Platzrunden inkl. Puffer
Fliegerhorste	ja		ja	Militärische Bauschutzbereiche §12 LuftVG
Segelflugplätze	nein		ja	
Modellflugplätze	nein		ja	
Zivil genutzte Flugsicherungsanlagen				
- DVOR	nein		ja	7000
- VOR	nein		ja	7000
- Sonstige Flugsicherungsanlagen der DFS	nein		Einzelfall*	
Bauhöhenbeschränkungen aus zivilen MVA über Grund	nein		Einzelfall*	
Militärisch genutzte Flugsicherungsanlagen				
- Luftverteidigungsradare	nein		ja	5000
Bauhöhenbeschränkungen aus militärischen MVA über Grund	nein		Einzelfall*	
Militärisches Nachttiefflugsystem	nein		Einzelfall*	
Infrastruktur				
Verkehrswege				
- Bundesautobahnen (fiktive Breite 40 m)	ja	40	ja	Kipphöhe
- Bundesstraßen (fiktive Breite 20 m)	ja	20	ja	Kipphöhe
- Landesstraßen (fiktive Breite 20 m)	ja	20	ja	Kipphöhe
- Kreisstraßen (fiktive Breite 20 m)	ja	20	ja	Kipphöhe
- Schienenwege (fiktive Breite 10 m)	ja		ja	Kipphöhe
Freileitungen				
- 110 kV (fiktive Breite 5,1 m)	ja		ja	150
- 220 kV (fiktive Breite 16,5 m)	ja		ja	150
- 380 kV (fiktive Breite 16,5 m)	ja		ja	150
Wald				
Wald	nein		nein	
Gehölz / Gebüsch	nein		nein	
Waldschutzgebiete	nein		Einzelfall*	

Gebietskategorie	Harte Tabuzone		Weiche Tabuzone und Einzelfall	
	Ausschluss	Puffer (m)	Ausschluss	Puffer (m)
Landesplanung				
LROP				
Vorranggebiet				
- Wald gem. LROP-Entwurf 12/2021	ja		ja	
- Biotopverbund gem. LROP-Entwurf 12/2021 in Wäldern	ja		ja	
- Natura 2000 gem. LROP-Entwurf 12/2021 in Wäldern	ja		ja	
- Rohstoffsicherung außer Torf gem. LROP-Entwurf 12/2021	ja		ja	
- für archäologische Denkmäler gem. LROP-Entwurf 12/2021	ja		ja	
- für historische Kulturlandschaften gem. LROP-Entwurf 12/2021	ja		ja	
Topographie und Boden				
Hangneigungen > 30 %	nein		ja	
Sonstige				
Seismologische Stationen	ja		ja	1000
Windprofiler des DWD	ja		ja	indiv. Tabuzonen
Wetterradare des DWD	ja		ja	5000
Größe von WEG (> 30 ha)	nein		ja	Puffer mit 2,5RD

Tab. A.5: Niedersachsenweites Prämissengerüst für die FF-PVA. Eigene Darstellung nach NLT & NSGB 2022.

Gebietskategorie	Tabuzone, Restriktions- und Gunstkriterien	
	Ausschluss	Puffer (m)
Siedlungsstruktur		
Wohn- und Mischgebiete	ja	
Gebäude	ja	30
Wochenendhaus-, Ferienhaus und Campingplatzgebiete	ja	
Gewerbe- und Industriegebiete	nein	
Sondergebiete		
- Kur & Klinikgebiete	ja	
- Sonstige Sondergebiete	ja	
- Militärische und sonstige Sperrgebiete	ja	
Sport-, Freizeit- und Erholungsflächen	ja	
Friedhöfe	ja	
Flächen mit aktiver Rohstoffgewinnung mit Rahmen-/ Hauptbetriebsplänen	nein	
Versiegelte Konversionsflächen	Gunstkriterium**	
Stillgelegte Abfalldeponien	Gunstkriterium**	
Altlastenflächen	Gunstkriterium**	
Abraumhalden	Gunstkriterium**	
Schutzgebiete (Gewässer)		
Gewässer 1. Ordnung (inkl. Bundeswasserstraßen)	ja	10
Stehende Gewässer > 1 ha	ja	10
Sonstige Gewässer	ja	10
Schutzgebiete (Naturschutz)		
Naturschutzgebiete	ja	
NATURA2000		
- FFH-Gebiete	ja	
- SPA-Gebiete (Vogelschutzgebiete)	ja	
Nationalparke	ja	
Nationale Naturmonumente	ja	
Biosphärenreservatsgebiete		
- Kernzone	ja	
- Pflegezone	Einzelfall*	
- Entwicklungszone	Einzelfall*	
Feuchtgebiete internationaler Bedeutung (RAMSAR)	ja	
Naturparke	Einzelfall*	
Flächenhafte Naturdenkmale	ja	
Gesetzlich geschützte Biotope	ja	
Avifaunistisch wertvolle Vogellebensräume gem. NLWKN	Einzelfall*	
Wildtierkorridore größerer Säugetiere und Querungshilfen	Einzelfall*(200)	
Gebiete mit Feldhamstervorkommen	Einzelfall*	

Gebietskategorie	Tabuzone, Restriktions- und Gunstkriterien	Ausschluss	Puffer (m)
Schutzgebiete (Landschaftsschutz)			
Landschaftsschutzgebiete	Einzelfall*		
Gesetzlich geschützte Landschaftsbestandteile	ja		
Gebiete, die die Voraussetzungen für eine Unterschutzstellung (LSG) erfüllen	nein		
Gebiete, die die Voraussetzungen für eine Unterschutzstellung (NSG) erfüllen	Einzelfall*		
Schutzgebiete (Wasserschutz)			
Trinkwasserschutzgebiet			
- 1. Ordnung	ja		
- 2. Ordnung	Einzelfall*		
- 3. Ordnung (nur landwirtschaftlich genutzte Teilflächen)	Gunstkriterium**		
Heilquellenschutzgebiet			
- 1. Ordnung	ja		
- 2. Ordnung	Einzelfall*		
- 3. Ordnung (nur landwirtschaftlich genutzte Teilflächen)	Gunstkriterium**		
Hochwassergefahrengebiete	Einzelfall*		
Festgesetzte und vorläufig gesicherte Überschwemmungsgebiete	ja		
Luftfahrt			
Zivil genutzte Flugplätze			
- Verkehrsflughäfen und Sonderflughäfen	ja		
- Verkehrslandeplätze und Sonderlandeplätze	ja		
Segelflugplätze	ja		
Modellflugplätze	ja		
Fliegerhorste	ja		
Infrastruktur			
Verkehrswege			
- Bundesautobahnen	ja		40*Einzelfall (Gunstkriterium**500)
- Bundesstraßen	ja		20
- Landesstraßen	ja		20
- Kreisstraßen	ja		15
- Schienenverkehr	ja		15 (Gunstkriterium**500)
Freileitungen			
- 110 kV	ja		Gunstkriterium**500;3000
- 220 kV	ja		Gunstkriterium**500;3000
- 380 kV	ja		Gunstkriterium**500;3000
Umspannwerke	ja		Gunstkriterium**500;5000
Windenergieanlagen	ja		Gunstkriterium**500
Biogasanlagen	ja		Gunstkriterium**500
Wald			
Wald	ja		50
Gehölze	ja		
Topographie und Boden			
Böden mit besonderen Werten			
- Extremstandorte	Einzelfall*		
- naturnahe Böden (alte Waldstandorte, naturnahe Moore)	Einzelfall*		
- Böden mit hoher kulturgeschichtlicher Bedeutung	Einzelfall*		
- Seltene Böden	Einzelfall*		
Ackerbaulich benachteiligte Gebiete	Gunstkriterium**		
Böden mit sehr bzw. äußerst geringem natürlichem Ertragspotenzial	Gunstkriterium**		
Böden mit mittlerem bis hohem natürlichem Ertragspotenzial	Einzelfall*		
Böden mit hohem bis sehr hohem natürlichem Ertragspotenzial	ja		
Besonders (wind-/wasser-) erosionsgefährdete Standorte	Einzelfall*		
Hangneigungen > 5° an Nordhängen	ja		
Hangneigungen > 16.7°	ja		
Landesplanung			
Vorranggebiet Wald (LROP)	ja		
Vorranggebiet Natura 2000 (LROP)	ja		
Vorranggebiet Biotopverbund (LROP)	ja		
Sonstige			
Mindestflächengröße 3 ha	ja		