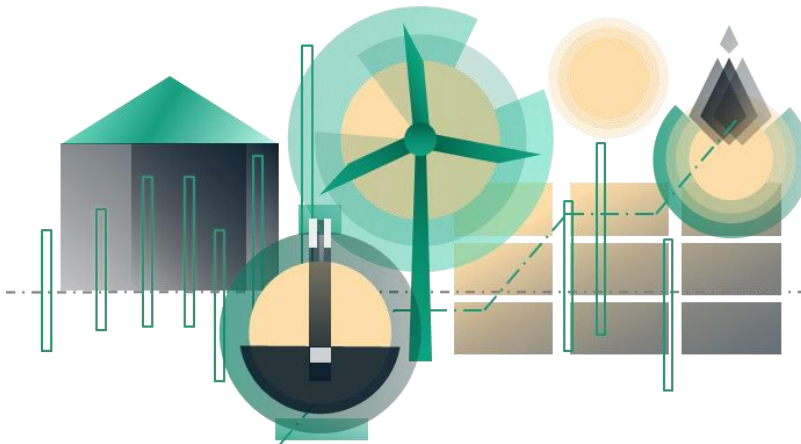


FÖRDERKENNZEICHEN: 03ET4054  
LAUFZEIT DES VORHABENS: 01.07.2017 - 31.03.2019

# ABSCHLUSSBERICHT

## - BenFlex<sup>2</sup> -



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

# ABSCHLUSSBERICHT

BenFlex<sup>2</sup> – Techno-ökonomisches Benchmarking flexibler erneuerbarer Kraftwerke und alternativer Flexibilitäts-optionen (Energiespeicher und das Abschalten von EE)

**Projektteam:** Maïke Schüler, Marie Plaisir, Daniel Fromm, Jannis Brünjes, Eric Wulsten, Manuel Stelzer

**Projektleitung:** Dr. Henning Hahn, Dipl.-Ing. Christian Dick

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik  
in Kassel

Die Verantwortung für den Inhalt liegt bei den Autoren.

IEE-interne Projektnummer: 181633 113778

Kassel, Mai 2019

## Inhaltsverzeichnis

<b>Executive Summary</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Hintergrund und Zielsetzung</b> .....	<b>7</b>
1.1 Zielsetzung .....	7
<b>2 Methodik</b> .....	<b>9</b>
2.1 Betrachtete Flexibilitätsdienstleistungen .....	9
2.2 Übersicht betrachtete Technologien und Lastgänge zur flexiblen Leistungsbereitstellung.....	12
2.3 Beschreibung der untersuchten Flexibilitätstechnologien.....	14
2.3.1 Flexible Biogasanlage.....	15
2.3.1.1 Konventionelle Biogasanlage.....	16
2.3.1.2 Innovatives, flexibles Biogasanlagenkonzept.....	17
2.3.2 Flexibles Holz-Heizkraftwerk .....	17
2.3.3 Dezentrale Blockheizkraftwerke.....	22
2.3.3.1 Gas-Ottomotor-BHKW .....	24
2.3.3.2 Gasturbine-BHKW.....	25
2.3.3.3 Brennstoffzellen-BHKW.....	27
2.3.4 Windenergieanlagen .....	29
2.3.5 PV-Anlagen.....	31
2.3.6 Pumpspeicherkraftwerke .....	33
2.3.6.1 Konventionelles Pumpspeicherkraftwerk .....	33
2.3.6.2 StEnSea-Kraftwerk .....	34
2.3.7 Batteriespeicher .....	35
2.3.7.1 Redox-Flow-Batterie.....	37
2.3.7.2 Lithium-Ionen-Batterie.....	38
2.3.8 Druckluftspeicher .....	38
2.3.8.1 Diabate Druckluftspeicher .....	40
2.3.8.2 Adiabate Druckluftspeicher .....	41
2.3.9 Power-to-Gas.....	41
2.3.9.1 Power-to-Hydrogen .....	42
2.3.9.2 Power-to-Methane.....	44
2.4 Ökonomische Analyse .....	46
2.5 Ökonomische Rahmenbedingungen .....	50
2.6 Dokumentation der Kalkulationsgrundlage und Datensätze .....	51
<b>3 Ergebnisse</b> .....	<b>54</b>
3.1 Technologiespezifische Auswertung.....	55
3.1.1 Flexible Biogasanlage.....	55
3.1.2 Flexibles Holz-Heizkraftwerk .....	57
3.1.3 Dezentrale Blockheizkraftwerke.....	58
3.1.4 PV- und Windenergieanlagen .....	59
3.1.5 Pumpspeicherkraftwerke .....	60
3.1.6 Batteriespeicher .....	62
3.1.7 Druckluftspeicher .....	64
3.1.8 Power-to-Gas.....	66
3.1.9 Zusammenfassung der technologiespezifischen Auswertung .....	70
3.2 Benchmarking der Flexibilitätsoptionen .....	72
3.2.1 Erläuterung der Ergebnisdarstellung.....	72
3.2.2 Positive Flexibilitätsdienstleistung .....	73

3.2.2.1	Flexibilitätsdienstleistung: 500 kW für 6 Monate im Jahr .....	74
3.2.2.2	Flexibilitätsdienstleistung: 5 MW an 4 Stunden pro Tag .....	74
3.2.2.3	Flexibilitätsdienstleistung: 150 kW an zweimal vier Stunden, wochentags	76
3.2.2.4	Flexibilitätsdienstleistung: 200 MW an zweimal 4 Stunden am Tag, wochentags.....	76
3.2.3	Negative Flexibilitätsbereitstellung.....	78
3.2.3.1	Flexibilitätsdienstleistung: 500 kW, 1 MW und 5 MW an 4 Stunden pro Tag 78	
3.2.3.2	Flexibilitätsdienstleistung: 150 kW an zweimal 4 Stunden pro Tag, wochentags.....	81
3.2.3.3	Flexibilitätsdienstleistung: 200 MW an zweimal 4 Stunden pro Tag, wochentags.....	82
3.3	Zusammenfassende Diskussion der Ergebnisse .....	83
<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>		<b>87</b>
<b>Tabellenverzeichnis.....</b>		<b>89</b>
<b>4</b>	<b>Literatur.....</b>	<b>90</b>

Im Zuge der geplanten Energiewende werden fluktuierende erneuerbare Energien (EE), Wind- und Sonnenenergie, in Zukunft die tragende Säule der Stromversorgung sein. Die variable, nur teilweise prognostizierbare Stromerzeugung aus Wind und Sonne stellt das Elektrizitätssystem vor die Herausforderung, die ohnehin schwankende Stromnachfrage mit der in Zukunft stärker schwankenden Stromproduktion zu decken. Darüber hinaus ist Energie (insbes. Elektrizität) ein immer wichtigerer Produktionsfaktor für Unternehmen (v.a. des produzierenden Gewerbes) geworden, dessen kostengünstige Beschaffung maßgeblich für den wirtschaftlichen Erfolg ist. Neben der Herausforderung der Minimierung der Strombezugskosten bergen sich in der Transformation des Energiesystems jedoch auch Chancen für Unternehmen und allg. Verbraucher, sich durch z.B. Optimierung der Eigenstromerzeugung, Erschließung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Potentialen oder Lastmanagementoptionen neue Einkommensmöglichkeiten zu erschließen.

Um den Herausforderungen und Chancen, die mit der Transformation des Energiesystems einhergehen, zu begegnen stehen eine Reihe von technischen Möglichkeiten, sogenannte Flexibilitätsoptionen, zur Verfügung. Die Flexibilitätstechnologie zu finden, die technisch den Flexibilitätsanforderungen gerecht wird und ökonomisch eine attraktive Wahl darstellt, ist jedoch komplex und vom spezifischen Anwendungsfall abhängig. Bei der Betrachtung der Vielzahl von Studien und ausgewiesenen Kostenstrukturen flexibler Stromerzeugungs- und Speichertechnologien wird ersichtlich, dass diese bzgl. der angegebenen Kosten zum Teil sehr intransparent sind und sich, aufgrund der großen angegebenen Bandbreiten (vgl. [12, 13]), nur bedingt für die Auswahl der kostengünstigsten Technologie für die Erbringung einer spezifischen Flexibilitätsdienstleistung eignen.

Vor diesem Hintergrund zielt die vorliegende Studie „BenFlex<sup>2</sup>“ darauf ab, die technischen und ökonomischen Aspekte verschiedener Flexibilitätstechnologien im Stromsektor zu analysieren und eine Methodik für einen „fairen“ Vergleich vorzustellen, der die Wahl der anwendungsfallspezifisch kostengünstigsten Technologie zur Bereitstellung einer bestimmten Flexibilitätsdienstleistung ermöglicht. Dafür wurden Flexibilitätsdienstleistung mit unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen, in Abstimmung mit Marktakteuren, definiert. Im Fokus der Studie stehen Flexibilitätsdienstleistungen für die es heute noch keinen geregelten Markt gibt, die aber in den kommenden Jahren mit wachsendem Anteil von EE zunehmend an Bedeutung gewinnen werden. Das bedeutet, dass der Fokus auf zeitlichen Anforderungen von vier Stunden über mehrere Tage bis hin zu mehreren Wochen, sowie einem saisonalen Ausgleich über mehrere Monate zu untersuchen. Um technologiespezifische Kosten für die Anwendungsfälle zu definieren, wurden 14 Flexibilitätstechnologien und über 700 Modellanlagen in verschiedenen Leistungsklassen entwickelt. Basierend auf den Modellanlagen wurden die Kosten für die Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung analysiert und vergleichend gegenübergestellt wurden um die Technologie zu identifizieren, die eine bestimmte Flexibilitätsdienstleistung, positiv oder negativ, am kostengünstigsten anbieten kann.

Dabei stand die Entwicklung einer geeigneten Methodik für einen kostenspezifischen Leistungsvergleich von Flexibilitätsdienstleistung zwischen Stromspeichern und flexiblen Kraftwerken, sowie der Abregelung von Wind- und Sonnenenergieanlagen im Vordergrund. So wurden z.B. Anstelle der „Stromgestehungskosten (LCOE)“, die für viele Technologien bekannt sind zu „Kosten der Flexibilitätsbereitstellung (LCOF)“, auf Basis

der Annuitätenberechnung nach VDI 2067, weiterentwickelt. Dies ermöglicht einen flexibilitätsspezifischen Leistungsvergleich in Abhängigkeit der projektspezifischen Rahmenbedingungen, für die Wahl der kostengünstigsten Flexibilitätstechnologie durch zu führen.

Unter Berücksichtigung der, im Forschungsvorhaben, gewählten Rahmenbedingungen konnten die folgenden Ergebnisse abgeleitet werden.

Für die Erbringung von positiver Flexibilität hat sich das Lastmanagement durch Power-to-Gas (PtG)-Anlagen als Flexibilitätsoption mit den geringsten LCOF herausgestellt. Lediglich bei dem Verfahren mit der Zwischenspeicherung von Wasserstoff hat sich der Speicher, insbesondere bei langen Abrufzeiten, als zu teuer erwiesen. Werden lange Abrufzeiten mit positiver Flexibilität verlangt weisen nach PtG-Anlagen auch flexible Kraftwerke geringe LCOF auf. Hier punktet das eigens dafür entwickelte (hochflexible) ReBi-Biogasverfahren mit den geringsten Kosten. Wird die Abrufdauer geringer können auch Druckluftspeicher (LTA-CAES) mit geringen LCOF punkten. Mit steigender Zyklenzahl werden auch Batteriespeicher eine immer interessantere und konkurrenzfähige Flexibilitätsoption. Holz-HKW erzielen bei kurzen Abrufzeiten von positiven Flexibilitätsdienstleistungen die geringsten LCOF.

Für die Erbringung negativer Flexibilität haben sich flexible Kraftwerke bei kurzen Flexibilitätsdienstleistungen als kostengünstigste Flexibilitätsoption herausgestellt. Batterien werden auch hier mit steigender Zyklenzahl attraktiv, insbesondere wenn die prophezeiten Kostendegressionspotentiale in Zukunft ausgeschöpft werden. PtG-Anlagen macht bei der Erbringung negativer Flexibilitätsdienstleistung die mangelnde Auslastung der Anlagen zu schaffen, so dass diese lediglich bei hohen Zyklenzahlen konkurrenzfähig werden.

Als entscheidendes Kriterium hat sich darüber hinaus auch die abgerufene Leistung herausgestellt. Insbesondere mit steigender Leistung von mehreren MW aufwärts reduzieren sich die zur Auswahl stehenden Flexibilitätstechnologien – bei denen andere, wie Druckluftspeicher oder Pumpspeicherwerke erst angeboten werden.

Auch wenn die zuvor aufgeführten Ergebnisse es sicher erlauben Tendenzen daraus abzuleiten, gilt generell, dass die in den beiden oberen Abschnitten getroffenen Aussagen zwar für die in dieser Studie getroffenen Annahmen gelten, sich durch projektspezifische Rahmenbedingungen andere Ergebnisse ergeben können. Die in dieser Studie erstellte Methodik erlaubt diese individuell anzupassen. Die breite, aufbereitete (Kosten-)Datenbasis für die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen ist auf der Projekt-[Homepage](#) frei zugänglich und kann auf Basis individueller (Preis-)Angebote angepasst werden. Dies ermöglicht ein projektspezifisches Benchmarking zur Identifikation der kostengünstigsten Flexibilitätstechnologie.

Im Zuge der geplanten Energiewende werden fluktuierende erneuerbare Energien (EE), Wind- und Sonnenenergie, in Deutschland in Zukunft die tragende Säule der Stromversorgung sein. Die variable, nur teilweise prognostizierbare Stromerzeugung aus Wind und Sonne stellt das Elektrizitätssystem vor die Herausforderung, die ohnehin schwankende Stromnachfrage mit der in Zukunft stärker schwankenden Stromproduktion zu decken. Darüber hinaus ist Energie (insbes. Elektrizität) ein immer wichtigerer Produktionsfaktor für Unternehmen (v.a. des produzierenden Gewerbes) geworden, dessen kostengünstige Beschaffung maßgeblich für den wirtschaftlichen Erfolg ist. Neben der Herausforderung der Minimierung der Strombezugskosten bergen sich in der Transformation des Energiesystems jedoch auch Chancen für Unternehmen und allg. Verbraucher, sich durch z.B. Optimierung der Eigenstromerzeugung, Erschließung von KWK-Potentialen oder Lastmanagementoptionen neue Einkommensmöglichkeiten zu erschließen und die Kosten für den Stromverbrauch zu senken.

Um diesen Herausforderungen und Chancen, die mit der Transformation des Energiesystems einhergehen, zu begegnen stehen eine Reihe von technischen Möglichkeiten, sogenannte Flexibilitätsoptionen, zur Verfügung. Das sind Technologien zur Stromspeicherung und Technologien zur Veränderung der Stromerzeugung oder des Stromverbrauchs“ [1]. Ebenso kann Flexibilität als „die kurzfristige technische Steuerbarkeit von Wirk- und Blindleistungen“ definiert werden, wobei unterschieden wird in „positive Flexibilität (Einspeiseerhöhung oder Lastreduzierung) und negative Flexibilität (Einspeisereduzierung oder Lasterhöhung)“ [2]. Jede dieser Möglichkeiten wurde bereits in verschiedenen Studien [3–11] untersucht und immer wieder diskutiert. Die Flexibilitätstechnologie zu finden, die technisch den Flexibilitätsanforderungen gerecht wird und ökonomisch eine attraktive Wahl darstellt, ist jedoch komplex und vom spezifischen Anwendungsfall abhängig. Bei der Betrachtung der Vielzahl von Studien und ausgewiesenen Kostenstrukturen flexibler Stromerzeugungs- und Speichertechnologien wird ersichtlich, dass diese bzgl. der angegebenen Kosten zum Teil sehr intransparent sind und sich, aufgrund der großen angegebenen Bandbreiten (vgl. [12, 13]), nur bedingt für die Auswahl der kostengünstigsten Technologie für die Erbringung einer spezifischen Flexibilitätsdienstleistung eignen.

## 1.1 Zielsetzung

Vor diesem Hintergrund zielt die vorliegende Studie darauf ab, die technischen und ökonomischen Aspekte verschiedener Flexibilitätstechnologien im Stromsektor zu analysieren und eine Methodik für einen „fairen“ Vergleich zu schaffen, der die Wahl der anwendungsfallspezifisch kostengünstigsten Technologie zur Bereitstellung einer bestimmten Flexibilitätsdienstleistung ermöglicht. Dafür werden Flexibilitätsdienstleistung mit unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen, in Abstimmung mit Marktakteuren, definiert. Da der Regelleistungsmarkt heute bereits gut reguliert und von einer Vielzahl von Marktakteuren bedient wird (siehe [14]), zielen die Arbeiten in dieser Studie darauf ab, Flexibilitätsdienstleistungen mit höheren zeitlichen Anforderungen von vier Stunden über mehrere Tage bis hin zu mehreren Wochen, sowie einem saisonalen Ausgleich über mehrere Monate zu untersuchen. Um technolo-

giespezifische Kosten für die Anwendungsfälle definieren zu können, wurden Modellanlagen in verschiedenen Leistungsklassen entwickelt. Auf Basis derer Kosten für die Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung analysiert und vergleichend gegenübergestellt wurden um die Technologie zu identifizieren, die eine bestimmte Flexibilitätsdienstleistung, positiv oder negativ, am kostengünstigsten anbieten kann.

Hierbei hat sich im Laufe des Forschungsvorhabens herausgestellt, dass die Entwicklung der Methodik für einen kostenspezifischen Leistungsvergleich von Flexibilitätsdienstleistung zwischen Stromspeichern und flexiblen Kraftwerken, sowie der Abregelung von Wind- und Sonnenenergieanlagen einer größeren Bedeutung zukommt als ursprünglich vermutet. So wurden z.B. anstelle der „Stromgestehungskosten (LCOE)“, die für viele Technologien bekannt sind, diese zu „Kosten der Flexibilitätsbereitstellung“ (engl. Levelized Costs of Flexibility), auf Basis der Annuitätenberechnung nach VDI 2067, weiterentwickelt. Darüber hinaus hat sich herausgestellt, dass keine Allgemeingültigen Ergebnisse aus dem in dieser Studie angestellten Leistungsvergleich ableiten lassen, da die Ergebnisse stark von projektspezifischen Rahmenbedingungen abhängen. Jedoch wird eine Methodik entwickelt, die es ermöglicht die technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen an projektspezifischen Anforderungen anzupassen um einzelfallspezifische Betrachtungen für eine Technologieauswahl treffen zu können.

Dennoch werden die unter den in dieser Studie angestellten Rahmenbedingungen erzielten Ergebnisse dem Leser nicht vorenthalten und allgemeine technologiespezifische Aussagen davon abgeleitet. Diese erlauben es einen ersten Eindruck von der techno-ökonomischen Leistungsfähigkeit, sowie besonders prädestinierter Flexibilitätsdienstleistungen für die untersuchten Technologien einschätzen zu können.



Der Methodikteil der vorliegenden Studie beschreibt die erarbeitete Methodik, die einen Leistungsvergleich (Benchmarking) der Kosten für die Bereitstellung von Flexibilität, ermöglicht. Um die im Ergebnisteil dargestellten, ausgewiesenen Kosten für die betrachteten Flexibilitätsdienstleistungen nachvollziehen zu können werden in Kapitel 2.1 die, mit Marktakteuren abgestimmten, Flexibilitätsdienstleistungen definiert. In Kapitel 0 werden die Flexibilitätstechnologien übersichtlich mit deren Lastgängen zur flexiblen Leistungsbereitstellung dargestellt. Kapitel 2.3 beschreibt die ausgewählten Flexibilitätstechnologien, deren Systemgrenzen und Betriebsweise und geht darüber hinaus auf technologische Besonderheiten beim flexiblen Betrieb ein. In Kapitel 2.4 wird die methodische Erarbeitung der Kostenanalyse für Flexibilitätsdienstleistungen vorgestellt. Die im Rahmen der Kostenanalyse unterstellten Rahmenbedingungen werden in Kapitel 2.5 beschrieben. Grundlage für die Kostenanalyse bildet eine umfassende Literatur- und Marktrecherche, die durch hausinterne, aus den Forschungs- und Entwicklungsarbeiten gewonnene, Daten ergänzt wurden. Um dem Ziel von mehr Transparenz in der Kostenanalyse von Flexibilitätstechnologien gerecht zu werden, wird die verwendete Datengrundlage und deren Dokumentation in Kapitel 2.6 kurz dargestellt.

### 2.1 Betrachtete Flexibilitätsdienstleistungen

Primärer Fokus der Forschungsarbeiten in der vorliegenden Studie ist es gleiche Flexibilitätsdienstleistungen, die durch unterschiedliche Technologien bereitgestellt werden untereinander monetär vergleichbar zu machen. Flexibilitätsdienstleistungen werden dabei durch ihre temporären und leistungsspezifischen Anforderungen an eine bestimmte, bereit zu stellende (positive) oder abzuregelnde bzw. aufzunehmende (negative) Strommenge, definiert.

Im Rahmen eines Expertenworkshops [15] wurden hierfür zu Beginn der Forschungsarbeiten verschiedene, anwendungsrelevante Flexibilitätsdienstleistungen über mehrere Stunden (> 4 Stunden) bis hin zu mehreren Monaten definiert. In Abbildung 1 sind diese in Form von Lastgängen dargestellt. In diesen wird das Zeitintervall (schwarz dargestellt) der flexiblen Leistungserbringung dimensionslos veranschaulicht. Für den späteren Leistungsvergleich werden zusätzlich zu dem Zeitintervall der Leistungsbereitstellung die Leistung in kW bzw. MW definiert. Jede dargestellte Flexibilitätsdienstleistung wird sowohl als positive wie auch als negative Leistungsbereitstellung untersucht. Im Rahmen des Experten-Workshops wurde neben den Lastgängen auch die Leistungsbandbreite mit sieben verschiedenen Leistungsklassen zwischen 30 kW und 200 MW definiert.

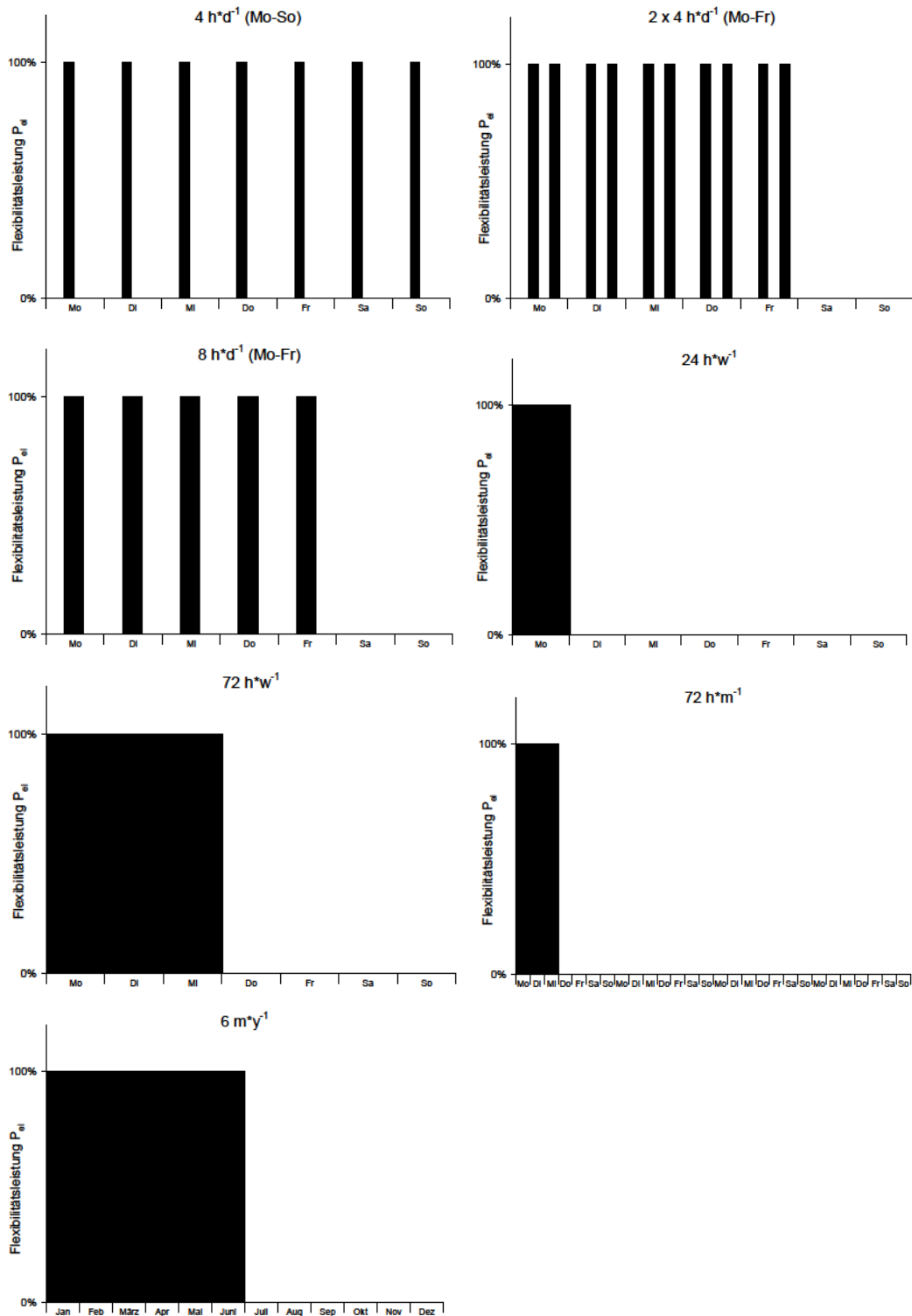


Abbildung 1: Darstellung der unterschiedlichen zeitlichen Anforderungen der zu erbringenden Flexibilitätsdienstleistung

**Legende:** schwarz dargestellt ist jeweils der Zeitraum der Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung; verwendete Abkürzungen: h: Stunde; w: Woche; m: Monat; y: Jahr

Die im Rahmen des Projekts erarbeitete Methodik lässt es zu, dass die zeitlichen Anforderungen an spezielle Uhrzeiten oder Tage in der Woche geknüpft werden. Für die meisten betrachteten Flexibilitätsoptionen ist dies allerdings unerheblich. Die Ausnahme stellen die volatilen Erzeuger da, für die das Vorgehen in Kapitel 2.3 näher beschrieben

wird. Die Bereitstellung von Flexibilitätsdienstleistungen soll außerdem anhand der folgenden Beispiele erläutert werden:

**Beispiel 1 – Die Erbringung einer positiven Flexibilitätsbereitstellung:**

Als Flexibilitätsanforderung wird der zusätzliche Leistungsbedarf von 500 kW über einen Zeitraum von 8 Stunden (z.B. von 9 Uhr bis 17 Uhr) vom Markt an den Wochentagen verlangt. Am Wochenende ist keine Verstromung erwünscht. Fordert der Markt zu gewissen Zeiten eine zusätzliche Verstromung wird darunter der Bedarf nach einer positiven Flexibilitätsdienstleistung verstanden. Diese Flexibilitätsdienstleistung kann z.B. durch KWK-Anlagen erbracht werden, wenn diese Ihre Verstromung in den genannten Zeiträumen um 500 kW erhöhen oder nur zu diesen Zeiten Strom produzieren. Bei Stromspeichern würde dies bedeuten, dass diese Strom ausspeichern. Steuerbare Lasten hingegen würden Ihren Stromverbrauch um die geforderte Leistung reduzieren können um das betroffene Stromversorgungssystem zu entlasten.

**Beispiel 2 –Die Erbringung einer negativen Flexibilitätsbereitstellung:**

Als Flexibilitätsanforderung wird eine Reduktion der Stromproduktion in Höhe von 500 kW über einen Zeitraum von 8 Stunden (z.B. von 22 Uhr bis 6 Uhr) vom Markt an den Wochentagen verlangt. Für das Wochenende sind in diesem Beispiel keine Kapazitätsreduktion benötigt. Fordert der Markt zu gewissen Zeiten eine Reduktion der Stromproduktion (bzw. eine Erhöhung des Stromverbrauchs) wird darunter der Bedarf einer negativen Flexibilitätsdienstleistung verstanden. Diese Flexibilitätsdienstleistung kann z.B. durch KWK-Anlagen erbracht werden, wenn diese Ihre Verstromung in den genannten Zeiträumen um 500 kW reduzieren. Bei Stromspeichern würde dies bedeuten, dass diese Strom einspeichern. Steuerbare Lasten hingegen würden Ihren Stromverbrauch um die geforderte Leistung erhöhen.

## 2.2 Übersicht betrachtete Technologien und Lastgänge zur flexiblen Leistungsbereitstellung

Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die untersuchten Flexibilitätstechnologien und zeigt welche flexible Leistung durch diese in der vorliegenden Studie analysiert wurden. Hierbei wurden Leistungen bei den jeweiligen Technologien ausgeschlossen sobald diese zu keinem wettbewerbsfähigen ökonomischen Ergebnis mehr führten. So wäre z.B. das Angebot von 30 MW flexibler Leistung durch eine Biogasanlage technisch durchaus möglich, jedoch würde dies, der aktuellen Auffassung nach, einer Integration von Biogasanlagen in ländliche Infrastrukturen widersprechen. Das Angebot von 200 MW flexibler Leistung durch Batteriespeicher dagegen wäre monetär nicht wettbewerbsfähig gegenüber der flexiblen Leistung von Pumpspeicherkraftwerken in diesem Maßstab.

Tabelle 1: Betrachtete Technologie und deren flexible Leistung

	Flexible Leistung	30 kW	150 kW	500 kW	1 MW	5 MW	30 MW	200 MW
1	Biogasanlage		x	x	x	x		
2	ReBi-Biogasanlage		x	x	x	x		
3	Holz-Heizkraftwerk		x	x				
4	Gasmotor-BHKW	x	x	x	x	x		
5	Gasturbine-BHKW	x	x	x	x	x		
6	Brennstoffzelle BHKW	x	x	x	x	x		
7	Windenergieanlage		x	x	x	x		
8	PV-Anlage	x	x	x	x	x		
9	Pumpspeicherkraftwerk							x
10	StEnSea-Kraftwerk						x	x
11	Redox-Flow-Batterie	x	x	x	x	x	x	
12	Lithium-Ionen Batterie	x	x	x	x	x	x	
13	Diabater Druckluftspeicher						x	x
14	Adiabater Druckluftspeicher (HTA)						x	x
15	Adiabater Druckluftspeicher (LTA)					x	x	x
16	Power-to-Gas (H <sub>2</sub> -Speicherung)			x	x	x	x	x
17	Power-to-Gas (H <sub>2</sub> -Einspeisung)			x	x	x	x	x
18	Power-to-Gas (Methanisierung)			x	x	x	x	x
19	Power-to-Gas (Direktmethanisierung)			x	x	x		

Im Rahmen eines Expertenworkshops wurden temporäre Flexibilitätsanforderungen definiert (vgl. Kapitel 2.1). In Tabelle 2 ist dargestellt welche temporären Flexibilitätsanforderungen durch die einzelnen Technologien in der vorliegenden Studie bedient werden. Dabei wurden bei allen Technologien die Erbringung positiver und negativer Flexibilität betrachtet. Eine Ausnahme stellen PV- und Windenergieanlagen, als fluktuierende Erzeuger, dar, bei denen nur die Bereitstellung negativer Flexibilitätsdienstleistung berücksichtigt wurde. Theoretisch wäre es möglich sie permanent unterhalb der maximalen momentanen Leistung einspeisen zu lassen und somit auch positive Flexibilität bereit zu stellen, aber dies wurde von vornherein ausgeschlossen, da die Ertragseinbußen dadurch zu groß wären.

Tabelle 2: Betrachtete Lastgänge zur flexiblen Leistungsbereitstellung der betrachteten Technologien

Methodik

	Temporäre Flexibilitätsanforderung	4 h/d	2*4h/d (Mo-Fr)	8 h/d (Mo-Fr)	24 h/w	72 h/w	72 h/m	6 m/y
1	Biogasanlage	x	x	x	x	x	x	x
2	ReBi-Biogasanlage	x	x	x	x	x	x	x
3	Holz-Heizkraftwerk	x	x	x	x	x	x	
4	Gasmotor-BHKW	x	x	x	x	x	x	x
5	Gasturbine-BHKW	x	x	x	x	x	x	x
6	Brennstoffzelle BHKW	x	x	x	x	x	x	x
7	Windenergieanlage	(x)						
8	PV-Anlage	(x)						
9	Pumpspeicherkraftwerk	x	x	x	x			
10	StEnSea-Kraftwerk	x	x	x				
11	Redox-Flow-Batterie	x	x	x	x			
12	Lithium-Ionen Batterie	x	x	x	x			
13	Diabater Druckluftspeicher	x	x	x				
14	Adiabater Druckluftspeicher (HTA)	x	x	x	x			
15	Adiabater Druckluftspeicher (LTA)	x	x	x	x			
16	Power-to-Gas (H2-Speicherung)	x	x	x	x	x	x	x
17	Power-to-Gas (H2-Einspeisung)	x	x	x	x	x	x	x
18	Power-to-Gas (Methanisierung)	x	x	x	x	x	x	x
19	Power-to-Gas (Direktmethanisierung)	x	x	x	x	x	x	x

## 2.3 Beschreibung der untersuchten Flexibilitätstechnologien

Unter Flexibilitätstechnologien werden, im Kontext der Transformation des Elektrizitätssektors, regelbare Kraftwerke, Stromspeicher, variable Lasten und Netze verstanden (vgl. Abbildung 2).



Abbildung 2: Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor

Im Rahmen der vorliegenden techno-ökonomischen Studie wurden Flexibilitätstechnologien des regenerativen Erzeugungsmanagements (inkl. der Abregelung von Wind- und PV-Anlagen), der Stromspeicher, sowie der Sektorkopplungstechnologie „Power-to-Gas“, die unter die Rubrik „Lastmanagement“ fällt, betrachtet. Der Netzausbau wird in der Untersuchung nicht berücksichtigt, da sich die Netzbetreiber in diesem stark regulierten Bereich im Gegensatz zu Anbietern anderer Flexibilitätsoptionen nicht in einem marktwirtschaftlichen Wettbewerb befinden. Zudem gibt es keine öffentlich zugänglichen Kostendaten von den Netzbetreibern. Außerdem stellt der Netzausbau eher eine räumliche als eine zeitliche Flexibilitätsoption dar. Stattdessen geht es in dem Projekt gerade darum, die Alternativen zum Netzausbau zu beleuchten.

Das Lastmanagement wird in der Untersuchung nicht betrachtet, da gerade in der Industrie das Potenzial sowie die Kosten zu stark vom konkreten Einzelfall abhängen. Deshalb wäre die Konzeption von beispielhaften Modellanlagen komplexer als bei Energiespeichern und flexiblen Kraftwerken, wodurch der direkte Vergleich mit diesen problematisch wäre.

Die folgenden Unterkapitel beschreiben die im Rahmen der vorliegenden Arbeit analysierten Flexibilitätstechnologien, deren Systemgrenzen und technologischen Besonderheiten insbesondere für den flexiblen Betrieb. Es wurden 14 verschiedene Flexibilitätstechnologien für den techno-ökonomischen Vergleich berücksichtigt.

### 2.3.1 Flexible Biogasanlage

Die Zahl der Biogasanlagen in Deutschland hat seit Anfang des Jahrtausends stetig zugenommen und beträgt aktuell ca. 8.500 Anlagen, im Bereich von 50 kW bis mehreren MW [16]. Aufgrund der Diskussion rund um die Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien und der damit verbunden, in den letzten Jahren ebenfalls stetig gestiegenen EEG-Umlage, sind Biogasanlagen heute angehalten stärker am Markt orientiert Strom- bzw. Regelleistungsprodukte zu verkaufen. Seit 2012 tun das Biogasanlagen in dem sie zunehmend flexibel auf Strombörsenpreise reagieren. Die Flexibilität des Stromverlagerungspotentials ist heute jedoch meist noch auf wenige Stunden pro Tag beschränkt. Mit den entsprechenden verfahrenstechnischen Anpassungen (Erweiterung von Gasspeichern, bedarfsorientierte Gasproduktion, Installation elektrischer Überkapazitäten) können diese jedoch zukünftig wesentlich flexibler betrieben werden [17–19].

Für die Verstromung nach den in Kapitel 2.1 dargestellten Flexibilitätsdienstleistung werden in Deutschland weit verbreitete, landwirtschaftliche Biogasanlagen techno-ökonomisch analysiert. Hierfür werden Modellanlagen konzipiert, die auf zwei unterschiedlichen Anlagenkonzepten basieren:

- a) einer konventionellen Biogasanlage, wie sie in den letzten Jahren überwiegend errichtet wurde, sowie
- b) einem innovativen Biogasanlagenkonzept, im folgenden ReBi (Regelbare Biogasanlage) genannt, welches für eine (hoch-)flexible Biogasproduktion entwickelt wurde [20, 21].

Beide Anlagenkonzepte werden in den nachfolgenden Kapiteln näher beschrieben.

Für die Kostenanalyse wurden beide Anlagenkonzepte entsprechend der Flexibilitätsanforderung ausgelegt. Dies betrifft im Wesentlichen die Faulraumbehälter, die Gasstrecke inkl. der Gasspeicher, die elektrischen Verstromungs- und Wärmespeicherkapazität. Dabei wurde die Flexibilitätsdienstleistung durch Biogasanlagen je nach deren zeitlicher Anforderung, Anlagenleistung und Kosten für deren Erbringung in Teillast oder im Start-Stopp-Betrieb erbracht. Die Kostenanalyse hierfür basiert auf einer breiten Datenbasis aus einschlägiger Fachliteratur [5, 22–33], die mit Daten aus eigenen Markterhebungen vervollständigt wurde (z.B. [34, 35]). Hierbei sind die Kosten für die Verstromungsaggregate auf Basis der ASUE [36] angesetzt. Erweiterte Aggregate für den flexiblen Anlagenbetrieb, wie die Motorvorwärmung, Notkühler, Fernwirktechnik und entsprechend, erforderliche Gasspeicherkapazitäten zur Verlagerung der Gasbereitstellung in Verstromungszeiten resultieren aus einer internen Markterhebung [25, 35]. Bei der Auslegung der Gasspeicher wurde ein Korrekturfaktor von 1,18, für externe Gasspeicher, und 1,59, für interne Gasspeicherkapazitäten (auf den Biogasfermentern) nach DIN 1343 berücksichtigt (vgl. [17]).

Für den Verkauf von Wärme an Dritte werden in der Kostenanalyse unabhängig von der erbrachten Flexibilitätsdienstleistung 30 % der auskoppelbaren Wärmemenge an Dritte mit Erlösen von 2 Ct/kWh<sub>th</sub> vermarktet (vgl. [31, 37]). Diese mindern die Kosten der Strom- bzw. elektrischen Flexibilitätsdienstleistung entsprechend. Um die Wärmeversorgung zu jeder Zeit zu gewährleisten ist die Installation von Warmwasserspeichern erforderlich. Kosten hierfür entstammen ebenfalls einer internen Markterhebung [34].

Um den aktuellen verschärften Auflagen zu Emissionen aus KWK-Anlagen gerecht zu werden, wurde die Installation von SCR-Katalysatoren, sowie Kosten des, für die Abgasreinigung benötigten, Harnstoffs berücksichtigt [38].

Der Arbeitszeitbedarf für den Betrieb der Anlagen wurde in Anlehnung an Werte des KTBL [39] ermittelt und um 20 % für einen (hoch-)flexiblen Anlagenbetrieb erhöht. Für Grundstücke und deren Erschließung wurden marktübliche Kosten angesetzt [40].

Methodik

In Tabelle 3 sind die, in beiden Anlagenkonzepten, eingesetzten Substrate zur Gasproduktion dargestellt. Es werden für landwirtschaftliche Anlagen typische Substrate wie Maissilage, Getreide-Ganzpflanzensilage (GPS) und Rindergülle eingesetzt und mit Marktpreise aus dem Jahr 2017 verrechnet [32]. Die abgebildeten Kosten beziehen sich jeweils auf die in den Fermenter eingebrachte Energiemenge des Substrates. Transport-, Silier- und Lagerverluste wurde hierbei berücksichtigt. Der Eigenstrombedarf der Anlagen für Prozessenergie wurde pauschal mit 8 % der eingespeisten Strommenge angenommen (vgl. [28, 33, 41]) und mit 18 ct/kWh verrechnet. Ein Überblick über die technischen Parameter gibt Tabelle 3.

Tabelle 3: Technische Parameter der Biogasanlagenkonzepte [36, 40, 42]

Installierte BHKW-Leistung	[kW <sub>el</sub> ]	150	500	1.000	5.000
Elektrischer Wirkungsgrad	[%]	37,2	39,6	40,2	42,8
Thermischer Wirkungsgrad	[%]	45,5	42,9	41,6	42,6
Eigenstrombedarf - BGA <sup>1</sup>	[% E <sub>Strom</sub> ]	8,0	8,0	8,0	8,0
Externe Wärmenutzung <sup>2</sup>	[% E <sub>Therm</sub> ]	30,0	30,0	30,0	30,0
Maissilage, Inputanteil	[Ma.-%]	50,0	50,0	50,0	50,0
GPS-Getreide, Inputanteil	[Ma.-%]	18,0	33,4	38,5	45,1
Gülle, Inputanteil	[Ma.-%]	32,0	16,6	11,5	4,9
Maissilage, Preis, frei Eintrag	[€ / t FM]	41,2	41,2	41,2	41,2
GPS-Getreide, Preis, frei Eintrag	[€ / t FM]	40,3	40,3	40,3	40,3
Gülle, Preis, frei Eintrag	[€ / t FM]	0,0	0,0	0,0	0,0

<sup>1</sup> E<sub>Strom</sub> von der bereitgestellten elektrischen Energiemenge (Strom)  
<sup>2</sup> E<sub>Therm</sub> entspricht der auskoppelbaren Wärmemenge

### 2.3.1.1 Konventionelle Biogasanlage

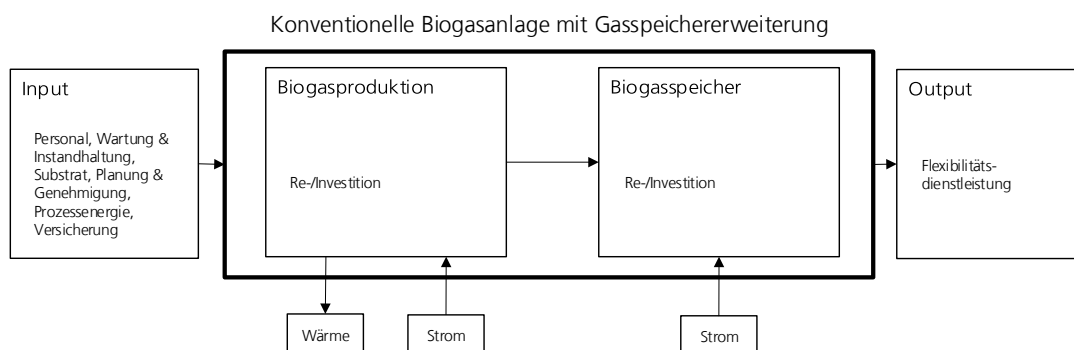


Abbildung 3: Systemgrenzen des betrachteten konventionellen Biogasanlagenkonzepts

Die betrachteten konventionellen Biogasanlagen sind landwirtschaftliche, mesophil betriebene und in der Praxis weit verbreitete 2-stufige Anlagenkonzepte (siehe Abbildung



3, vgl. [33]). Diese bestehen im Wesentlichen aus einem Gärfermenter, einem Nachgärbehälter und dem Gärrestlager. Die Verweilzeit der eingesetzten Substrate zur Gasproduktion beträgt ca. 90 Tage. Die Behälter werden mechanisch durch Rührwerke durchmischt. Das produzierte Gas wird in Gasspeichern bis zur Verstromung zwischen gespeichert. Die Gasproduktionsstrecke und Gasspeicher werden entsprechend der Flexibilitätsanforderungen dimensioniert. Bei der Auslegung der Gasspeicher wurde eine fütterungsbedingt bedarfsorientierte Beeinflussung der Gasproduktion berücksichtigt, wie sie durch jüngste Versuchsergebnisse an großtechnischen Biogasanlagen bereits nachgewiesen werden konnte [43, 44]. Demnach können je nach zu erbringender Flexibilitätsdienstleistung unterschiedliche Anteile des produzierten Gases in Verbrauchs-/Verstromungszeiten verlagert werden. Damit werden ca. 30-40 Vol.-% des gegenüber einer kontinuierlichen Gasproduktion erforderlichen Gasspeicherbedarfs reduziert. Je nach zeitlicher Flexibilitätsanforderung an die Verstromung wurde diese Einsparung bei der Auslegung der Gasspeicher berücksichtigt.

### 2.3.1.2 Innovatives, flexibles Biogasanlagenkonzept

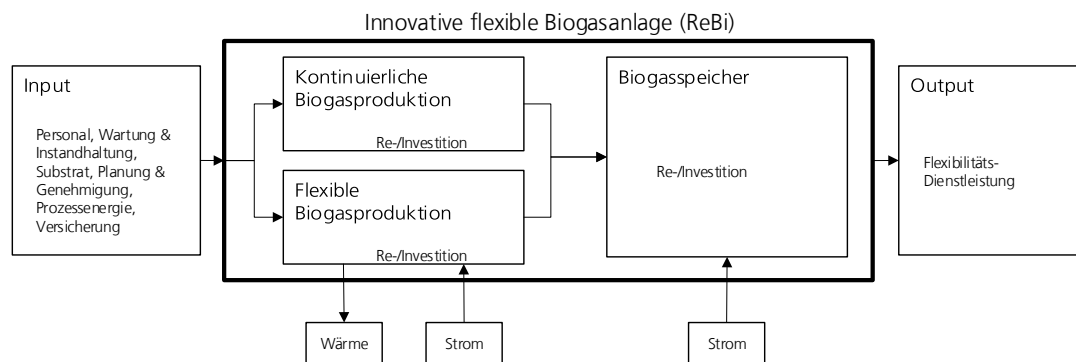


Abbildung 4: Systemgrenzen des ReBi-Biogasanlagenkonzepts

Bei dem innovativen, flexiblen Anlagenkonzept wurde eine Regelbare Biogasanlage (ReBi)-Anlage gewählt, die für die hochflexible Gasproduktion entwickelt wurde. Dem ReBi-Verfahren dient die zweiphasige/zweistufige Biogastechnologie als Grundkonfiguration der steuerbaren Biogasproduktion. In der ersten Hydrolysestufe erfolgt die Erzeugung von Substraten mit geeignetem Säuremuster für die nachfolgende Methanisierung. Im nächsten Schritt findet eine Fest-/ Flüssigtrennung statt. Das Flüssigsubstrat wird in der Festbettvorlage gespeichert und entsprechend einem vorgegebenen Lastprofil im Festbettreaktor bedarfsorientiert vergoren. Der Feststoff kann hingegen in einem parallel betriebenen konventionellen Rührfermenter im Grundlastbetrieb genutzt werden. Die Versuchsergebnisse im Technikum haben gezeigt, dass ca. 1/3 der Gasproduktion weiterhin kontinuierlich durch die Vergärung der separierten Feststoffe erfolgt. 2/3 der Bruttogasproduktion können jedoch flexibel am Bedarf orientiert erfolgen [20, 21, 45]. Damit werden die sonst für die flexible Verstromung benötigte Gasspeicherkapazitäten deutlich reduziert. Darüber hinaus kann von einer, gegenüber 1-stufigen Anlagen, effizienteren Ausnutzung der eingesetzten Biomasse ausgegangen werden [46]. Dies wurde in der vorliegenden Studie mit einer 5 %-igen höheren Energieausbeute aus dem eingesetzten Substrat berücksichtigt.

### 2.3.2 Flexibles Holz-Heizkraftwerk



Für die Kostenanalyse zur Bereitstellung von Flexibilitätsdienstleistungen wird ein Holzheizkraftwerk der mittleren Leistungsklasse von 5 MW<sub>el</sub> gewählt, welches als Brennstoff nachwachsende Rohstoffe einsetzt. Als Energiekonverter kommt, wie angedeutet, eine Entnahme-Kondensationsturbine zum Einsatz. Die Anlage ist für einen Dauerbetrieb der Feuerung von 19,2 MW<sub>FWL</sub><sup>1</sup> ausgelegt. Die Brennstoffzufuhr bzw. Feuerung wird im Jahresverlauf, im Rahmen der Anlagenverfügbarkeit von 8.000 h/a, nicht variiert. D. h. Flexibilität wird lediglich durch die Variation der Dampfenntnahmemenge über die EKT erreicht. Für das Wärmenutzungskonzept wird vereinfachend von einem ganzjährigen und gleichbleibenden Wärmebedarf zur Versorgung von Industrieprozessen über ein Fernwärmenetz ausgegangen. Bei dem modellhaft abgebildeten Biomasseheizkraftwerk wird die Sicherstellung der Wärmeversorgung als Prämisse für die Bereitstellung der Flexibilitätsdienstleistungen angenommen. Insofern wird das beschriebene Anlagenkonzept wärmegeführt ausgelegt, bei gleichzeitiger Optimierungsmöglichkeit für den Strommarkt. Die technischen Parameter des gewählten Anlagenkonzeptes zeigt Tabelle 4.

Tabelle 4: Technische Parameter des Holz-Heizkraftwerks

<b>Brennstoff</b>	nachwachsende Rohstoffe (60 % Waldhackgut, 20 % Rinde, 20 % Landschaftspflegematerial)
<b>Turbinentyp</b>	Entnahme-Kondensationsturbine (EKT)
- <b>Frischdampfparameter</b>	66 bar <sub>abs</sub> , 485 °C
- <b>Kesselwirkungsgrad</b>	88 %
<b>Dimensionierung</b>	
- <b>Feuerungswärmeleistung</b>	19,2 MW <sub>FWL</sub>
- <b>thermische Leistung (max.)</b>	9,9 MW <sub>th</sub> (max. th. Wirkungsgrad: 52 %)
- <b>elektrische Leistung (max.)</b>	5,0 MW <sub>el</sub> (max. el. Wirkungsgrad: 26 %)
- <b>Frischdampfmenge</b>	20,85 t/h
<b>Feuerungsbetrieb</b>	8.000 h/a
<b>Wärmenutzung</b>	ganzjährig (Industrieprozess)

In der vorliegenden Studie werden positive bzw. negative Flexibilitätsdienstleistungen (vgl. Kapitel 2.1) im Leistungsbereich von 150 kW<sub>el</sub> bzw. 500 kW<sub>el</sub> betrachtet. Lediglich die Bereitstellung von positiver Flexibilität über einen Zeitraum von 6 m/a wird nicht abgebildet, da in diesem Fall keine ganzjährige Wärmeversorgung sichergestellt werden könnte bzw. die Installation eines ausreichend dimensionierten Wärmespeichers als unrealistisch anzusehen ist. Im Regel- bzw. Grundlastbetrieb, während Zeiten ohne die Bereitstellung von Flexibilitätsdienstleistungen, wird das Biomasseheizkraftwerk mit einer elektrischen bzw. thermischen Leistung von 4,5 MW<sub>el</sub> bzw. ca. 5 MW<sub>th</sub> betrieben. Gegenüber dieser Betriebsweise wird die elektrische Leistung der Turbine durch die Va-

<sup>1</sup> FWL: Feuerwärmeleistung

riation der Dampfenentnahmemenge gemäß den Anforderungen an die Flexibilitätsdienstleistungen um bis zu 10% ( $500 \text{ kW}_{el}$ ), bezogen auf die max. elektrische Leistung, erhöht (Kondensationsbetrieb) bzw. reduziert (KWK-Betrieb mit maximaler Wärmeauskoppelung).

Methodik

Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen beispielhaft die Bereitstellung von positiver bzw. negativer Flexibilitätsdienstleistung von  $500 \text{ kW}_{el}$  an 8 h/d von Montag bis Freitag. Während der Bereitstellung von positiver Flexibilität (bei hohen Strompreisen) wird die EKT im Kondensationsbetrieb gefahren, sodass für diesen Zeitraum Wärme aus dem (zusätzlich installierten) Speicher ausgekoppelt werden muss (siehe Abbildung 6). Um den Wärmespeicher wieder zu laden, muss diese Wärmemenge durch das Herabsetzen der elektrischen Leistung bzw. durch Verschiebung des Betriebspunktes, zusätzlich zur Verfügung gestellt werden. D. h. während dieses Betriebszustandes wird mehr Dampf zur Wärmebereitstellung aus der Turbinenentnahme ausgekoppelt. Im Jahresmittel wird bei dieser Flexibilisierungsmaßnahme die gleiche Wärme- bzw. Strommenge bereitgestellt wie ohne Flexibilisierung. Lediglich die Erzeugungszeitpunkte verschieben sich. Die mögliche Zeitdauer der Reduzierung der Turbinenleistung ist hierbei abhängig von der Kapazität des Wärmespeichers.

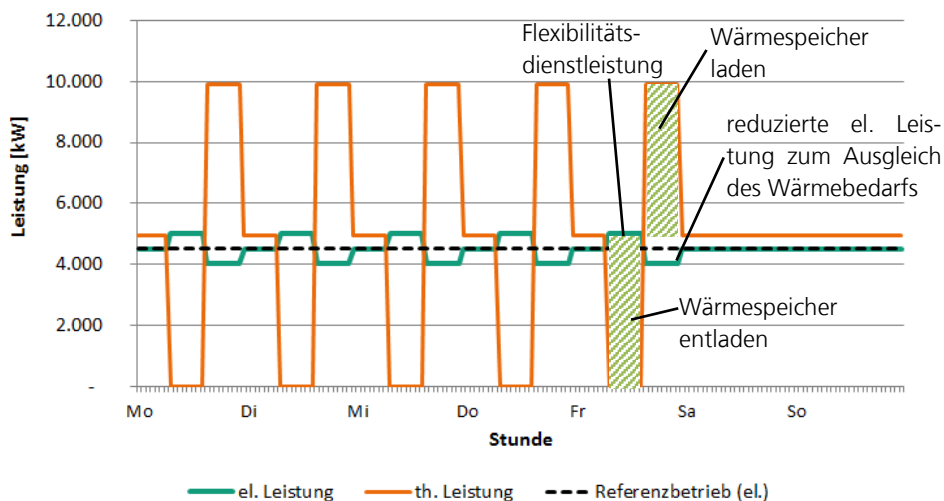


Abbildung 6: Beispielhafte Strom- und Wärmeerzeugung des Holz-Heizkraftwerks zur positiven Flexibilitätsbereitstellung

Um negative Flexibilität durch das Holz-Heizkraftwerk zur Verfügung zu stellen, wird die elektrische Leistung durch die Dampfenentnahme aus der EKT gedrosselt, sodass sich gleichzeitig die thermische Leistung für den Zeitraum der Flexibilitätsdienstleistung erhöht (siehe Abbildung 7). Diese Betriebsweise würde eine, im Jahresmittel, geringere Stromproduktion bedeuten, wobei die zusätzlich produzierte Wärmemenge gegenüber dem Referenzbetrieb ungenutzt bleibt. In der Praxis müssten die Erlöse der negativen Flexibilitätsdienstleistungen (keine Stromerzeugung) in Folge höher sein als die (entgangenen) Erlöse aus der Stromproduktion, damit sich die dargestellte Betriebsweise als wirtschaftlich erweist. Gemäß der angewendeten Methodik zum Vergleich der untersuchten Flexibilitätstechnologien erfüllt die dargestellte Fahrweise in Abbildung 7 jedoch die geforderten Kriterien.

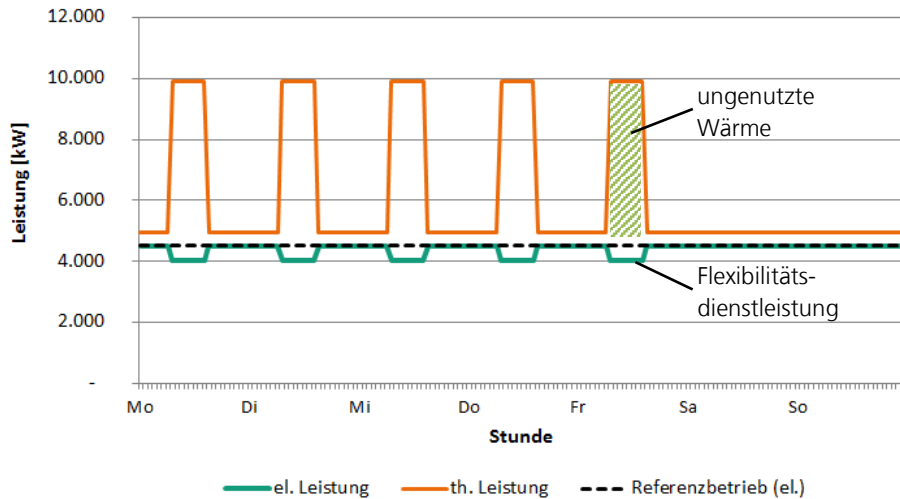


Abbildung 7: Beispielhafte Strom- und Wärmeerzeugung des Holz-Heizkraftwerks zur negativen Flexibilitätsbereitstellung

Die Investitionskosten für die erforderlichen (drucklosen) Warmwasser-Wärmespeicher zur Bereithaltung von positiver Flexibilität werden nach Brandstät et al. [49] ermittelt. Deren spezifische Investitionskosten liegen in Abhängigkeit des betrachteten Lastgangs bzw. Leistungsbereichs (150 kW<sub>el</sub> bzw. 500 kW<sub>el</sub>) zwischen 350 €/m<sup>3</sup> (Speichervolumen 10.250 m<sup>3</sup>) und 1.000 €/m<sup>3</sup> (Speichervolumen 170 m<sup>3</sup>). Für den zusätzlichen regeltechnischen Aufwand zur Anpassung der Turbinensteuerung werden für die Bereitstellung von pos. wie neg. Flexibilität 30.000 € Investitionskosten veranschlagt [48]. Für den Betrieb der Anlage (Brennstoffbezug, Personalkosten, etc.) werden keine zusätzlichen Kosten unterstellt, da lediglich die Dampfentnahmemenge der EKT, bei gleichbleibender Feuerungswärmeleistung, variiert wird. Die Systemgrenzen für die Kostenanalyse zur Bereitstellung der Flexibilitätsdienstleistungen des betrachteten Holz-Heizkraftwerks zeigt vereinfacht Abbildung 8.

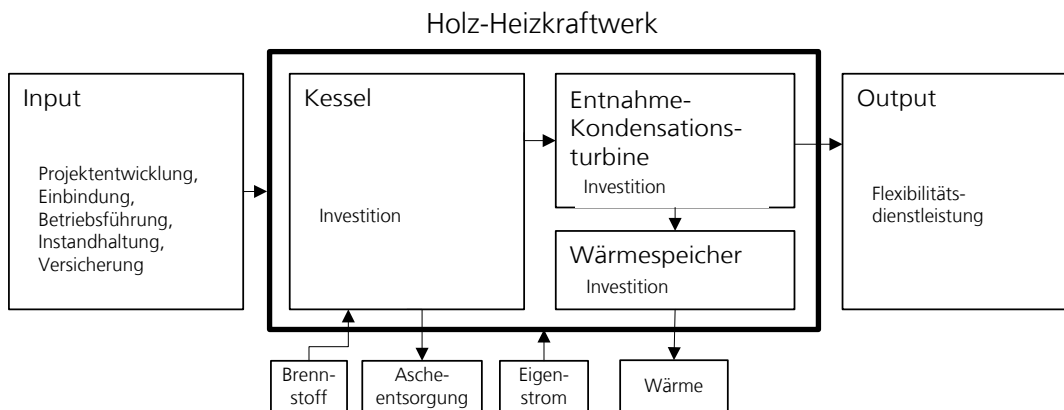


Abbildung 8: Systemgrenzen des betrachteten Holz-Heizkraftwerks

Die Kostenanalyse basiert im Wesentlichen auf Kostendaten von Hoffstede et al. sowie Brandstät et al. [48, 49] und wurde durch eine Befragung von Marktakteuren ergänzt. Die Wärmeerlöse werden mit 2 ct/kWh<sub>th</sub> angesetzt und werden durch den entsprechend größer dimensionierten Wärmespeicher auch im flexiblen Betrieb nicht gegenüber dem Referenzbetrieb (wärmegeführte Fahrweise) verringert.

### 2.3.3 Dezentrale Blockheizkraftwerke

Dezentrale BHKW werden allgemein eingesetzt um öffentliche und private Wohn- und Gewerbegebäude bzw. Industriebetriebe oder Siedlungsbereiche effizient mit elektrischer und thermischer Energie zu versorgen. Die kumulierte installierte Leistung von Blockheizkraftwerken bis 10 MW elektrischer Leistung betrug im Jahr 2014 laut Berechnungen des Öko-Instituts etwa 5,3 GW bei einer Stromerzeugung von 25 TWh. Dies entspricht einem Anteil von 25% der gesamten Stromerzeugung aus KWK-Anlagen [50]. Die dezentrale, verbrauchsnahe Erzeugung von Energie in Blockheizkraftwerken bietet Vorteile durch die Verminderung von Übertragungsverlusten und die Steigerung der Resilienz des Versorgungssystems [51].

In Blockheizkraftwerken verwendete Technologien zur Energieumsetzung umfassen im Allgemeinen Hubkolbenmotoren, (Mikro-) Gasturbinen, Brennstoffzellen, Stirlingmotoren und Dampfmaschinen. Stirling- und Dampfmaschinen werden aufgrund ihrer geringen Verbreitung und der geringen Forschungs- und Entwicklungsaktivität in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt (vgl. [52]).

Bisher werden dezentrale BHKW überwiegend wärmegeführt konzeptioniert und betrieben. Im stromgeführten, flexiblen Betrieb wird eine zeitliche Entkopplung der Wärme – und Strombereitstellung durch die Installation eines Wärmespeichers gewährleistet. Die Anschaffungskosten für thermische Speicher werden in Abhängigkeit von der jeweils erforderlichen thermischen Speicherkapazität bei einer Temperaturspreizung von 20 Kelvin modelliert. Die Berechnung einer kapazitätsspezifischen Kostenkurve basiert auf Preisinformationen der Behälter- und Speichertechnik Dettenhausen GmbH. Die erstellte Regressionskurve deckt sich mit Angaben des Bundesverbands Energiespeicher [53].

Investitionskosten für Wärmespeicher als Funktion der thermischen Kapazität bei einer Temperaturspreizung  $dT = 20K$

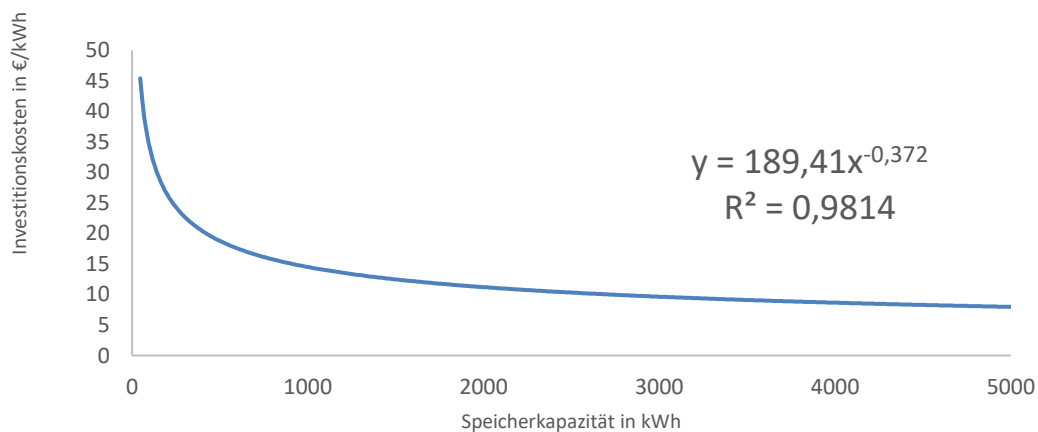


Abbildung 9: Kostenkurve für Wärmespeicher bei Temperaturspreizung von 20 Kelvin [54]

Eine empirische Studie des Fachverbands Biogas e.V. und der Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen erhob 2016 erstmals Daten zur monetären Bewertung von Wärmeenergie aus Blockheizkraftwerken an Biogasanlagen und ermittelte ei-

nen durchschnittlichen Wärmeverkaufspreis in Höhe von 0,02 €/kWh<sub>th</sub>. Einige KWK-Anlagen werden gänzlich ohne Vergütung der produzierten Wärme betrieben. Andere erhalten für die bereitgestellte Wärme Erlöse in Höhe von Opportunitätskosten, wie beispielsweise der Wärmeerzeugung aus Gasthermen (ca. 0,07-0,09 €/kWh<sub>th</sub>) [31]. Kosten für den Betrieb und die Installation von Wärmenetzen sind dabei nicht berücksichtigt. Es wird unterstellt, dass 90 % der bei der Stromerzeugung auskoppelbaren Wärmemenge genutzt und vermarktet werden (unabhängig von der angebotenen elektrischen Flexibilitätsdienstleistung).

Es ist ein thermischer Pufferspeicher erforderlich, damit die erzeugte Wärme zeitlich entkoppelt von der netzdienlich-dynamischen, elektrischen Leistungsbereitstellung genutzt werden kann. Der Wärmespeicher wird eingesetzt, um eine kontinuierliche Wärmebereitstellung zu gewährleisten. Die konstant verfügbare thermische Leistung kann dazu verwendet werden, die Wärmegrundlast eines Objekts zu decken und dient somit ganzjährig der Brauchwassererwärmung oder saisonal der Heizwassererwärmung. Der Wärmespeicher wird in Abhängigkeit von der jeweils betrachteten Flexibilitätsdienstleistung dimensioniert.

Im Fall positiver Flexibilitätsbereitstellung so wird die Kapazität des Speichers so bemessen, dass die gesamte, innerhalb der Dauer eines Zyklus (ein Tag, eine Woche, vier Wochen) erzeugte Wärmeenergie eingespeichert werden kann. Es wird die Annahme getroffen, dass die eingespeicherte Wärmemenge innerhalb desselben Zyklus vollständig entnommen und genutzt wird. Dabei werden Bereitschaftsverluste des Speichers in Höhe von 10 % der gespeicherten Wärmeenergie berücksichtigt. Im Fall der saisonalen Flexibilitätsdienstleistung (6 Monate pro Jahr, vgl. Kapitel 2.1) mit einer Zyklusdauer von einem Jahr wird in der Zeit der Abschaltung keine Wärmebereitstellung angenommen, daher wird für diesen Fall kein Wärmespeicher berücksichtigt. Eine vorhandene Wärmelast entsprechend der Wärmeerzeugungsleistung wird auch für diesen Fall angenommen.

Im Fall der negativen Flexibilitätsdienstleistung wird der Speicher so dimensioniert, dass in den Zeiträumen, in denen die Anlage netzdienlich abgeschaltet wird, die Versorgung mit Wärmeenergie aus dem Speicher erfolgen kann. Für die gleiche, positive wie negative Flexibilitätsdienstleistung wird daher der Speicher identisch dimensioniert; beispielsweise im Fall (8h/d, vgl. Kapitel 2.1) um für 8 Stunden einspeichern zu können, beziehungsweise um für 8 Stunden ausspeichern zu können. Die zeitliche Inanspruchnahme der Wärmeenergie ist unter diesen Annahmen von der elektrischen Energieerzeugung entkoppelt. Die Bereitschaftsverluste sind aufgrund kürzerer Speicherdauern im Fall negativer Flexibilitätsbereitstellung in der Summe geringer.

Die thermische Durchschnittsleistung ist um den Faktor  $\text{Stillstandzeit} \cdot \text{Zykluszeit}^{-1}$  geringer als die thermische Leistung bei Nennbetrieb der KWK-Anlage. Bei der Auslegung einer solchen Anlage zur Deckung einer vorhandenen Wärmegrundlast kann die thermische Durchschnittsleistung als Bemessungsgröße herangezogen werden. Zur Deckung von realen Wärmelastprofilen eines Objekts werden gegebenenfalls zusätzliche Wärmeerzeuger für Spitzenlasten, sowie weitere Speicherkapazitäten benötigt. Diese werden im Rahmen der Analyse nicht berücksichtigt, da der zeitliche Verlauf der Wärmenutzung nicht Gegenstand der Untersuchung ist.

Die vergleichsweise hohen Emissionen von Stickstoffoxid, Kohlenstoffmonoxid, Formaldehyd und unverbranntem Kohlenwasserstoffen stellen einen Nachteil des Betriebs von

Gasmotoren dar. Um den aktuellen Auflagen zu Emissionen aus KWK-Anlagen gerecht zu werden, wurde die Installation und Instandhaltung von SCR-Katalysatoren, sowie Kosten des für die Abgasreinigung benötigten Harnstoffs berücksichtigt (vgl. [38]).

Methodik

Als Brennstoff wird in der Kostenanalyse Biomethan als Substitut für fossiles Erdgas eingesetzt. Dabei handelt es sich um ein Produkt aus Biogasanlagen, das von Verunreinigungen und Kohlendioxid befreit und auf Erdgasqualität aufbereitet wird. Der Methan-gehalt beträgt nach der Aufbereitung mindestens 95 %. Die Beschaffungskosten von Biomethan liegen, abhängig von den Lieferbedingungen, mit 0,08 €/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub> etwas höher als jene von Erdgas fossilen Ursprungs [55, 56].

Die Modellanlagen der Brennstoffzellen-Technologie werden in den Leistungsklassen 500 kW, 1 MW und 5 MW mit Wasserstoff betrieben. Die Bezugskosten dieses Brennstoffs (Wasserstoff) werden mit 0,25 €/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub> angenommen [57] und liegen damit deutlich höher als es bei Biomethan der Fall ist.

### 2.3.3.1 Gas-Ottomotor-BHKW

Die Daten zur Parametrierung dieser Technologie sind zu weiten Teilen der Broschüre „BHKW-Kenndaten 2014/2015“ der ASUE entnommen [36]. Diese enthält ausführliche Informationen aus der Befragung von 61 Herstellern von 490 erdgasbetriebenen Gasmotor-Blockheizkraftwerken. Aus den vorliegenden Daten werden mittels Regressionsanalysen Funktionen abgeleitet, die in Abhängigkeit von der installierten Leistung technische und ökonomische Daten für Gasmotoren-BHKW abbilden.

Bei kontinuierlichem Betrieb wird für Gasmotor-BHKW von einer technischen Lebensdauer von bis zu 80.000 Bh ausgegangen [52]. Vor dem Hintergrund, dass häufige Start-/Stop-Vorgänge einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Lebensdauer von Gasmotoren haben, wurde die Annahme einer reduzierten technischen Lebensdauer von 60.000 Bh getroffen [58].

Die Betriebsführung von Gasmotor-Kraftwerken verlangt aufgrund des Risikos einer Öl-Leckage eine tägliche Sichtprüfung des Aggregates und erfordert vor diesem Hintergrund einen hohen Bedienungsaufwand [59]. Dieser wird von der ASUE mit jährlich ca. 3% der Anfangsinvestition beziffert. Die Verwaltung der Anlage wird mit ca. 1,5% der Anfangsinvestition angegeben [60, 61]. Dies bildet die zu erwartenden Kosten für die Vermarktung der Energie, sowie die Anlagensteuerung per Fernanschluss durch Dienstleister und Betreiber von virtuellen Kraftwerken ab.

Für die Bereitstellung der beschriebenen Flexibilitätsdienstleistung wird ein mit synthetischem Erdgas (SNG), d.h. Biomethan und SNG aus PtG-Anlagen, betriebenes BHKW in einem Leistungsbereich zwischen 2 kW<sub>el</sub> und 5 MW<sub>el</sub> für alle in Kapitel 2.1 beschriebenen Flexibilitätsdienstleistungen untersucht.

Tabelle 5 stellt die technischen Parameter der analysierten Gas-Ottomotor BHKW in den verschiedenen elektrischen Leistungsklassen auf. Die für die Kostenanalyse relevanten Systemgrenzen sind in Abbildung 10 dargestellt.



Tabelle 5: Technische Parameter des Gas-Ottomotor-BHKW [36]

Methodik

Installierte BHKW Leistung	[kW]	5	30	150	500	1.000	5.000
Thermische Nennleistung	[kW]	6	58	223	585	1.047	4082
Elektrischer Wirkungsgrad	[%]	25	31	35	41	43	49
Thermischer Wirkungsgrad	[%]	73	60	52	48	45	40
Technische Nutzungsdauer	[h]	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000

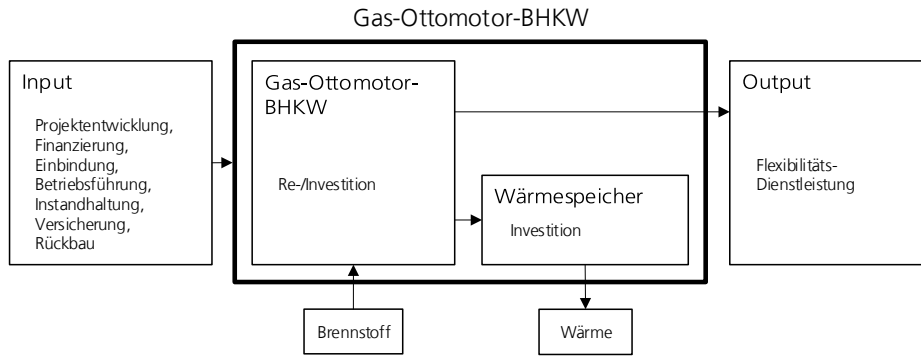


Abbildung 10: Systemgrenzen des betrachteten Gas-Ottomotor-BHKW

Bei dem betrachteten Gas-Ottomotor-BHKW (siehe Abbildung 10) handelt es sich um einen Hubkolbenmotor. Im Hubkolbenmotor wird die chemische Energie eines Brennstoff-Luft-Gemischs in einem Verbrennungsprozess in kinetische Energie umgewandelt. Mittels einer rotierenden Welle wird diese auf einen Generator übertragen und in netzkonforme, elektrische Energie transferiert. Die Auskopplung der thermischen Energie erfolgt über Wärmetauscher in den Kühlkreisläufen des Motors und im Abgasstrom. Die vergleichsweise hohen Emissionen von Stickstoffoxid, Kohlenstoffmonoxid, Formaldehyd und unverbranntem Kohlenwasserstoffen stellen einen Nachteil des Betriebs von Gasmotoren dar. Um den aktuellen Auflagen zu Emissionen aus KWK-Anlagen gerecht zu werden, wurde die Installation und Instandhaltung von SCR-Katalysatoren, sowie Kosten des für die Abgasreinigung benötigten Harnstoffs berücksichtigt (vgl. [38]).

BHKW wurden bislang für den Vollastbetrieb optimiert. Vor dem Hintergrund der Energiewende wird zunehmend eine erhöhte Flexibilität im Betrieb notwendig. Insbesondere eine erhöhte Anzahl von Start-/Stopp-Zyklen sowie hohe Laständerungsgeschwindigkeiten bedurften in den letzten Jahren der Entwicklung höherwertiger Werkstoffe und Beschichtungen. Erste Entwicklungen in diesem Bereich sehen den Einsatz von beschichteten Lagern und Stahlkolben mit reduzierten Reibleistungen vor, um hohe Verschleißfestigkeiten und Bauteillebensdauern auch im flexiblen Betrieb zu gewährleisten (vgl. [52]).

### 2.3.3.2 Gasturbine-BHKW

Für die dezentrale Energieversorgung mittels Blockheizkraftwerken gewinnen Mikrogasturbinen seit einigen Jahren an Bedeutung. Diese erschließen, im Vergleich zu konventionellen Gasturbinen, niedrigere Leistungsklassen und zeichnen sich durch eine geringere Druckdifferenz und Prozesstemperatur aus. In Verbindung mit der geringen Bau-

größe und dem weiten Anwendungsbereich der thermischen Energie eignen sich Mikrogasturbinen neben dem Einsatz an Kläranlagen und Deponien ebenso für Anwendungen im Quartier.

Mikrogasturbinen sind in einem Leistungsbereich von 30 kW<sub>el</sub> bis 200 kW<sub>el</sub> verfügbar (vgl. [62, 63]). Darüber hinaus werden Systeme bis 5 MW<sub>el</sub> angeboten, in denen kleinere Module gebündelt betrieben werden (vgl. [64]). Mit einer Leistung ab 1 MW<sub>el</sub> werden Gasturbinen konventioneller Bauart angeboten (vgl. [65, 66]). Im Rahmen der Kostenanalyse werden mit synthetischem Erdgas (SNG) betriebene Gasturbinen-BHKW in einem Leistungsbereich zwischen 30 kW<sub>el</sub> und 5 MW<sub>el</sub> über alle Lastgänge hinweg analysiert.

Die ökonomischen Kenndaten dieser Technologie sind Preislisten von Herstellern dieser Anlagen und Mitteilungen von Fachexperten entnommen und wurden anhand von Literaturwerten validiert [52, 67–69]. Da in Mikrogasturbinen keine Schmieröle eingesetzt werden beschränkt sich der Aufwand für Bedienung und Betriebsüberwachung auf die Überprüfung der Luftfilter im Takt von vier Wochen. Die Kosten hierfür sind vernachlässigbar. Die Kosten der Vermarktung, sowie der Fernüberwachung und -steuerung werden wie für Gasmotoren-BHKW bemessen.

Ebenso wie beim Gasmotor wird beim Betrieb der Gasturbine Wärme ausgekoppelt. Die Stromkennzahl der untersuchten Anlagen liegt mit Werten von 0,4 bis 0,75 deutlich niedriger als beim Gasmotor-BHKW (vgl. [67]). Für den Verkauf dieser Wärme werden gleichermaßen 2 Ct/kWh<sub>th</sub> angesetzt (vgl. [31]), wodurch sich die Kosten der Flexibilitätsbereitstellung entsprechend reduzieren. Höhere Erlöse wie sie in der Industrie z.B. durch die Bereitstellung von Prozesswärme verrechnet werden können sind in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt.

Gasturbinen weisen ein gutes Teillastverhalten auf und können bis zu einem Faktor von 30% der Nennlast betrieben werden. In der vorliegenden Studie wurden jedoch ausschließlich ein Flexibilitätsbereitstellung im Start-Stopp-Betrieb betrachtet (d.h. 100 % der installierten Verstromungskapazität werden als Flexibilitätsdienstleistung angeboten). Maßnahmen zur Luftvorwärmung dienen der Effizienzsteigerung des Prozesses. Um den Anschluss an Niederdruckgasnetze zu ermöglichen muss der Brennstoff durch einen vorgeschalteten Verdichter auf das notwendige Druckniveau gebracht werden. Der Energieaufwand für die Brennstoffverdichtung reduziert den Gesamtwirkungsgrad der Anlage (vgl. [67]).

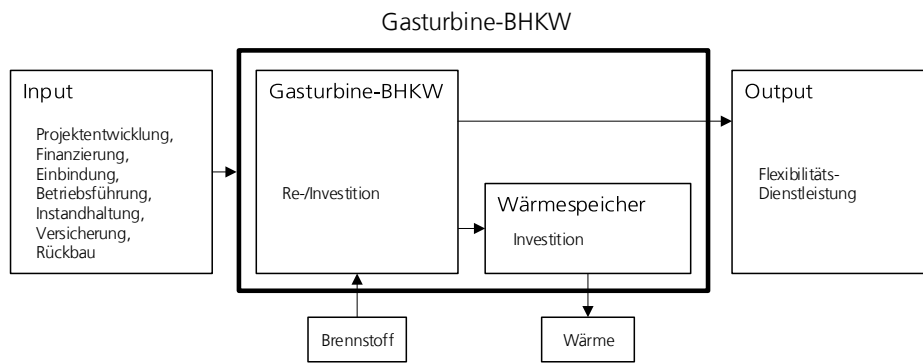


Abbildung 11: Systemgrenzen des betrachteten Gasturbinen-BHKW

Die betrachteten Mikrogesturbinen (siehe Abbildung 11) arbeiten mit einem kontinuierlichen Verbrennungsprozess und weisen daher geringe Emissionswerte auf. Eintretende Luft wird über einen einstufigen Verdichter komprimiert und, durch einen Rekuperator hindurch, der dahinter befindlichen Brennkammer zugeführt. Dort wird gasförmiger Brennstoff der Luft zugefügt und dieses Gemisch gezündet. Bei der Verbrennung expandiert das Gasgemisch und wird über eine einstufige Expansionsturbine entspannt. Dabei wird die thermische Energie des Brennstoffs in kinetische Energie einer rotierenden Welle übertragen. Ein Hochfrequenz-Synchrongenerator mit Permanentmagneterregung wandelt diese in elektrische Energie um. Die Leistungselektronik erzeugt netzkonformen Wechselstrom. Die Turbine, der Verdichter sowie der Läufer des Generators sind auf einer gemeinsamen, luftgelagerten Welle montiert. Diese einzige rotierende Komponente wird ohne die Verwendung von Schmieröl gelagert, weshalb der Verschleiß, sowie Inspektions- und Wartungsaufwand der Anlage im Vergleich zu Hubkolbenmotoren deutlich reduziert ist. (Vgl. [52, 68])

### 2.3.3.3 Brennstoffzellen-BHKW

Die Brennstoffzellentechnologie ist bereits seit längerem Gegenstand von Forschung und Entwicklung. In der stationären Anwendung gilt die Brennstoffzellentechnologie in dezentralen KWK-Anlagen aufgrund einer Reihe von Vorteilen als vielversprechende Innovation im Zuge der Gestaltung einer zukunftsfähigen Energieversorgung (vgl. [70]). Dazu zählen ein geräusch- und vibrationsarmer Betrieb, je nach Brennstoff sehr hohe Wirkungsgrade, hohe Stromkennzahlen und konstante Wirkungsgrade im Teillastbetrieb. Aufgrund hoher Investitionskosten und hohem Aufwand zur Brennstoffbereitstellung konnte in Deutschland bislang jedoch keine Marktdurchdringung erreicht werden. Die praktische Anwendbarkeit von Brennstoffzellen konnte in den letzten Jahren vor allem durch Verbesserungen der Lebensdauer und Kostenreduktionen geringfügig gesteigert werden [71].

Die Brennstoffzelle arbeitet nach dem Prinzip einer galvanischen Zelle. In dieser Zelle wird die chemische Energie des zugeführten Brennstoffs direkt in elektrische Energie umgewandelt, also ohne vorherige Umwandlung in kinetische Energie. Der chemische Prozess der Brennstoffzelle erfordert den Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff. Um mit anderen Brennstoffen betrieben werden zu können, ist eine vorherige Brennstoffaufbereitung, die sog. Reformierung, notwendig. Die zur Reformierung benötigte Wärmeenergie wird dem Brennstoff entzogen und geht zu Lasten des Anlagenwirkungsgrads.

Brennstoffzellen werden allgemein durch die Wahl des Elektrolyten klassifiziert. So ergeben sich je nach Material verschiedene Brennstoffzellentypen mit jeweils eigenen chemischen Reaktionen. Daraus resultieren Unterschiede in der Prozesstemperatur innerhalb der Zelle. Es wird differenziert zwischen Hoch-, Mittel- und Niedertemperatur-Brennstoffzellen (vgl. [68]).

Hohe und häufige Temperaturgradienten haben einen negativen Einfluss auf die Stabilität der Dichtungen im Stack [71]. Niedertemperatur-Brennstoffzellen haben deshalb bei einer Betriebsführung mit häufigen Start- und Abschaltvorgängen einen Vorteil gegenüber anderen Typen. Die Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle arbeitet bei einem niedrigen Temperaturniveau von etwa 60-80 °C und eignet sich daher besonders für dynamische Anwendungen, weswegen dieser im Rahmen der Kostenanalyse für alle Flexibilitätsdienstleistungen mit einem Leistungsbereich von 2 kW<sub>el</sub> bis 5 MW<sub>el</sub> herangezogen wird.

Durch Dampfreformierung kann unter Wärmezufuhr aus unterschiedlichen kohlenstoffhaltigen Primärenergieträgern molekularer Wasserstoff gewonnen werden. Dieses Verfahren ist bereits für kleine Anlagenleistungen verfügbar, jedoch verfahrenstechnisch und energetisch relativ aufwendig. Für den Betrieb kleinerer Anlagen wird daher mit einem Brennstoffpreis von 8 Ct/kWh<sub>SN</sub>G (vgl. [55, 56]) kalkuliert. Größere Anlagen ab einer Leistung von 500 kW sind zurzeit noch nicht mit einem Reformier verfügbar, weswegen für diese Anlagengröße ein Brennstoffpreis von 25 Ct/kWh<sub>H2</sub> angesetzt wird (vgl. [57]).

Im Wasserstoffbetrieb wird ausschließlich Wasser als Reaktionsprodukt emittiert. Der kontinuierliche Verbrennungsprozess von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen im Reformier ist mit sehr niedrigen Emissionen verbunden. Es sind daher keine Maßnahmen zur Abgasbehandlung notwendig.

In Tabelle 6 sind die technischen Parameter aufgeführt, welche in die Berechnungen der Stromgestehungskosten von Brennstoffzellen eingeflossen sind. Abbildung 12 stellt die Systemgrenzen des betrachteten Brennstoffzellen-BHKW dar.

**Tabelle 6: Technische Parameter des Brennstoffzellen-BHKW [72–74]**

Installierte BHKW Leistung	[kW]	5	30	150	500	1.000	5.000
Thermische Nennleistung	[kW]	3	44	220	300	600	3.000
Elektrischer Wirkungsgrad	[%]	36	36	36	50	50	50
Thermischer Wirkungsgrad	[%]	53	53	53	30	30	30
Technische Nutzungsdauer	[h]	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000

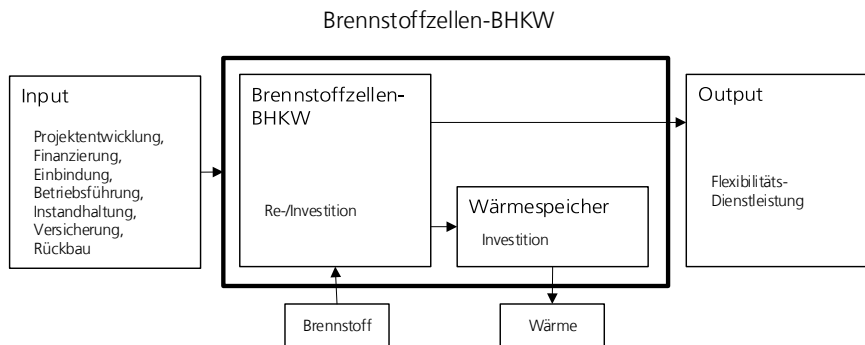


Abbildung 12: Systemgrenzen der betrachteten Brennstoffzellen-BHKW

### 2.3.4 Windenergieanlagen

Die Nutzung des Windes zur Erzeugung von Energie auf unterschiedlichste Art und Weise spielt seit hundert Jahren eine wichtige Rolle. Die direkte Umsetzung von Wind in eine nutzbare mechanische Kraft wurde und wird für unterschiedliche Zwecke genutzt, heutzutage primär zur Erzeugung elektrischer Energie. In Deutschland tragen Windenergieanlagen mit 20,4 % zur Nettostromerzeugung bei (Jahr 2018) [75].

Die Bereitstellung von Flexibilität mittels fluktuierender Erzeugungsanlagen erfolgt durch die teilweise Abregelung bzw. Abdrosselung der Anlagen. Im Rahmen der Kostenanalyse speist der Windpark zur negativen Flexibilitätsbereitstellung während der Vorhaltung wie im Normalbetrieb die maximal mögliche Leistung ein, die während der Flexibilitätsbereitstellung um die Flexibilitätsleistung reduziert wird. Mit dieser Betriebsweise stellen Windenergieanlagen während des Abrufs eine (unabhängig von der aktuell möglichen Einspeisung) gleiche und konstante Flexibilitätsleistung bereit, während ihre Einspeisung mit dem fluktuierenden Energieangebot des Windes schwankt. Der Fall der positiven Flexibilitätsbereitstellung wird im Zuge der Kostenanalyse nicht betrachtet, da ein nahezu dauerhaft reduzierter Betrieb wirtschaftlich nicht sinnvoll ist (vgl. [76]).

Das Leistungsangebot von Windenergieanlagen kann entweder durch Veränderung des aerodynamischen Anstellwinkels der Rotorblätter mithilfe der Blatteinstellwinkelregelung (Pitch-System) oder durch Variation der Rotordrehzahl über das Generator Drehmoment geregelt werden (vgl. [77]).

Die eingespeiste Leistung einer Windenergieanlage, in einem zusammenhängenden Zeitintervall an jedem Bereitstellungstag, entspricht nur einem Teil ihrer installierten Leistung. Anhand von Prognosen kann festgestellt werden ob die Flexibilitätsdienstleistung am nächsten Tag erbracht werden kann. Für die Berechnungen wurde Prognosen und Messungen von fünf Windparks ausgewertet. Aus der Analyse folgt, dass nur der Lastgang mit vier zusammenhängenden Stunden sinnvoll bedient werden kann, da ein längeres Intervall zu erheblichen Einbußen der gesicherten Leistung führt. Zudem ist eine Bereitstellung an allen Tagen des Jahres nicht möglich, da das Windangebot wetterbedingt schwankt und dadurch an einigen Tagen im Jahr kaum Leistung zur Verfügung steht. Folglich kann an den entsprechenden Tagen keine oder nur eine sehr geringe Flexibilitätsleistung erbracht werden. Zur Ermittlung der gesicherten Leistung wurde ein Abschlag in Höhe des Prognosefehlers berücksichtigt. Als Basis der Berechnungen wurde eine Beispielanlage mit einer üblichen Nennleistung von 3 MW verwendet (vgl.

[78]). Ausgehend von diesem Anlagentyp kann durch die Übertragung der Auswertungsergebnisse berechnet werden wie groß die notwendige Anzahl an Beispielanlagen im jeweiligen Modellwindpark ist. Das Verfahren ist ausführlich in [79] beschreiben. Für verschiedene Anwendungsfälle und Leistungsklassen werden unterschiedlich große Parks mit der gleichen Beispielanlage angenommen. Dabei wird aus Gründen der Einfachheit davon ausgegangen, dass die verfügbare Flexibilität linear mit der Anlagenanzahl hochskaliert werden kann.

Zudem wird ausschließlich die Flexibilitätsbereitstellung in einem Leistungsbereich zwischen 150 kW<sub>el</sub> und 5 MW<sub>el</sub> betrachtet, da in diesem die berechnete Anzahl von Windenergieanlagen in einer realitätsnahen Größenordnung liegt. In den kleineren Leistungsklassen (150 kW<sub>el</sub> bis 1 MW<sub>el</sub>) wird von einer Flexibilitätsbereitstellung über einen Zeitraum von 4 Stunden an 325 Tagen pro Jahr ausgegangen, die Bereitstellung von 5 MW<sub>el</sub> Flexibilität kann dagegen nur an 260 Tagen pro Jahr erfolgen. Die erforderliche installierte Leistung für jeden Anwendungsfall ist in Tabelle 7 zu sehen.

Tabelle 7: Installierte Leistung zur Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung

Flexibilitätsleistung	[kW]	150	500	1.000	5.000
Lebensdauer	[a]	20	20	20	20
Bereitstellung an 260 Tage/Jahr	[MW]	-	-	-	45
Bereitstellung an 325 Tage/Jahr	[MW]	3	9	18	-

Die für die Kostenanalyse bedeutenden Systemkosten basieren auf [68, 77, 80–82]. Für die Kostenberechnung werden durchschnittliche bis gute Anlagenstandorte vorausgesetzt, sodass für die Berechnungen 2.200 Volllaststunden angenommen werden können (vgl. [83]). Die betrachteten Systemgrenzen sind in Abbildung 13 dargestellt.

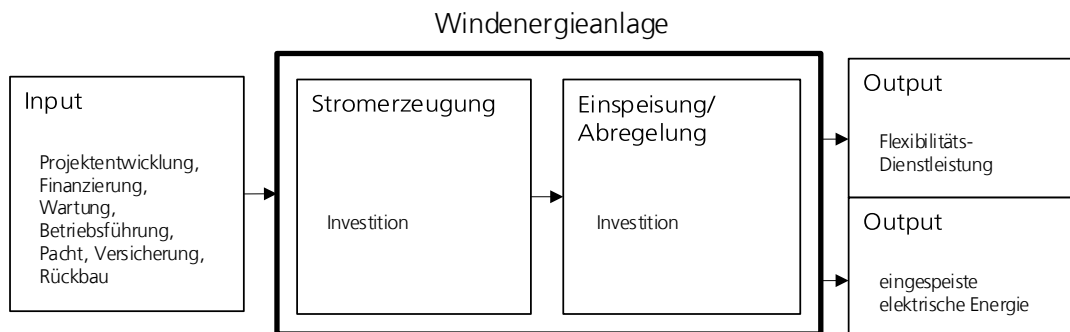


Abbildung 13: Systemgrenzen der betrachteten Windenergieanlage

### 2.3.5 PV-Anlagen

Neben der Windenergie ist ebenso die Nutzung der Sonnenenergie eine seit Jahrhunderten gebräuchliche Anwendung. Die Entdeckung des photoelektrischen Effekts und damit einhergehend die mögliche Nutzung dessen in Photovoltaik-Anlagen ist hingegen keine 200 Jahre alt.

Für die Kostenanalyse von Photovoltaik-Anlagen wird von einer zur Windenergie analogen Betriebsweise ausgegangen. Im negativen Fall speist die PV-Anlage während der Vorhaltung die maximal mögliche Leistung ein, welche während der Flexibilitätsbereitstellung um die jeweilige Flexibilitätsleistung reduziert wird. Die abgeregelte Energie entspricht somit der Flexibilitätsenergie. Der Fall der positiven Flexibilitätsbereitstellung bleibt ebenso unberücksichtigt.

Die eingespeiste Leistung einer PV-Anlage in einem zusammenhängenden Zeitintervall entspricht an jedem Bereitstellungstag nur einem Teil ihrer installierten Leistung. Die Basis der Kostenanalyse stellt der über alle Bereitstellungstage kleinste gesicherte Energieertrag in kWh/kW<sub>peak</sub> über einen Zeitraum von vier Stunden dar. Ausgehend von diesem Wert (sowie einem Abschlag in Höhe des Prognosefehlers) wird die erforderliche installierte Leistung berechnet, damit der gesicherte Energieertrag mindestens der Flexibilitätsenergie entspricht. Zur Vereinfachung wird davon ausgegangen, dass die verfügbare Flexibilität linear mit der installierten Leistung der Anlagen hochskaliert werden kann.

Im Rahmen der Kostenanalyse werden ausschließlich Leistungsklassen von 2 kW<sub>el</sub> bis 5 MW<sub>el</sub> mit einer Flexibilitätsbereitstellung über 4 Stunden täglich analysiert, da diese in einer realitätsnahen Größenordnung liegen. Dabei wird in den kleineren Leistungsklassen bis 1 MW von einer Bereitstellung der Flexibilitätsdienstleistung an 310 Tagen pro Jahr ausgegangen, bei einer Flexibilitätsleistung von 5 MW jedoch nur an 260 Tagen pro Jahr. Andernfalls wären Anlagen mit unüblich großer Leistung notwendig.

Wie hoch die installierten Leistungen der einzelnen Anlagen ausfallen sowie weitere technische Parameter sind in Tabelle 8 aufgezeigt.

Tabelle 8: Installierte Leistung zur Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung

Flexibilitätsleistung	[kW]	30	150	500	1.000	5.000
Lebensdauer Zellen	[a]	25	25	25	25	25
Lebensdauer Wechselrichter	[a]	10	10	10	10	10
Bereitstellung an 260 Tage/Jahr	[kWp]	-	-	-	-	39.000
Bereitstellung an 310 Tage/Jahr	[kWp]	470	2.350	7.800	16.000	-

In der Anwendung und den damit zusammenhängenden Kosten von PV-Anlagen wird generell zwischen Dach- und Freiflächenanlagen unterschieden. Im Rahmen der Kostenanalyse wurde die PV-Anlage zur Bereitstellung von 30 kW Flexibilitätsleistung als große Dachanlage und für alle weiteren Flexibilitätsleistungen (ab 150 kW) als Freiflächenanlagen ausgelegt. Für die Dachanlage wurden die Systemkosten aus [83–86] bezogen. Der Kostenanteil für das Solarmodul wurde nach [83], der für den Wechselrichter nach [84] angenommen. Die übrigen Systemkosten fallen für die Unterkonstruktion, den Netzanschluss, die interne Verkabelung, die Infrastruktur des Solarparks (aus-

schließlich für Freiflächenanlagen), den Transformator, die Schaltanlage sowie die Planung und Montage an. Für die Freiflächenanlagen wurden die Systemkosten aus [83, 84], die Modulkosten aus [83] und die restliche Kostenaufschlüsselung aus [87] bezogen. Für die Kostenanalyse wird von südlich ausgerichteten Anlagen ausgegangen, welche an einem durchschnittlichen bis guten Standort stehen. Daher wird ein spezifischer jährlicher Ertrag von 1.000 kWh/kW<sub>p</sub> angenommen (vgl. [86]). Die betrachteten Systemgrenzen sind in Abbildung 14 dargestellt.

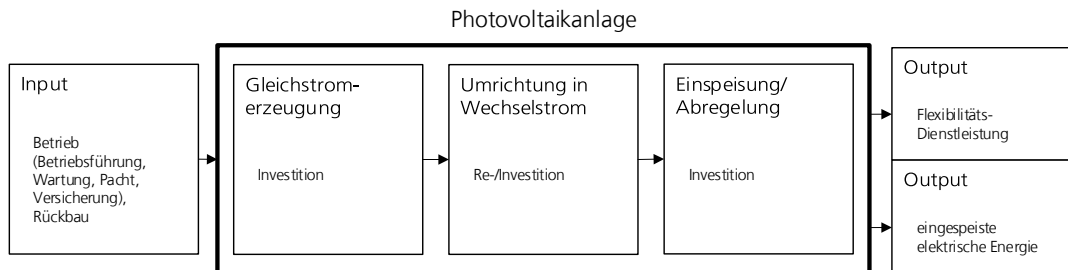


Abbildung 14: Systemgrenzen der betrachteten Photovoltaikanlage

Die Flexibilitätsbereitstellung von PV-Anlagen wird technisch wie die Regelung bei Einspeisemanagementmaßnahmen umgesetzt, zu denen PV-Anlagen auf allen Netzebenen seit dem EEG 2012 verpflichtet sind. Technisch wird die Leistungsregelung von PV-Anlagen durch die Wechselrichter durchgeführt, die laut der Niederspannungsrichtlinie VDE AR-N-4105 netzstützende Funktionen ausführen können müssen. (Vgl. [86, 88]) Zur Flexibilitätsbereitstellung sind dynamische Eingriffe über eine Fernsteuerung nötig.



## 2.3.6 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke werden seit ca. 100 Jahren zum Speichern von elektrischer Energie verwendet. Das Hauptanwendungsgebiet liegt in der zeitlichen Verschiebung der Energie, aber auch die schnellen Reaktionszeiten und die Schwarzstartfähigkeit führen dazu, dass Pumpspeicherkraftwerke ein entscheidender Bestandteil des heutigen Energiesystems sind und auch zukünftig bleiben werden.

Pumpspeicherkraftwerke sind aufgrund der lange Historie eine der bestbekanntesten Speichertechnologien. Trotzdem ist es schwierig allgemein gültige Kosten für den Bau von Pumpspeicherkraftwerken anzugeben, da diese Großprojekte maßgeblich von den Rahmenbedingungen am geplanten Standort abhängen. Die geographischen Gegebenheiten vor Ort sind also nicht nur für die technischen Eigenschaften des Pumpspeicherkraftwerks, sondern auch für dessen Kosten entscheidend. Die Rahmenbedingungen können dazu führen, dass sich die Kosten sehr stark unterscheiden.

Zusätzlich zu den konventionellen Pumpspeicherkraftwerken in denen Wasser von einem unteren in ein oberes Speicherbecken gepumpt wird wurde ebenfalls das am Fraunhofer IEE entwickelt und erprobte StEnSea (Storing Energy at Sea)-Konzept mit in die Untersuchungen eingeschlossen. Bei diesem neuartigen Konzept handelt es sich um Unterwasser-Pumpspeicher [89]. In großer Wassertiefe werden hohle Betonkugeln installiert, die mit Hilfe einer innenliegenden Pumpturbine durch den Druck der umgebenden Wassersäule gefüllt und anschließend gegen diesen Druck wieder leer gepumpt werden. Vorteile dieser Technologie sind, dass mehrere Kugeln modular zu einem Speicher kombiniert werden können und dass das theoretische Potential mit 871 TWh weltweit das benötigte um ein Vielfaches übersteigt, während es eine Herausforderung bleibt neue Standorte für konventionelle Pumpspeicher zu finden. Beide Technologien wurden in der vorliegenden Studie berücksichtigt und werden im Folgenden vorgestellt.

### 2.3.6.1 Konventionelles Pumpspeicherkraftwerk

Das letzte neue Pumpspeicherkraftwerk wurde in Goldisthal errichtet und hat seinen kommerziellen Betrieb in 2004 aufgenommen. Im Anschluss daran wurde eine weitere Steigerung der installierten Gesamtleistung durch Erneuerungen bzw. den Ausbau von bestehenden Kraftwerken in Österreich und Luxemburg erreicht [90]. Abbildung 15 zeigt die Systemgrenzen, die im Rahmen der Kostenanalyse berücksichtigt wurden.

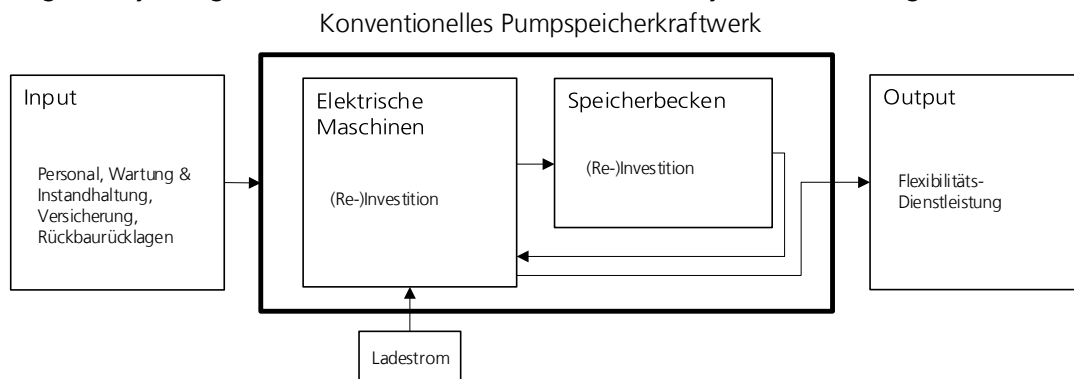


Abbildung 15: Systemgrenzen eines konventionellen Pumpspeicherkraftwerks

In Doetsch et al. [12] wurde eine umfangreiche Marktrecherche durchgeführt in der die kapitalgebundenen Kosten von existierenden Pumpspeicherkraftwerke in sehr große

Spannen von 300 €/kW bis 3700 €/kW und von 1 €/kWh bis 1000 €/kWh liegen. Aus der weiteren Analyse geht hervor, dass die spezifischen leistungsabhängigen Kosten in der Regel zwischen etwa 500 €/kW und 1000 €/kW liegen und die kapazitätsabhängigen Kosten etwa 10 €/kWh betragen [12]. Darüber hinaus legen die Analysen eine Kostendegression mit steigender Leistung nahe. Die genauere Betrachtung der einzelnen Pumpspeicherkraftwerke zeigt aber auch, dass es Ausnahmen gibt bzw. geben kann. Für das neuste Pumpspeicherkraftwerk in Goldisthal (1060 MW, 8480 MWh) werden in [12] ca. 600 €/kW als spezifische Investitionskosten angegeben, was im unteren Bereich der aufgezeigten Spannweite liegt. Das Pumpspeicherkraftwerk Winkeltal (51 MW, unbekannte Kapazität) liegt allerdings mit 2750 €/kW bzw. 3235 €/kW deutlich über der angegebenen Spannweite. Aus den Untersuchungen konnten abschließend die in Tabelle 9 zusammengefassten spezifischen leistungsabhängigen Kosten abgeleitet werden [12].

Tabelle 9: Spezifischen leistungsabhängigen Kosten von PSW [12]

Installierte Leistung	[MW]	200	600	1000
Kapazität	[MWh]	5.000	7.500	8.000
Investitionskosten	[€/kW]	1.200	800	500

Die in Tabelle 9 aufgezeigte Kategorisierung verdeutlicht, dass konventionelle Pumpspeicherkraftwerke im Rahmen dieses Projekts nur für den größten Anwendungsfall, d.h. mit einer Nennleistung von 200 MW sinnvoll eingesetzt werden können. Es ist zu beachten, dass sich diese Leistung bereits am unteren Rand der in Tabelle 9 aufgezeigten Leistungsspanne von existierenden Pumpspeicherkraftwerken befindet, wodurch die Installationskosten und folglich der berechnete LCOE in diesem Forschungsvorhaben entsprechend höher sind. Die Leistung des Pumpspeicherkraftwerks entspricht der Flexibilitätsleistung. Die Kapazität wurde so ausgelegt, dass die Lastgänge bedient werden können, wobei darauf zu achten ist, dass die Kapazität im Falle der positiven Flexibilitätsdienstleistung aufgrund des Wirkungsgrades größer sein muss. Der Wirkungsgrad wurde mit 80 % angenommen.

Die Aufteilung der Installationskosten auf die verschiedenen Komponenten des Systems hängt maßgeblich vom Standort ab. In [91] wurde eine detaillierte Kostenaufteilung veröffentlicht, die als Referenz für die Berechnungen herangezogen wurde. Die Lebensdauer der unterschiedlichen Komponenten wurde den AFA-Tabellen entnommen.

### 2.3.6.2 StEnSea-Kraftwerk

Das StEnSea Konzept wurde am Fraunhofer IEE in Zusammenarbeit mit den Erfindern und der Hochtief Solutions AG, sowie weiteren Industriepartnern im gleichnamigen Forschungsprojekt entwickelt und erprobt. Abbildung 16 zeigt das Funktionsprinzip, aus dem ersichtlich wird, dass mehrere Kugeln in einem Kugelpark installiert werden, wodurch die Leistung und Kapazität entsprechend den Anforderungen angepasst werden kann.

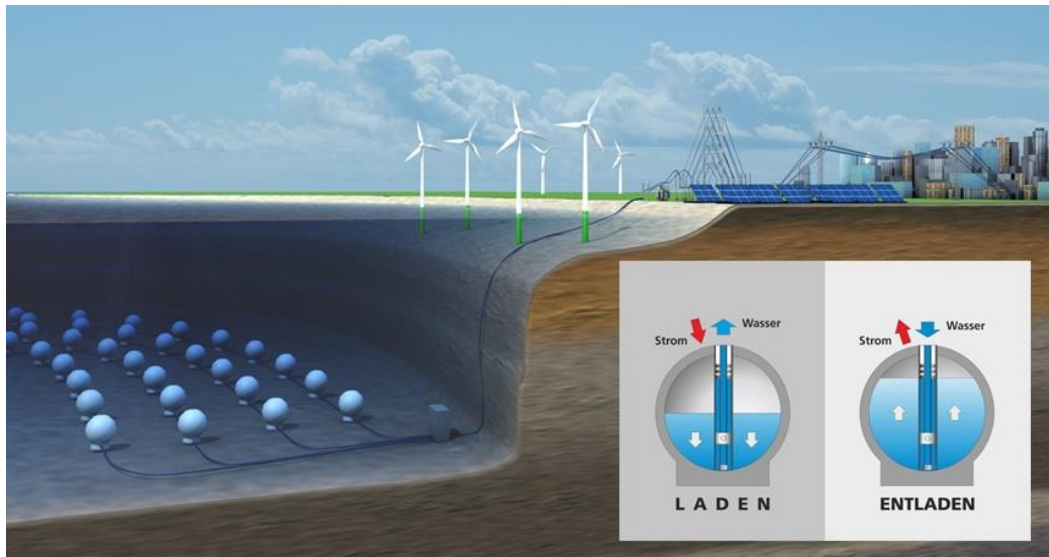


Abbildung 16: StEnSea-Funktionsprinzip (Quelle: Fraunhofer IEE/Hochtief Solutions AG)

Im Rahmen des Projekts wurde ein Funktionsmodell im Maßstab 1:10 im Bodensee installiert und getestet. Zusätzlich wurden im Rahmen des Projekts weiterführende Untersuchungen mit Fokus auf die Full-Scale Anlage durchgeführt. Die Betonkugeln der Full-Scale Anlage wird einen Durchmesser von 30 Metern haben und in einer Tiefe von ca. 750 m installiert. Eine einzelne StEnSea-Speichereinheit hat mit diesen Spezifikationen eine Leistung von ca. 5 MW und eine Kapazität von ca. 20 MWh.

Einen entscheidenden Beitrag zu den Untersuchungen mit Fokus auf die Full-Scale Anlage lieferten unter anderem eine umfangreiche Potentialanalyse, die mit Hilfe eines Geoinformationssystem (GIS) durchgeführt wurde und eine techno-ökonomische Analyse deren Ergebnisse und Methodik vollständig in [92] veröffentlicht wurde. Die Daten der techno-ökonomischen Analyse wurden als Eingangsdaten für die Berechnungen im Rahmen dieses Projekts verwendet. Abbildung 17 zeigt die Systemgrenzen der Kostenanalyse.

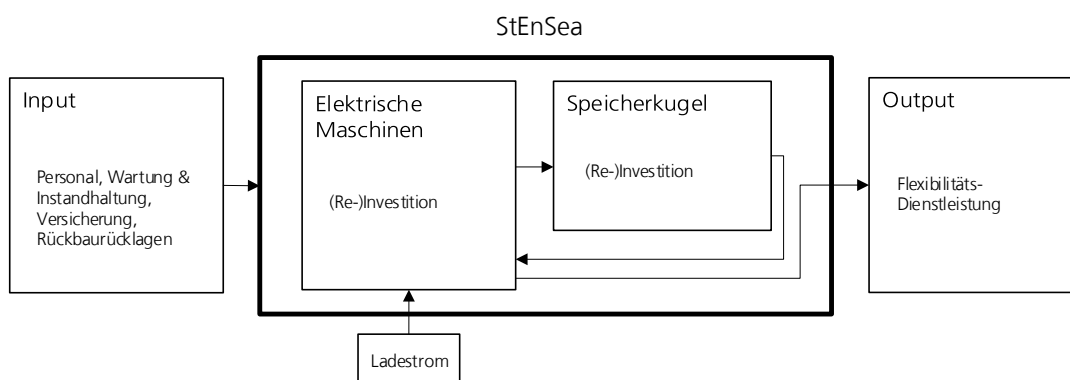


Abbildung 17: Systemgrenzen eines StEnSea-Speichers

### 2.3.7 Batteriespeicher

Im mobilen Bereich spielen Batterien seit langem eine wichtige Rolle, aber auch zur stationären Anwendung gewinnen sie immer mehr an Bedeutung. Durch fallende Vergütungen und steigende Strompreise kommen Batteriespeicher vor allem in Kombination mit einer Photovoltaik-Anlage immer öfter zum Einsatz (vgl. [93]). Doch auch in der Industrie ermöglichen sie bspw. zur Spitzenlastkappung ein hohes Kostensenkungspotential, welches verstärkt genutzt wird.

Im Zuge des Forschungsvorhabens werden für die Flexibilitätsbereitstellung mittels Batteriespeicher Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Batteriespeicher betrachtet. Beide Technologien werden in einem Leistungsbereich von 30 kW<sub>el</sub> bis 30 MW<sub>el</sub> und für eine zeitliche Flexibilitätsbereitstellung von bis zu 24 Stunden pro Woche untersucht.

Der durchgeführten Analyse liegen eine Vielzahl an Daten zugrunde, die aus der Literaturrecherche hervorgingen. Zur Kostenanalyse wurde ein additiver Ansatz verwendet, bei welchem die Gesamtkosten in einen leistungs- und einen kapazitätsspezifischen Anteil aufgeteilt sind. Die verwendeten Kostendaten bilden bei Lithium-Ionen-Batterien den Median der Daten von [85, 94–103] ab und bei Redox-Flow-Batterien den Median der Daten von [94–96, 98, 99, 101, 102, 104]. Eine Feingliederung der Kosten erfolgte bei Redox-Flow-Batterien zur Festlegung von Ersatzbeschaffungen in Anlehnung an [105]. Die Preisentwicklung von Lithium-Ionen-Zellen wurde in Anlehnung an die *Energiespeicher-Roadmap* des Fraunhofer ISI (vgl. [106, 107]) für den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren im Mittel auf –54,5 % festgelegt.

In Tabelle 10 sind die technischen Parameter, welche in die Berechnungen eingeflossen sind, aufgeführt. Eigenstrombedarf und Selbstentladungen sind dabei bereits über den Wirkungsgrad abgedeckt und somit nicht separat aufgelistet. Wichtig bei der Degradation ist zudem, dass sie sich bei Lithium-Ionen auf die kapazitäts- und bei Redox-Flow auf die leistungsbestimmenden Komponenten bezieht.

**Tabelle 10: Technische Parameter der Batteriespeicher [85, 95, 96, 100–102, 108–113]**

	Einheit	Lithium-Ionen-Batterie	Redox-Flow- Batterie
Elektrischer Wirkungsgrad	[%]	87,5	73,4
Kalendarische Lebensdauer	[a]	17,5	20
Zyklische Lebensdauer	[-]	7.250	10.500
Entladetiefe	[%]	80	100
Degradation	[%]	20	15

Bei der Betrachtung von Batteriespeichern entsteht zwischen negativer und positiver Flexibilitätsbereitstellung ein bedeutender Unterschied. Um die gleiche Flexibilität sowohl im positiven als auch im negativen Fall liefern zu können, muss im positiven Fall die um den Faktor  $1/\text{Wirkungsgrad}$  höhere Energiemenge in den Speicher eingespeist werden. Zudem muss der Speicher dementsprechend größer dimensioniert sein, was seine Anschaffung vergleichsweise teurer macht.

In Abbildung 18 sind die Systemgrenzen sowie die Prozessschritte von Batteriespeichern bei beiden Flexibilitätsdienstleistungen veranschaulicht. Bei der negativen Flexibilitäts-

bereitstellung wird der Ladestrom über den Wechselrichter umgerichtet und dann eingespeichert, wodurch die Flexibilitätsdienstleistung abgeschlossen ist. Bei der positiven Flexibilitätsbereitstellung folgen auf die Einspeicherung weitere Schritte: Die erneute Umrichtung und die Ausspeisung aus dem Speicher bzw. Einspeisung in das Stromnetz.

Methodik

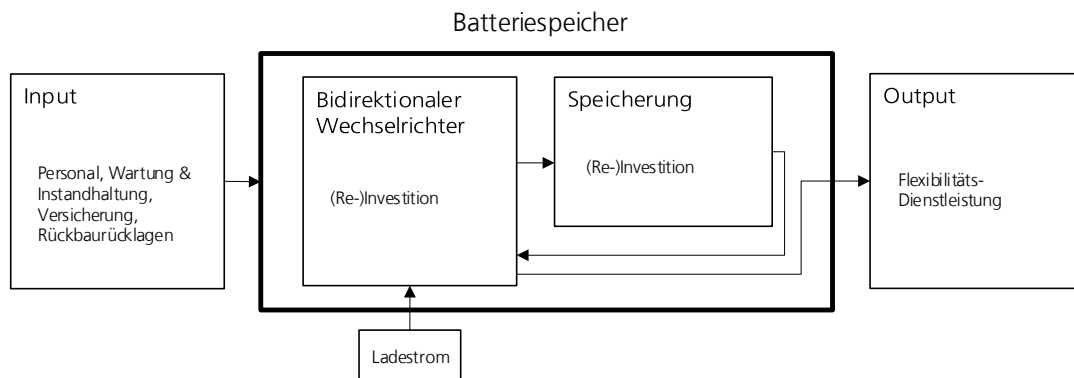


Abbildung 18: Systemgrenzen der betrachteten Batteriespeicher

### 2.3.7.1 Redox-Flow-Batterie

Redox-Flow- Batterien (RFB) sind der Klasse der Flussbatterien zuzuordnen und werden teilweise auch als eine Art wieder aufladbare Brennstoffzelle bezeichnet. Der Terminus ‚Redox‘ im Namen der Batterie steht für Elektronenaufnahme (= ‚Red‘ für Reduktion) und Elektronenabgabe (= ‚Ox‘ für Oxidation). Die Zelle einer RFB besteht aus einer positiven sowie einer negativen Elektrode bzw. Halbzelle. Diese werden von zwei unterschiedlichen Elektrolytlösungen, also Lösungen elektroaktiver Materialien, durchströmt. Die Elektrolyte werden voneinander separiert in Tanks aufbewahrt und mittels einer Pumpe in die Zelle transportiert. Die ionendurchlässige Membran verhindert eine Durchmischung der Elektrolyte und befindet sich zwischen den Halbzellen. Werden die Pole an einen Stromkreis angeschlossen, beginnt die chemische Reaktion: Die Elektronen fließen über einen äußeren Stromkreis und die Ionen wandern durch die Membran. Eine Besonderheit von RFB ist die unabhängige Skalierung von Leistung und Kapazität. Die Fläche und die Anzahl der Zellen bestimmen die Leistung der Batterie. Die Energie ist hingegen unabhängig von der Leistung und wird allein durch die Elektrolytmenge bestimmt. Je mehr Elektrolyt vorliegt, desto mehr Energie kann darin gespeichert werden. (Vgl. [96, 114])

Die kapazitätsspezifischen Kosten von Redox-Flow-Speichern werden vorrangig durch das Elektrolyt bestimmt, die leistungsspezifischen hingegen durch den Stack und die dazugehörigen Komponenten. Pumpen und Dichtungen tragen lediglich einen kleinen Anteil der Anschaffungskosten, bedürfen jedoch einem vergleichsweise hohen wartungs- und instandsetzungsaufwand. Ebenso muss der Wechselrichter während des Betrachtungszeitraums erneuert werden. (Vgl. [105])

Redox-Flow-Speicher eignen sich vorwiegend im Megawattstunden-Bereich und lohnen sich vor allem ab Entladezeiten von mehreren Stunden (vgl. [115]). Dies kommt durch die, im Verhältnis zu den leistungsspezifischen Kosten, relativ geringen kapazitätsspezifischen Kosten zustande. Obwohl die Technologie den Speichermarkt noch nicht weit durchdrungen hat (vgl. [106]), eignet sie sich durch ihre Auslegungseigenschaften sehr

für die Kostenanalyse im Rahmen dieses Projektes. Ein entscheidender Nachteil von RFB ist ihre geringe Energiedichte, wodurch sie sich vorrangig im stationären und weniger im mobilen Bereich eignen.

### 2.3.7.2 Lithium-Ionen-Batterie

Die zur Klasse der Niedertemperaturbatterien gehörenden Lithium-Ionen-Batterien (LIB) zählen vermutlich zu den bekanntesten Batterien der Gegenwart. In der Zelle umschließen die beiden Elektroden (Anode und Kathode) die Elektrolyte samt Aktivmaterialien und Separator. Wird die Zelle entladen, fließen die Elektronen über einen Leiter von der Anode zur Kathode. Zudem werden Lithium-Ionen aus der Anode herausgelöst, durch die Elektrolyte und den Separator hin zur Kathode transportiert und dort schließlich eingelagert. Zum Ladungsausgleich muss das Kathodenmaterial für jedes eingelagerte Ion ein Elektron aufnehmen. Beim Laden wird dieser Prozess umgekehrt, Elektronen und Lithium-Ionen wandern von der Kathode aus zurück zur Anode. Der Separator, welcher die Elektrolyte räumlich voneinander trennt, ist lediglich für Ionen durchlässig und vermeidet zudem einen Kurzschluss der Zelle. LIB umfassen eine Vielzahl unterschiedlicher Zelltechnologien bzw. Zellchemien. Dabei unterscheidet sich im Allgemeinen die Materialzusammensetzung der einzelnen Zellkomponenten, wie negativer und positiver Elektrode, den Elektrolyten sowie dem Separator. (Vgl. [96, 110, 114])

Bei Lithium-Ionen-Speicher trägt das Batteriesystem, bestehend aus Batteriemanagementsystem, Speichermodule sowie deren Umhausung, den größten Anteil an den Anschaffungskosten. Die Kosten fallen primär auf die Batteriezellen, welchen jedoch in den kommenden Jahren ein fortschreitender Preisrückgang zugeschrieben wird (vgl. [106]). Während des Betrachtungszeitraums fällt neben dem Ersatz der Batteriezellen ebenso die Erneuerung des Wechselrichters an.

Lithium-Ionen-Speicher sollten im Vergleich zu RFB mit eher geringen Entladezeiten ausgelegt werden. Da ihre leistungsspezifischen Kosten deutlich geringer als ihre kapazitätsspezifischen Kosten ausfallen, steigen die Gesamtkosten mit zunehmendem Energie/Leistung-Verhältnis übermäßig an. Dennoch gelten sie neben Bleibatterien als marktführende Technologie (vgl. [106]) und werden somit im Rahmen dieses Projektes betrachtet. Da Bleibatterien jedoch über eine kurze Lebensdauer und geringe Energiedichten verfügen, verlieren sie auf dem Speichermarkt immer mehr an Bedeutung und bleiben für die Kostenanalyse außer Acht.

### 2.3.8 Druckluftspeicher

In Druckluftspeichern wird Energie gespeichert in dem die Umgebungsluft komprimiert und in einem Druckbehälter gespeichert wird. Für das Verdichten wird elektrische Energie benötigt, die später beim Entspannen über eine Turbine wieder zurück ins Netz gespeist wird. Bei der Kompression entsteht Wärme, die in diabaten Druckluftspeichern vollständig an die Umgebung abgegeben und in adiabaten Druckluftspeichern über einen Wärmetauscher in einem Wärmespeicher gespeichert wird. Vor dem Eintritt in die Turbine muss die Druckluft erwärmt werden, wozu in adiabaten Druckluftspeichern die gespeicherte Wärme aus der Kompression genutzt wird wohingegen diese bei diabaten Kraftwerken durch die Verbrennung von fossilen oder Biokraftstoffen hinzu geführt werden muss.

Aktuell sind weltweit nur zwei Druckluftspeicher in Betrieb. Das erste Druckluftspeicher-kraftwerk wurde 1978 in Huntorf, Deutschland errichtet. Das zweite wurde im Jahr 1991 in McIntosh, USA in Betrieb genommen. Bei beiden Kraftwerken handelt es sich um diabate Druckluftspeicher, die zur Erhitzung der Druckluft Erdgas verwenden. Der Zykluswirkungsgrad des neueren Druckluftspeicherkraftwerks in McIntosh wird mit 54 % angegeben, so dass dieses effizienter ist als das Kraftwerk in Huntorf, für welches der Zykluswirkungsgrad 42 % beträgt. [96]

Bei der Angabe von Zyklungswirkungsgraden und insbesondere beim Vergleich mit anderen Speichertechnologien muss darauf geachtet werden, dass diabate Druckluftspeicher-kraftwerke keine reinen elektrischen Speicher sind. Dadurch, dass Erdgas vor der Expansion in die Turbine zugefeuert wird kann das diabate Druckluftspeicher-kraftwerk mehr Energie abgeben als es aufgenommen hat. Bei der Berechnung des Zyklungswir-kungsgrad muss die zur Expansion notwendige thermische Energie der Verbrennung berücksichtigt werden. In Ländern in denen dafür fossile oder Biokraftstoffe günstig zur Verfügung stehen wird auch die Entwicklung diabater Druckluftspeicher weiterverfolgt, wohingegen die meisten Forschungsarbeiten der letzten Jahre darauf abzielen adiabate Druckluftspeicher zu entwickeln, da diese einen deutlich höheren Wirkungsgrad haben [116]. In Abbildung 19 werden die Wirkungsgrade der unterschiedlichen Technologien einander gegenübergestellt.

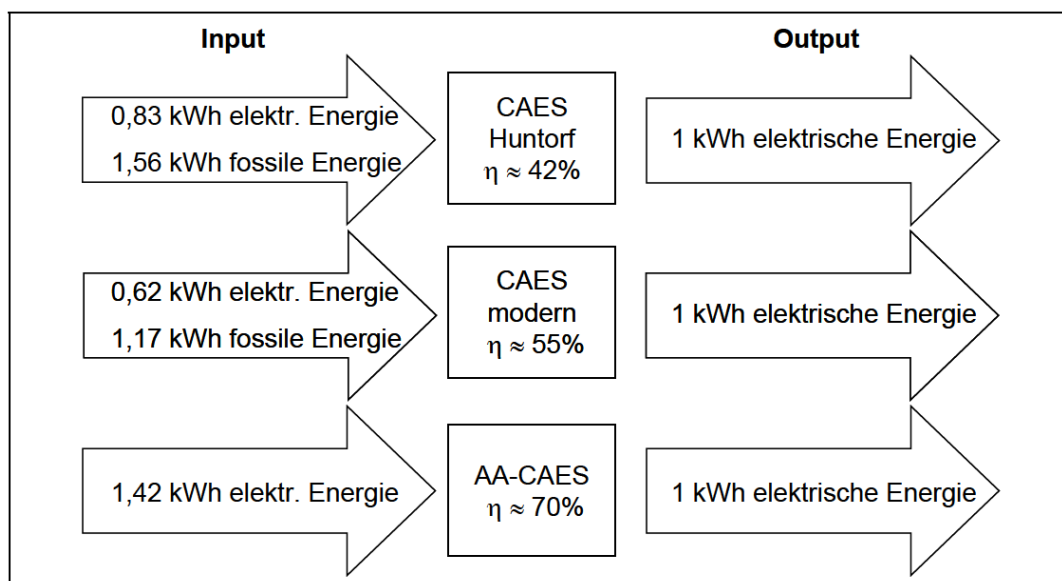


Abbildung 19: Wirkungsgrade von Druckluftspeichern [116]

In Doetsch et al. [12] wurde eine umfangreiche Marktrecherche durchgeführt aus der die kapitalgebundenen Kosten von Druckluftspeichern durch die Auswertung aktueller Studien hervorgehen. Die Kosten eines Druckluftspeichers werden getrennt nach Leistungs- und Kapazitätsanteil angegeben und von Faktoren, wie z.B. den Druck- und Temperaturniveaus und der dazugehörigen Anlagentechnik beeinflusst. Die Ausführung des Druckbehälters hat einen entscheidenden Einfluss auf den Kapazitätsanteil. Während für große Speicher Kavernen als Druckbehälter in Frage kommen werden für kleine Speicher Druckbehälter aus Stahl eingesetzt, die deutlich höhere spezifische Kosten aufweisen. Abbildung 20 zeigt die kapazitätsbezogenen Kosten, die für die Berechnung der Modellanlagen herangezogen wurden. [117]

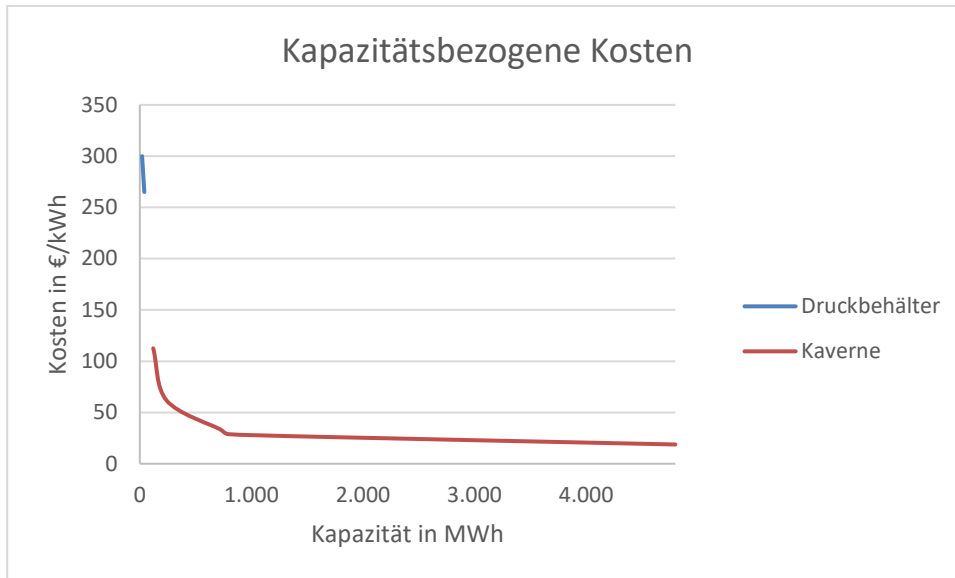


Abbildung 20: Kapazitätsbezogene Kosten von Druckluftspeichern

Nach Doetsch et al. [12] liegen die spezifischen Leistungskosten zwischen 390 €/kW und 1623 €/kW, wobei diese maßgeblich von der Technologie abhängen. Die geringsten Installationskosten werden mit diabaten Druckluftspeicher erreicht, bei denen dafür im Betrieb die bedarfsgebundenen Kosten für den fossilen oder Biokraftstoff anfallen. Für adiabate Druckluftspeicher entstehen zusätzliche Kosten für den Wärmetauscher und –speicher. Am Fraunhofer UMSICHT wurde im Rahmen eines Projekts gezeigt, dass sich das Konzept eines adiabaten Niedertemperaturdruckluftspeichers (LTA-CAES) realisierbar ist. Mit diesem Konzept können die kapitalgebundenen Kosten im Vergleich zu den adiabaten Hochtemperaturdruckluftspeichern (HTA-CAES) verringert werden. Neben den Kosten für den Leistungs- und Kapazitätsanteil müssen noch weitere kapitalgebundene Kosten für den Betrieb von Druckluftspeichern angesetzt werden. In [91] wurde eine detaillierte Kostenaufteilung veröffentlicht, die als Referenz für die Berechnungen herangezogen wurde. In den folgenden Abschnitten werden die Besonderheiten der Technologien und die verwendeten Daten zusammengefasst.

### 2.3.8.1 Diabate Druckluftspeicher

Im Vergleich zu den adiabaten Druckluftspeichern zeichnen sich die diabaten Druckluftspeicher dadurch aus, dass mit Ihnen mehr Energie zurück ins Netz gespeist werden kann als vorher aus diesem aufgenommen wurde. Als Preis für den Kraftstoff wurde mit 0,0026 €/kWh der Mittelwert der letzten drei Jahre des Erdgaspreises bei Abgabe an industrielle Abnehmer in Deutschland laut Statistischem Bundesamt angesetzt [118]. Der Grund dafür ist, dass Preis in den letzten 10 Jahren kontinuierlich gefallen, aber in den letzten drei Jahren nahezu stagniert ist. Mit den unterschiedlichen Energiemengen gehen auch unterschiedliche Eingangs- und Ausgangsleistungen einher. Historisch gesehen wurden diabate Druckluftspeicher gebaut um diese in kurzer Zeit, d.h. mit hohen Leistungen, zu günstigen Konditionen zu laden und sie später über längere Zeiträume, d.h. mit geringerer Leistung, zu entladen. Im Vergleich zu den anderen Speichertechnologien wurden deswegen Modellanlagen für die Bereitstellung positiver und negativer Flexibilität, die nicht nur unterschiedliche Kapazitäten haben, sondern auch unterschiedliche Leistungen. Für die Modellanlagen wurden die spezifischen Leistungskosten



mit 750 €/kW und der Wirkungsgrad mit 55 % festgelegt [117]. Abbildung 21 zeigt die Systemgrenzen von diabaten Druckluftspeichern.

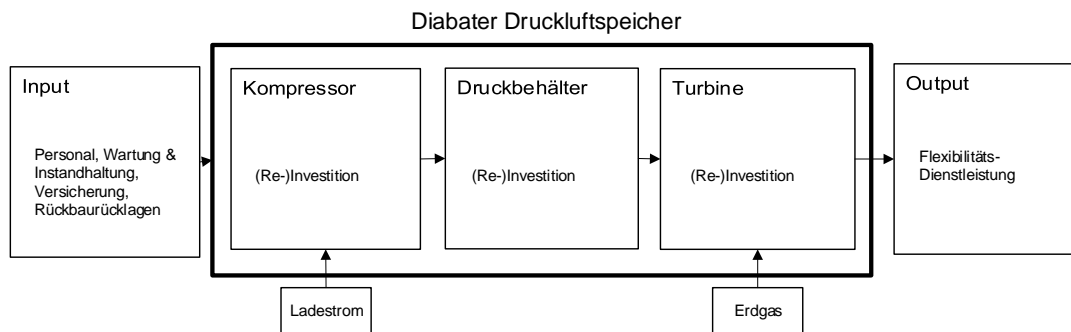


Abbildung 21: Systemgrenzen von diabaten Druckluftspeichern

### 2.3.8.2 Adiabate Druckluftspeicher

Bei adiabaten Hochtemperaturdruckluftspeichern wird die Druckluft während der Kompression zwischen verschiedenen Stufen abgekühlt und die Wärme in einem Wärmespeicher gespeichert. In [96] wird ausführlich beschreiben welche Technologien für die Wärmespeicherung geeignet sind, ohne dass deren spezifische Kosten angegeben werden. Für die Modellanlagen wird für den Wärmespeicher zusätzlich zu den kapazitätsbezogenen Kosten aus Abbildung 20 ein Betrag von 50 €/kWh addiert. Die spezifischen Leistungskosten wurden mit 1650 €/kW und der Wirkungsgrad mit 68 % festgelegt [117].

Bei den adiabaten Niedertemperaturdruckluftspeicher kommen druckbeaufschlagte Heißwasserspeicher zum Einsatz, wodurch die Kosten für die Wärmespeicherung auf 20 €/kWh verringert werden können. Diese werden zu den kapazitätsbezogenen Kosten aus Abbildung 20 addiert [117]. Die LTA-CAES sind im Gegensatz zu den anderen beiden Technologien bereits in der Leistungsklasse 5 MW verfügbar. Allerdings werden dabei verhältnismäßig kleine Kapazitäten erreicht, so dass für diese Anlagen die Kosten der Druckbehälter angesetzt wurden. Die spezifischen Leistungskosten wurden mit 1200 €/kW und der Wirkungsgrad mit 57,5 % festgelegt [117]. Abbildung 22 zeigt die Systemgrenzen von adiabaten Druckluftspeichern.

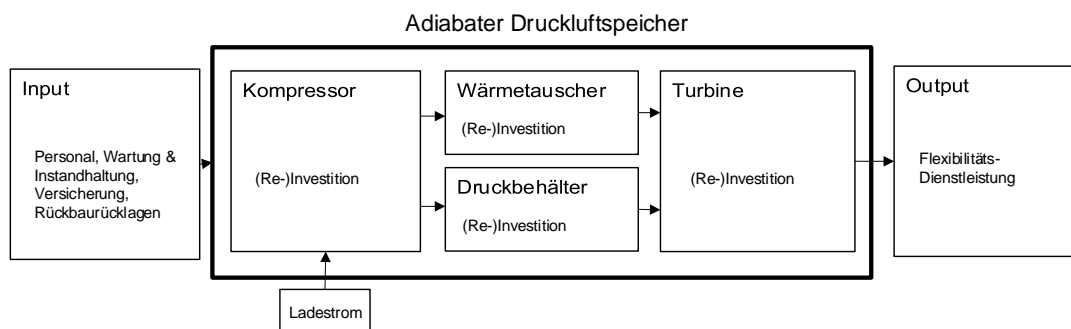


Abbildung 22: Systemgrenzen von adiabaten Druckluftspeichern

### 2.3.9 Power-to-Gas

Power-to-Gas Anlagen werden im Rahmen der vorliegenden Studie als eine Sektorkopplungstechnologie verstanden, die es ermöglicht Flexibilitätsdienstleistungen bereit zu stellen. Dabei basiert das Geschäftsmodell der Power-to-Gas hier im Wesentlichen auf der der Produktion eines chemischen Stoffes ( $H_2$  oder  $CH_4$ ), der zu Marktpreisen, vermarktet wird. Die Erbringung einer strombasierten Flexibilitätsdienstleistung, wie sie hier analysiert wird (vgl. Kapitel 2.1), ist nicht das Hauptprodukt sondern stellt eine zusätzliche Dienstleistung dar. Eine Rückverstromung des produzierten  $H_2$  oder  $CH_4$  wird aufgrund der fehlenden Wettbewerbsfähigkeit, durch die vergleichsweise hohen Gasbereitstellungskosten, nicht berücksichtigt. Es wird sowohl positive als auch negative Flexibilität von den Power-to-Gas-Anlagen bereitgestellt

Die wichtigste Komponente einer Power-to-Gas (PtG)-Anlage ist der Elektrolyseur, in welchem Wasser mittels Strom in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird. Die ablaufende Reaktion ist die Umkehrung der in Brennstoffzellen stattfindenden Redoxreaktion. Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden PtG-Anlagen mit einer PEM-Elektrolyse betrachtet. Die Polymermembran ist der kritische Bestandteil der Zelle, welcher die zwischen 20.000 und 60.000 (2020) Betriebsstunden liegende Lebensdauer bestimmt (Vgl. [94, 119–122]). Die Kosten des Stacks machen ca. 40-50% des PEM-Elektrolyseurs aus (vgl. [120]).

Prinzipiell werden in der vorliegenden Kostenanalyse zwei verschiedene Anlagenkonzepte betrachtet, die in [123] ausführlich betrachtet sind. Das erste zielt auf die Produktion von Wasserstoff ab (Kapitel 2.3.9.1). Beim zweiten wird der erzeugte Wasserstoff mittels chemischer Katalyse zu Methan umgewandelt (Kapitel 2.3.9.2). Die Erbringung von positiven Flexibilitätsdienstleistungen wird durch eine temporär unterbrochene Produktion gewährleistet, während die Erbringung von negativer Flexibilität durch Einschalten der Anlage bereitgestellt wird. Da es sich bei den hier betrachteten PtG-Anlagen um Produktionsanlagen für  $H_2$  bzw.  $CH_4$  handelt zielen deren Betriebskonzepte auf eine möglichst hohe Produktionsauslastung ab. Die Referenzanlage für den temporär unterbrochenen Betrieb läuft 6000 h/a, die von der maximalen Anzahl Volllaststunden eines Offshore-Windparks abgeleitet werden. Der Strombezug wird bei der Bereitstellung positiver Flexibilität mit 0,06 €/kWh bepreist, was den Stromgestehungskosten eines Offshore-Windparks entsprechen soll. Für die Bereitstellung negativer Flexibilität wird für „Überschussstrom“ ein Stromeinkaufspreis in Höhe von 0,00 €/kWh<sub>Strom</sub> angenommen, da dieser die Flexibilitätsdienstleistung selbst darstellt.

### 2.3.9.1 Power-to-Hydrogen

Für die Kostenanalyse von Power-to-Hydrogen werden für alle Flexibilitätsdienstleistungen, ab einer bereit zu stellenden flexiblen Leistung von 500 kW<sub>el</sub>, zwei verschiedene Arten der Wasserstoffzwischenlagerung betrachtet: Speicherung vor Ort der Anlage und Einspeisung ins Erdgasnetz. Für beide Varianten wird der Wasserstoff als Koppelprodukt mit Erlösen in Höhe von 2 €/kg bewertet/berücksichtigt (vgl. [120, 124–126]).

Die Wasserstoffspeicherung wird im Rahmen dieser Studie analysiert, um einen Pfad darzustellen, bei dem reiner Wasserstoff für die stoffliche oder energetische Nutzung bspw. in Brennstoffzellen, Raffinerien oder chemischer Industrie zur Verfügung steht. Der elektrolytisch hergestellte Wasserstoff wird in Abhängigkeit von der produzierten Menge in Druckgasspeichern oder Wasserstoffkavernen gespeichert. Die Dimensionierung der Speicher erfolgt auf Basis der Annahme, dass der Wasserstoff kontinuierlich abgenommen wird. Für die Bereitstellung negativer Flexibilität bedeutet das, dass der

Speicher den gesamten produzierten Wasserstoff aufnehmen kann und ausspeichert, während die Anlage ausgeschaltet ist. Der Speicher für die Bereitstellung positiver Flexibilität ist so dimensioniert, dass er die Zeit in der die Power-to-Gas-Anlage für die Bereitstellung der Flexibilitätsdienstleistung ausgeschaltet wird, überbrücken kann.

Die Speicherung von Wasserstoff ist aufgrund der Gaseigenschaften recht energieintensiv und aufwändig, da Wasserstoff über eine hohe gravimetrische und eine geringe volumetrische Energiedichte verfügt. Die Speicherung bei atmosphärischen Bedingungen ist unvorteilhaft, weswegen der Wasserstoff zur Einspeicherung verdichtet wird. Die Druckgasspeicherung, bei welcher der Wasserstoff über Kompressoren verdichtet wird, ist heute am verbreitetsten. Druckgasspeicher kommen bei kleinen Gasmengen in Form von Gasflaschen vor und können in Form von Kavernen Speichervolumina von mehreren hunderttausend Kubikmetern Gas erreichen.

Für geringe Mengen Wasserstoff wird in der Kostenanalyse ein Stahl-Zylinder-Speicher betrachtet, für große Mengen ein Kavernenspeicher. Die Wahl der Speichertechnologie und die Dimensionierung (Kapazität) des Speichers sind abhängig von der Leistung des Elektrolyseurs sowie der Einspeicherungsdauer. Für eine Wasserstoffkaverne werden Kosten in Höhe von 10.000 bis 590.000 €/t<sub>H<sub>2</sub></sub> in Abhängigkeit von dem Kavernenvolumen angenommen [94, 127–129]. Die Speicherung von kleinen Mengen Wasserstoff im Stahlzylinder fällt dagegen mit 590.000 €/t<sub>H<sub>2</sub></sub> deutlich höher aus (vgl. [130]). Der Schnittpunkt der Kostenkurven beider Speichertypen liegt bei ca. 20 t<sub>H<sub>2</sub></sub> und entscheidet über den Einsatz von Druckgas- oder Kavernenspeicher.

Die Systemgrenzen der betrachteten WasserstoffzwischenSpeicherung am Ort der PtG-Anlage sind in der Abbildung unten dargestellt.

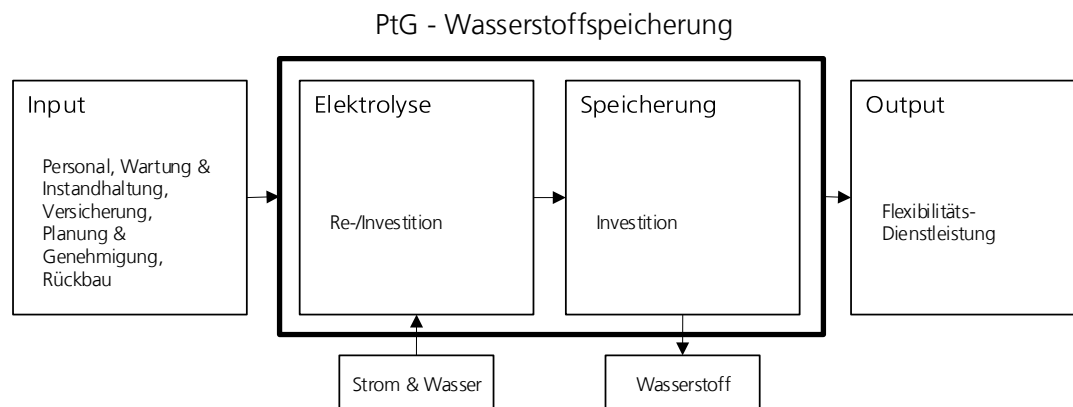


Abbildung 23: Systemgrenzen der betrachteten PtG - Wasserstoffspeicherung

Wird der Wasserstoff nicht stofflich genutzt und nicht ortsgebunden gespeichert, kann er auch ins Erdgasnetzes eingespeist und dort gespeichert werden (vgl. [131]). Dieser Pfad soll die Nutzung von Wasserstoff in der bestehenden Infrastruktur veranschaulichen. Die Investitionen für Speicher entfallen, anstatt dessen wird eine Gaseinspeiseanlage modelliert. Der elektrolytisch hergestellte Wasserstoff wird dem Erdgas im Erdgasnetz beigemischt. Abbildung 24 stellt die Systemgrenzen für dieses Betriebskonzept vor.

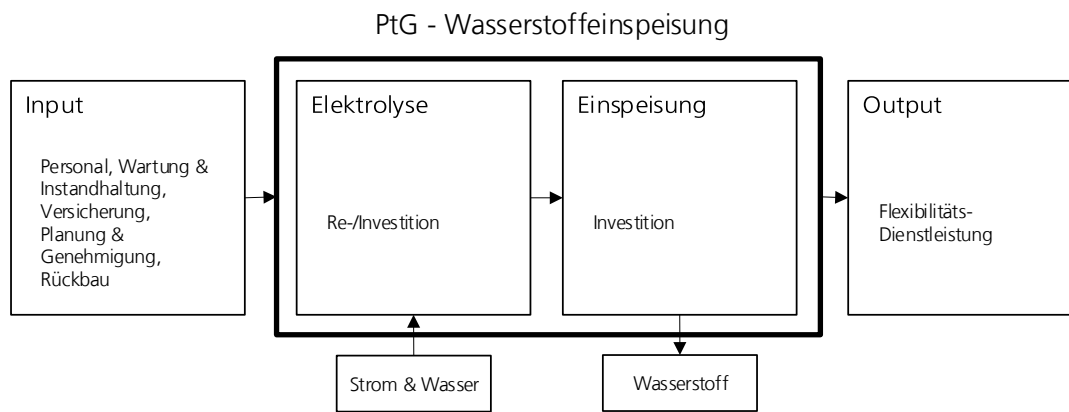


Abbildung 24: Systemgrenzen der betrachteten PtG – Wasserstoffzwischen­speicherung im Erdgasnetz

Wasserstoff verfügt über einen geringeren volumetrischen Brennwert als Erdgas. Der Brennwert des Erdgases im Erdgasnetz darf sich daher durch die Beimischung des Wasserstoffs um nicht mehr als 2 % verändern [132]. Gemäß heute geltenden Vorschriften darf Erdgas bis zu 5 % Wasserstoff im deutschen Erdgasnetz beigemischt werden [133, 134]. Höherwertigen Gasen könnten problemlos größere Anteile beigemischt werden, ohne den normvolumenbezogenen Brennwert, die relative Dichte und den normvolumenbezogenen Wobbe-Index zu verletzen [135]. Wichtig für die Nutzung von Wasserstoff im Erdgasnetz ist eine homogene Gasbeschaffenheit. Die Durchmischung des Gases stellt kein Problem dar, so lange die Strömung im Erdgasnetz turbulent ist (vgl. [132, 135]). Um Beimischungsgrenzen nicht zu verletzen, müssen ggf. Wasserstoffzwischen­speicher eingesetzt werden. Im Rahmen der Kostenanalyse wird jedoch angenommen, dass der Wasserstoff an einer Erdgastransportleitung mit konstantem und ausreichend hohem Volumenstrom vollständig eingespeist werden kann.

### 2.3.9.2 Power-to-Methane

Durch den Sabatier-Prozess wird die Reaktion von Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid zu Methan beschrieben. Dieses Methan, auch als Substitute oder Synthetic Natural Gas (SNG) bezeichnet, kann ebenfalls in das deutsche Erdgasnetz eingespeist werden. Der Vorteil von SNG gegenüber Wasserstoff ist, dass die in Deutschland gut ausgebaute Speicher-, Transport- und Rückverstromungsinfrastruktur genutzt werden kann. Nachteilig ist der durch einen weiteren Konversionsschritt (Wasserstoff zu Methan) verursachte Wirkungsgradverlust, sowie der nicht vorhandenen Klimaneutralität bei einer Synthetisierung von Methan mit Kohlenstoffdioxid aus fossilen Quellen (vgl. [94, 136, 137]).

In der vorliegenden Studie werden die Methanisierungsverfahren: katalytische Methanisierung mit Kohlenstoffdioxid aus der Luft, sowie Direktmethanisierung mit Kohlenstoffdioxid aus Rohbiogas betrachtet. Das ins Erdgasnetz eingespeiste SNG wird bei beiden Verfahren mit 0,07 €/kWh<sub>Hi</sub> vergütet (vgl. [138, 139]). Die während dem Methanisierungsprozess entstehenden Abwärme wird nicht monetär verrechnet, weil der intermittierende Betrieb Pufferwärmespeicher nötig macht, die das Ergebnis für die Kosten der Flexibilitätsbereitstellung beeinflussen und somit einen Vergleich von Flexibilitätsop­tionen erschweren.

Bei der katalytischen Methanisierung wird der aus der PEM-Elektrolyse gewonnene Wasserstoff mit purem Kohlenstoffdioxid zu Methan umgesetzt. Als Kosten werden 150 €/t<sub>CO2</sub> (vgl. [140–142]) für die Gewinnung von CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft angesetzt. In Abbildung 25 sind die betrachteten Systemgrenzen für die katalytische Methanisierung dargestellt.

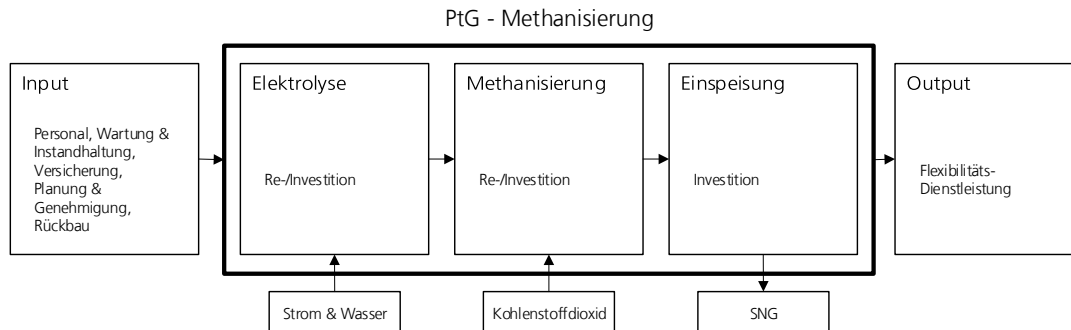


Abbildung 25: Systemgrenzen der betrachteten PtG-Methanisierung mit katalytischem Verfahren

Bei der Direktmethanisierung wird hingegen entschwefeltes Rohbiogas mit dem elektrolytisch hergestellten Wasserstoff methanisiert. Da Biogasanlagen nicht in beliebiger Größe vorhanden sind, werden für die Kostenanalyse nur 500 kW, 1 MW und 5 MW mit verschiedenen temporären zeitlichen Flexibilitätsanforderungen berücksichtigt. Die Biogaszusammensetzung wird mit 60 % CH<sub>4</sub> zu 40 % CO<sub>2</sub> angenommen (vgl. [42]). Der Methanisierungsreaktor wird soweit überdimensioniert, dass der Methananteil des Biogases reaktionslos hindurch strömen kann. Bei diesem Verfahren verursacht primär die Biogasaufbereitung bzw. insbesondere die Feinentschwefelung Kosten, welche vom jeweiligen Biogas-Volumenstrom abhängig sind. Die verwendeten Kostendaten für die Feinentschwefelung stammen aus einer unveröffentlichten Marktanalyse (vgl. [35]). Die Systemgrenzen des Verfahrens mit Direktmethanisierung ist in Abbildung 26 dargestellt.

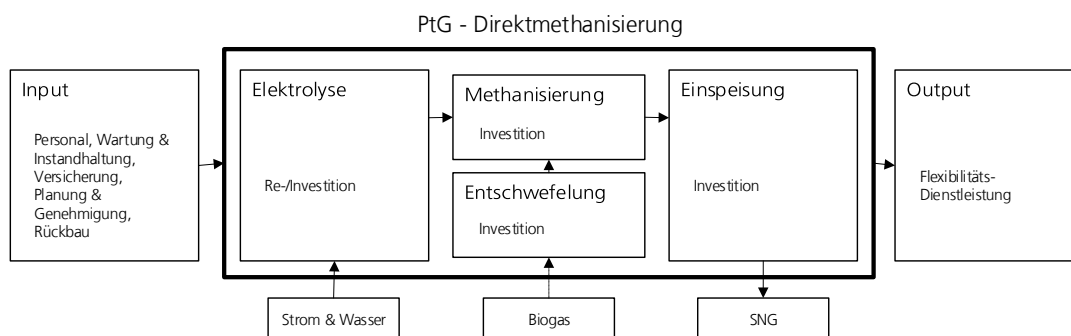


Abbildung 26: Systemgrenzen der betrachteten PtG - Direktmethanisierung

Ziel des vorliegenden Forschungsvorhabens ist die Analyse und der Vergleich von technologiespezifischen Kosten für die Bereitstellung von elektrischen Flexibilitätsdienstleistungen. Die, in der vorliegenden Studie betrachteten, Flexibilitätsdienstleistungen wurden in Kapitel 2.1 bereits durch temporäre und leistungsspezifische Anforderungen bestimmt.

Die Kostenanalyse für die Bereitstellung dieser Flexibilitätsdienstleistungen erfolgt auf Basis der, in der Energiewirtschaft, weit verbreiteten Annuitätenmethode nach VDI 2067 [143]. Mithilfe des Annuitätsfaktors werden Investitionskosten und laufende, sich ändernde Zahlungen, in durchschnittliche Zahlungen während eines fest definierten Betrachtungszeitraumes transformiert. Die Annuität stellt somit den ermittelten, periodisch konstanten Betrag dar und kann als ein Zins- und Tilgungsanteil für rückzahlendes Kapital betrachtet werden. Dabei werden die Renditeerwartungen des Investors, sowie die Fremdkapitalverzinsung, erwartete Preissteigerungen und andere Rahmenbedingungen über einen bestimmten Betrachtungszeitraum berücksichtigt [68] (siehe Kapitel 2.6).

Zur Berücksichtigung von Rest- sowie Wiederbeschaffungswerten wird darüber hinaus die betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer einzelner Anlagenkomponenten berücksichtigt. Zudem mindern die Erlöse aus Koppelprodukten, z.B. Wärme, die Bereitstellungskosten. Die spezifischen Annuitäten abzüglich möglicher Erlöse aus Koppelprodukten ergeben demnach die Annuität der Gesamtkosten. Aus dieser können mithilfe der bereitgestellten Energiemenge die Stromgestehungskosten (LCOE – levelized cost of energy) bestimmt werden (vgl. Gleichung (1)).

$$LCOE \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = \frac{\text{Annuität der Gesamtkosten} [\text{€/a}]}{\text{el. Leistung} [\text{kW}] \cdot \text{Volllaststunden} \left[ \frac{\text{h}}{\text{a}} \right]} = \frac{AN [\text{€/a}]}{E [\text{kWh}]} \quad (1)$$

Werden Verbraucher und Erzeuger entsprechend der Marktanforderungen flexibel betrieben erhöhen sich z.B. durch die Vorhaltung von Speicherkapazitäten, den erhöhten regelungs- und steuertechnischen Aufwand oder der Erhöhung von Verstromungskapazitäten die Stromgestehungskosten der Anlagen gegenüber einem kostenoptimierten Referenzbetrieb. Um die, durch den flexiblen Betrieb entstandenen, Mehrkosten verursachergerecht auf die flexibel zur Verfügung gestellte Leistung umzulegen wird der LCOF (*levelized cost of flexibility*) eingeführt. Je nach Betriebsführung der Flexibilitäts-technologie berechnet sich der LCOF auf Basis unterschiedlicher Formeln. Diese werden nachfolgend vorgestellt und kurz erläutert. Aus Übersichtlichkeitsgründen werden bei den folgenden Formeln keine Einheiten geführt.

Für ein besseres Formelverständnis werden nachfolgend die wichtigsten Abkürzungen kurz erläutert:

- Ref:* Referenzanlage, eine Anlage im Grundlastbetrieb mit Referenzkosten
- $A_{N,ref}$ : Annuität der Kosten des Betriebs der Referenzanlage
- $A_{N,flex}$ : Annuität der Kosten des Betriebs der Anlage mit flexibler Verstromung
- $E_{ref}$ : Jährlich produzierte Strommenge der Referenzanlage
- $E_{flex}$ : Strommenge (produziert oder nicht produziert), die als Flexibilitätsdienstleistung bereitgestellt wird, deren Kosten als Ergebnis in den Leistungsvergleich mit anderen Flexibilitätstechnologien eingehen.
- $P_{el}$ : installierte elektrische Anlagenleistung
- $VLS_{ref}$ : Volllaststunden der Anlage im Referenzfall („Grundlastbetrieb“)
- $VLS_{flex}$ : Volllaststunden bei flexiblen Betrieb

Außerdem relevant ist die Klärung der Begriffe:

- Start-Stopp-Betrieb:** 100% der installierten Verstromungskapazität wird als Flexibilitätsdienstleistung angeboten
- Teillast:** Nur ein Teil der installierten Verstromungskapazität wird als Flexibilitätsdienstleistung angeboten

Bei der Berechnung der Flexibilitätskosten werden zwischen der Erbringung von positiver und negativer Flexibilität unterschieden. Die Bezeichnungen positiv bzw. negativ beziehen sich auf das Netz. Das bedeutet, dass in positiven Fällen Energie in das Netz eingespeist und in negativen Fällen Energie aus diesem entnommen wird. Diese unterscheiden sich wiederum technologiespezifisch. Tabelle 11 gibt einen Überblick über die Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung durch Erzeuger, Verbraucher und Speicher.

**Tabelle 11: Übersicht der Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung durch Erzeuger, Verbraucher und Speicher**

	Technologien	positive Flexibilität	negative Flexibilität
Erzeuger	Flex. Biogasanlage	Erzeugen, wenn Energie im Netz benötigt wird.	Abregeln/Abstellen, um Netzeinspeisung zu reduzieren.
	Flex. Holz-Heizkraftwerk		
	SNG-Gas-Ottomotor		
	SNG-Turbine		
	Brennstoffzelle		
fluktuierende Erzeuger	Windenergieanlage PV-Anlage		
Verbraucher	Power-to-Gas	Abregeln/Abstellen, um Verbrauch zu reduzieren.	Laufen, um überschüssige Energie aus dem Netz zu ziehen.
Speicher	Pumpspeicherkraftwerk	Speisen bei Netzengpässen benötigte Energie ins Netz ein.	Nehmen zur Netzentlastung überschüssige Energie aus dem Netz auf.
	Batteriespeicher		
	Druckluftspeicher		

Zu Beginn der Beschreibung der ökonomischen Analyse der Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen wird die Berechnung der positiven Flexibilität dargestellt. Hierbei wird zwischen Teillast- und dem Start-Stopp Betrieb der Anlagen unterschieden.

Die Kosten der positiven Flexibilitätsbereitstellung (LCOF) von, Speichern, flexiblen Biogasanlagen und KWK-Anlagen im Start-Stopp-Betrieb werden mit Gleichung (2) berechnet und entsprechen somit den klassischen LCOE nach Gleichung (1). Hierfür werden die Anlagen, für die der Flexibilitätsdienstleistung entsprechenden, flexiblen Fahrweise ausgelegt und mit Start-Stopp-Betrieb gefahren. Dementsprechend werden 100 % der installierten elektrischen Leistung flexibel vermarktet. Bei am Erdgasnetz angeschlossenen KWK-Anlagen reduziert sich durch die Erbringung einer positiven Flexibilitätsdienstleistung die jährlich produzierte Energiemenge im Gegensatz zu Biogasanlagen, bei denen das produzierte Gas in die Bedarfszeiten zur Stromproduktion verlagert wird. Dabei wird die jährlich produzierte Energiemenge nicht reduziert. Die temporäre elektrische Leistung zur Bereitstellung einer Flexibilitätsdienstleistung jedoch erhöht. Gleichung (2) zeigt die Berechnung der Kosten für die Bereitstellung von positiver Flexibilität.

$$LCOE = LCOF_{pos} = \frac{AN}{P_{el} \cdot VLS} = \frac{AN_{flex}}{E_{flex}} \quad (2)$$

Ist bei flexiblen Biogasanlagen eine zeitlich längerfristige Verlagerung der Stromproduktion erwünscht oder sind die Kosten im Start-Stopp-Betrieb nicht wettbewerbsfähig, erfolgt die Bereitstellung der Flexibilität in „Teillast“. Hierfür werden ein oder mehrere BHKW-Blöcke, also ein Teil der insgesamt installierten elektrischen Kapazität, flexibel betrieben. Dies ist aufgrund eines nicht beliebig variablen biochemischen Prozesses der Gasproduktion erforderlich. Mit Gleichung (3) werden die Kosten der Flexibilitätsbereitstellung im Teillastbetrieb ermittelt.

$$LCOF_{pos} = \frac{AN_{ref}}{E_{ref}} + \frac{AN_{flex} - AN_{ref}}{E_{flex}} \quad (3)$$

Eine Besonderheit stellt die Berechnung der Kosten der Flexibilitätsdienstleistungen bei dem Betrieb von Holz-Heizkraftwerken (Holz-HKW) dar, da bei diesen die Strom- und Wärmeproduktion direkt, über den jeweiligen Wirkungsgrad, miteinander gekoppelt ist. D.h. es kann entweder ein hoher elektrischer Wirkungsgrad (viel Stromproduktion) oder ein hoher thermischer Wirkungsgrad (viel Wärmeproduktion) erzielt werden. Die meisten HKW werden heute wärmegeführt, mit einem dementsprechend wirtschaftlich optimierten Verhältnis von Strom- und Wärmeproduktion, betrieben (vgl. Kapitel 2.3.2). Der elektrische Wirkungsgrad des betrachteten Holz-Heizkraftwerks mit Entnahmekondensationsturbine im Referenzbetrieb (KWK-Betrieb) entspricht ca. 23,5 %. Zur Erbringung einer temporären, positiven elektrischen Flexibilitätsdienstleistung wird die elektrische Leistung bis hin zum Kondensationsbetrieb (keine Wärmeproduktion) erhöht. Anschließend wird, die bei Flexibilitätsbereitstellung temporär reduzierte Wärmeproduktion mit einem Betrieb mit höherem thermischen Wirkungsgrad kompensiert (vgl. Kapitel 2.3.2). Die Kosten der Erbringung positiver Flexibilität werden ebenfalls mit der oben dargestellten Gleichung (3) berechnet.

PtG-Anlagen, werden in der vorliegenden Studie wie Verbraucher betrachtet, die ihre Produktion (Stromaufnahme) stoppen bzw. reduzieren, und dadurch eine positive Flexibilitätsdienstleistung zur Verfügung stellen können. Die Kosten der positiven Flexibilitätsbereitstellung von PtG-Anlagen werden nach Gleichung (4) berechnet.



$$LCOF_{pos} = \left( \frac{AN_{flex}}{VLS_{ref} - VLS_{flex}} - \frac{AN_{ref}}{VLS_{ref}} \right) \cdot \left( \frac{VLS_{ref} - VLS_{flex}}{VLS_{flex}} \right) \cdot \frac{1}{P_{el,flex}} \quad (4)$$

spez. Mehrkosten

Umlagefaktor

Fluktuierende Erzeuger, wie PV- und Windenergieanlagen bleiben aufgrund ihrer stochastischen Energieproduktion bei der Erbringung von positiven Flexibilitätsdienstleistungen per Definition ausgeschlossen. Es wäre technisch möglich die Anlagen stets abgeregelt zu Betreiben um die Energie für die positive Flexibilitätsbereitstellung vor zu halten, aber dieser Fall wurde aus ökonomischen Gründen nicht berücksichtigt.

Bei der Kostenanalyse werden verschiedene Berechnungsansätze zur Berechnung der Flexibilitätskosten von Biogasanlagen mit kurzfristiger, negativer Flexibilitätsbereitstellung, Holzheizkraftwerken, KWK-Anlagen, fluktuierender Kraftwerke (Wind und PV) sowie Speichern verwendet.

Bei der Berechnung der Kosten der negativen Flexibilitätsbereitstellung wird danach unterschieden, ob die jährliche Stromproduktion gleichbleibt oder sich durch die Erbringung der negativen Flexibilitätsdienstleistung reduziert. Reduziert sich diese, wie bei Windenergie-, PV- und dezentralen KWK-Anlagen werden die Mehrkosten, gegenüber dem Referenzbetrieb (Grundlastbetrieb), über einen Umlagefaktor auf die nicht produzierte Strommenge umgelegt. Die Formel zur Berechnung der Kosten der negativen Flexibilitätsbereitstellung beschreibt Gleichung (5).

$$LCOF_{neg} = \left( \frac{AN_{flex}}{VLS_{ref} - VLS_{flex}} - \frac{AN_{ref}}{VLS_{ref}} \right) \cdot \left( \frac{VLS_{ref} - VLS_{flex}}{VLS_{flex}} \right) \cdot \frac{1}{P_{el,flex}} \quad (5)$$

Für Biogasanlagen bei denen die jährliche Bruttostromproduktion durch das Angebot negativer Flexibilitätsdienstleistung nicht reduziert wird, gilt Gleichung (6).

$$LCOF_{neg} = \frac{AN_{flex} - AN_{ref}}{E_{flex}} \quad (6)$$

Für Holz-HKW gilt Gleichung (7).

$$LCOF_{neg} = \frac{AN_{flex} - AN_{ref}}{E_{flex}} + \frac{AN_{ref}}{E_{ref}} \quad (7)$$

Die Kosten der negativen Flexibilitätsdienstleistung von Speichern und Verbrauchern (hier PtG) wird nach Gleichung (2) berechnet und ist nachfolgend für die negative Flexibilitätsbereitstellung nochmal aufgeführt.

$$LCOE = LCOF_{neg} = LCOF_{pos} = \frac{AN}{P_{el} \cdot VLS} = \frac{AN_{flex}}{E_{flex}} \quad (2)$$

## 2.5 Ökonomische Rahmenbedingungen

Nachfolgend wird der ökonomische Rahmen, der für die Flexibilitätsoptionen in der vorliegenden Studie zugrunde gelegt wurde, beschrieben. Dieser dient dem Verständnis der, in Kapitel 3 dargestellten, erzielten Ergebnisse. Die in Tabelle 12 dargestellten, allgemeinen ökonomischen Rahmenbedingungen beschreiben Rahmenbedingungen, die für alle Technologien gleichermaßen gelten. Hierunter fällt der gewählte Betrachtungszeitraum von 20 Jahren, der EK- und FK-Zinssatz, deren relativen Anteile am eingesetzten Kapital, sowie die Preisänderungsrate für einzelne Kostenbestandteile der Anlagen. Eine negative Preisänderungsrate wurde bei noch im Entwicklungsstadium befindlichen Technologien, wie Batteriespeichern oder PtG-Anlagen, für bestimmte Anlagenkomponenten unterstellt. Hier sind Kostendegressionen für Ersatzinvestitionen im Laufe der Nutzungsdauer zu erwarten.

Tabelle 12: Übersicht über allgemeine ökonomischen Rahmenbedingungen

<b>Allgemeine Rahmenbedingungen</b>		
Betrachtungszeitraum	[a]	20
EK-Anteil	[%]	20
FK-Anteil	[%]	80
EK-Zins	[%]	10
FK-Zins	[%]	4
Kalkulatorischer Mischzinssatz	[%]	5,2
Preissteigerung kapitalgeb. Kosten	[%]	-3,4; 1,4
Preissteigerung alle anderen Kosten	[%]	1,4

Tabelle 13 gibt eine Übersicht über die technologiespezifischen, ökonomischen Parameter. Literaturquellen aus denen die Kostenparameter abgeleitet wurde sind im jeweiligen Kapitel hinterlegt, in dem die Technologien näher beschrieben wurden (Kapitel 2.3). Bei den Strombezugspreisen wird nach gespeichertem Strom bei Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen, der mit 2 ct/kWh in die Berechnung, und Prozessstrom, der zum Betrieb der Anlagen mit 18 ct/kWh in die Berechnung eingeht (z.B. bei Biogasanlagen), unterschieden. Eine Ausnahme stellen Stromspeicher dar, die ihre Kapazität zur negativen Flexibilitätsbereitstellung zur Verfügung stellen um das Netz zu entlasten. Ist dies selbst schon die erwünschte Flexibilitätsdienstleistung, wird der gespeicherte Strom nicht bepreist. Der Strom, der im Anschluss daran wieder ausgespeichert wird, wird als Koppelprodukt in der Kostenanalyse verrechnet. Bei Batteriespeichern sind dies 18 Ct/kWh bzw. bei Pumpspeicher- und Druckluftspeicherkraftwerken wurden 4 Ct/kWh<sub>el</sub> verrechnet. Bei Power-to-Gas Anlagen wurden 6 ct/kWh Stromeinkauf für positive und 0 ct/kWh für negative Flexibilitätserbringung angesetzt.

Tabelle 13: Übersicht über technologiespezifische ökonomische Rahmenbedingungen

Methodik

Kapitalgebundene Kosten	Einheit	BGA	GM	GT	BZ	Wind	PV	HKW
Nutzungsdauer, Bauwerke	[a]	20	20	20	20	20	10; 25	20
Nutzungsdauer, Maschinen	[a]	8-35	8-35	8-35	5-20	20	10; 25	20
Installation und Netzanschluss	[% von Anlageninvest.]	9	40-60	10	10-60	7-9	9-15	5
Planung und Genehmigung**	[% von Anlageninvest.]	10	10	10	10	3-7	3-5	10
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>								
Reparatur/Wartung, Bauwerke	[%/a von Anfangsinvest.]	< 2	< 5	< 5	< 2	< 2	< 2	2,5
Reparatur/Wartung, Maschinen	[%/a von Anfangsinvest.]	2-7						
Arbeit	[€/kW <sub>el</sub> a]	10-100	37-520	10-40	10-170	5-9	-	190-210
<b>Bedarfsgebundene Kosten</b>								
Brennstoffkosten	[€/ct/kWh H <sub>2</sub> ]	3,6	8	8	8; 25	-	-	1,7
Ressourcen CO <sub>2</sub> , Wasser	[€/t], [€/m <sup>3</sup> ]	-	-	-	-	-	-	-
Stromeinkauf (el.)	[€/kWh <sub>el</sub> ]	0,18	-	-	-	-	-	0,10
<b>Sonstige Kosten</b>								
Versicherung	[%/a von Anfangsinvest.]	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,75	1
<b>Erlöse</b>								
Externe Wärmenutzung	[% von nutzbarer Abwärme]	30	90	90	90	-	-	100
Wärmeerlös	[€/kWh H <sub>2</sub> ]	0,02	0,02	0,02	0,02	-	-	0,02

Kapitalgebundene Kosten	Einheit	LIB	RFB	PSW	StEnSea	CAES	PtG H <sub>2</sub>	PtG CH <sub>4</sub>
Nutzungsdauer, Bauwerke	[a]	10; 20	10-20	25-60	20	60	20	20
Nutzungsdauer, Maschinen	[a]	10; 20	10-20	20	10-20	20	6-30	6-20
Installation und Netzanschluss	[% von Anlageninvest.]	0; 12,5	0; 14	5	19	11	10-20	
Planung und Genehmigung**	[% von Anlageninvest.]	0; 9	0; 9	5	18	8	8	8
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>								
Reparatur/Wartung, Bauwerke	[%/a von Anfangsinvest.]	0; 1,5	0; 1,5	< 2	1,5	< 0,3	< 3	< 3
Reparatur/Wartung, Maschinen	[%/a von Anfangsinvest.]				3			
Arbeit	[€/kW <sub>el</sub> a]	10; 120	10; 120	8	< 2,5	10	0,3-25	0,3-25
<b>Bedarfsgebundene Kosten</b>								
Brennstoffkosten	[€/ct/kWh H <sub>2</sub> ]	-	-	-	-	2,6*	-	-
Ressourcen CO <sub>2</sub> , Wasser	[€/t], [€/m <sup>3</sup> ]	-	-	-	-	-	-	150; 4,12
Stromeinkauf (el.)	[€/kWh <sub>el</sub> ]	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
<b>Sonstige Kosten</b>								
Versicherung	[%/a von Anfangsinvest.]	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	1	1
<b>Erlöse</b>								
Externe Wärmenutzung	[% von nutzbarer Abwärme]	-	-	-	-	-	-	-
Wärmeerlös	[€/kWh H <sub>2</sub> ]	-	-	-	-	-	-	-

Legende: \* Brennstoffkosten fallen nur bei diabaten Systemen an, \*\*inkl. Netzanschluss und Installation, \*\*\* Bei GM, GT und BZ wurde der Wirkungsgrad des Wärmespeichers berücksichtigt, BGA: Biogasanlage, GM: Gas-Ottomotor BHKW, GT: Gasturbinen-BHKW, BZ: Brennstoffzelle, Wind: Windenergieanlage, PV: Photovoltaikanlage, HKW: Holz-Heizkraftwerk, LIB: Lithium-Ionen Batteriespeicher, RFB: Redox-Flow-Batteriespeicher, PSW: Pumpspeicherwerk, Sten-Sea: Stored Energy in the Sea, CAES: Druckluftspeicher, PtG H<sub>2</sub>: Power to Hydrogen, PtG CH<sub>4</sub>: Power to Methane, Anlageninvestition: Investition in Hardware (Anlagenkomponenten, etc.), Anfangsinvestition: Investitionen inkl. Planung und Installation

Parameter, die in der Tabelle nicht aufgeführt wurden, wie z.B. Kosten für den Rückbau der Anlagen wurden einheitlich mit 0,25 %/a der Anfangsinvestition an angesetzt [80, 144]. Detailliertere Informationen zu den angestellten Kostenanalysen können den unter folgendem Link ([https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/BenFlex\\_2.html](https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/BenFlex_2.html)) zur Verfügung gestellten Rohdatenblättern entnommen werden (vgl. Kapitel 2.6).

## 2.6 Dokumentation der Kalkulationsgrundlage und Datensätze

Neben der Kostenanalyse der Bereitstellung von Flexibilitätsdienstleistungen hat sich das Forschungsvorhaben außerdem zum Ziel gesetzt, die aufbereiteten Daten und durchgeführten Berechnungen der breiten Öffentlichkeit offen und transparent zur Verfügung zu stellen. Basierend auf den Werten aus den ausführlichen, technologiespezifischen Datenrecherchen wurden für alle Flexibilitätsoptionen, Modellanlagen für den Vergleich

abgeleitet. Die Modellanlagen wurden dabei alle mit Hilfe derselben Excel-Vorlage erfasst, die zusammen mit den ausgefüllten Excel-Files für die Modellanlagen auf der Projekt-[Homepage](#) zum Download bereitsteht.

In Kapitel 2.1 wurde bereits erläutert, dass die Modellanlagen durch ihre temporären und leistungsspezifischen Anforderungen definiert werden. Es wurden Modellanlagen für sieben unterschiedliche leistungsspezifische Anforderungen und jeweils sieben positive und negative temporäre Anforderungen (die die jeweiligen Flexibilitätsdienstleistungen beschreiben) ausgelegt. Wobei mit keiner der betrachteten Flexibilitätsoptionen alle temporären und leistungsspezifischen Anforderungen bedient werden können. Für jede mögliche und aus techno-ökonomischer Sicht sinnvolle Flexibilitätsdienstleistung wurde eine spezifische Modellanlage ausgelegt. Um die Anzahl der Excel-Files zu reduzieren wurden für jede Flexibilitätsoption die Modellanlagen mit der gleichen leistungsspezifischen Anforderung in einem Excel-File zusammengefasst, so dass pro Flexibilitätsoption maximal sieben Excel-Files vorliegen. In dem Download-Ordner sind die Flexibilitätsoptionen analog zu den Unterkapiteln von Kapitel 2.1 zusammengefasst. In jedem Ordner befindet sich zusätzlich zu den Excel-Files eine pdf-Datei, in der die verwendeten Quellen zusammengefasst wurden. Die Excel-Files können entweder in der vorliegenden Form verwendet oder nach Wunsch abgeändert werden. Dazu ist es wichtig den Aufbau des Excel-Files zu verstehen. Dieser wird nachfolgend am Beispiel der Vorlage erläutert.

Der Aufbau der Excel-Vorlage ist an die Annuitätenmethode, nach VDI 2067, angelehnt. Im ersten Blatt „Finanzierungsparameter“ können selbige eingegeben werden. Innerhalb dieses Projekts wurden die Finanzierungsparameter für alle Flexibilitätsoptionen einheitlich entsprechend den Werten in Tabelle 12 gewählt. Diese sind in der Vorlage bereits hinterlegt, aber könnten auch entsprechen der Bedürfnisse des Anwenders angepasst werden. Im zweiten Tabellenblatt „Lastgang“ werden die temporären Anforderungen mit Hilfe eines Modelljahres definiert. In einer stundenfeinen Auflösung wird jede Stunde, in der die Anlage läuft, mit einer „1“ markiert. In der Vorlage sind die im Projekt definierten Lastgänge für Flexible Kraftwerke vordefiniert und stehen in den folgenden Files per Drop-Down-Menü zur Auswahl bereit. Im Vergleich zu den Energiespeichern ändert sich die Volllaststundenzahl vom positiven zum negativen Fall erheblich, wodurch die Lastgänge 8 bis 14 entstehen. Falls andere Lastgänge berücksichtigt werden sollen, können diese hier definiert werden. Alle folgenden Blätter, d.h. Kosten (1) bis Kosten (15) sind zur Eingabe der Modellanlagen vorbereitet, wobei sich die Blätter in der Vorlage nur durch die vorausgewählte temporäre Anforderung unterscheiden.

Abbildung 27 zeigt die Eingabemaske, die in einzelne Blöcke unterteilt ist.

Modellanlage:				Flexibilitätsanforderung					
Technische Daten									
Leistung, elektrisch		$kW_e$							
Kapazität, elektrisch		$kWh_e$							
Wirkungsgrad, elektrisch		%							
Leistung, thermisch									
Kapazität, thermisch		$kWh_t$							
Wirkungsgrad, thermisch		%							
Wirkungsgrad, gesamt		%							
Lastgang				1:4 h/d					
Volllaststunden				1440 h					
neg. Energie aus Netzsicht				$kWh_e/a$					
pos. Energie aus Netzsicht				$kWh_e/a$					
Komponenten- Nummer	Bezeichnung der Komponente	Preisänderung rate	Nutzungsdauer	Ersatzhäufigkeit	Faktor für Instandhaltung	Aufwand für Bedienen	Aufwand für Bedienen	Investition	Nebenrechnungen
		in %/a	in a	n	in %	in h/a	in €/a bei 30€/h	in €	
		$r_c$	$T_u$		$f_i$			$A_0$	
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									
19									
20									
Kapitalgebundene Kosten:									
Betriebsgeb. Kosten ohne Instandhaltung									
Bedienen									
Summe									
Bedarfsgebundene Kosten									
Strombezug									
Wird in MATLAB berechnet.									
Summe									
Sonstige Kosten									
Summe									
Erlöse									
Wärme									
Summe									

Abbildung 27: Eingabemaske der Excel-Vorlage

Im oberen linken Block können neben dem Namen der Anlage auch deren technische Daten eingetragen werden. Rechts daneben kann eine, der im Tabellenblatt „Lastgang“ definierten temporäre Anforderung ausgewählt oder händisch eine beliebige Anzahl von Volllaststunden vorgegeben werden. Im Hauptteil, d.h. in der Mitte, werden die kapitalgebundenen Kosten eingetragen und darunter von links nach rechts die betriebsgebundenen, bedarfsgebundenen, sonstigen Kosten und die Erlöse eingetragen. Neben dem Hauptteil befindet sich noch ein Bereich für Nebenrechnungen.

Bei den kapitalgebundenen Kosten können jeder Komponente individuelle Preisänderungsraten und Nutzungsdauern zugewiesen werden. Aus den Nutzungsdauern werden automatisch die Ersatzhäufigkeiten berechnet. Darüber hinaus kann ein individueller Faktor für die Instandhaltung und den Aufwand des Bedienens festgelegt werden. Alternativ zur Angabe dieser Werte können diese Kosten im Bereich der betriebsgebundenen Kosten, z.B. als leistungsspezifischer Wert berechnet und berücksichtigt werden.

Mit den Daten in den Excel-Files kann der LCOE bzw. der in Rahmen dieser Studie definierte LCOF mit Hilfe der Annuitätenmethode berechnet werden. Im Rahmen des Projekts wurden die ausgefüllten-Excel-Files dazu in Matblab weiterverarbeitet. Das speziell für die Annuitätenmethode durch das Fraunhofer IEE, im Zuge verschiedener Projekte, entwickelte Tool bietet neben der automatisierten Berechnung auch noch weitere Vorteile. Es ermöglicht die Berechnung für mehrere Technologien und Leistungsklassen parallel durchzuführen und erleichtert nicht nur die Datenverarbeitung, sondern auch die Aufbereitung der Ergebnisse. Außerdem können verschiedenen Parameter, wie z.B. die Strombezugskosten, die sich in Abhängigkeit der Leistungsklasse ändern, variiert werden umso gezielte Sensitivitätsanalysen durchzuführen. Dieses Tool ist im Gegensatz zu den Roh- und Kostendaten der Modellanlagen nicht frei verfügbar.

### 3 Ergebnisse

Die Arbeiten der vorliegenden Studie zielen darauf ab, die technischen und ökonomischen Aspekte verschiedener Flexibilitätstechnologien im Stromsektor zu analysieren und eine Methodik für einen „fairen“ Vergleich zu schaffen, der die Wahl der anwendungsfallspezifisch kostengünstigsten Technologie zur Bereitstellung einer bestimmten Flexibilitätsdienstleistung ermöglicht. Dafür wurden in Abstimmung mit Marktakteuren Flexibilitätsdienstleistung mit unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen definiert. Für die Kostenanalyse wurden Modellanlagen in verschiedenen Leistungsklassen entwickelt. Auf Basis derer Kosten für die Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung analysiert und vergleichend gegenübergestellt werden um die Technologie zu identifizieren, die eine bestimmte Flexibilitätsdienstleistung, positiv oder negativ, am kostengünstigsten anbietet.

Im Laufe des Forschungsvorhabens hat sich herausgestellt, dass die Entwicklung der Methodik für einen kostenspezifischen Leistungsvergleich von Flexibilitätsdienstleistung zwischen Stromspeichern und flexiblen Kraftwerken, sowie der Abregelung von Wind- und PV-Anlagen einer größeren Bedeutung zukommt als ursprünglich vermutet. Darüber hinaus ist an den Ergebnissen erkennbar, dass sich auch die, der Kostenanalyse zugrunde gelegten Rahmenbedingungen, entscheidend auf den Vor- bzw. Nachteil einzelner Technologien auswirken, so dass um projektspezifische Aussagen treffen zu können die projekt- bzw. anwendungsspezifischen Rahmenbedingungen unerlässlich sind. Daher zeigt das vorliegende Ergebniskapitel nicht sämtliche im Rahmen der Studie erzielten Ergebnisse auf, sondern beschränkt sich auf einige aussagekräftige Ergebnisse, die die Vorteilhaftigkeit der betrachteten Technologien unterstreichen sollen, jedoch nicht in jedem Projekt auch zum Tragen kommen müssen. Die Darstellung der Ergebnisse gliedert sich dabei in zwei Kapitel.

Im Kapitel 3.1 erfolgt eine technologiespezifische Auswertung. Diese stellt im Anschluss an eine technologieübergreifende Auswertung die einzelnen betrachteten Flexibilitätstechnologien dar und zeigt die Kosten für die Erbringung der, in Kapitel 2.1 definierten, Flexibilitätsdienstleistungen auf.

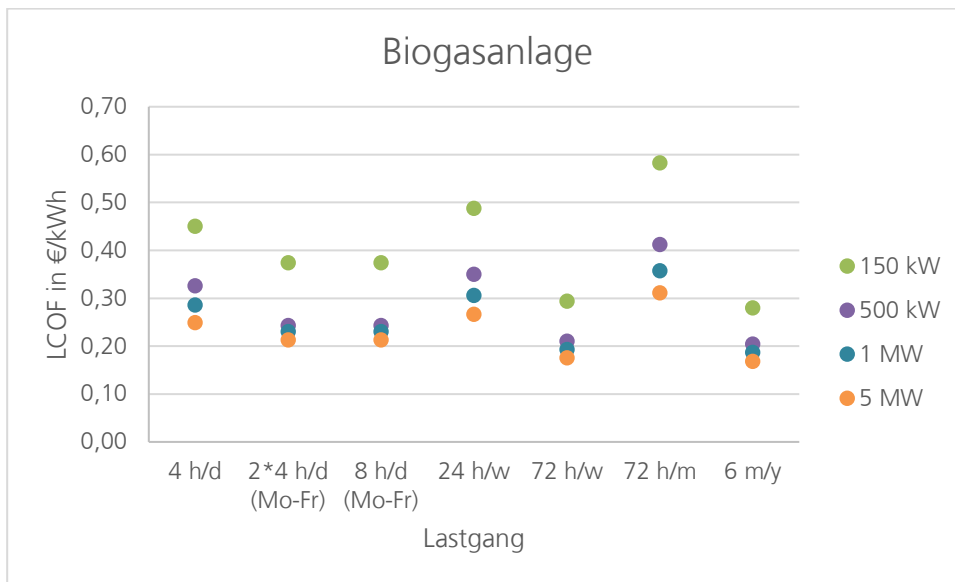
Im Kapitel 3.2 wird der techno-ökonomische Leistungsvergleich der betrachteten Technologien anhand von aussagekräftigen Lastgängen aufgezeigt. Aus diesen lässt sich ableiten welche Technologien für die Erbringung der unterschiedlichen Flexibilität im Vergleich zu den anderen Technologien besonders gut geeignet sind.

## 3.1 Technologiespezifische Auswertung

Die technologiespezifische Auswertung der erzielten Ergebnisse zeigt die Kosten der Flexibilitätserbringung der einzelnen Technologien dabei wird nach zu erbringender Leistung und zeitlicher Anforderung unterschieden.

### 3.1.1 Flexible Biogasanlage

Abbildung 28 und Abbildung 29 zeigen die LCOF der ReBi- und konventionellen Biogasanlage in Abhängigkeit der Leistungsbereitstellung und zeitlichen Anforderungen. Vergleicht man die Ergebnisse der Kostenanalyse mit den in Abbildung 50 aufgeführten, aus dem Angebot der Flexibilitätsdienstleistung resultierenden Volllaststunden so wird ein Zusammenhang deutlich. Die Kosten für die Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen sinken mit steigender Anzahl von Volllaststunden. Außerdem kann aus Abbildung 28 und Abbildung 29 entnommen werden, dass größere Anlagen günstigere LCOF erzielen. Dieser Zusammenhang ist bereits aus den klassischen LCOE-Analysen bekannt und ist auf die Betrachtung der LCOF übertragbar. Darüber hinaus kann aus den dargestellten Kosten entnommen werden, dass die negative Flexibilitätsdienstleistung deutlich günstiger angeboten werden können als die positive Flexibilitätsdienstleistung. Einen weiteren entscheidenden Einfluss auf die LCOF hat die Betriebsweise der Verstromungsaggregate, während ein ausschließlicher Start-Stopp Betrieb der Aggregate mit ausschließlicher Verstromung in Bedarfszeiten insbesondere bei hohen zeitlichen Anforderungen zu hohen LCOF führt können diese durch die flexible Bereitstellung eines Teiles der an den Anlagen insgesamt installierten Verstromungskapazität deutlich gesenkt werden (letzteres wurde in den vorliegenden Berechnungen berücksichtigt).



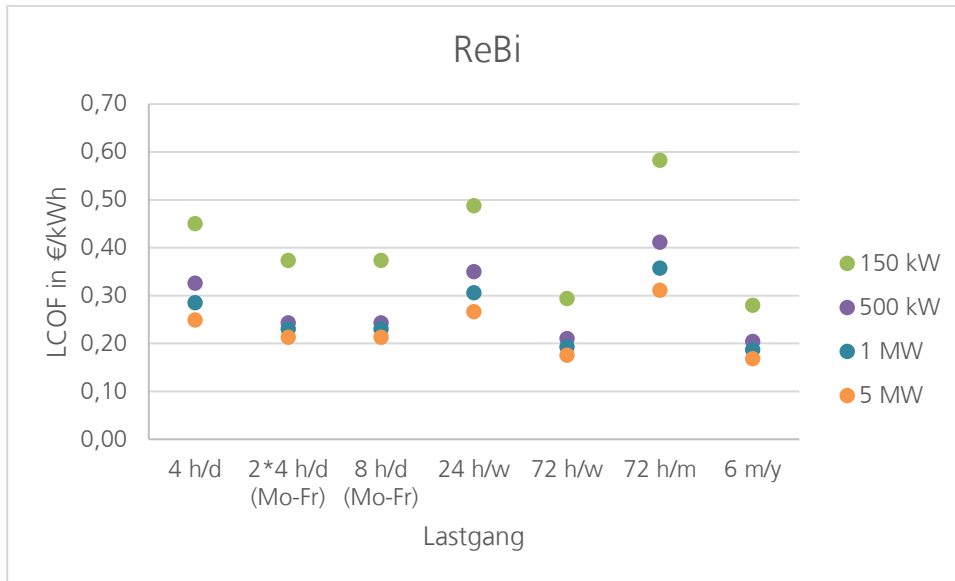
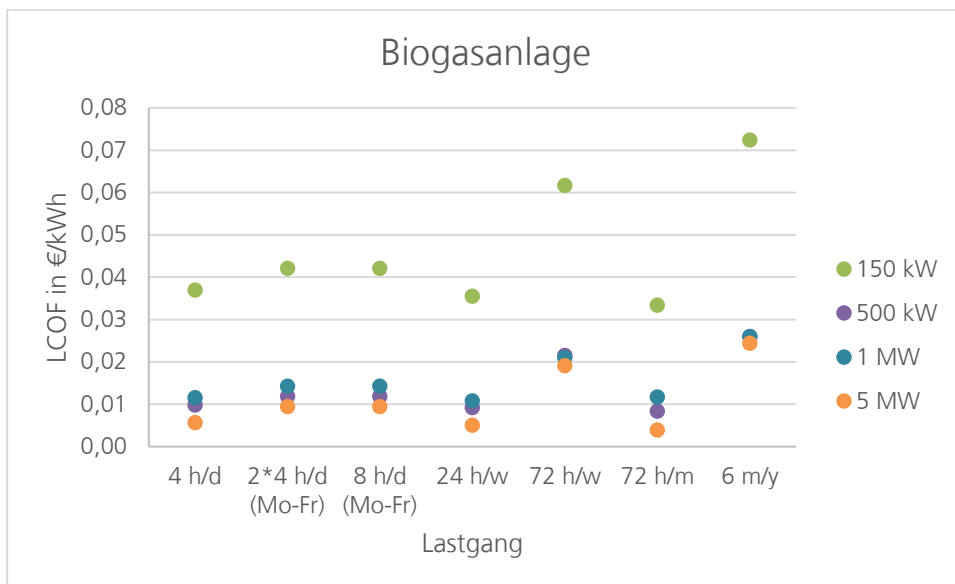


Abbildung 28: Überblick über die LCOF der ReBi-Biogasanlage (Abbildung unten) und konventionelle Biogasanlage (Abbildung oben) für eine positive Flexibilitätsbereitstellung bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen





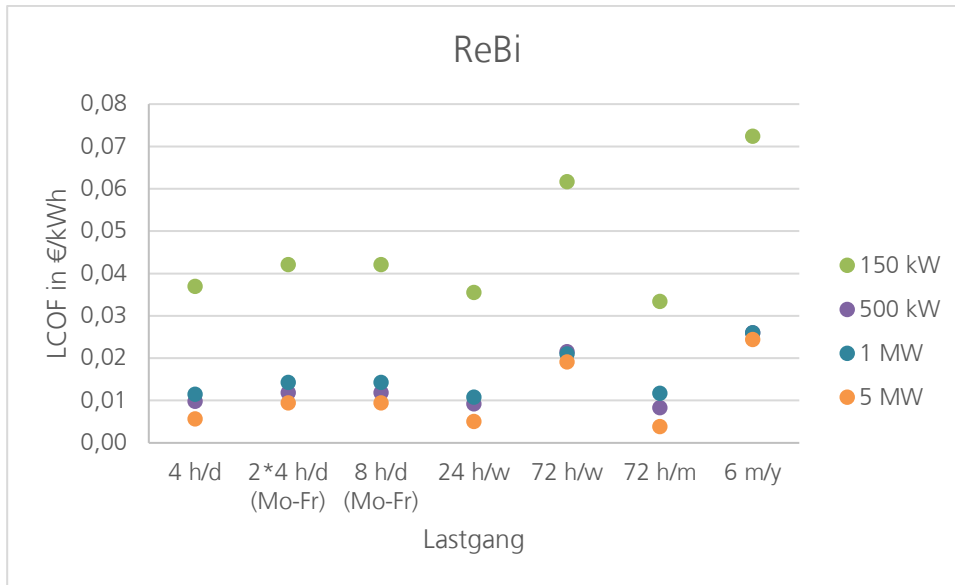


Abbildung 29: Überblick über die LCOF der ReBi-Biogasanlage (Abbildung unten) und konventionelle Biogasanlage (Abbildung oben) für eine negative Flexibilitätsbereitstellung bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen

### 3.1.2 Flexibles Holz-Heizkraftwerk

Auf Basis der durchgeführten Kostenanalyse zeigt Abbildung 30 die berechneten LCOF des flexiblen Holz-Heizkraftwerks für die ausgewählten Flexibilitätsdienstleistungen. Für die Erbringung positiver Flexibilitätsdienstleistung liegt die Bandbreite des LCOF zwischen ca. 0,22 €/kWh und 1,50 €/kWh. Die geringsten Flexibilitätskosten ergeben sich hier für den Fall, dass zweimal täglich, jeweils über einen Zeitraum von 4 Stunden, zusätzliche (positive) Leistung bereitgestellt wird (2 x 4 h/d, Mo-Fr). Entsprechend der temporären Anforderung wird die Kapazität des Wärmespeichers während zwei Lade- bzw. Entladezyklen in erhöhtem Ausmaß genutzt, sodass sich die relativen Kosten der Wärmespeicherung (insb. kapitalgebundene Kosten) auf eine höhere (flexible) Strommenge aufteilen. Das Verhältnis zwischen den (hohen) Investitionskosten für den Wärmepufferspeicher und der bereitgestellten positiven flexiblen Strommenge verursacht beim Lastgang 72 h/m hingegen den höchsten LCOF. Die Kostenanalyse des Holz-Heizkraftwerks zeigt insgesamt die Tendenz, dass die LCOF bei der Erbringung von positiver Flexibilitätsdienstleistung mit steigender zeitlicher Anforderung, aufgrund der Kosten für die Wärmezwischenspeicherung, steigen.

Bei der Erbringung von negativer Flexibilität durch das Holz-Heizkraftwerk, so die Annahme, ist kein Wärmepufferspeicher notwendig (vgl. Kapitel 2.3.2). Lediglich die erbrachten (negativen) Strommengen unterscheiden sich nach bereitgestellter Leistung und Lastgang. Wie Abbildung 30 (unten) zeigt, bewegen sich die LCOF für die negative Flexibilitätserbringung zwischen ca. 0,16 €/kWh und 0,19 €/kWh und liegen meist auf einem ähnlichen Niveau.

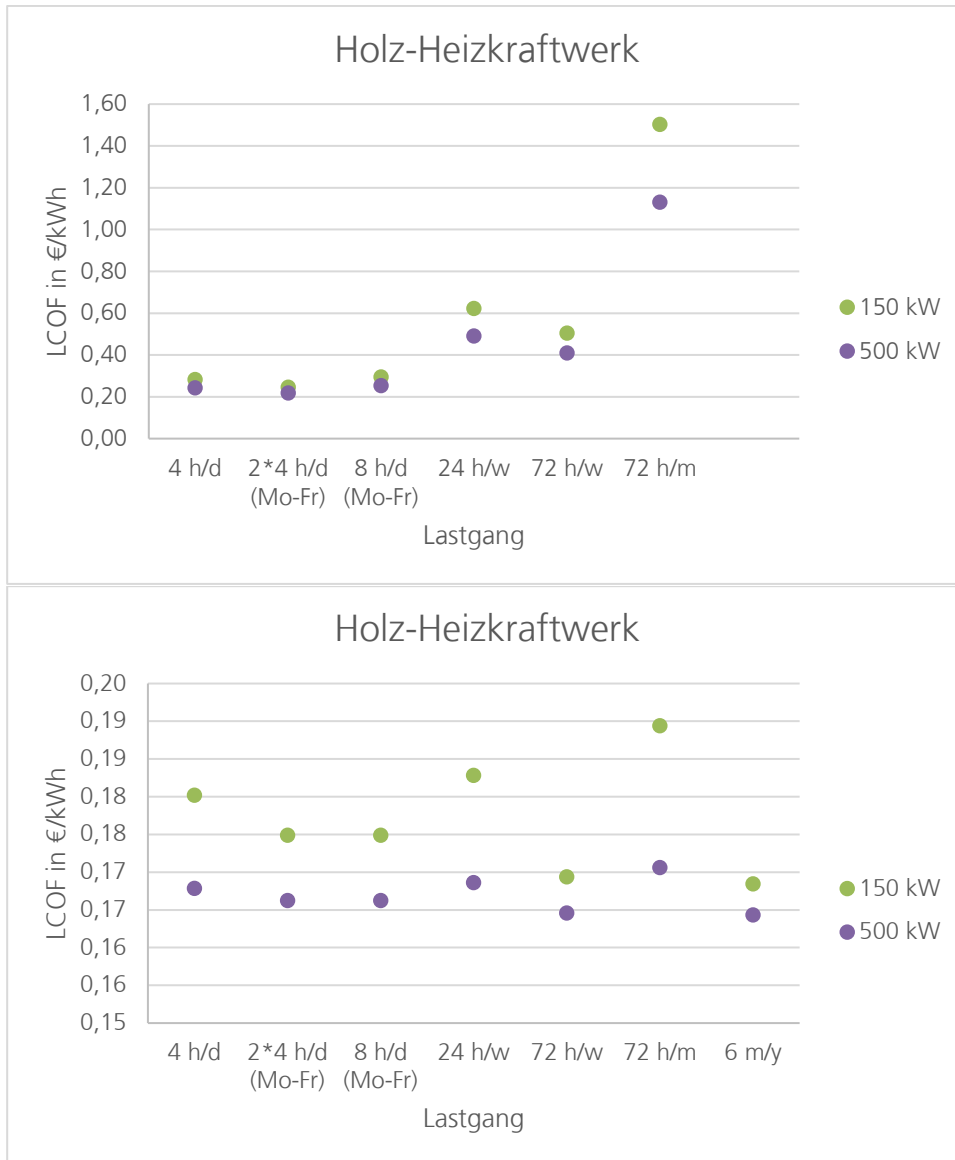


Abbildung 30: Überblick über die LCOF des flexiblen Holz-Heizkraftwerks für eine negative (unten) und positive Flexibilitätsbereitstellung (oben) bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen

### 3.1.3 Dezentrale Blockheizkraftwerke

Die Betrachtung der Ergebnisse der LCOF-Analyse der dezentralen Blockheizkraftwerke erfolgt am Beispiel der Gasmotoren-BHKW (Abbildung 31). Hieraus wird ersichtlich, dass die Höhe der LCOF im Wesentlichen durch die abgerufene Leistung beeinflusst wird. Die zeitlichen Anforderungen an die Flexibilitätserbringung hat dabei keinen signifikanten Einfluss auf die Kosten. Dies resultiert aus der Annahme, der stromnetzgeführten Betriebsweise der BHKW und nicht wie heute üblich der wärmegeführten Betriebsweise.

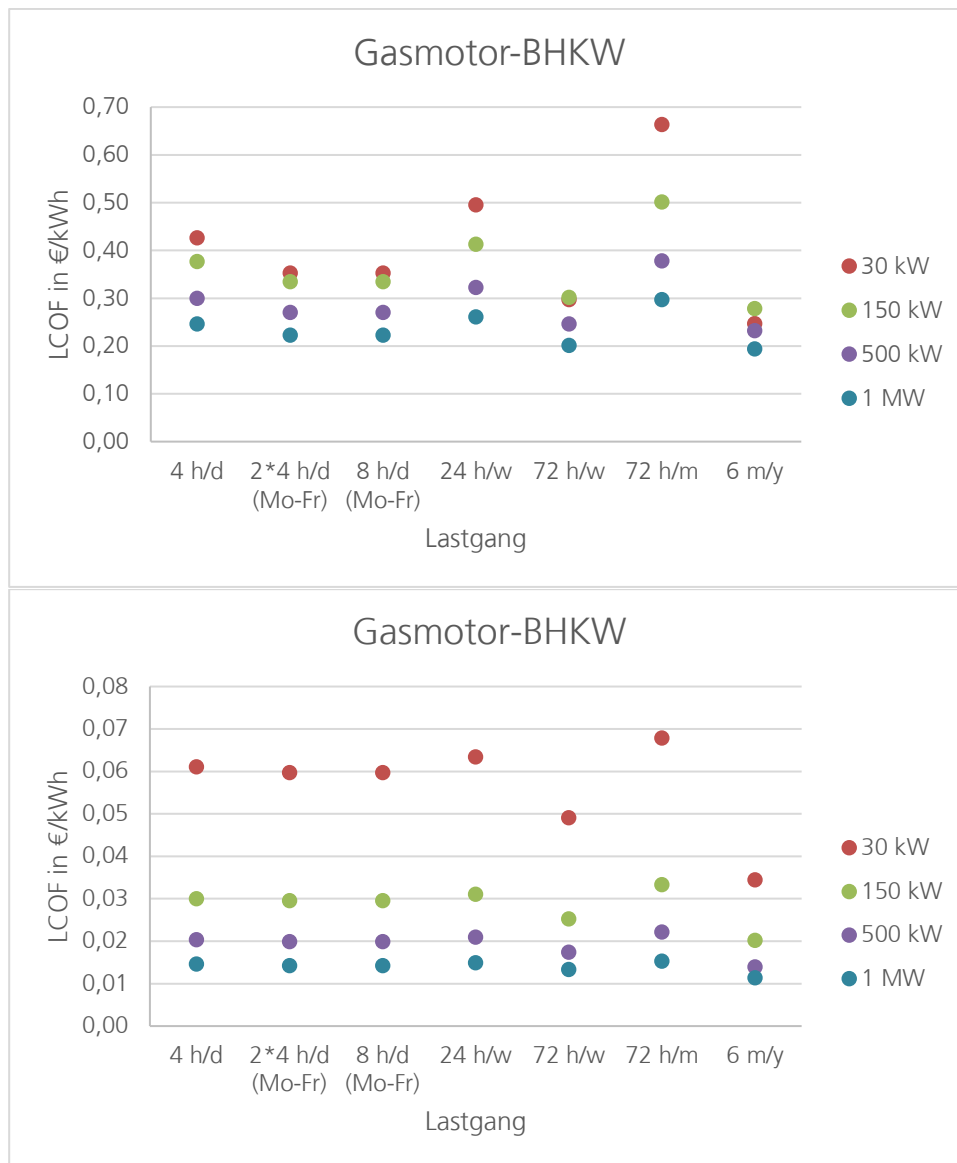


Abbildung 31: Überblick über die LCOF der dezentralen BHKW am Beispiel Gas-Ottomotor für eine negative (unten) und positive Flexibilitätsbereitstellung (oben) bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen

### 3.1.4 PV- und Windenergieanlagen

Für PV- und Windkraftanlagen wurde nur der negative Lastgang mit einer Bereitstellungsdauer von vier zusammenhängenden Stunden pro Tag untersucht, so dass es in diesem Fall nicht möglich ist unterschiedliche zeitliche Flexibilitätsanforderungen miteinander zu vergleichen. Bei beiden Technologien unterscheiden sich die spezifischen Flexibilitätskosten nur zwischen verschiedenen Anlagenkonfigurationen, also kleinen und großen Windparks sowie zwischen Freiflächenanlagen, kleinen und großen Dachanlagen bei Photovoltaik. Dies kommt daher, dass innerhalb einer Anlagengröße sowohl die Kosten als auch die Erträge gleichermaßen mit der installierten Leistung skalieren. Da sich die LCOE bei fluktuierenden Erneuerbaren Energien nur aus fixen Kosten zusammensetzen und somit die LCOF exakt den Stromgestehungskosten im Normalbetrieb entsprechen, liegen sie unabhängig vom Abregelungsgrad gleich hoch. Die LCOF für

die negative Flexibilitätsbereitstellung für vier zusammenhängenden Stunden pro Tag sind in Tabelle 14 zusammengefasst.

Tabelle 14: Überblick der LCOF von PV- und Windenergieanlagen für eine negative Flexibilitätsbereitstellung über eine Dauer von vier zusammenhängenden Stunden pro Tag

Installierte Leistung	PV-Anlage	Windenergieanlage
30 kW	0,10	
150 kW	0,08	0,09
500 kW	0,08	0,09
1 MW	0,08	0,08
5 MW	0,08	0,08

### 3.1.5 Pumpspeicherkraftwerke

Neben dem konventionellen Pumpspeicherkraftwerk wurde auch das StEnSea-Kraftwerk berücksichtigt, das zurzeit am Fraunhofer IEE entwickelt und bereits erfolgreich im Maßstab 1:10 erprobt wurde. Im Vergleich zwischen den beiden Technologien zeichnet sich das konventionelle Pumpspeicherkraftwerk durch eine beliebig skalierbare Kapazität mit sinkenden spezifischen Kosten aus. Das StEnSea-Kraftwerk wird bisher mit einem festen Verhältnis von Leistung zu Kapazität geplant. Eine Vergrößerung der Kapazität durch eine reine Vergrößerung des Kugelvolumens ist nicht ohne weiteres möglich. Die Folge davon ist, dass eine Verdopplung der Leistung oder der Kapazität auch zu einer Verdopplung der notwendigen Einheiten führt.

In zukünftigen Anwendungen der StEnSea-Technologie sollen mehrere Einheiten als Kugelparks installiert werden, da die Installation mehrerer Einheiten zu niedrigeren spezifischen Gesamtkosten führt und einen variablen Betrieb ermöglicht. Variabel bedeutet in diesem Fall, dass bedarfsorientiert mehrere Einheiten parallel oder hintereinander bzw. entladen werden können. Wenn die Anzahl der Einheiten allerdings ausschließlich erhöht wird um die Kapazität zu erhöhen bzw. längere Bereitstellungsdauern abdecken zu können führt dies zwar zu geringeren kapazitätsspezifischen, aber auch zu deutlich gesteigerten leistungsspezifischen Kosten. Die Ursache dafür ist, dass die theoretisch zusätzlich zur Verfügung stehenden Leistung nicht genutzt wird, wenn die Einheiten nicht parallel, sondern ausschließlich nacheinander betrieben werden. Die Folge davon ist, dass für das StEnSea-Kraftwerk nur Bereitstellungsdauern bis hin zu acht zusammenhängenden Stunden wirtschaftlich sinnvoll sind, während konventionelle Pumpspeicher auch noch mit einer Bereitstellungsdauer von 24 zusammenhängenden Stunden betrieben werden können.

Abbildung 32 und Abbildung 33 zeigen die LCOF der beiden Technologien für positive und negative Flexibilitätsdienstleistung. In beiden Fällen und für beide Technologien kann die Flexibilitätsdienstleistung mit den meisten Vollzyklen pro Jahr, d.h. diejenige mit einer Bereitstellung von zwei mal vier zusammenhängenden Stunden pro Tag, am günstigsten angeboten werden, wobei bei konventionellen Pumpspeichern durch die niedrigen kapazitätsbezogenen Kosten nur ein geringer Unterschied zu der Flexibilitätsbereitstellung mit acht zusammenhängenden Stunden pro Tag auftritt. Mit beiden Technologien kann die negative Flexibilitätsdienstleistung günstiger angeboten werden als die positive, da in diesem Fall geringere Kapazitäten notwendig sind und für das

Laden bzw. den Strombezug als Dienstleistung keine betriebsgebundenen Kosten anfallen. Für konventionelle Pumpspeicherkraftwerke ist die maximale Leistung, die im Projekt berücksichtigt wurde zu gering, d.h. dass in der Regel größere Leistungen installiert werden. Mit zunehmender Leistungen würden auch für konventionelle Pumpspeicher die LCOF sinken, da die spezifischen Installationskosten geringer sind, aber unter Berücksichtigung der gesetzten Grenzen kann dieser Zusammenhang hier nur für die StEnSea-Kraftwerke gezeigt werden.

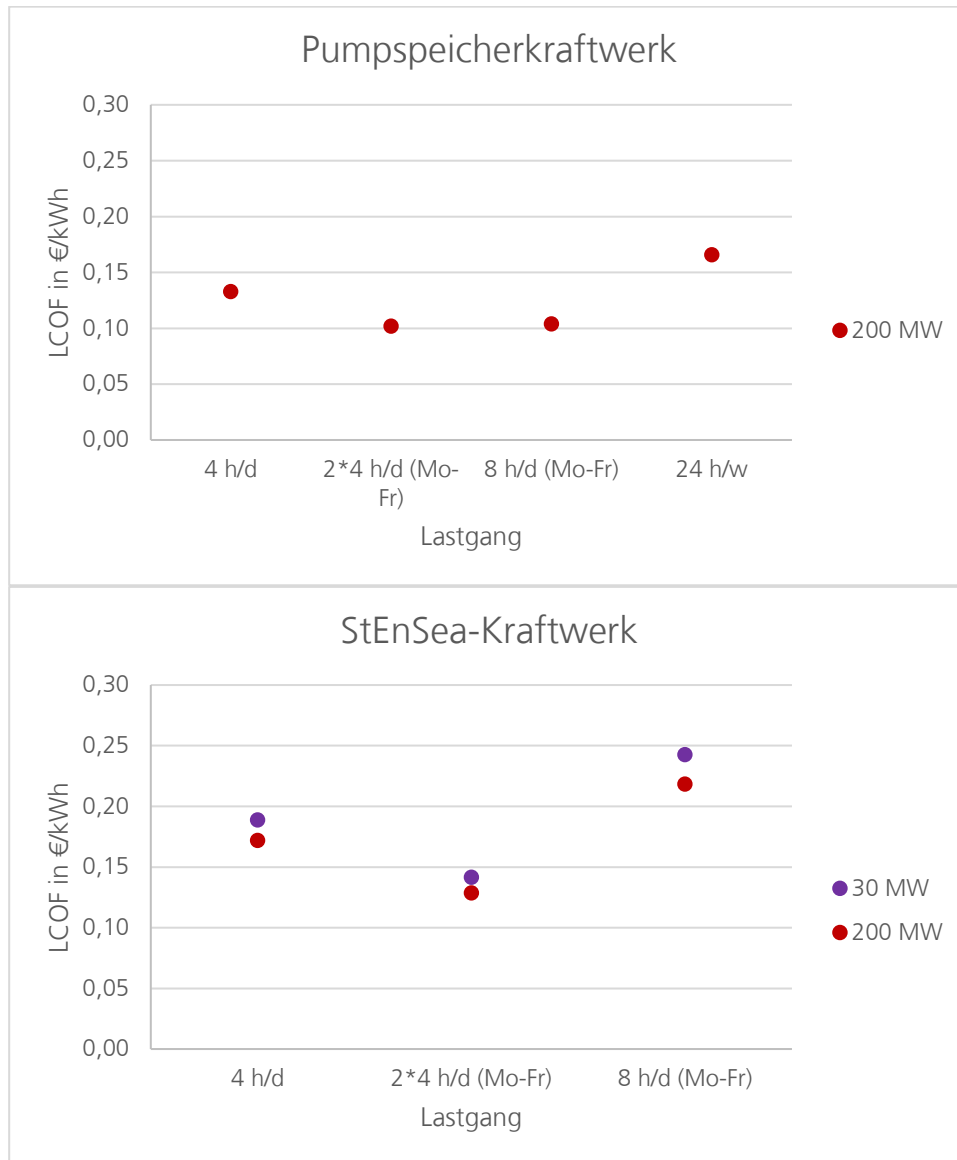


Abbildung 32: Überblick über die LCOF der StEnSea-Kraftwerke (Abbildung unten) und Pumpspeicherkraftwerke (Abbildung oben) für eine positive Flexibilitätsbereitstellung bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen

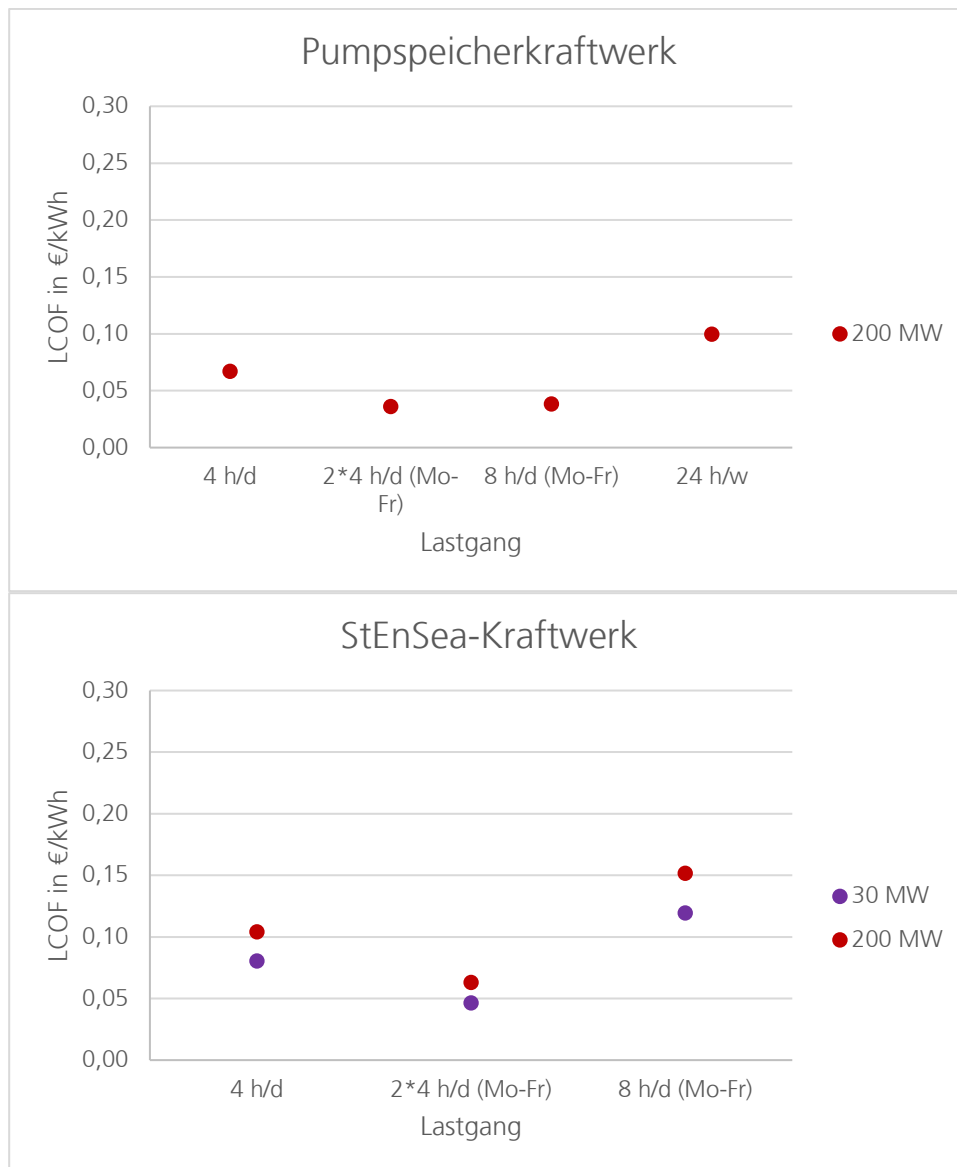


Abbildung 33: Überblick über die LCOF der StEnSea-Kraftwerke (Abbildung unten) und Pumpspeicherkraftwerke (Abbildung oben) für eine negative Flexibilitätsbereitstellung bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen

### 3.1.6 Batteriespeicher

Bei den betrachteten Batteriespeichern konnte aus der intensiven Literaturrecherche keine Kostendegression mit zunehmender Leistung oder Kapazität abgeleitet werden [145]. Aus diesem Grund wurden die gleichen spezifischen Kosten für alle Modellanlagen zu Grunde gelegt. Daraus folgt, dass die Kosten und die bereitgestellte Energiemenge in einer konkreten zeitlichen Anforderung im selben Maß von der leistungsspezifischen Anforderung abhängen, wodurch für alle leistungsspezifischen Anforderungen näherungsweise der gleiche LCOF für die jeweilige zeitliche Anforderung resultiert. Deswegen ist in Abbildung 34, die den Überblick der LCOF der Batteriespeicher zeigt, jeweils nur ein LCOF für beide Batterietechnologien eingetragen.

Es ist deutlich zu erkennen, dass der LCOF bei beiden Technologien für eine Bereitstellungsdauer von 24 zusammenhängenden Stunden pro Woche drastisch zunimmt, was

auf die deutlich geringe Anzahl von Vollzyklen zurückzuführen ist. In beiden Fällen und für beide Technologien kann die Flexibilitätsdienstleistung mit den meisten Vollzyklen pro Jahr, d.h. diejenige mit einer Bereitstellung von zwei mal vier zusammenhängenden Stunden pro Tag, am günstigsten angeboten werden. Im Vergleich zwischen den beiden Technologien ist zu erkennen, dass sie bei einer Bereitstellungsdauer von vier Stunden noch vergleichbare LCOF erzielen, wobei hier bereits niedrigere LCOF mit den Redox-Flow-Batterien erzielt werden. Je länger die Bereitstellungsdauer ist, desto stärker wirken sich die gegenüber den Lithium-Ionen-Batterien niedrigeren kapazitätsbezogenen Kosten der Redox-Flow-Batterien auf den LCOF aus, so dass für längere Bereitstellungsdauern stets niedrigere LCOF erzielt werden können.

Trotz gleicher Anzahl von Vollzyklen wurden für die positive und negative Flexibilitätsbereitstellung unterschiedliche Anlagen dimensioniert, da ein Energiespeicher, bedingt durch den Wirkungsgrad, nicht dieselbe Energiemenge abgibt, die er aufnimmt. In Folge dessen mussten die Speicher für die Erbringung positiver Flexibilitätsbereitstellung mit größeren Kapazitäten ausgelegt werden um die geforderte Flexibilitätsleistung beim Entladen über den gleichen Zeitraum zur Verfügung stellen zu können. Darüber hinaus wurde die Annahme getroffen, dass der Strombezugspreis im negativen Fall, d.h. wenn die Flexibilitätsdienstleistung darin besteht den Speicher zu laden, 0,00 €/kWh beträgt, während der Strombezugspreis im positiven Fall, d.h. wenn die Flexibilitätsdienstleistung darin besteht den Speicher zu Entladen, 0,02 €/kWh beträgt. Sowohl die höhere Kapazität als auch die höheren Strombezugskosten führen dazu, dass der LCOF im positiven Fall höher als im negativen Fall ist

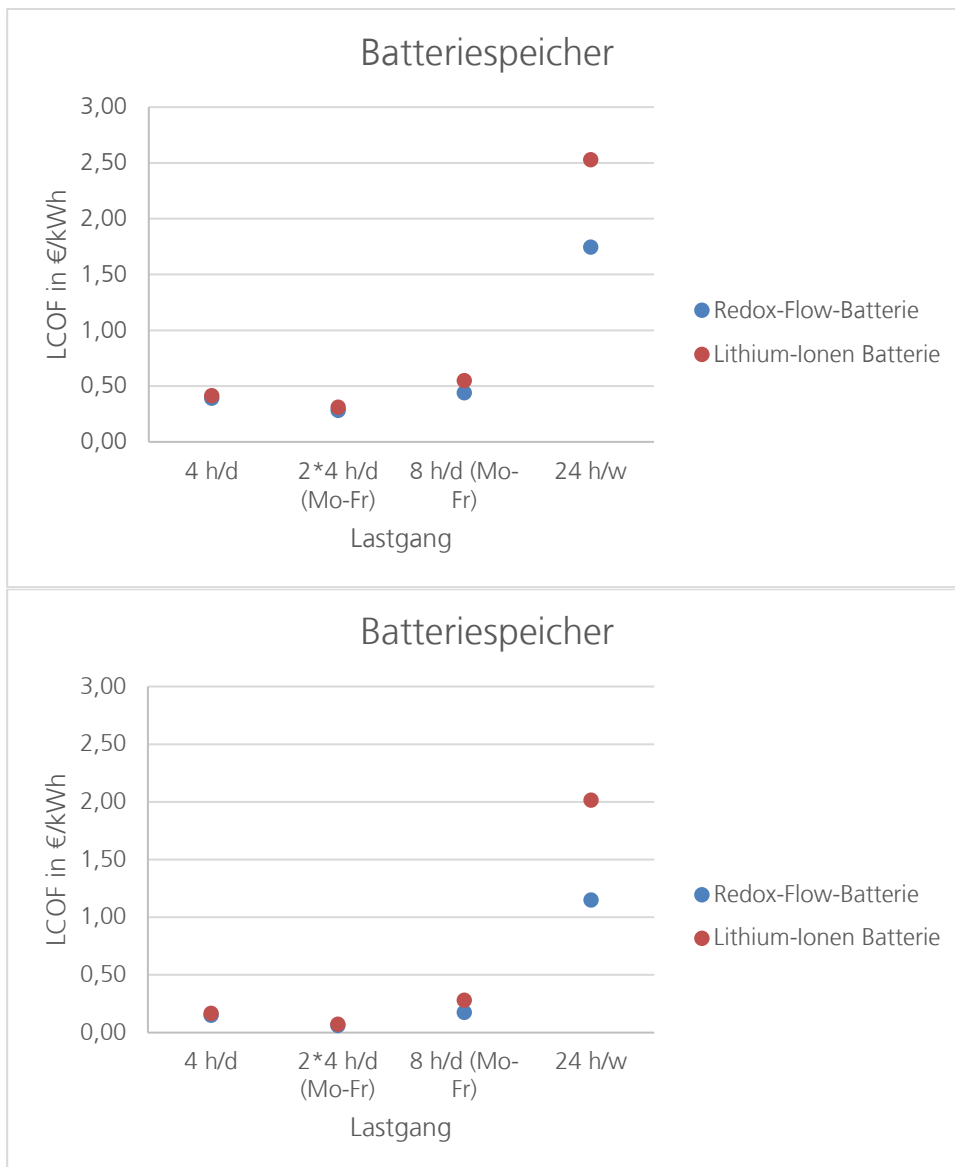


Abbildung 34: Überblick über die LCOF der Batteriespeicher für eine negative Flexibilitätsbereitstellung (Abbildung unten) und positive Flexibilitätsbereitstellung (Abbildung oben) bei jeweils unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen

### 3.1.7 Druckluftspeicher

Im Rahmen des Projekts wurden neben den kommerziell betriebenen diabaten Druckluftspeichern auch adiabate Druckluftspeicher (D-CAES) berücksichtigt obwohl aktuell noch keine adiabaten Druckluftspeicher kommerziell betrieben werden. In der Regel handelt es sich bei adiabaten Druckluftspeichern um Hochtemperaturdruckluftspeichern (HTA-CAES). Am Fraunhofer UMSICHT wurde im Rahmen eines Projekts allerdings gezeigt, dass das Konzept eines adiabaten Niedertemperaturdruckluftspeichers (LTA-CAES) realisierbar ist. Mit diesem Konzept können die kapitalgebundenen Kosten im Vergleich zu den Hochtemperaturdruckluftspeichern (HTA-CAES) verringert werden. Im Vergleich zeichnen sich die diabaten Druckluftspeicher dadurch aus, dass sie durch die Zuführung des fossilen oder Biokraftstoffes mehr elektrische Energie ins Netz zurückspeisen können als sie zuvor aufgenommen haben. Mit adiabate Druckluftspeicher können höhere Wirkungsgrade erreicht werden.



Abbildung 35 zeigt den Überblick der LCOF für die unterschiedlichen Leistungen und Technologien. Analog zu den anderen Speichertechnologien werden die niedrigsten LCOF für alle Technologien für die zeitliche Anforderung mit den meisten Vollzyklen pro Jahr, d.h. derjenigen mit einer Bereitstellung von zwei mal vier zusammenhängenden Stunden pro Tag, erreicht. Darüber hinaus ist beim technologieinternen Vergleich sowohl für die negative als auch für die positive Flexibilitätsbereitstellung zu erkennen, dass die LCOF mit zunehmender installierter Leistung sinken.

Im Vergleich zwischen den diabaten und adiabaten Technologien lässt sich feststellen, dass trotz der höheren verbrauchsgebundenen Kosten der diabaten Druckluftspeicher niedrigere LCOF erzielt werden, was vor allem auf die geringeren kapitalgebundenen Kosten zurückzuführen ist. In adiabaten Speichern wird nicht nur elektrische, sondern auch thermische Energie gespeichert, wodurch einer hohe Zyklenanzahl ein noch höherer Stellenwert zugeordnet werden kann. Sowohl bei der positiven als auch bei der negativen Flexibilitätsbereitstellung ist zu erkennen, dass für die zeitliche Anforderung mit den meisten Vollzyklen pro Jahr nicht nur die niedrigsten LCOF erreicht werden, sondern diese technologieübergreifend auch am dichtesten zusammenliegen.

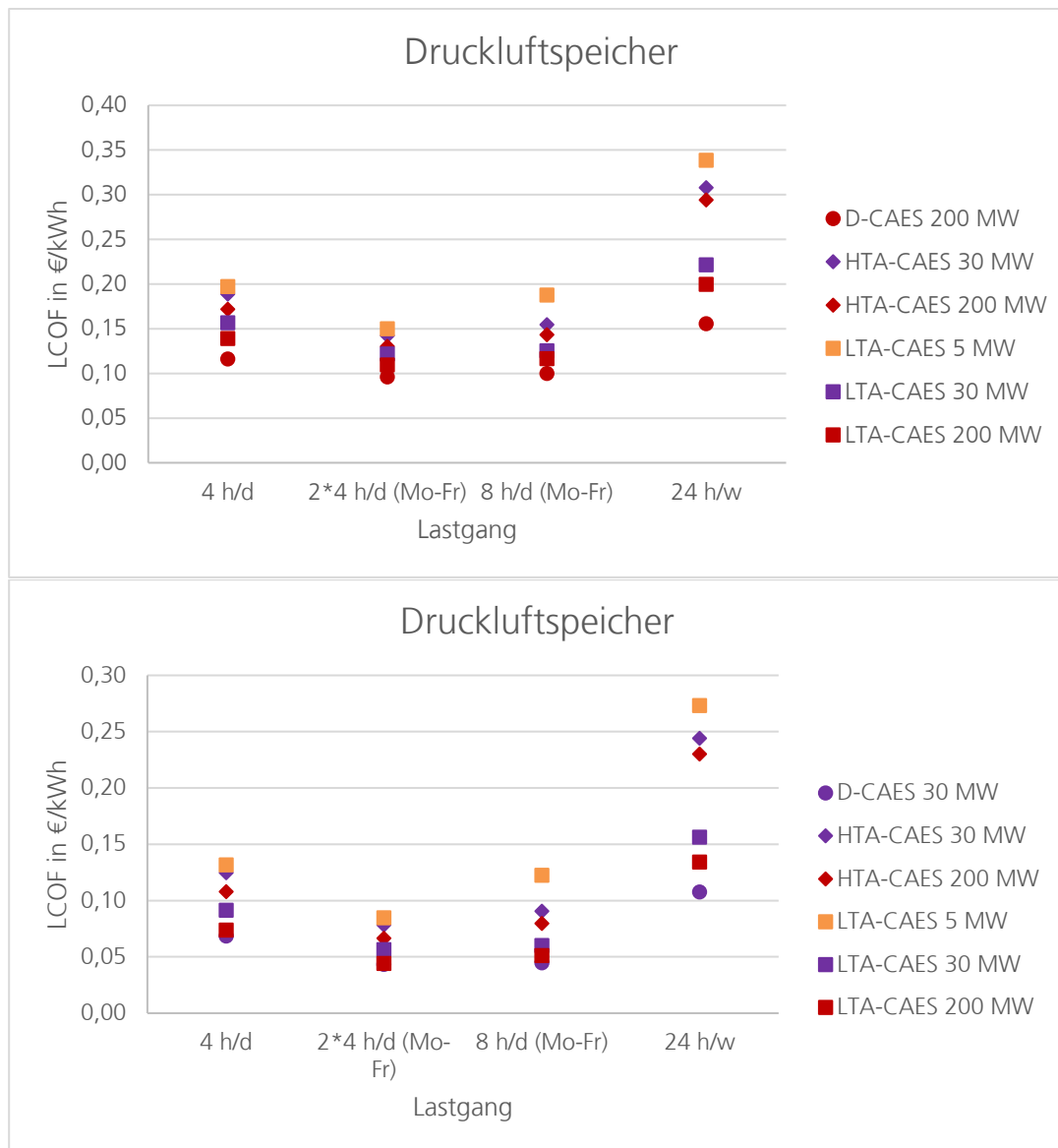
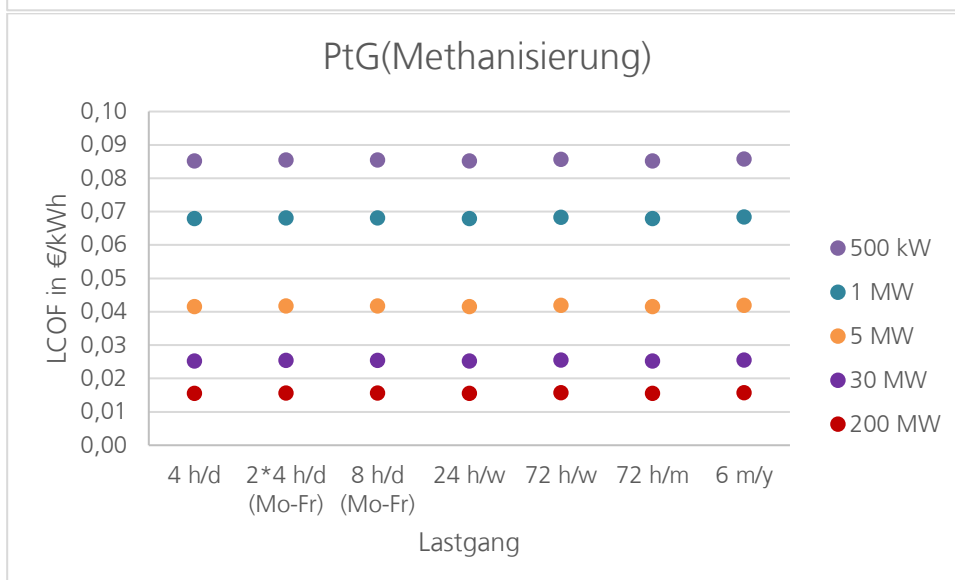
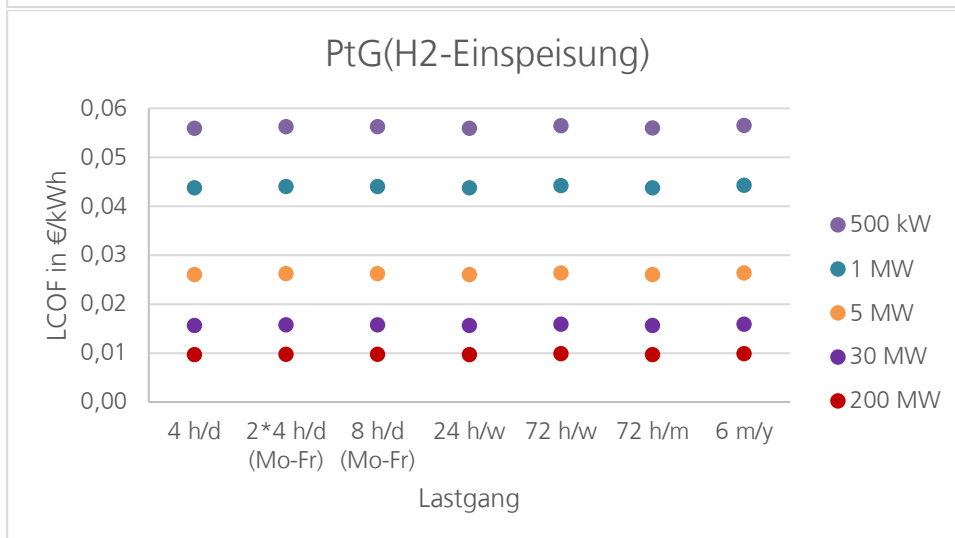
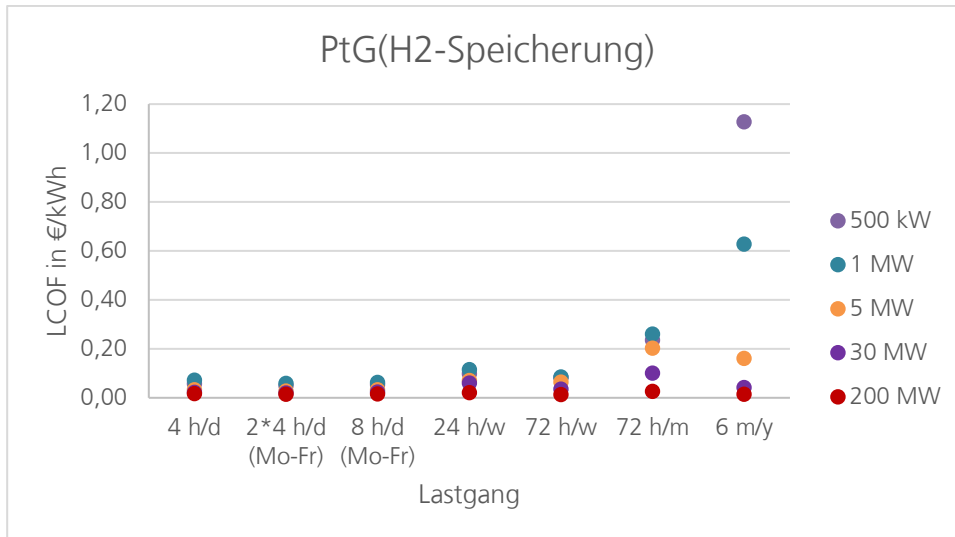


Abbildung 35: Überblick über die LCOF der Druckluftspeicher für eine negative Flexibilitätsbereitstellung (Abbildung unten) und positive Flexibilitätsbereitstellung (Abbildung oben) bei jeweils unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen

### 3.1.8 Power-to-Gas

Für Power-to-Gas Anlagen sind die Volllaststunden und deren Abhängigkeit in den Lastgängen invertiert zu denen der flexiblen Kraftwerke. Für die Power-to-Gas Anlagen, die zur Bereitstellung von positiver Flexibilität abgeschaltet werden, ergeben sich hier hohe Volllaststunden und im negativen Fall entsprechend niedrigere. Bei den Anlagenkonzepten: H<sub>2</sub>-Einspeisung, Methanisierung, Direktmethanisierung sind die Volllaststunden und die installierte elektrische Leistung die ausschlaggebenden Kriterien für die Höhe des LCOF. Bei dem Konzept H<sub>2</sub>-Speicherung haben die Größe des H<sub>2</sub>-Speichers und die Anzahl dessen Vollzyklen zusätzlich einen entscheidenden Einfluss auf den LCOF. Der LCOF für eine positive wie negative Flexibilitätsbereitstellung ist in Abbildung 36 und Abbildung 37 dargestellt.



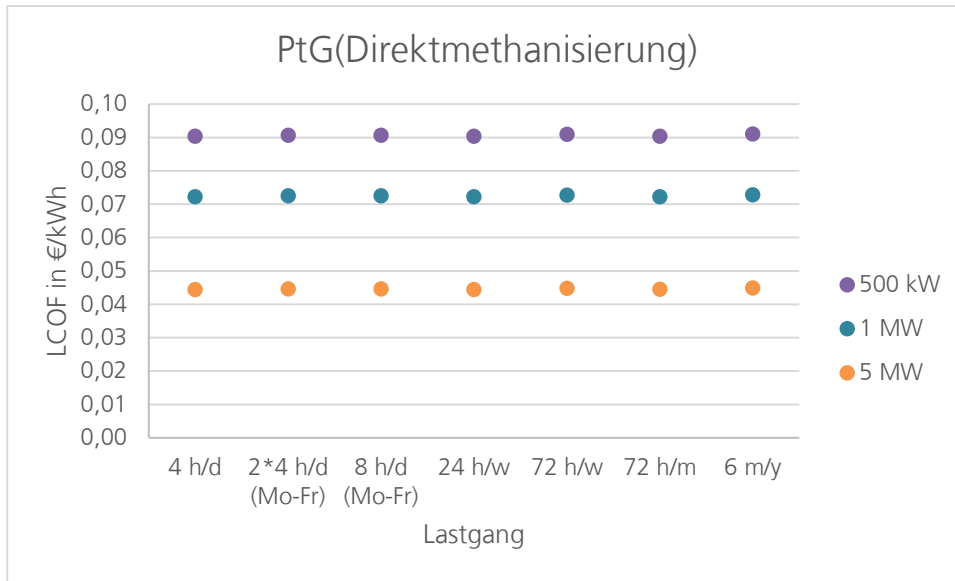
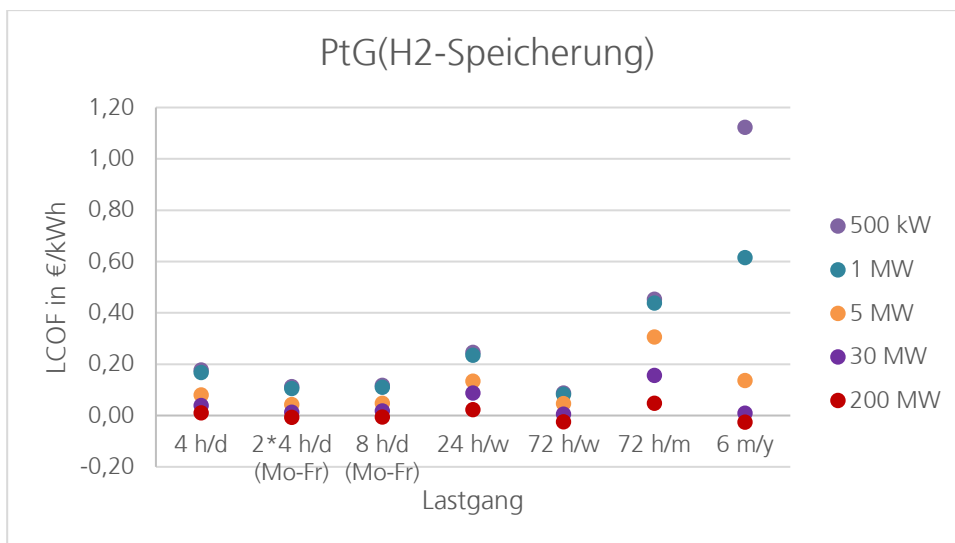


Abbildung 36: Überblick über die LCOF der PtG-Anlagenkonzepte für eine positiven Flexibilitätsbereitstellung bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen

Die Bereitstellung negativer Flexibilität führt in zwei Fällen zu negativen LCOF, weil die Wasserstoff Erlöse die Kosten der Flexibilitätserbringung überschreiten.



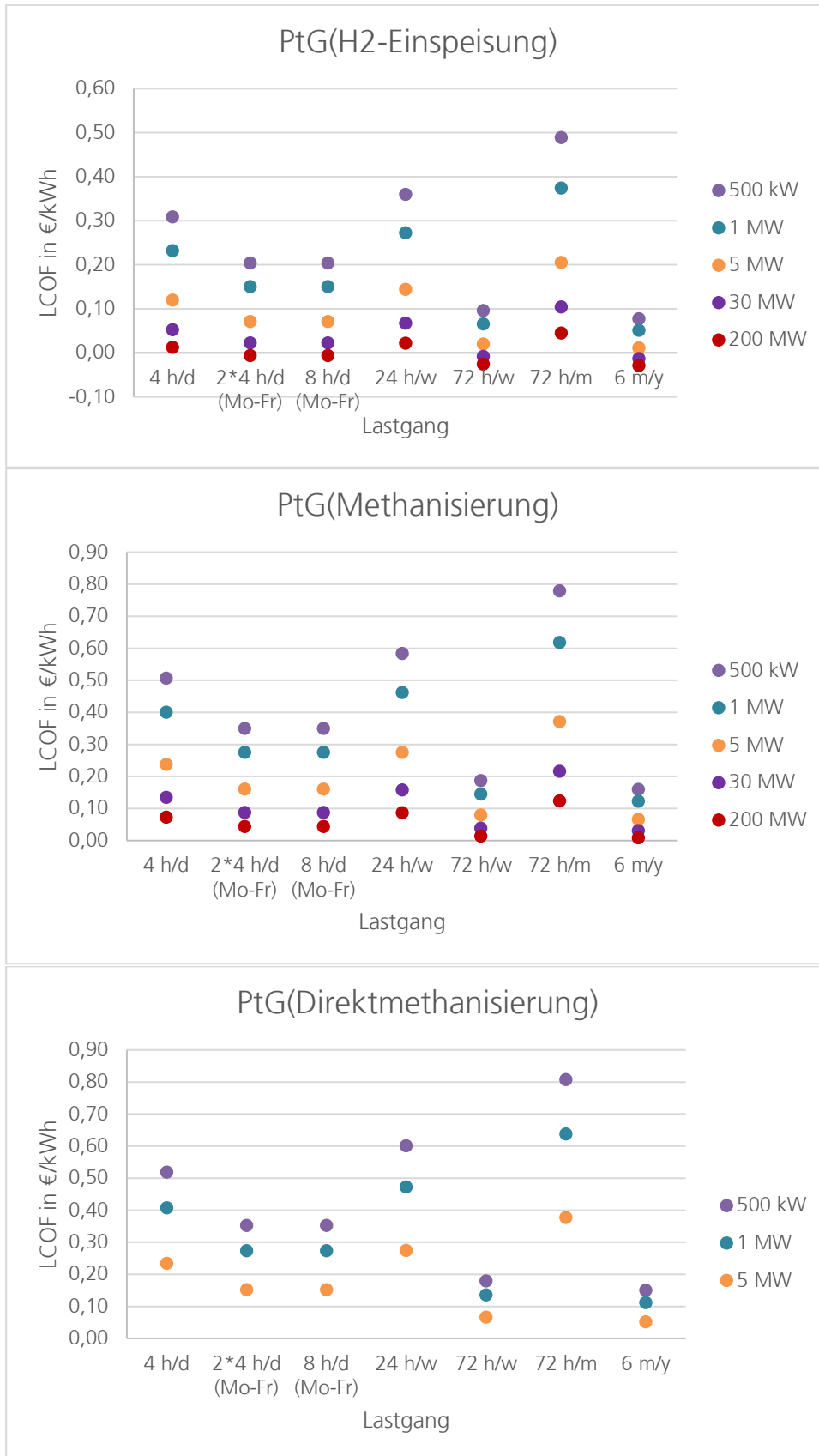


Abbildung 37: Überblick über die LCOF der PtG-Anlagenkonzepte für eine negative Flexibilitätsbereitstellung bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen

### 3.1.9 Zusammenfassung der technologiespezifischen Auswertung

Die bisherigen technologiespezifischen Auswertungen werden in Tabelle 15 für die positiven Flexibilitätsbereitstellung und in Tabelle 16 für die negativen Flexibilitätsbereitstellung zusammengefasst. Aus den Tabellen geht hervor, dass für jede Technologie bestimmte zeitliche Anforderungen an die Flexibilitätsbereitstellung besonders prädestiniert sind. Eine Ausnahme stellt die PtG-Anlage mit Wasserstoff-Speicher dar. Für die negativen Lastgänge variiert der beste Lastgang, der die zeitliche Anforderung an die Flexibilitätsbereitstellung definiert, aufgrund der Speicherdimensionierung in Abhängigkeit von der Leistungsklasse. Für alle anderen Fälle ist der, für die jeweilige Technologie prädestinierte, Lastgang in den Tabellen grün hervorgehoben. Mit den hellgrün gekennzeichneten Lastgängen werden vergleichbare LCOF erzielt, wobei hier jeweils in allen Leistungsklassen eine relative Abweichung von weniger als 20 % im Vergleich zum Lastgang mit dem niedrigsten LCOF als Referenz genommen wurde. Eine Ausnahme stellt der Niedertemperaturdruckluftspeichers (LTA-CAES) mit einer Leistung von 5 MW dar. Aufgrund der höheren kapitalgebundenen Kosten führt die zeitliche Anforderung von acht zusammenhängenden Stunden zu einer größeren Abweichung.

Anstelle der relativen Auswertung wurde auch der Versuch unternommen eine absolute Differenz in Euro pro kWh anzusetzen, wobei aus den Abbildungen der vorherigen Unterkapitel schnell ersichtlich wird, dass es nicht möglich ist einen Betrag zu finden der allen Technologie über allen Leistungsklassen hinweg gerecht wird. Aus diesem Grund wurde eine entsprechende Auswertung nicht weiterverfolgt.

Tabelle 15: Bewertung der positiven Lastgänge für die Flexibilitätsoptionen

	Lastgang	4 h/d	2*4h/d (Mo-Fr)	8 h/d (Mo-Fr)	24 h/w	72 h/w	72 h/m	6 m/y
1	Biogasanlage	x	x	x	x	x	x	x
2	ReBi	x	x	x	x	x	x	x
3	Holz-Heizkraftwerk	x	x	x	x	x	x	
4	Gasmotor-BHKW	x	x	x	x	x	x	x
5	Gasturbine-BHKW	x	x	x	x	x	x	x
6	Brennstoffzelle BHKW	x	x	x	x	x	x	x
7	Windenergieanlage							
8	PV-Anlage							
9	Pumpspeicherkraftwerk	x	x	x	x			
10	StEnSea-Kraftwerk	x	x	x				
11	Redox-Flow-Batterie	x	x	x	x			
12	Lithium-Ionen Batterie	x	x	x	x			
13	D-CAES	x	x	x				
14	HTA-CAES	x	x	x	x			

15	LTA-CAES	x	x	x <sup>1</sup>	x				Ergebnisse
16	PtG (H2-Speicherung)	x	x <sup>2</sup>	x	x	x	x	x	
17	PtG (H2-Einspeisung)	x	x	x	x	x	x	x	
18	PtG (Methanisierung)	x	x	x	x	x	x	x	
19	PtG (Direktmethanisierung)	x	x	x	x	x	x	x	

<sup>1</sup>Ausnahme 5 MW, <sup>2</sup> Ausnahme 200 MW

Tabelle 16: Bewertung der negativen Lastgänge für die Flexibilitätsoptionen

	Lastgang	4 h/d	2*4h/d (Mo-Fr)	8 h/d (Mo-Fr)	24 h/w	72 h/w	72 h/m	6 m/y
1	Biogasanlage	x	x	x	x	x	x <sup>1</sup>	x
2	ReBi	x	x	x	x	x	x	x
3	Holz-Heizkraftwerk	x	x	x	x	x	x	x
4	Gasmotor-BHKW	x	x	x	x	x	x	x
5	Gasturbine-BHKW	x	x	x	x	x	x	x
6	Brennstoffzelle BHKW	x	x	x	x	x	x	x
7	Windenergieanlage	x						
8	PV-Anlage	x						
9	Pumpspeicherkraftwerk	x	x	x	x			
10	StEnSea-Kraftwerk	x	x	x				
11	Redox-Flow-Batterie	x	x	x	x			
12	Lithium-Ionen Batterie	x	x	x	x			
13	D-CAES	x	x	x				
14	HTA-CAES	x	x	x	x			
15	LTA-CAES	x	x	x <sup>2</sup>	x			
16	PtG (H2-Speicherung)	x	x	x	x	x	x	x
17	PtG (H2-Einspeisung)	x	x	x	x	x	x	x
18	PtG (Methanisierung)	x	x	x	x	x	x	x
19	PtG (Direktmethanisierung)	x	x	x	x	x	x	x

<sup>1</sup>Ausnahme 1 MW, <sup>2</sup> Ausnahme 5 MW

## 3.2 Benchmarking der Flexibilitätsoptionen

Während der Fokus im vorangegangenen Kapitel auf der Darstellung von den jeweils technologiespezifisch prädestinierten Flexibilitätsdienstleistungen lag, liegt dieser im Folgenden auf einem technologieübergreifenden Vergleich der Kosten der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen um eine bestimmte Flexibilitätsdienstleistung bereit zu stellen. Unter projektspezifischen Rahmenbedingung (bzw. hier den in dieser Studie unterstellten Rahmenbedingungen) ist es so möglich, die für eine bestimmte Flexibilitätsdienstleistung kostengünstigste Technologie zu identifizieren.

In der Studie wurden eine Vielzahl unterschiedlicher Flexibilitätsdienstleistung mit unterschiedlich großen Leistungen betrachtet. Diese in dem vorliegenden Bericht alle darzustellen würde den Umfang eines gut leserlichen Schlussberichts jedoch übersteigen. Daher werden nachfolgend ausgewählte Ergebnisse von Flexibilitätsdienstleistungen dargestellt, die einen guten Überblick über die betrachteten bereit gestellten Leistungen sowie über die zeitliche Anforderung der Leistungsbereitstellung geben.

Dabei wird das Kapitel nach den Ergebnissen für die Bereitstellung von positiver und negativer Flexibilität untergliedert. Für ein besseres Verständnis wird die Ergebnisdarstellung nachfolgen kurz erläutert (Kapitel 3.2.1).

### 3.2.1 Erläuterung der Ergebnisdarstellung

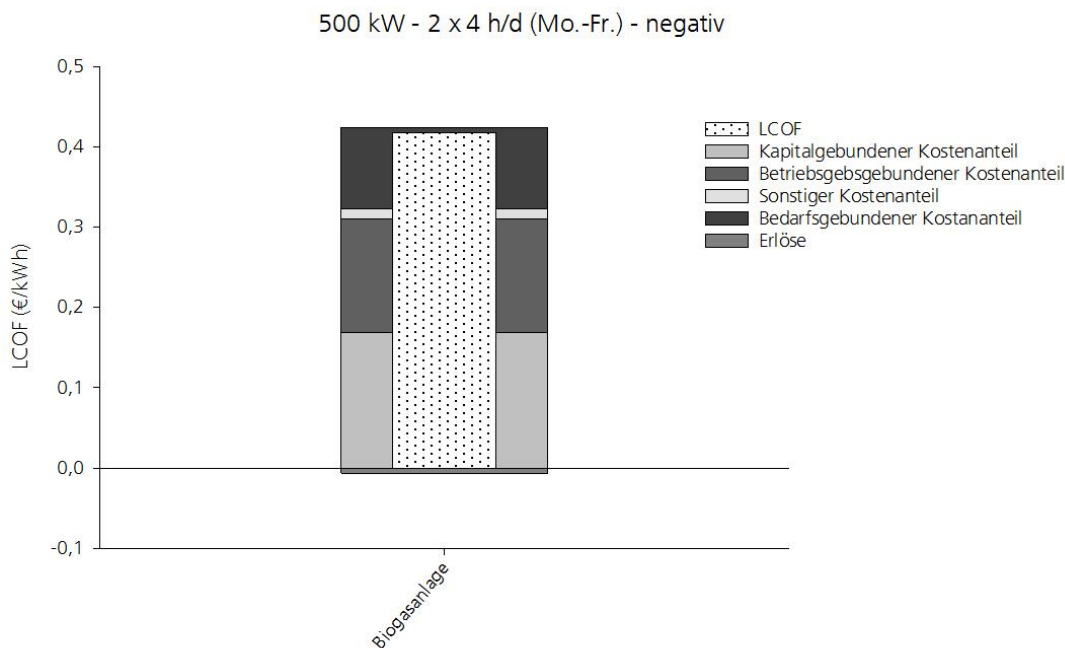


Abbildung 38: Balkendiagramm zur Darstellung des LCOF am Beispiel einer flexiblen Biogasanlage

In den folgenden Diagrammen berechnet sich der LCOF aus der Summe der gestapelten Balken, die für die unterschiedlichen Kostengruppen stehen. Die Unterteilung in die Anteile des LCOF, die durch die kapitalgebundenen, die betriebsgebundenen, die bedarfsgebundenen und sonstigen Kosten sowie die Erlöse entstehen ermöglicht es in einigen Fällen die Ursache für den Preisunterschied schnell zu identifizieren. Der LCOF wird als



Säule in der Mitte der Balken dargestellt und liegt immer dann unterhalb der gestapelten Balken, wenn den Kosten Erlöse gegen gerechnet werden können. In der Ergebnisdarstellung sind nur die Kosten der Flexibilitätsbereitstellung von Technologien enthalten, bei denen die Bereitstellung der Flexibilität zu einem ökonomisch gerade noch vertretbaren Aufwand erbracht werden kann.

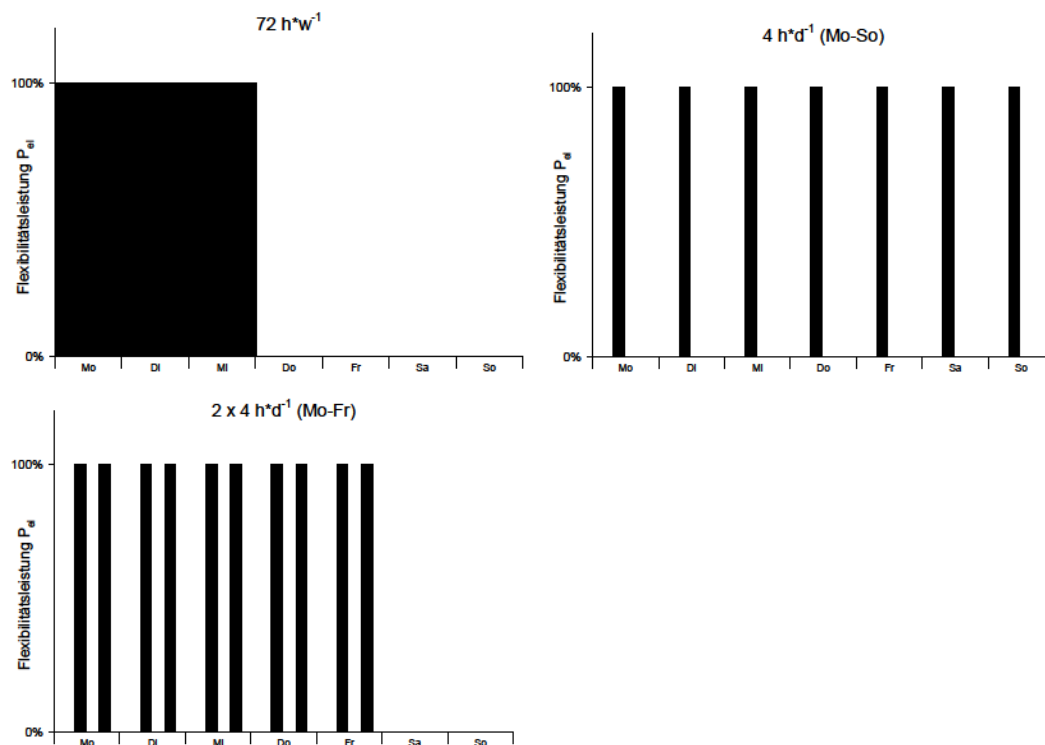
Abbildung 38 zeigt die gestapelten Balken für die Biogasanlage mit einer Leistung von 500 kW für eine Bereitstellungsdauer von zwei mal vier zusammenhängenden Stunden pro Tag. In diesem Fall werden Erlöse erzielt, die negativ dargestellt sind. Der mittlere Balken, der den LCOF angibt ist dadurch niedriger als die gestapelten Balken der unterschiedlichen Kostengruppen.

### 3.2.2 Positive Flexibilitätsdienstleistung

Aus den Betrachtungen in vorangegangenem Kapitel 3.1 können technologiespezifisch jeweils vorteilhafte Flexibilitätsdienstleistungen abgeleitet werden (vgl. Tabelle 15). Diese lassen jedoch noch keine Aussage bzgl. deren Wettbewerbsfähigkeit gegenüber technischen Alternativen zu. Daher werden in den folgenden Kapiteln die Kosten für verschiedene positive Flexibilitätsdienstleistungen der betrachteten Technologien gegenübergestellt.

Für den Fall der Bereitstellung positiver Flexibilität werden die folgenden Flexibilitätsdienstleistungen betrachtet, die in Abbildung 39 grafisch dargestellt sind:

- 500 kW, 6 Monate pro Jahr
- 5 MW, 4 Stunden pro Tag
- 150 kW, zweimal 4 Stunden am Tag
- 200 MW, zweimal 4 Stunden am Tag, wochentags



### 3.2.2.1 Flexibilitätsdienstleistung: 500 kW für 6 Monate im Jahr

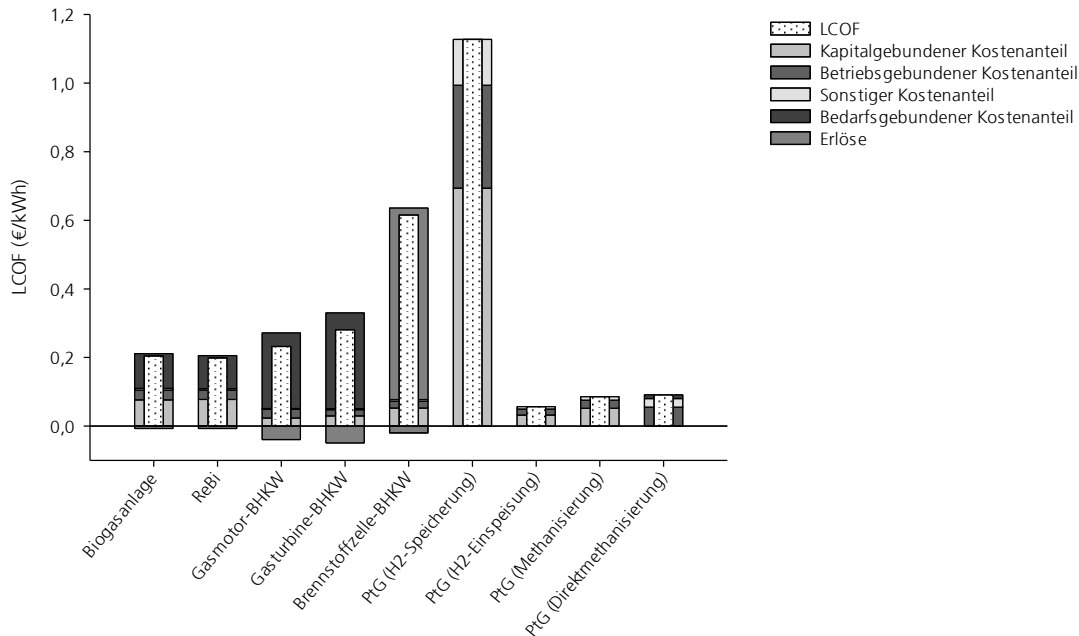


Abbildung 40: Gegenüberstellung der LCOF bei positiver Flexibilitätsbereitstellung von 500 kW an 6 Monaten im Jahr

Abbildung 40 zeigt die LCOF für den Abruf einer Flexibilitätsdienstleistung mit 500 kW und der zeitlichen Anforderung diese über sechs zusammenhängende Monate pro Jahr (6 m/y) zu erbringen. PtG-Technologien, die als flexible Last betrachtet wurden weisen hier die geringsten Kosten und LCOF auf. Lediglich im Fall der PtG-Anlage mit Wasserstoff-Speicherung resultieren diese durch die große erforderliche Kapazität des Speichers in höheren LCOF. Die anderen Speichertechnologien (Batteriesspeicher, etc.) wurden für diese zeitliche Anforderung aufgrund der geringen Zyklenzahl nicht berücksichtigt.

Im direkten Vergleich der flexiblen Kraftwerke werden unter den hier getroffenen Annahmen geringere LCOF mit den Biogasanlagen als mit dezentralen (Biomethan-) BHKWs erzielt. Die regelbare Biogasanlage (ReBi) erreicht hier den geringsten LCOF und ist u.a. aufgrund der effizienten Faulraumraum-, Gasspeicher- und Substratnutzung in der Zeit ohne Strombedarf kostengünstiger als die konventionelle Biogasanlage. Brennstoffzellen BHKWs haben aufgrund der hohen kapitalgebundenen und hohen Brennstoff-Kosten, für aus erneuerbarem Strom gewonnener Wasserstoff aus PtG-Verfahren, die höchsten LCOF unter den flexiblen Kraftwerken.

### 3.2.2.2 Flexibilitätsdienstleistung: 5 MW an 4 Stunden pro Tag

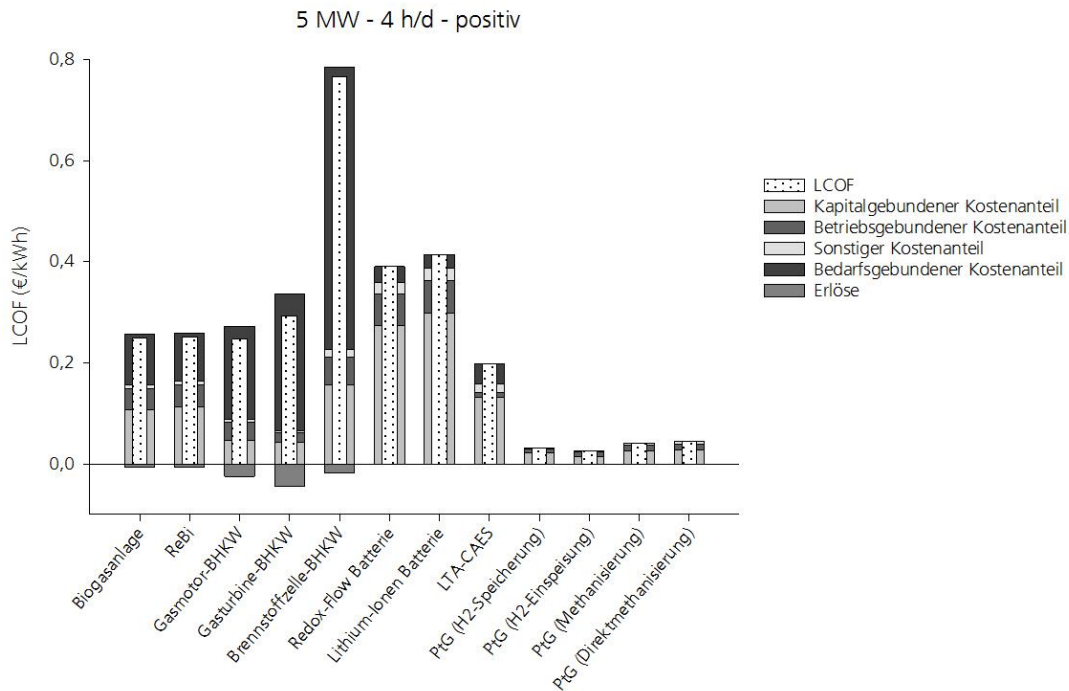


Abbildung 41: Gegenüberstellung der LCOF bei positiver Flexibilitätsbereitstellung von 5 MW an vier Stunden pro Tag

Der Kostenvorteil von Lastmanagementoptionen, hier einer PtG-Anlage, als Flexibilitätsdienstleister (vgl. Abbildung 40) wird bei einem für diese prädestinierten Lastgang von 4 Stunden am Tag deutlich (vgl. Abbildung 41). Hier werden die PtG-Anlagen nur einmal pro Tag für vier Stunden abgeschaltet, so dass die Anzahl der Vollaststunden deutlich höher ist als bei der zuvor betrachteten Flexibilitätsdienstleistung. Bei dieser Flexibilitätsdienstleistung wurden auch Energiespeicher betrachtet, wobei bei zu erbringenden Leistung von 5 MW nur Batteriespeicher und adiabate Niedertemperaturdruckluftspeicher (LTA-CAES) berücksichtigt wurden.

Das Ergebnis veranschaulicht, dass der LCOF von Batteriespeicher über denen von flexiblen Kraftwerken liegt, mit Ausnahme des Brennstoffzellen-BHKW. Die höheren LCOF der Batteriespeicher sind insbesondere auf die höheren kapitalgebundenen Kosten zurückzuführen. Sollten die kapitalgebundenen Kosten in den kommenden Jahren geringer werden, was von vielen Fachleuten so erwartet wird, würde dies die Wettbewerbsfähigkeit verbessern. Das Fraunhofer ISI hat im Jahr 2017 ein Update der Energiespeicher Roadmap veröffentlicht in dem prognostiziert wird, dass die Zellen in Abhängigkeit des Zelltypen bis 2030 um 30 % bis 50 % günstiger werden [107]. Diese prognostizierte Preisentwicklung würde dazu führen, dass konkurrenzfähige LCOF erzielt werden. Mit dem adiabaten Niedertemperaturdruckluftspeicher (LTA-CAES), das sich in der Entwicklung befindet, könnten heute theoretisch schon günstigere LCOF erreicht werden.

Der Unterschied zwischen flexiblen Biogasanlage und Biomethan-BHKW ist marginal. Hier kommt es daher umso mehr auf projektspezifische Rahmenbedingungen an. Gasturbinen haben aufgrund des schlechteren elektrischen Wirkungsgrades hier höhere LCOF. Holz-HKW wurden nicht berücksichtigt, da nur wenige Bestands-HKW in der Lage sind 5 MW flexibel bereit zu stellen.

### 3.2.2.3 Flexibilitätsdienstleistung: 150 kW an zweimal vier Stunden, wochentags

Ergebnisse

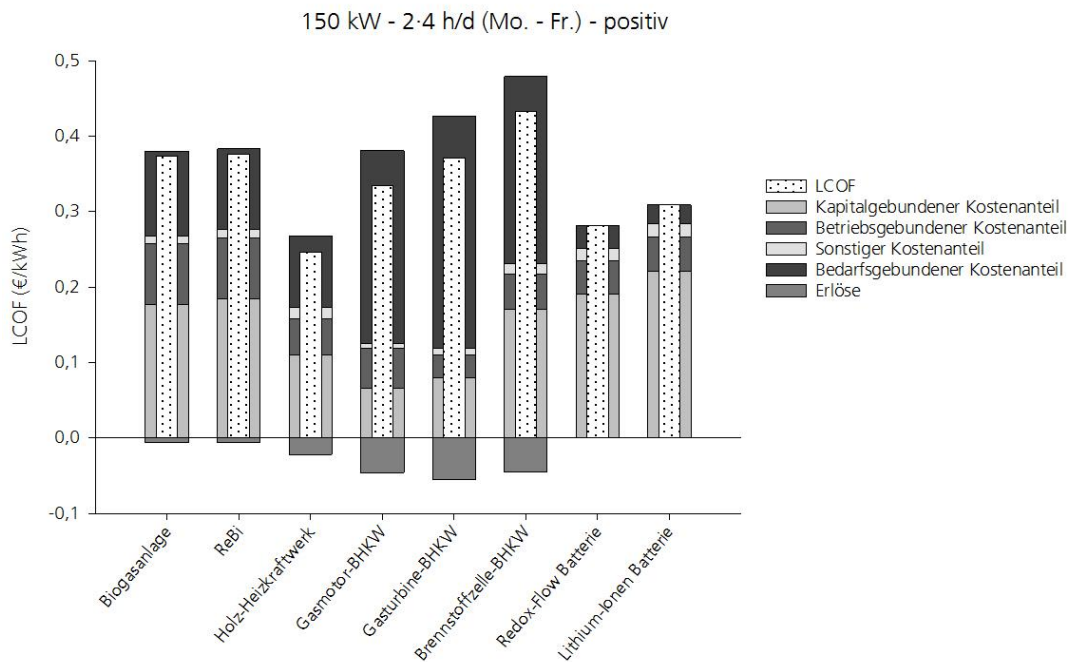
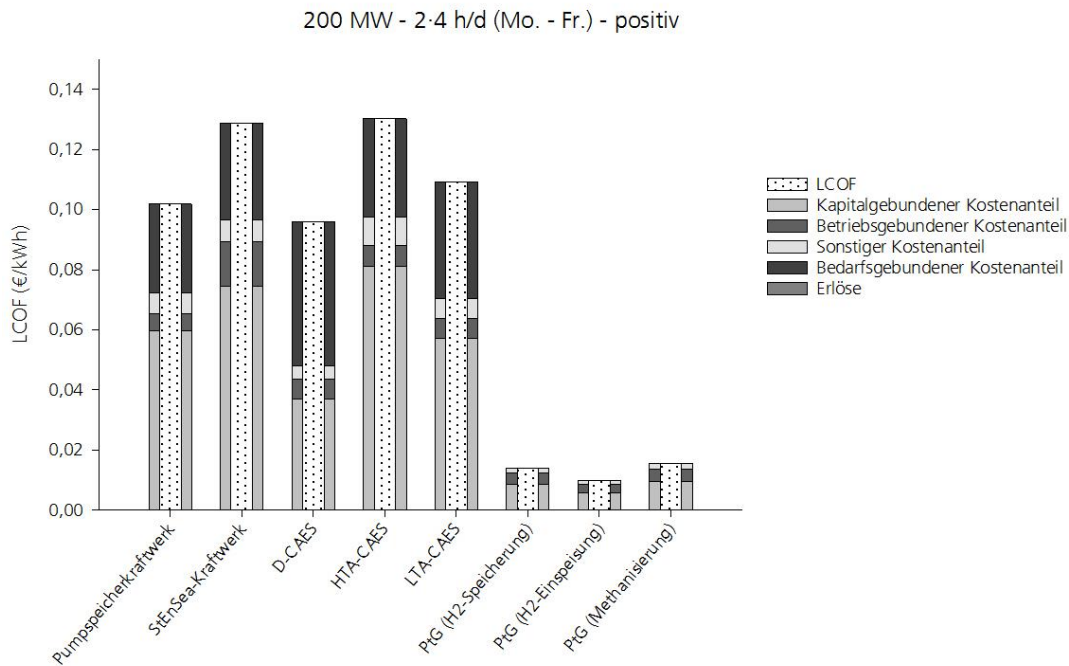


Abbildung 42: Gegenüberstellung der LCOF bei positiver Flexibilitätsbereitstellung von 150 kW und zwei mal vier Stunden, wochentags

In Abbildung 42 sind die Ergebnisse des Vergleichs von zwei mal vier Stunden pro Tag (2x4h(Mo-Fr)) mit einer abgerufenen Leistung von 150 kW dargestellt. Für diese Flexibilitätsanforderung sind Speichertechnologien, aufgrund der vergleichsweise hohen Zyklenzahl, prädestiniert. Aufgrund der geringen bereit gestellten Leistung wurden jedoch lediglich Batteriespeicher als Speichertechnologie berücksichtigt. Mit diesen können hier niedrigere LCOF als mit Biogasanlagen und BHKWs erzielt werden. Das Holz-HKW weist beim Abruf dieser Flexibilitätsdienstleistung die geringsten LCOF aus.

### 3.2.2.4 Flexibilitätsdienstleistung: 200 MW an zweimal 4 Stunden am Tag, wochentags



**Abbildung 43: Gegenüberstellung der LCOF bei positiver Flexibilitätsbereitstellung von 200 MW und zwei mal vier Stunden, wochentags**

Beim Abruf einer Flexibilitätsdienstleistung von 200 MW an zweimal 4 Stunden pro Tag an den Wochentagen werden aufgrund der großen abgerufenen Leistung ausschließlich Speicherkraftwerke berücksichtigt (Abbildung 43). Ebenfalls findet die Direktmethanisierung aufgrund der hierfür sehr hohen erforderlichen biogenen CO<sub>2</sub>-Volumenströme keine Berücksichtigung.

Die Ergebnisse der Kostenanalyse zeigen (Abbildung 43), dass das Lastmanagement, hier durch PtG-Verfahren beispielhaft abgebildet, die geringeren LCOF erzielt als Strom zwischen zu speichern. Bei ausschließlicher Betrachtung der Speichertechnologien erzielen diabate Druckluftspeicher die geringsten LCOF.

### 3.2.3 Negative Flexibilitätsbereitstellung

Aus Tabelle 16 (Kapitel 0) kann abgeleitet werden welche Lastgänge aus Sicht der Technologien am besten zur Erbringung negativer Flexibilitätsdienstleistung geeignet sind. Im Unterschied zur Erbringung positiver Flexibilitätsdienstleistung kommen die flexiblen Kraftwerke bei den hier gewählten Lastgängen zu einer besonders hohen Anzahl von Volllaststunden, da sie ausschließlich zur Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung abgeregelt bzw. ausgeschaltet werden. Bei den Energiespeichern wird zwar die gleiche Anzahl von Vollzyklen erreicht, aber da nun das Laden als Flexibilitätsdienstleistung angeboten wird und die Verluste während der Speicherung und dem Entladen, die als Wirkungsgrad zusammengefasst werden, nicht berücksichtigt werden, können die Speicher kleiner ausgelegt werden. PtG-Anlagen, deren primäres Produktionsziel die Produktion von Methan bzw. Wasserstoff ist, produzieren nun während der Bereitstellung von negativer Flexibilität.

Es werden die folgenden Flexibilitätsdienstleistungen betrachtet:

- 500 kW, 1 MW und 5 MW an 4 Stunden pro Tag
- 150 kW an zweimal 4 Stunden pro Tag, wochentags
- 200 MW an zweimal 4 Stunden pro Tag, wochentags

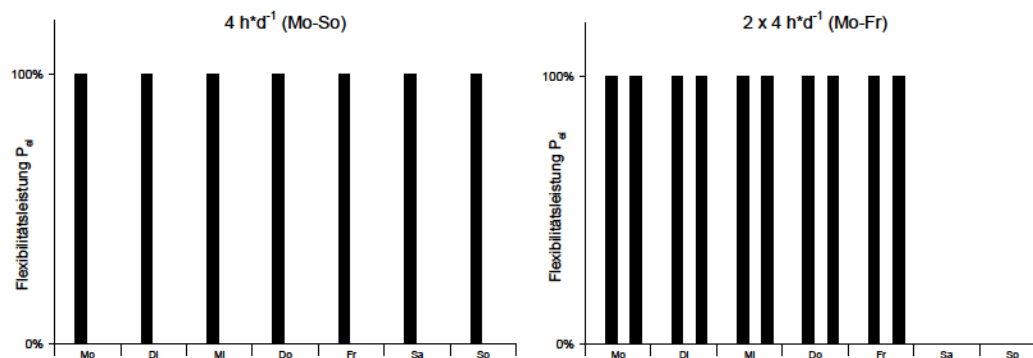


Abbildung 44: Grafische Darstellung der nachfolgend diskutierten Lastgänge zur negativen Flexibilitätsbereitstellung

#### 3.2.3.1 Flexibilitätsdienstleistung: 500 kW, 1 MW und 5 MW an 4 Stunden pro Tag

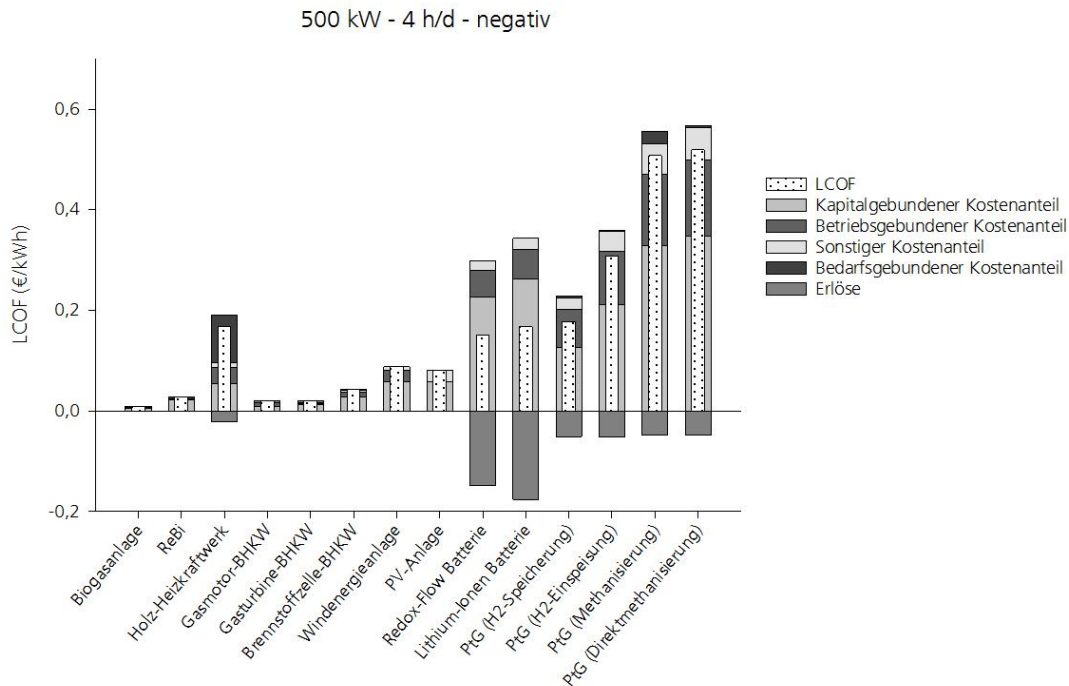


Abbildung 45: Gegenüberstellung der LCOF bei negativer Flexibilitätsbereitstellung von 500 kW und vier Stunden pro Tag

In Abbildung 45 sind die LCOF für die negative Flexibilitätsbereitstellung von 4 Stunden pro Tag für 500 kW flexible Leistung dargestellt. Die geringsten LCOF werden hier mit der flexiblen Biogasanlage erzielt, die die Verstromung in diesem Zeitraum einstellt und das produzierte Gas über diesen Zeitraum zwischenspeichert. Generell erzielen flexible Kraftwerke hier geringere LCOF als Speicher. Das Holz-Heizkraftwerk (mit EKT) weist aufgrund, des auch bei der Bereitstellung von negativer Flexibilität, erforderlichen Brennstoffs höhere LCOF aus, als Biogas oder Biomethan-BHKWs, die keinen Brennstoff für die Erbringung negativer Flexibilität benötigen. Ebenfalls weist die Abregelung von Wind und PV-Anlagen höhere LCOF aus. Batteriespeicher erzielen geringere LCOF als PtG-Anlagen, deren Auslastung aufgrund der Vorhaltung negativer Leistung gering ist.

Mit Wind- und PV-Anlagen wird nur die negative Flexibilitätsdienstleistung mit einer zeitlichen Anforderung von einmal vier zusammenhängenden Stunden pro Tag (4h/d) betrachtet. Flexibilitätsdienstleistungen mit längeren Abrufzeiten wären zwar technisch prinzipiell möglich sind jedoch wirtschaftlich in vielen Fällen nicht zielführend. Dies kann anschaulich für PV-Anlagen erklärt werden. Hier wird die maximale Leistung in der Regel um die Mittagszeit erreicht, so dass eine Vergrößerung der Bereitstellungsdauer um das Maximum dazu führt, dass der Mittelwert der Leistung sinkt. Darüber hinaus haben die volatilen Erzeuger die Besonderheit, dass einige schlechte Tage im Jahr dazu führen, dass es nicht sinnvoll ist die Flexibilitätsleistung so zu dimensionieren, dass sie jeden Tag erbracht werden kann. Eine ausführliche Erläuterung hierzu findet sich im Technologiekapitel 2.3.

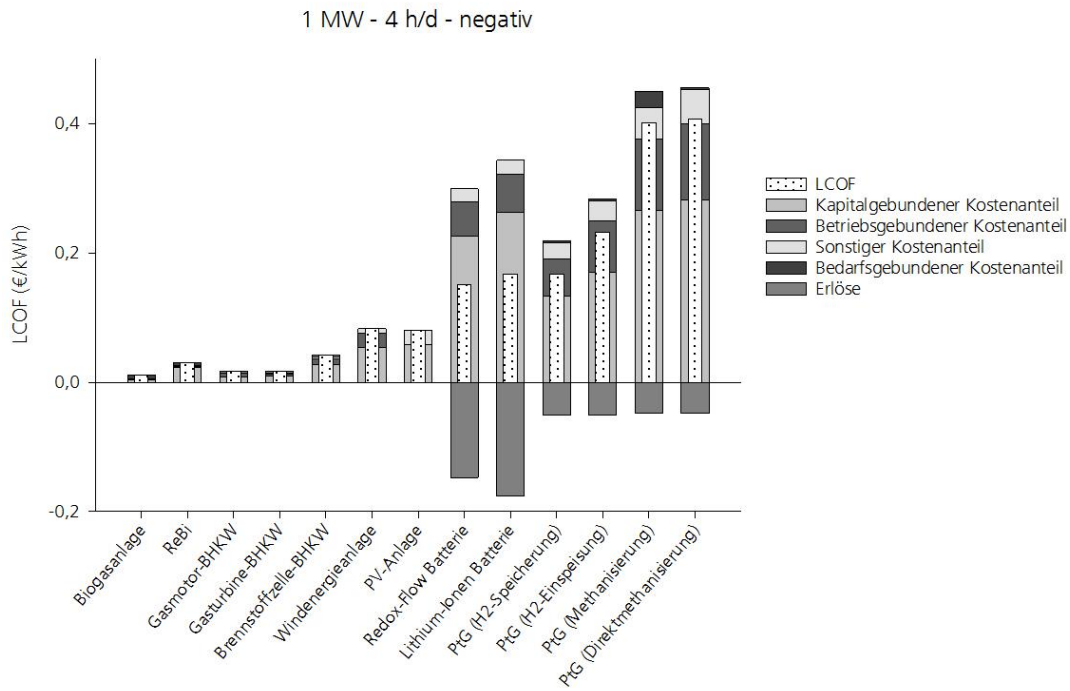


Abbildung 46: Gegenüberstellung der LCOF bei negativer Flexibilitätsbereitstellung von 1 MW und vier Stunden pro Tag

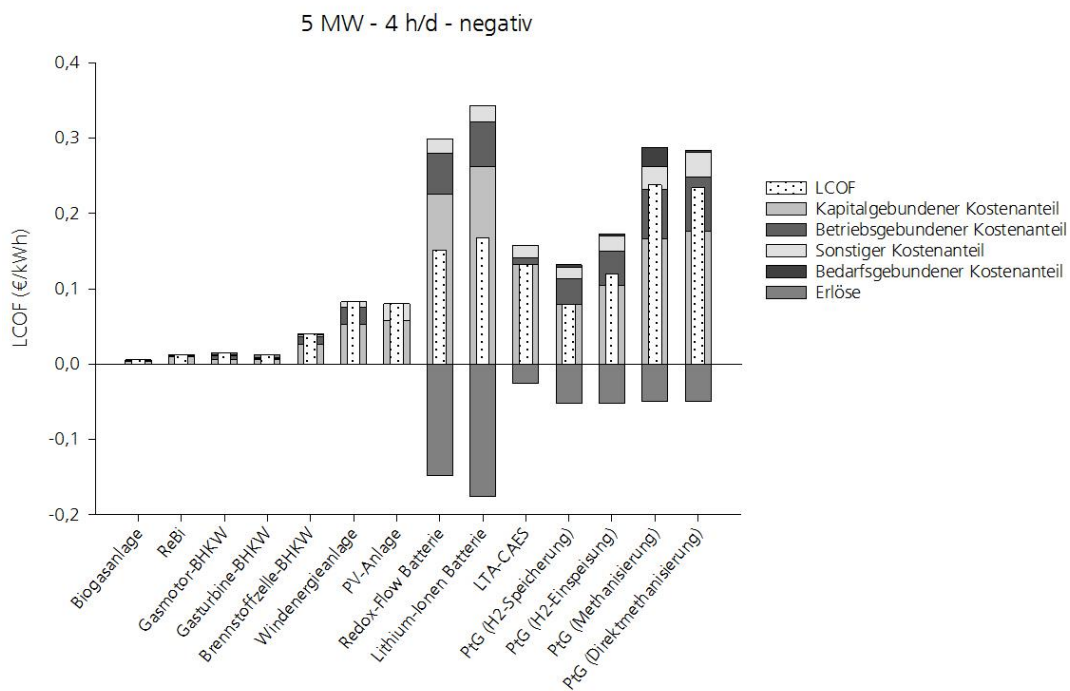


Abbildung 47: Gegenüberstellung der LCOF bei negativer Flexibilitätsbereitstellung von 5 MW und vier Stunden pro Tag



Wind- und PV-Anlagen erzielen LCOF, die annähernd den Stromgestehungskosten ohne zusätzliche Bereitstellung von Flexibilität entsprechen. Da die Vollaststunden der volatilen Erzeuger geringer sind als bei den anderen flexiblen Kraftwerken und das Verhältnis von abgeregelter zu eingespeister Energie somit größer ist, sind die LCOF relativ höher. Trotzdem werden niedrigere LCOF als mit den Batteriespeichern erzielt. In Abbildung 46 und Abbildung 47 ist die Flexibilitätsdienstleistung 1 MW und 5 MW an 4 Stunden am Tag dargestellt. Durch Betrachtung der beiden Leistungen wird der Einfluss der Skalierung auf die Kosten der Flexibilitätsbereitstellung deutlich. Während für die flexiblen Kraftwerke tendenziell geringere LCOF mit steigender Leistung erzielt werden, bleibt der LCOF der PV- und Windkraftanlagen nahezu konstant, wodurch die Kostendifferenz wächst. Bei den Batterietechnologien konnte im Rahmen der ausführlichen Literaturrecherche kein Skalierungseffekt nachgewiesen werden. Die Ursache dafür, dass der Skalierungseffekt bei Batterien bisher noch nicht dokumentiert ist liegt an der deutlich geringeren Anzahl von installierten Anlagen in den betrachteten Leistungen. So lange die spezifischen Kosten nicht proportional mit der installierten Leistung sinken, sondern gleichbleiben und sich die Gesamtkosten dadurch linear zur Größe des Speichers ändern bleibt auch der LCOF näherungsweise gleich. Im Gegensatz dazu zeigt die Betrachtung der PtG-Anlagen, welchen Effekt die Skalierung haben kann. Der Erlös, der durch die Bereitstellung der Flexibilitätsdienstleistung erreicht wird ist sowohl bei den Batterien als auch bei den PtG-Anlagen proportional zum Energieertrag, aber im Falle der PtG-Anlagen stehen dem Erlös deutlich geringere spezifische Kosten als bei einer Leistung von 500 kW entgegen, wodurch der LCOF sinkt. Mit 1 MW-Anlagen können bereits konkurrenzfähige LCOF und mit 5 MW-Anlagen niedrigere LCOF als mit Energiespeichern erreicht werden.

### 3.2.3.2 Flexibilitätsdienstleistung: 150 kW an zweimal 4 Stunden pro Tag, wochentags

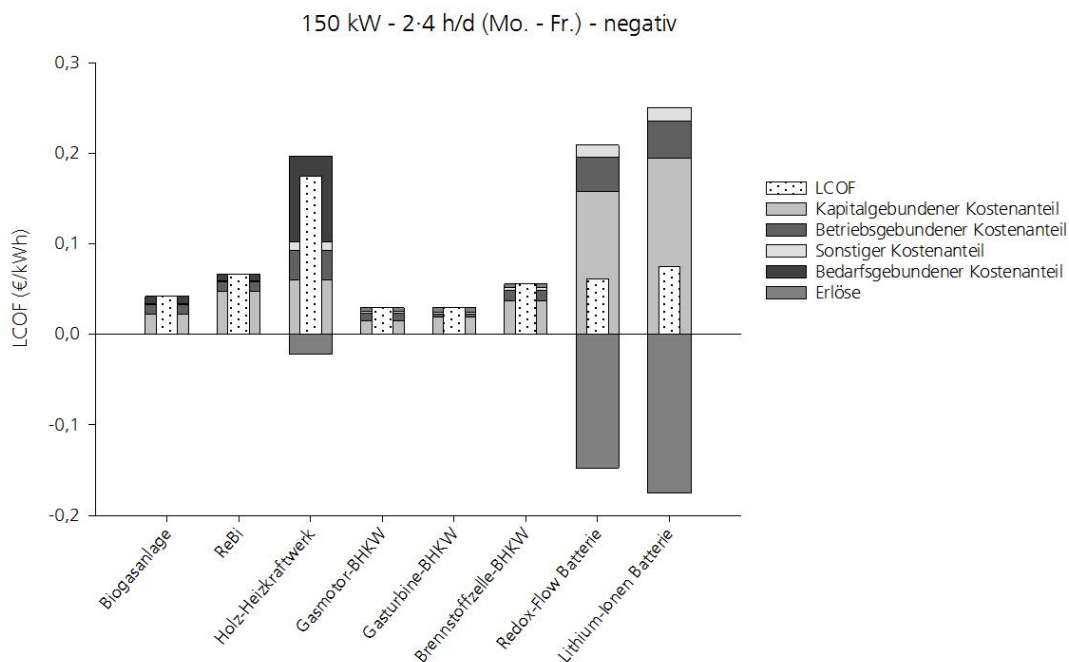


Abbildung 48: Gegenüberstellung der LCOF bei negativer Flexibilitätsbereitstellung von 150 kW und zweimal vier Stunden, wochentags

Abbildung 48 stellt die Ergebnisse der Kostenanalyse der Flexibilitätsdienstleistung mit zwei mal vier Stunden pro Tag (2x4 h/d (Mo-Fr)) für eine flexible Leistung von 150 kW dar. Hier weisen flexible Kraftwerke, insbesondere die BHKW die geringsten LCOF aus. Aufgrund der hohen Zyklenzahl die dieser Lastgang mit sich bringt, erzielen auch Batteriespeicher hier geringe LCOF. Holz-HKW weisen hier aufgrund des zuvor bereits beschriebenen Sachverhalts keine konkurrenzfähigen LCOF aus.

In diesem Leistungsbereich liegen die leistungsspezifischen Kosten für Batteriespeicher und die anderen Technologien am dichtesten beieinander, so dass sie in diesem Leistungsbereich am besten mit den flexiblen Kraftwerken konkurrieren können. Bei größeren Leistungen wirkt sich im Vergleich deutlich aus, dass für die Batteriespeicher keine sinkenden spezifischen Kosten mit steigender Leistung oder Kapazität nachgewiesen werden konnten. Dadurch steigt die Differenz zu den Technologien für die ein solcher Skalierungseffekt bekannt ist.

### 3.2.3.3 Flexibilitätsdienstleistung: 200 MW an zweimal 4 Stunden pro Tag, wochentags

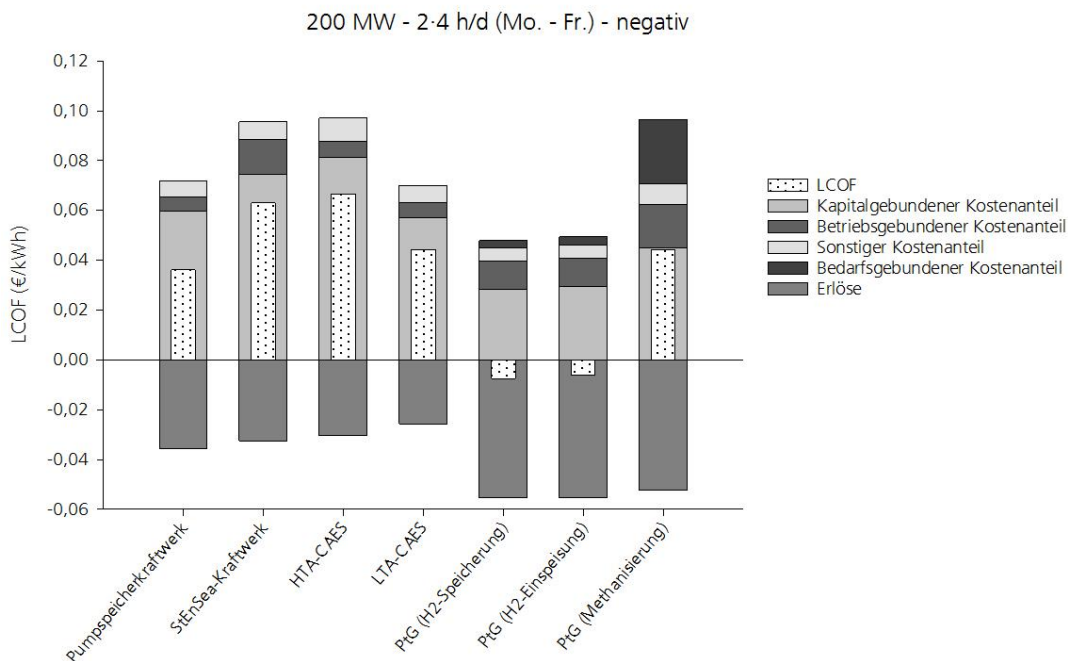


Abbildung 49: Gegenüberstellung der LCOF bei negativer Flexibilitätsbereitstellung von 200 MW und zweimal vier Stunden, wochentags

Abbildung 49 zeigt die LCOF für die Flexibilitätsbereitstellung von 200 MW an zwei mal vier Stunden pro Tag (2x4 h/d (Mo-Fr)). Während in dieser Leistungsklasse keine flexiblen Kraftwerke mehr betrachtet wurden, werden ausschließlich Energiespeicher mit PtG-Anlagen verglichen. PtG-Anlagen können hier selbst durch die flexibilitätsbedingt geringere Produktionsauslastung, aufgrund der spezifisch günstigen Investitionskosten

für die große Leistungsklasse, der geringen erforderlichen Speicherkapazität, in Kombination mit hoher Anzahl Vollzyklen des Wasserstoff-Speichers, Wasserstoff kostendeckend vermarkten und sind nicht auf Erlöse für die Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen angewiesen.

Das Pumpspeicherkraftwerk weist hier, wie auch bei der positiven Flexibilitätsbereitstellung, die niedrigsten LCOF unter den Energiespeichern aus.

Im Vergleich zu den Druckluftspeichern hat das (konventionelle) Pumpspeicherkraftwerk höhere Wirkungsgrade, so dass hier mehr Energie zurück ins Netz gespeist und somit höherer Erlöse erzielt werden. Das StEnSea-Kraftwerk, als Offshore-Pumpspeicherkraftwerk, weist im Vergleich zum konventionellen Pumpspeicherkraftwerk sowohl höhere kapitalgebundene Kosten als auch höhere bedarfsgebundene Kosten auf, was in Summe zu höheren LCOF führt.

### 3.3 Zusammenfassende Diskussion der Ergebnisse

Die Diskussion der Ergebnisse fasst die Ergebnisse nochmal allgemein zusammen und widmet sich diesen kritisch. Dabei werden

- die Vergleichbarkeit der Technologien untereinander,
- der Einfluss der Volllaststunden auf die erzielten Ergebnisse,
- die Unterschiede bei der Bereitstellung positiver und negativer Flexibilität,
- der Vergleich von flexiblen Kraftwerken und Energiespeichern
- und der Einfluss der angewandten Methodik

diskutiert.

#### Vergleichbarkeit der Technologien untereinander

Der Vergleich von Tabelle 1 und Tabelle 2 ermöglicht es, die in dieser Studie im Wettbewerb um das Angebot von bestimmten Flexibilitätsdienstleistung stehenden Technologien zu identifizieren (siehe Kapitel 0). So wird ersichtlich, dass zum Beispiel ein direkter Vergleich von Pumpspeicherkraftwerken und flexiblen erneuerbaren Erzeugern nicht gegeben ist, da sie unterschiedlich große Leistungen flexibel anbieten. Die ausschließliche Betrachtung der LCOE (Stromgestehungskosten) im Widerspruch dazu würde suggerieren, dass der Vergleich ohne Berücksichtigung der angebotenen Leistung und temporären Flexibilitätsanforderung möglich ist. Dies ist jedoch nicht der Fall, da erst durch die Berücksichtigung der beiden genannten Eigenschaften Skalierungseffekte der Kosten berücksichtigt werden. Ein Vergleich ohne Leistungsbezug wäre nur dann fair, wenn die Kosten alle linear mit der Leistung bzw. der Kapazität skalieren würden. Im Zuge der Dimensionierung der Modellanlagen konnte gezeigt werden, dass dies nicht zutrifft und der Vergleich somit nur dann fair ist, wenn er, wie im Rahmen dieses Projekts, für die gleiche angebotenen Leistung und temporäre Flexibilitätsanforderung stattfindet.

Die zeitlichen Anforderungen an die Flexibilitätsdienstleistung sind in Tabelle 2 nach der Länge des Bereitstellungszeitraums sortiert. Energiespeicher wurden für lange Bereitstellungsdauern nicht betrachtet, da für diese nicht nur die Anzahl der Volllaststunden, sondern v.a. auch die Anzahl von Vollzyklen ein entscheidendes wirtschaftliches Kriterium ist. Abbildung 50 zeigt die Volllaststunden für die Energieerzeuger und Abbildung 51 die Vollzyklen für die Energiespeicher. Für die Verbraucher (Lasten), wie hier der PtG-Anlage, entsprechen die Volllaststunden zur positiven Flexibilitätsbereitstellung denen

der Energieerzeuger zur negativen Flexibilitätsbereitstellung und umgekehrt. Energieerzeuger werden für eine negative Flexibilitätsbereitstellung in nur wenigen Stunden im Jahr ab- bzw. heruntergeregelt und erzielen dadurch eine höhere Anzahl von Volllaststunden. Für flexible Lasten sind die Volllaststunden bei positiver Flexibilitätsbereitstellung Fall wiederum deutlich höher.

### Einfluss der Volllaststunden

Während in Abbildung 50 insbesondere für die positive Flexibilitätsbereitstellung zu erkennen ist, dass die Anzahl der Volllaststunden auch für lange Bereitstellungsdauern noch sehr hoch ist zeigt Abbildung 51, dass die Anzahl der Vollzyklen für lange Bereitstellungsdauern deutlich abnimmt. Für die flexible Leistungsbereitstellung von 6 Monaten pro Jahr (6 m/y), wird der Speicher lediglich einmal pro Jahr geladen und entladen.

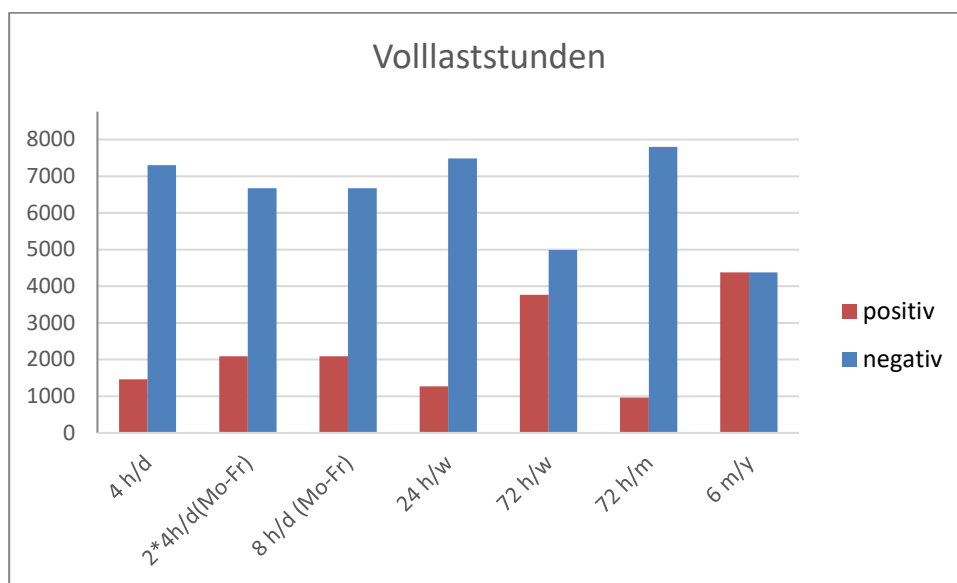


Abbildung 50: Volllaststunden der flexiblen Erzeuger bei der Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung

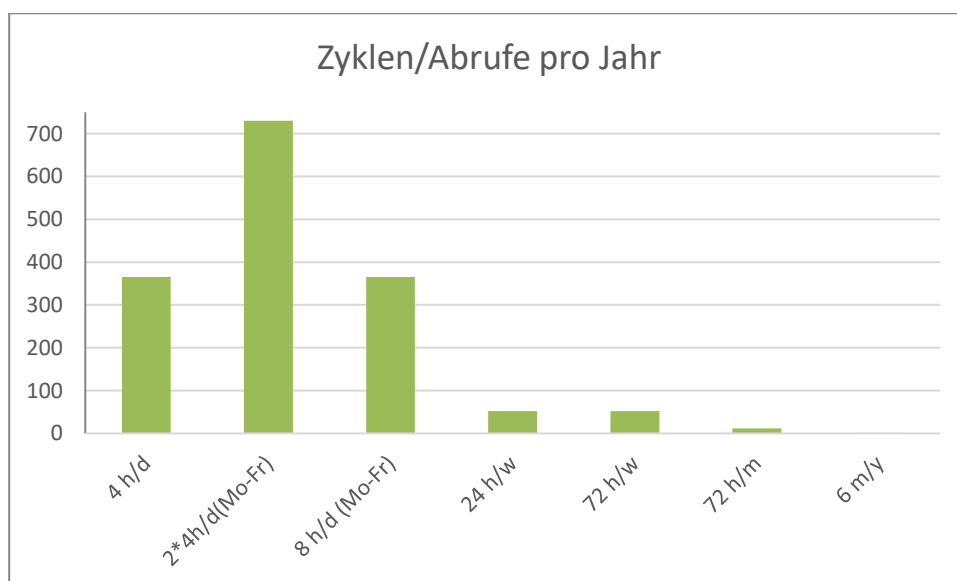


Abbildung 51: Zyklen/Abrufe pro Jahr für die Energiespeicher bei der Erbringung der positiven/negativen Flexibilitätsdienstleistung

Durch die Gegenüberstellung der Volllaststunden bei positiver und negativer Flexibilitätsdienstleistung in Abbildung 50 wird ein weiteres wichtiges Unterscheidungsmerkmal zwischen flexiblen erneuerbaren Erzeugern und Energiespeichern deutlich. Während sich die Volllaststunden der Erzeuger und Verbraucher für die positive und negative Flexibilitätsbereitstellung deutlich unterscheiden kommen die Energiespeicher sowohl im negativen Fall als auch im positiven Fall auf dieselbe Anzahl von Vollzyklen. Im Vergleich zu den unterschiedlichen erneuerbaren Erzeugern sind die Zusammenhänge zwischen den angebotenen Flexibilitätsdienstleistungen und den Kosten für die Energiespeicher dadurch einfacher. Trotz gleicher Anzahl von Vollzyklen wurden für die positive und negative Flexibilitätsbereitstellung unterschiedliche Anlagen dimensioniert, da ein Energiespeicher, bedingt durch den Wirkungsgrad, nicht dieselbe Energiemenge abgibt, die er aufnimmt. In Folge dessen mussten die Speicher für die Erbringung positiver Flexibilitätsbereitstellung mit größeren Kapazitäten ausgelegt werden um die geforderte Flexibilitätsleistung beim Entladen über den gleichen Zeitraum zur Verfügung stellen zu können. Darüber hinaus wurde die Annahme getroffen, dass der Strombezugspreis im negativen Fall, d.h. wenn die Flexibilitätsdienstleistung darin besteht den Speicher zu laden, 0,00 €/kWh beträgt, während der Strombezugspreis im positiven Fall, d.h. wenn die Flexibilitätsdienstleistung darin besteht den Speicher zu Entladen, 0,02 €/kWh beträgt. Sowohl die höhere Kapazität als auch die höheren Strombezugskosten führen dazu, dass der LCOF im positiven Fall höher als im negativen Fall ist. Bezüglich der Speicher konnte weiterhin festgestellt werden, dass bei den Batterietechnologien, hier insbesondere bei den Lithium-Ionen-Batterien, und dem StEnSea-Kraftwerk hohe spezifische Kapazitätskosten anfallen, während diese für die Kavernen der Druckluftspeicher oder die Speicherbecken der konventionellen Pumpspeicherkraftwerke in etwa eine Größenordnung darunterliegen. Die Folge davon ist, dass für die Technologien mit niedrigen spezifischen Kapazitätskosten auch die temporäre Anforderung mit einer zusammenhängenden Bereitstellungsdauer von 24 Stunden pro Woche (24 h/w) noch sinnvoll ist, obwohl er aufgrund der geringeren Vollzyklen zu einem höheren LCOF als die temporäre Anforderung mit zwei mal vier Stunden pro Tag (2\*4h/d) führt.

#### Bereitstellung positiver und negativer Flexibilität

Die in dieser Studie analysierten Kosten zeigen, dass es im Falle der negativen Flexibilitätsbereitstellung häufig rentabel ist flexible Kraftwerke für die Bereitstellungsdauer abzuregulieren bzw. abzuschalten statt einem Energiespeicher oder Verbraucher mit Strom zu beliefern. Die Analysen zeigen jedoch auch, dass Energiespeicher und PtG-Anlagen durch die Erlöse der Koppelprodukte der Flexibilitätsdienstleistung (hier: Strom, Gas und/oder Wärme) in einigen Fällen trotzdem ähnlich geringe Kosten erzielen.

Zusammenfassend konnte gezeigt werden, dass Lastmanagementoptionen, wie hier die PtG-Verfahren, unabhängig von der Leistung der Flexibilität, diese kostengünstiger anbieten können als flexible Erzeuger und Speicher. Ein Grund hierfür sind u.a. auch die hohen unterstellten Volllaststunden für die PtG-Anlage.

Generell führten die negativen Lastgänge für flexible Kraftwerke und Speicher zu niedrigeren LCOF als die positiven Lastgänge, da die flexiblen Kraftwerke auf eine höhere Anzahl von Volllaststunden kommen und die Speicher kleiner ausgelegt werden können. Für die PtG-Anlagen, die repräsentativ für die Verbraucher stehen, führen die positiven Fälle zu niedrigeren LCOF, da dann hohe Volllaststunden erreicht werden.

#### Vergleich von flexiblen Kraftwerken und Energiespeichern

Der Vergleich von flexiblen Kraftwerken und Speichern zeigt, dass abhängig von abge-  
rufener Leistung und zeitlicher Anforderung entweder flexible Kraftwerke oder Energie-  
speicher geringere LCOF aufweisen. Daher sollten für konkrete Anwendungsfälle beide  
Technologien berücksichtigt werden. Tendenziell sind Energiespeicher kostengünstiger,  
wenn diese eine hohe Anzahl von Vollzyklen erreichen. Insbesondere bei Batteriespei-  
chern ist von einer Preissenkung in den kommenden Jahren auszugehen, wodurch diese  
in immer mehr Anwendungen marktfähig werden.

-----  
Ergebnisse  
-----

### Einfluss der gewählten Rahmenbedingungen

Die Konzeption der Modellanlagen erfolgte auf Basis einer intensiven Literaturrecher-  
che. Beim Vergleich der erzielten Kosten ist jedoch festzustellen, dass diese in der vor-  
liegenden Studie in der Regel höher als in anderen Publikationen ausgewiesen wurden.  
In den projektbegleitend absolvierten Master-Arbeiten, sind diese Unterschiede detail-  
liert untersucht und herausgearbeitet wurden [79, 123, 145, 146]. Im Wesentlichen sind  
die Unterschiede jedoch auf die Analyse nach VDI, d.h. den Vollkostenansatz sowie die  
Fülle an berücksichtigter Maßnahmen zurückzuführen. Daher wird an dieser Stelle  
nochmal auf den großen Einfluss projektspezifischer Rahmenbedingungen aufmerksam  
gemacht, die in dieser Studie allgemeiner Natur entsprechen. Der gewählte methodi-  
sche Ansatz des Leistungsvergleichs von Flexibilitätsoptionen jedoch geeignet ist die  
Rahmenbedingung Projektindividuell anzupassen.

Abbildung 1: Darstellung der unterschiedlichen zeitlichen Anforderungen der zu erbringenden Flexibilitätsdienstleistung	10
Abbildung 2: Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor	14
Abbildung 3: Systemgrenzen des betrachteten konventionellen Biogasanlagenkonzepts	16
Abbildung 4: Systemgrenzen des ReBi-Biogasanlagenkonzepts	17
Abbildung 5: Wasser-Dampf-Kreislauf nach dem Prinzip einer Entnahme-Kondensationsturbine [Seeger Engineering, [48]]	18
Abbildung 6: Beispielhafte Strom- und Wärmeerzeugung des Holz-Heizkraftwerks zur positiven Flexibilitätsbereitstellung	20
Abbildung 7: Beispielhafte Strom- und Wärmeerzeugung des Holz-Heizkraftwerks zur negativen Flexibilitätsbereitstellung	21
Abbildung 8: Systemgrenzen des betrachteten Holz-Heizkraftwerks	21
Abbildung 9: Kostenkurve für Wärmespeicher bei Temperaturspreizung von 20 Kelvin [54]	22
Abbildung 10: Systemgrenzen des betrachteten Gas-Ottomotor-BHKW	25
Abbildung 11: Systemgrenzen des betrachteten Gasturbinen-BHKW	27
Abbildung 12: Systemgrenzen der betrachteten Brennstoffzellen-BHKW	29
Abbildung 13: Systemgrenzen der betrachteten Windenergieanlage	30
Abbildung 14: Systemgrenzen der betrachteten Photovoltaikanlage	32
Abbildung 15: Systemgrenzen eines konventionellen Pumpspeicherkraftwerks	33
Abbildung 16: StEnSea-Funktionsprinzip (Quelle: Fraunhofer IEE/Hochtief Solutions AG)	35
Abbildung 17: Systemgrenzen eines StEnSea-Speichers	35
Abbildung 18: Systemgrenzen der betrachteten Batteriespeicher	37
Abbildung 19: Wirkungsgrade von Druckluftspeichern [116]	39
Abbildung 20: Kapazitätsbezogene Kosten von Druckluftspeichern	40
Abbildung 21: Systemgrenzen von diabaten Druckluftspeichern	41
Abbildung 22: Systemgrenzen von adiabaten Druckluftspeichern	41
Abbildung 23: Systemgrenzen der betrachteten PtG - Wasserstoffspeicherung	43
Abbildung 24: Systemgrenzen der betrachteten PtG – Wasserstoffzwischenlagerung im Erdgasnetz	44
Abbildung 25: Systemgrenzen der betrachteten PtG–Methanisierung mit katalytischem Verfahren	45
Abbildung 26: Systemgrenzen der betrachteten PtG - Direktmethanisierung	45
Abbildung 27: Eingabemaske der Excel-Vorlage	53
Abbildung 28: Überblick über die LCOF der ReBi-Biogasanlage (Abbildung unten) und konventionelle Biogasanlage (Abbildung oben) für eine positive Flexibilitätsbereitstellung bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen	56
Abbildung 29: Überblick über die LCOF der ReBi-Biogasanlage (Abbildung unten) und konventionelle Biogasanlage (Abbildung oben) für eine negative Flexibilitätsbereitstellung bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen	57
Abbildung 30: Überblick über die LCOF des flexiblen Holz-Heizkraftwerks für eine negative (unten) und positive Flexibilitätsbereitstellung (oben) bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen	58
Abbildung 31: Überblick über die LCOF der dezentralen BHKW am Beispiel Gas-Ottomotor für eine negative (unten) und positive Flexibilitätsbereitstellung (oben) bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen	59
Abbildung 32: Überblick über die LCOF der StEnSea-Kraftwerke (Abbildung unten) und Pumpspeicherkraftwerke (Abbildung oben) für eine positive Flexibilitätsbereitstellung bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen	61
Abbildung 33: Überblick über die LCOF der StEnSea-Kraftwerke (Abbildung unten) und Pumpspeicherkraftwerke (Abbildung oben) für eine negative Flexibilitätsbereitstellung bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen	62

Abbildung 34: Überblick über die LCOF der Batteriespeicher für eine negative Flexibilitätsbereitstellung (Abbildung unten) und positive Flexibilitätsbereitstellung (Abbildung oben) bei jeweils unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen	64
Abbildung 35: Überblick über die LCOF der Druckluftspeicher für eine negative Flexibilitätsbereitstellung (Abbildung unten) und positive Flexibilitätsbereitstellung (Abbildung oben) bei jeweils unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen	66
Abbildung 36: Überblick über die LCOF der PtG-Anlagenkonzepte für eine positiven Flexibilitätsbereitstellung bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen	68
Abbildung 37: Überblick über die LCOF der PtG-Anlagenkonzepte für eine negative Flexibilitätsbereitstellung bei unterschiedlichen zeitlichen und leistungsspezifischen Anforderungen	69
Abbildung 38: Balkendiagramm zur Darstellung des LCOF am Beispiel einer flexiblen Biogasanlage	72
Abbildung 39: Darstellung der nachfolgend diskutierten Lastgänge der positiven Flexibilitätsbereitstellung	74
Abbildung 40: Gegenüberstellung der LCOF bei positiver Flexibilitätsbereitstellung von 500 kW an 6 Monaten im Jahr	74
Abbildung 41: Gegenüberstellung der LCOF bei positiver Flexibilitätsbereitstellung von 5 MW an vier Stunden pro Tag	75
Abbildung 42: Gegenüberstellung der LCOF bei positiver Flexibilitätsbereitstellung von 150 kW und zwei mal vier Stunden, wochentags	76
Abbildung 43: Gegenüberstellung der LCOF bei positiver Flexibilitätsbereitstellung von 200 MW und zwei mal vier Stunden, wochentags	77
Abbildung 44: Grafische Darstellung der nachfolgend diskutierten Lastgänge zur negativen Flexibilitätsbereitstellung	78
Abbildung 45: Gegenüberstellung der LCOF bei negativer Flexibilitätsbereitstellung von 500 kW und vier Stunden pro Tag	79
Abbildung 46: Gegenüberstellung der LCOF bei negativer Flexibilitätsbereitstellung von 1 MW und vier Stunden pro Tag	80
Abbildung 47: Gegenüberstellung der LCOF bei negativer Flexibilitätsbereitstellung von 5 MW und vier Stunden pro Tag	80
Abbildung 48: Gegenüberstellung der LCOF bei negativer Flexibilitätsbereitstellung von 150 kW und zweimal vier Stunden, wochentags	81
Abbildung 49: Gegenüberstellung der LCOF bei negativer Flexibilitätsbereitstellung von 200 MW und zweimal vier Stunden, wochentags	82
Abbildung 50: Volllaststunden der flexiblen Erzeuger bei der Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung	84
Abbildung 51: Zyklen/Abrufe pro Jahr für die Energiespeicher bei der Erbringung der positiven/negativen Flexibilitätsdienstleistung	84



Tabelle 1: Betrachtete Technologie und deren flexible Leistung .....	12
Tabelle 2: Betrachtete Lastgänge zur flexiblen Leistungsbereitstellung der betrachteten Technologien .....	13
Tabelle 3: Technische Parameter der Biogasanlagenkonzepte [36, 40, 42].....	16
Tabelle 4: Technische Parameter des Holz-Heizkraftwerks .....	19
Tabelle 5: Technische Parameter des Gas-Ottomotor-BHKW [36].....	25
Tabelle 6: Technische Parameter des Brennstoffzellen-BHKW [72–74] .....	28
Tabelle 7: Installierte Leistung zur Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung .....	30
Tabelle 8: Installierte Leistung zur Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung .....	31
Tabelle 9: Spezifischen leistungsabhängigen Kosten von PSW [12] .....	34
Tabelle 10: Technische Parameter der Batteriespeicher [85, 95, 96, 100–102, 108–113] .....	36
Tabelle 11: Übersicht der Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung durch Erzeuger, Verbraucher und Speicher.....	47
Tabelle 12: Übersicht über allgemeine ökonomischen Rahmenbedingungen .....	50
Tabelle 13: Übersicht über technologiespezifische ökonomische Rahmenbedingungen .....	51
Tabelle 14: Überblick der LCOF von PV- und Windenergieanlagen für eine negative Flexibilitätsbereitstellung über eine Dauer von vier zusammenhängenden Stunden pro Tag .....	60
Tabelle 15: Bewertung der positiven Lastgänge für die Flexibilitätsoptionen.....	70
Tabelle 16: Bewertung der negativen Lastgänge für die Flexibilitätsoptionen .....	71

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH, Hg., „dena-factsheet: dena-NETZ-FLEXSTUDIE: Multi-Use von Flexibilitäten senkt die Kosten der Energiewende“, Berlin, Mrz. 2017. Zugriff am: Mai. 04 2018.
- [2] E-Bridge Consulting GmbH, „Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten im Verteilnetz“, Bonn, Jun. 2017. Zugriff am: Mai. 07 2018.
- [3] B. Schroeder *et al.*, „dena-NETZFLEXSTUDIE: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung“, Mrz. 2017. Zugriff am: Mai. 08 2018.
- [4] dena, *dena Grid Study II – Integration of Renewable Energy Sources in the German Power Supply System from 2015 – 2020 with an Outlook to 2025: Summary of the main results by the project steering group*. [Online] Verfügbar unter: [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Summary\\_dena\\_Grid\\_Study\\_II.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Summary_dena_Grid_Study_II.pdf). Zugriff am: Sep. 14 2014.
- [5] H. Hahn, B. Krautkremer, K. Hartmann und M. Wachendorf, „Review of concepts for a demand-driven biogas supply for flexible power generation“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 29, S. 383–393, 2014.
- [6] M. Fishedick, „Die Bedeutung von Flexibilitätsoptionen für die Umsetzung der Energiewende: Flexibilität durch Batteriespeicher“, *Flexibilität: Eine wichtige Säule der Energiewende. Flexible Lösungen aus und für Nordrhein-Westfalen*, S. 8, 2016.
- [7] Tesvolt, *Stromspeicher: Alles was Sie wissen müssen*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.tesvolt.com/de/stromspeicher.html>. Zugriff am: Okt. 29 2018.
- [8] S. Babrowski, „Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem“. Zugriff am: Mai. 04 2018.
- [9] C. Pape und et al., „Roadmap Speicher: Speicherbedarf für Erneuerbare Energien – Speicheralternativen – Speicheranreiz – Überwindung rechtlicher Hemmnisse“, 2014.
- [10] C. Doetsch, K. Rohrig und et al., „Metastudie "Energiespeicher"“, Fraunhofer Umischt, Fraunhofer IWES, Oberhausen, Kassel, 2014.
- [11] Gerhardt N., Sandau F., Scholz A., Hahn H., Schumacher P., Sager C., Bergk F., Kämper C., Knörr W., Kräck J., Lambrecht U., Antoni O., Hilpert

- J., Merkel K., Müller T., „Interaktion Strom, Wärme, Verkehr“, 2015. [Online] Verfügbar unter: [http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion\\_EEStrom\\_Waerme\\_Verkehr\\_Kurzfassung.pdf](http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Kurzfassung.pdf).
- [12] C. Doetsch, A. Grevé und K. Rohrig, „Metastudie Energiespeicher“, Fraunhofer UMSICHT, Fraunhofer IWES, Oberhausen, Kassel, 2014.
- [13] A. Thielmann *et al.*, „Energiespeicher-Monitoring 2016. Deutschland auf dem Weg zum Leitmarkt und Leitanbieter?“, 2016. Zugriff am: Jun. 07 2018.
- [14] Anonymus, *Internetplattform zur Vergabe von Regelleistungen*. [Online] Verfügbar unter: [www.Regelleistung.net](http://www.Regelleistung.net).
- [15] Fraunhofer IEE, „Workshop "Leistungsvergleich von Flexibilitätsoptionen"“, Kassel, Mai. 2018.
- [16] Anonymus, „Entwicklung der Anzahl Biogasanlagen und der gesamten installierten elektrischen Leistung in Megawatt [MW]“, 2014. [Online] Verfügbar unter: [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE\\_Branchenzahlen/\\$file/14-07-01\\_Biogas%20Branchenzahlen\\_2013-Prognose\\_2014.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/14-07-01_Biogas%20Branchenzahlen_2013-Prognose_2014.pdf). Zugriff am: 10. 2014.
- [17] H. Hahn, B. Krautkremer, K. Hartmann und M. Wachendorf, „Review of concepts for a demand-driven biogas supply for flexible power generation“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 29, S. 383-393, 2014.
- [18] H. Hahn, W. Ganagin, K. Hartmann und M. Wachendorf, „Cost analysis of concepts for a demand oriented biogas supply for flexible power generation“ (eng), *Bioresource Technology*, Jg. 170, S. 211-220, 2014.
- [19] T. Barchmann *et al.*, „Erweiterung der Flexibilität von Biogasanlagen – Substratmanagement, Fahrplansynthese und ökonomische Bewertung“ (de), 2016.
- [20] H. Hahn und Ganagin, W.: Hartmann, K., „Flexible Biogas Production with the ReBi Biogas Plant Configuration for Balancing Power Generation – A Comparison of Flexible Biogas Production with Biogas Storing Configurations.“, *22nd European Biomass Conference and Exhibition*, S. 526-529, 2014.

- [21] W. Ganagin, H. Hahn, A. Loewen und M. Nelles, „Flexible Biogasproduktion durch technische und prozessbiologische Verfahrensanpassung.: Biogas Innovationskongress“, Osnabrück, Germany, 2014.
- [22] H. Döhler und et al., *Faustzahlen Biogas*, 3. Aufl. Darmstadt: KTBL, 2013.
- [23] KTBL, *Biogasrechner*. [Online] Verfügbar unter: <http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do?zustandReq=1&selectedAction=showMona#start>. Zugriff am: Jan. 30 2018.
- [24] T. Belau, *Energiepflanzen: Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus*, 2. Aufl. Darmstadt: KTBL, 2012.
- [25] C. Gers-Grapperhaus, *KTBL-Heft 118: Anpassungsstrategien für Biogasanlagen*, 2017.
- [26] H. Bachmaier, M. Effenberger, A. Lehner und A. Gronauer, „Klimabilanz von Praxis Biogasanlagen“, Darmstadt, Germany, Ökologische und ökonomische Bewertung nachwachsender Rohstoffe, 2008.
- [27] B. Eder, *Biogas-Praxis: Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele, Wirtschaftlichkeit, Umwelt*, 5. Aufl. Staufen bei Freiburg: Ökobuch, 2012.
- [28] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Hg., *Leitfaden Biogas: Von der Gewinnung zur Nutzung*, 5. Aufl. Gülzow-Prüzen: [s.n.], 2010.
- [29] FNR e.V., *Biogas – figures of a thumb (Faustzahlen Biogas). Agency for Renewable Resources*. [Online] Verfügbar unter: <http://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>. Zugriff am: Feb. 12 2014.
- [30] H. Hahn, W. Ganagin, K. Hartmann und M. Wachendorf, „Cost analysis of concepts for a demand oriented biogas supply for flexible power generation“, *Bioresource Technology*, Jg. 170, S. 211–220, 2014.
- [31] C. Herbes, V. Halbherr und L. Braun, „Preise für die Abgabe von Wärme aus Biogasanlagen an Dritte“, *Agrarbetrieb*, Jg. 2018, Nr. 1, S. 12–15, 2018.
- [32] S. Rauh, „Substratpreisindex wieder auf dem Niveau von 2010: Biomassepreisvergleich“, *Biogas Journal*, S. 38–41, [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/de-ausgabe-3\\_2017](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/de-ausgabe-3_2017).
- [33] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, *Leitfaden Biogas: Von der Gewinnung zur Nutzung ; [Bioenergie]*. [Online] Verfügbar unter: [http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfadenbiogas2013\\_web\\_komp.pdf](http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfadenbiogas2013_web_komp.pdf).

- [34] M. Stelzer und U. Holzhammer, „Marktanalyse: Investitionsbedarf und Kosten der Wärmepufferspeicherung in Wärmeversorgungssystemen: Im Auftrag des Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)“, KTBL, 2014; unveröffentlicht.
- [35] M. Stelzer und U. Holzhammer, „Marktanalyse: Techniken zur flexiblen Stromeinspeisung aus Biogasanlagen: Im Auftrag des Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)“, KTBL, 2014; unveröffentlicht.
- [36] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Hg., „BHKW–Kenndaten 2014/2015: Module, Anbieter, Kosten“, Berlin, 2014.
- [37] M. Gaderer, *Wärmenutzung bei kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen: Eine Studie über die Abwärmennutzung bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit einer Leistung von 150 und 500 kWel*, 2007. Aufl. Augsburg: LfU, 2007.
- [38] H. Baas, „Abgasemissionen von Gasmotoren: Planertage 2017“, 2016. [Online] Verfügbar unter: [http://ig-biogasmotoren.de/wp-content/uploads/2017/07/11\\_Heinrich-Baas\\_CES\\_Abgasemissionen-Gasmotoren-Formaldehyd-und-TA-Luft\\_MWM-Planertage-2017.pdf](http://ig-biogasmotoren.de/wp-content/uploads/2017/07/11_Heinrich-Baas_CES_Abgasemissionen-Gasmotoren-Formaldehyd-und-TA-Luft_MWM-Planertage-2017.pdf). Zugriff am: Okt. 09 2018.
- [39] KTBL, „KTBL–Biogasrechner“, Online, 2012–2018. [Online] Verfügbar unter: <https://daten.ktbl.de/biogas/navigation.do?selectedAction=Startseite#start>. Zugriff am: Okt. 23 2018.
- [40] Kuratorium für Bauwesen und Landtechnik e.V., Hg., *Faustzahlen Biogas*, 3. Aufl. Darmstadt: KTBL, 2013.
- [41] FNR e.V., Hg., *Biogas–Messprogramm II (Biogas Monitoring II). Agency for Renewable Resources: 61 Biogasanlagen im Vergleich*, 1. Aufl. Gülzow, Germany: FNR, 2009.
- [42] Kuratorium für Bauwesen und Landtechnik e.V., Hg., *Faustzahlen Biogas*, 3. Aufl. Darmstadt: KTBL, 2013.
- [43] E. Mauky *et al.*, „Demand–driven biogas production by flexible feeding in full–scale – Process stability and flexibility potentials“ (eng), *Anaerobe*, 2017.
- [44] E. Mauky, H. F. Jacobi, J. Liebetrau und M. Nelles, „Flexible biogas production for demand–driven energy supply: Feeding strategies and types of substrates“, *Bioresource Technology*, 2015, S. 262–269, 2015.

- [45] H. Hahn, W. Ganagin und K. Loewe, „Regelung der Gasproduktion von Biogasanlagen (ReBi) für eine bedarfsorientierte Biogasbereitstellung zur flexiblen Verstromung“ in *Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven*, S. 382–384.
- [46] W. Ganagin, K. Loewe, A. Loewen und R. 2. Wallmann, „Flexible Biogasproduktion zur Erzeugung von Spitzenlaststrom (Flexible biogas production for peak load power generation): Weiterentwicklung der Biogastechnologie von der Grundlast- zur Regelenergieerzeugung“ in *20. Biogas Jahrestagung und Fachmesse 2011*, S. 157–167.
- [47] U. Hoffstede, M. Beil, H. Hahn und et al., „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II a: Biomasse – Zwischenbericht.“, 2019.
- [48] U. Hoffstede und et al., „FLEXHKW – Flexibilisierung des Betriebes von Heizkraftwerken (FKZ: 03KB092A)“, 2016.
- [49] W. Schulz und C. Brandstätt, „Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt“, 2013. Zugriff am: Feb. 07 2019.
- [50] S. Gores, W. Jörß und C. Zell-Ziegler, „Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (Dezember 2015)“, Öko-Institut e.V., Freiburg, 2015. Zugriff am: Nov. 26 2018.
- [51] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., „VDE Studie: Dezentrale Energieversorgung 2020“, Frankfurt am Main, 2007. Zugriff am: Nov. 27 2018.
- [52] T. Lingstädt, H. Seliger, S. Reh und A. Huber, „Technologiebericht 2.2b Dezentrale Kraftwerke (Motoren und Turbinen)“, Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH, Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018.
- [53] Bundesverband Energiespeicher, Hg., „Fact Sheet Speichertechnologien: Sensibler Wärmespeicher im Niedertemperaturbereich (bis 150 °C)“, Feb. 2016. Zugriff am: Aug. 30 2018.
- [54] J. Brünjes, „Techno-ökonomischer Leistungsvergleich flexibler Kraftwerke und alternativer Flexibilitätsoptionen im Quartier“. Unveröffentlichte Masterarbeit, Fraunhofer IEE, Leibniz Universität Hannover, Hannover, 2018.
- [55] Landwaerme GmbH, Hg., „Biomethan für Blockheizkraftwerke: Die Umstellung auf Biomethan bleibt attraktiv“, München, 2018. [Online] Ver-

- füßbar unter: [https://www.landwaerme.de/wp-content/uploads/2018/07/Broschuere\\_Landwaerme\\_Biomethan\\_fuer\\_Blockheizkraftwerke.pdf](https://www.landwaerme.de/wp-content/uploads/2018/07/Broschuere_Landwaerme_Biomethan_fuer_Blockheizkraftwerke.pdf). Zugriff am: Aug. 02 2018.
- [56] Landwaerme GmbH, Hg., „Biomethan für Blockheizkraftwerke: Ihr Biomethan-BHKW im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017“, 2018. [Online] Verfügbar unter: [https://www.landwaerme.de/wp-content/uploads/2018/07/Broschuere\\_Landwaerme\\_Biomethan\\_fuer\\_Blockheizkraftwerke\\_im\\_EEG\\_2017.pdf](https://www.landwaerme.de/wp-content/uploads/2018/07/Broschuere_Landwaerme_Biomethan_fuer_Blockheizkraftwerke_im_EEG_2017.pdf). Zugriff am: Aug. 02 2018.
- [57] G. Müller-Syring und et al., „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn, 2013. Zugriff am: Jun. 07 2018.
- [58] M. Dietrich, „Sind Gas-Otto-BHKWs für die flexible Fahrweise geeignet?: Was sollten Anlagenbetreiber beachten?“, Feb. 2016. [Online] Verfügbar unter: <http://www.alb-hessen.de/downloads/Dietrich.pdf>. Zugriff am: Jun. 14 2018.
- [59] Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V., *Wirtschaftlichkeit von BHKW mit Rapsöl und Ethanol*, 1. Aufl. Straubing: C.A.R.M.E.N., 2011.
- [60] W. Nowak und J. Arthkamp, „BHKW-Fibel: Wissen in kompakter Form“, Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE), Berlin, 2015. Zugriff am: Jul. 30 2018.
- [61] H. Hagemann und Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., "Informationen zum Betrieb von Blockheizkraftwerken auf Basis von Gasmotoren, Gasturbinen und Brennstoffzellen", Mündliche Mitteilung, Nov. 2018.
- [62] E-Quad Power Systems GmbH, „Capstone C30 Mikrogasturbine“. Zugriff am: Jun. 12 2018.
- [63] E-Quad Power Systems GmbH, „Capstone C200 Mikrogasturbine“. Zugriff am: Jun. 12 2018.
- [64] E-Quad Power Systems GmbH, „Capstone C600/800/1000 Mikrogasturbine“. Zugriff am: Jun. 12 2018.
- [65] H. Marscheck, „Kawasaki Gas Turbine Generator Set GPB50D“.
- [66] H. Marscheck, „Kawasaki Gas Turbine Generator Set GPB17D“.

- [67] H. Schumacher und E-Quad Power Systems GmbH, "Informationen zur Installation und zum Betrieb von Mikrogasturbinenanlagen", Schriftliche Mitteilung, Sep. 2018.
- [68] P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, –transport und –beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg*, 4. Aufl. Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [69] C. Lechner und J. Seume, *Stationäre Gasturbinen*, 2. Aufl. Berlin: Springer, 2010.
- [70] B. Droste-Franke *et al.*, *Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke: Energie-, umwelt- und technologiepolitische Aspekte einer effizienten Hausenergieversorgung*. Springer Berlin Heidelberg, 2009.
- [71] L. Blum, „Technologiebericht 2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen)“, Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH, Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2017. Zugriff am: Apr. 18 2018.
- [72] P. Kurzweil, *Brennstoffzellentechnik*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016.
- [73] Nedstack fuel cell technology BV, „Product specifications of XXL Stacks“. [Online] Verfügbar unter: [http://www.nedstack.com/wp-content/uploads/2017/05/nedstack\\_product-specifications-of-xxl-stacks.pdf](http://www.nedstack.com/wp-content/uploads/2017/05/nedstack_product-specifications-of-xxl-stacks.pdf). Zugriff am: Nov. 28 2018.
- [74] Viessmann Werke GmbH & Co. KG, Hg., „Datenblatt Vitovalor PT2: Mikro-KWK auf Brennstoffzellen-Basis mit integriertem Gas-Brennwertgerät“. [Online] Verfügbar unter: [https://www.viessmann.de/content/dam/vi-brands/DE/Produkte/Kraft-Waerme-Kopplung/Brennstoffzelle/Vito-valor-PT2/DB-6020301\\_Vitovalor\\_PT2.pdf/\\_jcr\\_content/renditions/original.media\\_file.download\\_attachment.file/DB-6020301\\_Vito-valor\\_PT2.pdf](https://www.viessmann.de/content/dam/vi-brands/DE/Produkte/Kraft-Waerme-Kopplung/Brennstoffzelle/Vito-valor-PT2/DB-6020301_Vitovalor_PT2.pdf/_jcr_content/renditions/original.media_file.download_attachment.file/DB-6020301_Vito-valor_PT2.pdf). Zugriff am: Okt. 20 2018.
- [75] Fraunhofer ISE, Hg., „Nettostromerzeugung in Deutschland in 2018“, 2018. [Online] Verfügbar unter: [https://www.energy-charts.de/energy\\_pie\\_de.htm?year=2018](https://www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm?year=2018).
- [76] P. A. Fleming *et al.*, „Effects of power reserve control on wind turbine structural loading“, *Wind Energ.*, Jg. 19, Nr. 3, S. 453–469, 2015.
- [77] E. Hau, *Windkraftanlagen: Grundlagen – Technik – Einsatz – Wirtschaftlichkeit*, 6. Aufl. Berlin: Springer Vieweg, 2016.



- [78] K. Rohrig, Hg., „Windenergie Report Deutschland 2017“, Fraunhofer IEE, Kassel, 2018.
- [79] D. Fromm, „Techno-ökonomische Analyse der Abregelung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen als Flexibilitätsoption und anschließender Vergleich mit anderen Flexibilitätsoptionen“. Masterarbeit, Fraunhofer IEE, Hochschule Darmstadt, Darmstadt, 2018 unveröffentlicht.
- [80] S. Lüers, A.-K. Wallasch und K. Rehfeldt, „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update“, Varel, Dez. 2015. Zugriff am: Mai. 09 2018.
- [81] K. Rohrig, „Windenergie Report Deutschland 2016“, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Bereich Energiewirtschaft & Netzbetrieb, 2017.
- [82] T. J. Stehly, D. M. Heimiller und G. N. Scott, „2016 Cost of Wind Energy Review“, National Renewable Energy Laboratory, Dez. 2017. Zugriff am: Jul. 04 2018.
- [83] C. Kost, T. Schlegl, S. Shammugam, V. Jülch und H.-T. Nguyen, „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien“, Mrz. 2018. Zugriff am: Jun. 15 2018.
- [84] B. Rech und P. Elsner, „Photovoltaik: Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050““, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, Feb. 2016. Zugriff am: Mai. 09 2018.
- [85] J. Von Appen, „Sizing and operation of residential photovoltaic systems with battery storage systems and heat pumps: Multi-actor optimization models and case studies“. Dissertation, Universität Kassel, Kassel, 2018.
- [86] Fraunhofer ISE, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“, Jul. 2018. [Online] Verfügbar unter: [www.pv-fakten.de](http://www.pv-fakten.de). Zugriff am: Aug. 22 2018.
- [87] Fraunhofer ISE, „Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems“, Feb. 2015. Zugriff am: Jun. 07 2018.
- [88] D. Bauknecht *et al.*, „Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen“, Öko-Institut e.V.; Energynautics GmbH, Nov. 2016. Zugriff am: Mai. 29 2018.

- [89] Bard J, Dick D, Hau D, Krautkremer B, Hahn H, Thalemann F, Vogel L, Kirchner D, Ackermann P, Panahandeh B, „DEVELOPMENT AND TESTING OF A NOVEL OFFSHORE PUMPED STORAGE CONCEPT FOR STORING ENERGY AT SEA – STENSEA“, *Journal of Energy Storage*.
- [90] Bundesnetzagentur, *Bundesnetzagentur – Kraftwerksliste*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html). Zugriff am: Sep. 07 2018.
- [91] Black & Veatch, „COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES: Prepared for the National Renewable Energy Laboratory“, 2012. Zugriff am: Aug. 20 2018.
- [92] H. Hahn, D. Hau, C. Dick und M. Puchta, „Techno-economic assessment of a subsea energy storage technology for power balancing services“, *Energy*, Jg. 133, S. 121–127, 2017.
- [93] K. Graulich, D. Bauknecht, D. Seifried und et al., „Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Batteriespeichern in Kombination mit Stromsparen“, Freiburg, Mrz. 2018. Zugriff am: Mai. 04 2018.
- [94] D. U. Sauer *et al.*, „Energiespeicher – Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050““, 2015. Zugriff am: Mai. 22 2018.
- [95] M. Wilson, „Lazard’s Levelized Cost of Storage Analysis: Version 3.0“, 2017.
- [96] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [97] M. A. EuPD Research, "Top Stromspeicher 2018", E-Mail, Jul. 2018.
- [98] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold und U. Sauer, „Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität: Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien“, RWTH Aachen, 2012. Zugriff am: Mai. 16 2018.
- [99] H. Kondziella, K. Brod, T. Bruckner, S. Olbert und F. Mes, „Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine aktorsbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten“, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 37, Nr. 4, S. 249–260, 2013.
- [100] V. Jülch, „Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method“, *Applied Energy*, S. 1594–1606, 2016.

- [101] M. Kleinberg, „Battery Energy Storage Study for the 2017 IRP“, 2016. Zugriff am: Jul. 18 2018.
- [102] C. Möller, A. Pfeif, M. Faulstich und S. Rosenberger, „Batteriespeicher in Industrie und Gewerbe: Strombezugskosten und wirtschaftliche Einsatzmöglichkeiten“, *BWK*, Bd. 69, 7/8, 2017.
- [103] Fenecon, "Kosten Batteriespeicher", Persönliches Gespräch, Jun. 2018.
- [104] C. Minke, U. Kunz und T. Turek, „Techno-economic assessment of novel vanadium redox flow batteries with large-area cells“, *Journal of Power Sources*, Jg. 361, S. 105–114, 2017.
- [105] C. Minke, *Techno-ökonomische Modellierung und Bewertung von stationären Vanadium-Redox-Flow-Batterien im industriellen Maßstab*, 1. Aufl. Göttingen: Cuvillier Verlag, 2016.
- [106] A. Thielmann *et al.*, „Energiespeicher-Roadmap (Update 2017): Hochenergie-Batterien 2030+ und Perspektiven zukünftiger Batterietechnologien“, Fraunhofer ISI, 2017. [Online] Verfügbar unter: <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/Energiespeicher-Roadmap-Dezember-2017.pdf>. Zugriff am: Apr. 24 2018.
- [107] A. Thielmann *et al.*, „Energiespeicher-Roadmap (Update 2017): Hochenergie-Batterien 2030+ und Perspektiven zukünftiger Batterietechnologien“, 2017. Zugriff am: Apr. 17 2019.
- [108] C. S. Lai und M. D. McCulloch, „Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage“, *Applied Energy*, Jg. 190, S. 191–203, 2017.
- [109] International Renewable Energy Agency, Hg., „Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030“, 2017. Zugriff am: Aug. 09 2018.
- [110] Bundesverband Energiespeicher, Hg., „Fact Sheet Speichertechnologien: Vanadium Redox Flow Batterien“, 2016. Zugriff am: Jul. 11 2018.
- [111] Bundesverband Energiespeicher, Hg., „Speichertechnologien Steckbrief: Li-Ionen Stromspeicher“, 2016. Zugriff am: Jul. 11 2018.
- [112] A. R. Köhler *et al.*, „Ökologische und ökonomische Bewertung des Ressourcenaufwands: Stationäre Energiespeichersysteme in der industriellen Produktion“, 2018. Zugriff am: Aug. 10 2018.
- [113] K. Stehlik, „Zur Degradation oxidkeramischer Brennstoffzellen“, Institut für Energietechnik, Technische Universität München, München, 2009.

- [114] J. Böttcher und P. Nagel, *Batteriespeicher: Rechtliche, Technische und Wirtschaftliche Rahmenbedingungen*. Berlin/Boston: Walter de Gruyter GmbH, 2018.
- [115] A. Thielmann, A. Sauer und M. Wietschel, „Gesamt-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030“, Dez. 2015. Zugriff am: Mai. 23 2018.
- [116] Alstom Power, „Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES“, 2007. Zugriff am: Sep. 26 2018.
- [117] M. Budt, "Druckluftspeicherkraftwerke", E-Mail, 2018.
- [118] Statistisches Bundesamt, „Daten zur Energiepreisentwicklung: Lange Reihen von Januar 2005 bis Februar 2019“, 2019. Zugriff am: Apr. 18 2019.
- [119] P. Kurzweil und O. K. Dietlmeier, *Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Rahmenbedingungen*, 2. Aufl. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018.
- [120] T. Smolinka *et al.*, „Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasserelektrolyse in -Deutschland: -Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme“, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Berlin, 2018. Zugriff am: Okt. 24 2018.
- [121] L. Grond, P. Schulze und J. Holstein, „Systems Analyses Power to Gas: Deliverable 1: Technology Review“. Final Report, Groningen Part of TKI project TKIG01038, Jun. 2013. Zugriff am: Aug. 09 2018.
- [122] T. Smolinka, M. Günther und J. Garche, „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien: NOW-Studie : Kurzfassung des Abschlussberichts“. Kurzfassung NOW-Elektrolysestudie, Fraunhofer ISE, FCBAT, Jul. 2011. Zugriff am: Mai. 17 2018.
- [123] M. Plaisir, „Techno-ökonomische Analyse von Power-to-Gas als Flexibilitätsoption“. Masterarbeit, Fraunhofer IEE, Universität Kassel, Kassel, 2018 unveröffentlicht.
- [124] G. Müller-Syring *et al.*, „Machbarkeitsstudie Sperenberg“, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH; Müller-Wrede & Partner; Reiner Lemoine Institut gGmbH, Leipzig, Jan. 2018. Zugriff am: Okt. 08 2018.

- [125] R. Klingenberg, „Energiewende marktkonkret – Power to Gas in der Industrie nutzbar machen!: Fahrplan für eine Wind–Wasserstoffwirtschaft in der Region Unterelbe“, Juni 2016.
- [126] J. Aichinger, „Power-to-Gas im Energiepark Mainz: Bisherige Betriebserfahrung, aktueller Projektstand und Ausblick“. Heidelberg, Okt. 19 2017.
- [127] M. Wietschel, S. Ullrich, P. Markewitz, Schulte Friedrich und F. Genese, *Energietechnologien der Zukunft: Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015.
- [128] T. M. Letcher, *Storing Energy: with Special Reference to Renewable Energy Sources*. Elsevier Science, 2016.
- [129] H.–M. Henning und A. Palzer, „Was kostet die Energiewende? – Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050: Die modellbasierte Studie untersucht sektor- und energieträgerübergreifend die System- und Kostenentwicklung einer klimaschutzkompatiblen Transformation des deutschen Energiesystems“, Fraunhofer–Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Nov. 2015. Zugriff am: Mai. 22 2018.
- [130] R. Hamelmann *et al.*, „Integration von Wind–Wasserstoff–Systemen in das Energiesystem“, PLANET Planungsgruppe Energie und Technik GbR; fachhochschule lübeck PROJEKT–GMBH; Fraunhofer–Institut für System- und Innovationsforschung, Fraunhofer–Institut für System- und Innovationsforschung; Institut für Energie und Umwelt e.V. an der Fachhochschule Stralsund; KBB Underground Technologies GmbH, Berlin, Mrz. 2014. Zugriff am: Jul. 13 2018.
- [131] BVES Bundesverband Energiespeicher, „FACT SHEET SPEICHERTECHNOLOGIEN: Wasserstoff–Speicherung“, Feb. 2016. Zugriff am: Mai. 28 2018.
- [132] G. Müller–Syning und et. al., „Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen“ G1–02–12, Feb. 2014. Zugriff am: Jun. 07 2018.
- [133] N. Hartmann *et al.*, „Stromspeicherpotenziale für Deutschland“, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER); Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen (IHS); Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff–Forschung Baden–Württemberg (ZSW), Stuttgart, Jul. 2012. Zugriff am: Sep. 05 2018.

- [134] H. Watter, Hg., *Regenerative Energiesysteme: Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme*, 4. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015.
- [135] M. Dehli, „Power-to-Gas: Speicherung von Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen in der Erdgasinfrastruktur“, Jan. 2014. Zugriff am: Mai. 17 2018.
- [136] C. Noack *et al.*, „Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck“, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, KBB Underground Technologies GmbH, Stuttgart, Feb. 2015. Zugriff am: Mai. 23 2018.
- [137] C. Wunderlich, S. Fiedler und C. Kunz, „METAANALYSE: Investitionskosten von Energiewende-Technologien“, Dez. 2016. Zugriff am: Mai. 18 2018.
- [138] V. Breisig, A. Schnelte, S. Tillner und D. Beshah, „Ergebnispotenzial durch Umstellung von Erdgas-BHKW auf Biomethan“, Okt. 2014. Zugriff am: Okt. 17 2018.
- [139] J. Hüttenrauch, G. Müller-Syring, H. Krause, W. Fichtner und C. e. a. Nolden, „Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen – Konvergenz Strom- und Gasnetze (KonStGas)“ Förderkennzeichen 0325576, Mai. 2017. Zugriff am: Jul. 16 2018.
- [140] D. Bothe *et al.*, „DER WERT DER GASINFRASTRUKTUR FÜR DIE ENERGIEWENDE IN DEUTSCHLAND: Eine modellbasierte Analyse“, Sep. 2017. Zugriff am: Jul. 18 2018.
- [141] S. Klein, S. W. Klein, T. Steinert, A. Fricke und D. Peschel, „Erneuerbare Gase – ein Systemupdate der Energiewende“, Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES); Bundesverband Windenergie e.V. (BWE), Berlin, Dez. 2017. Zugriff am: Jul. 18 2018.
- [142] D. H. König, „Techno-ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen Flugturbinentreibstoffes aus CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>“, Institut für Energiespeicherung der Universität Stuttgart, Stuttgart, Nov. 2016. Zugriff am: Jun. 11 2018.
- [143] *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen*, VDI-Richtlinie 2067, 2012.

- [144] Bundesverband WindEnergie e.V., „Rückbauverpflichtung bei Windenergieanlagen“, Jun. 2018. Zugriff am: Aug. 14 2018.
- [145] M. Schüler, „Techno-ökonomische Analyse von Energiespeichern als Flexibilitätsoption am Beispiel von Batteriespeichern“. Unveröffentlichte Masterarbeit, Fraunhofer IEE, Universität Kassel, Kassel, 2018.
- [146] J. Brünjes, „Techno-ökonomischer Leistungsvergleich flexibler Kraftwerke und alternativer Flexibilitätsoptionen im Quartier“. Masterarbeit, Fraunhofer IEE, Leibniz Universität Hannover, Hannover, 2018 unveröffentlicht.