



Technische Hochschule
Ingolstadt

Institut für
neue Energie-Systeme

Technische Hochschule Ingolstadt

Institut für neue Energie-Systeme

KoDeF

-Konzeptentwicklung zur Defossilisierung der FKT GmbH

von

Charley Michelle Flach, Dirk Böttner, Markus Goldbrunner,
Tobias Baldauf

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Stromnetz der FKT GmbH.....	5
Abbildung 2:	Wärmenetz der FKT GmbH.....	6
Abbildung 3:	Tägliche Stromverbrauchsmuster der FKT GmbH.....	9
Abbildung 4:	Jahresdauerlinie des Stromverbrauches der FKT GmbH	9
Abbildung 5:	SIMULINK-Modell zur Erstellung der PV-Erzeugungskurve	10
Abbildung 6:	Jährliche PV-Produktionskurven für jede Anlage der FKT GmbH.....	11
Abbildung 7:	Jahresdauerlinie des Wärmeverbrauches der FKT GmbH	12
Abbildung 8:	Elektrizitätserzeugung und -verbrauch im Jahr 2022.....	13
Abbildung 9:	Wärmeerzeugung und -verbrauch im Jahr 2022	14
Abbildung 10:	Sankey-Diagramm mit dem jährlichen Energiefluss des FKT	14
Abbildung 11:	Schematische Darstellung von Szenario 1	15
Abbildung 12:	Schematische Darstellung von Szenario 2	16
Abbildung 13:	Schematische Darstellung von Szenario 3	16
Abbildung 14:	Prototyp eines biologischen Methanisierungsreaktors der TUM	18
Abbildung 15:	Stillliegende Kläranlage als mögliche Umbauoption für eine Biogasanlage	20
Abbildung 16:	Übersicht des Simulink-Modells	24
Abbildung 17:	Zukünftiger Gesamtstromverbrauch der FKT GmbH	31
Abbildung 18:	Screenshot aus dem Modell: Wärmeerzeugungskurve des Biomasseheizwerks	32
Abbildung 19:	Nicht speicherbares Biogas ohne Speichervergrößerung, Szenario 2 v1	34
Abbildung 20:	Ermittlung der Größe der Biogasanlage in Abhängigkeit der entsprechenden Kosten und Emissionen	34
Abbildung 21:	Durchschnittlicher Einfluss der Größe der Biogasanlage auf Kapitalwert und Emissionen	41
Abbildung 22:	Durchschnittlicher Einfluss der Größe des Batteriespeichers auf Kapitalwert und Emissionen	41
Abbildung 23:	Durchschnittlicher Einfluss der Größe des Elektrolyseurs auf Kapitalwert und Emissionen	42
Abbildung 24:	Durchschnittlicher Einfluss der Größe des Methanisierungsreaktors auf Kapitalwert und Emissionen	42
Abbildung 3:	Gesamtzeitplan des Vorhabens	54

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Qualifikation und Kontaktdaten der Projektteilnehmer	3
Tabelle 2:	Technische Daten der PV-Anlagen	5
Tabelle 3:	Technische Daten der BHKWs.....	6
Tabelle 4:	Teil-PV-Anlagen und ihre Spezifikationen, die zur Erstellung der jährlichen Produktionskurven verwendet wurden	11
Tabelle 5:	CO ₂ -Faktoren der ausgewählten Energieträger.....	22
Tabelle 6:	Prozessvariablen der biologischen Methanisierung.....	25
Tabelle 7:	Prozessvariablen des Elektrolyseurs.....	26
Tabelle 8:	Prozessvariablen der Biogasanlage	26
Tabelle 9:	Prozessvariablen der BHKWs	26
Tabelle 10:	Prozessvariablen des Batteriespeichers.....	27
Tabelle 11:	Variable Komponenten sowie deren Schrittweitenvariation	28
Tabelle 12:	Vergleich der Modellergebnisse mit der Realität	30
Tabelle 13:	Simulationsergebnisse Szenario 1	31
Tabelle 14:	Sensitivitätsanalyse Szenario 1.....	33
Tabelle 15:	Simulationsergebnisse Szenario 2	35
Tabelle 16:	Ergebnisse der Simulation von Szenario 2 bei geringeren Emissionsfaktoren durch den Einsatz von Mist/ Gülle	35
Tabelle 17:	Sensitivitätsanalyse Szenario 2.....	36
Tabelle 18:	Dimensionen der wirtschaftlich optimalen Lösung für Szenario 3.....	37
Tabelle 19:	Simulationsergebnisse Szenario 3	38
Tabelle 20:	Ergebnisse der Simulation von Szenario 3 bei geringeren Emissionsfaktoren durch den Einsatz von Mist/ Gülle	38
Tabelle 21:	Dimensionen der ökologisch optimalen Lösung für Szenario 3	39
Tabelle 22:	Dimensionen der realen optimalen Lösung für Szenario 3	40
Tabelle 23:	Sensitivitätsanalyse Szenario 3.....	43
Tabelle 25:	Vergleich der Szenarien bei geringeren Emissionsfaktoren durch den Einsatz von Mist/ Gülle.....	44
Tabelle 24:	Vergleich der Simulationsergebnisse der einzelnen Szenarios	44

Inhalt

Abbildungsverzeichnis.....	II
Tabellenverzeichnis.....	III
1. Einleitung	1
1. Ziel- und Aufgabendefinition.....	2
1.1 Zieldefinition.....	2
1.2 Aufgabenverteilung	2
1.3 Vorgehensweise.....	4
2. Aktuelle Erzeuger- und Verbraucherstruktur der FKT GmbH.....	4
2.1 Stromnetz der FKT GmbH.....	4
2.1.1 Stromverbraucher der FKT GmbH	5
2.1.2 Stromerzeuger der FKT GmbH	5
2.2 Wärmenetz der FKT GmbH.....	6
2.2.1 Wärmeerzeuger	6
2.2.2 Wärmeverbraucher	7
2.3 Geplante zukünftige Erweiterung	7
3. Erfassung und Aufbereitung der Datengrundlage.....	8
3.1 Datengrundlage Stromverbrauch	8
3.2 Datengrundlage Stromerzeugung	10
3.2.1 Simulation der PV-Produktion	10
3.3 Datengrundlage Wärmeverbrauch	11
3.4 Datengrundlage Rohstoffpreise.....	12
4. Analyse der aktuellen Energieerzeugung und -verbrauch	13
4.1 Stromerzeugung und -verbrauch.....	13
4.2 Wärmeerzeugung und -verbrauch.....	13
4.3 Überblick aktuelles Energiesystem.....	14
5. Entwicklung von Einzelmaßnahmen und Konzeptvarianten zur Systemintegration von erneuerbaren Energieträgern	15
5.1 Szenario-Ansatz.....	15
5.2 Beschreibung der neuen Komponenten	17
5.2.1 Methanisierungsreaktor.....	17
5.2.2 Elektrolyseur	18

5.2.3	Biogasanlage	19
5.2.4	Batteriespeicher	20
6.	Theoretische Grundlagen zur Modellierung des Energiesystems	20
6.1	Verwendete Programme	20
6.2	Systemgrenzen	20
6.3	Sensitivitätsanalyse.....	21
6.4	Zielfunktionen.....	21
7.	Simulationsmodell und Optimierungstool.....	23
7.1	Input-Daten Simulationsmodell.....	23
7.2	Beschreibung Simulationsmodell	23
7.2.1	Input-Block.....	24
7.2.2	Output-Block	24
7.2.3	Konstanten-Block.....	24
7.2.4	Hauptblock - Funktionsweise des Modells.....	27
7.3	Optimierung/ Komponentenauslegung	28
8.	Simulationsergebnisse	28
8.1	Ergebnisse der einzelnen Szenarios	29
8.1.1	Szenario 1.....	29
8.1.2	Szenario 2.....	33
8.1.3	Szenario 3.....	37
9.	Fazit für die FKT GmbH	43
10.	Fazit für KMU allgemein	45
	Literaturverzeichnis	48
	Anhang.....	51

1. Einleitung

Da der Kampf gegen den Klimawandel weltweit immer dringlicher wird, steht die Industrie zunehmend unter Druck, ihre Energieverbrauchsmuster neu zu bewerten und nachhaltige Praktiken einzuführen. [1] Dieses Projekt untersucht einen Ansatz zur Dekarbonisierung des Energiesystems eines Industriestandorts und konzentriert sich dabei speziell auf den Anwendungsfall der Firma FKT GmbH. Ziel ist die Entwicklung und Umsetzung eines nachhaltigen Energiekonzepts unter Nutzung fortschrittlicher Technologien mit Schwerpunkt auf der Integration eines Methanisierungsreaktors.

Kleine und mittlere Unternehmen (KMU), wie die FKT GmbH, stehen vor der besonderen Herausforderung, ein Gleichgewicht zwischen wirtschaftlicher Lebensfähigkeit und ökologischer Verantwortung zu finden. Die vorliegende Untersuchung befasst sich mit dieser Herausforderung, indem sie ein umfassendes Energiekonzept vorschlägt, das nicht nur auf die Verringerung des Kohlenstoffausstoßes abzielt, sondern auch auf die betriebliche Dynamik von KMU abgestimmt ist.

Der Eckpfeiler dieses vorgeschlagenen Energiekonzepts ist die Integration eines Methanisierungsreaktors. Die Methanisierung, ein Prozess, bei dem Methan aus erneuerbaren Quellen wie Kohlendioxid und Wasserstoff synthetisiert wird, ist ein vielversprechender Weg zur nachhaltigen Energieerzeugung. [2] Dieser Ansatz ist besonders, da das im Methanisierungsreaktor erzeugte Methan eingesetzt wird zur Erhöhung des Methangehalts im Gasspeicher einer Biogasanlage eingesetzt wird. Im Rahmen des Konzeptes ist der Methanisierungsreaktor als Schlüsselkomponente in einem Energiesystem vorgesehen, das darauf abzielt, die Kohlenstoffemissionen zu reduzieren und gleichzeitig die für die industriellen Prozesse erforderliche Energiemenge zu erhalten.

Durch die Konzentration auf den realen Anwendungsfall der FKT GmbH soll die Distanz zwischen theoretischen Fortschritten und praktischer Anwendbarkeit überbrückt werden. So können die Erkenntnisse dieses Projekts auch vergleichbaren Unternehmen den Weg in eine nachhaltigere und widerstandsfähigere Zukunft weisen. Dieses Projekt trägt daher nicht nur zum akademischen Diskurs über nachhaltige Energie bei, sondern bietet umsetzbare Empfehlungen für Branchenvertreter, politische Entscheidungsträger und Unternehmen, die sich in der komplexen Landschaft der Dekarbonisierung zurechtfinden wollen. Insbesondere mit dem Simulationsmodell, das für dieses Projekt erstellt wurde, können die Auswirkungen eines zusätzlichen Methanisierungsreaktors auf ein Energiesystem dargestellt werden.

Dieses Projekt dient als Vorstudie für eine eventuelle Umsetzung des Konzepts im realen Maßstab. Eine detaillierte Dimensionierung aller verwendeten Komponenten sowie ein funktionierendes Simulationsmodell sind daher unerlässlich. Ziel ist es, allen

Beteiligten - insbesondere der FKT GmbH - eine Entscheidungsgrundlage zu liefern sowie eine Basis für die Akquise von privaten und öffentlichen Fördermitteln zu schaffen.

1. Ziel- und Aufgabendefinition

1.1 Zieldefinition

Zur Konkretisierung der Ziele wurde in Abstimmung mit dem Auftraggeber und den Projektpartnern ein Leistungsverzeichnis erstellt. Dieses kann im Anhang 1 eingesehen werden. **Hauptziel des Projekts ist die Dekarbonisierung des bestehenden Energiekonzepts der FKT durch die intelligente Integration und Kopplung verschiedener erneuerbarer Energiequellen in den Bereichen Strom- und Wärmeerzeugung sowie Mobilität bei gleichzeitiger Erhöhung des Autarkiegrads des Unternehmens.** Erreicht werden sollte dies durch die Kombination vieler verschiedener erneuerbarer Energiequellen mit einem sehr innovativen Konzept. Im Mittelpunkt des Energiekonzepts steht ein flexibles Energiespeichersystem, das auf einer systemfreundlichen Kombination aus grünem Wasserstoff und Bioenergie basiert. Die Idee ist, Biomethan durch biologische Methanisierung mit grünem Wasserstoff aus erneuerbarem Strom und dem Kohlendioxidgehalt des Biogases Biomethan zu erzeugen. Durch die Nutzung des selbst produzierten Biomethans soll das fossile Erdgas zum Betrieb der Blockheizkraftwerke (BHKW) ersetzt und gleichzeitig der Strombezug minimiert werden. Neben dem optimierten Autarkiegrad und den ökologischen Vorteilen soll auch der wirtschaftliche Mehrwert aufgezeigt werden. Das Projekt zielte nicht nur auf die Dekarbonisierung der FKT ab, sondern auch auf die Reduzierung der CO₂ Emissionen der angrenzenden Liegenschaften durch die Einbindung der Gemeinde Pförring und der umliegenden Industrie, wie z.B. einer Lackiererei oder einer Bäckerei.

Das Projekt untersucht damit die Machbarkeit dieser Technologie in der Größenordnung eines mittelständischen Unternehmens. Dabei steht vor allem folgende Frage im Vordergrund: Ist die Integration eines vergleichsweise kleinen Methanisierungsreaktors zur Nutzung von regionalem Überschussstrom und CO₂ aus Biogas aus ökonomischer und ökologischer Sicht für ein mittelständisches Unternehmen sinnvoll?

Bislang wird die Methanisierung in Deutschland in 24 Projekten im kommerziellen Maßstab eingesetzt. [3] Dieser Ansatz ist einzigartig, da er sich nicht auf die Erhöhung der Methankonzentration des Biogases auf das Niveau von Erdgas konzentriert. Stattdessen wird der verfügbare Stromüberschuss genutzt, um die Methankonzentration des Biogases so hoch wie möglich zu steigern.

1.2 Aufgabenverteilung

Um die Aufgabenverteilung präzise zu definieren, wurden alle Projektteilnehmer mit ihren jeweiligen Verantwortlichkeiten und Kontaktdaten in der übersichtlichen Tabelle 1

aufgeführt. Die konkrete Zuweisung der Aufgaben erfolgte im Rahmen eines Projekttreffens. Die Technische Hochschule Ingolstadt übernahm die Projektleitung und fokussierte sich auf die eingehende Analyse der betrieblichen Energieversorgung und -erzeugung, die Untersuchung des unternehmensspezifischen Umfelds sowie die Ausarbeitung von Einzelmaßnahmen und Konzeptvarianten zur Systemintegration erneuerbarer Energieträger. Die zentrale Aufgabe bestand in der Modellierung des entwickelten Energiesystems. Die FKT GmbH wiederum verantwortete hauptsächlich die Bereitstellung der für die Datengrundlage erforderlichen Verbrauchs- und Erzeugungsdaten sowie die Überwachung und Steuerung des Projektverlaufs. Die Technische Hochschule München und die Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft übernahmen beratende Funktionen im Bereich der biologischen Methanisierung. Der beteiligte Landwirt war für die Beratung hinsichtlich Substratverfügbarkeit und Gärrestverwendung verantwortlich. Herr Großhauser trug wesentliche Informationen zum Bau und Betrieb einer Biogasanlage bei.

Tabelle 1: Qualifikation und Kontaktdaten der Projektteilnehmer

Firma	Name	Zuständigkeit	Kontakt
Technische Hochschule Ingolstadt (THI)	Markus Goldbrunner	Projektleitung	Markus.Goldbrunner@thi.de +49 841 9348-3420
	Charley Flach	Projektbearbeitung	Charley.Flach@thi.de +49 841 9348-6847
FKT/KKT GmbH	Josef Karrer	Geschäftsführer	Josef.Karrer@fkt-gmbh.com +49 (8403) 9394 0
	Christian Schalk	Teamleiter Betriebselektrik	Christian.Schalk@fkt-gmbh.com +49 8403 9394-32
	Wolfgang Ferstl	Wärmeversorgung/ Kühlung	wolfgang.ferstl@fkt-gmbh.com
Technische Universität München (TUM)	Konrad Koch	Betrieb/ Auslegung Methanisierungsreaktor	k.koch@tum.de
	Carolina Feickert Fenske		c.feickert@tum.de
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft	Michael Lebuhn	Abteilung Laboranalytik / Mikro- und Molekularbiologie	Michael.Lebuhn@lfl.bayern.de 08161-8640-3838

(LfL)			
-	Erwin Forchhammer	Landwirt Betrieb der BGA	E.Forchhammer@t-online.de
-	Ludwig Großhauser	Planung BGA	ludwig.grosshauser@gmail.com

1.3 Vorgehensweise

Gemäß den festgelegten Arbeitspaketen werden in diesem Bericht zunächst die aktuellen und geplanten Erzeuger und Verbraucher der FKT GmbH vorgestellt. Als Kernelement jedes Energiekonzepts wird anschließend die vorhandene Datenbasis präsentiert, wobei ein Schwerpunkt auf der Datenverarbeitung und der Entwicklung notwendiger synthetischer Lastgänge liegt. Die detaillierte Aufarbeitung und Zusammenfassung der Last- und Erzeugungskurven ermöglicht im Anschluss eine tiefere Analyse des Energieversorgungssystems und des Verbraucherverhaltens. Zur Vorbereitung des Energiesystems für die Zukunft werden verschiedene Szenarien definiert. Gleichzeitig erfolgt eine Beschreibung der einzubeziehenden Komponenten sowie der genutzten mathematischen Methoden zur Simulation und Auswertung der zukünftigen Szenarien. Basierend auf diesen Grundlagen wird das Simulationsmodell präsentiert. Dieses dient zur Bewertung der einzelnen Szenarien aus ökonomischer und ökologischer Sicht sowie zur Auslegung der neuen Komponenten. Zusätzlich wird der Einfluss verschiedener Unsicherheitsfaktoren quantifiziert.

2. Aktuelle Erzeuger- und Verbraucherstruktur der FKT GmbH

Das aktuelle Energiesystem umfasst sowohl Gebäude der FKT GmbH als auch externe Akteure. Die Struktur der Abnehmer, insbesondere im Hinblick auf den Wärmebedarf, ist äußerst vielseitig. Im Folgenden wird eine detaillierte Analyse der Strom- und Wärmesysteme durchgeführt. Die entsprechenden Daten der FKT GmbH sind im Anhang 3 verfügbar.

2.1 Stromnetz der FKT GmbH

Das Stromsystem ist in Abbildung 1 dargestellt und umfasst eine Vielzahl von Erzeugern und Verbrauchern. Das System ist zudem mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden. Um eine gemeinsame Verfolgung zu ermöglichen, sind die Verbraucher in Gruppen zusammengefasst.

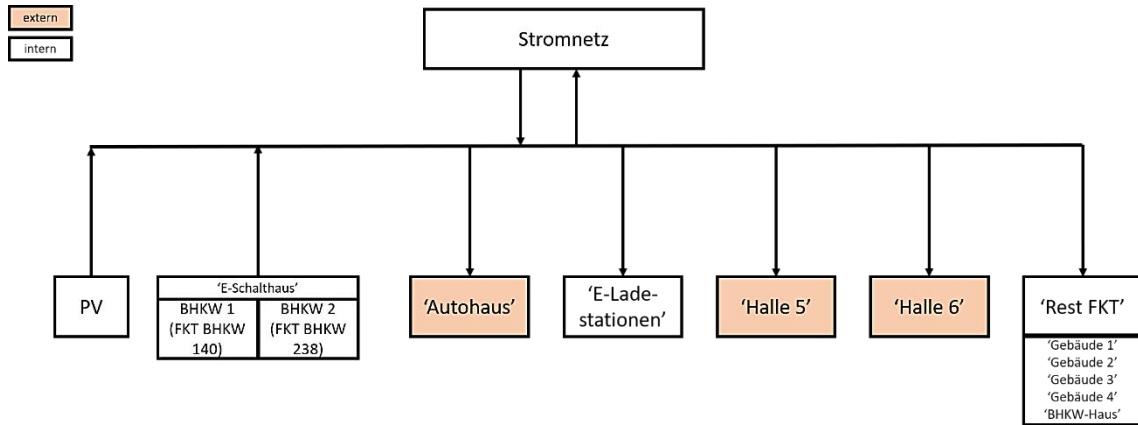


Abbildung 1: Stromnetz der FKT GmbH

2.1.1 Stromverbraucher der FKT GmbH

Wie in Abbildung 1 sichtbar, kann der Stromverbrauch des Unternehmens in die folgenden Bereiche unterteilt werden: "Autohaus Busch", "E-Ladestationen", "Halle 5", "Halle 6" und "Rest FKT". Für jeden dieser Bereiche gibt es einen eigenen Stromzähler, allerdings nicht für "Rest FKT". Der Verbrauch von Rest FKT muss somit berechnet werden.

2.1.2 Stromerzeuger der FKT GmbH

Die Stromerzeugung der FKT GmbH besteht aus drei verschiedenen PV-Anlagen sowie zwei Blockheizkraftwerken (BHKW). Tabelle 2 zeigt die Spezifikation der derzeit installierten PV-Anlagen.

Tabelle 2: Technische Daten der PV-Anlagen

PV-Erzeugung	PV-Anlage 1	PV-Anlage 2	PV-Anlage 3
Leistung [kWp]	99.9	60	267
Nutzung	Eigenverbrauch	Volleinspeisung	Eigenverbrauch
Neigung [°]	12	10	5
Ausrichtung	Ost-West	Ost-West	West

Wie aus Tabelle 1 ersichtlich ist, kann die PV-Anlage 2 aufgrund der Volleinspeisung (bis 2029) nicht zur Deckung des Stromverbrauchs der FKT GmbH genutzt werden. Die anderen PV-Anlagen dienen der Eigenverbrauchsdeckung des Unternehmens, während überschüssiger erzeugter Strom ins Netz eingespeist wird.

Zusätzlich verfügt das Unternehmen über zwei Blockheizkraftwerke (BHKWs), die einen Großteil des internen Wärmebedarfs abdecken können. Darüber hinaus tragen die BHKWs erheblich zur Deckung des Strombedarfs bei. Diese BHKWs werden in der Regel stromgeführt betrieben, wobei sie in besonders kalten Winterperioden auf eine

wärmegeführte Betriebsweise umgeschaltet werden. Die grundlegenden technischen Daten der BHKWs sind in Tabelle 3 aufgeführt.

Tabelle 3: Technische Daten der BHKWs

BHKW	BHKW 140	BHKW 238
Thermische Leistung [kW _{th}]	140	238
Elektrische Leistung [kW _{el}]	209	366

2.2 Wärmenetz der FKT GmbH

Wie auch das Stromsystem lässt sich das Heizungssystem in einen Erzeugungs- und einen Verbrauchsteil gliedern, wie in Abbildung 2 veranschaulicht wird. Die weißen Blöcke repräsentieren die Erzeugungsanlagen, während die orangefarbenen Blöcke die Verbraucher darstellen. Innerhalb dieser Darstellung sind die Verbraucher des Nahwärmenetzes zu einem Block zusammengefasst worden, um die Übersichtlichkeit des Diagramms nicht zu beeinträchtigen. Gegenwärtig sind zehn individuelle Verbraucher an das Wärmenetz angeschlossen.

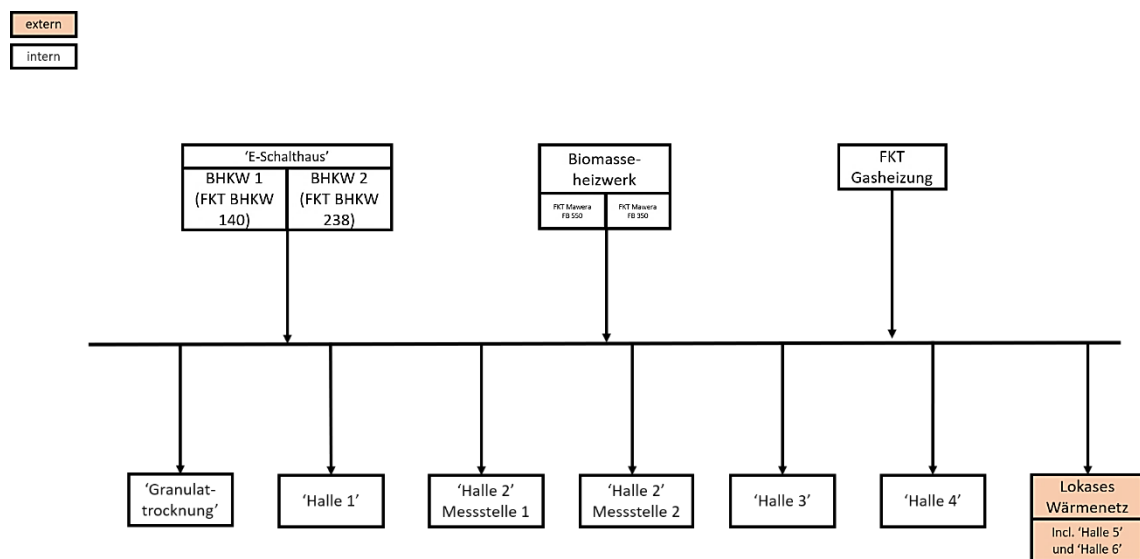


Abbildung 2: Wärmenetz der FKT GmbH

2.2.1 Wärmeezeuger

Wie zuvor erörtert, unterhält die FKT GmbH zwei Blockheizkraftwerke (BHKWs), die sowohl Strom als auch Wärme generieren können. Aufgrund ihres vorwiegend stromgeführten Betriebs im Sommer resultiert aktuell eine beträchtliche Menge an ungenutzter Wärme. Zusätzlich verfügt die FKT über ein Biomasseheizwerk, das sowohl mit Holz aus Industrieabfällen als auch mit Schnittholz aus der Gemeinde betrieben wird. Die beiden Kessel in diesem Kontext sind ein FSB 350 und ein FSB LW 550 Plus von Viessmann mit einer Nennleistung von 350 bzw. 550 kW_{th}. Zur Bewältigung von extrem kalten

Tagen oder bei Störungen steht außerdem ein Gasnotheizkessel zur Verfügung, konkret ein Vitoplex 200 mit einer Nennleistung von 200 kWth. [4]

2.2.2 Wärmeverbraucher

Der Wärmeverbrauch kann in einen internen und einen externen Verbrauch unterteilt werden. Wie in Abbildung 2 zu sehen ist, wird der interne Verbrauch in die folgenden Hauptabnehmer unterteilt: 'Granulattrocknung', 'Halle 1', 'Halle 2 Zähler 1', 'Halle 2 Zähler 2', 'Halle 3' und 'Halle 4'. Die externen Verbraucher unterteilen sich in "Halle 5", "Halle 6", "Autohaus Busch", "Edeka Kubitzky", "Pirker Z1 Wohnhaus", "Pirker Z2 Halle", "Gemeinde Pförring", "Heike Kugel GBR", "Pollin" und "Endegs". Diese werden über das Nahwärmenetz der FKT GmbH versorgt.

2.3 Geplante zukünftige Erweiterung

Für dieses Projekt war die Berücksichtigung geplanter Erweiterungen der FKT GmbH von besonderer Bedeutung. Geplant ist die Errichtung einer neuen Halle am Produktionsstandort mit einer integrierten PV-Anlage auf dem Dach. Im Zuge der Industriepark-Erweiterung ist darüber hinaus ein Ausbau des Nahwärmenetz geplant, um sowohl neue Unternehmen als auch Wohngebäude in der Umgebung mit Wärme zu versorgen. Da sich die Planung des Gewerbegebiets noch in einem frühen Stadium befindet, konnte der zukünftige Verbrauch nicht exakt prognostiziert werden, weshalb einige Annahmen getroffen wurden.

Die Schätzung der Stromerzeugung durch die geplante PV-Anlage (im Weiteren als PV-Anlage 4 bezeichnet) basiert auf der voraussichtlichen Größe der geplanten Produktionshalle, für die eine PV-Anlage mit einer Kapazität von 560 kWp angenommen wurde.

Nach Rücksprache mit Herrn Karrer wird bei dem Stromverbrauch der zukünftigen Produktionshalle von einer Verdoppelung des aktuellen Verbrauchs von "Rest FKT" ausgegangen. Aufgrund der Erweiterungen des Nahwärmenetzes und des steigenden Wärmebedarfs von FKT wird angenommen, dass der Gesamtwärmebedarf ebenfalls verdoppelt wird. Diese Annahmen sind vorläufige, wenn auch auf fundierten Prognosen, die mit Vorsicht zu behandeln sind. Bei der Verwendung der Projektergebnisse ist daher eine gewisse Unsicherheit zu berücksichtigen.

3. Erfassung und Aufbereitung der Datengrundlage

In diesem Kapitel wird das Vorgehen zur Erfassung und Aufbereitung der Datengrundlage beschrieben. Der Fokus dieses Kapitels liegt dabei auf der Generierung der Strom- und Wärme-Verbrauchs und Erzeugungsdaten in stündlicher Auflösung. Diese Daten werden für die Simulation des Energiesystems benötigt.

Im Verlauf des Projekts wurden verschiedene Schritte unternommen, um eine umfassende Datengrundlage zu schaffen. Ein Fragebogen wurde entwickelt und detailliert durchgesprochen; dieser Fragebogen ist im Anhang zu finden. Mehrere Projekttreffen wurden abgehalten, um Fragen zu klären und die weitere Vorgehensweise abzustimmen. Zusätzlich fand eine ausführliche Besichtigung der FKT-Firmenanlagen statt, bei der sämtliche Anlagen von den zuständigen Experten begutachtet wurden. Um die energetische Ausgangssituation zu verstehen, wurden die Strom- und Gasrechnungen des letzten Jahres eingeholt und analysiert. Diese Schritte legen die Basis für eine fundierte Untersuchung des Energieverbrauchs und -bedarfs der Firma FKT.

3.1 Datengrundlage Stromverbrauch

Der Verbrauch wurde monatlich erfasst und von den Mitarbeitern der FKT GmbH manuell in einer Excel-Tabelle dokumentiert. Die verfügbaren Messdaten erstrecken sich über die letzten fünf Jahre und variieren in Qualität und Vollständigkeit. Für die Analyse der Stromverbrauchsdaten wurden ausschließlich die Messwerte des Jahres 2022 herangezogen, da zu diesem Zeitpunkt das bestehende Energiesystem am aktuellsten und die Datenqualität am besten waren. Die gemessenen Verbrauchsdaten sind im Anhang 4 einsehbar.

Aufgrund der monatlichen Auflösung der Stromverbrauchsdaten mussten die stündlichen Werte durch Berechnungen ermittelt werden. In Absprache mit Herrn Schal, Herrn Ferstl und Herrn Karrer wurden die stündlichen Verbrauchswerte unter Verwendung von Tages- und Wochenmustern generiert. Diese Muster basieren auf typischen Tagesprofilen der angegebenen Verbraucher und berücksichtigen Unterschiede zwischen Wochentagen und Wochenenden. Zur Berücksichtigung der Verbrauchsunterschiede in verschiedenen Monaten wurden die erfassten Messdaten herangezogen. In Abbildung 3 sind beispielhaft die verwendeten Muster für den Stromverbrauch an Wochentagen dargestellt. Die Abbildung veranschaulicht das Bedarfsprofil für jede der fünf Abteilungen an einem Wochentag, wobei der stündliche Bedarf als prozentualer Anteil des gesamten Tagesbedarfs angegeben ist.

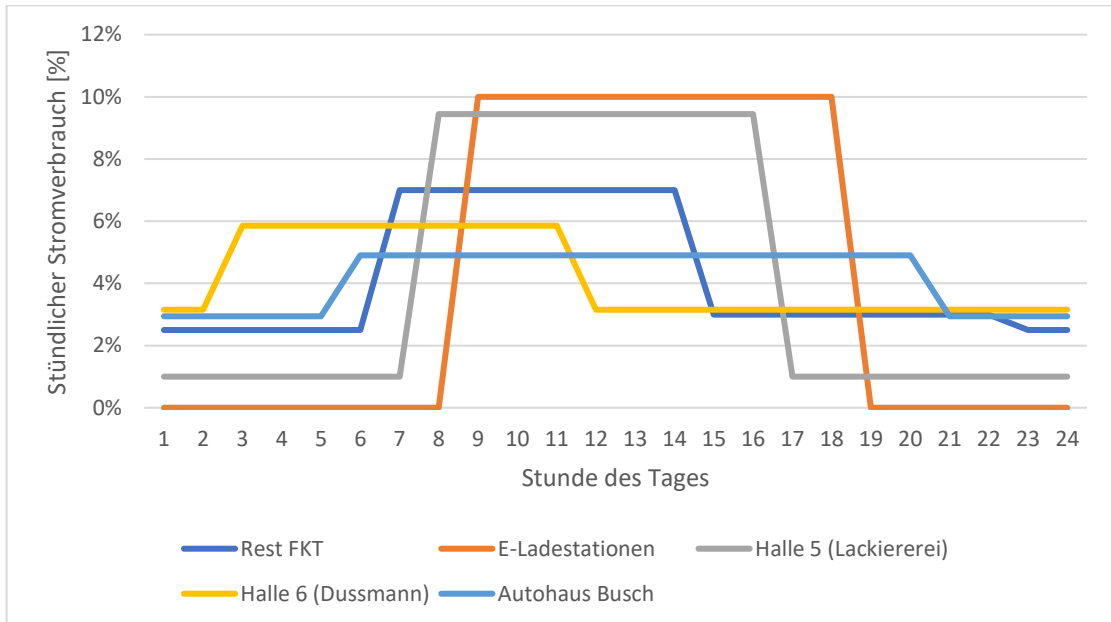


Abbildung 3: Tägliche Stromverbrauchsmuster der FKT GmbH

Alle Verbrauchsmustern sind im Anhang 4 aufgeführt. Durch die Summation sämtlicher Stromverbrauchskurven kann die Gesamtstromverbrauchskurve des Unternehmens in stündlicher Auflösung approximativ ermittelt werden. Diese ist in Abbildung 4 ersichtlich.

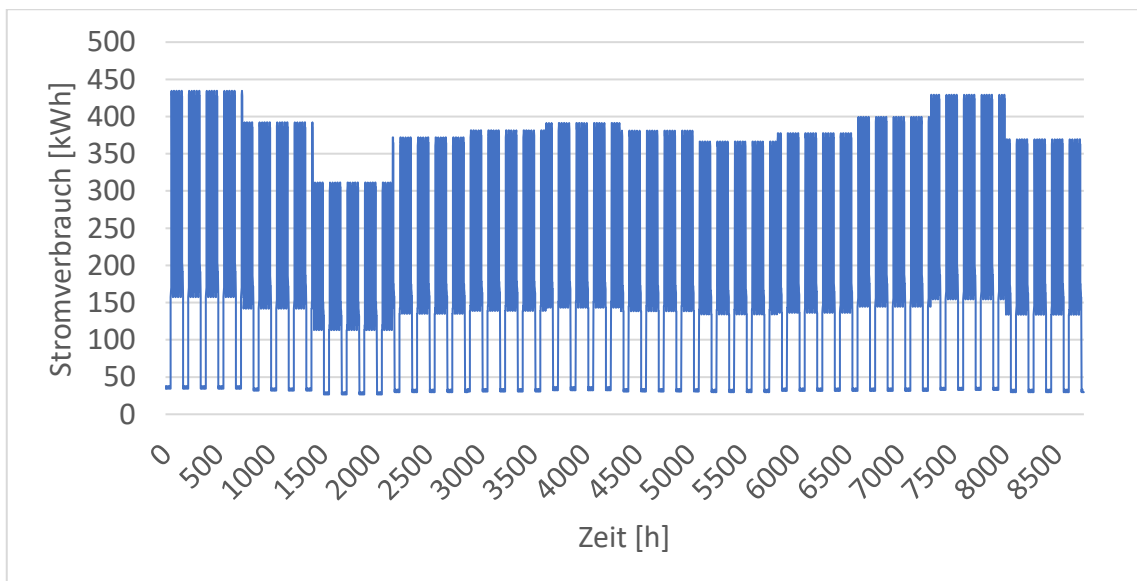


Abbildung 4: Jahresdauerlinie des Stromverbrauches der FKT GmbH

Abbildung 4 veranschaulicht einen gleichmäßigen Stromverbrauch über das gesamte Jahr. Am Wochenende ist eine deutliche Verringerung des Stromverbrauchs zu beobachten, was im Einklang mit den Betriebszeiten zu erwarten ist. Hervorstechend ist der geringe Verbrauch im März. Die zugrundeliegenden Ursachen hierfür sollten von der FKT GmbH weitergehend analysiert werden.

3.2 Datengrundlage Stromerzeugung

Die Datengrundlage für die Stromerzeugung ist äußerst begrenzt, da lediglich die Größe der PV-Anlage und die jährliche Stromproduktion bekannt sind, ohne detaillierte stündliche oder tägliche Leistungsdaten. Aufgrund dieser Einschränkung wird die stündliche PV-Produktion simuliert, um den Mangel an zeitlich aufgelösten Daten auszugleichen. Dies erfordert Annahmen und Näherungen bei der Modellierung.

3.2.1 Simulation der PV-Produktion

Die modellhafte Berechnung der stündlichen PV-Produktion erfolgte mithilfe der CARNOT-Toolbox des Solarinstituts Jülich. CARNOT ist eine MATLAB SIMULINK-Toolbox, die zur Berechnung und Simulation thermischer Komponenten von HVAC- (Heating, Ventilation and Air-Conditioning) Systemen dient. Hierbei werden sowohl konventionelle als auch regenerative Elemente berücksichtigt. Die CARNOT-Toolbox verfügt über eine umfassende Bibliothek mit typischen Komponenten für diese Systeme, einschließlich spezifischer Module zur Modellierung von PV-Anlagen [5].

Die stündliche Energieproduktion der drei verfügbaren PV-Anlagen wurde unter Verwendung von Test Reference Year (TRY)-Datensätzen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für das gesamte Jahr berechnet. Diese Datensätze beinhalten meteorologische Informationen für jede Stunde eines Jahres und repräsentieren einen durchschnittlichen und typischen Wetterverlauf. Seit 2011 werden diese Daten für jeden Quadratkilometer im Bundesgebiet erstellt [6].

Zur Veranschaulichung des konzeptionellen Aufbaus ist in Abbildung 5 ein potenzielles SIMULINK-Modell zur Ableitung der PV-Produktionskurve anhand der TRY-Wetterdaten dargestellt. Die importierten Wetterdaten werden durch den Block "PV_Generator" unter Berücksichtigung der Modulausrichtung in eine Leistungskurve umgewandelt. Die nachfolgende Einheit, welche in Abbildung 5 als oranger Block abgebildet ist, berücksichtigt die Verluste durch den Wechselrichter. [5]

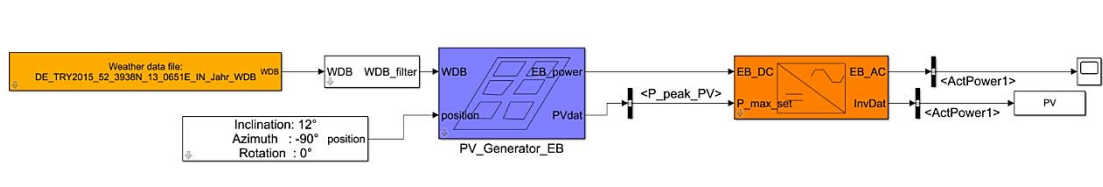


Abbildung 5: SIMULINK-Modell zur Erstellung der PV-Erzeugungskurve

In ähnlicher Weise könnte auch die Erzeugung anderer erneuerbarer Energien, z. B. Windenergie, einbezogen werden. Die generierten PV-Produktionskurven, der vorhandenen und zukünftig verfügbaren PV-Anlagen sind in Abbildung 6 dargestellt.

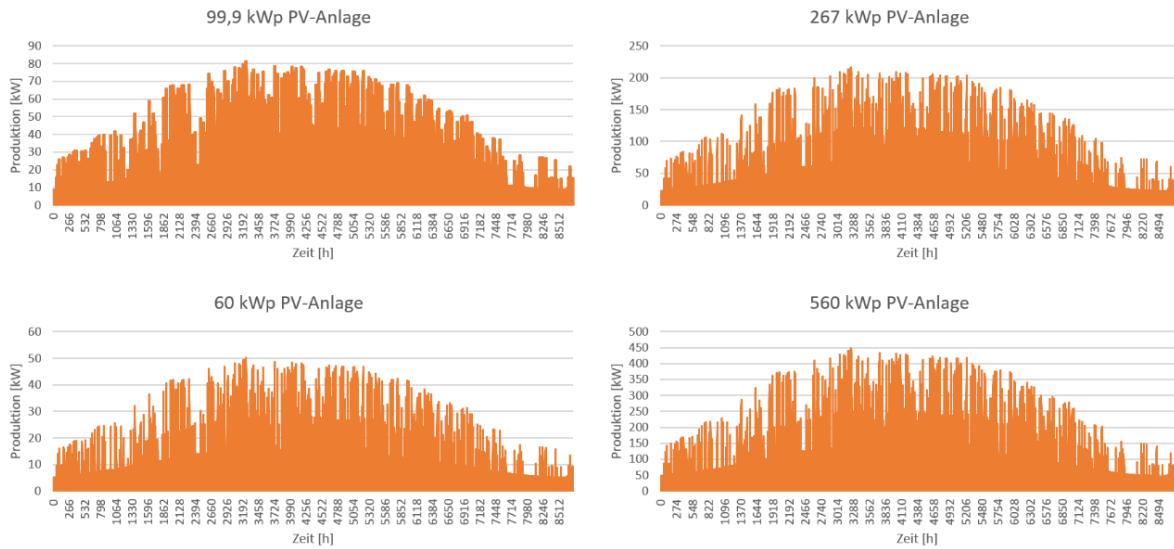


Abbildung 6: Jährliche PV-Produktionskurven für jede Anlage der FKT GmbH

Im Sommer sind die Spitzenwerte der Stromproduktion höher als im Winter, was auf die höhere Sonnenintensität zurückzuführen ist. Unterschiede in den Produktionskurven sind durch die individuelle Ausrichtung und Neigungen zu erklären. Aus dieser Grafik lassen sich erste Konsequenzen für den Elektrolyseur ableiten. Die Produktionskurve ist erwartungsgemäß nicht konstant, sondern schwankt stark je nach Wetterlage. Diese Abhängigkeit ist vor allem bei der Nutzung des Überschussstroms aus der PV-Anlage zur elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff zu beachten.

PV-Anlagen mit einer Ausrichtung nach Osten und Westen wurden in der Modellierung entsprechend der Ausrichtung getrennt betrachtet. Dabei wurde jeweils 50 % der ursprünglichen Leistung pro Ost-/ Westausrichtung angenommen. Die Aufteilungen sowie die Neigungen der Anlagen können in Tabelle 4 eingesehen werden.

Tabelle 4: Teil-PV-Anlagen und ihre Spezifikationen, die zur Erstellung der jährlichen Produktionskurven verwendet wurden

	PV-Anlage 1		PV-Anlage 3	PV-Anlage 2		PV-Anlage 4	
Größe [kWp]	49.95	49.95	267	30	30	280	280
Neigung [°]	12	12	5	10	10	12	12
Orientierung [-]	Ost	West	West	Ost	West	Ost	West

3.3 Datengrundlage Wärmeverbrauch

Für die internen Wärmeabnehmer liegen monatliche Verbrauchsdaten vor, während für externe Wärmeabnehmer ausschließlich jährliche Daten verfügbar sind. Der Wärmeverbrauch liegt ebenfalls für fünf Jahre in unterschiedlicher Qualität und Vollständigkeit vor. Aufgrund der kontinuierlichen Weiterentwicklung des Energiesystems des

Unternehmens und der besten Datenqualität für das Jahr 2022 wurden diese als Grundlage für die folgende Analyse herangezogen.

Die Erstellung der Wärmeverbrauchskurve erfolgte analog zur Stromverbrauchskurve. Da der interne Wärmeverbrauch ausschließlich für Heizzwecke und nicht für andere Prozesse bestimmt ist, wurde der monatliche Verbrauch durch Schätzung mithilfe typischer Heizkurven über das Jahr hinweg ermittelt. Dabei wurde die Heizkurve gemäß den Ergebnissen von Statista modelliert [7]. Die Jahresdauerlinie ist in Abbildung 7 visualisiert, während die einzelnen Tagesverläufe im Anhang 5 und 6 zu finden sind.

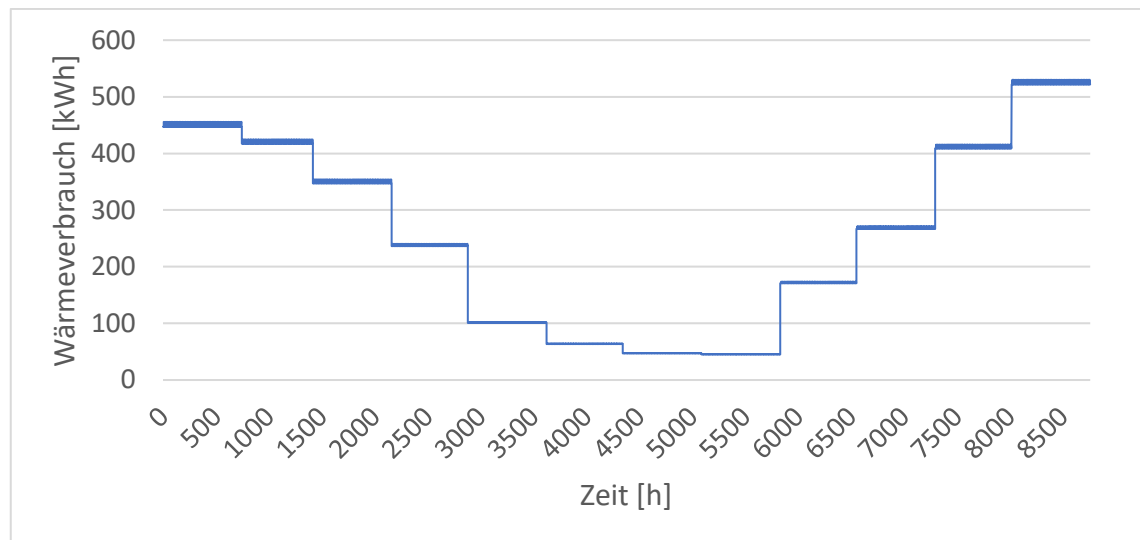


Abbildung 7: Jahresdauerlinie des Wärmeverbrauches der FKT GmbH

3.4 Datengrundlage Rohstoffpreise

Für die ökonomische Analyse dieses Projekts sind die Preise für Strom, Gas, Wasser sowie die Substratkosten für die Biogasanlage von entscheidender Bedeutung. Der Gaspreis wurde anhand des neuesten verfügbaren Werts aus der Eurostat-Datenbank bestimmt. Laut dieser Datenbank betrug der durchschnittliche Gaspreis für Nicht-Haushaltskunden in der ersten Hälfte des Jahres 2023 0,0909 €/kWh. Die entsprechenden Strompreise wurden ebenfalls in dieser Datenbank ermittelt und belaufen sich auf 0,2767 €/kWh [8]. Der von der FKT gezahlte Wasserpreis beträgt 1,25 €/Nm³ für Frischwasser und 4,16 €/Nm³ für Abwasser. Im Falle des Elektrolyseurs ist nur der Preis für Frischwasser relevant, da das Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff umgewandelt wird und kein Abwasser anfällt. Der Preis für das für die Biogasanlage benötigte Substrat wird mit 3,84 ct/kWh_{th} angenommen [9].

4. Analyse der aktuellen Energieerzeugung und -verbrauch

In diesem Kapitel wird der aktuelle Strom- und Wärmeverbrauch sowie die Strom- und Wärmeerzeugung der FKT GmbH genauer analysiert. Dies bietet die Grundlage für die spätere Bewertung des neuen Energiesystems.

4.1 Stromerzeugung und -verbrauch

In Abbildung 8 werden die Stromerzeugung und der Stromverbrauch gegenübergestellt. Die Differenz zwischen Gesamtverbrauch und Gesamterzeugung entspricht der Leistung der PV-Anlage 2. Da diese Anlage den erzeugten Strom vollständig ins Netz einspeist, kann sie nicht zur Deckung der Lasten innerhalb des Systems genutzt werden. Der Verbrauch von „Rest-FKT“ wurde durch die Differenz zwischen Gesamterzeugung und -verbrauch berechnet, was die präzise Übereinstimmung in der Gegenüberstellung erklärt. Die dritte PV-Anlage, mit einer Spitzenleistung von 267 kWp, ist in dieser Grafik nicht enthalten, da diese erst Mitte 2023 in Betrieb genommen wurde.

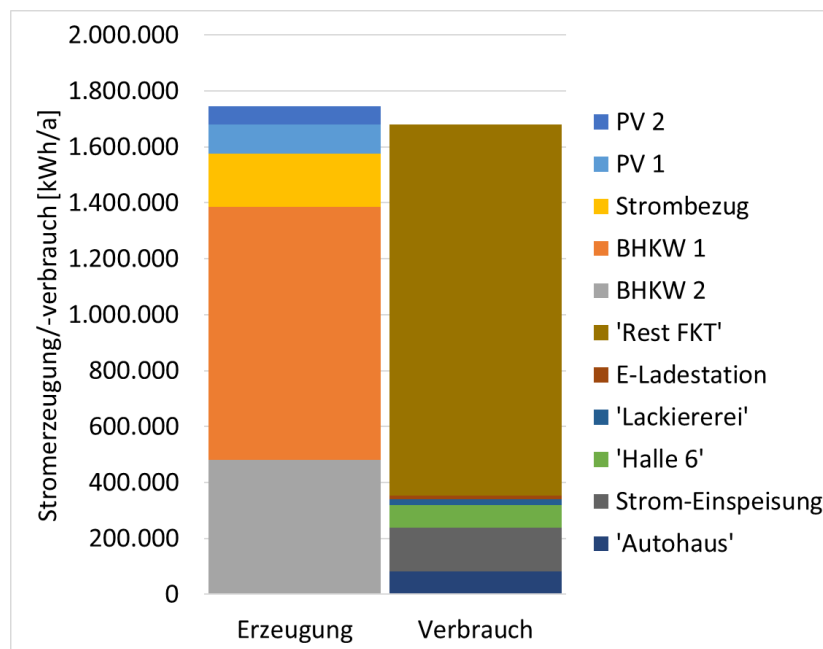


Abbildung 8: Elektrizitätserzeugung und -verbrauch im Jahr 2022

4.2 Wärmeerzeugung und -verbrauch

Abbildung 9 veranschaulicht die erfassten und aufbereiteten Daten zur Wärmeerzeugung und -verbrauch. Bei genauer Betrachtung der Abbildung fallen insbesondere die signifikanten Wärmeverluste auf, die bei der FKT GmbH außergewöhnlich hoch sind. Im Vergleich zu den in der Literatur angegebenen durchschnittlichen Wärmeverlusten von etwa 12 % [10] [11] sind die hier festgestellten Verluste erheblich höher. Selbst unter Berücksichtigung der Wärmeverluste der BHKWs im Sommer während ihrer stromgeführten Betriebsweise und der geringen Wärmeabnahme sind diese Verluste ungewöhnlich hoch. Eine detaillierte Analyse dieser Verluste sollte im Rahmen des Folgeprojekts

durchgeführt werden, um mögliche Ursachen genauer zu verstehen. Die ermittelten Simulationsergebnisse fließen in die weiterführende Untersuchung dieses Themas ein.

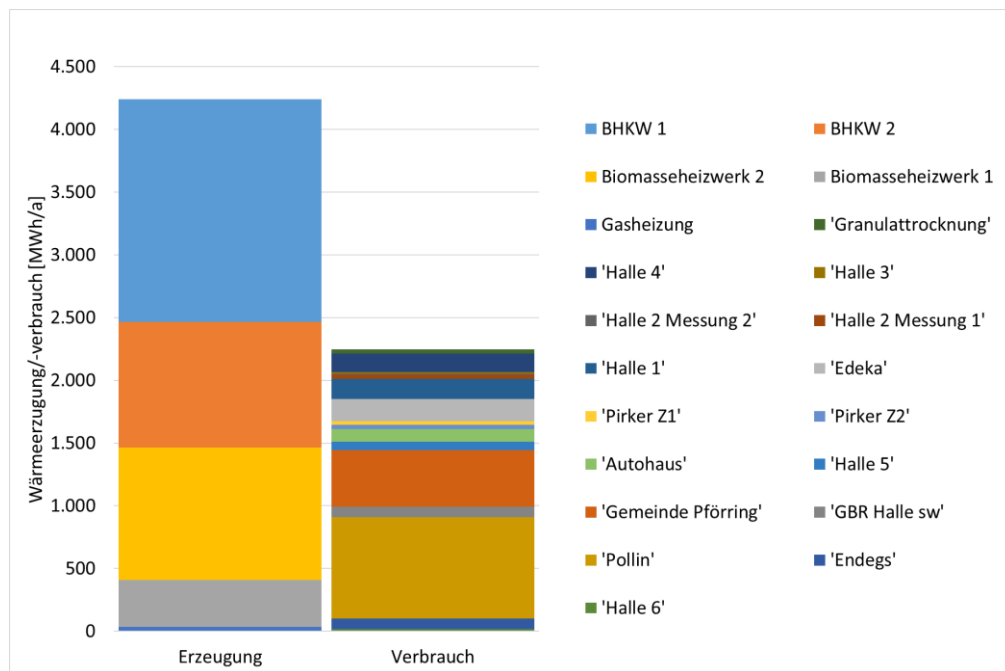


Abbildung 9: Wärmeezeugung und -verbrauch im Jahr 2022

4.3 Überblick aktuelles Energiesystem

In Abbildung 10 sind alle Energieflüsse der FKT GmbH von der Energiequelle bis zum Endverbraucher für das Jahr 2022 dargestellt. Dieses Sankey-Diagramm wurde mit SankeyMATIC erstellt. [12] Der Heizenergiebedarf ist deutlich höher als der elektrische Energiebedarf. Die Hauptenergiequellen der FKT GmbH teilen sich derzeit in Gas aus dem Erdgasnetz und Biomasse für das Heizwerk. Der größte Teil der erzeugten Energie wird von den beiden BHKWs bereitgestellt.

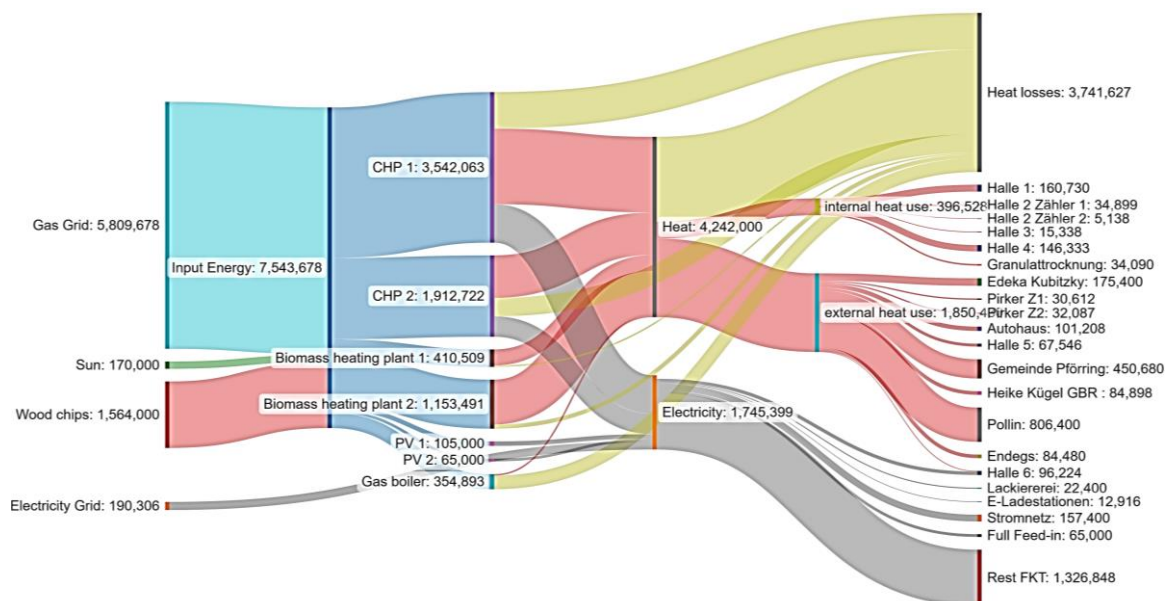


Abbildung 10: Sankey-Diagramm mit dem jährlichen Energiefluss des FKT

5. Entwicklung von Einzelmaßnahmen und Konzeptvarianten zur Systemintegration von erneuerbaren Energieträgern

In den kommenden Abschnitten werden drei potenzielle zukünftige Szenarien für das bestehende Energiesystem untersucht und anschließend miteinander verglichen. Ziel ist die Identifizierung eines nachhaltigen und emissionsarmen Energiesystems auf Basis erneuerbarer Energien durch einen ökonomischen und ökologischen Vergleich der entwickelten Szenarien. Darüber hinaus erfolgt eine kurze Beschreibung der in den verschiedenen Szenarien neu integrierten Komponenten.

5.1 Szenario-Ansatz

Szenario 1: Referenzszenario

Das in Abbildung 11 dargestellte Szenario spiegelt die gegenwärtige Situation der FKT GmbH wider und berücksichtigt zudem die erwartete zukünftige Steigerung des Energieverbrauchs und -erzeugungsbedarfs. Durch eine spätere Simulation dieses Szenarios können die benötigten Mengen an Strom und Gas aus dem Netz bzw. die Betriebskosten (OPEX) zur Deckung des steigenden Bedarfs ermittelt werden.

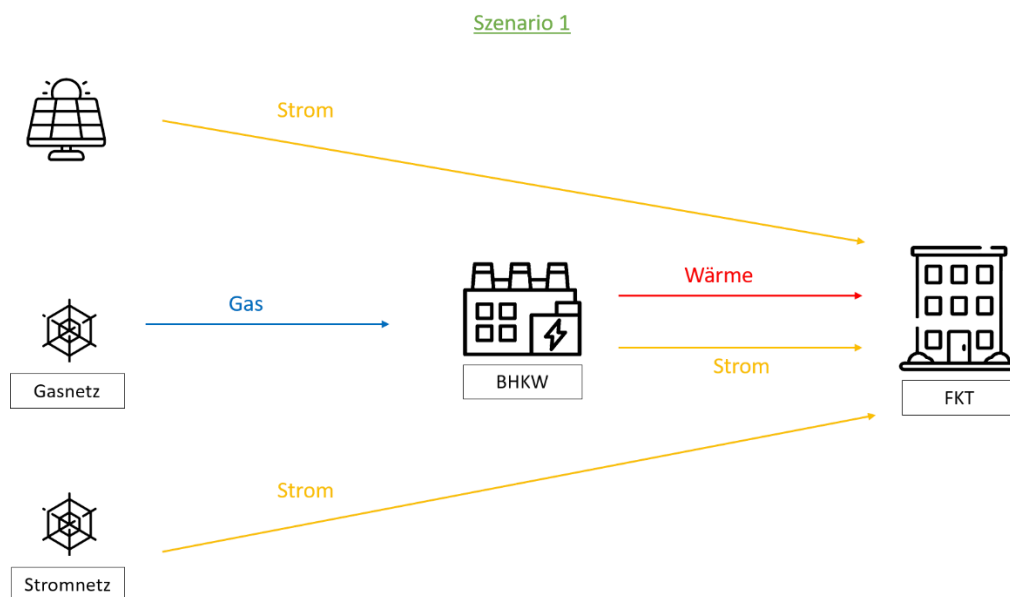


Abbildung 11: Schematische Darstellung von Szenario 1

Szenario 2: Biogasanlage

In Szenario 2 (Abbildung 12) erfolgt die Erweiterung des Energiesystems um eine Biogasanlage. Dies führt zu höheren Investitionskosten im Vergleich zu Szenario 1. Die Biogasanlage wird mit Substrat von regionalen Landwirten betrieben. Durch die Integration dieser Komponente wird erwartet, dass die Kosten für Strom und Gas aus dem Netz gesenkt werden können. Gleichzeitig werden für das notwendige Substrat weitere

Kosten eingeführt. Die spätere Simulation dieses Szenario ermöglicht eine erste Einschätzung der erforderlichen Größenordnung der Biogasanlage.

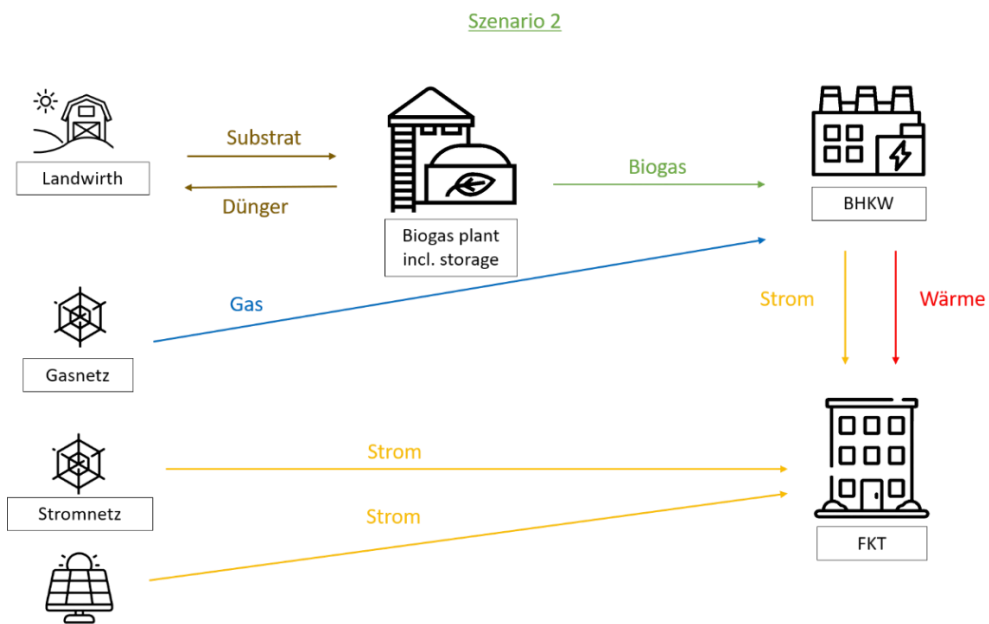


Abbildung 12: Schematische Darstellung von Szenario 2

Szenario 3: Zukunftskonzept

In Abbildung 13 ist der Ansatz für Szenario 3 grafisch dargestellt. Im Vergleich zu Szenario 2 beinhaltet dieses Szenario einen zusätzlichen Elektrolyseur, einen Methanisierungsreaktor und einen Batteriespeicher. Der Elektrolyseur wandelt den sonst ungenutzten Strom zunächst in Wasserstoff um, der anschließend mit dem CO₂-Anteil des Biogases zu Methan umgewandelt wird. Für dieses Szenario werden die höchsten Investitionskosten erwartet.

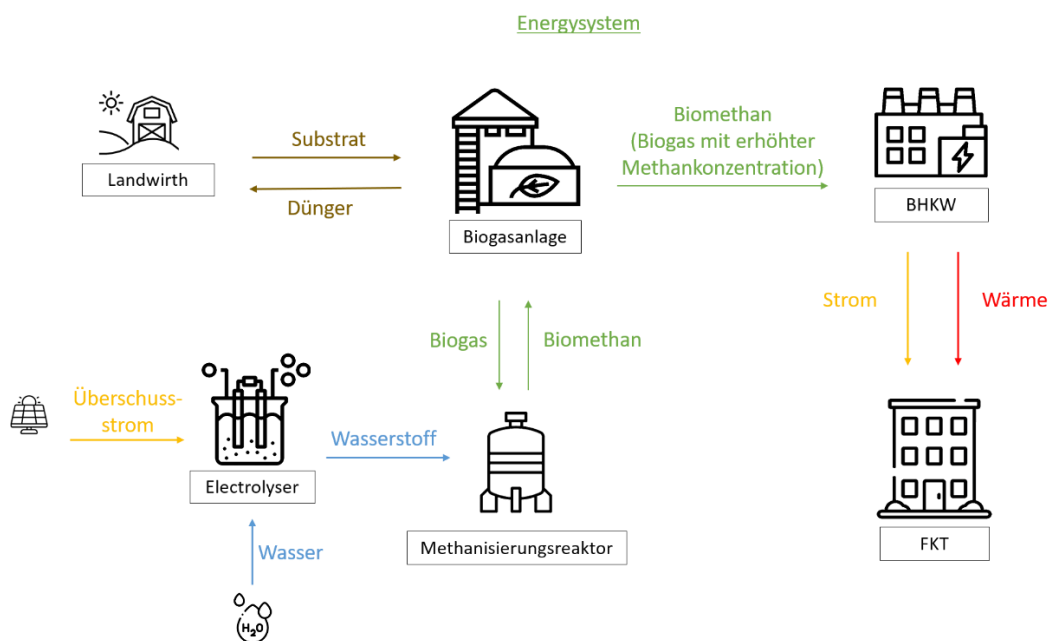


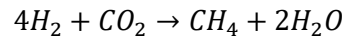
Abbildung 13: Schematische Darstellung von Szenario 3

5.2 Beschreibung der neuen Komponenten

In den folgenden Abschnitten werden die neuen, in das Energiekonzept zu integrierten Komponenten detaillierter beschrieben.

5.2.1 Methanisierungsreaktor

Für dieses Projekt wird die Technologie der biologischen Methanisierung mit einem Rieselbettverfahren verwendet. Diese Technologie ermöglicht eine effiziente Umwandlung von Wasserstoff (H_2) und Kohlendioxid (CO_2) in Methan (CH_4), gemäß der folgenden Gleichung 1:



Die biologische Methanisierung zeichnet sich durch folgende Eigenschaften aus [2], [13], [14], [15], [16]:

- Stabilität und kontinuierlicher Betrieb: Die Verwendung verschiedener Mikroorganismen gewährleistet Prozessstabilität und kontinuierliche Methanproduktion.
- Betrieb in der Flüssig-Phase: Der ausschließliche Betrieb in der Flüssigphase gewährleistet eine präzise und effektive Umwandlung.
- Überwindung von Problemen mit der Gaslöslichkeit: Die Immobilisierung von methanproduzierenden Mikroorganismen auf Trägermaterialien vergrößert die Reaktionsoberfläche und löst damit die Probleme der Gaslöslichkeit.
- Durchflusskontrolle: Die Technologie verwendet eine Durchflusskontrolle, um die Umwandlung ohne Rezirkulation zu maximieren.
- Skalierbarkeit: Der nachgewiesene Erfolg sowohl in kleinen als auch in großen Einrichtungen beweist seine Praxistauglichkeit.
- Optimierung und Überwachung: Präzise Prozesssteuerung durch umfassende Überwachung und Parameteranpassung.

Die Entscheidung für die biologische Methanisierung unter Verwendung von Rieselbettreaktoren (TBRs) als Schlüsseltechnologie wird durch ihre Vorteile im Vergleich zu anderen Methanisierungsmethoden, wie der katalytischen Methanisierung, hervorgehoben. Die katalytische Methanisierung, die Metallkatalysatoren wie Nickel einsetzt, ist zwar effizient in der Gasumwandlung, weist jedoch inhärente Einschränkungen auf. Dazu gehören strenge Anforderungen an die Reinheit des Einsatzgases und die Anfälligkeit für die Deaktivierung des Katalysators durch Spurenverunreinigungen wie Schwefel und Chlor.

Im Gegensatz dazu macht die biologische Methanisierung mit TBRs Gebrauch von den einzigartigen Fähigkeiten methanogener Mikroorganismen, insbesondere Archaeen, die unter mildereren Bedingungen arbeiten können. Der biologische Prozess findet bei Temperaturen zwischen 35 °C und 65 °C sowie Umgebungsdruck statt, was eine bessere

Anpassung an verschiedene industrielle Umgebungen ermöglicht. Die Robustheit von Methanogenen gegenüber Verunreinigungen im Speisegas ist ein erheblicher Vorteil gegenüber katalytischen Reaktoren. Die Herausforderung der langsamen Kinetik von Methanogenen wird durch den Einsatz von TBRs bewältigt, da sie eine verbesserte Phasengrenzfläche für den Stoffaustausch bieten.

Obwohl die TBR-Technologie vielversprechend ist, wurde sie bisher nur im Labormaßstab erprobt, und ihre Anwendung im Pilot- und Industriemaßstab ist begrenzt. Im Rahmen der Vorstudie wurde auch der Prototyp des Methanisierungsreaktors der TUM begutachtet, der in Abbildung 14 zur Veranschaulichung dargestellt ist.



Abbildung 14: Prototyp eines biologischen Methanisierungsreaktors der TUM

5.2.2 Elektrolyseur

Elektrolyseure spielen eine entscheidende Rolle im Bereich der nachhaltigen Energieerzeugung und -speicherung. Ein Elektrolyseur besteht aus einer Anode und einer Kathode, die durch einen Elektrolyten getrennt sind. Durch Anlegen von elektrischem Strom spalten sich die Wassermoleküle in ihre einzelnen Ionen auf. An der Kathode entsteht Wasserstoffgas, während an der Anode Sauerstoffgas produziert wird. Der erzeugte Wasserstoff kann als emissionsarmer und vielseitiger Energieträger dienen.

In Kombination mit erneuerbaren Energiequellen wie Sonnen- oder Windenergie bieten Elektrolyseure eine vielversprechende Lösung für die Energiespeicherung und die Erzeugung von grünem Wasserstoff. In diesem Projekt wird der Elektrolyseur verwendet, um die vorhandene überschüssige Energie in Wasserstoff umzuwandeln, der für den Methanisierungsprozess benötigt wird. [18]

5.2.3 Biogasanlage

Biogasanlagen nutzen den natürlichen biologischen Abbauprozess organischer Stoffe zur Erzeugung von Biogas, einem Gemisch aus u.a. Methan und Kohlenstoffdioxid. Organisches Material wie landwirtschaftliche Rückstände, Lebensmittelreste, Gülle oder Energiepflanzen wie Mais werden durch Mikroorganismen unter Ausschluss von Sauerstoff umgesetzt. Das entstehende Biogas kann als erneuerbare Energieträger zum Heizen, zur Stromerzeugung und sogar als Treibstoff für Fahrzeuge genutzt werden. Biogas ist zudem speicherbar und kann somit gezielt in Strom und Wärme umgewandelt werden. [19], [20]

Im Fall von Szenario 1 und 2 wird die Biomasse laut Herr Großhauser aus einer Vielzahl von Quellen stammen und eine Mischung aus verschiedenen Substraten sein. Um ein funktionierendes Modell zu erhalten, wird angenommen, dass die Biogasanlage mit Rindergülle gefüttert wird. Zur Deckung des Eigenbedarfs der Biogasanlage wird ein zusätzliches Blockheizkraftwerk am Standort der Biogasanlage angenommen. Aufgrund der Entfernung von ca. 3 km zu den bestehenden Wärmeerzeugern der FKT GmbH wird diese zusätzliche Wärmequelle als sinnvoll erachtet.

Als möglicher Standort für die Biogasanlage bietet sich das Gelände einer stillgelegten Kläranlage an. Diese eignet sich durch die bereits vorhandenen Klärbecken für den Umbau zu einer Biogasanlage. Dadurch könnten die Investitionskosten für die Biogasanlage erheblich reduziert werden. Abbildung 15 zeigt die Kläranlage und der möglichen zukünftigen Biogasbehälter.





Abbildung 15: Stillliegende Kläranlage als mögliche Umbauoption für eine Biogasanlage

5.2.4 Batteriespeicher

Zur Speicherung von überschüssigem Strom wurde zusätzlich die Integration eines stationären Batteriespeichers in das System betrachtet. Der Speicher ermöglicht die Entkopplung der Nutzung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien von der Erzeugung. Strom, der beispielsweise in der Mittagszeit im Überfluss produziert wird, kann so zu späteren Zeiten zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt werden.

6. Theoretische Grundlagen zur Modellierung des Energiesystems

In diesem Kapitel werden die theoretischen Grundlagen für die Modellierung und Optimierung des zukünftigen Energiesystems vorgestellt. Dabei wird auf die verwendeten Programme, die bei der Simulation festgelegten Systemgrenzen sowie die bei der Optimierung verwendete Zielfunktion eingegangen. Auch der theoretische Hintergrund zur durchgeführten Sensitivitätsanalyse wird vorgestellt.

6.1 Verwendete Programme

Die Modellierung der drei vorgestellten Energiesysteme erfolgte mittels der Software MATLAB/Simulink. MATLAB, die Abkürzung für "MATrix LABoratory", ist eine von MathWorks entwickelte spezialisierte Programmiersprache und numerische Berechnungsumgebung. Simulink ist die zugehörige Blockdiagramm-Umgebung. [21]

In diesem Projekt wurde die Simulink-Schnittstelle von MATLAB für zwei Aufgaben verwendet:

- Modellierung der PV-Erzeugung
- Aufbau und Analyse des gesamten Modells des Energiesystems

6.2 Systemgrenzen

In diesem Projekt lag der Fokus der Modellierung und Analyse auf den drei Szenarien, wie in Kapitel 5.1 beschrieben. Die drei Szenarien wurden in vereinfachter Form

modelliert, wobei die Komponenten als "Black-Box" betrachtet wurden und durch Input- und Output-Daten beschrieben wurden. Aufgrund von Zeitbeschränkungen wurde in dieser Vorstudie auf eine detaillierte Simulation der konkreten Komponentenfunktion, wie beispielsweise der Biogasentstehung in der Biogasanlage, verzichtet.

Mögliche Erweiterungen, darunter eine Windturbine, eine Wasserstoffspeicher- und -tankstelle sowie Änderungen am Kühlsystem, werden im Ausblick behandelt. Aspekte wie Nachfrageverschiebung, Spitzenverschiebung und andere energie- und kostensparende Maßnahmen wurden nicht berücksichtigt. Diese Einschränkungen wurden bewusst gewählt, um das Modell auf die wesentlichen Punkte zu konzentrieren, die für die ersten Schritte des Projekts von größter Bedeutung sind.

6.3 Sensitivitätsanalyse

Um die Abhängigkeiten im System von den Verbräuchen sowie den Gas- und Strompreisen abschätzen zu können, wurde eine lokale Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die Ergebnisse werden in Kapitel 8 vorgestellt. Die zu betrachtenden Einflussfaktoren werden hierfür geringfügig variiert. Die Veränderungen am Ausgang einer Simulation geben einen Eindruck über den Einfluss der Faktoren auf das System. Die folgenden Faktoren wurden berücksichtigt:

Elektrizitäts- und Wärmeverbrauch:

Da der Strom- und Wärmeverbrauch lediglich auf einer Schätzung basiert und somit nicht erwartet werden kann, dass der reale Verbrauch genau dem berechneten Verbrauch entspricht, ist es besonders wichtig, den Einfluss dieser Variablen auf das Ergebnis zu kennen.

Gas- und Strompreise:

Wie sich in den vergangenen Jahren gezeigt hat, sind sowohl die Strom- als auch die Gaspreise Schwankungen unterworfen und können sich erheblich verändern. [23] Daher ist es wichtig, den Einfluss dieser Preise auf den Kapitalwert des Projekts zu kennen.

6.4 Zielfunktionen

Im Rahmen der Studie sollen die ökonomischen und die ökologischen Auswirkungen des Energiesystems betrachtet werden. Der Fokus der ökologischen Betrachtung liegt auf der Reduzierung der CO₂-Emissionen. Die ökonomische Herausforderung liegt in der Kosteneffizienz. Zur Quantifizierung der Ergebnisse verwendet deshalb die folgenden Ausdrücke verwendet:

- Die Einsparungen an CO₂ Emissionen werden in kg CO_{2eq} ausgedrückt.

- Die Wirtschaftlichkeit wird sowohl durch einen Vergleich der Investitionskosten (CAPEX) als auch der Betriebskosten (OPEX) der Szenarien gemessen und durch die Verwendung des Kapitalwerts (NPV) vergleichbar gemacht.

Die Emissionen der einzelnen Energiesysteme werden in kg CO_{2eq} pro Jahr angegeben. Zur Berechnung werden die CO₂-Faktoren des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle verwendet. [24] Diese bieten CO₂-Faktoren für verschiedene Energieträger an (Tabelle 5). Der Emissionsfaktor für Strom aus Biogas hängt allerdings sehr vom eingesetzten Substrat ab. Durch den Einsatz von Gülle kann die Treibhausgasbilanz somit wesentlich verbessert werden. Die Richtlinie des europäischen Parlaments und Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (vom 11.12.2018, Neufassung) (RED II) enthält zum Beispiel verschiedene Standardfaktoren zur Bilanzierung der Treibhausgasemissionen über die gesamten Wertschöpfungskette bei der Verstromung von Biogas. Durch den Einsatz von 80 % Mist/ Gülle und 20 % Mais kann so bereits ein negativer typischer Wert für die Treibhausgasemissionen für Strom aus Biogas von -0,0792 tCO₂ /MWh erreicht werden. Um ein Worst-Case-Szenario zu betrachten, wurde zunächst ein vergleichsweise hoher CO₂ -Faktor ausgewählt.

Tabelle 5: CO₂ -Faktoren der ausgewählten Energieträger

Energieträger	CO ₂ -Faktor [tCO ₂ /MWh]
Biogas	0.152
Biomasse Holz	0.027
Erdgas	0.201
Elektrizität	0.435

In dieser Vorstudie liegt der Fokus der Optimierung der Komponenten in jedem der drei Szenarien auf der Wirtschaftlichkeit des Energiesystems, wobei der Kapitalwert (Net Present Value, NPV) als Zielfunktion verwendet wird. Dies bietet den Vorteil, sowohl die Investitionskosten als auch die Betriebskosten einzubeziehen. Der NPV ist wie folgt definiert [25]:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+i)^t} - (CAPEX)$$

Mit:

$$R_t = -Kosten_{gas} - Kosten_{Strom} - Kosten_{Wasser} - Kosten_{Substrat\ BGA} \\ - Kosten_{Heizung\ BGA} - OPEX$$

Hierbei repräsentiert i die geforderte Rendite oder den Zinssatz, während t die Anzahl der Zeitperioden darstellt [25]. Für die vorliegende Untersuchung wird der Betrachtungszeitraum auf 10 Jahre festgelegt. Der gewichtete durchschnittliche Kapitalkostensatz (Weighted Average Cost of Capital, WACC), der als Zinssatz verwendet wird, beläuft sich auf 7,5 %. Diese Zahl entspricht einem gängigen Wert im Automobil- und Fertigungssektor [26].

Die Anfangsinvestition (CAPEX) setzt sich aus der Summe der Kosten der neuen Komponenten zusammen, wobei die Kosten für die Biogasanlage, den Batteriespeicher, den Methanisierungsreaktor und den Elektrolyseur berücksichtigt werden. Die Kosten für die bereits vorhandenen BHKWs werden nicht einbezogen, da sie einerseits bereits existieren und andererseits in allen Szenarien anfallen, wodurch sie beim Vergleich der Szenarien nicht ins Gewicht fallen.

Der Cashflow (R_t) ergibt sich aus der Summe der Kosten für Gas ($Kosten_{gas}$), Strom ($Kosten_{strom}$) und Wasser ($Kosten_{wasser}$), der Substratkosten ($Kosten_{Substrat\ BGA}$), der Heizkosten der Biogasanlage ($Kosten_{Heizung\ BGA}$) sowie den Betriebskosten (OPEX) der Komponenten. Unter Berücksichtigung der genannten Festlegungen ergibt sich die zu optimierende Funktion wie folgt:

7. Simulationsmodell und Optimierungstool

In diesem Kapitel wird die Modellierung des Energiesystems mit MATLAB/Simulink vorgestellt. Die Beschreibung umfasst die verwendeten Eingangsdaten, die Parametrisierung der Komponenten sowie die grundsätzliche Funktionsweise des Modellierungsansatzes.

7.1 Input-Daten Simulationsmodell

Für die Simulation des Energiesystems des Unternehmens werden stündliche Werte des Strom- und Wärmeverbrauchs, der externen Verbraucher, der stündlichen PV-Produktion sowie des verfügbaren Biogassubstrats benötigt. Schwankungen des Substrateingangs in den Fermentationsprozess können entweder berücksichtigt oder, wie in dieser Untersuchung, als konstant angenommen werden. Die notwendige Aufbereitung der Verbrauchsdaten für Wärme und Strom sowie die Produktionskurven der PV-Anlagen sind in Kapitel 3 dargestellt. Das Energiesystem der FKT GmbH wurde über ein Jahr simuliert, um saisonale Unterschiede zu berücksichtigen.

7.2 Beschreibung Simulationsmodell

Die Struktur des entwickelten Simulink-Modelles ist in Abbildung 16 dargestellt. Die Eingangsgrößen, die Ausgangsgrößen und die Konstanten werden im Sinne der

Übersichtlichkeit in separaten Bausteinen eingelesen. Die einzelnen Blöcke sowie deren Verbindungen werden in weiteren Verlauf dieses Kapitels behandelt.

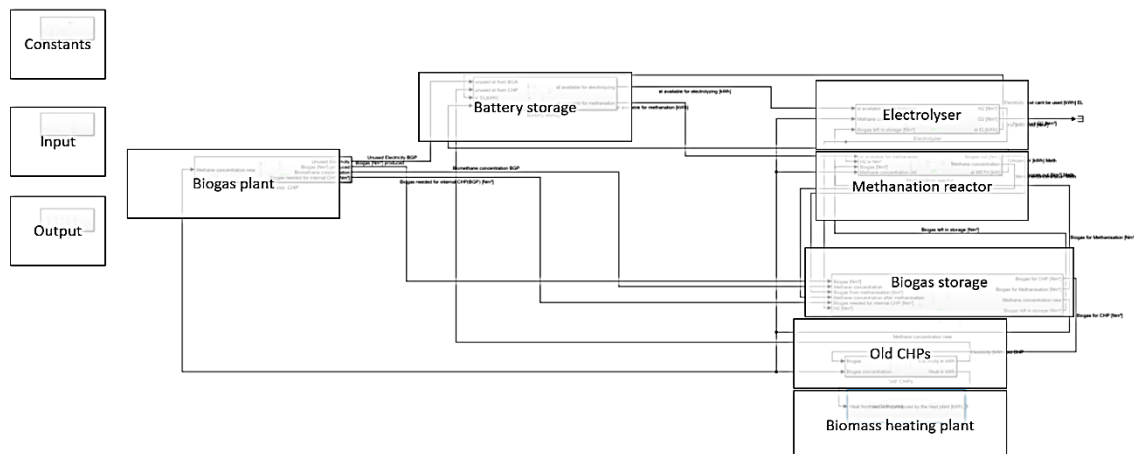


Abbildung 16: Übersicht des Simulink-Modells

7.2.1 Input-Block

Im Input-Block werden die zuvor vorbereiteten Eingangsdaten in das Modell eingelesen. Diese Daten umfassen den Strom- und Wärmeverbrauch über das Jahr, unter Berücksichtigung des zukünftigen Wachstums (vgl. Kapitel 2.3) sowie der PV-Erzeugungskurve und dem verfügbaren Biogassubstrat. Berücksichtigt werden hier auch Wärmeverluste im Gesamtsystem. Der modulare und übersichtliche Aufbau des Modells ermöglicht dabei eine einfache Adaption der Eingangsgrößen.

7.2.2 Output-Block

Dieser Abschnitt des Modells in Simulink behandelt die Speicherung und Auswertung der Ergebnisse. Während der Simulation des Energiesystems werden sämtliche berechneten Werte erfasst, darunter die Methankonzentration des Biogases, die Stromproduktion des BHKWs und ähnliches. Zur Analyse und zum Vergleich verschiedener Konfigurationen sind insbesondere die aus dem Netz entnommene Strom-, Gas- und Wassermenge sowie die in die Biogasanlage zugeführte Substratmenge von Bedeutung. Diese Daten werden erfasst, gespeichert und später zur Berechnung des Kapitalwerts und der Emissionen in $\text{kg CO}_{2\text{eq}}$ verwendet.

7.2.3 Konstanten-Block

In diesem Block werden sämtliche Prozessvariablen gespeichert, die im Modell Verwendung finden. Hierunter fallen beispielsweise die thermischen Wirkungsgrade der BHKWs und die benötigte Menge an Wasserstoff zur Erzeugung eines Normkubikmeters Methan im Methanisierungsreaktor. Derzeit sind feste Werte hinterlegt, die jedoch auch unkompliziert durch Kurven oder Betriebsfelder ersetzt werden können.

In diesem Block kann ebenfalls das zu simulierende Szenario ausgewählt werden, sowie die installierte Leistung der Biogasanlage, des Elektrolyseurs und das Reaktorvolumens des Methanisierungsreaktors. Diese sind zwar für jede einzelne Simulation konstant, variieren aber zwischen verschiedenen Iterationen der Simulationen, um beispielsweise den Unterschied im Kapitalwert oder $\text{CO}_{2\text{eq}}$ für verschiedene Größen von Komponenten zu analysieren.

Die in der Simulation verwendeten Prozessvariablen werden im Folgenden dargelegt. Diese wurden aus einer detaillierten Literaturrecherche abgeleitet und können in Zukunft durch andere Werte ersetzt werden, je nach den individuellen Gegebenheiten von Unternehmen und Situationen.

Biologischer Methanisierungsreaktor

Die im Simulationsmodell verwendeten Prozessvariablen sind in Tabelle 6 aufgeführt. Für die ökonomische Bewertung dieser Technologie erfolgte eine umfassende Literaturrecherche, die durch die Unterstützung von Herrn Konrad Koch bei der Überprüfung der Prozessgrößen ergänzt wurde. Das Modell berechnet die erzeugte Menge an Methan, basierend auf den verfügbaren Größen von Strom, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid. Hierbei wird stets ein optimales Verhältnis von 4 Nm^3 Wasserstoff zu 1 Nm^3 Kohlenstoffdioxid eingehalten.

Tabelle 6: Prozessvariablen der biologischen Methanisierung

Prozessvariable	Wert
Eigenenergiebedarf Methanisierung [$\text{kWh}/\text{Nm}^3 \text{CH}_4$]	0,27
Methan-Kohlenstoffdioxid-Verhältnis [$\text{Nm}^3 \text{CO}_2 / \text{Nm}^3 \text{CH}_4$]	1:1
Wasserstoff-Kohlenstoffdioxid-Verhältnis [$\text{Nm}^3 \text{H}_2 / \text{Nm}^3 \text{CO}_2$]	4:1
Methanproduktion [Nm^3/h]	0.5
CAPEX [€/kWth]	920
OPEX	Vernachlässigbar
Wirkungsgrad [%]	83

Elektrolyseur

Nach eingehender Literaturrecherche wurden die Prozessparameter gemäß Tabelle 7 ausgewählt. [27] [22] [29] Dieser Abschnitt des Modells berechnet die produzierte Menge an Wasserstoff, unter Berücksichtigung der verfügbaren Strommenge, des für die Methanisierung verwendeten Wasserstoffanteils sowie der maximalen und minimalen Kapazität des Elektrolyseurs.

Tabelle 7: Prozessvariablen des Elektrolyseurs

Prozessvariable	Wert
Wasserbedarf [l/Nm ³ H ₂]	0.811
Erzeugter Sauerstoff [Nm ³ O ₂ /Nm ³ H ₂]	1
Benötigte Elektrizität [kWh _{el} /Nm ³ H ₂]	4.5
Minimale Belastung [%]	20
CAPEX [€/kW]	1000
OPEX in % der CAPEX pro Jahr	2 - 4

Biogasanlage

Die wichtigsten Eigenschaften der Biogasanlage sind in Tabelle 8 aufgeführt. Dabei ist zu beachten, dass Rindergülle hier als Beispiel dient und durch einen anderen Inputwert wie z.B. Mais ersetzt werden kann. Zur Deckung des eigenen Wärmebedarf verfügt die Biogasanlage über ein zusätzliches BHKW. [30] [20] [31]

Aus dem verfügbaren Substrat werden die erzeugte Biogasmenge, die zugehörige Methankonzentration des erzeugten Biogases, die Menge an Biogas (mit dem aktuellen Methangehalt des Speichers), die benötigt wird, um den Eigenwärmebedarf zu decken, sowie der überschüssige Strom berechnet.

Tabelle 8: Prozessvariablen der Biogasanlage

Prozessvariable	Wert
Wärmeverbrauchsanteil [im Vergleich zur Gesamtenergie] [-]	0.26
Methananteil des Biogases [-]	0.6
Erzeugtes Biogas [Nm ³ /Nm ³ Rindergülle]	25
Speicherkapazität [Nm ³ /kW _{el}]	1-2
CAPEX [€/kW]	3500-5000
OPEX [% der CAPEX/a]	4

Blockheizkraftwerke

Die BHKWs werden durch die Prozessvariablen in Tabelle 9 beschrieben. [32] In dieser Version des Modells werden diese Variablen als konstant modelliert, während sie sich in der Realität in Abhängigkeit vom Auslastungsgrad und der Betriebsweise ändern. Dies kann bei weiteren, detaillierteren Untersuchungen berücksichtigt werden.

Tabelle 9: Prozessvariablen der BHKWs

Prozessvariable	Wert
-----------------	------

Elektrischer Wirkungsgrad [-]	0.33
Thermischer Wirkungsgrad [-]	0.5

Batteriespeicher

Für die Ermittlung des Kapitalwerts wurden die ökonomischen Parameter aus Tabelle 10 für den Batteriespeicher herangezogen. [32] Hierbei werden die wirtschaftlichen Aspekte anhand der erzeugten Strommenge durch das Biogas-BHKW und die PV-Anlage sowie dem aktuellen Stromverbrauch analysiert. Dabei wird ermittelt, wie viel Strom noch vom BHKW erzeugt werden muss bzw. welcher Anteil bereits für die Elektrolyse und Methanisierung verfügbar ist.

Tabelle 10: Prozessvariablen des Batteriespeichers

Prozessvariable	Wert
CAPEX [€/kWh]	727
OPEX [% der CAPEX/a]	vernachlässigbar

Wärmespeicher

Der Wärmespeicher wird als Wassertank modelliert. Die wichtigsten Parameter in diesem Fall sind die erforderliche Mindesttemperatur von 65 °C und eine Maximaltemperatur von 90 °C sowie die spezifische Wärmekapazität von Wasser von 1,163 kWh/(m³*K) [33], wobei unter Berücksichtigung der Speichergröße in Liter die Wärmespeicherkapazität in kWh berechnet wird.

7.2.4 Hauptblock - Funktionsweise des Modells

Das Modell initiiert die Simulation mit der Biogasanlage. In jeder Stunde wird die berechnete Menge an Biogas aus dem vorhandenen Substrat ermittelt sowie das Biogasvolumen, das zur Deckung des internen Wärmebedarfs der Anlage benötigt wird. Gleichzeitig wird der überschüssige Strom kalkuliert, der für den Methanisierungsprozess zur Verfügung steht. Dabei werden der Stromverbrauch, die Stromproduktion (durch BHKW und PV) und die im Batteriespeicher gespeicherte Strommenge berücksichtigt.

Dieser überschüssige Strom wird dann aufgeteilt und für den Elektrolyseur und den Methanisierungsreaktor verwendet. Da der Methanisierungsreaktor wenig Strom benötigt, wird der Großteil des überschüssigen Stroms dem Elektrolyseur zugeführt. Der Elektrolyseur produziert stündlich Wasserstoff (H₂) unter Verwendung dieser Strommenge, der als Eingabe für den Methanisierungsreaktor dient.

Der Methanisierungsreaktor wird modelliert, um die Menge an Methan zu berechnen, die aus dem verfügbaren Wasserstoff und dem CO₂ des Biogases erzeugt werden kann. Da das im Methanisierungsreaktor produzierte Biomethan in den Biogasspeicher zurückgeführt wird, müssen das verfügbare Biogas und seine Methankonzentration für jeden Zeitpunkt berechnet werden.

In einem abschließenden Schritt wird berechnet, wie viel des verfügbaren Gases benötigt wird, um sowohl den Wärme- als auch den Strombedarf zu decken. Dabei wird angenommen, dass ein oder mehrere BHKWs stromgeführt betrieben werden. Die Ergebnisse umfassen die erzeugte Wärme und den erzeugten Strom. Falls das verfügbare Biogas nicht ausreicht, werden das zusätzlich benötigte Gas aus dem Netz sowie möglicherweise benötigter Strom aus dem Netz berücksichtigt. Zudem wird die Wärme berücksichtigt, die vom Biomasseheizkraftwerk erzeugt werden muss.

7.3 Optimierung/ Komponentenauslegung

Um die optimale Dimensionierung der einzelnen Komponenten in jedem Szenario zu ermitteln, wurden verschiedene Kombinationen der Komponenten in verschiedenen Größenordnungen simuliert und verglichen. Für jede Simulation wird sowohl den Kapitalwert als auch die jährlichen Gesamtemissionen berechnet. Die Auswahl der besten Lösung für das KMU kann dabei auf individuellen, lokalen und rechtlichen Präferenzen basieren.

In Tabelle 11 sind die zu dimensionierenden Komponenten für jedes Szenario sowie die vorgegebenen Größenintervalle aufgeführt. Es ist zu beachten, dass die Größe der Komponenten sowohl mit der Anfangsinvestition als auch mit den Betriebskosten korreliert. Der CAPEX wird für alle Komponenten als Preis pro Größeneinheit angegeben und spielt daher eine entscheidende Rolle für den NPV.

Tabelle 11: Variable Komponenten sowie deren Schrittweitenvariation

Komponente	Untersuchter Größenbereich	Schrittweite
Biogasanlage	250-1000 kW	250 kW
Batteriespeicher	0-100 kWh	20 kWh
Elektrolyseur	100-1000 kW	100 kW
Methanisierungsreaktor	5-50 m ³	5 m ³

8. Simulationsergebnisse

Die Untersuchung soll als Grundlage für zukünftige Entscheidungen dienen. Ziel ist es, ein Berechnungsmodell zu erstellen, das ein zukünftiges Energiesystem simulieren und die verschiedenen Komponenten optimieren kann. Neben dem optimierten Autarkiegrad

und den ökologischen Vorteilen soll auch der wirtschaftliche Mehrwert aufgezeigt werden.

8.1 Ergebnisse der einzelnen Szenarios

Diese folgenden Abschnitte konzentrieren sich zunächst auf die Ergebnisse aller Szenarien, bevor die Ergebnisse im Vergleich zueinander diskutiert werden. Dabei ist zu beachten, dass sowohl die Investitionskosten der Holzhackschnitzel als auch die Kosten für das benötigte größere BHKW (siehe Abbildung 18) nicht berücksichtigt wurden. Dies entspricht den Präferenzen des Unternehmens.

8.1.1 Szenario 1

Szenario 1 wird aus zwei Gründen modelliert und simuliert: Erstens zur Validierung des Modells und zweitens als Referenzwert für andere Energiesysteme.

Modellierung des derzeitigen Energiesystems der FKT GmbH

In diesem Schritt wird die Simulation des aktuellen Energiesystems der FKT GmbH vorgestellt. Die sich daraus ergebenden Energien zur Deckung des Bedarfs werden anschließend mit den aufgezeichneten Daten von 2022 verglichen. Folgende Schritte zur Anpassung des Modells wurden angenommen:

- Der Strom- und Wärmeverbrauch werden unverändert aus den aufbereiteten Daten übernommen, ohne Berücksichtigung zukünftiger Erweiterungspläne.
- Lediglich PV 1 wird berücksichtigt. Die weiteren PV-Anlagen werden nicht zur Deckung des eigenen Energiebedarfs eingesetzt (wie PV 2) oder sind noch nicht an das System angeschlossen (wie PV 3 und PV 4).
- Die installierte Leistung der BHKWs wird auf 575 kW_{el} festgelegt, entsprechend der installierten BHKWs.
- In diesem Szenario kommen weder eine Biogasanlage noch ein Methanisierungsreaktor zum Einsatz.

Der Nettogegenwartswert dieses Szenarios beläuft sich auf -2.880.200 €. Die jährlichen Emissionen, die durch dieses Energiesystem erzeugt werden, betragen 960,0 Tonnen CO₂-Äquivalent. Eine methodische Herausforderung ergibt sich beim Vergleich von Kapitalwert und Emissionen, da keine zeitgemäße Bewertung für die Emissionen vorliegt und die Kosten der Rohstoffe in beiden Fällen inkomparabel sind. Diese Inkongruenz basiert auf der Tatsache, dass das Modell aktuelle Energiepreise (für Gas und Strom) berücksichtigt, während das Unternehmen noch von Verträgen mit vergleichsweise niedrigen Preisen profitiert, die vor dem Ausbruch der Energiekrise abgeschlossen wurden. Der Grad der Selbstversorgung bezüglich des Energiebedarfs beläuft sich auf 9,19 %.

Tabelle 12 bietet einen Vergleich zwischen den im Modell und in der Realität verwendeten Rohstoffen.

Tabelle 12: Vergleich der Modellergebnisse mit der Realität

Rohstoff	Im Modell verwendete Menge [kWh]	In der Realität verbrauchte Menge [kWh]	Abweichung der Ergebnisse [%]
Erdgas	4.616.200	5.809.678	21
Strom	1,4 e-14	190.306	
Hack-schnitzel	1.192.000	1.564.000	24

Die vorliegenden Ergebnisse zeigen eine vergleichbare Größenordnung pro Rohstoff, weisen jedoch Unterschiede auf, die im Wesentlichen auf die folgenden Gründe zurückzuführen sind:

- 1) Das Modell geht von einem idealen, stromgesteuerten Betrieb der BHKWs aus. In der Realität ist der Betrieb der BHKWs komplexer, und es gibt Zeiten, in denen nicht ausreichend Strom produziert wird.
- 2) Das Heizungssystem der FKT GmbH weist höhere Verluste auf als das im Modell simulierte System. In der Realität wird somit mehr Wärme erzeugt als im Modell angenommen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass das Modell seine Funktion erfüllt und weiterhin für die Analyse potenzieller zukünftiger Energiesysteme der FKT GmbH genutzt werden kann.

Modellierung des Referenzwert

Im nächsten Schritt wird das Referenz-Energiesystem entwickelt, wobei der antizipierte Anstieg des zukünftigen Energiebedarfs berücksichtigt wird. Zusätzlich werden die PV-Anlage 3 und PV-Anlage 4 in die Analyse einbezogen.

Die Simulationsergebnisse verdeutlichen, dass eine Erweiterung der bestehenden BHKWs erforderlich ist, um mit dem steigenden Strom- und Wärmebedarf Schritt zu halten. Zur Deckung des Großteils des Stromverbrauchs wird eine installierte BHKW-Leistung von 800 kW benötigt. Abbildung 17 illustriert die prognostizierte Stromverbrauchs-kurve über ein Jahr. Der Strombedarf liegt in der Regel unter 800 kW und überschreitet diese Schwelle nur während der Spitzenzeiten im Januar und November. Die gewählte installierte Leistung des BHKW orientiert sich an diesem maximalen Bedarf. Es ist zu beachten, dass die Erhöhung der BHKW-Größe nicht proportional zum Anstieg des

Verbrauchs erfolgt, da die aktuellen BHKWs bereits überdimensioniert sind, um eine steigende Nachfrage bewältigen zu können.

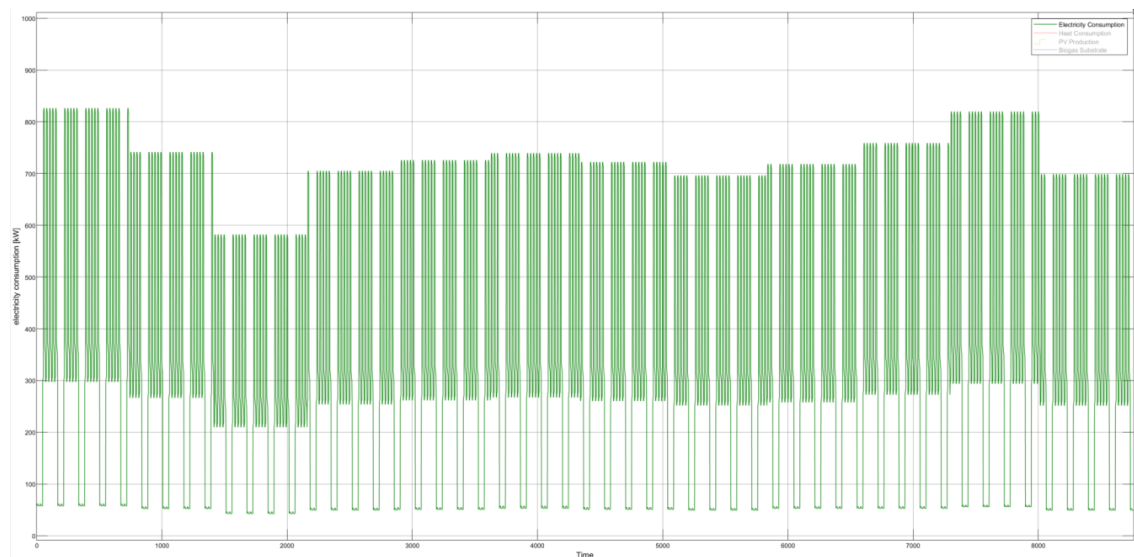


Abbildung 17: Zukünftiger Gesamtstromverbrauch der FKT GmbH

Durch die Implementierung der vorgenommenen Modifikationen in das Modell ergeben sich die resultierenden Erhebungen in Form der in Tabelle 13 präsentierten Resultate.

Tabelle 13: Simulationsergebnisse Szenario 1

Simulationsergebnisse	Szenario 1
NPV [€]	-5.381.209
Emissionen [kg CO ₂ eq]	1.801.296
Eigenbedarfsdeckung [%]	13,18
Fremdstrombezug [kWh]	1.845
Gasbezug [kWh]	8.618.878
Hackschnitzelverbrauch [kWh]	2.522.244
Erzeugte Biogasmenge [kWh]	0
CAPEX [€]	2.000.000
OPEX [€/Jahr]	-783.966

Eine bedeutende Erkenntnis ergibt sich zudem aus Abbildung 18, die darauf hinweist, dass das Biomasseheizkraftwerk ebenfalls einer Vergrößerung bedarf. Eine alternative Möglichkeit besteht darin, die BHKWs weiter zu vergrößern, ihre Betriebsweise anzupassen und den Wärmespeicher zu erweitern. Die damit verbundenen Investitionskosten, die für die Erhöhung der Wärmekapazität dieser Anlagen erforderlich sind, werden im Kapitalwert vernachlässigt, da diese Investition in allen drei Szenarien notwendig ist.

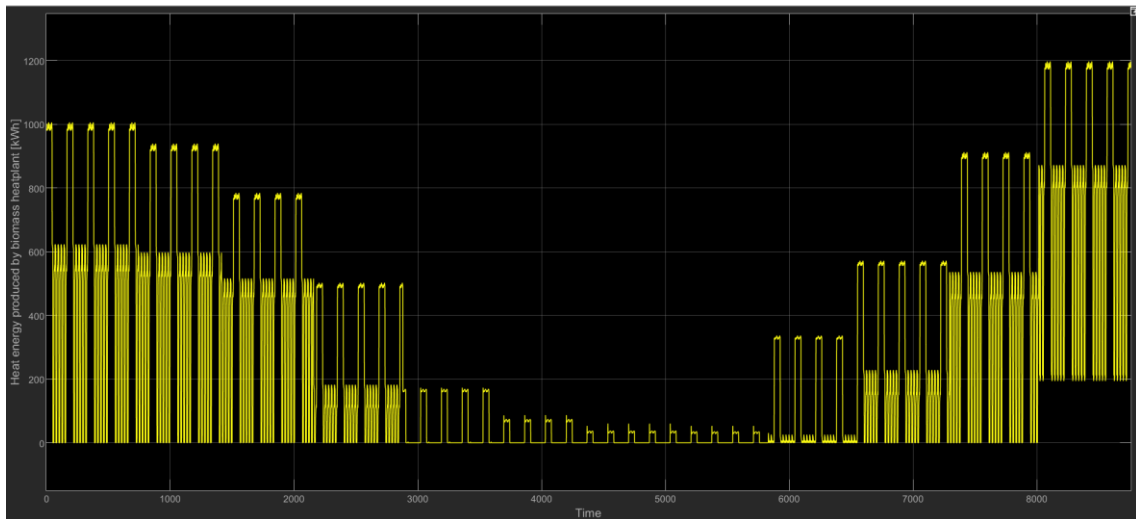


Abbildung 18: Screenshot aus dem Modell: Wärmeerzeugungskurve des Biomasseheizwerks

Für die folgenden Szenarien wird die erhöhte Leistung sowohl der beiden BHKWs als auch des Biomasseheizkraftwerks verwendet.

Sensitivitätsanalyse

Tabelle 14 präsentiert die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse. Zunächst fällt auf, dass die Rohstoffpreise keinen Einfluss auf die Emissionen haben, da die Rohstoffe unabhängig von den Preisen erworben werden. Der Wärmeverbrauch beeinflusst den Kapitalwert nicht, da die BHKWs stromgesteuert betrieben werden und der Wärmeverbrauch somit keinen direkten Einfluss auf sie hat. Die Investitionskosten für das Biomasseheizkraftwerk werden in diesem Fall vernachlässigt, wodurch sich die Änderung in der Holzhackschnitzelmenge zur Bedarfsdeckung nicht monetär, sondern in den Gesamtemissionen niederschlägt.

Der Strombedarf wiederum hat einen direkten Einfluss auf die Gasnachfrage aus dem Netz und damit einen signifikanten Effekt sowohl auf die Emissionen als auch auf den Kapitalwert. Da der Gaspreis den Großteil des Kapitalwerts in diesem Szenario bestimmt, zeigt er einen erheblichen Einfluss auf den Gesamtwert. Trotz höherer Stromkosten pro kWh im Vergleich zum Gas ist der Einfluss der Stromkosten auf den Kapitalwert gering, bedingt durch die minimale aus dem Netz bezogene Strommenge.

Tabelle 14: Sensitivitätsanalyse Szenario 1

Geänderte Input-Daten	Einfluss auf NPV	Einfluss auf Emissionen
+10 % Wärmeverbrauch	Kein Einfluss	+ 0,62 %
-10 % Wärmeverbrauch	Kein Einfluss	- 0,6 %
+10 % Stromverbrauch	+ 9,27 %	+ 8,55 %
-10 % Stromverbrauch	- 9,86 %	- 9,23 %
+10 % Gaspreise	+ 9,99 %	Kein Einfluss
-10 % Gaspreise	- 9,99 %	Kein Einfluss
+10 % Strompreise	+ 0,007 %	Kein Einfluss
-10 % Strompreise	- 0,007 %	Kein Einfluss

8.1.2 Szenario 2

In Szenario 2 wird eine Biogasanlage in das Energiesystem integriert. Die erstmalige Erfassung dieses Aspekts erfordert die Bestimmung der Bemessungsleistung der Biogasanlage. Zu diesem Zweck wird das System für verschiedene Leistungsstufen simuliert. Durch die Analyse der Treibhausgasemissionen und des Kapitalwerts wird abschließend die optimale Bemessungsleistung für die Biogasanlage ermittelt.

Bereits während der ersten Iteration wird offensichtlich, dass ein größerer Biogasspeicher erforderlich ist als ursprünglich angenommen. Abbildung 19 veranschaulicht die Menge an Biogas, die weder genutzt noch gespeichert werden konnte. Aufgrund der kontinuierlichen Biogasproduktion über das gesamte Jahr hinweg und dem sinkenden Energieverbrauch an Wochenenden kann das Biogas während dieser Zeiten nicht verbraucht werden. Diese Dynamik beeinflusst die verursachten CO₂-Emissionen und hebt somit den ökologischen Vorteil von Biogas im Vergleich zu Erdgas auf.

Um dieses Problem zu beheben, stehen verschiedene Strategien zur Verfügung:

- Anpassung der Substratzufuhr an den Bedarf, insbesondere durch Absenkung am Wochenende
- Erhöhung der Speicherkapazität der Biogasanlage

In den nachfolgenden Simulationen wurde die Biogasspeicherkapazität auf 500 Nm³ für eine Biogasanlage mit einer Bemessungsleistung von 50 kW_{el} erhöht. Die Bezeichnung "v1" in Abbildung 19 bezieht sich auf das ursprünglich geringere Speichervolumen.

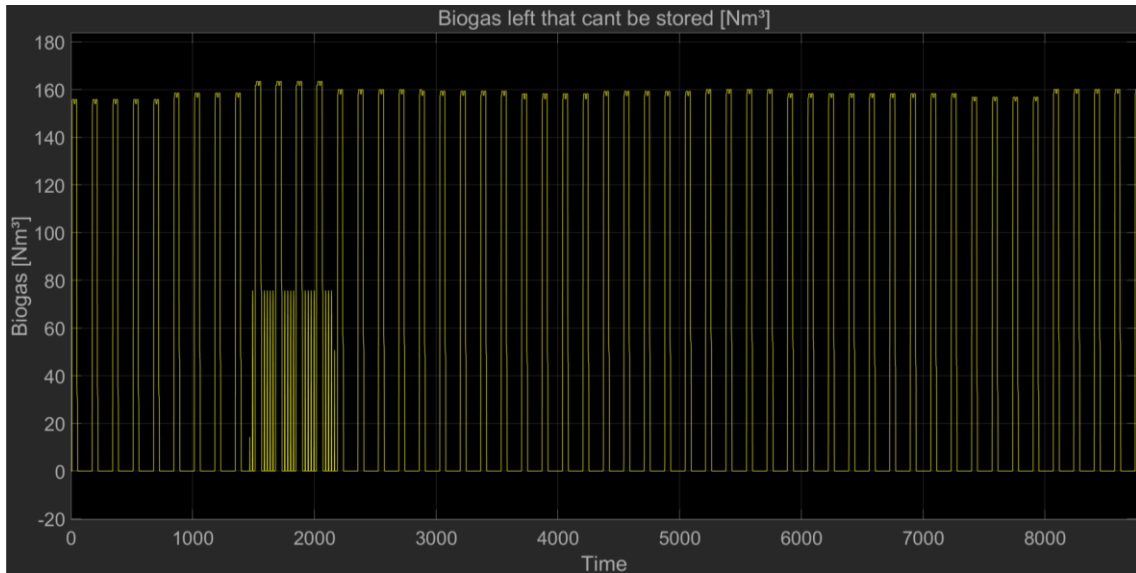


Abbildung 19: Nicht speicherbares Biogas ohne Speichervergrößerung, Szenario 2 v1

Abbildung 20 veranschaulicht die Resultate der fortgesetzten Simulation. Die graue Kurve repräsentiert die jährlichen Emissionen, die durch das Energiesystem in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung der Biogasanlage erzeugt werden. Die blaue Kurve illustriert den Kapitalwert des Energiesystems, ebenfalls in Relation zur Größe der Biogasanlage. Die zugehörige Tabelle im Anhang 5 dokumentiert den Deckungsgrad des Eigenenergiebedarfs. Aus diesen Daten resultiert eine ökonomisch optimale Dimensionierung der Biogasanlage von 500 kW_{el}. Diese spezifische Größenordnung führt zu einem Eigenbedarfsdeckungsgrad von 98 %. Eine Erweiterung der Biogasanlage, die erforderlich wäre, um einen Deckungsgrad von 100 % zu erreichen, würde mit höheren Gesamtkosten einhergehen.

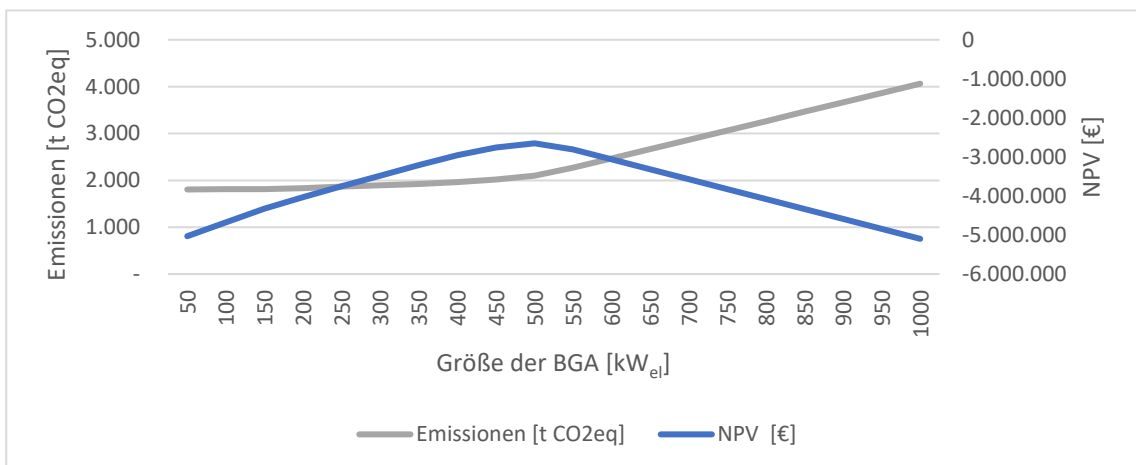


Abbildung 20: Ermittlung der Größe der Biogasanlage in Abhängigkeit der entsprechenden Kosten und Emissionen

Der kumulierte Kapitalwert über einen Zeitraum von 10 Jahren für das Energiesystem mit der Biogasanlage (Bemessungsleistung 500 kW_{el}), beläuft sich auf -2.651.423,01 €, begleitet von entsprechenden Emissionen von 2.098.562,77 kg CO_{2eq} pro Jahr. Verglichen mit Szenario verdeutlichen diese Ergebnisse, dass der Betrieb einer eigenen

Biogasanlage für das Unternehmen ökonomisch rentabel sein kann. Eine umfassende Übersicht aller Resultate findet sich in Tabelle 15.

Die Investitionskosten für dieses spezifische Szenario betragen zwei Millionen Euro. Im Vergleich zu Szenario 1 ist hierbei eine geringere Höhe der operativen Kosten (OPEX) zu erwarten.

Tabelle 15: Simulationsergebnisse Szenario 2

Simulationsergebnisse	Szenario 2
NPV [€]	-2.651.423
Emissionen [kg CO ₂ eq]	2.098.562
Eigenbedarfsdeckung [%]	98,35
Fremdstrombezug [kWh]	0
Gasbezug [kWh]	163.951
Hackschnitzelverbrauch [kWh]	2.522.244
Erzeugte Biogasmenge [kWh]	13.141.500
CAPEX [€]	-2.000.000
OPEX [€/Jahr]	-94.903

Die Ursache für das ungünstigere Emissionsergebnis im Vergleich zum Szenario ohne Biogasanlage lässt sich auf diverse Faktoren zurückführen. Vorwiegend wurde in der vorliegenden Untersuchung ein hoher CO₂-Faktor für Biogas festgelegt, nämlich 0,152 tCO₂/MWh. Diese Festlegung erfolgte, um die maximal möglichen Emissionen im ungünstigsten Szenario darzustellen. Um die THG-Emissionen auf für vorteilhaftere Substratvarianten besser beurteilen zu können, wurden noch weitere Werte für Verhältnisse von Gülle und Mist zu Mais betrachtet. Nach der RED II liegt der Standardwert für Treibhausgasemissionen für Biogasanlagen mit einem Substratmix von Mist/Gülle — Mais von 80 % — 20 % (60 % — 40 %), bei einem geschlossenen Gärrückstandslager und der Bereitstellung der erforderlichen Elektrizität und Wärme von der KWK-Anlage selbst bei -0,0324 (0,0396) tCO₂/MWh. Die Ergebnisse der weiteren Berechnungen der Emissionen bei verringerten Emissionsfaktoren sind in Tabelle 16 aufgelistet.

Tabelle 16: Ergebnisse der Simulation von Szenario 2 bei geringeren Emissionsfaktoren durch den Einsatz von Mist/ Gülle

Verhältnis Gülle und Mist zu Mais	Emissionen [kg CO₂eq]
80/20	-324.729
60/40	621.458

Ein weiterer relevanter Faktor ist der eigene Wärmebedarf der Biogasanlage, der 0,18 % der gesamten Wärmeproduktion der Anlage ausmacht. In diesem Modell gibt es zudem wiederkehrende Momente, in denen das produzierte Biogas nicht genutzt werden kann. Es ist anzumerken, dass in der Realität eine alternative Betriebsweise der Biogasanlage diese Situation möglicherweise verändern könnte. Dieser Sachverhalt wird auch in den abschließenden Kapiteln nochmal behandelt.

Sensitivitätsanalyse

Die Ergebnisse der zugrunde liegenden Sensitivitätsanalyse sind in Tabelle 17 dargestellt. Diese Analyse wurde für das Energiesystem mit der Biogasanlage einer Bemessungsleistung von 500 kW_{el} durchgeführt. Es ist von Relevanz zu beachten, dass bei Variationen in den Eingangsgrößen (wie in Tabelle 16 dargestellt) die Optimierung zu einer anderen wirtschaftlich optimalen Größe der Biogasanlage führen könnte. Analog zu Szenario 1 zeigt sich, dass der Wärmeverbrauch keinen Einfluss auf den Kapitalwert hat, während die Gas- und Strompreise in diesem Kontext keine Auswirkungen auf die erzeugten Emissionen haben.

Eine Erhöhung des Stromverbrauchs resultiert aufgrund des begrenzten Biogasangebots in einem signifikanten Anstieg des Kapitalwerts und der Emissionen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der zusätzliche Strombedarf durch vermehrte Gaszufuhr aus dem Netz gedeckt werden muss, da nicht ausreichend Biogas zur Verfügung steht. Im Gegensatz dazu hat ein Rückgang des Strombedarfs nur eine geringe Auswirkung auf die Ergebnisse, da die Biogasproduktion kontinuierlich erfolgt, auch wenn der erzeugte Strom nicht genutzt wird.

Der Gaspreis übt nur eine geringfügige Auswirkung auf den Kapitalwert aus, da der Großteil des Gasbedarfs in diesem Szenario durch Biogas gedeckt wird

Tabelle 17: Sensitivitätsanalyse Szenario 2

Geänderte Input-Daten	Einfluss auf NPV	Einfluss auf Emissionen
+10 % Wärmeverbrauch	Kein Einfluss	+ 0,532 %
-10 % Wärmeverbrauch	Kein Einfluss	- 0,515 %
+10 % Stromverbrauch	+ 11,25 %	+ 4,390 %
-10 % Stromverbrauch	- 3,61 %	- 1,263 %
+10 % Gaspreise	+ 0,386 %	Kein Einfluss
-10 % Gaspreise	- 0,386 %	Kein Einfluss
+10 % Strompreise	Kein Einfluss	Kein Einfluss
-10 % Strompreise	Kein Einfluss	Kein Einfluss

8.1.3 Szenario 3

Im Szenario 3 wird das Energiesystem im Vergleich zu Szenario 2 um den Methanisierungsreaktor erweitert und zusätzlich um einen Elektrolyseur sowie ein Batteriespeichersystem ergänzt. Wie in Kapitel 5.1 dargestellt, sind die Dimensionen der Komponenten "Methanisierungsreaktor", "Elektrolyseur", "Batteriesystem" und "Biogasanlage" variabel. Dies resultiert in insgesamt 2.400 möglichen Energiesystemen, die individuell vom Simulationssystem modelliert werden. Der optimale Kapitalwert von -2.786.806,18 € wird bei den in Tabelle 18 aufgeführten Dimensionen erzielt. Dieses Energiesystem emittiert jährlich 2.047.525 kg CO_{2eq} und erreicht einen Deckungsgrad des eigenen Energiebedarfs von 99 %.

Basierend auf diesen Ergebnissen wird deutlich, dass die wirtschaftlich optimale Größe für die Biogasanlage sowohl in Szenario 2 als auch in Szenario 3 bei 500 kW_{el} liegt. Für jede weitere Komponente zeigt sich, dass die kleinste Größe optimal ist. Dies lässt sich einerseits auf höhere Anschaffungskosten zurückführen, während andererseits die geringeren jährlichen Kosten offenbar nicht ausreichen, um die Investitionskosten auszugleichen. Ein zusätzlicher möglicher Einflussfaktor könnte darin liegen, dass der überschüssige Strom nicht kontinuierlich verfügbar ist, sondern hauptsächlich bei sonnigem Wetter generiert wird. Dies dürfte die Nutzungszeit der Komponenten wahrscheinlich reduzieren. Dennoch ist der Kapitalwert im Vergleich zum Szenario 1 vielversprechender.

Tabelle 18: Dimensionen der wirtschaftlich optimalen Lösung für Szenario 3

Komponente	Ökonomisch Optimale Komponentengröße
Elektrolyseur [kW]	100
Methanisierungsreaktor [m ³]	5
Batteriespeicher [kWh]	0
Biogasanlage in [kW _{el}]	500

Die detaillierten Resultate dieser Lösung finden sich in Tabelle 19. Diese Ergebnisse werden im folgenden Abschnitt vertiefend analysiert und mit den Resultaten der anderen Szenarien verglichen. In diesem Szenario wird der überwiegende Teil des Energiebedarfs, sowohl für Strom als auch für Gas, durch die Nutzung von Biogas aus der Biogasanlage gedeckt. Wie antizipiert, ist der Kapitalaufwand (CAPEX) für dieses Szenario höher im Vergleich zu Szenario 2, da eine größere Anzahl neuer Komponenten für dieses Energiesystem erforderlich ist. Aufgrund der gesteigerten Effizienz dieses Energiesystems, insbesondere durch eine höhere Ausnutzung des durch die Photovoltaikanlage

erzeugten Stroms, sind die betrieblichen Kosten (OPEX) jedoch niedriger als bei Szenario 2.

Tabelle 19: Simulationsergebnisse Szenario 3

Simulationsergebnisse	Szenario 3
NPV [€]	-2.786.806
Emissionen [kg CO ₂ eq]	2.047.525
Eigenbedarfsdeckung [%]	98,87
Fremdstrombezug [kWh]	0
Gasbezug [kWh]	112.586
Hackschnitzelverbrauch [kWh]	2.522.823
Erzeugte Biogasmenge [kWh]	13.141.500
CAPEX [€]	-2.146.000
OPEX [€/Jahr]	-93.356

Vergleichbar mit der Vorgehensweise zur Auswertung der Simulationsergebnisse von Szenario 2 wurden auch für Szenario 3 die Emissionen für Substratzusammensetzungen von Mist und Gülle — Mais von 80 % — 20 % und 60 % — 40 % betrachtet. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Tabelle 20 dargestellt.

Tabelle 20: Ergebnisse der Simulation von Szenario 3 bei geringeren Emissionsfaktoren durch den Einsatz von Mist/ Gülle

Verhältnis Gülle und Mist zu Mais	Emissionen [kg CO₂eq]
80/20	-375.766,59
60/40	570.421,41

Die Auswahl der Komponentendimensionierung, die die geringsten jährlichen Emissionen aufweist, ist in Tabelle 21 veranschaulicht. Die jährlichen Emissionen dieses Szenarios belaufen sich auf 1.762.004 kg CO₂eq, begleitet von einem Kapitalwert von -4.704.467,27 € und einer Eigenbedarfsdeckung von 62 %. Diese Konstellation lässt sich durch den Vergleich mit Szenario 2 erläutern. Ähnlich wie in Szenario 2 kann das Biogas hier bedauerlicherweise seinen Vorteil gegenüber Erdgas nicht voll ausspielen. Aus diesem Grund repräsentiert die minimal mögliche Größe der Biogasanlage den Teil des Energiesystems mit den geringsten Emissionen.

Im Gegensatz dazu werden die größte Batterie und der größte Methanisierungsreaktor gewählt. Diese Wahl ist folgerichtig, da sie zu einer maximalen Nutzung des

überschüssigen Stroms führt. Die gewählte Dimension des Elektrolyseurs von 1000 kW legt nahe, dass diese Größe voraussichtlich ausreicht, um den Methanisierungsreaktor zu versorgen. Die geringe Eigenbedarfsdeckung resultiert aus der begrenzten Größe der Biogasanlage, da nach wie vor eine beträchtliche Menge Erdgas aus dem Netz bezogen wird, ähnlich wie in Szenario 2.

Bemerkenswert ist, dass diese potenzielle Lösung über einen Zeitraum von 10 Jahren im Vergleich zu Szenario 1 nach wie vor kostengünstiger ist.

Tabelle 21: Dimensionen der ökologisch optimalen Lösung für Szenario 3

Komponente	Ökologisch Optimale Komponentengröße
Elektrolyseur [kW]	1000
Methanisierungsreaktor [m ³]	50
Batteriespeicher [kWh]	100
Biogasanlage in [kW _{el}]	250
NPV [€]	-4.704.467
Emissionen [kg CO _{2eq}]	1.762.004
Eigenbedarfsdeckung [%]	62,04

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden nicht nur das wirtschaftliche und ökologische Optimum untersucht, sondern auch ein reales Optimum angestrebt. Diese Vorgehensweise entspricht den Prinzipien des Simulationsmodells, das das wirtschaftliche Optimum durch Minimierung und das ökologische Optimum durch Maximierung der Komponenten, einschließlich des Elektrolyseurs, des Methanisierungsreaktors, der Biogasanlage und des Batteriespeichers, erreicht. Infolgedessen wurde sowohl ein ökonomisches als auch ein ökologisches Optimum unter Berücksichtigung realistischer Größenordnungen für die genannten Komponenten im Kontext des gesamten entwickelten Energiekonzepts angestrebt. Die spezifischen Dimensionen der Komponenten sind in Die vorliegende Tabelle 22 verdeutlicht, dass durch die spezifische Dimensionierung der Komponenten eine weitere Steigerung des Eigenbedarfsdeckungsanteils der FKT GmbH erreicht werden kann. Des Weiteren wird ersichtlich, dass die Emissionen im Vergleich zum ökologischen Optimum von Szenario 3 zwar marginale Erhöhungen aufweisen, jedoch im Vergleich zum wirtschaftlichen Optimum um etwa 200.000 kg CO_{2eq} pro Jahr weiter reduziert werden können.

Tabelle 22 detailliert aufgeführt.

Die vorliegende Tabelle 22 verdeutlicht, dass durch die spezifische Dimensionierung der Komponenten eine weitere Steigerung des Eigenbedarfsdeckungsanteils der FKT GmbH erreicht werden kann. Des Weiteren wird ersichtlich, dass die Emissionen im Vergleich zum ökologischen Optimum von Szenario 3 zwar marginale Erhöhungen aufweisen, jedoch im Vergleich zum wirtschaftlichen Optimum um etwa 200.000 kg CO_{2eq} pro Jahr weiter reduziert werden können.

Tabelle 22: Dimensionen der realen optimalen Lösung für Szenario 3

Komponente	Reale Optimale Komponentengröße
Elektrolyseur [kW]	500
Methanisierungsreaktor [m ³]	50
Batteriespeicher [kWh]	100
Biogasanlage in [kW _{el}]	500
NPV [€]	- 3.654.272
Emissionen [kg CO _{2eq} /Jahr]	1.879.828
Eigenbedarfsdeckung [%]	99,6

Die durchschnittlichen Kapitalwerte und Emissionen für jede Größe der einzelnen Komponenten werden in den nachfolgenden Abbildungen präsentiert. Abbildung 21 veranschaulicht den Einfluss der Biogasanlagengröße auf diese Parameter. Analog zu den Beobachtungen in Szenario 2 zeigt sich, dass die Emissionen mit zunehmender Größe der Biogasanlage und steigender Biogasproduktion tendenziell ansteigen. Besonders hervorzuheben ist, dass bis zu einer Größe von 500 kW_{el} das Biogas erfolgreich Erdgas ersetzt, wodurch der Anstieg der Emissionen moderat ausfällt. Der Kapitalwert erreicht für diese Größe sein Optimum, was darauf hindeutet, dass die anderen Dimensionen nicht optimal in das Energiesystem integriert werden können.

In Abbildung 22 wird deutlich, dass der Batteriespeicher einen vergleichsweise geringen Einfluss auf das System ausübt. Die Emissionen verringern sich mit zunehmender Größe der Batterie, da dadurch mehr von der Photovoltaikanlage erzeugten Energie verbraucht werden kann. Abbildung 23 unterstreicht klar, dass der Elektrolyseur in diesem System nicht ökonomisch effizient betrieben werden kann. Mit steigender Größe verschlechtert sich der Kapitalwert, wobei als mögliche Ursache eine zu geringe Nutzungsrate vermutet wird. Das gleiche Prinzip zeigt sich in Abbildung 24 für den Methanisierungsreaktor.

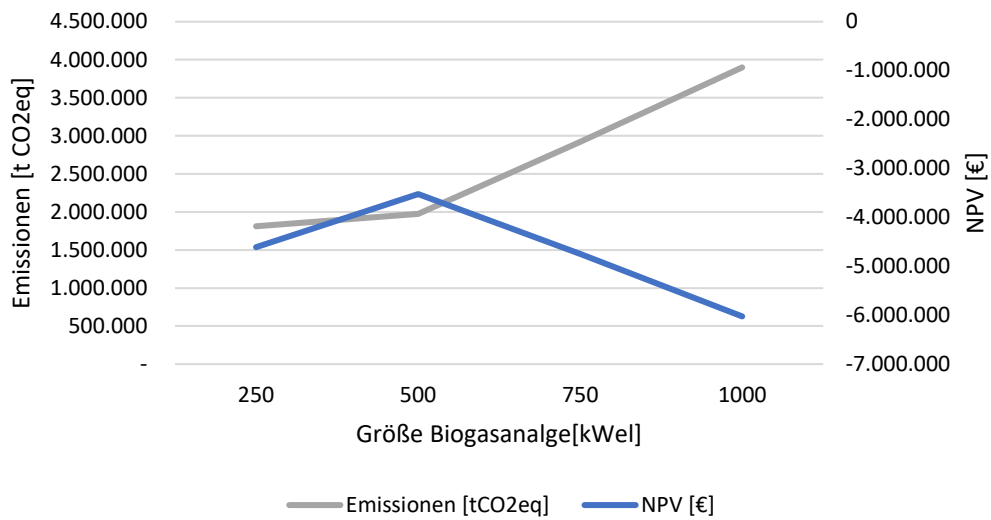


Abbildung 21: Durchschnittlicher Einfluss der Größe der Biogasanlage auf Kapitalwert und Emissionen

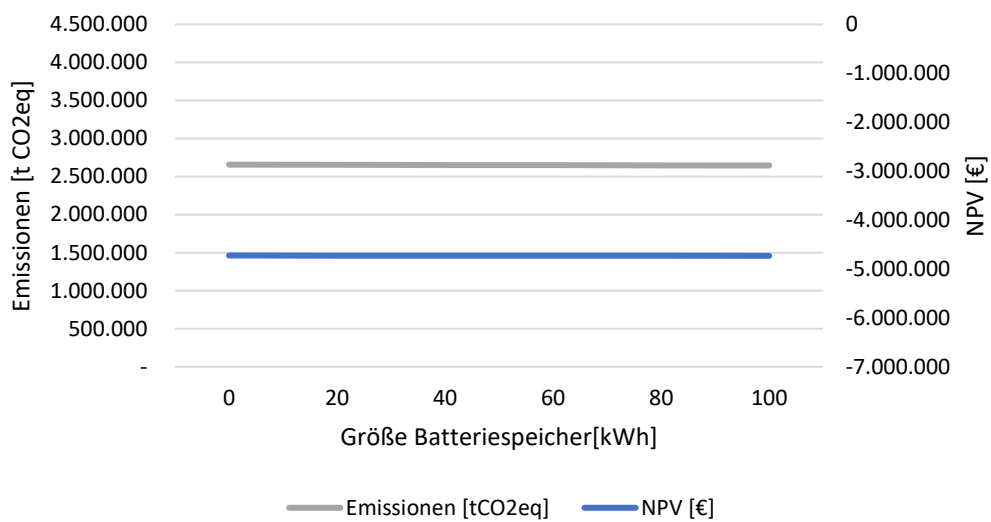


Abbildung 22: Durchschnittlicher Einfluss der Größe des Batteriespeichers auf Kapitalwert und Emissionen

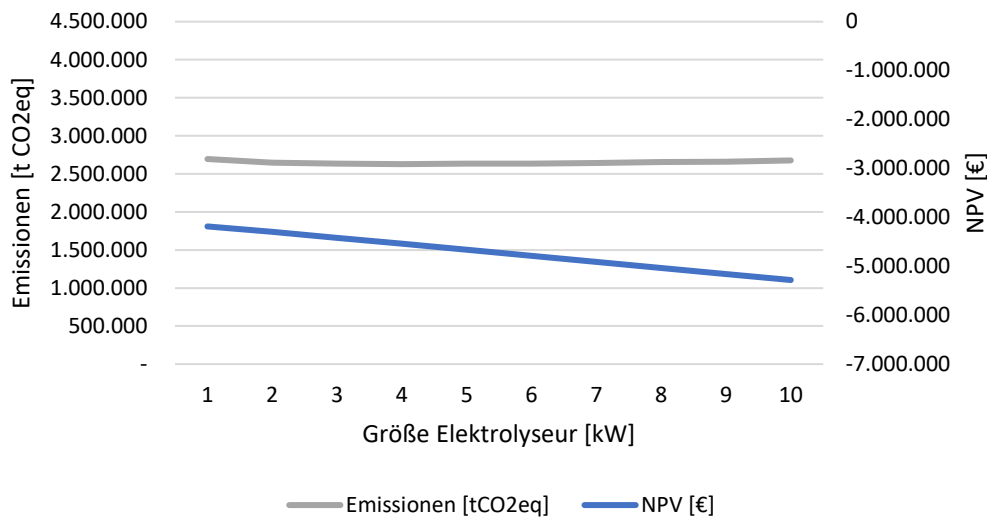


Abbildung 23: Durchschnittlicher Einfluss der Größe des Elektrolyseurs auf Kapitalwert und Emissionen

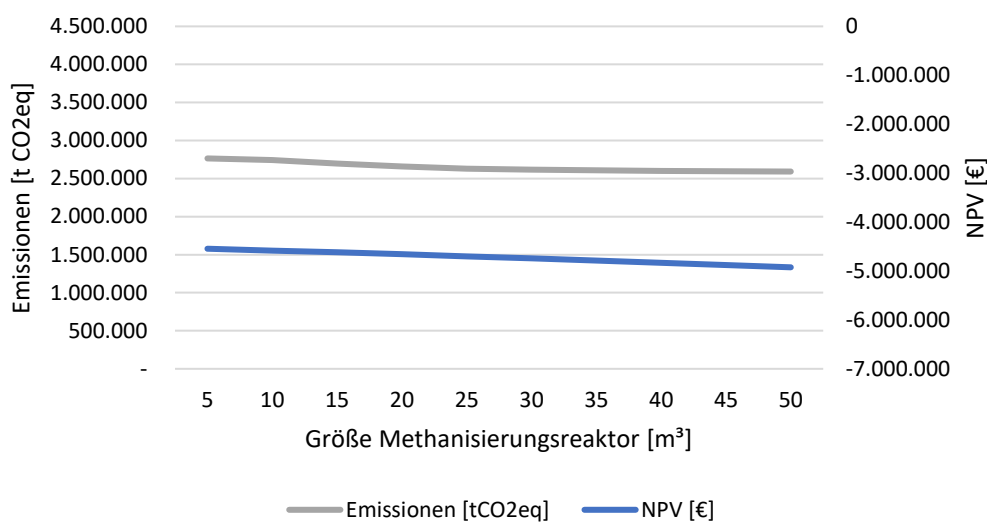


Abbildung 24: Durchschnittlicher Einfluss der Größe des Methanisierungsreaktors auf Kapitalwert und Emissionen

Sensitivitätsanalyse

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse, welche mit der wirtschaftlich optimalen Lösung korrelieren, sind in Tabelle 23 aufgeführt. Analog zu den Beobachtungen in Szenario 1 und 2 zeigt sich, dass der Wärmeverbrauch keinen Einfluss auf den Kapitalwert hat. Des Weiteren haben die Gas- und Strompreise in diesem Szenario keinen Einfluss auf die erzeugten Emissionen.

Ähnlich wie in Szenario 2 ist der Einfluss des Gaspreises auf den Kapitalwert vergleichsweise begrenzt. Dies resultiert daraus, dass nur geringe Mengen Gas aus dem Netz entnommen werden. Eine Erhöhung des Stromverbrauchs führt zu proportional höheren Steigerungen des Kapitalwerts und der Emissionen, da nicht ausreichend Biogas verfügbar ist und der zusätzliche Strombedarf durch vermehrte Nutzung von Gas aus dem

Netz gedeckt werden muss. Im Gegensatz dazu beeinträchtigt eine Verringerung des Strombedarfs die Ergebnisse nicht in gleichem Maße, da die Biogasproduktion trotzdem fortgesetzt wird, selbst wenn der produzierte Strom nicht genutzt wird.

Tabelle 23: Sensitivitätsanalyse Szenario 3

Geänderte Input-Daten	Einfluss auf NPV	Einfluss auf Emissionen
+10 % Wärmeverbrauch	Kein Einfluss	+ 0,534 %
-10 % Wärmeverbrauch	Kein Einfluss	- 0,517 %
+10 % Stromverbrauch	+ 8,87 %	+ 3,623 %
-10 % Stromverbrauch	- 2,52 %	- 0,874 %
+10 % Gaspreise	+ 0,252 %	Kein Einfluss
-10 % Gaspreise	- 0,252 %	Kein Einfluss
+10 % Strompreise	Kein Einfluss	Kein Einfluss
-10 % Strompreise	Kein Einfluss	Kein Einfluss

Für die anstehende Iteration des Modells wäre eine verbesserte Regelung des Elektrolyseurs oder die Integration eines Wasserstoffspeichers zu empfehlen. Dies ist insbesondere relevant, da es Situationen gibt, in denen Wasserstoff verfügbar ist, jedoch kein Kohlendioxid für die Methanproduktion vorhanden ist.

9. Fazit für die FKT GmbH

Die Ergebnisse für den Anwendungsfall FKT sind in Tabelle 25 ersichtlich. Aus der Simulation des Energiesystems lässt sich vor allem folgende zentrale Erkenntnis ableiten: Die Integration einer Biogasanlage ist sowohl hinsichtlich des Eigenbedarfsdeckungsgrades als auch in wirtschaftlicher Hinsicht äußerst sinnvoll.

Der Anwendungsfall ermöglichte zudem die Identifikation einiger Schwachstellen im Modell und sowie der Integration eines Methanisierungsreaktors in das Energiekonzept. Die Reduktion der emittierten Treibhausgase durch die Integration der Biogasanlage in das System ist wesentlich von der Substratzusammensetzung abhängig. Tabelle 24 zeigt eine deutliche Minderung der Treibhausgasemissionen durch den Einsatz von Mist/Gülle. Die Auswahl des Substrats ist demnach von zentraler Bedeutung zur Defossilisierung der FKT. Bei der energetischen Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen konnte keine signifikante Reduktion der emittierten Treibhausgase durch die Integration der Biogasanlage in das System gezeigt werden.

Tabelle 24: Vergleich der Szenarien bei geringeren Emissionsfaktoren durch den Einsatz von Mist/ Gülle

Verhältnis Gülle und Mist zu Mais			Emissionen [kg CO ₂ eq]
	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
80/20	1.801.296	-324.729,86	-375.766,59
60/40	1.801.296	621.458,14	570.421,41

Zu Verbesserung der Treibhausgasbilanz könnten allerdings der Betrieb der Biogasanlage weiter an den typischen Bedarf der FKT angepasst werden. Ein Beispiel hierfür wäre die Anpassung der Substratzufuhr an den geringeren Bedarf am Wochenende. Gleichzeitig sollte auf den Betrieb der BHKW bei optimalen Wirkungsgraden geachtet werden. Um dies zu ermöglichen könnten beispielsweise Speicher für thermische und elektrische Energie zur Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch betrachtet werden.

Darüber hinaus lässt sich feststellen, dass die Integration einer Methanisierungsanlage dazu beiträgt, die Emissionen des Energiesystems weiter zu verringern. Im spezifischen Kontext von FKT sind die erzielten Effekte jedoch von weniger signifikant und wirtschaftlich nicht zielführend. Dies dürfte auf die begrenzte Menge an verfügbarem Überschuss an Energie sowie die niedrige Auslastung des Elektrolyseurs und des Methanisierungsreaktors zurückzuführen sein.

Tabelle 25: Vergleich der Simulationsergebnisse der einzelnen Szenarios

Simulationsergebnisse	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
NPV [€]	-5.381.209	-2.651.423	-2.786.806
Emissionen [kg CO ₂ eq]	1.801.296	2.098.562	2.047.525
Eigenbedarfsdeckung [%]	13,18	98,35	98,87
Fremdstrombezug [kWh]	1.845	0	0
Gasbezug [kWh]	8.618.878	1.639.512	112.586
Hackschnitzelverbrauch [kWh]	2.522.244	2.522.244	2.522.823
Erzeugte Biogasmenge [kWh]	0	13.141.500	13.141.500
CAPEX [€]	-2.000.000	-2.000.000	-2.146.000
OPEX [€/Jahr]	-783.966	-94.903	-93.356

10. Fazit für KMU allgemein

Inwiefern kann ein Methanisierungsreaktor eine neuartige und innovative Lösung für das Energieportfolio eines kleinen oder mittleren Unternehmens (KMU) darstellen?

Wie die bisherige Forschung verdeutlicht, eröffnet ein Methanisierungsreaktor bedeutende Vorteile für zukünftige Energiesysteme von KMUs. Primär nutzt dieses System kostengünstigen und anderweitig ungenutzten Strom, beispielsweise aus Photovoltaikanlagen. Darüber hinaus fungiert es als Schlüssel zur Verknüpfung der beiden zentralen Energiebereiche, nämlich Wärme und Strom. Bei weiteren Entwicklungen könnten auch andere bedeutende Energiebereiche, insbesondere die Mobilität, einbezogen werden. Dies könnte beispielsweise durch die Integration vorhandener Elektro-Ladestationen erfolgen, um Lastverschiebung zu ermöglichen.

Im spezifischen Anwendungsfall von FKT wird deutlich, dass die Integration eines Methanisierungsreaktors in das künftige Energiesystem mit anfänglich höheren Kosten einhergeht. Dennoch sind andere wesentliche Faktoren von herausragender Bedeutung. Das System ermöglicht die effektive Nutzung bislang ungenutzten Stroms, sowohl von Photovoltaikanlagen als auch von Blockheizkraftwerken. Des Weiteren trägt es dazu bei, die Kopplung zwischen Strom- und Wärmesystem weiter zu verstärken, wodurch ein umfassendes Energiesystem entsteht. Der Methanisierungsreaktor spielt eine entscheidende Rolle bei der Reduzierung der Emissionen des Energiesystems, indem das als Nebenprodukt der Biogasanlage entstehende CO₂ in Biomethan umgewandelt wird.

Dieses Projekt fokussierte sich auf die Ausarbeitung und Analyse diverser Optionen für ein innovatives Energiesystem, welches einen Methanisierungsreaktor für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) einschließt. Zu diesem Zweck wurde ein Berechnungsmodell entwickelt, das die Energieinfrastruktur eines KMU in drei verschiedenen Entwicklungsstufen modellieren kann, um das Thema eingehend zu untersuchen. Im Rahmen des Anwendungsfalls FKT erfolgte zunächst eine eingehende Analyse des aktuellen Energiesystems, unter Berücksichtigung zukünftiger Erweiterungspläne. Zur Vergleichsanalyse der drei verschiedenen Energiesysteme wurde ein MATLAB-Modell erstellt. In jedem dieser Szenarien erfolgte eine optimale Dimensionierung der verschiedenen Komponenten, wobei der Fokus auf der Maximierung des Kapitalwerts lag. Diese drei Szenarien wurden daraufhin einzeln analysiert und miteinander verglichen. Das Modell wird vom Institut für Energiesysteme (InES) weiterverwendet, um die Forschung im Rahmen dieses Projekts fortzusetzen. Es bestehen bereits Überlegungen zur Weiterentwicklung und Verbesserung dieses Modells in zukünftigen Untersuchungen.

- Primär hängt die Effektivität des Modells entscheidend von der Qualität der Eingabedaten ab. Um die Präzision und Zuverlässigkeit der Modellausgaben zu

steigern, sollte eine Priorisierung auf der Verbesserung der Datenauflösung auf der Eingabeseite liegen.

- Für den Anwendungsfall FKT plant das Unternehmen bereits die Implementierung eines neuen und verbesserten Messsystems im Werk zum Jahreswechsel. Als weiterer Schritt in der Optimierung sollte der bestehende Warmwasserspeicher in das Modell integriert werden, um die verfügbare Wärme zu puffern und somit die Genauigkeit des Modells weiter zu steigern.
- Des Weiteren könnten die bisher als Konstanten gespeicherten Prozessvariablen durch Kurven oder sogar zweidimensionale bzw. dreidimensionale Karten ersetzt werden. Dieser Ansatz trägt zur weiteren Verbesserung der Genauigkeit des Modells bei.
- Zusätzlich könnten weitere Untersuchungen durchgeführt werden, bei denen ein flexibler Börsenpreis anstelle eines statischen Preises für Gas und Strom verwendet wird. Dies ermöglicht eine realitätsnähere Modellierung und eröffnet neue Perspektiven für die Analyse.

Es existieren darüber hinaus zusätzliche Überlegungen, um die ökonomische Effizienz dieses Projekts weiter zu erhöhen. Diese Ansätze erfordern eine eingehende Untersuchung in einem anschließenden Schritt.

- Aufgrund der innovativen Natur dieses Vorhabens und der Vorreiterrolle des FKT bei der Erprobung eines solchen Energiesystems ist zu erwarten, dass beträchtliche öffentliche Fördermittel zur Verfügung stehen werden.
- Ein weiterer entscheidender Aspekt, der einer vertieften Erforschung bedarf, ist die Möglichkeit, durch die Integration von Emissionsgutschriften innerhalb dieses Systems einen finanziellen Vorteil zu erlangen.
- Zusätzlich ist vorhandene Infrastruktur (aus einer stillgelegten Kläranlage) bereits verfügbar und kann für die Wiederverwendung in der Biogasanlage genutzt werden, wodurch die Investitionskosten reduziert werden.
- Des Weiteren besteht die Möglichkeit einer gleichmäßigeren Verteilung der Heizkurve über das Jahr, wenn künftig der Kühlbedarf durch Wärmeumwandlung zu Kühlzwecken gedeckt wird. Diese Option wird bereits innerhalb des Unternehmens diskutiert und könnte verschiedene Vorteile bieten.
- Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, eine weitere Quelle für kostengünstigen erneuerbaren Strom für die Elektrolyse zu integrieren. Dies könnte durch den Bau einer Windturbine an einem nahen Standort erfolgen, was zu einer erhöhten Verfügbarkeit von überschüssiger Energie führen würde, sowohl zeitlich als auch quantitativ.

Die Effizienz der Prozesse lässt sich durch die folgenden Ansätze weiter optimieren:

- Zunächst könnte der bei der Elektrolyse als Nebenprodukt entstehende Sauerstoff in die Blockheizkraftwerke eingespeist werden, um deren Gesamteffizienz zu steigern.
- In Anbetracht des Alters der bestehenden Blockheizkraftwerke wäre es zudem wirtschaftlich sinnvoll, diese gegen modernere Modelle mit höherem Wirkungsgrad auszutauschen.

Darüber hinaus zeigt sich, dass die Methanisierungstechnologie noch in einem frühen Entwicklungsstadium steht und beträchtliches Potenzial für Kostensenkungen aufweist. Der befragte Hersteller agriKomp GmbH erwartet, dass die Preise aufgrund von Erkenntnissen und Verbesserungen in der Methanisierungsreaktor-Herstellung deutlich sinken werden. Es wäre wünschenswert, öffentliche Mittel zu erhöhen, um Unternehmen mit Projekten zu unterstützen, die die Sektorenkopplung im Energiesektor vorantreiben.

Literaturverzeichnis

- [1] [A. e. a. França, „Adapting corporations to climate change: How decarbonization impacts the business strategy–performance nexus.“ *Business Strategy and the Environment*, 12 05 2023.
- [2] S. Rönsch, J. Schneider, S. Matthiscke, M. Schlüter, M. Götz, J. Lefebvre, P. Prabhakaran und S. Bajohr, „Review on methanation - From fundamentals to current projects,“ *Fuel*, Bd. 166, pp. 276-296, 2016.
- [3] V. Pawlik, "Anzahl der Power-to-X-Anlagen nach Anlagentyp in Deutschland im Jahr 2022," 02 08 2023. [Online]. Verfügbar: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1186904/umfrage/anzahl-der-power-to-x-anlagen-nach-anlagentyp/#:~:text=In%20Deutschland%20wurden%20im%20Jahr,waren%202023%20Anlagen%20in%20Planung...> [Zugriff am 07 11 2023].
- [4] Viessmann, "VITOPLEX 200," 04 2022. [Online]. Available: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiy5863vrGCAXdRvEDHXifBOAQFnoECA0QAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.viessmann.at%2Fcontent%2Fdam%2Fpublic-brands%2Fmaster%2Fproducts%2Fflow-temperature%2Fvitoplex-200%2FDB-5796302_Vitoplex_20. [Accessed 07 11 2023].
- [5] FH Aachen, "CARNOT Toolbox," [Online]. Available: <https://www.fh-aachen.de/forschung/institute/sij/carnot.> [Accessed 16 08 2023].
- [6] DWD, "Testreferenzjahre (TRY)," DWD, [Online]. Available: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.html>. [Accessed 01 11 2023].
- [7] Statista Research Department, „Struktur des jährlichen Erdgasverbrauchs in deutschen Haushalten* nach Monaten,“ 31 12 2013. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/160067/umfrage/verbrauch-von-heizenergienach-monaten/>. [Zugriff am 2023 11 03].
- [8] Eurostat, "Datenbank," eurostat, 31 10 2023. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database>. [Accessed 08 11 2023].
- [9] Energie-Atlas Bayern, "Strom," Energie-Atlas Bayern, [Online]. Available: https://www.energieatlas.bayern.de/thema_biomasse/daten/strom#:~:text=Die%20Stromgestehungskosten%20von%20Biogas%20betragen,auf%20die%20Substratkosten%20zur%20C3%BCckzuf%20C3%BCChren%20ist.. [Accessed 08 11 2023].
- [10] I. Pakare, A. Gravelins, D. Lauka and D. Blumberga, "Estimating energy efficiency increase in national district heating network," *Energy Reports*, Vols. Volume 7, Supplement 4, pp. 401-409, 2021.
- [11] M. Vesterlund, J. Sandberg, B. Lindblom and J. Dahl, "EVALUATION OF LOSSES IN DISTRICT HEATING," in *PROCEEDINGS OF ECOS 2013 - THE 26TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON EFFICIENCY, COST, OPTIMIZATION, SIMULATION AND ENVIRONMENTAL ENERGY SYSTEMS*, GUILIN, CHINA, 2013.
- [12] S. Bogart, "SankeyMATIC," 2023.
- [13] K. Ghaib, K. Nitz und F.-Z. Ben-Fares, „Chemical Methanation of CO₂: A Review,“ *ChemBioEng Reviews*, Bd. 3, Nr. 6, 2016.

- [14] M. e. a. Burkhardt, „Biological methanation by GICON®-trickle bed process—an upgrade for conventional biogas plants.“, REGATEC, 2022.
- [15] D. S. K. K. Carolina Feickert Fenske, „Biological methanation in trickle bed reactors - a critical review,“ Bioresource Technology, Bd. Volume 385, 2023.
- [16] F. Graf, M. Götz, A.-M. Wonneberger und W. Köppel, „Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei PtG-Konzepten,“ DVGW, Bonn, 2014.
- [17] W. Wellbrock, D. Ludin, L. Röhrle und W. Gerstlberger, „Sustainability in the automotive industry, importance of and impact on automobile interior – insights from an empirical survey,“ International Journal of Corporate Social Responsibility , Bd. 5, Nr. 1, p. 10, 2020.
- [18] US Department of Energy, „Hydrogen Production: Electrolysis,“ US Department of Energy, [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuel-cells/hydrogen-production-electrolysis>. [Zugriff am 17 11 2023].
- [19] A. Nsair, S. Onen Cinar, A. Alassali, H. Abu Qdais und K. Kuchta, „Operational Parameters of Biogas Plants: A Review and Evaluation Study,“ Energies, Bd. 13, Nr. 15, 2020.
- [20] G. Häring, M. Sonnleitner, W. Zörner, E. Brüggling, C. Bücken, C. Wetter und R. Vogt, „Ökologische und ökonomische Optimierung von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen. Abschlussbericht. "BGA_OPT",“ Technische Hochschule Ingolstadt, 41 Ingolstadt, 2011.
- [21] MathWorks, "Simulink", [Online]. Verfügbar unter: <https://www.man-es.com/de/unternehmen/pressemitteilungen/press-details/2022/08/03/sto-rengy-r%C3%BCstet-gemeinsam-mit-man-energy-solutions-eine-franz%C3%B6sische-kl%C3%A4ranlage-mit-einem-methanisierungsreaktor-aus>. [Zugriff am 16.08.2023].
- [22] W. Kenton, “Sensitivity Analysis Definition,“ Investopedia, 26 05 2023. [Online]. Available: <https://www.investopedia.com/terms/s/sensitivityanalysis.asp#:~:text=Sensitivity%20analysis%20determines%20how%20different,to%20the%20model%27s%20overall%20uncertainty..> [Accessed 03 11 2023].
- [23] Statistisches Bundesamt (Destatis), “Data on energy price trends,“ 31 01 2023. [Online]. Available: https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.destatis.de%2FEN%2FThemes%2FEconomy%2FPrices%2FPublications%2FDownloads-Energy-Price-Trends%2Fenergy-price-trends-xlsx-5619002.xlsx%3F__blob%3DpublicationFile&wdOrigin=BROWSELINK. [Accessed 03 11 2023].
- [24] KfW, „Informationsblatt CO2-Faktoren,“ 2023. [Online]. Available: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiiv4_5htWCAXWjQvED-HYugD5gQFnoECBAQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.bafa.de%2FSharedDocs%2FDownloads%2FDE%2FEnergie%2Ffeew_infoblatt_co2_faktoren_2023.pdf%3F__blob%3Dpublicatio. [Zugriff am 21 11 2023].
- [25] J. Fernando, „NPV,“ Investopedia, 24 05 2023. [Online]. Available: <https://www.investopedia.com/terms/n/npv.asp>. [Zugriff am 03 11 2023].

- [26] S. Schöniger, H. Snellen and A. Tschöpel, “Cost of Capital Study 2022,” KPMG, 2022. [Online]. Available: <https://kpmg.com/de/en/home/insights/2022/10/cost-of-capital-study-2022.html>. [Accessed 07 11 2023].
- [27] Siemens Energy, “Overview of the PEM Silyzer Family,” 30 09 2020. [Online]. Available: https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/10/20200930-SE-NEB-PEM-Electrolyzer-and-Applications_EW.pdf. [Accessed 02 11 2023].
- [28] Sunfire, “Wasserstoff,” [Online]. Available: <https://www.sunfire.de/de/wasserstoff>. [Accessed 02 11 2023].
- [29] Deloitte Monitor, “Fueling the future of mobility: hydrogen electrolyzers,” Deloitte, Paris, 2021.
- [30] J. D.-G. V. D. Nadja Rensberg, “Wärmenutzung von Biogasanlagen,” DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig, 2019.
- [31] C. Kost, S. Shammugam, V. Fluri, D. Peper, A. D. Memar and T. Schlegl, “Stromgestehungskosten,” Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2021.
- [32] IRENA, “Energy storage costs,” IRENA, [Online]. Available: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Energy-storage-costs>. [Accessed 07 11 2023].
- [33] University of Calgary, „Specific heat capacity,“ [Online]. Available: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Specific_heat_capacity#:~:text=Water%20has%20a%20specific%20heat,a%20gram%20by%20one%20degree.. [Zugriff am 21 11 2023].

Anhang

Anhang 1 – Leistungsverzeichnis

Im Nachfolgenden wird der angebotene Leistungsumfang zur Erstellung eines optimierten Energiekonzeptes für die Firma KFT GmbH in Form von Arbeitspaketen beschrieben. Nach Abschluss eines Arbeitspaketes werden die Ergebnisse in Ergebnispräsentationen dokumentiert, vorgestellt und der KFT GmbH zur weiteren Verwendung übergeben. Die gesamte Projektdauer beträgt vier Monate.

Arbeitspakete

Arbeitspaket 1: Ziel- und Aufgabendefinition

- ▶ Konkretisierung der Zieldefinition im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeitsanalyse sowie der Defossilisierung und des Eigenstrom-/Eigenwärmebedarfs
- ▶ Konkretisierung der Aufgabenverteilung

Ergebnisse: Festlegen der Rahmenbedingungen und Definition von Zielen sowie Definition der Aufgabenverteilung.

Arbeitspaket 2: Erfassung des Projektumfelds am Standort Pförring

- ▶ Beschreibung FKT GmbH, Standort Pförring, in aktuellen Zahlen
 - Identifikation Verbraucher (Strom, Wärme, Kraftstoff)
 - Erfassen von Arbeits- und Verbrauchszeiten
- ▶ Erfassung und Analyse der aktuellen Verbrauchsdaten der FKT GmbH
 - Betrachtung von Energie- und Emissionsbilanzen für Gas-, Wärme-, Kraftstoff- und Stromverbrauch
 - Erstellen von zeitlich aufgelösten Jahreslastprofilen (Strom/Wärme)
 - Identifikation von flexiblen (ab- und oder zuschaltbaren) Lasten
 - Erfassung der Energiekosten
- ▶ Wachstum und Entwicklung
 - Erfassen/ Darstellen von Wachstum und Energieverbrauch der vergangenen 3 Jahre
 - Zusammenstellen von Prognosen zur Entwicklung von Produktion und Absatz nach Vorgabe durch den Auftraggeber

Ergebnisse: Erfassung / Bewertung der Ausgangssituation und damit einer umfassenden Basis für die Optimierung und die Entwicklung von Versorgungsmöglichkeiten. Prognosen für die zukünftige Entwicklung.

Arbeitspaket 3: Analyse der betrieblichen Energieversorgung

- ▶ Erfassung und Analyse der bestehenden Wärmeerzeuger
 - Identifikation von Wärmeerzeugern
 - Prüfung der Möglichkeit zur Integration von Wärmespeichern
 - Identifikation von nutzbaren (Ab-) Wärmequellen
- ▶ Erfassung und Analyse der bestehenden Stromerzeuger
 - Identifikation von Stromerzeugern
 - Analyse des externen Strombezugs
 - Prüfen der Möglichkeit zur Nutzung der E-Mobility zur Speicherung

- ▶ Abgleich von Erzeugungs- und Verbrauchsdaten (zeitlich und quantitativ)

Ergebnisse: Zeitlich aufgelöste Jahresdauerlinien für verschiedene Energieformen.
Kenntnisse über Grund- und Spitzenlasten, sowie über den Speicherbedarf.
Zusammenfassung von Verbrauchern.

Arbeitspaket 4: Umfeldanalyse

- ▶ Analyse und Bewertung der bestehenden lokalen und regionalen Energieversorgungsinfrastruktur
 - Bsp. Wärmenetz, Gasnetz
- ▶ Identifikation von Möglichkeiten der Energieversorgung umliegender Liegenschaften
 - Ziegelwerk Turber (2 km)
 - Autohaus Busch → Planung Wasserstofftankstelle (ca. 100 m)
- ▶ Identifikation der räumlichen Möglichkeiten für den Einsatz regenerativer Energieanlagen
 - Bauplatz Biogasanlage aus Becken einer Kläranlage
 - Baufläche Photovoltaik-Anlagen auf Gebäude FKT GmbH
 - Bauplatz Windkraftanlage auf Lichtung im Waldgebiet
- ▶ Identifikation von nutzbaren Reststoffpotentialen
 - Rindergülle
 - Reste bei der Hopfenernte

Ergebnisse: Möglichkeiten, den Standort in seine Umgebung zu integrieren, d.h. einer intelligenten und energiesystemdienlichen Betriebsweise sind identifiziert.

Arbeitspaket 5: Entwickeln von Einzelmaßnahmen und Konzeptvarianten zur Systemintegration von erneuerbaren Energieträgern

- ▶ Definition von Maßnahmen zur erneuerbaren Energieversorgung mit gleichzeitiger Defossilisierung sowie Bewertung und Integration der bereits vorhandenen Photovoltaik-Anlage am Standort mit anderen Maßnahmen
 - Einbindung Biogasanlage
 - Einbindung Methanisierungsreaktor
 - Einbindung Elektrolyseur
 - E-Mobilität
 - Einbindung Windkraftanlage
- ▶ Bewertung des Einsatzes von alternativen Wärmeversorgungskonzepten z.B. alternative Brenngase
 - Biogas, Biomethan und Wasserstoff als Brennstoff für BHKW
- ▶ Bewertung der Einbindung von perspektivischen Lasten
 - Zusätzliche (öffentliche/private) Ladestationen für Elektrofahrzeuge
- ▶ Technologisch/energetische Bewertung der Konzeptvarianten nach folgenden unterschiedlichen Zieloptionen:
 - **Wirtschaftlichkeitsanalyse**
Durchführen von Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für die Varianten, d.h. Abschätzung von Investitions-, Betriebs- und Verbrauchskosten
 - **Defossilisierung**
Ermittlung der Primärenergie- und Emissionseinsparungen
 - **Eigenstrom-/Eigenwärmebedarf**

- ▶ Technologisch-ökonomische Gegenüberstellung der Anlagenkonzepte und -varianten, wissenschaftliche Bewertung der Ergebnisse und Auswahl des Transformationskonzepts zur Weiterverfolgung

Ergebnisse: Gesamtkonzept für die Einbindung von erneuerbaren Energieträgern in die Energieversorgung des bestehenden Standortes.

Arbeitspaket 6: Modellierung des Energiesystems

- ▶ Modellierung des bestehenden Energiesystems am Standort mit den relevanten Verbrauchern, Erzeugern und Speichern (Wärme, Strom) in einer Softwareumgebung zur dynamischen Anlagensimulation
- ▶ Parametrierung des Simulationsmodells anhand der erhobenen Daten und simulative Abbildung der Lastprofile
- ▶ Energetische Simulation des Energiesystems über relevante Untersuchungszeiträume (z.B. über ein Betriebsjahr)
- ▶ Plausibilitätsprüfung der Modellergebnisse

Ergebnisse: Plausibilisiertes Simulationsmodell des lokalen Energiesystems am Standort Pförring als Referenz/ Basis für Untersuchungen von Konzeptvarianten.

Arbeitspaket 7: Kommunikation und Dokumentation

- ▶ Durchführung regelmäßiger Projekttreffen (digital, z.B. monatlich, sowie jederzeit nach Bedarf) zur Besprechung des Projektfortschritts sowie zur Festlegung der weiteren Vorgehensweise
- ▶ Dokumentation von Vorgehensweise, Methodik und Ergebnissen im Projekt anhand regelmäßiger Ergebnispräsentationen (erstellte Präsentationen dienen als Protokolle)

Ergebnisse: Regelmäßig abgestimmtes Vorgehen im Projektverlauf; Dokumentation aller Arbeitsschritte in Präsentationsform sowie des Transferkonzepts als Sachbericht

Zeitplan des Vorhabens

Arbeitspakete	Monat 1				Monat 2				Monat 3				Monat 4			
	W 1	W 2	W 3	W 4	W 5	W 6	W 7	W 8	W 9	W 10	W 11	W 12	W 13	W 14	W 15	W 16
AP 1: Ziel- und Aufgabendefinition																
AP 2: Erfassung des Verbrauches FKT/KKT																
AP 3: Analyse der betrieblichen Energieversorgung																
AP 4: Umfeldanalyse																
AP 5: Erstellung Energiekonzept																
AP 6: Modellierung des Energiesystems																
AP 7: Kommunikation und Dokumentation																

Abbildung 25: Gesamtzeitplan des Vorhabens

Aufgabenverteilung

Auftragnehmer ist die Technische Hochschule Ingolstadt, Institut für neue Energie Systeme. Das Institut für neue Energie-Systeme (InES) ist verantwortlich für die Bearbeitung der in der Leistungsbeschreibung dargestellten Aufgabenpakete. Die Projektbearbeitung erfolgt durch wissenschaftliche Mitarbeiter des InES. Die Projektkoordination übernimmt

Herr Prof. Dr.-Ing. Markus Goldbrunner. Die Erstellung des Energiekonzeptes wird seitens der FKT GmbH durch den entsprechenden Zugang zu Daten bzw. deren Bereitstellung unterstützt. Dies umfasst unter anderem:

- Lagepläne, hydraulische und elektrische Schaltschemata, Rohrleitungspläne,
- Messdaten und Anlagenaufzeichnungen,
- Datenblätter und Spezifikationen von bestehenden Anlagen,
- Informationen über Betriebszeiten, Verbräuche und Lastprofile.

Für fehlende Daten werden in Absprache mit dem Auftraggeber Annahmen getroffen oder Messungen durchgeführt (wo sinnvoll und möglich).

Auftragnehmer

Die zukunftsweisende, dezentrale und regenerative Energieversorgung für industrielle Prozesse und gewerbliche Liegenschaften stellt seit vielen Jahren einen zentralen Forschungsgegenstand am Institut für neue Energie-Systeme (InES) der Technischen Hochschule Ingolstadt dar. Im Fokus der Forschungsarbeiten stehen die Bereitstellung von Strom, Wärme und Kraftstoffen für industriell-gewerbliche Anlagen, Systeme und Komponenten für netzgebundene (Bio-) Energieanlagen, die Wasserstoffbereitstellung und -verwertung, sowie die Versorgungsinfrastruktur für den (Elektro-) Mobilitätssektor. Die Tätigkeiten umfassen in diesem Bereich unter Anderem:

- Analyse von industriellen Energieversorgungssystemen und Produktionsprozessen
- Erfassung und Analyse von Energiedaten
- Identifikation von Energieeinsparpotenzialen
- Konzeption von individuellen Erneuerbare-Energien-Versorgungslösungen
- Optimierung der lokalen Prozessintegration von Erneuerbare-Energien-Anlagen
- Simulation von sektorgekoppelten Energiesystemen (Strom-Wärme-Kälte-Mobilität)
- Softwarebasierte Systemoptimierung über Energiebereitstellung, Speicherung, Netzanbindung und individuelle Lastverläufe
- Automatisierung und Optimierung der Anlagensteuerung für bedarfsorientierte Energiebereitstellung und intelligentes Lastmanagement unter Einsatz von mathematischer Optimierung und Methoden der künstlichen Intelligenz (KI)
- Optimierte Netzintegration von Erneuerbare-Energien-Anlagen (thermisch und elektrisch)
- Technisch-wirtschaftliche Bewertung und Emissionsbilanzierung

Das InES kann dabei auf Fachkompetenzen in den Bereichen der Thermodynamik, Strömungsmechanik, Energie- und Verfahrenstechnik, Entwicklung und Konstruktion sowie

der Elektrotechnik aufbauen. Für experimentelle Untersuchungen stehen dem Institut hochmoderne Prüfeinrichtungen in den Laboren der Fakultät Maschinenbau der Technischen Hochschule Ingolstadt sowie mobile Messtechnik für Vor-Ort-Messungen zur Verfügung. Für theoretische Analysen kommt hochentwickelte EngineeringSoftware für FEM/CFD-Berechnungen sowie energiesystemische und verfahrenstechnische Simulationen zum Einsatz.

Ein Überblick über ausgewählte Projekte, Kompetenzen und Forschungsmöglichkeiten im Forschungsbereich ‚Industrielle Energiesysteme‘ am InES ist in den beigefügten Unterlagen zusammengestellt.

Anhang 2 – MATLAB Coder für die Optimierung

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%% Optimization of Scenario 3 %%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

clc

clear

start_time      = 0;                % start time simulation, 120 found experimentally (covers from beginning of May)

end_time        = 8760;            % end time simulation, 270 found experimentally (covers
until end of September)

switch1         = 2;                % this chooses Scenario 1 in the model

size_CHP        = 800;             % this defines the maximal capacity of the CHPs in kWel

size_BGP        = 0;               % this parameter sets the size of the Bio gas plant in multiples of 50 kW

size_EL         = 0;               % this parameter sets the size of the Electrolyser in multiples of 50 kW

size_MR         = 0;               % this parameter sets the size of the Methanation Reactor in multiples of 5 m³

size_BS         = 0;               % this parameter sets the size of the Battery Storage in multiples of 10 kWh

increase_EL     = 2;               % this factor is the multiple of the current internal el consumption that is expected

increase_Heat   = 2;               % this factor is the multiple of the current total heat consumption that is expected

% economic variables

CAPEX_BGP       = 4000;            % in € per kWel

CAPEX_CHP       = 0;

CAPEX_MR        = 46000;           % 920 in € per kWth CH4 = 46.000€ per 5m³

CAPEX_EL        = 1000;           % in € per kW

CAPEX_BS        = 139;            % in € per kWh

OPEX_GAS        = 0.0909;         % in € per kWh

OPEX_ELECTRICITY = 0.2767;        % in € per kWh

OPEX_H2O        = 1.25;          % in € per 5m³

OPEX_SUBS       = 0.0384;        % in € per kWth

OPEX_EL         = 0.03;          % in yearly % of CAPEX

OPEX_BGP        = 0.04;          % in yearly % of CAPEX

CO2_Gas         = 0.201;          % in kg CO2eq per kWh

CO2_Electricity = 0.435;          % in kg CO2eq per kWh

CO2_Biogas      = 0.152;          % in kg CO2eq per kWh

CO2_Biomass     = 0.027;          % in kg CO2eq per kWh

n               = 10;             % years for the NPV

i               = 0.075;          % wacc

j = 1;

z = zeros(8,2400);

```

```

for d = 1:10 % this is the for loop for the different Methanation reactor sizes 5, 10, 15 ... 50

    size_MR = d;

    MR = strcat('d',num2str(d));

    for c = 1:10 % this is the for loop for the different Electrolyser sizes goes from 100,200,300
    .... 1000

        size_EL = 2*c;

        EL = strcat('c',num2str(c));

        for b = 0:5 % this is the for loop for the different Battery sizes goes from 0,20,40,60,80,100

            size_BS = 2*b;

            BS = strcat('b',num2str(b));

            for a = 1:4 % this is the for loop for the different BGP sizes it offers the sizes
            250,500,750 and 1000 kW

                size_BGP = 5*a;

                BGPS = strcat('a',num2str(a));

                % run model

                model.BGPS = 'FKT_Model';

                open_system(model.BGPS)

                set_param(model.BGPS,'StartTime',num2str(start_time),'StopTime',num2str(end_time))

                out = sim(model.BGPS);

                gas = out.gas;

                electricity = out.electricity;

                water = out.water;

                substrate = out.substrate;

                biogas = out.biogas;

                biomass = out.biomass;

                total_n_CHP = out.total_n_CHP(1); % total efficiency of CHPs

                electricity_cons = out.electricity_cons;

                heat_cons = out.heat_cons;

                co2_avoided = out.co2_avoided;

                am_Gas = sum(gas); % Amount of gas taken from the grid in kWh

                am_Electricity = sum(electricity); % Amount of electricity taken from the grid in kWh

                am_Water = sum(water)/1000; % Amount of water taken from the grid in m³

                am_Substrate = sum(substrate); % Amount of substrate in t

                am_Biogas = sum(biogas); % Amount of biogas in kWh

                am_Biomass = sum(biomass); % Amount of biomass in kWh

                am_EL_cons = sum(electricity_cons); % Amount of electricity consumed

                am_heat_cons = sum(heat_cons); % Amount of heat consumed

                am_co2_avoided = sum(co2_avoided); % Amount of CO2 put into methanation

                % calculate NPV

                CAPEX_BGP1 = CAPEX_BGP*size_BGP*50;

                CAPEX_CHP1 = CAPEX_CHP*size_CHP;

```



```

CAPEX_MR1          = CAPEX_MR*size_MR; %% Problem size and CAPEX different

CAPEX_EL1          = CAPEX_EL*size_EL*50;

CAPEX_BS1          = CAPEX_BS*size_BS*10;

cost_Gas           = am_Gas*OPEX_GAS;

cost_Electricity   = am_Electricity*OPEX_ELECTRICITY;

cost_Water         = am_Water*OPEX_H2O;

cost_Substrate     = am_Substrate*OPEX_SUBS;

cost_BiomassForHeating = 0;

OPEX_EL1           = OPEX_EL*CAPEX_EL1;

OPEX_BGP1          = OPEX_BGP*CAPEX_BGP1;

CAPEX.(BGPS).(BS).(EL).(MR) = CAPEX_BGP1+CAPEX_CHP1+CAPEX_MR1+CAPEX_EL1+CAPEX_BS1;

Rt.(BGPS).(BS).(EL).(MR) = -cost_Gas-cost_Electricity-cost_Water-cost_BiomassForHeating-OPEX_EL1-OPEX_BGP1;

x.(BGPS).(BS).(EL).(MR) = sum(Rt.(BGPS).(BS).(EL).(MR)./(1+i).^(1:n));

NPV.(BGPS).(BS).(EL).(MR) = x.(BGPS).(BS).(EL).(MR)-CAPEX.(BGPS).(BS).(EL).(MR);

% calculate CO2eq

CO2eq.(BGPS).(BS).(EL).(MR) = am_Gas*CO2_Gas+am_Electricity*CO2_Electricity+am_Biogas*CO2_Biogas+am_Biomass*CO2_Biomass-am_co2_avoided;

% calculate Degree of self-sufficiency

en_ext             = am_Gas*total_n_CHP + am_Electricity;          % Amount of Energy produced using external energy sources

en_tot             = am_EL_cons + am_heat_cons;

selfs.(BGPS).(BS).(EL).(MR) = 1 - (en_ext/en_tot);

z(1,j)            = j;

z(2,j)            = a;

z(3,j)            = b;

z(4,j)            = c;

z(5,j)            = d;

z(6,j)            = NPV.(BGPS).(BS).(EL).(MR);

z(7,j)            = CO2eq.(BGPS).(BS).(EL).(MR);

z(8,j)            = selfs.(BGPS).(BS).(EL).(MR);

j = j+1;

end

end

end

end

```

Anhang – Verfügbare Energiedaten FKT GmbH

Zählernummer	Gasversorgung			BHKW 1 groß			Betriebsstunden	BHKW 2 klein			Bayernwerk Trafo						
	Gasmenge gesamt Vn	Gasmenge gesamt Vb	Gasmenge gesamt manuell	Gasmenge	Strom- Ablesewert	Strom umgerechnet		Gasmenge	Strom- Ablesewert	Strom umgerechnet	Wirk- bezug	Wirk- lieferung	Blind- leistung im Q1	Blind- leistung im Q2	Blind- leistung im Q3		
	W - 78023 in m ³	W - 78023 in m ³	W - 78022 in m ³	in m ³	in kWh	in kWh		in m ³	in kWh	in kWh	in kWh * 1000 1.8.0	2.8.0	5.8.0	6.8.0	7.8.0		
Dezember '21 31.12.2021	1233272,852	3694416,900	3694416,7	2387137,8	71639,197	7163919,70	47491	1312640,4	77935,650	3896782,50	47033	409,085	352,423	245,125	35,276	131,792	
Januar '22 01.02.2022	1280233,114	3741059,500	3741058,8	373862,3	72674,319	7267431,90	48200	151314,8	1326090,6	78759,759	3937987,95	47565	427,466	376,800	255,306	36,610	138,509
Februar '22 01.03.2022	1319131,727	3779980,000	3779980,2	301840,9	73481,970	7348197,00	48808	137507,6	79476,350	3973817,50	48081	442,745	393,744	265,556	37,769	142,145	
März '22 01.04.2022	1353053,946	3814114,200	3814114,7	2447200,3	74073,443	7407344,30	49278	1351658,9	80252,815	4012640,75	48623	455,212	404,818	269,238	38,425	147,573	
April '22 02.05.2022	1388063,644	3850014,500	3850014,1	213984,5	74615,039	7461503,90	49729	186534,3	1368247,1	81191,896	4059594,80	49299	469,539	412,023	271,744	38,872	153,953
Mai '22 01.06.2022	1428152,226	3891879,500	3891879,0	2486377,1	75429,424	7542942,40	50443	1368247,1	1379799,4	81834,698	4091734,90	49771	484,948	427,478	276,444	39,752	160,220
Juni '22 04.07.2022	1465999,999	3931447,300	3931446,7	225819,7	75968,876	7596887,60	50911	219055,5	1399152,3	82884,3	4144215,00	50562	501,112	434,762	280,155	40,780	165,471
Juli '22 01.08.2022	1499101,303	3967396,100	3967395,7	2556069,4	76507,975	7650797,50	51384	184538,1	1415368,3	83764,921	4188246,05	51232	516,001	438,293	284,706	41,464	169,011
August '22 01.09.2022	1533869,254	4004664,500	4004664,2	218864,8	77038,205	7703820,50	51817	203930,3	1433080,6	84722,921	4236146,05	51954	533,187	442,106	289,156	42,111	173,463
September '22 29.09.2022	1570093,188	4042912,100	4042911,7	325553,4	77854,47	7785447,00	52445	117909,1	1443340,7	85300,506	4265025,30	52382	549,290	451,179	293,642	42,660	179,329
Oktober '22 02.11.2022	1615392,003	4089820,700	4089820,4	409295,4	78875,281	7887528,10	53254	127237,4	1454349,3	85934,613	4296730,65	52840	563,177	475,181	295,367	43,147	189,481
November '22 01.12.2022	1659556,787	4135084,700	4135083,3	370904,0	79849,520	7984952,00	53947	154494,9	1467774,3	86746,512	4337325,60	53368	582,249	492,392	297,655	43,482	194,979
Dezember '22 02.01.2023	1699595,034	4175424,100	4175423,7	2671100,4	80693,213	8069321,30	54540	150479,0	1480067,4	87529,474	4376473,70	53926	599,391	509,823	299,763	43,708	205,267
Verbrauch '22	466.322,18	481.007,20	481007	311169,1	9054,0	905.401,60	7049	168227,0	9593,8	479.691,20	6893	190,306	157,4	54,638	8,432	73,475	
BAFA - Anlagen - Nummer 132241 40083,9				479.396,10				1.385.092,80				eingesetzter Brennstoff: Erdgas					
www.bafa.de --> Energie --> Kraft-Wärme-Kopplung --> Stromvergütung für KWK-Anlagen --> KWK-Anlagen über 50 kWel bis 2 Mwel 3542062,9 1912721,8																	

Blindleistung im Qd	Gasmenge BHKW	Gasmenge Heizung Spitzenlast	Strom gesamt produziert Zählerstände	A			Gesamt Einspeisung Wirkstrom ZST	B			Bezug Blindstrom	Lieferung Blindstrom	Scheinleistung Bezug	Scheinleistung Lieferung	Eigenverbrauch gesamt
				Veränderung zur letzten Ableseung	Bezug Wirkstrom ZST	Veränderung zur letzten Ableseung		eingespeiste KWK Menge / Monat	bezogen extern Wirkstrom						
116200 5310 5285 8.8.0			in kWh	in kWh	in kWh	in kWh	in kWh	in kWh	in kWh	in kWh	in kWh	in kWh	in kWh	in kWh	in kWh
39,023	3699778,2	-5361,50	11060702,20	141958,80	409085	94.124,00	352423	37462,00	15.905,00	280401	170815	495958,93	391637,25	10708279,20	
39,904	3748460,6	-5401,80	11205419,85	144717,65	427466	18381	376800	24377	18.381,00	291916	178413	517631,27	416904,59	10828619,85	
40,918	3785513,8	-5533,60	11322014,50	116594,65	442745	15279	393744	16944	15.279,00	303325	183063	536683,51	434219,30	10928270,50	
49,589	3819006,7	-4892,00	11419985,05	97970,55	455212	12467	404818	11074	12.467,00	307663	197162	549431,06	450278,21	11015167,05	
59,935	3854624,2	-4610,10	11521098,70	101113,65	469539	14327	412023	7205	14.327,00	310616	213888	562982,39	464231,65	11109075,70	
62,634	3896068,1	-4189,10	11634677,30	113578,60	484948	15409	427478	15455	15.409,00	316196	222854	578925,27	482080,23	11207199,30	
70,408	3935371,5	-3924,80	11741102,60	106425,30	501112	16164	434762	7284	16.164,00	320915	235879	595062,75	494628,04	11306340,80	
77,596	3971437,7	-4042,00	11839043,55	97940,95	516001	14889	438293	3531	14.889,00	326170	246607	610445,66	502907,31	11400750,55	
87,119	4008209,9	-3545,70	11939966,55	100923,00	533187	17186	442106	3813	17.186,00	331267	260582	627715,06	513186,80	11497860,55	
91,449	4046798,7	-3887,00	12050472,30	110505,75	549290	16103	451179	9073	16.103,00	336302	270778	644064,08	526196,94	11599293,30	
96,163	4093219,6	-3399,20	12184258,75	133786,45	563177	13887	475181	24002	13.887,00	338514	285644	657084,52	554427,16	11709077,75	
100,730	4138874,7	-3789,40	12322277,60	138018,85	582249	19072	492392	17211	19.072,00	341137	295709	674824,68	574363,73	11829885,60	
108,762	4179174,3	-3750,60	12445795,00	123517,40	599391	17142	509823	17431	17.142,00	343471	314029	690826,97	598776,84	11935972,00	
69,739	479396,1		1385092,80		190306		157400	194862		63070	143214	194868,0395	207139,5906	1227692,8	
eingesetzter Brennstoff: Erdgas															
www.bafa.de --> Energie --> Kraft-Wärme-Kopplung --> Stromvergütung für KWK-Anlagen --> KWK-Anlagen über 50 kWel bis 2 Mwel															

D		Umrechnung m³ Gas in kWh in vn					Autohaus Busch		Lackierer			Ladesäule 1			
Eigenverbrauch pro Monat	Gesamt Betriebsstunden	Energie in kWh		Tage zwischen Verbrauch		Tage im Monat	ENI - Gas	Zählerstand Busch	Veränderung zum Vormonat	Nutzwärme	Gasmenge		li-Zähler in kWh	re-Zähler in kWh	
		Ablesedatum	pro Monat	pro Monat	Monat						Haas W - 70393	Strom Haas			
in kWh		Energiezahl									in m³	Ablesewert x 50	tatsächliche kWh		
104496,80	94524	11,25	502770	30	16759,001	31	519529,016	20371,9	3719,10	377570,22	80146,82	2418,7	2450	7313,0	10227,0
120340,65	95765	11,25	528303	32	16509,467	31	511793,48	28137,9	7766,0	367075,83	80872,33	2458,7	2000	7435,0	10369,0
99650,65	96889	11,25	437609	28	15628,907	28	437609,396	34815,9	6678,0	321014,75	81682,44	2507,1	2420	7509,0	10538,0
86896,55	97901	11,245	381455	31	12305,011	31	381455,353	42352,7	7536,8	283484,80	82600,99	2554,8	2385	7653,0	10703,0
93908,65	99028	11,264	394349	31	12720,943	30	381628,295	48367,2	6014,5	280514,65	83001,81	2587,6	1640	7781,0	10869,0
98123,60	100214	11,319	453763	30	15125,422	31	468888,082	54801,4	6434,2	355309,48	83387,85	2620,6	1650	7867,0	10981,0
99141,30	101473	11,38	423834	33	12843,459	30	385303,761	62125,1	7323,7	278878,46	83860,2	2659,1	1925	7987,0	11073,0
94409,95	102616	11,483	387038	28	13622,786	31	428506,364	69010,8	6885,7	330565,41	84306,77	2694,9	1790	8068,0	11177,0
97110,00	103771	11,492	399553	31	12888,816	31	399553,293	76245,7	7234,9	298630,29	84555,43	2726,5	1580	8138,0	11224,0
101432,75	104827	11,558	418676	28	14952,722	30	448581,674	81533	5287,3	338075,92	85108,63	2765,2	1935	8256,0	11304,0
109784,45	106094	11,508	521299	34	15332,317	31	475301,813	88595,5	7062,5	341515,36	85489,1	2800,2	1750	8384,0	11436,0
120807,85	107315	11,493	507586	29	17502,965	30	525088,942	94805,9	6210,4	387070,09	85986,7	2837,2	1850	8470,0	11612,0
106086,40	108466	11,51	460840	32	14401,253	31	446438,854	101996,3	7190,4	322921,45	86368,93	2866,7	1475	8594,0	11817,0
13942				190793,07		365	5809678,32	81624,4		4.282.626,72	32339,1		2871,0		

www.bafa.de --> Energie --> Kraft-Wärme-Kopplung --> Stromvergütung für KWK-Anlagen --> KWK-Anlagen über 50 kWel bis 2 Mwel

E - Ladestation				Halle 6		Dussmann Halle Bäckerei									
Ladesäule 2		Ladesäule 3		Wandlerzähler in kWh * 50	monatlicher Verbrauch in kWh	PV - Anlage Halle 6		Wirk- bezug	Wirk- bezug	Wirk- lieferung im	Wirk- lieferung im				
li - Zähler in kWh	re - Zähler in kWh	li - Zähler in kWh	re - Zähler in kWh			Zähler 1 in kWh	Zähler 2 in kWh	im HT	im NT	im HT	im NT	5.8.1	5.8.2	6.8.1	6.8.2
1580,0	1144,0	573,0	2236,0	18665097		721,50		15163772	15163772	15163772					
306,0		565,0		3397,6	6450,0	352344,4	323568,8	2688,96	3984,60	2,18	1,05	1905,30	2832,20	2,03	1,28
1705,0	1325,0	733,0	2641,0	3530,3	6635,0	1007,10		2722,05	4029,72	2,18	1,05	1918,68	2862,12	2,03	1,28
240,0		428,0		3649,9	5980,0	2491,50		2752,56	4073,56	2,18	1,05	1930,5	2889,13	2,03	1,28
1768,0	1502,0	904,0	2898,0	3777,8	6395,0	354190,5	325221,3	2752,56	4073,56	2,18	1,05	1930,5	2889,13	2,03	1,28
305,0		416,0		3914,5	6835,0	5746,00		2785,97	4119,29	2,18	1,05	1944,6	2919,29	2,03	1,28
1869,0	1706,0	986,0	3232,0	4051,7	6860,0	357280,5	327897,3	2785,97	4119,29	2,18	1,05	1944,6	2919,29	2,03	1,28
326,0		448,0		3914,5	6835,0	6928,00		2804,17	4179	2,18	1,05	1954,65	2953,76	2,03	1,28
1990,0	1911,0	1145,0	3521,0	4051,7	6860,0	361022,2	331063,6	2804,17	4179	2,18	1,05	1954,65	2953,76	2,03	1,28
2046,0	2070,0	1249,0	3897,0	4212,2	8025,0	8605,20		2824,93	4235,26	2,18	1,05	1967,1	2987,42	2,03	1,28
328,0		315,0		4212,2	8025,0	10253,60		2851,73	4311,97	2,18	1,05	1982,73	3036,56	2,03	1,28
2222,0	2222,0	1261,0	4200,0	4346,0	6690,0	371180,9	339763,7	2851,73	4311,97	2,18	1,05	1982,73	3036,56	2,03	1,28
310,0		421,0		4479,2	6660,0	8130,30		2878,38	4374,95	2,18	1,05	1997,67	3074,71	2,03	1,28
2388,0	2366,0	1320,0	4562,0	4479,2	6660,0	375572,5	343502,4	2878,38	4374,95	2,18	1,05	1997,67	3074,71	2,03	1,28
208,0		421,0		4609,9	6535,0	7862,60		2900,66	4433,06	2,18	1,05	2011,98	3113,04	2,03	1,28
2495,0	2467,0	1407,0	4896,0	4732,9	6150,0	379802,2	347135,3	2900,66	4433,06	2,18	1,05	2011,98	3113,04	2,03	1,28
205,0		701,0		4851,6	5935,0	4715,90		2927,82	4500,36	2,18	1,05	2026,35	3150,35	2,03	1,28
2541,0	2626,0	1703,0	5301,0	4979,7	6405,0	382282,4	349371,0	2927,82	4500,36	2,18	1,05	2026,35	3150,35	2,03	1,28
2615,0	2802,0	1963,0	5887,0			2724,00		2963,86	4550,19	2,18	1,05	2041,28	3180,83	2,03	1,28
2771,0	2979,0	2217,0	6460,0			1313,40		2999,86	4597,23	2,18	1,05	2055,29	3209,76	2,03	1,28
290,0		861,0				384363,2	351327,6	2999,86	4597,23	2,18	1,05	2055,29	3209,76	2,03	1,28
2916,0	3124,0	2524,0	7014,0			620,80		3029,92	4642,95	2,18	1,05	2068,08	3239,81	2,03	1,28
2916,0	3124,0	2524,0	7014,0			384683,5	351628,1	3029,92	4642,95	2,18	1,05	2068,08	3239,81	2,03	1,28
3316,0		6729,0		79105,0		65835,80									
12916,0		kWh Strom für alle E-Autos													

				Neustädter Str.			E-Schalthaus					
				Zähler Haus	Zähler Halle	Zähler allgemein / Technik	NZR-Zähler BHKW 140	NZR-Zähler BHKW 238	Edeka Kubitzky	Pirker Z1 Wohnhaus	Pirker Z2 Halle	Autohaus Busch
7.8.1	7.8.2	8.8.1	8.8.2	1HLY0200208786 in kWh	1HLY0200208805 in kWh	1HLY0200208785 in kWh	Faktor 900	Faktor 600	2017-17702602 in MWh WLV 1	80855117 in MWh	485196 in MWh WLV 2	48144268 in MWh WLV 4
2,00	1,30	2,01	1,19	12051	21	1993	7669,43	7112,16	899,170	88,350	72,280	898,040
2,00	1,30	2,01	1,19	12629	21	2097	7750,11	7214,9				
2,00	1,30	2,01	1,19	13000	24	2177	7820,27	7295,11				
2,00	1,30	2,01	1,19	13418	32	2251	7896,43	7353,8				
2,00	1,30	2,01	1,19	13810	38	2324	7989,91	7407,63				
2,00	1,30	2,01	1,19	14114	38	2381	8054,4	7488,65	0,000	0,000	0,000	0,000
2,00	1,30	2,01	1,19	14482	38	2441	8157,24	7542,36				
2,00	1,30	2,01	1,19	14763	39	2492	8246,13	7596,01				
2,00	1,30	2,01	1,19	15090	39	2547	8342,92	7648,79				
2,00	1,30	2,01	1,19	15386	39	2610	8400,74	7729,96				
2,00	1,30	2,01	1,19	15644	46	2669	8463,99	7831,44				
2,00	1,30	2,01	1,19	15927	48	2738	8545,11	7928,28				
2,00	1,30	2,01	1,19	16165	313	2829	8622,84	8011,95	1.074,570	118,962	104,367	999,248
									175,400	30,612	32,087	101,208

Wärmemengenzähler											
Halle 5 Lackierer Haas	Gemeinde Pförring	Heike Kügel GBR	Pollin	Endegs	Halle 6 Dussmann	FKT Gebäude 1 Halle 1	FKT FBH Halle 2 Zähler 1	FKT Lüft. Halle 2 Zähler 2	FKT Halle 3	FKT Halle 4	FKT KSG Motan Granulat Trocknung
1528519 in MWh WLV 5	80295638/GK/19 in MWh WLV 7	46095602 in MWh WLV 8	2015-15292906 in MWh WLV 10	62098747 in MWh WLV 11	62218381 in MWh WLV	84800627/DW/22 in MWh WLV 3	80729502/HZ/21 in MWh	80826418/Z7/21 in MWh	80962360/RH/21 in MWh WLV 9	62221630 in MWh	80826419/GV/21 in MWh
466,770	1.168,650	369,940	5.831,900	357,630	121,800		6,134	0,438	181,180	435,590	0,000
480,211					124,236		13,256	0,714	0,690	461,937	0,000
13,441					2,436	0,000	7,122	0,276	-180,490	26,347	0,000
491,836					126,630		18,601	1,284	3,467	485,100	6,293
501,948					128,812		22,294	2,344	5,437	501,760	9,729
508,399					130,126		25,170	3,569	6,486	513,514	12,956
508,699					130,948	5,450	25,217	3,636	6,951	516,988	15,830
0,300	0,000	0,000	0,000	0,000	0,822	5,450	0,047	0,067	0,465	3,474	2,874
508,798					131,807	7,620	25,217	3,636	7,362	517,477	18,675
508,873					132,519	8,900	25,217	3,640	7,719	517,698	21,165
508,954					133,775	10,400	25,217	3,640	8,063	517,840	23,330
510,148					134,049	25,390	26,456	3,640	8,602	528,748	25,859
513,750					135,010	50,840	28,972	3,640	9,310	544,078	28,662
522,449					136,289	92,980	33,717	4,714	11,248	561,754	31,391
534,316	1.619,330	454,838	6.638,300	442,110	138,919	160,730	41,033	5,576	14,338	581,923	34,090
67,546	450,680	84,898	806,400	84,480	17,119	160,730	34,899	5,138	15,338	146,333	34,090

FKT Mawera FB 350	FKT Mawera FB 550	FKT Gaskessel	FKT BHKW 238	FKT BHKW 140
2010-10877099 in MWh	2019-19108560 in MWh	2010-10877100 in MWh	84713690/AR/21 in MWh	84713689/LC/21 in MWh
56.285,400	2.792,700	2.932,900	157,970	68,730
56.390,900	3.009,000	2.940,800	329,110	149,720
105,500	216,300	7,900	171,140	80,990
56.418,500	3.267,000	2.948,100	485,400	224,230
56.440,800	3.506,400	2.953,800	603,070	303,900
56.543,800	3.584,100	2.959,300	713,100	401,900
56.546,400	3.584,100	2.959,300	885,210	489,660
2,600	0,000	0,000	172,110	67,760
56.546,400	3.584,100	2.959,300	999,430	582,130
56.546,400	3.584,100	2.959,300	1.113,740	677,370
56.546,400	3.584,100	2.959,300	1.221,610	779,980
56.546,400	3.584,100	2.959,300	1.382,990	840,920
56.546,400	3.584,200	2.959,400	1.588,500	907,070
56.646,100	3.595,400	2.963,100	1.774,680	987,580
56.661,000	3.848,100	2.966,500	1.935,600	1.068,500

375,800 1.055,400 33,800 1.777,830 999,770

1.431,000 2.777,400

0,262473795
771672,956 2168327,044

Wasserzähler			
FKT Halle 1	FKT Halle 2	Lackierer Halle 5	Bäckerei Halle 6
66148115 in m³	alt 50323652 neu 75275406 in m³	66148143 in m³	66147743 in m³
403	647	51	
551,377	668,240	68,741	280,046
601,689	676,08	74,425	301,233
679,103	685,61	86,2	334,467
746,518	694,29	95,624	367,411
826,396	neu ab 24.05.22 1,741	109,731	426,066
904,851	11,207	120,249	470,592
982,912	21,855	128,367	507,985
1048,838	31,175	140,104	539,96
1128,503	39,846	151,819	577,447
1219,557	48,601	169,234	614,551
1312,969	56,887	194,045	650,951
1371,564	64,588	214,336	687,331

968,564 121,588 163,336 687,331

ausgebaut mit:
704

produzierte elektrische Energie			
BHKW1	BHKW2	PV-Anlage	Bezug vom Außerhalb
kWh	kWh	kWh	kWh
103.512,20	41.205,45	1.875	18.381,000
80.765,10	35.829,55	4.793	15.279,000
59.147,30	38.823,25	9.948	12.467,000
54.159,60	46.954,05	11.485	14.327,000
81.438,50	32.140,10	14.883	15.409,000
53.945,20	52.480,10	16.172	16.164,000
53.909,90	44.031,05	14.242	14.889,000
53.023,00	47.900,00	14.028	17.186,000
81.626,50	28.879,25	8.212	16.103,000
102.081,10	31.705,35	5.482	13.887,000
97.423,90	40.594,95	2.687	19.072,000
84.369,30	39.148,10	1.089	17.142,000
905.401,60	479.691,20	104.895	190.306,000
		8741,21733	

Energieberechnung

Gesamt	verbrauchte elektrische Energie				Gesamt	ausgespeiste Energie ins öffentliche Netz	Verbrauch FKT	
	Halle 5 Lackierer	Halle 6 Bäckerei	Ladestationen E Auto	Auto Busch				
kWh								
0,00								
164.973,63	2.000,0	6.635,0	1.135,0	7766,0	17.536,00	24.377,000	123.060,626	164.973,63
136.666,31	2.420,0	5.980,0	911,0	6678,0	15.989,00	16.944,000	103.733,308	136.666,31
120.385,56	2.385,0	6.395,0	1.030,0	7536,8	17.346,80	11.074,000	91.964,765	120.385,56
126.925,49	1.640,0	6.835,0	1.068,0	6014,5	15.557,50	7.205,000	104.162,987	126.925,49
143.870,10	1.650,0	6.860,0	893,0	6434,2	15.837,20	15.455,000	112.577,903	143.870,10
138.761,08	1.925,0	8.025,0	855,0	7323,7	18.128,70	7.284,000	113.348,378	138.761,08
127.071,66	1.790,0	6.690,0	916,0	6885,7	16.281,70	3.531,000	107.258,964	127.071,66
132.136,97	1.580,0	6.660,0	746,0	7234,9	16.220,90	3.813,000	112.103,072	132.136,97
134.820,70	1.935,0	6.535,0	1.104,0	5287,3	14.861,30	9.073,000	110.886,396	134.820,70
153.155,75	1.750,0	6.150,0	1.356,0	7062,5	16.318,50	24.002,000	112.835,253	153.155,75
159.777,61	1.850,0	5.935,0	1.422,0	6210,4	15.417,40	17.211,000	127.149,212	159.777,61
141.748,54	1.475,0	6.405,0	1.480,0	7190,4	16.550,40	17.431,000	107.767,144	141.748,54
1.680.293,41	22.400,0	79.105,0	12.916,0	81624,4	196.045,40	157.400,000	1.326.848,008	1.680.293,41
			1.326.848,01					

Anhang 3 – Elektrizitätsverbrauchsmuster

Time	Strom				
	Rest FKT	E-Ladestationen	Halle 5 (Lackiererei)	Halle 6 (Dussmann)	Autohaus Busch
	Verbrauchsanteil über den Wochentag				
0	3%	0%	1%	3%	3%
1	3%	0%	1%	3%	3%
2	3%	0%	1%	6%	3%
3	3%	0%	1%	6%	3%
4	3%	0%	1%	6%	3%
5	3%	0%	1%	6%	5%
6	7%	0%	1%	6%	5%
7	7%	0%	9%	6%	5%
8	7%	10%	9%	6%	5%
9	7%	10%	9%	6%	5%
10	7%	10%	9%	6%	5%
11	7%	10%	9%	3%	5%
12	7%	10%	9%	3%	5%
13	7%	10%	9%	3%	5%
14	3%	10%	9%	3%	5%
15	3%	10%	9%	3%	5%
16	3%	10%	1%	3%	5%
17	3%	10%	1%	3%	5%
18	3%	0%	1%	3%	5%
19	3%	0%	1%	3%	5%
20	3%	0%	1%	3%	3%
21	3%	0%	1%	3%	3%
22	3%	0%	1%	3%	3%
23	3%	0%	1%	3%	3%
SUMME	100%	100%	100%	100%	100%
weekend factor	100%	100%	100%	100%	100%

Rest FKT	Strom			
	E-Ladestationen	Halle 5 (Lackiererei)	Halle 6 (Dussmann)	Autohaus Busch
	Verbrauchsanteil über den Wochenende			
	4%	0%	4%	3%
	4%	0%	4%	3%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	4%	0%	4%	6%
	100%	0%	100%	100%
	10%	0%	25%	50%

Anhang 4 – Wärmeverbrauchsmuster an Wochentagen

Time	Heat intern					
	Granulattrocknung	Halle 1	Halle 2 Zähler 1	Halle 2 Zähler 2	Halle 3	Halle 4
0	4%	4%	4%	4%	4%	4%
1	4%	4%	4%	4%	4%	4%
2	4%	4%	4%	4%	4%	4%
3	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4	4%	4%	4%	4%	4%	4%
5	4%	4%	4%	4%	4%	4%
6	4%	4%	4%	4%	4%	4%
7	4%	4%	4%	4%	4%	4%
8	4%	4%	4%	4%	4%	4%
9	4%	4%	4%	4%	4%	4%
10	4%	4%	4%	4%	4%	4%
11	4%	4%	4%	4%	4%	4%
12	4%	4%	4%	4%	4%	4%
13	4%	4%	4%	4%	4%	4%
14	4%	4%	4%	4%	4%	4%
15	4%	4%	4%	4%	4%	4%
16	4%	4%	4%	4%	4%	4%
17	4%	4%	4%	4%	4%	4%
18	4%	4%	4%	4%	4%	4%
19	4%	4%	4%	4%	4%	4%
20	4%	4%	4%	4%	4%	4%
21	4%	4%	4%	4%	4%	4%
22	4%	4%	4%	4%	4%	4%
23	4%	4%	4%	4%	4%	4%
SUM	100%	100%	100%	100%	100%	100%
weekend factor	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Heat extern										
Halle 5 (Lackiererei)	Halle 6 (Dussmann)	Autohaus Busch	Edeka Kubitzky	Pirker Z1 Wohnhaus	Pirker Z2 Halle	Gemeinde Pförring	Heike Kugel GBR	Pollin	Endegs	
Verbrauchsanteil über den Wochentag										
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Anhang 6 – Szenario 2: Größe der Biogasanlage und entsprechender Kapitalwert, Emissionen und Deckung des eigenen Energiebedarfs

Size of the biogas plant in kW	NPV [€]	Emissions [kg CO ₂ eq]	Degree of own energy demand coverage [%]
50	-5,026,712.72 €	1,804,976.85	23%
100	-4,675,099.90 €	1,809,419.57	33%
150	-4,326,522.69 €	1,814,759.85	43%
200	-4,027,498.46 €	1,836,063.32	51%
250	-3,752,906.46 €	1,865,237.48	60%
300	-3,478,695.68 €	1,894,534.45	69%
350	-3,206,871.29 €	1,924,600.18	77%
400	-2,954,429.74 €	1,960,909.97	85%
450	-2,758,629.69 €	2,015,466.47	93%
500	-2,651,423.01 €	2,098,562.77	98%
550	-2,808,427.15 €	2,266,772.96	100%
600	-3,058,951.77 €	2,465,110.18	100%
650	-3,313,864.42 €	2,664,860.98	100%
700	-3,568,777.07 €	2,864,611.78	100%
750	-3,823,689.71 €	3,064,362.58	100%
800	-4,078,602.36 €	3,264,113.38	100%
850	-4,333,515.01 €	3,463,864.18	100%
900	-4,588,427.66 €	3,663,614.98	100%
950	-4,843,340.31 €	3,863,365.78	100%
1000	-5,098,252.95 €	4,063,116.58	100%