Offene Optimierung sektorgekoppelter regionaler Energiesysteme am Beispiel des IES Dörpum
Akronym: OptIES Dörpum

Abschlussbericht

Katharina Esterl, Prof. Pao-Yu Oei

unter Mitwirkung von
Lennart Bunnenberg und Marina Blohm

Flensburg, Juni 2025

Europa-Universität Flensburg

ZNES
Zentrum für nachhaltige Energiesysteme
Hochschule | Europa-Universität Flensburg

Abschlussbericht:

Offene Optimierung sektorgekoppelter regionaler Energiesysteme am Beispiel des IES Dörpum - OptIES Dörpum

Fördermittelgeber:

Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein (EKSH)

Praxispartner:

EcoWert 360° GmbH

Projektzeitraum:

01.09.2022 – 31.12.2024

Impressum:

Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES)
Europa-Universität Flensburg

Auf dem Campus 1
24943 Flensburg
www.uni-flensburg.de

Lizenz:

Für jeden Inhalt und Grafiken gilt – soweit nicht anders gekennzeichnet die:

Creative Commons - Namensnennung - Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 (CC BY-SA 4.0 Deed)

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein (EKSH) gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor*innen.

Kurzfassung

Im Forschungsprojekt *OptIES Dörpum* wurden sowohl lokale als auch nationale Herausforderungen der Energiewende durch Einordnung kommunaler Bestrebungen in das nationale Energiesystem beleuchtet und analysiert. So wurde die Umsetzung des *IES Dörpum*, einem Pilotnetz zur autarken Strom- und Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien, modellbasiert wissenschaftlich begleitet, um belastbare Rückschlüsse bezüglich des optimalen Betriebs und Ausbaus aus lokaler Perspektive ziehen zu können. Gleichzeitig wurde die Bedeutung von autarken regionalen erneuerbaren Energiesystemen am Beispiel des *IES Dörpum* für die nationale Energiewende aus gesamtsystemischer Perspektive eingeordnet. Aus den entwickelten Ergebnissen wurden Handlungsempfehlungen für die integrierte Betrachtung von kommunaler und nationaler Energiewende abgeleitet.

Die im Rahmen des Forschungsprojekts entwickelten Datenmodelle und Tools stellen wertvolle Beiträge zur modellbasierten Beantwortung lokaler und nationaler Fragen der Transformation unseres Energiesystems zu einem klimafreundlichen System dar. Das nach Open-Data-Richtlinien auf *zenodo*[1] veröffentlichte Datenmodell enthält neben den parametrisierten Komponenten des *IES Dörpum* sowie diversen synthetischen Last- und Erzeugungszeitreihen auch gemessene Lastzeitreihen der angeschlossenen Haushalte sowie Ladesäulen für elektrische Fahrzeuge. Das Open-Source-Tool `OptIES`[2] erlaubt die Simulation und Optimierung regionaler Energiesysteme. Mithilfe der Schnittstelle zum Netzplanungstool für die Höchst- und Hochspannungsebene `eTraGo`[3] ist es möglich, lokale Optima im gesamtsystemischen Kontext zu betrachten. Durch den implementierten *Zooming-Ansatz* werden dabei die übergelagerten Netzebenen in Deutschland auf der Grundlage der Entfernung der Netzknoten vom lokalen System aggregiert.

Die Ergebnisse zeigen, dass für die aktuelle Konfiguration des *IES Dörpum* aus lokaler Perspektive vor allem der Ausbau bestehender Photovoltaikanlagen wirtschaftlich und systemdienlich ist. Höhere Kapazitäten ermöglichen nicht nur eine bessere Ausnutzung des vorhandenen Batteriespeichers, sondern steigern auch den elektrischen Versorgungsgrad durch fluktuierende Erneuerbare signifikant – konkret von derzeit

[1] `https://doi.org/10.5281/zenodo.10784799`
[2] `https://github.com/znes/OptIES/tree/dev`
[3] `https://github.com/openego/eTraGo/tree/features/opties`

18 % auf 38 % des Gesamtverbrauchs des *IES Dörpum*. Gleichzeitig ließe sich eine Reduktion der CO_2-Emissionen um etwa 20 % erreichen. Der Betrieb eines Elektrolyseurs kann – insbesondere bei Nutzung der Abwärme – zusätzliche Flexibilität schaffen und wirtschaftlich vorteilhaft sein. Gleichzeitig zeichnet sich mit dem Auslaufen einer EEG- oder anderen Förderung ein Spannungsfeld ab: Der wirtschaftlich optimale Betrieb der Biogasanlage könnte den lokalen Autarkiebestrebungen entgegenstehen, da eine Vermarktung als Biomethan zunehmend lukrativ wirkt und die Wärmeversorgung über das öffentliche Netz wirtschaftlich günstiger realisierbar scheint.

Aus gesamtsystemischer Sicht sind flexible Biogasanlagen sowie systemdienlich eingesetzte Batteriespeicher besonders wertvoll – und ihr Beitrag wird mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Energiesystem weiter an Bedeutung gewinnen. Während aus lokaler Sicht eine kontinuierliche elektrische Erzeugung und Einspeisung ins öffentliche Netz durch die Biogasanlage im *IES Dörpum* optimal ist, wird auf gesamtsystemischer Ebene eine flexible Betriebsweise angestrebt. Weiterhin kommt der Batteriespeicher in der gesamtsystemischen Optimierung häufiger zum Einsatz – insbesondere in Zeiten hoher Volatilität. Daraus resultiert insgesamt eine geringere Abregelung erneuerbarer Energien sowie eine Senkung der volkswirtschaftlichen Erzeugungskosten - auch wenn lokal im *IES Dörpum* geringfügig mehr Abregelung erfolgt. Die Untersuchung eines fiktiven Rollout-Szenarios ergibt, dass der Wegfall eines signifikanten Anteils flexibler elektrischer Erzeugung durch Biogasanlagen (60 Anlagen) in Schleswig-Holstein zu einer deutlich erhöhten Abregelung erneuerbarer Energien führt – insgesamt um 15,8 GWh - was mit zusätzlichen Energieerzeugungskosten in Höhe von insgesamt 3,6 Mio. Euro einhergeht.

Lokale Beteiligung an der Energiewende ist grundsätzlich zu begrüßen, da sie Akzeptanz fördert und Investitionsbereitschaft stärkt. Allerdings sollten Autarkiebestrebungen, insbesondere in großem Maßstab, aus gesamtsystemischer Sicht kritisch betrachtet werden, da volkswirtschaftlich effizientere Lösungen häufig in vernetzten, flexiblen Systemen liegen. Statt vollständiger Autarkie sollten gezielt Anreize für lokale Maßnahmen wie Batteriespeicher oder erneuerbare Erzeugung gesetzt werden, die sowohl vor Ort als auch im Gesamtsystem Nutzen stiften. Dabei sind Energiegenossenschaften zu fördern und regulatorische Rahmenbedingungen so anzupassen, dass die Bereitstellung von Flexibilitäten angemessen honoriert wird. Gleichzeitig sollten finanzielle Fehlanreize, wie etwa hohe Netzentgelte an Orten hoher erneuerbarer Erzeugung, die Autarkiebestrebungen begünstigen, reduziert werden. Insgesamt zeigt sich, dass Biogas im zukünftigen Energiesystem als flexible Ressource wertvoll ist, jedoch nicht zur Grundlastdeckung in autarken Systemen eingesetzt werden sollte. Künftige Untersuchungen sollten Betriebsweisen identifizieren, die besonders nachhaltig, klimafreundlich und systemdienlich sind.

Mitwirkende und Aktivitäten im Projektumfeld

Mitwirkende

Wir danken an dieser Stelle allen Personen, die an der erfolgreichen Umsetzung des Forschungsprojekts mitgewirkt haben.

Seitens der Europa-Universität Flensburg (EUF) geht dieser Dank an die studentischen Hilfskräfte und Master-Absolventen:

- Matthias Winschu
  Materarbeit [50]: *Modellierung und Analyse eines sektorengekoppelten Energiesystems: Integrierte Planung der Wärme- und Stromversorgung einer ländlichen Gemeinde*
- Mohsen Mansouri
  Materarbeit [33]: *Analyzing the Role of Energy Communities in Germany's Energy Integration: A Python-Based Cross-Sectoral Case Study of IES Dörpum*
- Victor Fischer

Ein besonderer Dank geht an alle Mitarbeiter*innen der Projektpartner, die zum Erfolg des Projekts beigetragen haben:

- Prof. Pao-Yu Oei - professorale Leitung (EUF)
- Katharina Esterl - wissenschaftliche Mitarbeiterin und inhaltliche Leitung (EUF)
- Ilka Cußmann - wissenschaftliche Mitarbeiterin (EUF)
- Lennart Zimmermann - wissenschaftlicher Mitarbeiter (EUF)
- Mohsen Mansouri - wissenschaftlicher Mitarbeiter (EUF)
- Matthias Winschu (*EcoWert 360° GmbH*)
- LiMan Keller (*EcoWert 360° GmbH*)
- Jörgen Klammer (*EcoWert 360° GmbH*)

Schließlich danken wir ganz herzlich der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein (EKSH) für die Finanzierung des Projektes. Besonders möchten wir uns hier bei Thies Popp für die Begleitung und Unterstützung des Projekts bedanken.

Aktivitäten im Projektumfeld

Im November 2022 fanden sich einige Stakeholder des Projekts, darunter Vertreter*innen der Biogasanlagenbetreiber, der damalige Bürgermeister von Dörpum sowie Anwohner*innen, zu einer durch die EUF und die *EcoWert 360° GmbH* organisierte Begehung des *IES Dörpum* in Dörpum ein. Zunächst wurden die Hintergründe und der aktuelle Stand sowie das Vorhaben der wissenschaftlichen Begleitung vorgestellt, anschließend wurden einige Komponenten des Pilotnetzes besichtigt. Diese Veranstaltung wurde von der Presse begleitet, wie der in der Abbildung dargestellte Beitrag zeigt.

Um einen gezielten Austausch im wissenschaftlichen Kontext zu ermöglichen, wurde das Projekt zu Beginn der Projektlaufzeit im Rahmen des *InfraDay 2022*, ein Forum für Diskussionen zwischen Wissenschaftler*innen, Praktiker*innen und politischen Entscheidungsträger*innen, zum Thema „Infrastrukturpolitik des 21. Jahrhunderts“ an der Technischen Universität Berlin, vorgestellt. Mitte September 2023 wurde das Vorhaben außerdem innerhalb des Programms des öffentlichen Fachforums von watt_2.0 auf der Messe *HUSUM WIND* präsentiert. Im April 2024 wurde *OptIES Dörpum* als wissenschaftlicher Einstieg im Rahmen der *Auftaktveranstaltung Speicherinitiative Schleswig-Holstein* sowie im März 2025 im Rahmen der alljährlichen Fachtagung des Studiengangs *Energie- und Umweltmanagement* der EUF mit dem Thema *Quo Vadis Energiewende?* vorgestellt und die Ergebnisse mit Akteur*innen der Energiesystemwende diskutiert.

Projekt IES Dörpum

Dörpum setzt Maßstäbe in Sachen Energie

Projekt Intelligentes Energiesystem: Autarkes Stromnetz startet

DÖRPUM Es lohnt sich, immer einen Schritt weiter voraus zu denken. 2007 starteten die Betreiber der Biogasanlage mit der Versorgung des Ortes mit Fernwärme. Vorsorglich legten sie für ihre eigenen Grundstücke auch einen Stromanschluss. Jetzt stehen die ersten Anschlüsse an die Stromversorgung durch die Anlage unmittelbar bevor. Betreiber, Gemeinde und die begleitenden Institutionen stellten das zwar nicht einmalige, aber für Schleswig-Holstein und weite Teile Deutschlands wegweisende, Konzept vor. Das kleine Stromnetz ist vom öffentlichen Netz getrennt und wird durch Photovoltaikanlagen, Stromspeicher und die ortsansässige Biogasanlage versorgt. Wegen des innovativen Charakters wird die Umsetzung durch die AktivRegion Nordfriesland Nord e.V. finanziell gefördert. Auch eine Wissenschaftliche Begleitung und Untersuchung konnte für dieses Projekt realisiert werden. Diese Untersuchung wird von der Europauniversität Flensburg durchgeführt und erhält eine Projektförderung durch die Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (EKSH). Als wertvolle Beraterin für die Energie- und Ressourcenwende steht die EcoWert360° (mit Sanierungsmanager Jörgen Klammer) dem Projekt „Intelligentes Energiesystem (IES) Dörpum zur Seite. Von Beginn an ist Matthias Ketelsen am Projekt beteiligt. Zunächst als „kleiner Dorf-Elektriker, der Kabel verlegte!“ Mit seiner stetig gewachsenen Firma jetzt auch bei Kapazitätsberechnungen und mit den umfangreichen Unterlagen mit Informationen über das schon bestehende Netz.

Was ist so besonders am IES?

Das System ist völlig autark. Eine Einspeisung ist das öffentliche Stromnetz erfolgt nicht. Dadurch entfällt zum Beispiel ein Netzentgelt.Zurzeit sind 120 Wohneinheiten an das Fernwärmenetz angeschlossen. Die Kapazität reicht indes sogar für 300 Anschlüsse. Eine entsprechende Möglichkeit besteht auch für die Stromversorgung.

Wegweisend für die weitere Entwicklung nicht nur in der Region ist die Begleitung durch die Europauniversität Flensburg. Professor Pao-Yu Oei und seine Mitarbeiterin Katharina Esterl stellten die Verbindung von Forschung und Praxis heraus. Bei ihrer Arbeit geht es einerseits um Optimierung, aber auch um die Übertragbarkeit auf anderen Regionen und damit um die zukunftweisende Rolle von Biogas. „in einem isolierten Rahmen abbilden, was im Großen gebraucht wird“, wird das Prinzip des Vorgehens beschrieben, das auf realen Daten basiert. Das System funktioniert zu 100% aus erneuerbarer Energie, nicht nur in der Bilanz, sondern real.Für die Zukunft ist geplant, dass die sich in Gründung befindenden Gemeindewerke den Betrieb übernehmen und Haushalte sowie landwirtschaftliche Betriebe versorgen. Integriert ist Photovoltaik-Erzeugung sowie Ladeinfrastruktur für E-Mobilität.Ein Workshop 2023 mit Stakeholdern zur Diskussion von Entwicklungspfaden, sowie 2024 ein Abschluss-Workshop mit Ergebnissen und Handlungsempfehlungen werden das „Vorzeigeprojekt“ abrunden. Eine Idee aus Dörpum geht vielleicht nicht um die Welt, aber sicher in die Köpfe von vielen Nachahmern. *(epu)*

Alle Beteiligten freuen sich über den Start des Intelligentes Energiesystem (IES) in Dörpum. Foto: Pusch

Abbildung: Beitrag der Wochenschau Nordfriesland vom 20. November 2022 zur Begehung des *IES Dörpum*

Im Rahmen des Projekts wurden weiterhin zwei Workshops durchgeführt. Zum Stakeholder-Workshop im November 2023 kamen die Projektmitarbeitenden, etwa 25 Stakeholder aus Dörpum bzw. Bordelum und zwei Vertreter der EKSH im Dörpshus in Dörpum zusammen, um Zwischenergebnisse zu diskutieren. Bei diesem Treffen ging es darum, die lokale Perspektive auf die möglichen Entwicklungsstrategien des Projekts aufzunehmen, um diese in zukünftige Arbeiten einfließen zu lassen. Ein Jahr später traf man sich in ähnlicher Konstellation zum Abschlussworkshop. Die Mitarbeiter*innen der EUF präsentierten die Projektergebnisse und diskutierten diese mit den Workshopteilnehmer*innen, insbesondere im Hinblick auf abgeleitete Handlungsempfehlungen.

Weiterhin wurden im Rahmen des Projekts zwei Masterarbeiten angefertigt, die jeweils von der Projektmitarbeiterin Katharina Esterl und dem Projekt- und Studiengangsleiter Prof. Pao-Yu Oei betreut wurden:

- Matthias Winschu, Student im Masterstudiengang „Energie und Umweltmanagement“ an der Europa-Universität Flensburg und Werkstudent der *EcoWert 360° GmbH*, weitete die Betrachtung von dem Pilotnetz ausgehend auf den gesamten Ortsteil Dörpum aus und behandelt insbesondere die Wärmeversorgung noch detaillierter, als es in dem ursprünglichen Projektantrag vorgesehen ist. Ziel ist es zum Einen, die Übertragbarkeit des Konzepts auf den gesamten Ortsteil zu überprüfen und zum Anderen, Optimierungspotenziale hinsichtlich der Wärmeversorgung aufzuzeigen, indem das Wärmenetz sowie alle notwendigen Wärmeversorger abgebildet wurden. Die Arbeit trägt den Titel „Modellierung und Analyse eines sektorengekoppelten Energiesystems: Integrierte Planung der regenerativen Wärme- und Stromversorgung einer ländlichen Gemeinde“ [50].

- Mohsen Mansouri, Student im Masterstudiengang „Energy and Environmental Management - Developing Countries“ an der Europa-Universität Flensburg und wissenschaftliche Hilfskraft im Projekt *OptIES Dörpum*, bearbeitete in seiner Arbeit die Betrachtung des *IES Dörpum* im gesamtsystemischen Kontext. Er betrachtete die Wechselwirkungen zwischen lokalen Energiegemeinschaften, wie dem *IES Dörpum*, und den übergeordneten regionalen und nationalen Energiesystemen. Die Arbeit trägt den Titel „Analyzing the Role of Energy Communities in Germany’s Energy Integration: A Python-Based Cross-Sectoral Case Study of IES Dörpum“ [33].

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung **II**

Mitwirkende und Aktivitäten im Projektumfeld **IV**

Abkürzungsverzeichnis **IX**

Abbildungsverzeichnis **X**

Tabellenverzeichnis **XI**

1 Einleitung **XII**

2 Stand der Wissenschaft **2**
2.1 Regionale Systeme im gesamtsystemischen Kontext 2
2.2 Regionale Bestrebungen nach Energieautarkie 3
2.3 Verwendung von Biomasse in der Energieversorgung 4

3 Beschreibung des Pilotnetzes *IES Dörpum* **8**

4 Lokale Untersuchungen des *IES Dörpum* **10**
4.1 Modellierung des *IES Dörpum* 10
4.1.1 Netzberechungstool `OptIES` 10
4.1.2 Komplementäres Datenmodell 13
4.2 Szenarienübersicht 14
4.3 Ergebnisse 18
4.3.1 Validierung der Modellierung mithilfe realer Messzeitreihen . 18
4.3.2 Status-Quo-Szenarien 20
4.3.3 Ausbauszenarien 24
4.3.4 Erweiterung des *IES Dörpum* auf den Ortsteil Dörpum . . . 25
4.3.5 Zukünftige Strom- und Wärmeversorgung des *IES Dörpum* unter alternativen Vermarktungskonzepten des Biogases . . . 27

5 Untersuchungen des *IES Dörpum* im gesamtsystemischen Kontext **30**
5.1 Modellierung des *IES Dörpum* im gesamtsystemischen Kontext . . . 30
5.1.1 Datemodell und Berechnungstool `eTraGo` des übergelagerten Systems 30

5.1.2 Schnittstelle zwischen `OptIES` und `eTraGo` 31
5.2 Szenarienübersicht 33
5.3 Ergebnisse 35
5.3.1 Status-Quo-Szenarien 35
5.3.2 Zukunftsszenarien 36

6 Diskussion **39**
6.1 Diskussion der Ergebnisse 39
6.2 Diskussion der Methodik 40

7 Fazit und Handlungsempfehlungen **42**

Literaturverzeichnis **44**

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen

DSM Demand Side Management
EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz
EV Elektrofahrzeug (engl. Electric Vehicle)
HS Hochspannung
HöS Höchstspannung
LOPF Linear Optimal Power Flow
MS Mittelspannung
NS Niederspannung
PV Photovoltaik
BHKW Blockheizkraftwerk
WKA Windkraftanlage

Akronyme

EKSH Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein
EUF Europa-Universität Flensburg
IES Dörpum *Intelligentes Energiesystem Dörpum*
IPCC The Intergovernmental Panel on Climate Change

Abbildungsverzeichnis

2.1 Zeitliche Entwicklung der Bruttostromerzeugung und des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte aus Biogas und Biomethan im Zeitraum von 2004 bis 2024 5

3.1 Komponenten des Pilotnetzes *IES Dörpum* 8

4.1 Verwendetes Modellkonzept 11
4.2 Verfügbarkeit gemessener Lastzeitreihen in den Haushalten 14
4.3 Verwendetes Modellkonzept bei Erweiterung des *IES Dörpum* . . . 16
4.4 Verwendetes Modellkonzept unter Anwendung alternativer Vermarktungskonzepte der Biogasanlage 17
4.5 Synthetische sowie gemessene elektrische Lastzeitreihen für je zwei Wochen im Februar und im Juli 19
4.6 Grafische Darstellung zentraler Ergebnisse aus lokalen Optimierungsrechnungen 22
4.7 Elektrische Versorgung eines erweiterten *IES Dörpum* 26
4.8 Optimierte Wärmeerzeugung bei alternativer Vermarktung des Biogases in einem zukünftigen System für 2030 29

5.1 Darstellung des verwendeten Strom- und Gasnetzmodells der übergelagerten Netze 31
5.2 Darstellung des verwendeten *Zooming*-Ansatzes zur Integration des lokalen Systems im gesamtsystemischen Kontext 33
5.3 Vergleich der optimalen elektrischen Erzeugung der Biogasanlage aus lokaler und gesamtsystemischer Perspektive im Status-Quo-Szenario 36
5.4 Vergleich der optimalen Betriebsweise der Biogasanlage bei potenzieller Erweiterung des *IES Dörpum* aus lokaler und gesamtsystemischer Perspektive und Gegenüberstellung aggregierter elektrischer Erzegung durch Biogasanlagen in Deutschland für ein Energiesystem 2035 38

Tabellenverzeichnis

4.1 Übersicht über die im Rahmen der lokalen Analysen berechneten Status-Quo-Szenarien 15
4.2 Übersicht über die im Rahmen der lokalen Analysen berechneten Zukunftsszenarien 15
4.3 Zentrale Ergebnisse lokaler Optimierungsrechnungen mit synthetischen und gemessenen Lastzeitreihen 19
4.4 Zentrale Ergebnisse lokaler Optimierungsrechnungen in Status-Quo-Szenarien 21
4.5 Zentrale Ergebnisse lokaler Optimierungsrechnungen in Ausbauszenarien 24
4.6 Zentrale Ergebnisse lokaler Optimierungsrechnungen eines erweiterten *IES Dörpum* 26
4.7 Übersicht über betrachtete Szenarienvariationen bei der Untersuchung zu alternativen Vermarktungskonzepten der Biogasanlage in einem zukünftigen System für 2030 27
4.8 Ergebnisse der Untersuchung zu alternativen Vermarktungskonzepten des Biogases in einem zukünftigen System für 2030 28

5.1 Übersicht über die im Rahmen der gesamtsystemischen Analysen betrachteten Szenarien 34
5.2 Zentrale Ergebnisse des Vergleichs von Status-Quo-Szenarien aus lokaler und gesamtsystemischer Perspektive 35
5.3 Zentrale Ergebnisse des Vergleichs einer potenziellen Erweiterung des *IES Dörpum* aus lokaler und gesamtsystemischer Perspektive 37

1 Einleitung

Die Energiewende ist eine Herausforderung für das nationale Energiesystem und kann nur gesamtsystematisch bewältigt werden. Die ausschließliche Betrachtung einzelner lokaler Systeme kann zu fragwürdigen Lock-In-Lösungen mit volkswirtschaftlich hohen Kosten führen. Um dies zu vermeiden, ist eine Einbindung lokaler Netze in den Kontext des nationalen Energiesystems unabdingbar. Zugleich stellt die Energiewende lokale Stromnetze vor konkrete Herausforderungen, die es akut zu bewältigen gilt. Die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien unterliegt Schwankungen. Außerdem resultiert die zunehmende Sektorkopplung in erhöhten Strombedarfen und veränderten Stromprofilen, so zum Beispiel durch die Versorgung von Elektroautos und die Installation von Wärmepumpen. Insbesondere im ländlichen Raum stellt die Planung der Wärmeversorgung eine schwierige Aufgabe dar: Biogasanlagen werden zukünftig (nach Ablauf der Förderung aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)) nur noch dann zu wirtschaftlichen Bedingungen Strom produzieren können, wenn Wind und Sonne nicht genügend Strom liefern. Mittelfristig wird es erforderlich sein, weitere regenerative Wärmeversorger sowie Speicher in Wärmenetze zu integrieren. Gleichzeitig entstehen mit der Kopplung der Sektoren neue Flexibilitätsoptionen. Es ist zwingend notwendig, ein intelligentes Stromnetz zu schaffen, um vorhandene Flexibilitäten zu heben und Speicher optimal einzusetzen [4, 49].

Die nordfriesische Gemeinde Bordelum stellt ein Beispiel für das Aufeinandertreffen von lokalen und nationalen Herausforderungen der Energiewende dar. Als Stromexporteur spielt die Region eine wichtige Rolle für die nationale Energiewende, gleichzeitig ist die Gemeinde Bordelum Vorreiter in der kommunalen Nachhaltigkeitstransformation. So umfasst beispielsweise ein unter dem Projekttitel *Intelligentes Energiesystem Dörpum* (*IES Dörpum*) aus dem Förderprogramm *AktivRegion* gefördertes Projekt die Umsetzung und Inbetriebnahme eines Pilotnetzes zur regenerativen Strom- und Wärmeversorgung in Dörpum. Eine Biogasanlage fungiert als zentraler Strom- und Wärmelieferant. Die Gemeinde strebt eine Selbstversorgung an, indem sie erneuerbare Energien einbindet und verschiedene Flexibilitätsoptionen, wie z.B. Wärmepumpen, nutzt. Die Umsetzung wird durch die Firma *EcoWert 360° GmbH* betreut.

Im Forschungsprojekt *OptIES Dörpum* werden sowohl lokale als auch nationale Herausforderungen der Energiewende untersucht, indem kommunale Bestrebungen in

den Kontext des übergeordneten Energiesystems eingeordnet und analysiert werden. Im Fokus der lokalen Perspektive stehen die Betriebsstrategien und die Weiterentwicklung des integrierten Energiesystems *IES Dörpum*. Dabei werden sowohl lokale Gegebenheiten und Bedarfe als auch mögliche Schnittstellen zu überregionalen Anforderungen berücksichtigt. Die folgenden Fragen werden beantwortet:

- Wie gestalten sich optimale Betriebsstrategien aus Sicht eines autarken *IES Dörpum*?
- Wie kann das System weiterentwickelt und ausgebaut werden?

Zusätzlich zur lokalen Betrachtung wird das *IES Dörpum* in einen gesamtsystemischen Kontext eingebettet. Hierbei liegt der Schwerpunkt auf der Analyse der Rolle autarker lokaler Netze sowie auf der Bewertung des Einsatzes von Biomasse zur Grundlastdeckung. Zentrale Fragestellungen sind:

- Inwiefern sind autarke Netze gesamtsystemisch sinnvoll?
- Wie sinnvoll ist der Einsatz von Biomasse für die gesicherte Grundlastversorgung eines autarken lokalen Systems?

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse des Forschungsprojekts zusammen und ordnet sie ein. Im folgenden Kapitel wird zunächst der wissenschaftliche Erkenntnisstand zu den Themen regionaler Energiesysteme im Kontext des Gesamtsystems, Modellregionen und Autarkiebestrebungen sowie der Rolle von Biomasse in der Energieversorgung dargestellt. Daran anschließend erfolgt eine detaillierte Beschreibung des begleiteten Praxisprojekts und Pilotnetzes *IES Dörpum*. Im weiteren Verlauf werden die Modellierung, die betrachteten Szenarien sowie die Analyseergebnisse zunächst für Untersuchungen aus lokaler, anschließend aus gesamtsystemischer Perspektive erläutert. Sowohl die angewandte Methodik als auch die gewonnenen Erkenntnisse werden kritisch reflektiert. Abschließend werden daraus abgeleitete Handlungsempfehlungen vorgestellt.

2 Stand der Wissenschaft

Im folgenden Abschnitt wird der Stand der Wissenschaft zu wesentlichen im Rahmen des Forschungsprojekts relevanten Themen und Fragestellungen dargelegt. Zunächst geht es um die Integration regionaler Systeme in den gesamtsystemischen Kontext. Anschließend werden beispielhafte Projekte regionaler Bestrebungen nach Energieautarkie vorgestellt. Zuletzt wird der Stand der Wissenschaft zur Frage nach der Rolle von Biomasse in unserem Energiesystem zusammengefasst.

2.1 Regionale Systeme im gesamtsystemischen Kontext

Die Energiewende ist eine Herausforderung für das nationale Energiesystem und kann nur gesamt-systematisch bewältigt werden. Die ausschließliche Betrachtung einzelner lokaler Systeme kann zu fragwürdigen Lock-In-Lösungen mit volkswirtschaftlich hohen Kosten führen. Um dies zu vermeiden, ist eine Einordnung lokaler Netze in den Kontext des nationalen Energiesystems unabdingbar [4].

In diversen Projekten wurden mehrere Regionen gekoppelt bzw. im Kontext benachbarter Regionen und Infrastrukturen untersucht. Die Ansätze umfassten dabei beispielsweise zelluläre (*RegEnZell*[4]) oder multiagentenbasierte (*Int2Grids*[5]) Optimierungen, berücksichtigen das Marktdesign (*MODEZEEN*[6]) oder führen multikriterielle Bewertungen (*ANaPlan Plus*[7]) durch. Das laufende Projekt *RESILIENT*[8] erweitert das bestehende *PyPSA-eur*-Modell [37] um stochastische Optimierungsansätze und plant, regionale Fallstudien durchzuführen.

Im Rahmen der abgeschlossenen Forschungsprojekte *open_eGo*[9] und *eGo*^{n}[10] wurden hingegen Datenmodelle und Netzberechnungstools entwickelt, die das sektrogekoppelte Energiesystem in Deutschland bei sehr hoher räumlicher Auflösung (bspw.

[4] https://www.dvgw-ebi.de/themen/forschungsprojekte/regenzell
[5] https://www.offis.de/offis/projekt/int2grids.html
[6] https://tu-dresden.de/bu/wirtschaft/bwl/ee2/forschung/projekte/abgeschlossene-projekte/modellierung-de-zentraler-energiewenden-wechselwirkungen-koordination-und-loesungsansaetze-aus-systemorientierter-perspektive
[7] https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2021/anaplan-plus.html
[8] https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=%2201259102/1%22
[9] `https://openegoproject.wordpress.com/`
[10] `https://ego-n.org/`

Lasten auf Gebäudeebene, Punktstandorte von Erzeugungsanlagen) abbilden und optimieren. Vergleichbare Modelle fokussieren meist eine begrenzte Region in hoher räumlicher Auflösung, wie beispielsweise in das Modell *GridSim* [6, 21], oder betrachten Deutschland in einer deutlich geringeren Auflösung, wie zum Beispiel das *REMix*-Modell [23] und das *PyPSA-eur*-Modell [37].

Das aktuell laufende Projekt *eGo*^{n}[11] behandelt die Analyse lokaler und regionaler Energienetze im Zusammenhang mit dem integrierten europäischen Energiesystem. Im Rahmen von fünf Anwendungsfällen mit Praxisakteur*innen werden die zuvor in *open_eGo* und *eGo*^{n} entwickelten Datenmodellen und Tools auf die Beantwortung lokaler Fragestellungen angepasst, wobei die betrachteten lokalen Systeme im gesamtsystemischen Kontext untersucht werden.

2.2 Regionale Bestrebungen nach Energieautarkie

In zahlreichen Regionen Deutschlands und Europas hat die mit der Energiewende einhergehende Dezentralisierung der Energieversorgung Bestrebungen zur Erreichung einer teilweisen oder kompletten Energieautarkie ausgelöst [36, 10]. Hierbei gilt es, zwischen einer bilanziellen und lastgerechten Autarkie zu unterscheiden [26], wobei die lastgerechte Autarkie wegen der notwendigen Speicherbedarfe deutlich aufwändiger zu erreichen ist [36, 26].

Ein bekanntes Beispiel für Bestrebungen hin zu mehr Energieautarkie in Deutschland sind die sogenannten Bioenergiedörfer [43]. Diese zeichnen sich dadurch aus, dass bilanziell ein Großteil des Strom- und Wärmebedarfs aus lokaler Erzeugung gedeckt wird. Grundlage der Versorgung bilden meist Biogasanlagen. Eine vollständige, lastgerechte Autarkie wird dabei jedoch nur in Ausnahmefällen angestrebt und umgesetzt. Entsprechende Projekte sind bislang selten. Anders ist dies bei den im Rahmen des Projekts *CarpeDiem* untersuchten Modellregionen auf Ærø (Dänemark) und in Bordelum (Deutschland): Sie verfolgen explizit das Ziel einer vollständigen Unabhängigkeit von externer Energieversorgung [9].

Als zentrale Triebfedern für das Streben nach Energieautarkie gelten steigende Brennstoffpreise und Infrastrukturentgelte sowie sinkende Erzeugungskosten erneuerbarer Energien [45, 9]. Auch der Wegfall von Förderungen im Rahmen EEG verstärkt diese Bestrebungen. Für die Umsetzung entsprechender Projekte ist einerseits die lokale Akzeptanz entscheidend. Andererseits kann diese durch die aktive Einbindung verschiedener Akteur*innen in Planungsprozesse sowie durch eine finanzielle Teilhabe an den Erträgen deutlich gesteigert werden [45].

[11] `https://www.uni-flensburg.de/eum/forschung/laufende-projekte/regon`

Verschiedene Publikationen haben sich mit Potenzialen sowie Limitationen des Konzepts befasst. Nicht nur in entwickelten Ländern wie Deutschland, sondern auch in Entwicklungsländern wird autarken Energiegenossenschaften eine wichtige Rolle auf dem Weg zur Klimaneutralität zugeschrieben, weil sie breite Partizipation und Akzeptanz steigern [45, 28]. Andere Arbeiten kommen zu dem Ergebnis, dass regionale Energieautarkie in geeigneten Einzelfällen zwar erreichbar ist, aber kein sinnvolles Konzept zur breiten Anwendung darstellt [9, 40]. So ließen sich Systemkosten und CO_2-Emissionen einsparen, wenn die für Autarkie notwendigen Speichereinheiten eines lokalen Systems zentral nutzbar gemacht werden würden [9].

2.3 Verwendung von Biomasse in der Energieversorgung

Im folgenden Abschnitt wird auf die zeitliche Entwicklung und den aktuellen Stand der Rolle von Biomasse für die Strom- und Wärmeerzeugung eingegangen. Der Fokus des Kapitels liegt kohärent mit dem Thema der Studie auf gasförmiger Biomasse (Biogas). Andere Biomassekraftwerke (z.B. Biomasseheizkraftwerke) werden an dieser Stelle nicht explizit betrachtet. Anschließend werden knapp die regulatorischen Grundlagen und der aktuelle politische Diskurs zusammengefasst. Schlussendlich wird der wissenschaftliche Diskurs um die zukünftige Rolle von Biogas im deutschen Energiesystem anhand mehrerer Studien vorgestellt.

Im Jahr 2024 deckten erneuerbare Energien 54,2 % des deutschen Bruttostromverbrauchs und 18,1 % des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte. Der Anteil von Biomasse (inkl. des biogenen Anteils von Abfall, Deponie- und Klärgasen sowie Klärschlamm) beträgt 17,2 % (davon 11 % aus Biogas) des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien und 81 % (davon 11 % aus Biogas) des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien. Die Anzahl der Biogasaufbereitungsanlagen belief sich im Jahr 2024 auf 9.900 mit einer kumulierten Rohgasproduktion von 95 TWh. Von der Gesamtmenge wurden 10 TWh in Form von Biomethan durch 250 Anlagen in das Erdgasnetz eingespeist [20]. Diese Einspeisung entspricht in etwa 1,2 % des totalen deutschen Erdgasverbrauchs von 844 TWh im Jahr 2024 [13]. Die installierte elektrische Leistung der Anlagen liegt bei 7.305 MW_{el}, wovon 6.614 MW_{el} Biogas-Bestandsanlagen und 691 MW_{el} Biomethananlagen zuzuordnen sind. Die quantitativen Angaben sind, falls nicht anders ausgewiesen, aus [2] und [3] entnommen.

Abbildung 2.1 bildet die Entwicklung der Bruttostromerzeugung und des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte durch Biogas und Biomethan in der Zeitperiode von 2004 bis 2024 ab.

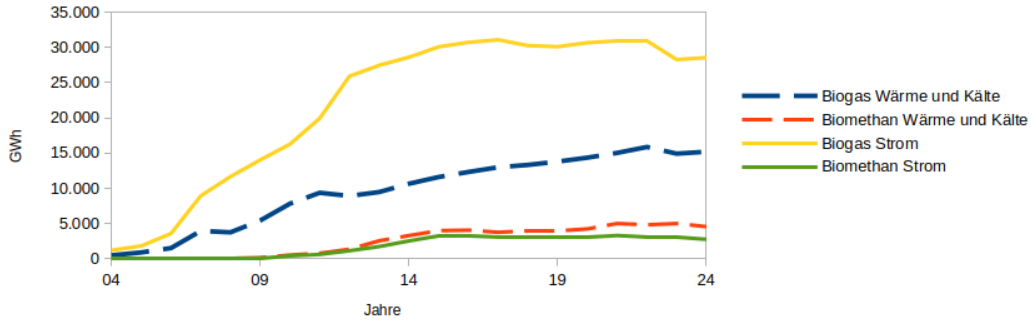


Abbildung 2.1: Zeitliche Entwicklung der Bruttostromerzeugung und des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte aus Biogas und Biomethan im Zeitraum von 2004 bis 2024 [3]

Die Nutzung von Biogas und Biomethan für die Energieerzeugung erhöhte sich in den letzten 20 Jahren stark [3]. So stieg der Anteil von Biogas am Bruttostromverbrauch von 1.181 GWh im Jahr 2004 auf 28.557 GWh im Jahr 2024, was einem Anstieg von über 2.400 % entspricht. Die Steigerung erfolgte überwiegend in der Periode zwischen 2004 und 2011. Danach blieb die Bruttostromerzeugung durch Biogas konstant und nahm ab 2022 leicht ab. Die Nutzung von Biogas zur Erzeugung von Wärme und Kälte stieg im selben Zeitraum um über 3.250 % an. Die Zunahme von Biogas zur Bereitstellung von Wärme und Kälte nimmt konstant über den dargestellten Zeitraum zu. Die ersten Biomethananlagen zur Energieerzeugung gingen 2006 in Betrieb. Bis zum Jahr 2016 nahm der Anteil von Biomethan an der Strom- und Wärmeerzeugung stetig zu und verblieb folgend, ausgenommen kleinerer Schwankungen, auf einem konstanten Niveau. Biogas und -methan tragen zur Wärme- und Kälteerzeugung vor allem in den Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistung sowie Gebäude - speziell zur Bereitstellung von Nah- und Fernwärme - bei [3].

Ein Grund für die Zunahme von Biogas (und Bioenergie generell) im Energiesystem sind die klimapolitischen Bestrebungen auf europäischer Ebene (siehe (EU) 2021/1119[12]) und der deutschen Bundesregierung (siehe Bundes-Klimaschutzgesetz). Die Ausbaupfade und -ziele für erneuerbare Energien im Stromsektor sind auf europäischer Ebene in der Richtlinie (EU) 2018/2001[13] und auf deutscher Ebene im EEG verankert. In (EU) 2018/2001 sind unter § 29 die Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse aufgeführt. In Deutschland soll der Ausbau erneuerbarer Energien im Energiesystem durch die Förderung gemäß dem EEG sowie die Einspeisepriorität für erneuerbaren Strom sichergestellt werden. Für die Stromerzeugung aus Biogas

[12] VERORDNUNG (EU) 2021/1119 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“)

[13] RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

kann die Förderung verschiedene Formen annehmen. Im Jahr 2017 erhielten 20 % der Biogasanlagen eine Festvergütung für den eingespeisten Strom, während die restlichen 80 % der Direktvermarktung mit Marktprämie unterlagen [47]. Heutzutage ist eine Vergütung für die Bereitstellung von Flexibilität als Flexibilitätsprämie möglich. Im Frühjahr 2025 wurde die EEG-Förderung von Biogasanlagen mit dem Ziel einer flexiblen Einbindung von Biogasanlagen in das Energiesystem und die Schaffung einer Perspektive für den Weiterbetrieb der Anlagen nach Auslauf der ersten Förderperiode novelliert [22]. In den Jahren 2025 bis 2030 fallen fast 5.000 der 9.900 Biogasanlagen und 180 der 250 Biomethananlagen mit einer installierten Leistung in Höhe von 3.100 MW_{el} und 91 MW_{el} aus der EEG-Förderung [18]. In 2027 wird es eine weitere EEG-Novelle geben, da die Fördermechanismen für erneuerbaren Strom an eine EU-Richtlinie angepasst werden müssen. Dann verringern sich die EEG-Förderungen voraussichtlich.

Nachhaltig gewonnene Biomasse trägt in allen Sektoren zur Defossilierung und Treibhausgasreduktion, als klimaneutraler Energieträger und Kohlenstofflieferant, bei. So ist der Einsatz von Erdgas in industriellen Prozessen unkompliziert durch den Einsatz von Biomethan (z.B. aufbereitet aus Biogas) substituierbar. Die begrenzte natürliche Verfügbarkeit von Biomasse führt zu Nutzungskonflikten, z.B. in der Landwirtschaft zwischen Nahrungs-mittel- und Energiepflanzenanbau, auch unter *Tank-Teller-Debatte* bekannt [39]. Nach [44] haben vor allem die Sektoren Industrie und Verkehr, aufgrund mangelnder wirtschaftlicher und/oder technischer Alternativen, ein hohes Interesse an nachhaltiger Biomasse zur Dekarbonisierung. Mit zukünftiger steigender Nachfrage nach Biomasse durch die beiden Sektoren wird Biomasse voraussichtlich nicht mehr im derzeitigen Umfang für die Strom- und Wärmeerzeugung zur Verfügung stehen, weshalb der Einsatz von Energiepflanzen durch andere landwirtschaftliche Abfälle, wie beispielsweise Gülle, ersetzt werden muss.

Verschiedene Studien und Veröffentlichungen befassen sich mit der Rolle und den potenziellen Einsatzgebieten von Biogasanlagen in Systemen mit einer hohen Durchdringung von erneuerbaren Energien [29, 30, 31, 5, 41]. Die verschiedenen Veröffentlichungen heben die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten des Energieträgers hervor, welche über eine direkte Verstromung hinausgehen. So werden neben der Speicherbarkeit und dem damit verbundenen Flexibilisierungspotenzial auch Verwendungsmöglichkeiten im Bereich der Methanisierung und Einspeisung ins Gasnetz, der industriellen oder stofflichen Nutzung sowie der Verwendung im Transportsektor betont.

Diverse Arbeiten behandeln die zukünftige Rolle von Biomasse in unserem Energiesystem. Nach einem vom *DIW Berlin* erstellten Szenario des deutschen Strommarktes für das Jahr 2030 kann das Zwischenziel der Bundesregierung von einem 80 %

Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bei gleichzeitigem Kohleausstieg ganz ohne zusätzliche Backup-Gaskraftwerke erreicht werden [27]. Dies wäre möglich, wenn die Biomasse stärker als Backup eingesetzt wird, als dies heutzutage der Fall ist. Das Szenario rechnet mit 12,8 GW völlig flexibler Erzeugung aus Biomasse. Dies entspricht einem Zubau von 3,7 GW im Vergleich zum Stand von 2024, sowie einer vollständigen Flexibilisierung aller biomassebasierten Stromerzeugungsanlagen.

Im Auftrag des *Fachverband BIOGAS e. V.* untersuchen Einhaus et al. 2024 explizit die Rolle von Biogas im zukünftigen Energiesystem [19]. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass ein verstärkter Ausbau von Biogasreservekraftwerken ggü. Wasserstoff-Reservekraftwerken auf 12 GW im Jahr 2030 niedrigere Investitionskosten und Strompreise mit sich bringt. Hier wird die Rolle von Biogasanlagen ebenfalls in der Flexibilisierung des Betriebs gesehen.

Eine Kurzstudie des *Deutschen Biomasseforschungszentrums* zusammen mit dem *Wuppertal Institut* über die Rolle von Biogas und -methan in einem klimaneutralen Energiesystem im Jahr 2035 kommt zu dem Ergebnis, dass Biogas und –methan (neben Wasserstoff) zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Zeiten von wenig Wind und Sonne eine essentielle Rolle spielen [17].

In dem Forschungsvorhaben *SoBio* wurden drei verschiedene Betriebsmodelle für Biogasanlagen untersucht [35]. Größere Anlagen sollten zukünftig auf die Einspeisung von Biomethan umrüsten, während kleinere bis mittlere Anlagen sich entweder auf den Betrieb mit Gülle (regional abhängig) oder auf die Flexibilisierung konzentrieren sollten.

Ein Leitfaden der *Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.* für Biogasanlagen-Betreibende kommt zu einem ähnlichen Ergebnis, wie die drei oben genannten Studien. Hier wird neben der Flexibilisierung des Betriebs und der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz noch die Erzeugung von biogenen Kraftstoffen als mögliche wirtschaftliche Alternative hervorgehoben [46].

3 Beschreibung des Pilotnetzes *IES Dörpum*

Das untersuchte Pilotnetz zur Stromversorgung in Dörpum wurde Ende 2022 in Betrieb genommen. Das Stromnetz war seinerzeit beim Ausbau der Wärmeversorgung mitgeplant und durch entsprechende Verrohrungen vorbereitet. Die Kosten für die Inbetriebnahme und den Betrieb dieses Pilotnetzes wurden durch Gelder aus dem Förderprogramm *AktivRegion*, sowie durch Eigenanteile der Biogas Dörpum GmbH & Co. KG und privaten Partner*innen finanziert. Abbildung 3.1 veranschaulicht die Komponenten des *IES Dörpum*.

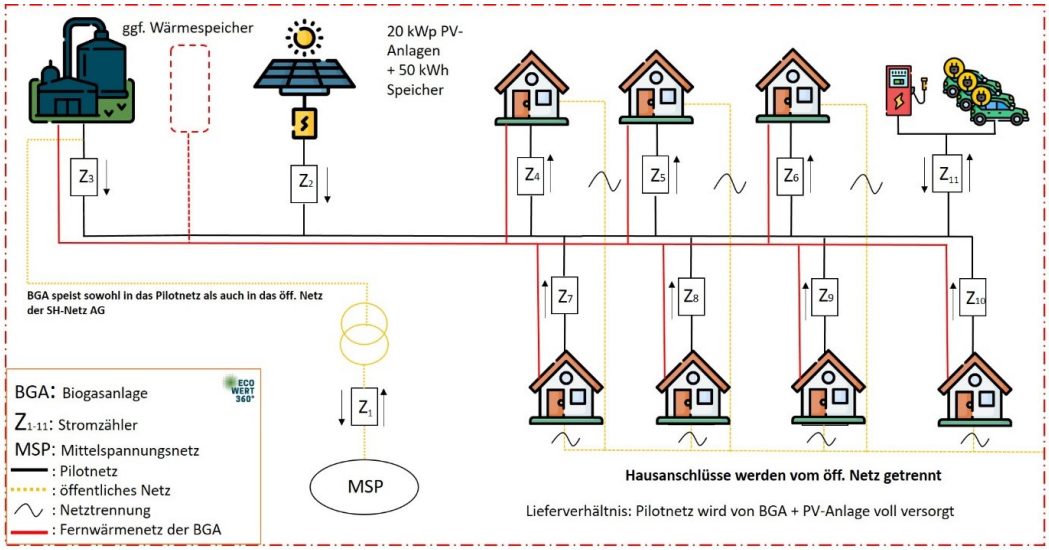


Abbildung 3.1: Komponenten des Pilotnetzes *IES Dörpum* [*EcoWert 360° GmbH*, 2020]

Die Verbrauchseite setzt sich durch folgende Anschlüsse zusammen:

- sieben Haushalte
- ein landwirtschaftlicher Betrieb
- zwei öffentlich zugängliche Ladesäulen für Elektrofahrzeuge mit 22 kW max. Ladeleistung

Folgende Erzeugungs- und Speicherkomponenten sind Teil des *IES Dörpum*:

- zwei PV-Anlagen mit insgesamt 30 kW Peak-Leistung
- ein Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von 30 kWh

Die Hausanschlüsse sind im Rahmen des *IES Dörpum* mit intelligenten Zählern (sog. Smart Meter) ausgestattet, vom öffentlichen Netz getrennt und an das Pilotnetz angeschlossen. Für den Betrieb des Netzes erfolgte außerdem die Anschaffung eines intelligenten Lade- und Lastmanagementsystems, welches die Stromversorgung steuert und den Stromverbrauch der Haushalte und Elektrofahrzeuge auf die zeitlich schwankende Stromversorgung der PV-Anlage abstimmt.

Die Biogasanlage der Biogas Dörpum GmbH & Co. KG ist zwar nicht Teil des *IES Dörpum*, stellt im Rahmen der Untersuchungen jedoch eine zentrale Komponente dar. Sie umfasst zwei Fermenter zur Erzeugung von Biogas aus Biomasse sowie insgesamt vier Blockheizkraftwerke (BHKW) zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme. Der erzeugte Strom wird einerseits durch das *IES Dörpum* bezogen und andererseits ins öffentliche Netz eingespeist. Mit der erzeugten Wärme werden etwa 120 Haushalte, vier landwirtschaftliche Betriebe und drei Gewerbebetriebe über ein bestehendes Nahwärmenetz versorgt.

- Fermenter mit etwa 20 MWh Speicherkapazität
- Fermenter mit etwa 23 MWh Speicherkapazität
- BHKW mit 1,57 kW elektrischer Leistung
- BHKW mit 2,13 kW elektrischer Leistung
- BHKW mit 0,65 kW elektrischer Leistung
- Satelliten-BHKW 0,25 kW elektrischer Leistung

Ziel der Initiator*innen des *IES Dörpum* ist eine höchstmögliche Eigenversorgung. Die Verbraucher sind zwar vom öffentlichen Netz getrennt, das Pilotnetz als Ganzes bleibt jedoch über den Transformator der Biogasanlage an das öffentliche Netz angeschlossen. So ist sichergestellt, dass benötigte Fehlmengen in Zeiten zu geringer PV-Einspeisung zunächst durch die Stromerzeugung aus der Biogasanlage oder aus dem öffentlichen Netz bezogen werden können. Der erzeugte Strom der PV-Anlagen wird nicht in das öffentliche Netz eingespeist, sondern nur innerhalb des *IES Dörpum* genutzt.

4 Lokale Untersuchungen des *IES Dörpum*

Im Rahmen des Projekts wurde das *IES Dörpum* zunächst aus lokaler Perspektive untersucht. Ziel war es, geeignete Betriebsstrategien zu identifizieren und Entwicklungspfade aufzuzeigen. Die zu untersuchenden Szenarien, notwendige Annahmen, relevante Auswertungskriterien und die Ergebnisse wurden im Rahmen zweier Stakeholder-Workshops diskutiert (siehe Abschnitt *Aktivitäten im Projektumfeld*), um die Interessen der lokalen Akteur*innen zu berücksichtigen.

4.1 Modellierung des *IES Dörpum*

Im Folgenden soll zunächst das Netzberechnungstool `OptIES` vorgestellt werden, das im Rahmen des Projekts zur lokalen Untersuchung des *IES Dörpum* entwickelt worden ist, aber auch für die Optimierung anderer regionaler Energiesysteme herangezogen werden kann. Anschließend wird das komplementäre Datenmodell beschrieben. Dieses beinhaltet die parametrisierten Komponenten des *IES Dörpum* sowie neben verschiedenen synthetischen potenziellen Erzeugungs- und Lastzeitreihen auch gemessene Lastzeitreihen. Das Tool und Datenmodell sind unter Open-Source- und Open-Data-Richtlinien veröffentlicht.

- Open-Source-Tool `OptIES`:
  `https://github.com/znes/OptIES/tree/dev`
- Komplementäres Datenmodell inkl. synthetischer und gemessener Zeitreihen:
  `https://doi.org/10.5281/zenodo.10784799`

4.1.1 Netzberechungstool `OptIES`

Das Tool `OptIES` basiert auf der Open Source Toolbox *PyPSA* [11]. Abbildung 4.1 zeigt das verwendete Modellkonzept. Zu sehen sind die verschiedenen Komponenten des *IES Dörpum* (siehe Beschreibung in Kapitel 3) und deren Verschaltung durch *PyPSA*-Komponenten.

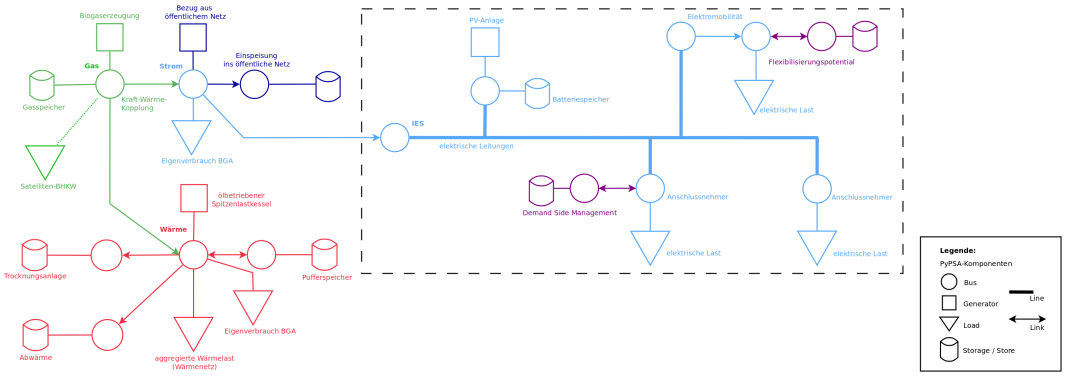


Abbildung 4.1: Verwendetes Modellkonzept (basierend auf der Software *PyPSA* [11])

Die Biogasanlage spielt eine zentrale Rolle für die lokale Strom- und Wärmeversorgung. Deshalb wird neben der Stromversorgung des *IES Dörpum* auch die Wärmeversorgung der Gemeinde berücksichtigt, wobei der Fokus im Rahmen des Projekts auf der stromseitigen Versorgung liegt und das Nahwärmenetz deshalb standardmäßig als aggregierte Last abgebildet ist. Zusätzlich untersuchte Matthias Winschu im Rahmen seiner Masterarbeit die Vorteile der Modellierung des Wärmenetzes als Netz sowie die mögliche Erweiterung um noch nicht angeschlossene Haushalte [50].

Das Tool `OptIES` umfasst diverse Funktionalitäten, um Datenmodelle einzulesen, als *PyPSA*-Netze zu verarbeiten, zu optimieren und letztlich auszuwerten. Es werden die folgenden Schritte abgearbeitet:

1. Import notwendiger Eingangsdaten in Form von csv-Dateien mit Energiesystemkomponenten und Parametrisierung nach *PyPSA*
2. Verarbeitung der Daten und Erstellung eines *PyPSA-Networks*
3. Wahl eines Szenarios und Konfiguration der gewünschten Berechnung, z.B.
   - Auswahl synthetischer oder gemessener Zeitreihen sowie zeitliche Auflösung
   - Auswahl der zu berücksichtigenden Flexibilitäten und auszubauender Komponenten
   - Auswahl der Autarkiebestrebungen für aktuelles *IES Dörpum* oder potenzielle Erweiterung auf gesamten Ortsteil Dörpum
4. Netzberechnung und -optimierung unter Anwendung spezifischer Nebenbedingungen
5. Berechnung und grafische Aufbereitung zentraler Ergebnisse

Im dritten der oben beschriebenen Schritte kann die Berücksichtigung von Flexibilitätspotenzialen ausgewählt werden, die sich durch zeitlich verschiebbare Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen (engl. Electric Vehicles) (EVs) oder Demand Side Management (DSM) in Haushalten ergeben. In der Realität können diese durch das vorhandene intelligente Lastmanagementsystem umgesetzt werden. Die Berechnungen der Potenziale sind Teil des Tools `OptIES` und finden sich in dem Skript `data.py`. Dafür werden die entsprechenden Lastzeitreihen herangezogen und basierend auf der Methodik von [25] zeitabhängige, verschiebbare Anteile ermittelt.

Im Rahmen der Optimierung (implementiert in `optimization.py`) werden die Gesamtsystemkosten, bestehend aus Kapazitätserweiterungs- und Generatoreinsatzkosten, minimiert. Im Rahmen der lokalen Analysen wird an dieser Stelle eine betriebswirtschaftliche Sicht angewandt, sodass die Kosten aus Perspektive der Betreiber*innen der Biogasanlage bzw. des *IES Dörpum* minimiert werden. Es wird ein techno-ökonomischer Linear Optimal Power Flow (LOPF) nach *PyPSA* [11] durchgeführt, der passive Zweigflüsse berücksichtigt. Um die sich ändernden elektrischen Parameter aufgrund des Netzausbaus zu berücksichtigen, werden vier Iterationen des LOPF durchgeführt.

Das zentrale Skript des Tools bildet `opties.py`, welches der Konfiguration und Ausführung der Berechnungen dient. In den `args` kann das gewünschte Szenario (siehe auch Abschnitt 4.2) gewählt und die weitere Parametrisierung vorgenommen werden. Im Folgenden ist dieses zentrale Skript dargestellt, um einen Eindruck über verschiedene vorhandene Funktionalitäten zu geben. Eine Installationsanleitung, detaillierte Beschreibungen des Tools sowie die Skripte und beispielhafte Ergebnisse sind auf *Github*[14] veröffentlicht.

```
1  import pypsa
2  from data import import_data, import_timeseries, create_pypsa_network, adapt_settings
3  from optimization import Constraints, optimization
4  from results import calc_results
5  from plots import *
6
7  __copyright__ = (
8      "Europa-Universitaet Flensburg, Centre for Sustainable Energy Systems, "
9      "FossilExit Research Group"
10 )
11 __license__ = "GNU Affero General Public License Version 3 (AGPL-3.0)"
12 __author__ = "KathiEsterl, MatthiasW, mohsenmansouri"
13
14
15 args = {
16     "path": "data/",
17     "use_real_data": False,  # if True, temporal resolution modifiable
18     "scale_synth_to_real": False,  # if True, synth. data is scaled to real
19     "temporal_resolution": "hourly",  #  {'5min', '15min', 'hourly'}, synth: only hourly
20     "start_hour": 1,
21     "end_hour": 8760,
22     "flexible_components": {'emob', 'dsm'}, # {emob, dsm, biogas-remuneration}, hourly
23     "extendable_components": {},  # {'el_lines', 'pv', 'batteries', 'heat-store'}
24     "method": {
```

[14] `https://github.com/znes/OptIES/tree/dev`

```
25          "type": "lopf",
26          "n_iter": 4,
27          "pyomo": True,
28      },
29      "solver_name": "gurobi",
30      "solver_options": {
31          "BarConvTol": 1e-05,
32          "FeasibilityTol": 1e-05,
33          "crossover": 0,
34          "logFile": "solver_opties.log",
35          "threads": 4,
36          "method": 2,
37          "BarHomogeneous": 1,
38      },
39      "csv_export": "opties-results/",
40  }
41
42  buses, lines, generators, storage_units, stores, links, loads = import_data(args)
43  el_loads, heat_load, gas_load, pv, wind = import_timeseries(args)
44  network = create_pypsa_network(
45      buses, lines, generators, storage_units, stores, links,
46      loads, el_loads, heat_load, gas_load, pv, wind, args,)
47  network = adapt_settings(network, args)
48  optimization(network, args)
49  results = calc_results(network)
50  results.to_csv(args["csv_export"] + "results.csv")
```

4.1.2 Komplementäres Datenmodell

Das Datenmodell enthält alle parametrisierten Komponenten des *IES Dörpum* sowie diverse synthetische und gemessene Zeitreihen und kann direkt in `OptIES` (siehe Abschnitt 4.1.1) verwendet werden. Es ist auf *zenodo*[15] veröffentlicht.

Die Daten zur Parametrisierung der Komponenten sowie die synthetische Gaslast und Eigenverbräuche der enthaltenen Biogasanlage sind aufgrund von Angaben der *Biogas Dörpum GmbH* festgelegt und mithilfe der Daten der *PyPSA technology data* [48] ergänzt (insbesondere Kostenannahmen). Da das Datenmodell reale Messzeitreihen der elektrischen Verbräuche von sieben Haushalten beinhaltet, wurde die Georeferenzierung des Stromnetzes entfernt, um die gemessenen Zeitreihen in anonymisierter Form veröffentlichen zu können.

Die synthetischen Zeitreihen basieren auf dem als repräsentativ angenommenen und relativ aktuellen Wetterjahr 2019. Zur Erstellung der synthetischen Lastzeitreihen (Strom und Wärme) wurden Jahresgesamtverbräuche der letzten Jahre herangezogen und basierend auf der Arbeit von [14] zeitlich verteilt. Zur Erstellung der synthetischen Lastzeitreihen aus Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen wurden Daten der Studie *Mobilität in Deutschland* [38] innerhalb des Tools *RAMP-mobility* [32] verwendet. Die synthetische Zeitreihe der potenziellen Erzeugung durch Photovoltaik (PV) ist mithilfe *renewables_ninja* [42] erzeugt.

Außerdem beinhaltet das Datenmodell verschiedene gemessene Lastzeitreihen. Diese ergeben sich aus dem Zeitraum Mitte Februar 2023 bis Mitte Februar 2024. Aufgrund

[15] `https://doi.org/10.5281/zenodo.10784799`

von Hard- und Softwarefehlern stehen keine lückenlosen Messungen zur Verfügung, insbesondere die Messungen der Ladevorgänge durch EVs sind beeinträchtigt. Eine Übersicht über die Verfügbarkeit der gemessenen Daten ist der Abbildung 4.2 zu entnehmen.

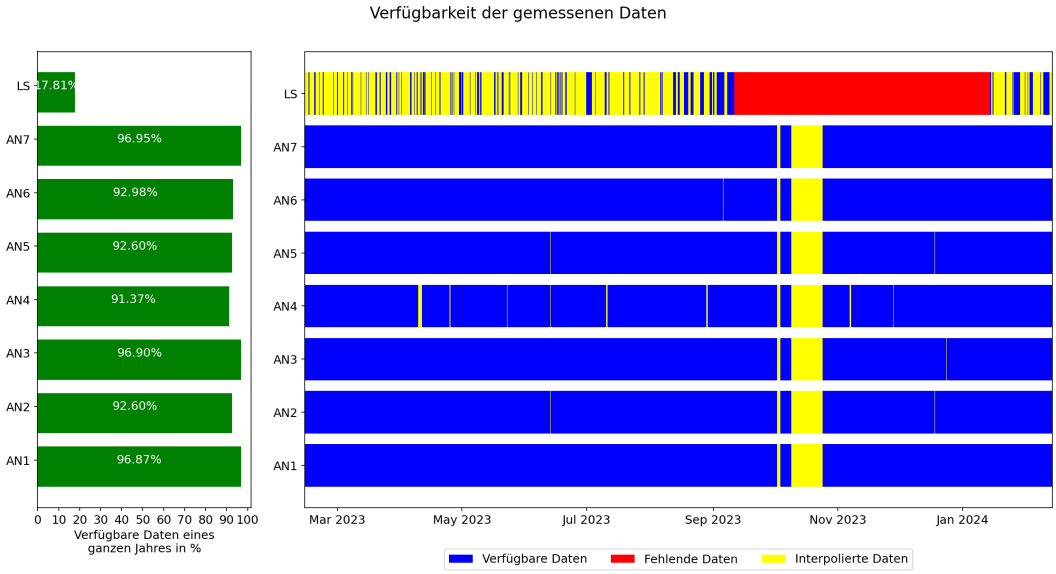


Abbildung 4.2: Verfügbarkeit gemessener Lastzeitreihen in den Haushalten

4.2 Szenarienübersicht

Im Folgenden soll eine Übersicht über die im Rahmen der lokalen Untersuchungen berechneten Szenarien gegeben werden. Es wurden sowohl Status-Quo-Szenarien als auch Zukunftsszenarien untersucht. Wie bereits in Kapitel 4.1.2 beschrieben, basieren die synthetischen Daten auf dem als repräsentativ angenommenen und relativ aktuellen Wetterjahr 2019. Die Messzeitreihen sind für den Zeitraum Februar 2023 bis Februar 2024 verfügbar. Die Status-Quo-Szenarien beziehen sich somit auf diese Jahre. Auch unter den Zukunftsszenarien finden sich Szenarien für diese Jahre. Zwei der Zukunftsszenarien beziehen sich jedoch auf das Jahr 2030. Tabelle 4.1 sowie Tabelle 4.2 stellen diese verschiedenen Szenarien inklusive zentraler Annahmen dar. Die Szenarien mit Zieljahr 2030 sind explizit gekennzeichnet.

Bezeichnung	**Beschreibung**	**verwendete Lastzeitreihen**	**berücksichtigte Flexibilitäten**	**ausbaubare Komponenten**
IES_Mess	In diesem Szenario werden für die elektrischen Bedarfe der Haushalte die vorhandenen Messzeitreihen aus dem Zeitraum Februar 2023 bis Februar 2024 genutzt. Aufgrund der mangelnden Qualität der Messungen an den Ladesäulen, wurde für Bedarfe für das Laden von EVs die synthetischen Zeitreihen verwendet.	gemessen	-	-
IES_Synth_Skal	In diesem Szenario werden synthetische Lastzeitreihen verwendet, allerdings werden die Jahresenergieverbräuche auf die gemessenen Jahressummen skaliert, um die Vergleichbarkeit zum Szenario *IES_Mess* zu erhöhen.	gemessen und skaliert	-	-
IES_Synth	Dieses Szenario stellt das Basis-Szenario mit synthetischen Zeitreihen (Bezugsjahr 2019) und Status-Quo-Komponenten dar.	synthetisch	-	-
IES_FlexE	In Erweiterung des Basis-Szenarios *IES_Synth* ist hier der begrenzte zeitliche Verschub von Ladevorgängen von EVs an den Ladesäulen erlaubt, sodass sich Flexibilitäspotenzial ergibt.	synthetisch	Laden von EVs	-
IES_Flex+	Zusätzlich zu dem Potenzial aus flexiblem Laden von EVs ist hier Lastverschiebepotenzial in Haushalten berücksichtigt.	synthetisch	Laden von EVs, DSM in Haushalten	-

Tabelle 4.1: Übersicht über die im Rahmen der lokalen Analysen berechneten Status-Quo-Szenarien

Bezeichnung	**Beschreibung**	**verwendete Lastzeitreihen**	**berücksichtigte Flexibilitäten**	**ausbaubare Komponenten**
IES_PV+	Dieses Szenario basiert auf dem Szenario *IES_Flex+* und erlaubt zusätzlich den Ausbau der im *IES Dörpum* vorhandenen PV-Aufdachanlage sowie des vorhandenen Batteriespeichers.	synthetisch	Laden von EVs, DSM in Haushalten	PV-Anlage und Batteriespeicher
IES_PVW+	Dieses Szenario erweitert das Szenario *IES_PV+* um den optimalen Ausbau des vorhandenen Wärmespeichers.	synthetisch	Laden von EVs, DSM in Haushalten	PV-Anlage, Batteriespeicher und Wärmespeicher
IES_PVW+-SpK	Im Rahmen dieses Szenarios soll untersucht werden, unter welchen Bedingungen der ölbetriebene Spitzenlastkessel nicht mehr benötigt wird. Entsprechend wird Szenario *IES_PVW+* mit entferntem Spitzenlastkessel betrachtet.	synthetisch	Laden von EVs, DSM in Haushalten	PV-Anlage, Batteriespeicher und Wärmespeicher
IES++_2030	Dieses Szenario befasst sich mit der potenziellen Erweiterung des *IES Dörpum* von den aktuell beinhalteten sieben Haushalten und zusätzlichen Erzeugungskapazitäten auf den gesamten Ortsteil Dörpum mit insgesamt 120 Haushalten für das Zieljahr 2030. Details zu diesem Szenario sind unten beschrieben und in [50] dokumentiert.	synthetisch (Zieljahr 2030)	Laden von EVs, DSM in Haushalten, Elektrolyseur-Betrieb	PV-Anlage, Batteriespeicher, Wärmespeicher, Elektrolyseur
IES++_BGA-	Auch dieses Szenario beinhaltet 2030 als Zieljahr. Es soll zur Untersuchung der zukünftigen Strom- und Wärmeversorgung des *IES Dörpum* unter alternativen Vermarktungskonzepten der Biogasanlage dienen. Details sind in unten nachzulesen.	synthetisch (Zieljahr 2030)	Laden von EVs, DSM in Haushalten, Elektrolyseur-Betrieb, Biogas-Vermarktung	PV-Anlage, Batteriespeicher, Wärmespeicher, Elektrolyseur, alt. Technologie zur Wärmeversorgung

Tabelle 4.2: Übersicht über die im Rahmen der lokalen Analysen berechneten Zukunftsszenarien

Die letzteren beiden Szenarien der Tabelle 4.2 ergänzen das in den vorherigen Abschnitten 4.1.1 und 4.1.2 beschriebene Tool und Datenmodell um weitere Verbraucher und Erzeugungseinheiten, um die potenzielle Erweiterung des Konzepts auf den gesamten Ortsteil Dörpum in 2030 abzubilden. Die folgenden Komponenten werden hinzugefügt, Details sind in der im Rahmen des Projekts entstandenen Masterarbeit von Matthias Winschu [50] zu entnehmen:

- Strombedarf durch 100 zusätzliche Haushalte
- Strombedarf durch zu erwartende Durchdringung mit E-Mobilität (zirka 65 EVs)
- Strombedarf durch 31 Wärmepumpen (Haushalte, die nicht bereits an Wärmenetz angeschlossen sind)
- Strombedarfe durch Straßenbeleuchtung
- vorhandene PV-Aufdachanlagen (insgesamt 2.46 MW Peak-Leistung)
  → Unterscheidung zwischen EEG-geförderter und nicht mehr geförderter Anlagen
- vorhandene Windkraftanlage (1 MW Leistung)
- vorhandener Elektrolyseur mit optionaler Abwärmenutzung (250 kW Leistung)
  → kombinierter Betrieb mit Windkraftanlage, verschiedene Betriebsweisen (prioritär oder nachrangig betrieben)

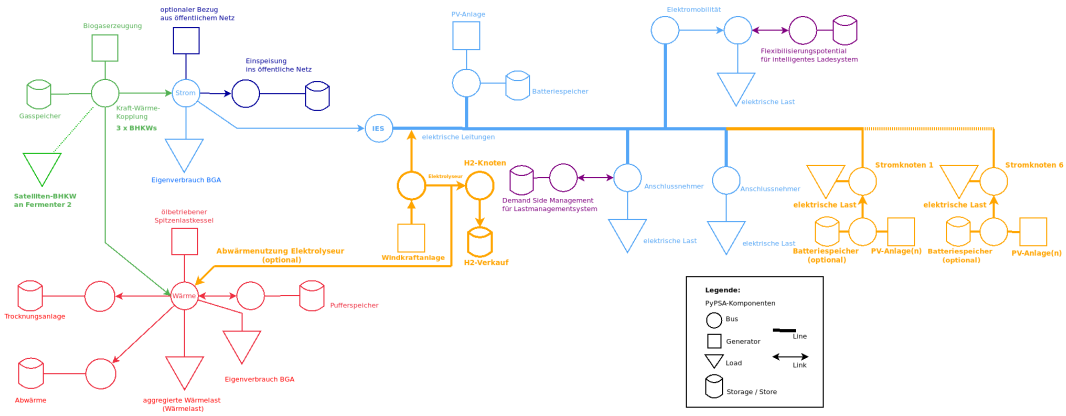


Abbildung 4.3: Verwendetes Modellkonzept für Szenario *IES++_2030* (basierend auf der Software *PyPSA* [11])

Abbildung 4.3 zeigt das Modellkonzept, das für die Untersuchung einer zukünftigen Erweiterung auf den Ortsteil Dörpum im Jahr 2030 (Szenario *IES++_2030*) verwendet wird. Während das Stromnetz innerhalb *IES Dörpum* in voller räumlicher Auflösung abgebildet ist, ist die Erweiterung um die zusätzlichen Haushalte

und Erzeugungseinheiten vereinfacht umgesetzt, indem die verschiedenen Komponenten an den entsprechenden Punkten des Stromnetzes des *IES Dörpum* aggregiert werden. Hinsichtlich der PV-Aufdachanlagen kann angegeben werden, ob alle Anlagen dem erweiterten *IES Dörpum* zur Verfügung stehen oder nur diejenigen, die keine EEG-Förderung mehr erhalten. Der Elektrolyseur wird in Kombination mit der Windkraftanlage entweder prioritär betrieben oder nachrangig, sodass die durch die Windkraftanlage erzeugte elektrische Energie primär dem erweiterten *IES Dörpum* zur Verfügung steht. Der erzeugte Wasserstoff wird für einen angenommenen 10,1 ct/kWh [34] verkauft. Weiterhin ist optional die Berücksichtigung der Nutzung der Abwärme des Elektrolyseurs abgebildet. Weitere Details zur Abbildung der Erweiterung auf den Ortsteil sowie die Ergebnisse der Untersuchung sind in [50] dokumentiert. Implementiert sind die Änderungen auf einem extra *Github-Branch* namens „IES_Gemeinde_Dörpum “ als Teil des Tools `OptIES`.

Abbildung 4.4 zeigt das Modellkonzept, das zur Untersuchung der Strom- und Wärmeversorgung eines erweiterten *IES Dörpum* unter Berücksichtigung alternativer Vermarktungskonzepte der Biogasanlage im Jahr 2030 genutzt wird. Dieses Konzept erlaubt den direkten Verkauf von Biogas für einen Preis von 10 ct/kWh [7]. Teil des Optimierungsproblems ist der potenzielle Bau einer alternativen Wärmeversorgung durch verschiedene Technologien. Dafür stehen ein Elektrodenheizkessel und verschiedene Wärmepumpen zur Verfügung. Im Rahmen der Untersuchung wurden zusätzlich verschiedene Variationen betrachtet. Für die bessere Nachvollziehbarkeit sind diese Szenarienvariationen zusammen mit den Ergebnissen in Abschnitt 4.3.5 beschrieben. Implementiert sind die Änderungen auf einem extra *Github-Branch* namens „IES_BGA_Alternative “ als Teil des Tools `OptIES`.

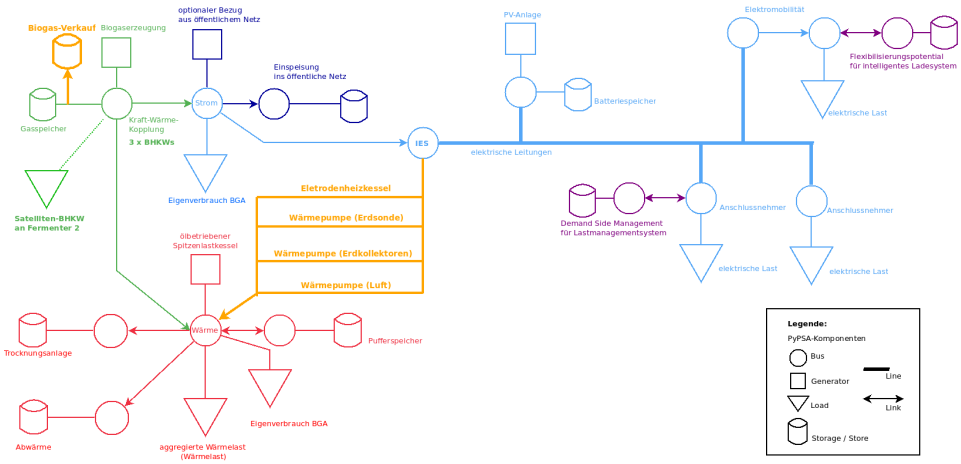


Abbildung 4.4: Verwendetes Modellkonzept für Szenario *IES++_BGA-* (basierend auf der Software *PyPSA* [11])

4.3 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Analysen mit lokalem Fokus präsentiert. Zunächst erfolgten Simulationen auf Basis sowohl synthetischer als auch gemessener Zeitreihen, die untereinander sowie mit realen Messdaten verglichen wurden. Ziel war es, die Abbildungsgenauigkeit des *IES Dörpum* zu validieren. Darauf aufbauend werden zunächst die Ergebnisse der Status-Quo-Szenarien mit synthetischen Zeitreihen für das Jahr 2019 vorgestellt. Im Anschluss folgen die Resultate der optimalen Ausbauszenarien. Abschließend werden die Ergebnisse der Szenarien für das Jahr 2030 dargestellt.

4.3.1 Validierung der Modellierung mithilfe realer Messzeitreihen

Unter Anwendung der in Tabelle 4.1 beschriebenen Szenarien *IES_Mess*, *IES_Synth_Skal* und *IES_Synth* sind Simulations- und Optimierungsrechnungen durchgeführt worden, die der Validierung der Modellierung sowie der verwendeten synthetischen Zeitreihen dienten. Im Folgenden werden die Ergebnisse zusammengefasst.

Abbildung 4.5 veranschaulicht beispielhaft die synthetischen und gemessenen elektrischen Lastzeitreihen (siehe Abschnitt 4.1.2) eines Haushalts für jeweils zwei Wochen im Februar und Juli. An vielen Tagen zeigen sich Übereinstimmungen in den Zeitpunkten maximaler Lasten, die typischerweise am Morgen und am Abend auftreten. Die gemessenen Zeitreihen weisen jedoch – sowohl im Winter als auch im Sommer – vereinzelt Lastspitzen auf, die deutlich über denen der synthetischen Daten liegen und kurzzeitig bis zu 2 kW erreichen. Solche Spitzen sind plausibel und könnten beispielsweise durch den Einsatz älterer Staubsaugermodelle oder durch Waschmaschinen im Heizbetrieb verursacht werden. Die Abweichungen zwischen den Zeitreihen lassen sich unter anderem durch die unterschiedliche zeitliche Auflösung erklären: Während die gemessenen Daten viertelstündlich vorliegen, basieren die synthetischen Zeitreihen lediglich auf stündlicher Auflösung, wodurch kurzzeitige Lastspitzen geglättet werden.

Im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen wurde daher analysiert, inwieweit sich die Optimierungsergebnisse bei Verwendung unterschiedlicher zeitlicher Auflösungen unterscheiden. Hierzu wurden die gemessenen Lastzeitreihen in stündlicher, viertelstündlicher sowie fünfminütiger Auflösung betrachtet. Die Auswertung zeigte jedoch nur geringfügige Abweichungen zwischen den Ergebnissen, sodass für alle weiteren Berechnungen eine stündliche Auflösung gewählt wurde. Diese Wahl ist

auch insofern sinnvoll, als neben den Lastzeitreihen weitere zeitabhängige Daten berücksichtigt werden müssen – etwa für das Laden von Elektrofahrzeugen, die potenzielle Stromerzeugung durch PV-Anlagen oder vorhandene Flexibilitätspotenziale – die ausschließlich in stündlicher, synthetischer Auflösung vorliegen. Durch die Entscheidung für eine einheitliche zeitliche Auflösung wird zudem die Konsistenz der Modellierung gewährleistet.

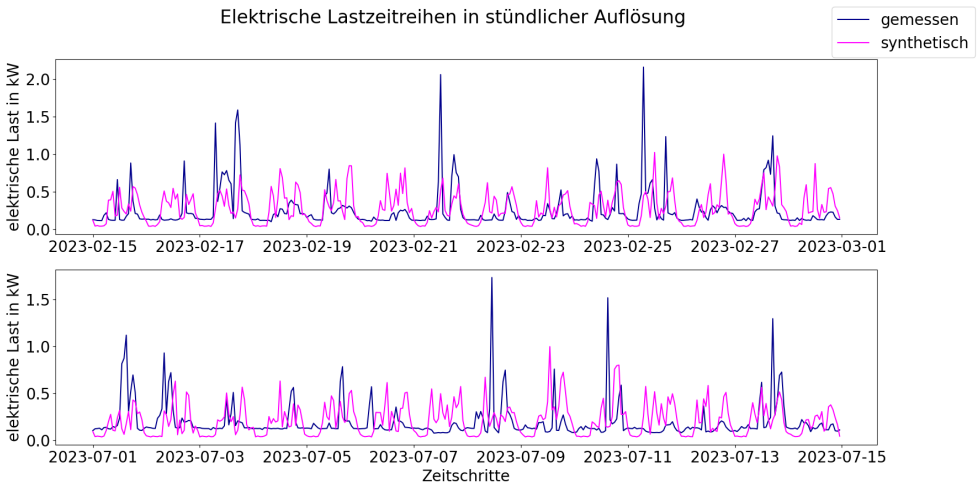


Abbildung 4.5: Synthetische elektrische Lastzeitreihen (entsprechend des Szenarios *IES_Synth_Skal* in Tabelle 4.1) nach [14] sowie gemessene elektrische Lastzeitreihen für je zwei Wochen im Februar und im Juli

	Einheit	***IES_Mess***	***IES_Synth_Skal_Skal***	***IES_Synth***
Ertrag	€/a	183.365	183.670	157.217
elektr. Bedarf IES	MWh	83	83	167
Netzbezug	MWh	0	0	0
elektr. Bezug aus BHKW	MWh	55	54	137
PV-Erzeugung	MWh	28	29	30

Tabelle 4.3: Zentrale Ergebnisse lokaler Optimierungsrechnungen mit synthetischen und gemessenen Lastzeitreihen (vgl. Tabelle 4.1)

Wie in Abschnitt 4.1.2 sowie Tabelle 4.1 beschrieben, verbergen sich hinter den synthetischen Zeitreihen ein historischer Gesamtjahresverbrauch aus dem Jahr 2019 - diese Jahresverbräuche pro Haushalt wurden durch die *Biogas Dörpum GmbH* zur Verfügung gestellt - stündlich über das Jahr verteilt nach [14]. Im Szenario

IES_Synth_Skal wurden die Gesamtjahresverbräuche aus den gemessenen Zeitreihen zur Skalierung herangezogen. Tabelle 4.3 zeigt, dass sich der angenommene elektrische Jahresbedarf signifikant unterscheidet. Der gemessene Gesamtjahresverbrauch liegt etwa bei der Hälfte des Verbrauchs aus 2019. Der Grund dafür liegt bei dem in Abschnitt 3 benannten landwirtschaftlichen Betrieb, der zwischenzeitlich anderweitig betrieben worden ist. Für die restlichen Haushalte ergeben sich nur geringfügige Abweichungen. Entsprechend dem höheren Verbrauch in Szenario *IES_Synth* ist auch der Bezug von Strom aus den mit Biogas betriebenen BHKW in diesem Szenario deutlich höher als im Szenario *IES_Mess*. Damit sind auch etwa 15 % geringere Erträge feststellbar - hierbei handelt es sich maßgeblich um Einnahmen durch den Verkauf von Strom seitens der Biogasanlage ins Netz, von denen die Kosten für den Betrieb der Biogasanlage, der BHKW und des *IES Dörpum* abgezogen werden. Trotzdem ist kein Bezug von Strom aus dem Netz notwendig. Nach Skalierung der Jahresbedarfe anhand der gemessenen Jahressummen (Szenario *IES_Synth_Skal*, siehe 4.3) ergeben sich wiederum nur geringfügige Unterschiede in den Optimierungsergebnissen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sowohl in der Jahressumme als auch in den zeitlichen Verläufen durchaus Unterschiede zwischen den synthetischen und den gemessenen Zeitreihen bestehen. Insbesondere bei einer Skalierung der synthetischen Zeitreihen wirken sich diese jedoch nur marginal auf die Optimierungsergebnisse aus. Nach Rücksprache mit den Stakeholdern vor Ort wurden für die weiteren Berechnungen die synthetischen Zeitreihen basierend auf den Jahresbedarfen pro Haushalt aus 2019 stündlich verteilt nach [14] verwendet.

4.3.2 Status-Quo-Szenarien

Im Folgenden sollen die Ergebnisse der durchgeführten Optimierungsrechnungen für die Szenarien *IES_Synth* und *IES_Flex+* (vgl. Tabelle 4.1) dargestellt werden. Aufgrund des geringen Flexibilitätspotenzials durch DSM in den Haushalten ergeben sich kaum Unterschiede zwischen den Ergebnissen der Szenarien *IES_FlexE* und *IES_Flex+*. So liegt das durchschnittliche Potenzial durch verschiebbare Lasten in den Haushalten bei etwa 0.5 kW und das Potenzial durch flexibles Laden von E-Mobilität bei durchschnittlich 6 kW (je berechnet nach [25]). Die Ergebnisse des Szenarios *IES_FlexE* werden deshalb nicht explizit beschrieben.

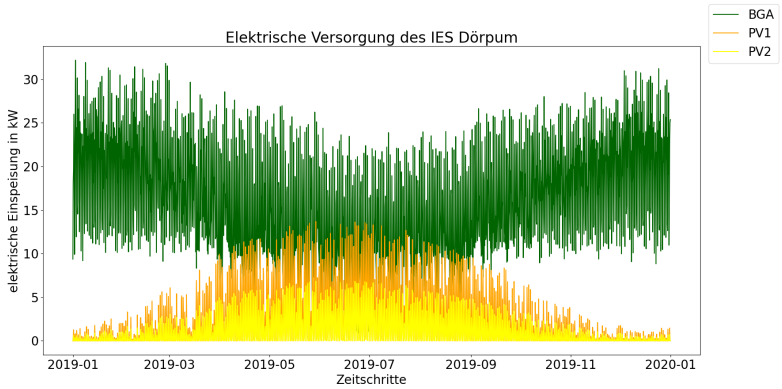
Tabelle 4.4 fasst die zentralen Ergebnisse zusammen. Wie im vorherigen Abschnitt erläutert, ergeben sich die Erträge aus Sicht der Biogasanlagenbetreiber – die zugleich Betreiber des *IES Dörpum* sind – aus den Einnahmen durch den Stromverkauf ins öffentliche Netz, abzüglich der Betriebskosten für Biogasanlage, BHKW und *IES*

Dörpum. Im Rahmen der Optimierung werden diese Erträge maximiert bzw. die Gesamtkosten aus Betreibersicht minimiert. Dabei ist zu betonen, dass die Ergebnisse keine Rückschlüsse auf die tatsächlichen Erträge einzelner Biogasanlagen erlauben. Ziel ist vielmehr, grundlegende Systemdynamiken aufzuzeigen und Optimierungspotenziale zu identifizieren.

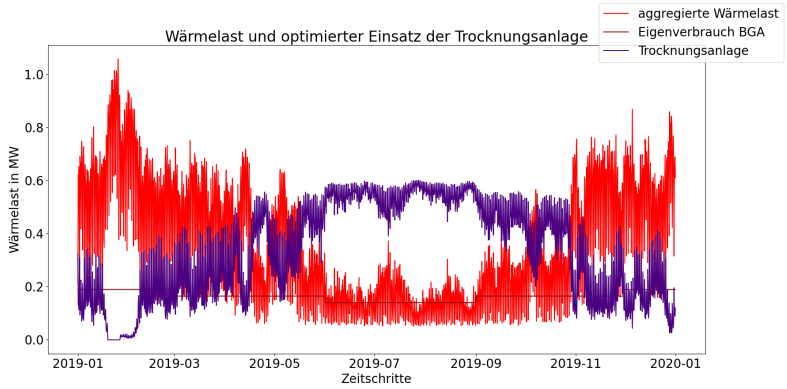
In dem vorliegenden Fall werden die Erträge insbesondere über eine möglichst hohe Einspeisung von Strom ins übergeordnete Netz sowie durch die maximale Nutzung von PV-Strom innerhalb des *IES Dörpum* generiert. Der verbleibende elektrische Bedarf des *IES Dörpum* wird durch die BHKW gedeckt; gleichzeitig werden auch die thermischen Anforderungen des Wärmenetzes erfüllt. Angesichts der vergleichsweise geringen Lasten der angeschlossenen Haushalte und Komponenten im *IES Dörpum* wird tatsächlich der Großteil des erzeugten Stroms ins Netz eingespeist. Auffällig ist allerdings, dass der Batteriespeicher in beiden Szenarien kaum genutzt wird. Die Nutzung des Speichers ist mit geringen marginalen Kosten belegt. Anscheinend ist die installierte PV-Leistung tendenziell zu gering dimensioniert – der erzeugte Strom wird direkt verbraucht, wodurch eine zeitliche Verschiebung kaum notwendig ist. Im Szenario *IES_Flex+* werden die vorhandenen, kostenfrei verfügbaren Flexibilitätspotenziale zwar aktiviert, was dazu führt, dass der Batteriespeicher vollständig verdrängt wird. Allerdings lässt sich dadurch weder die Nutzung von PV-Strom noch die Netzeinspeisung signifikant steigern. Aus mathematischer Sicht liegt vermutlich ein flaches Optimum vor – in der praktischen Umsetzung scheinen die eingesetzten Flexibilitäten somit kaum Einfluss auf das Gesamtergebnis zu haben.

	Einheit	***IES_Synth***	***IES_Flex+***
Ertrag	€/a	157.217	157.227
Netzbezug	kWh	0	0
Netzeinspeisung	MWh	5.080	5.080
PV-Erzeugung	MWh	30	30
Batteriespeichernutzung	MWh	0,1	0
Potenzial Flexibilitäten	kW	0	6.5
Nutzung Flexibilitäten	MWh	0	12
BHKW - Strom	MWh	6.095	6.095
BHKW - Wärme	MWh	7.523	7.523
Wärmespeichernutzung	MWh	1,5	1,5
Spitzenlastkessel	MWh	7	7

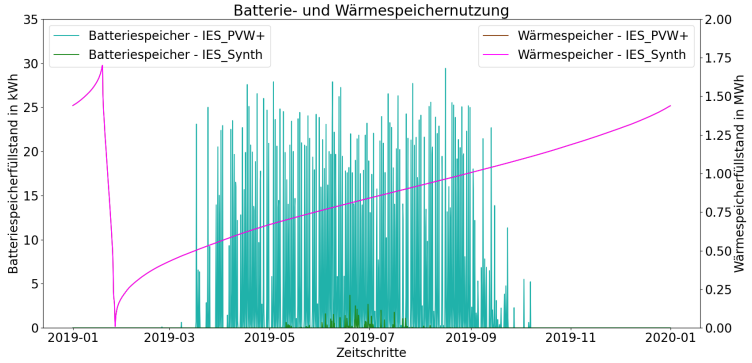
Tabelle 4.4: Zentrale Ergebnisse lokaler Optimierungsrechnungen in Status-Quo-Szenarien (vgl. Tabelle 4.1)



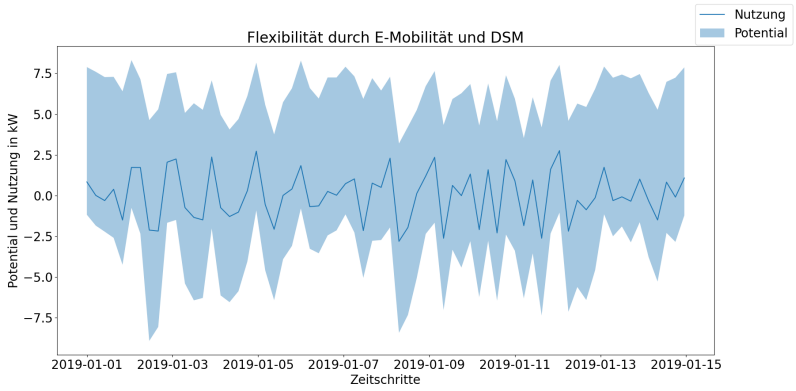
(a) *IES_Synth*: Elektrische Versorgung des *IES Dörpum*



(b) *IES_Synth*: Wärmelast und optimierter Einsatz der Trocknungsanlage



(c) *IES_Synth* und *IES_PVW+*: Batterie- und Wärmespeichernutzung



(d) *IES_Flex+*: Potenzial und Nutzung der Flexibilität durch E-Mobilität und DSM

Abbildung 4.6: Grafische Darstellung zentraler Ergebnisse aus lokalen Optimierungsrechnungen in verschiedenen Szenarien (vgl. Tabelle 4.1 und Tabelle 4.2)

Die Abbildungen 4.6 veranschaulichen zentrale Ergebnisse in zeitlich aufgelöster Darstellung. Abbildung 4.6 a) zeigt die elektrische Versorgung des *IES Dörpum* durch die verschiedenen Einspeisequellen. Während im Winter der Strombedarf überwiegend durch die Biogasanlage gedeckt wird, kann im Sommer vermehrt auf die Einspeisung der PV-Aufdachanlagen zurückgegriffen werden. Dennoch reicht die insgesamt erzeugte Strommenge aus PV nicht aus, um den elektrischen Eigenbedarf des *IES Dörpum* vollständig zu decken.

Abbildung 4.6 b) macht deutlich, welche Wärmelast im Jahresverlauf zu decken ist und wie der optimale Einsatz der im Rahmen der *Biogas Dörpum GmbH* betriebenen Trocknungsanlage ausgestaltet sein sollte. Ein wirtschaftlich sinnvoller Betrieb ergibt sich insbesondere in den Sommermonaten, wenn die Wärmelast im Netz gering ist und durch den BHKW-Betrieb ohnehin Wärme produziert wird.

Wie in Abbildung 4.6 b) und c) ersichtlich, wird der vorhandene Wärmespeicher im Februar – in einer Phase hoher Wärmelast – einmal vollständig entladen. Infolgedessen kommt, wie auch in Tabelle 4.4 ersichtlich, der Spitzenlastkessel zum Einsatz.

Abbildung 4.6 c) bestätigt zudem, dass der Batteriespeicher im Szenario *IES_Synth* nahezu ungenutzt bleibt. Schließlich zeigt Abbildung 4.6 d) exemplarisch für einen Zeitraum von zwei Wochen die verfügbaren Flexibilitätspotenziale aus DSM in Haushalten sowie durch das flexible Laden von EVs. Diese Potenziale werden nicht vollständig ausgeschöpft; der tatsächliche Einsatz bewegt sich lediglich im Bereich weniger Kilowatt.

Grundsätzlich zeigt sich, dass die Biogasanlage im betrachteten Szenario im Vergleich zu den Bedarfen im *IES Dörpum* überdimensioniert ist, was eine weitgehend problemlose Versorgung des *IES Dörpum* mit Strom und Wärme ermöglicht, ohne Strom aus dem übergeordneten Netz zu beziehen. Im Gegensatz dazu ist die installierte PV-Leistung innerhalb des *IES Dörpum* eher unterdimensioniert. Eine größere PV-Anlage würde sowohl eine höhere Einspeisung des mithilfe von Biogas erzeugten Stroms ins übergeordnete Netz erlauben als auch eine bessere Nutzung des erzeugten Stroms innerhalb des *IES Dörpum* ermöglichen. Durch eine gesteigerte PV-Erzeugung könnten die vorhandenen Flexibilitätspotenziale sowie der Batteriespeicher stärker eingebunden werden. Derzeit besteht kaum ein Bedarf für deren Einsatz, da die Stromerzeugung weitgehend kontinuierlich und bedarfsgerecht erfolgt. Hinzu kommt, dass die verfügbaren Flexibilitäten – etwa durch DSM in Haushalten oder das flexible Laden von EVs – insgesamt eher begrenzt sind. Die Zahl der beteiligten Haushalte und Ladepunkte ist überschaubar, wodurch das nutzbare Potenzial auf einem niedrigen Niveau verbleibt.

4.3.3 Ausbauszenarien

Die folgend erläuterten Ergebnisse sind den Szenarien *IES_PVW+* und *IES_PVW+-SpK* im Vergleich zu den zuvor analysierten Ergebnissen des Szenarios *IES_Flex+* (vgl. Tabelle 4.2) zuzuordnen. Die Ergebnisse der Szenarien *IES_PV+* und *IES_PVW+* unterscheiden sich kaum, sodass auf eine detaillierte Betrachtung der Ergebnisse aus *IES_PV+* verzichtet wird.

Tabelle 4.5 zeigt die zentralen Ergebnisse. Diese stärken die Schlussfolgerungen, die durch Analyse der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Ergebnisse gezogen worden sind. Ein Ausbau der PV-Anlagen erscheint im betrachteten Kontext als besonders sinnvoll. Wie in Abbildung 4.6 c) ersichtlich, würde eine höhere installierte PV-Leistung nicht nur eine bessere Ausnutzung des vorhandenen Batteriespeichers ermöglichen, sondern auch den elektrischen Versorgungsgrad durch PV signifikant steigern – konkret von derzeit 18 % auf 38 % des Gesamtverbrauchs des *IES Dörpum*. Gleichzeitig ließe sich eine Reduktion der CO_2-Emissionen um etwa 20 % erreichen. Die zugrunde liegenden Emissionswerte orientieren sich an diskriminierungsfreien Durchschnittswerten gemäß The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), wobei Materialverbräuche mit einbezogen sind [12]. Die Bewertung der Biogasanlage erfolgt je nach Ansatz unterschiedlich und könnte in künftigen Arbeiten weiter differenziert betrachtet werden.

	Einheit	***IES_Flex+***	***IES_PVW+***	***IES_PVW+ _-SpK***
Ertrag	€/a	157.227	162.287	161.914
Ausbau PV	kW	0	43	43
Ausbau Batterie	kWh	0	0	0
Ausbau Wärmespeicher	MWh	0	0	9
Netzbezug	kWh	0	0	0
Netzeinspeisung	MWh	5.080	5.111	5.109
PV-Erzeugung	MWh	30	63	63
Batteriespeichernutzung	MWh	0	3,7	3,7
Potenzial Flexibilitäten	kW	6.5	6.5	6.5
Nutzung Flexibilitäten	MWh	12	12	12
BHKW - Strom	MWh	6.095	6.095	6.092
BHKW - Wärme	MWh	7.523	7.523	7.534
Wärmespeichernutzung	MWh	1,5	1,5	9
Spitzenlastkessel	MWh	7	7	0

Tabelle 4.5: Zentrale Ergebnisse lokaler Optimierungsrechnungen in Ausbauszenarien (vgl. Tabelle 4.2)

Ein Ausbau des Wärmespeichers hingegen ist nur unter bestimmten Voraussetzungen sinnvoll – insbesondere dann, wenn auf den Einsatz des Spitzenlastkessels verzichtet werden kann. Alternativ sollte geprüft werden, ob andere Technologien zur Deckung kurzfristiger Wärmespitzen in Frage kommen, um die Effizienz und Klimabilanz des Gesamtsystems weiter zu verbessern.

4.3.4 Erweiterung des *IES Dörpum* auf den Ortsteil Dörpum

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der durchgeführten Optimierungsrechnungen für eine potenzielle Erweiterung des *IES Dörpum* auf den Ortsteil Dörpum der Gemeinde Bordelum vorgestellt (Szenario *IES++_2030*, vgl. Tabelle 4.2). Ein Teil dieser Ergebnisse wird ausführlich in der Masterarbeit von Matthias Winschu [50] analysiert und erläutert. Darüber hinaus wurden im Rahmen des Projekts weitere Varianten untersucht. Nachfolgend werden sämtliche Ergebnisse zusammengefasst.

Tabelle 4.6 zeigt, dass sich die elektrische Last des *IES Dörpum* im erweiterten System mehr als verzehnfacht hat im Vergleich zum zuvor betrachteten System im Szenario *IES_Flex+*. Durch die zusätzlichen Erzeugungskapazitäten der PV-Aufdachanlagen im erweiterten *IES Dörpum* und die Windkraftanlage (WKA) steigt gleichzeitig der Anteil der Versorgung aus fluktuierender Erzeugung direkt im *IES Dörpum*. Dies zeigt auch Abbildung 4.7 zeitlich aufgelöst. Konkret werden rund 95 % der elektrischen Bedarfe durch die Einspeisung aus PV- und Windenergieanlagen abgedeckt. Besonders bemerkenswert ist, dass in etwa 43 % der Stunden im Jahr die elektrische Versorgung vollständig aus diesen beiden regenerativen Quellen sichergestellt werden kann – zusätzliche Energiequellen sind in diesen Zeiträumen nicht erforderlich. Die BHKW speisen in diesem erweiterten Systemkonzept den überwiegenden Teil ihrer elektrischen Erzeugung nicht zur Deckung der lokalen Lasten ein, sondern direkt ins öffentliche Netz. Dies unterstreicht die Rolle der Erzeugung aus Biogas, die hier aus lokaler Perspektive als flexible Einspeiser wirken, die vor allem in Zeiten geringer erneuerbarer Erzeugung unterstützend wirken und ansonsten zur Netzeinspeisung beitragen.

Die Integration eines Elektrolyseurs in das IES-System zeigt deutliche Unterschiede in der Wasserstoffproduktion – je nachdem, ob die entstehende Abwärme genutzt wird oder nicht. Ohne Abwärmenutzung kann eine jährliche Wasserstoffproduktion von rund 694 MWh erreicht werden. Durch die zusätzliche Nutzung der anfallenden Abwärme steigt die produzierte Menge - wie in Tabelle 4.6 dargestellt - auf etwa 971 MWh pro Jahr. Die im Betrieb anfallende Abwärme kann dabei etwa 7 % der jährlichen Wärmelast im Wärmenetz decken. Bei einem potenziellen Ausbau des

Elektrolyseurs auf eine elektrische Leistung von rund 550 kW würde sich dieser Anteil sogar auf bis zu 10 % erhöhen. Die Nutzung der Abwärme erlaubt eine Reduktion des Einsatzes des ölbetriebenen Spitzenlastkessels.

	Einheit	***IES_Flex+***	***IES++***
Ertrag	€/a	157.217	144.583
Ausbau Leitungen	kW	0	672
Ausbau Batterie	kWh	0	448
elektr. Last *IES Dörpum*	MWh	149	1.907
PV-Erzeugung	MWh	30	1.280
WKA-Erzeugung	MWh	0	2.195
BHKW - Strom	MWh	6.095	6.140
BHKW - Wärme	MWh	7.524	7.310
Spitzenlastkessel	MWh	7	2
H_2-Ertrag	MWh	0	709

Tabelle 4.6: Zentrale Ergebnisse lokaler Optimierungsrechnungen eines erweiterten *IES Dörpum* (Szenario *IES++*, vgl. Tabelle 4.2)

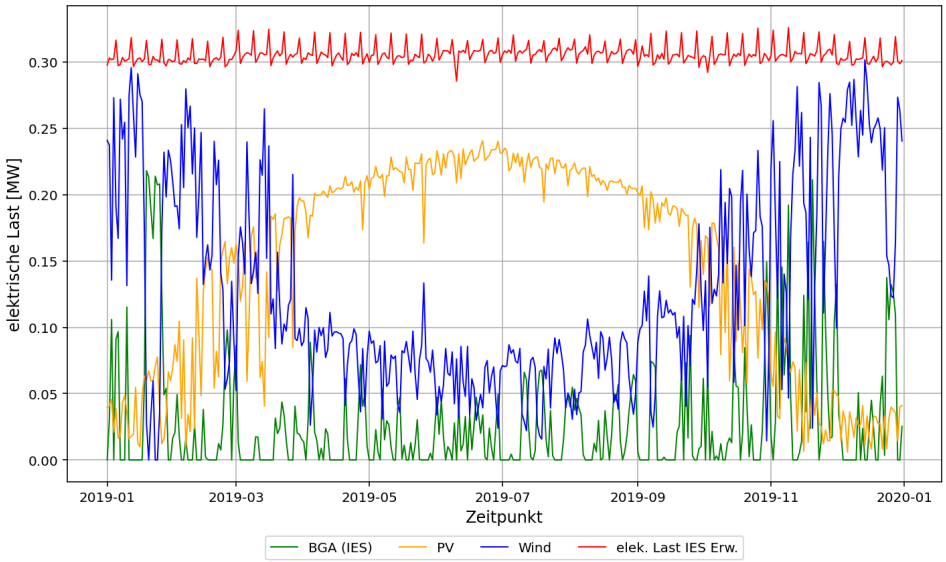


Abbildung 4.7: Elektrische Versorgung eines erweiterten *IES Dörpum* (Szenario *IES++*, vgl. Tabelle 4.2)

Mit den gestiegenen elektrischen Bedarfen erhöhen sich im erweiterten *IES Dörpum* auch die Potenziale für verschiebbare Lasten, insbesondere durch DSM in Kombination mit Wärmepumpen und dem flexiblen Laden von EVs. In Kombination

mit den höheren Kapazitäten fluktuierender Einspeisung werden die Flexibilitäten im erweiterten System auch mehr ausgenutzt. Insgesamt können im betrachteten Szenario *IES++* Flexibilitäten im Umfang von 340 MWh genutzt werden. Zum Vergleich: Im Szenario *IES_Flex+*, das sich auf das ursprüngliche System mit deutlich geringeren Lasten bezieht, lag die Nutzung der verfügbaren Flexibilität bei lediglich rund 12 MWh. Damit wird ersichtlich, dass sich die Integration flexibler Verbraucher insbesondere bei wachsender Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien als besonders sinnvoll erweist.

4.3.5 Zukünftige Strom- und Wärmeversorgung des *IES Dörpum* unter alternativen Vermarktungskonzepten des Biogases

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Untersuchung zu alternativen Vermarktungskonzepten des Biogases in einem zukünftigen System für 2030 (Szenario *IES++_BGA-*, vgl. Tabelle 4.2) beschrieben. Wie bereits im Rahmen der Darstellung der betrachteten Szenarien in Abschnitt 4.2 dargelegt, wurden verschiedene Szenariovariationen betrachtet. Tabelle 4.7 fasst die Unterschiede zusammen. Das Basisszenario berücksichtigt die Autarkiebestrebungen des *IES Dörpum* und erlaubt eine alternative Vermarktung des Biogases sowie alternative Technologien zur Wärmeversorgung nach Abbildung 4.4. Weiterhin wurde ein Szenario ohne EEG-Vergütung der Netzeinspeisung betrachtet. Die dritte Variation hebt weiterhin die Autarkiebestrebungen des *IES Dörpum* auf.

	IES++_BGA- **Basisszenario**	***IES++_BGA-*** **ohne EEG-Förderung**	***IES++_BGA-*** **ohne EEG-Förderung mit Netzbezug**
Autarkiebestrebungen	berücksichtigt	berücksichtigt	aufgehoben
Netzeinspeisevergütung	32,5 ct/kWh	7,2 ct/kWh	7,2 ct/kWh
Biogas-Vergütung	10 ct/kWh	10 ct/kWh	10 ct/kWh
Netzbezug	–	–	12 ct/kWh

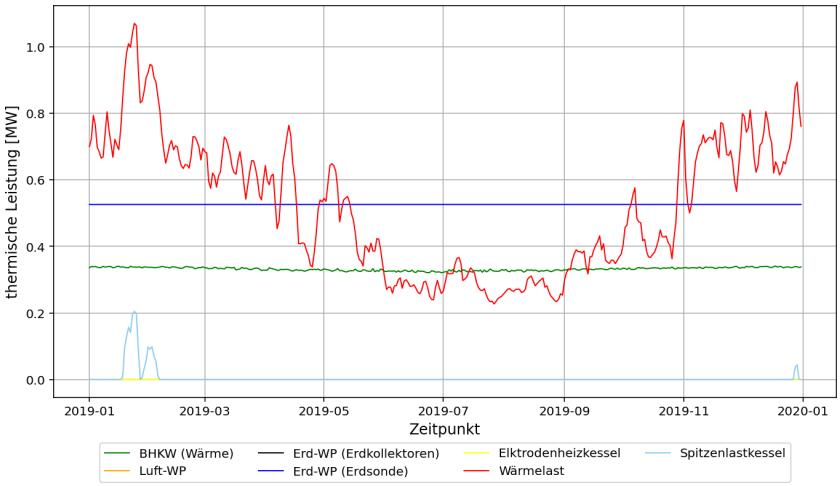
Tabelle 4.7: Übersicht über betrachtete Szenarienvariationen bei der Untersuchung zu alternativen Vermarktungskonzepten der Biogasanlage in einem zukünftigen System für 2030 (Szenario *IES++_BGA-*, vgl. Tabelle 4.2)

	Einheit	***IES++***	***IES++_BGA-* Basis-szenario**	***IES++_BGA-* ohne EEG**	***IES++_BGA-* ohne EEG mit Netzbezug**
Erträge	€/a	157.217	157.217	-289.080	23.486
Investitionskosten	€/a	0	0	45.919	74.910
Ausbau Wärmepumpen	kW_{el}	0	0	133	218
Ausbau Elektrodenheizkessel	kW_{el}	0	0	0	0
Netzeinspeisung	MWh	5.012	5.012	0	0
Verkauftes Biogas	MWh	0	0	12.508 (≈ 67%)	18.720 (100%)

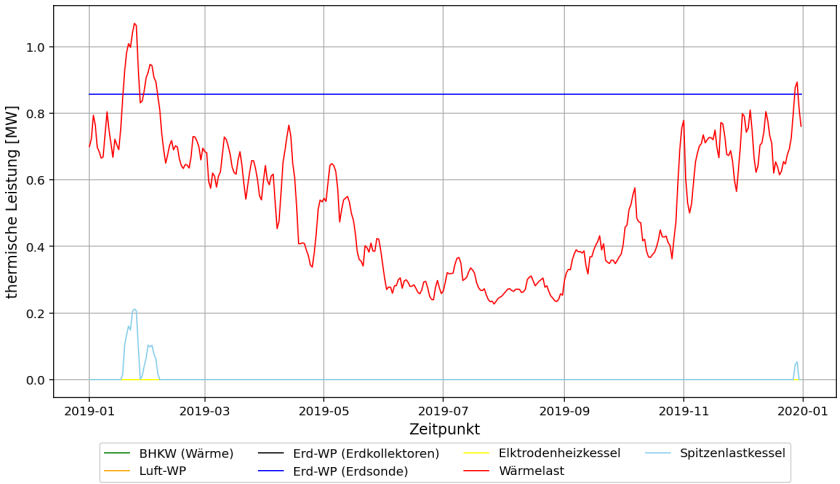
Tabelle 4.8: Ergebnisse der Untersuchung zu alternativen Vermarktungskonzepten des Biogases in einem zukünftigen System für 2030 (Szenario *IES++_BGA-*, vgl. Tabelle 4.7)

Tabelle 4.8 fasst die zentralen Ergebnisse zur Bewertung alternativer Vermarktungsstrategien für Biogas zusammen. Solange das *IES Dörpum* weiterhin auf Autarkie ausgerichtet ist und eine Einspeisevergütung nach dem EEG besteht, erweist sich ein alternativer Vermarktungspfad für das erzeugte Biogas als wirtschaftlich wenig attraktiv. Diese Einschätzung ändert sich jedoch mit dem Wegfall der EEG-Vergütung: In diesem Fall kann der direkte Verkauf des Biogases – beispielsweise zur Einspeisung ins Gasnetz oder zur externen Nutzung – eine ökonomisch sinnvolle Strategie darstellen.

Als Ersatz für die bisher durch die BHKW bereitgestellte Wärme kommt insbesondere der Einsatz einer elektrisch betriebenen Erd-Wärmepumpe in Betracht. Im untersuchten Szenario zeigt sich, dass deren Betrieb vor allem dann effizient ist, wenn sie mit Strom aus dem übergeordneten Netz versorgt wird. Sofern jedoch an den Autarkiebestrebungen festgehalten wird, erfolgt der Verkauf des Biogases nur anteilig. Der verbleibende Anteil wird lokal zur Wärmeerzeugung eingesetzt, da die lokal verfügbare elektrische Energie nicht ausreicht, um die Wärmelast vollständig über die Wärmepumpe zu decken (vgl. Abbildung 4.8 (a)). Wird hingegen auf die Autarkie verzichtet, kann unter den angenommenen Preisstrukturen der Netzbezug wirtschaftlich gestaltet werden – was wiederum die vollständige Vermarktung des erzeugten Biogases ermöglicht (vgl. Abbildung 4.8 (b)).



(a) ohne Netzbezug



(b) mit Netzbezug

Abbildung 4.8: Optimierte Wärmeerzeugung bei alternativer Vermarktung des Biogases in einem zukünftigen System für 2030 (Szenario *IES++_BGA-*, vgl. Tabelle 4.7) mit und ohne Netzbezug

5 Untersuchungen des *IES Dörpum* im gesamtsystemischen Kontext

Im zweiten Schritt wurde das *IES Dörpum* im gesamtsystemischen Kontext untersucht. Ziel war es, die Autarkiebestrebungen sowie die Verwendung von Biomasse zur Grundlastdeckung zu bewerten. Im Folgenden werden die Abbildung des lokalen Systems im überregionalen Kontext sowie die untersuchten Szenarien beschrieben und die Ergebnisse dargelegt.

5.1 Modellierung des *IES Dörpum* im gesamtsystemischen Kontext

Im Folgenden werden zunächst das Datenmodell und das Tool beschrieben, mithilfe derer die gesamtsystemischen Betrachtungen durchgeführt worden sind. Anschließend wird die Einbettung des Tools `OptIES` sowie des komplementären Datenmodells beschrieben. Zuletzt wird eine Übersicht über die betrachteten Szenarien gegeben.

5.1.1 Datemodell und Berechnungstool `eTraGo` des übergelagerten Systems

Zur Untersuchung des *IES Dörpum* im gesamtsystemischen Kontext wird auf das Berechnungstool `eTraGo`[16] und das komplementäre Datenmodell des HöS- und HS-Netzes in Deutschland zurückgegriffen. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen wurde das Szenario *eGon2035*[17] angewandt, da es zum Zeitpunkt der Untersuchungen vollständig verfügbar und validiert war.

Das zugrunde liegende Datenmodell bildet das zukünftige Energiesystem Deutschlands im Jahr 2035 auf Grundlage des Netzentwicklungsplans 2021, Szenario C2035 [1], ab. Es zeichnet sich durch eine hohe räumliche und zeitliche Auflösung und umfasst gebäudescharfe Daten zu Erzeugung, Verbrauch und Flexibilitäten auf sämtlichen Netzebenen. Die beinhalteten Zeitreihen umfassen ein Jahr in stündlicher

[16] `https://github.com/openego/eTraGo`
[17] `https://zenodo.org/records/8376714`

Auflösung. Dabei werden die Sektoren Strom, Wärme, Gas und Mobilität integriert betrachtet. Zusätzlich sind sowohl die Gasnetzinfrastruktur auf Übertragungsnetzebene als auch die Stromnetzinfrastruktur über alle Netzebenen hinweg detailliert modelliert (siehe Abbildung 5.1). Das europäische Ausland wird in aggregierter Form berücksichtigt. Das Tool `eTraGo` enthält Funktionen zur Simulation und Optimierung dieses Datenmodells auf HöS- und HS-Ebene. Es ermöglicht die Ko-Optimierung von Netz- und Speicherausbau sowie der Nutzung von Flexibilitäten, um volkswirtschaftlich günstige Transformationspfade zu identifizieren.

Weitere Informationen zum Optimierungstool `eTraGo` und dem angewandten Datenmodell können in den folgenden Arbeiten nachgelesen werden: [15, 16].

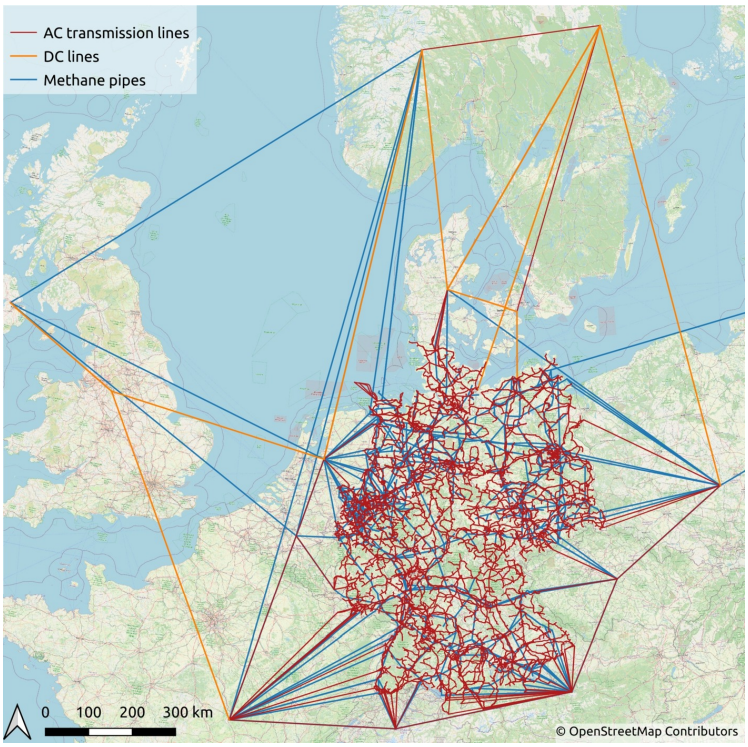


Abbildung 5.1: Darstellung des verwendeten Strom- und Gasnetzmodells der übergelagerten Netze aus [15]

5.1.2 Schnittstelle zwischen `OptIES` und `eTraGo`

Zur Untersuchung des *IES Dörpum* im gesamtsystemischen Kontext wurde eine Schnittstelle zwischen den Tools `OptIES` (beschrieben in Abschnitt 4.1.1) und `eTraGo` entwickelt. Diese ist auf einem extra *Github-Branch* im Repository von `eTraGo` implementiert: `https://github.com/openego/eTraGo/tree/features/opties`

Im Rahmen dieser Schnittstelle werden innerhalb von `eTraGo` die folgenden zusätzlichen Arbeitsschritte durchgeführt:

1. Identifikation des HS-MS-Transformators, der dem *IES Dörpum* am nächsten ist
2. Hinzufügen der verschiedenen Komponenten (z.B. Last, Erzeugungseinheiten, Speichereinheiten usw.) des *IES Dörpum* in aggregierter Form an dem identifizierten Punkt
3. Abziehen der neu hinzugefügten Bedarfe und Erzeugungskapazitäten von den vorhandenen Kapazitäten an dem identifizierten Punkt
4. im Rahmen der Optimierung stehen folgende Optionen zur Verfügung
   a) Einlesen der mithilfe von `OptIES` generierten optimalen Fahrweisen der Komponenten und Vorgabe der Fahrweisen an den neuen Komponenten in `eTraGo`
   → Anwendung der aus lokaler Perspektive optimalen Ergebnisse
   b) Ko-Optimierung von Einsatz und ggf. Ausbau der Komponenten des *IES Dörpum* und des restlichen Systems
   → gesamtsystemische Perspektive

Der Schwerpunkt dieser Untersuchung liegt auf dem sektorgekoppelten Energiesystem in Dörpum sowie dessen Wechselwirkungen mit dem übergeordneten Stromnetz. Zur adäquaten Darstellung dieses Fokus wurde ein *Zooming*-Ansatz entwickelt, der eine abgestufte Aggregation des übergeordneten Netzes in Abhängigkeit von der Entfernung der Netzknoten zum betrachteten System – in diesem Fall dem *IES Dörpum* – ermöglicht. Diese Methodik ist ebenfalls im Rahmen der Schnittstelle zwischen den Tools implementiert[18].

Um insbesondere die Wechselwirkungen mit dem Energiesystem in Schleswig-Holstein detailliert analysieren zu können, wurde das Netz der HöS- und HS-Ebene innerhalb Schleswig-Holsteins in vollständiger räumlicher Auflösung modelliert. Im Gegensatz dazu erfolgte für das übrige Bundesgebiet eine Aggregation auf wenige repräsentative Netzknoten. Es ergibt sich damit das in der Abbildung 5.2 dargestellte Netz.

Weitere Informationen zur Schnittstelle sowie zum angewandten *Zooming*-Verfahren sind der im Rahmen des Projekts entstandenen Masterarbeit von Mohsen Mansouri zu entnehmen [33].

[18] `https://github.com/openego/eTraGo/tree/features/opties`

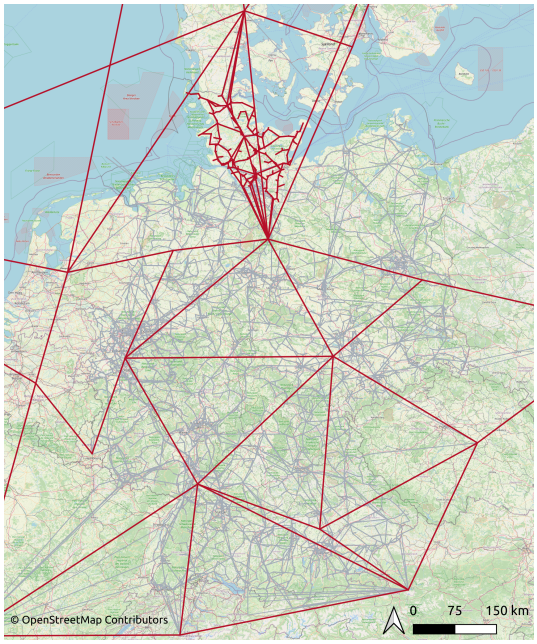


Abbildung 5.2: Darstellung des verwendeten *Zooming*-Ansatzes zur Integration des lokalen Systems im gesamtsystemischen Kontext

5.2 Szenarienübersicht

Um die Auswirkungen der Autarkiebestrebungen des *IES Dörpum* auf das Gesamtsystem zu beurteilen, wurden je zwei Berechnungsfälle in verschiedenen Szenarien verglichen.

- *IES-optimal*: gesamtsystemische Optimierung unter Anwendung der lokal optimalen Ergebnisse
- *GS-optimal*: gesamtsystemische Optimierung unter Berücksichtigung der Komponenten des *IES Dörpum*

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die im Rahmen der gesamtsystemischen Untersuchung durchgeführten und betrachteten Szenarien und Szenarienvariationen.

Bezeichnung	**Beschreibung**
IES_Synth_IESopt und *IES_Synth_GSopt*	Der oben beschrieben Vergleich wurde zunächst für das aktuelle *IES Dörpum* mit insgesamt sieben Anschlussnehmer*innen durchgeführt (vgl. Szenario *IES_Synth* in Abschnitt 4.2).
IES++_IESopt und *IES++_GSopt*	Weiterhin erfolgten entsprechende Optimierungsrechnungen unter Annahme eines potenziell erweiterten *IES Dörpum* (vgl. Szenario *IES++* in Abschnitt 4.2).
IES_RolloutSH	In diesem fiktiven Szenario wird die Idee der Nutzung der Biogasanlage für autarke Energieversorgung aus Dörpum auf weitere Biogasanlagen in Schleswig-Holstein übertragen. Dazu wurde die Betriebsweise von insgesamt 60 Anlagen auf eine konstante Volllast-Fahrweise umgestellt, um eine Grundlastversorgung abzubilden.
eGon2035 [15]	Für weitere Vergleiche wurden die Ergebnisse einer wissenschaftlichen Arbeit herangezogen [15], in der die Nutzung von Flexibilitäten in dem oben beschriebenen Mittelfrist-Sznario für 2035 mithilfe von `eTraGo` untersucht worden ist. Im Rahmen dieses Projekts wurden die Ausnutzung von Strom- und Wärmeversorgung der Biogasanlagen genauer betrachtet und mit den anderen Ergebnissen verglichen.

Tabelle 5.1: Übersicht über die im Rahmen der gesamtsystemischen Analysen betrachteten Szenarien

5.3 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der in Tabelle 5.1 zusammengefassten durchgeführten Optimierungsrechnungen dargestellt. Zunächst werden die Status-Quo-Betrachtungen (*IES_Synth_IESopt* und *IES_Synth_GSopt*) beschrieben, anschließend werden die Ergebnisse der Zukunftsszenarien (*IES++_IESopt* und *IES++_GSopt* sowie *IES_RolloutSH* und *eGon2035*) analysiert.

5.3.1 Status-Quo-Szenarien

Tabelle 5.2 stellt die zentralen Ergebnisse der Optimierungsrechnungen aus lokaler und gesamtsystemischer Perspektive gegenüber. Verglichen werden dabei die in Abschnitt 5.2 beschriebenen Status-Quo-Szenarien. Insgesamt zeigen sich nur geringfügige Unterschiede zwischen den beiden Betrachtungsebenen. Dies ist im Wesentlichen auf die geringe Größe des *IES Dörpum* – bestehend aus sieben Haushalten und wenigen weiteren Komponenten – im Vergleich zum restlichen Energiesystem (Deutschland mit Fokus auf Schleswig-Holstein) zurückzuführen. Die Auswirkungen des lokalen Systems auf das Gesamtsystem sind daher nahezu vernachlässigbar.

	Einheit	***IESopt***	***GSopt***	**Differenz**
IES: Biogaserzeugung	MWh	18.720	16.581	2,1 GWh
IES: BHKW - Wärme	MWh	7.536	7.454	82 MWh
IES: BHKW - Strom	MWh	6.435	5.591	844 MWh
IES: PV-Erzeugung	MWh	30	28	2 MWh
IES: Batteriespeichernutzung	MWh	0,002	851	-850,8 MWh
IES: Abregelung	MWh	0	0,53	-530 kWh
IES: Netzbezug	MWh	0	9	-9 MWh
IES: Netzeinspeisung	MWh	5.420	4.659	761 MWh
gesamt: Abregelung	GWh	9.266	9.266	322 MWh
gesamt: Erzeugungskosten	Mio. €	22.954	22.954	64.337 €
SH: Erzeugungskosten	Mio. €	138,0	137,9	153.179 €

Tabelle 5.2: Zentrale Ergebnisse des Vergleichs von Status-Quo-Szenarien (*IES_Synth*) aus lokaler Perspektive (*IESopt*) und gesamtsystemischer Perspektive (*GSopt*)

Dennoch lassen sich einige Unterschiede feststellen. Die Fahrweise der Biogasanlage des *IES Dörpum* stellt den größten Unterschied dar. Während aus lokaler Sicht eine kontinuierliche Erzeugung optimal ist, wird auf gesamtsystemischer Ebene eine flexible Betriebsweise angestrebt. Dieses Verhalten ist in Abbildung 5.3 dargestellt.

Während sich die Wärmeerzeugung aus dem erzeugten Biogas – maßgeblich durch den Wärmebedarf des lokalen Fernwärmenetzes bestimmt – in beiden Optimierungsansätzen nur geringfügig unterscheidet, fällt die Stromerzeugung aus Biogas im *IES Dörpum* bei gesamtsystemischer Optimierung deutlich geringer aus als im lokal optimierten Betrieb. Der flexible Betrieb der Biogasanlage in der gesamtsystemischen Optimierung, wie er in Abbildung 5.3 abgebildet ist, ist stromseitig motiviert. Weiterhin kommt der Batteriespeicher in der gesamtsystemischen Optimierung häufiger zum Einsatz – insbesondere in Zeiten hoher Volatilität. Daraus resultiert insgesamt eine geringere Abregelung erneuerbarer Energien sowie eine Senkung der volkswirtschaftlichen Erzeugungskosten - auch wenn lokal im *IES Dörpum* geringfügig mehr Abregelung erfolgt.

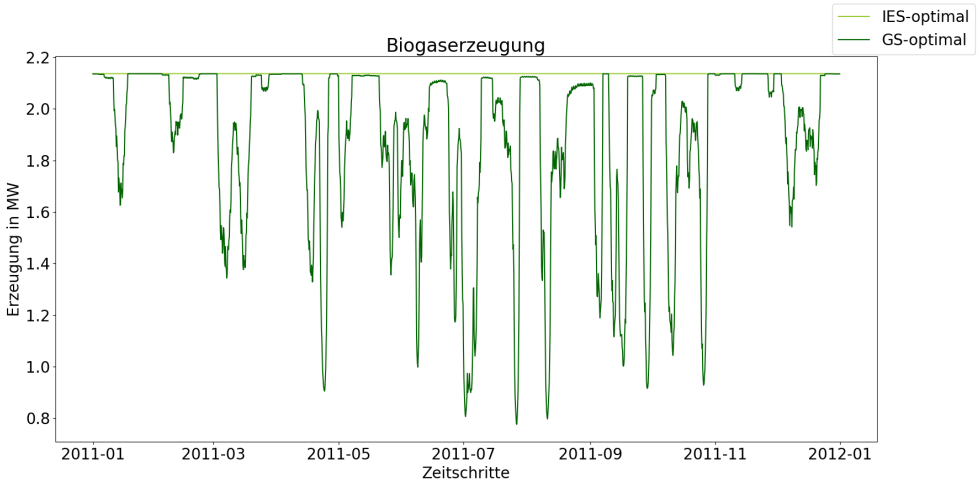


Abbildung 5.3: Vergleich der optimalen elektrischen Erzeugung der Biogasanlage aus lokaler Perspektive (*IES-optimal*) und gesamtsystemischer Perspektive (*GS-optimal*) im Status-Quo-Szenario

5.3.2 Zukunftsszenarien

Wie bereits in den Status-Quo-Szenarien zeigen sich auch unter der Annahme einer Erweiterung des *IES Dörpum* auf den gesamten Ortsteil Dörpum der Gemeinde Bordelum nur geringfügige Unterschiede zwischen einem lokal optimierten und einem gesamtsystemisch optimierten Betrieb der Komponenten im *IES Dörpum*. Die Ursache hierfür liegt – wie im vorherigen Abschnitt erläutert – in der Größenordnung des betrachteten lokalen Systems im Verhältnis zum Gesamtsystem. Zwar hat sich das betrachtete System mit der Erweiterung von sieben auf über 100 Haushalte und um weitere zusätzliche Komponenten vergrößert, dennoch sind aufgrund der Größenord-

nung im Verhältnis zum restlichen System nur vernachlässigbar kleine Unterschiede feststellbar.

	Einheit	***IESopt***	***GSopt***	**Differenz**
IES: Biogaserzeugung	MWh	18.720	16.580	2,1 GWh
IES: BHKW - Wärme	MWh	7.532	7.454	78 MWh
IES: BHKW - Strom	MWh	6.436	5.591	845 MWh
IES: Wind-Erzeugung	MWh	552	566	-14 MWh
IES: Elektrolyseurbetrieb[1]	MWh	1.689	1.689	0 MWh
IES: PV-Erzeugung	MWh	1.504	1.500	4 MWh
IES: Batteriespeichernutzung[2]	MWh	6.196	6.150	46 MWh
IES: Abregelung	MWh	80	78	2 MWh
IES: Netzbezug	MWh	0	20	-20 MWh
IES: Netzeinspeisung	MWh	6.332	5.593	739 MWh
gesamt: Abregelung	GWh	9.266	9.266	191 MWh
gesamt: Erzeugungskosten	Mio. €	22.954	22.954	39.411 €
SH: Erzeugungskosten	Mio. €	138,0	137,9	53.373 €

[1] Elektrolyseurbetrieb in beiden Szenarien mit Priorität vorgegeben.

[2] Batteriespeichernutzung in beiden Szenarien frei optimiert.

Tabelle 5.3: Zentrale Ergebnisse des Vergleichs einer potenziellen Erweiterung des *IES Dörpum* (Szenario *IES++*) aus lokaler Perspektive (*IESopt*) und gesamtsystemischer Perspektive (*GSopt*)

Tabelle 5.3 zeigt die zentralen Ergebnisse. Wie auch im Status-Quo-Szenario ergibt sich in der gesamtsystemischen Optimierung eine stromseitig motivierte flexible Betriebsweise der Biogasanlage anstelle einer konstanten Erzeugung wie in der lokalen Optimierung (siehe Abbildung 5.4 oben). Diese Beobachtung deckt sich mit den Ergebnissen der optimalen Fahrweisen der elektrischen Erzeugung durch Biogasanlagen im Szenario *eGon2035* (vgl. Tabelle 5.1 bzw. [15]). Abbildung 5.4 unten zeigt die aggregierte elektrische Erzeugung durch Biogasanlagen in Deutschland im Szenario *eGon2035* [15].

Im Unterschied zu den Ergebnissen des Status-Quo-Szenarios, werden die vorhandenen Batteriespeicher im Zukunftsszenario in der lokalen Optimierung sogar mehr verwendet als in der gesamtsystemischen Optimierung. Diese Beobachtung deckt sich mit den Ergebnissen der lokalen Analysen. Hinsichtlich Abregelung und Erzeugungskosten in Schleswig-Holstein sind geringere Unterschiede zwischen gesamtsystemisch und lokal optimiertem System erkennbar als im Status-Quo-Szenario, in beiden Szenarien sind die Differenzen im Verhältnis zu den absoluten Ergebnissen - wie bereits oben angesprochen - jedoch sehr klein. Grundsätzlich lassen sich die gleichen Ten-

denzen ableiten: Die gesamtsystemische Optimierung zeigt weniger Abregelung sowie geringere Energieerzeugungskosten.

Diese Schlussfolgerungen werden durch die Analyse der Ergebnisse des fiktiven Rollout-Szenarios (vgl. Tabelle 5.1, Szenario *IES_RolloutSH*) untermauert. Der Wegfall der flexiblen elektrischen Erzeugung durch Biogasanlagen führt in Schleswig-Holstein zu einer deutlich erhöhten Abregelung erneuerbarer Energien – insgesamt um 15,8 GWh. In der Folge sinkt die Integration erneuerbarer Erzeugung, was mit zusätzlichen Energieerzeugungskosten in Höhe von insgesamt 3,6 Mio. Euro einhergeht. Die Reduktion flexibler Kapazitäten sowie die räumliche Verteilung der betroffenen Einspeisepunkte verstärken diese Effekte also zusätzlich.

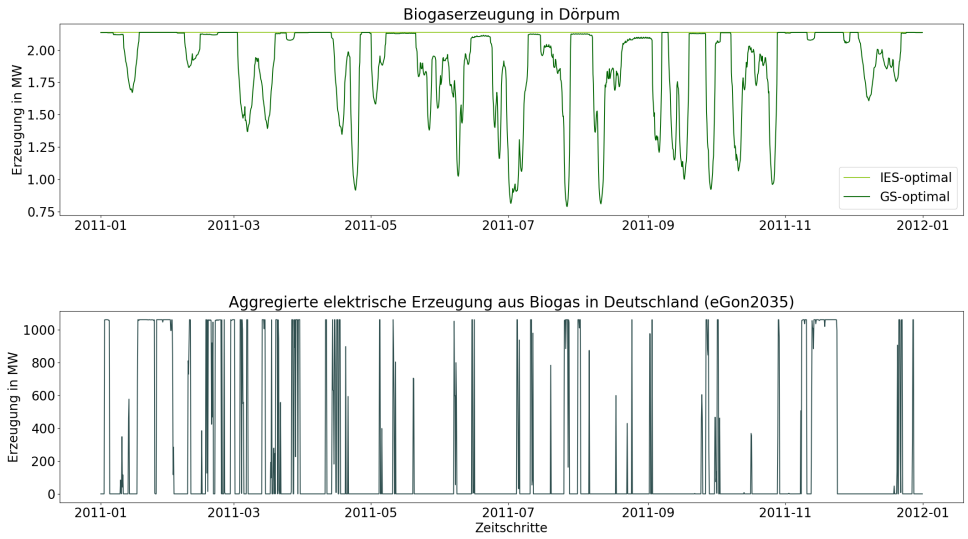


Abbildung 5.4: Vergleich der optimalen Betriebsweise der Biogasanlage bei potenzieller Erweiterung des *IES Dörpum* (Szenario *IES++*) aus lokaler Perspektive (*IES-optimal*) und gesamtsystemischer Perspektive (*GS-optimal*) und aggregierte elektrische Erzegung durch Biogasanlagen in Deutschland für ein Energiesystem 2035 (Szenario *eGon2035* [15])

6 Diskussion

Im Folgenden werden zunächst die zentralen Ergebnisse formuliert und diskutiert. Anschließend wird die im Rahmen der Untersuchung angewandte Methodik kritisch hinterfragt.

6.1 Diskussion der Ergebnisse

Die Analyse zeigt, dass der Einsatz von Flexibilitäten innerhalb des *IES Dörpum* in der aktuellen Ausgestaltung nur ein vergleichsweise geringes Potenzial aufweist und somit kaum spürbare Auswirkungen auf das System hat. Ein Nutzen ergibt sich hingegen durch den Ausbau von PV-Anlagen: Dieser ermöglicht eine bessere Nutzung der vorhandenen Batteriespeicher, erhöht den durch PV gedeckten Anteil des Gesamtstromverbrauchs von 18 % auf 38 % und reduziert die CO_2-Emissionen um etwa 20 %. Der Ausbau von Wärmespeichern erweist sich hingegen nur dann als sinnvoll, wenn gleichzeitig auf den Einsatz eines Spitzenlastkessels verzichtet wird. In diesem Zusammenhang sollte die Nutzung alternativer Technologien zur Deckung der Spitzenlast näher untersucht werden.

In zukünftigen lokalen Szenarien, bei einer Erweiterung des *IES Dörpum* auf den Ortsteil Dörpum, zeigt sich, dass ein Großteil der zusätzlichen lokalen elektrischen Lasten durch die vorhandenen Windkraft- und PV-Aufdachanlagen gedeckt werden kann. Der Betrieb eines Elektrolyseurs kann dabei besonders dann von Vorteil sein, wenn eine Nutzung der entstehenden Abwärme erfolgt. Durch den verstärkten Einsatz flexibler Lasten, etwa durch DSM oder EV, wird das Potenzial sowie die Ausnutzung resultierender Flexibilitäten signifikant gesteigert.

Als mögliche Alternative zur bisherigen Nutzung der Biogasanlage wird der direkte Verkauf von Biogas nach Auslaufen der EEG-Förderung als potenziell sinnvolle Marktstrategie diskutiert. Eine alternative Wärmeerzeugung über eine erdgekoppelte Wärmepumpe erscheint insbesondere bei Netzstrombezug als wirtschaftlich. Dass alternative Vermarktungsstrukturen unter veränderten regulatorischen Rahmenbedingungen sinnvoll sein können, steht im Einklang mit den Erkenntnissen anderer Studien (vgl. [35, 46]). Besonders vor dem Hintergrund der begrenzten Verfügbarkeit

von Biomasse und des wachsenden Bedarfs an gasförmigen Energieträgern in industriellen Prozessen ist davon auszugehen, dass der Wert von Biogas und Biomethan künftig weiter steigen wird (vgl. [46]).

Die gesamtsystemischen Analysen zeigen, dass die Autarkiebestrebungen insgesamt nur geringe Auswirkungen auf die übergeordneten Netze haben. Sowohl in der aktuellen Ausgestaltung des *IES Dörpum* als auch bei einer potenziellen Erweiterung bleiben die Effekte im Vergleich zum Gesamtsystem marginal, da die betrachteten Systeme deutlich kleiner dimensioniert sind. Dennoch lassen sich in den verschiedenen Szenarien konsistente Tendenzen erkennen, die belastbare Schlussfolgerungen ermöglichen. Diese werden zusätzlich durch das fiktive Rollout-Szenario gestützt.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen lokalem und gesamtsystemischem Optimum zeigt sich in der Betriebsweise der Biogasanlagen. Aus gesamtsystemischer Perspektive erweist sich eine flexible Fahrweise als besonders vorteilhaft. Auch Batteriespeicher werden häufiger und systemdienlicher eingesetzt. Dies trägt dazu bei, die Abregelung erneuerbarer Energien zu reduzieren, CO_2-Emissionen zu senken und die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieerzeugung zu verringern.

Die Resultate stehen im Einklang mit dem gegenwärtigen Stand der Forschung. Flexibilitäten gelten sowohl im aktuellen als auch insbesondere im zukünftigen Energiesystem als von zentraler Bedeutung, um ein stabiles und effizientes Gesamtsystem sicherzustellen (vgl. [15, 24]). Insbesondere Biogasanlagen leisten dabei einen wichtigen Beitrag, da sie verlässlich Reserveleistung bereitstellen können und so zur Versorgungssicherheit beitragen (vgl. [27]).Auch systemdienlich eingesetzte Batteriespeicher zeigen in verschiedenen Studien einen deutlich höheren volkswirtschaftlichen Nutzen, da sie Lastspitzen abfangen und Netzengpässe reduzieren können (vgl. [8, 9]). Gleichzeitig zeigen weitere Untersuchungen, dass Autarkiebestrebungen sowie lokal fokussierte Maßnahmen zur Energiewende aus gesamtsystemischer Sicht differenziert zu betrachten sind. Während sie lokal Vorteile bringen können, sind ihre Auswirkungen auf das Gesamtsystem teils begrenzt oder sogar kontraproduktiv (vgl. [9, 40]).

6.2 Diskussion der Methodik

Wie bei jedem Energiesystemmodell mussten auch in dieser Studie zahlreiche Annahmen zu technischen und wirtschaftlichen Parametern getroffen werden. Diese Annahmen stellen eine Schwäche dar, da die Modellierungsergebnisse eine hohe Sensitivität gegenüber bestimmten Parametern aufweisen. Insbesondere die angenommenen Preise für Wasserstoff, Biogas und Strom sind entscheidend für die resultierenden

Fahrweisen und Einsatzentscheidungen. Eine umfassende Sensitivitätsanalyse könnte dies genauer untersuchen, wurde jedoch im Rahmen dieser Arbeit aufgrund der begrenzten zeitlichen Kapazitäten nicht durchgeführt. Dies schränkt die Aussagekraft der Ergebnisse ein.

Weiterhin basiert die Modellierung auf regulatorischen Vorgaben und Randbedingungen, die sich aus historischen Daten ableiten. Diese spiegeln zwar bestehende Strukturen wider, sind aber nicht zwingend zukunftsrobust, insbesondere vor dem Hintergrund sich ändernder politischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen. Die daraus resultierenden Fahrweisen und Einsatzstrategien könnten daher künftig deutlich anders aussehen. Hinzu kommt, dass die verwendete lineare Optimierung lediglich eine Näherung an realweltliche Prozesse erlaubt – insbesondere im Kontext von NS-Netzen, wo nichtlineare Effekte und Netzrestriktionen durchaus eine Rolle spielen.

Bei der Analyse des Systems aus gesamtsystemischer Perspektive ist die zeitliche Aggregation kritisch zu bewerten. Zudem ist das betrachtete *IES Dörpum* im Verhältnis zum Gesamtsystem relativ klein, sodass die Ergebnisse auf Systemebene nur als geringfügige Optimierungsabweichungen („Rauschen“) wahrgenommen werden.

Insgesamt liegt die Aussagekraft der Ergebnisse vor allem im vergleichenden Ansatz der verschiedenen Szenarien. Positiv hervorzuheben ist, dass diese Szenarien konsistente Tendenzen aufweisen, wodurch belastbare Hinweise auf mögliche Entwicklungspfade des Energiesystems gegeben werden können. Gleichwohl sollten die Ergebnisse nicht als deterministische Prognosen verstanden werden, sondern vielmehr als eine mögliche Ausprägung innerhalb des Rahmens der getroffenen Annahmen.

Im Kontext vergleichbarer Studien fügt sich die Arbeit methodisch schlüssig ein. Besonders hervorzuheben ist die konsequente Anwendung von Open-Source- und Open-Data-Prinzipien, die nicht nur Transparenz gewährleisten, sondern auch die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse ermöglichen. Dadurch wird es der wissenschaftlichen Gemeinschaft erleichtert, vertiefende Sensitivitätsanalysen durchzuführen und die Ergebnisse weiterzuentwickeln – was den wissenschaftlichen und praktischen Wert der Arbeit zusätzlich steigert.

7 Fazit und Handlungsempfehlungen

Aus lokaler Perspektive zeigt sich, dass in der aktuellen Konfiguration vor allem der Ausbau der bestehenden PV-Anlagen attraktiv ist – auch, um die vorhandene Speichereinheit besser auszulasten. Der Betrieb eines Elektrolyseurs kann, insbesondere bei gleichzeitiger Nutzung der entstehenden Abwärme, zusätzliche Flexibilität schaffen und wirtschaftlich lohnend sein. Mit dem Auslaufen der EEG-Förderung könnte jedoch ein Spannungsfeld entstehen: Der wirtschaftlich optimale Betrieb der bestehenden Biogasanlage steht möglicherweise im Widerspruch zu lokalen Autarkiebestrebungen. Eine alternative Vermarktung des Biogases als Biomethan erscheint zunehmend attraktiv, während die Wärmeerzeugung für eine Erd-Wärmepumpe gegebenenfalls kostengünstiger über eine Netzeinspeisung realisierbar wäre.

Aus gesamtsystemischer Sicht sind Biogasanlagen aufgrund ihrer Flexibilität in der Stromerzeugung von besonderem Wert. Auch Batteriespeicher leisten einen wichtigen Beitrag zum gesamtsystemischen Optimum – vorausgesetzt, sie werden systemdienlich eingesetzt. Mit dem weiter wachsenden Anteil erneuerbarer Energien im Energiesystem wird der Wert solcher Flexibilitäten künftig noch deutlich zunehmen.

Grundsätzlich ist es positiv zu sehen, wenn sich Akteur*innen vor Ort engagieren und motiviert daran mitwirken, die Energiewende aktiv mitzugestalten. Partizipation fördert die gesellschaftliche Akzeptanz – eine zentrale Voraussetzung für das Gelingen der Transformation. Die Bereitschaft, vor Ort zu investieren und lokale Maßnahmen umzusetzen, sollte daher ausdrücklich anerkannt und unterstützt werden. Ein einzelnes autarkes System – selbst auf Gemeindeebene – hat auch nur begrenzten Einfluss auf das Gesamtsystem. Die Bestrebungen lokaler Systeme nach Autarkie sind aus gesamtsystemischer Perspektive dennoch differenziert zu bewerten. Aus volkswirtschaftlicher Sicht erweisen sich gesamtsystemische Optimierungspfade in der Regel als effizienter, wenn sie nicht durch strikte lokale Autarkiebestrebungen eingeschränkt werden.

Insbesondere bei großflächigen Autarkiekonzepten oder einer flächendeckenden Umsetzung in Deutschland ist Zurückhaltung geboten. Stattdessen sollten gezielt Anreize für lokale Maßnahmen geschaffen werden – etwa für Batteriespeicher oder dezentrale erneuerbare Erzeugungseinheiten –, die sowohl den Menschen vor Ort als

auch dem Gesamtsystem zugutekommen. Ein solches Gleichgewicht lässt sich durch die Förderung lokaler Energiegenossenschaften ebenso erreichen wie durch angepasste regulatorische Rahmenbedingungen. Diese sollten insbesondere die Bereitstellung von Flexibilitäten im sektorgekoppelten Stromsystem angemessen finanziell honorieren und damit deren gesamtwirtschaftlichen Nutzen widerspiegeln.

Im Gegenzug sollten finanzielle Anreize, die Autarkiebestrebungen befördern, gezielt abgebaut werden. Im Fall des *IES Dörpum* war ein wesentlicher Beweggrund die vergleichsweise hohen Netzentgelte. Obwohl im Norden Deutschlands viel kostengünstiger Strom erzeugt und in andere Regionen – insbesondere in den Westen und Süden – exportiert wird, sind die Netzentgelte dort besonders hoch. Grund dafür ist der hohe Anteil erneuerbarer Einspeisung, der umfangreiche Investitionen in den Netzausbau notwendig macht. Dieses Ungleichgewicht wird vielerorts als ungerecht empfunden: Gerade dort, wo ein überdurchschnittlicher Beitrag zur Energiewende geleistet wird, zahlen die Menschen überproportional hohe Netzentgelte. Eine mögliche Maßnahme zur Schaffung fairerer Kostenstrukturen ist die Einführung von Strompreiszonen. Diese würden regionale Preisunterschiede transparenter abbilden und ökonomische Anreize setzen, Strom verstärkt dort zu verbrauchen, wo er kostengünstig und nachhaltig erzeugt wird. Auf diese Weise könnten fluktuierende erneuerbare Energien effizienter genutzt, die Netze gezielt entlastet und regionale Ungleichgewichte verringert werden. Eine Reform des bestehenden Systems erscheint vor diesem Hintergrund nicht nur sinnvoll, sondern auch notwendig, um Fairness, Akzeptanz und Effizienz im weiteren Verlauf der Energiewende zu stärken.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass Flexibilitäten im zukünftigen Energiesystem von hohem Wert sind und Biogas einen bedeutenden Beitrag zur nachhaltigen Transformation leisten kann. Wie im Stand der Wissenschaft (vgl. Abschnitt 2.3) dargestellt und durch die vorliegenden Analysen verdeutlicht, existieren verschiedene Konzepte für die zukünftige Betriebsweise von Biogasanlagen. Biomasseverwendung zur Grundlastdeckung autarker Systeme ist in jedem Fall nicht zu empfehlen. Im Rahmen weiterführender Untersuchungen sollte gezielt geprüft werden, welche dieser Betriebsweisen sich als besonders nachhaltig, klimafreundlich und systemdienlich bewerten lassen.

Literaturverzeichnis

[1] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB): *Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, 1. Entwurf*, 2021. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP_2035_V2021_1_Entwurf_Teil1_1.pdf.

[2] AGEE-Stat: *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2024*, Feb. 2025.

[3] AGEE-Stat und Umweltbundesamt: *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*, Feb. 2025.

[4] Agora Energiewende: *Energiewende und Dezentralität.* Techn. Ber., 2017. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf.

[5] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Gas kann grün: Die Potentiale von Biogas/Biomethan Status Quo, Fakten und Entwicklung.* Techn. Ber., 2019. https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190426_Gas-kann-gruen-Potentiale-Biogas.pdf.

[6] Beck, J. P., Reinhard, J., Kamps, K., Kupka, J. und Derksen, C.: *Model experiments in operational energy system analysis: Power grid focused scenario comparisons.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 164:112550, 2022.

[7] Birman, J., Burdloff, J., Peufeilhoux, H. D., Erbs, G., Feniou, M. und Lucille, P. L.: *Geographical analysis of biomethane potential and costs in Europe in 2050.* Techn. Ber., ENGIE SA, May 2021. Online verfügbar unter: https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-07/ENGIE_20210618_Biogas_potential_and_costs_in_2050_report_1.pdf.

[8] Bluhm, H. und Gährs, S.: *Environmental assessment of prosumer digitalization: The case of virtual pooling of PV battery storage systems.* Journal of Energy Storage, 59:106487, 2023, ISSN 2352-152X. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X22024768.

[9] Bohm, S., Söthe, M., Wingenbach, C., Günther, S., Hohmeyer, O., Wingenbach, M. und Blohm, M.: *Sub-autonomous micro-grids in the national power system.* Techn. Ber., 2018. https://www.th-luebeck.de/fileadmin/media_carpediem/02_Aktuelles/Publikationen/carpeDIEM_Report_EUF.pdf.

[10] Brauner, G.: *Grundlagen der dezentralen nachhaltigen Energieversorgung.* S. 17–40, 2016.

[11] Brown, T., Hörsch, J. und Schlachtberger, D.: *PyPSA: Python for Power System Analysis.* Journal of Open Research Software, 6(4), 2018. https://doi.org/10.5334/jors.188.

[12] Bruckner, Thomas (Germany), Fulton, Lew (USA), Hertwich, Edgar (Austria / Norway), McKinnon, Alan (UK / Germany), Perczyk, Daniel (Argentina), Roy, Joyashree (India), Schaeffer, Roberto (Brazil), Schlömer, Steffen (Germany), Sims, Ralph (New Zealand), Smith, Pete (UK), Wiser, Ryan (USA) et al.: *Technology-specific Cost and Performance Parameters.* https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf.

[13] Bundesnetzagentur - Presse: *Bundesnetzagentur veröffentlicht Zahlen zur Gasversorgung 2024.* https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250108_GasRueckblick.html, besucht: 2025-06-06.

[14] Büttner, C., Amme, J., Edres, J., Malla, A., Schachler, B. und Cußmann, I.: *Open modeling of electricity and heat demand curves for all residential buildings in Germany.* In: *11th DACH+ Conference on Energy Informatics 2022*, 2022.

[15] Büttner, C., Esterl, K., Cußmann, I., Epia Realpe, C. A., Amme, J. und Nadal, A.: *Influence of flexibility options on the German transmission grid — A sector-coupled mid-term scenario.* Renewable and Sustainable Energy Transition, 5:100082, 2024, ISSN 2667-095X. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2667095X24000060.

[16] Cußmann, I., Schachler, B., Büttner, C., Tetens, H. P., Esterl, K., Amme, J., Helfenbein, K., Held, M., Nadal, A., Günther, S. und Epia Realpe, C. A.: *Projektabschlussbericht: Ein offenes netzebenen- und sektoren-übergreifendes Planungsinstrument zur Bestimmung des optimalen Einsatzes und Ausbaus von Flexibilitätsoptionen in Deutschland.* Techn. Ber., 2024. https://ego-n.org/papers/Endbericht_egon_v2.pdf.

[17] Dotzauer, M., Barchmann, T., Schmieder, U., Rensberg, N., Stinner, W., Arnold, K. und Krüger, C.: *Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035.* Techn.

Ber., 2022. https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie_Biogas_2022.pdf.

[18] Drucksache 20/14584: Antwort der Bundesregierung: *Perspektiven der Energieerzeugung aus Biogas*, Jan. 2025. https://dserver.bundestag.de/btd/20/145/2014584.pdf, besucht: 2025-04-17.

[19] Elhaus, N., Treiber, P. und Karl, J.: *Biogas im künftigen Energiesystem*, Sep. 2024.

[20] Fachverband Biogas e.V.: *Biogaserzeugung und -potenzial*, 2024. https://www.biogas.org/fileadmin/redaktion/dokumente/medien/grafiken/04_Erzeugung_und_-potenzial.pdf.

[21] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., F.: *GridSim – Electric Grid and Energy System Model for Distribution Grids*, 2012. https://www.ffe.de/en/tools/gridsim-electricity-grid-and-energy-system-model-for-distribution-grids/, besucht: 2023-02-02.

[22] Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN: *Gesetzentwurf zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung*, Dez. 2024. https://dserver.bundestag.de/btd/20/142/2014246.pdf, besucht: 2025-06-05.

[23] Gils, H. C., Bothor, S., Genoese, M. und Cao, K. K.: *Future security of power supply in Germany—The role of stochastic power plant outages and intermittent generation.* International Journal of Energy Research, 42(5):1894–1913, 2018.

[24] Heider, A., Kundert, L., Schachler, B. und Hug, G.: *Grid Reinforcement Costs with Increasing Penetrations of Distributed Energy Resources.* In: *2023 IEEE Belgrade PowerTech*, S. 01–06, 2023.

[25] Heitkoetter, W., Schyska, B.U., Schmidt, D., Medjroubi, W., Vogt, T., and Agert, C.: *Assessment of the regionalised demand response potential in germany using an open source tool and dataset.* Advances in Applied Energy, 1:100001, 2021, ISSN 2666-7924. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792420300019.

[26] J. Deutschle, W. Hauser, M. Sonnberger u.a.: *Energie-Autarkie und Energie-Autonomie in Theorie und Praxis.* Zeitschrift für Energiewirtschaft, 39(3):151–162, 2015.

[27] Kendziorski, M., Barner, L., Kemfert, C., Hirschhausen, C. V. und Wiebrow, E.: *Electricity Markets Stabilized Following the Energy Crisis; 80 Percent Renewable Energy and Coal Phase-out by 2030 Are Possible.* Techn. Ber., 2024.

http://www.diw.de/de/diw_01.c.902073.de/publikationen/weekly_reports/2024_16_1/electricity_markets_stabilized_following_the_energy_crisis____ent_renewable_energy_and_coal_phase-out_by_2030_are_possible.html.

[28] Koirala, B. P., Koliou, E., Friege, J., Hakvoort, R. A. und Herder, P. M.: *Energetic communities for community energy: A review of key issues and trends shaping integrated community energy systems.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 56:722–744, 2016, ISSN 1364-0321. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115013477.

[29] Korberg, A. D., Skov, I. R. und Mathiesen, B. V.: *The role of biogas and biogas-derived fuels in a 100% renewable energy system in Denmark.* Energy, 199:117426, 2020, ISSN 0360-5442. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544220305338.

[30] Lauer, M. und Thrän, D.: *Biogas plants and surplus generation: Cost driver or reducer in the future German electricity system?* Energy Policy, 109:324–336, 2017, ISSN 0301-4215. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421517304470.

[31] Liebetrau, J., Kornatz, P., Baier, U., Wall, D. und Murphy, J. D.: *Integration of biogas systems into the energy system.* Techn. Ber., Sep. 2020.

[32] Mangipinto, A., Lombardi, F., Sanvito, F. D., Pavičević, M., Quoilin, S. und Colombo, E.: *Impact of mass-scale deployment of electric vehicles and benefits of smart charging across all European countries.* Applied Energy, 312:118676, 2022, ISSN 0306-2619. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261922001416.

[33] Mansouri, M.: *Analyzing the Role of Energy Communities in Germany's Energy Integration: A Python-Based Cross-Sectoral Case Study of IES Dörpum.* Masterarbeit, Europa-Universität Flensburg, 2024. https://doi.org/10.5281/zenodo.10784799.

[34] Manzotti, A., Quattrocchi, E., Curcio, A., Kwok, S. C., Santarelli, M. und Ciucci, F.: *Membraneless electrolyzers for the production of low-cost, high-purity green hydrogen: A techno-economic analysis.* Energy Conversion and Management, 254:115156, 2022, ISSN 0196-8904. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890421013327.

[35] Meisel, K., Jordan, M., Dotzauer, M., Schröder, J., Cyffka, K. F., Schmid, C., Lenz, V., Naumann, K., Daniel-Gromke, J., Paiva, C. de, Schindler, H., Esmaeili, D., Szarka, N. und Thrän, D.: *SoBio – Szenarien einer optimalen Biomassenutzung im deutschen Energiesystem Eine Langfristperspektive.* Techn. Ber., Apr. 2023.

[36] Möller, C.: *Speicherbedarf und Systemkosten in der Stromversorgung für energieautarke Regionen und Quartiere.* Dissertation, Technische Universität Clausthal, 2020. `https://dokumente.ub.tu-clausthal.de/servlets/MCRFileNodeServlet/clausthal_derivate_00001343/Db114514.pdf`.

[37] Neumann, F., Zeyen, E., Victoria, M. und Brown, T.: *Benefits of a Hydrogen Network in Europe.* Juli 2022.

[38] Nobis, C. und Kuhnimhof, T.: *Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht.* Techn. Ber., 2018. `www.mobilitaet-in-deutschland.de`.

[39] nrwenergy4climate: *Der nachhaltige Einsatz von Biomasse*, Jan. 2023.

[40] Peter, S.: *Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen.* Techn. Ber., Umweltbundesamt, 2013. `https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_14_2013_modellierung_einer_vollstaendig_auf_erneuerbaren_energien.pdf`.

[41] Pfau, S. F., Hagens, J. E. und Dankbaar, B.: *Biogas between renewable energy and bio-economy policies—opportunities and constraints resulting from a dual role.* Energy, Sustainability and Society, 7(1), Juni 2017.

[42] Pfenninger, S. und Staffell, I.: *Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data.* Energy, 114:1251–1265, 2016, ISSN 0360-5442. `https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216311744`.

[43] Projektgruppe Bioenergiedörfer: *Das Bioenergiedorf – Voraussetzungen und Folgen einer eigenständigen Wärme- und Stromversorgung durch Biomasse für Landwirtschaft, Ökologie und Lebenskultur im ländlichen Raum.* `http://www.bioenergiedorf.info/index.php?id=76`, besucht: 2025-06-06.

[44] Samadi, S.: *Quantitativer Vergleich aktueller Klimaschutzszenarien für Deutschland.* `https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_SCI4climate.NRW/Szenarien/2022/samadi-2022-vergleich-aktueller-klimaschutzszenarien-fuer-deutschland-cr-sci4climatenrw.pdf`.

[45] Senkpiel, C. und Hauser, W.: *Systemic Evaluation of the Effects of Regional Self-Supply Targets on the German Electricity System Using Consistent Scenarios and System Optimization.* Energies, 13(18), 2020, ISSN 1996-1073. https://www.mdpi.com/1996-1073/13/18/4695.

[46] TH Ingolstadt, FH Münster, CARMEN e.V. und ifeu Heidelberg: *Biogas nach dem EEG*, Apr. 2024. https://www.carmen-ev.de/download/biogas-nach-dem-eeg-rezab-broschuere/, besucht: 2025-04-21.

[47] Umweltbundesamt: *Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht*, 2020.

[48] Victoria, M., Zhu, K., Zeyen, E. und Brown, T.: *PyPSA Technology data, v0.3.0*, 2021. https://github.com/PyPSA/technology-data.

[49] Weibezahn, J., Krumm, A., Oei, P. Y. und Färber, L.: *Erfolgsstory mit mehr Potenzial: die Erneuerbaren*, S. 37–64. Jan. 2021, ISBN 978-3-446-46897-9.

[50] Winschu, M.: *Modellierung und Analyse eines sektorengekoppelten Energiesystems: Integrierte Planung der Wärme- und Stromversorgung einer ländlichen Gemeinde.* Masterarbeit, Europa-Universität Flensburg, 2024. https://doi.org/10.5281/zenodo.10784799.