

# EINSATZ VON BIOMASSE ZUR BEDARFSGERECHTEN ENERGIEERZEUGUNG



SCHRIFTENREIHE  
NACHWACHSENDE  
ROHSTOFFE

32

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Ernährung  
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

# IMPRESSUM

## **Herausgeber**

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)  
OT Gülzow, Hofplatz 1  
18276 Gülzow-Prüzen  
Tel.: 03843/6930-0  
Fax: 03843/6930-102  
info@fnr.de  
www.fnr.de

Gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft  
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages unter FKZ 22403811.

## **Erstellung der Studie**

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH  
Torgauer Straße 116  
04347 Leipzig  
Tel.: 0341/2434-112  
Fax: 0341/2434-133  
info@dbfz.de  
www.dbfz.de

## **Autoren**

Andreas Ortwein, Alexander Krautz, Nora Szarka, Julian Braun, Martin Dotzauer, Kerstin Wurdinger,  
Stefan Rönsch, Steffi Matthischke, Volker Lenz, Marcus Trommler, Jan Postel, Fabian Jacobi

Für die Ergebnisdarstellung mit Schlussfolgerungen, Konzepten und fachlichen Empfehlungen sowie die Beachtung etwaiger Autorenrechte sind ausschließlich die Verfasser zuständig. Daher können mögliche Fragen, Beanstandungen oder Rechtsansprüche u. ä. nur von den Verfassern bearbeitet werden. Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen und dergleichen in dieser Veröffentlichung berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutzgesetzgebung als frei betrachtet und damit von jedermann benutzt werden dürften. Ebenso wenig ist zu entnehmen, ob Patente oder Gebrauchsmusterschutz vorliegen. Die aufgeführten Bewertungen und Vorschläge geben nicht unbedingt die Meinung des Herausgebers wieder.

Alle Rechte vorbehalten.

## **Bilder**

Titel: FNR/Dr. H. Hansen  
Sofern nicht an den Abbildungen vermerkt: DBFZ

## **Gestaltung/Realisierung**

www.tangram.de, Rostock

Artikelnummer 675  
FNR 2014

ISBN 978-3-942147-16-3



# EINSATZ VON BIOMASSE ZUR BEDARFSGERECHTEN ENERGIEERZEUGUNG

Endbericht



# INHALT

<b>1</b>	<b>Hintergrund und Struktur</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Arbeitspaket 1: Technologische Optionen</b>	<b>5</b>
2.1	Thermo-chemische Konversion	5
2.1.1	Biomasseheizkraftwerk mit Dampfkreislauf	5
2.1.2	Biomasseheizkraftwerk mit ORC-Prozess	6
2.1.3	Biomassevergasungsanlage mit anschließender Verbrennung	6
2.1.4	IGCC auf Basis fester Biomasse	7
2.1.5	Biomassevergasungsanlage mit anschließender Brennstoffzelle	8
2.1.6	Mikro-KWK-Anlage mit Stirling-Motor	8
2.1.7	Mikro-KWK-Anlage mit Dampf-Motor	9
2.1.8	Thermoelektrischer Generator	9
2.1.9	Extern befeuerte Gasturbine	10
2.2	Bioraffinerien	10
2.2.1	Synthesegasproduktion – der Ausgangsprozess	11
2.2.2	Methansynthese – Herstellung von SNG	11
2.2.3	Methanolsynthese	12
2.2.4	Fischer-Tropsch-Synthese	13
2.2.5	Zusammenfassung	13
2.3	Biochemische Konversion	14
2.3.1	Prozessgrundlagen	14
2.3.2	Nach Stand der Technik umsetzbare Flexibilisierungsansätze	15
2.3.3	Zukünftig mögliche Flexibilisierungsansätze	16
2.3.4	Ökonomische Aspekte der Flexibilisierung	17
2.3.5	Beispielkonzept Biogas	18
2.4	Wärmespeichertechnologien	21
2.4.1	Pufferspeicher	21
2.4.2	Kies-/Erdreich-Wasser-Speicher	22
2.4.3	Feststoff-Wärmespeicher	22
2.4.4	Latentwärmespeicher	22
2.4.5	Dampfgefällespeicher	23
2.5	Stromspeichertechnologien	23
2.5.1	Elektrochemische Speicher	23
2.5.2	Pumpspeicherkraftwerke	23
2.5.3	Schwungradspeicher	24
2.5.4	Druckluftspeicherkraftwerke	24
2.5.5	Power-to-Gas-Technologien	24
<b>3</b>	<b>Arbeitspaket 2: Integration der Stromerzeugung aus Biomasse in das Stromsystem</b>	<b>26</b>
3.1	Gesetzliches Regelwerk und netzseitige Anforderungen	26
3.2	Marktrelevanter Rechtsrahmen	29
3.2.1	EEG – Direktvermarktung und Flexibilitätsprämie	29
3.2.2	Anlagengenehmigung (BauGB, BImSchG)	32
3.2.3	Störfallverordnung – 12. BImSchV	32
3.2.4	EnWG, StromNZV und Beschlüsse der BNetzA zur Regellenergie	33
3.3	Entwicklungstendenzen	35
3.3.1	Marktseitige Entwicklungstendenzen	35
3.3.2	Entwicklungsmöglichkeiten im Regelwerk	37

<b>4</b>	<b>Arbeitspaket 3: Bewertung des bedarfsgerechten Einsatzes biomassebasierter Technologieansätze</b>	<b>38</b>
4.1	Kriterien- und Fragenkatalog	39
4.1.1	Technische Fragestellungen	39
4.1.2	Relevanz der Technologie	42
4.1.3	Fragestellungen zur Ökonomie	44
4.1.4	Fragestellungen zur Ökologie	46
4.2	Ökologische Bewertung von Konzepten zur bedarfsgerechten Energieerzeugung aus Biomasse	46
4.2.1	Einleitung	46
4.2.2	Methodik	46
4.2.3	Datenerhebung	49
4.2.4	Beispielrechnung	51
4.2.5	Ergebniseinordnung	52
	<b>Anhang</b>	<b>53</b>
	Abbildungsverzeichnis	53
	Tabellenverzeichnis	54
	Abkürzungsverzeichnis	55
	Literatur- und Referenzverzeichnis	56
	Anlagen	59
A 1	Fließbilder	59
A 1.1	Biomasseheizkraftwerk mit Dampfkreislauf	59
A 1.2	Biomasseheizkraftwerk mit ORC-Prozess	60
A 1.3	Biomassevergasungsanlage mit anschließender Verbrennung	61
A 1.4	IGCC mit fester Biomasse	62
A 1.5	Biomassevergasungsanlage plus Brennstoffzelle	63
A 1.6	Mikro-KWK-Anlage mit Stirling-Motor	64
A 1.7	Mikro-KWK-Anlage mit Dampfmotor	65
A 1.8	Thermoelektrischer Generator	66
A 1.9	Extern befeuerte Gasturbine	67
A 1.10	Synthesegasproduktion	68
A 1.11	Methanolproduktion	69
A 1.12	Fischer-Tropsch-Synthese	70
A 1.13	Biogaserzeugung	71
A 2	Beispielbewertung – Mikro-KWK-Anlage	72
A 2.1	Kurzinformationen zur betrachteten Technologie	72
A 2.2	Fragebogen zu technischen Fragestellungen	73
A 2.3	Fragestellungen zur Relevanz	76
A.2.4	Fragestellungen zur Ökonomie	78
A 2.5	Fragestellungen zur Ökologie	80
A 2.6	Bewertung	82

# 1

## HINTERGRUND UND STRUKTUR

Im Eckpunkte-Papier der Bundesregierung zur Energiewende vom 06.06.2011 wird noch einmal ausdrücklich die Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80–95 % bis 2050 gegenüber 1990 als Ziel für Deutschland angegeben. Eine Reduktion der Emissionen um diese Werte ist grundsätzlich nur möglich, wenn für die Stromproduktion eine fast vollständige Vermeidung dieser Emissionen erzielt werden kann, da in anderen Sektoren mit vertretbarem Aufwand nur eine geringere Reduktion erreichbar erscheint.

Vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus der fast treibhausgasneutralen Kernenergie bedeutet das, dass bis zum Jahr 2050 die Versorgung mit Elektrizität nahezu vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt werden muss. Durch den steigenden Anteil dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien im Energiesystem (insbesondere Windenergie und Photovoltaik) werden zukünftig vermehrt Ungleichgewichte zwischen Angeboten und Lasten auftreten.

Ziel dieser Übersichtsstudie ist es, einen Überblick über Möglichkeiten zur bedarfsgerechten Erzeugung sowie der Bereitstellung von verschiedenen Systemdienstleistungen der Stromerzeugung aus Biomasse im Kontext der anderen erneuerbaren Energien zu geben. Gleichzeitig sollen Kriterien entwickelt werden, anhand derer unterschiedliche Technologien zur bedarfsgerechten Energieerzeugung verglichen und bewertet werden können.

Zu diesem Zweck werden zunächst in Arbeitspaket 1 (Abschnitt 2) unterschiedliche technologische Optionen vorgestellt, die für eine bedarfsgerechte Energiebereitstellung in Frage kommen. Dazu erfolgt zunächst eine grobe Abschätzung der Flexibilität einzelner Prozessschritte und der Speicherbarkeit der jeweiligen Prozessmedien, um daraus eine grundlegende Eignung abzuleiten. Eine konkrete Bewertung kann nur anhand des in Arbeitspaket 2 und 3 entwickelten Kriterienkatalogs erfolgen. Ergänzend werden kurz Technologien zur Wärme- und Stromspeicherung vorgestellt.

In Arbeitspaket 2 (Abschnitt 3) soll die Integration von bedarfsgerechter Bioenergiebereitstellung in das Energiesystem betrachtet werden. Dazu wird zunächst der gesetzliche Rahmen für eine bedarfsgerechte Bereitstellung von Bioenergie dargestellt. Vertieft wird anschließend auf die Marktsituation eingegangen und ein Ausblick über mögliche Entwicklungstendenzen gegeben.

Im Arbeitspaket 3 (Abschnitt 4) schließlich wird ein Kriterienkatalog für die Bewertung von Technologien zur bedarfsgerechten Bereitstellung von Bioenergie vorgeschlagen. Ein Beispiel für eine derartige Bewertung ist im Anhang dargestellt.

# 2

## ARBEITSPAKET 1: TECHNOLOGISCHE OPTIONEN

Im Bereich der technologischen Optionen kommen unterschiedliche biogene Brennstoffe zum Einsatz, die durch ihre spezifischen Eigenschaften das Verhalten von Anlagen für die bedarfsgerechte Bereitstellung von Bioenergie beeinflussen.

Im Folgenden werden Technologien für feste Brennstoffe (thermo-chemische Konversion), für die Produktion von Bioraffinerie-Produkten (am Beispiel der Synthesegas-Plattform) und für die biochemische Konversion untersucht. Dabei wird für einzelne Technologien eine erste Abschätzung bezüglich der Eignung für unterschiedliche Kategorien der bedarfsgerechten Bereitstellung von Bioenergie (siehe Arbeitspaket 2) abgegeben, wobei noch keine quantifizierte Bewertung erfolgt (vgl. Arbeitspaket 3). Für diese erste Abschätzung erfolgt anhand des Expertenwissens der beteiligten Autoren eine grobe Unterteilung (z. B. „flexibel – mäßig flexibel – nicht flexibel“ für Prozesse und „gut speicherbar – mäßig speicherbar – kaum speicherbar“ für Prozessmedien). Eine exakte Eingrenzung ist nur für konkrete Anlagen anhand des Kriterienkatalogs sinnvoll.

Ergänzt werden diese Übersichten durch eine Darstellung zu Optionen von Wärmespeichertechnologien sowie eine Kurzübersicht zu direkten Stromspeichern.

### 2.1 Thermo-chemische Konversion

#### 2.1.1 Biomasseheizkraftwerk mit Dampfkreislauf

Das Grundfließbild für die Synthesegasproduktion ist in Anlage A 1.1 dargestellt.

Technische Details zu Biomasseheizkraftwerken (Feuerungen, Wärmetauscher, Einsatzstoffe) finden sich in der Literatur, siehe beispielsweise. [1–3]

Bei Biomasseheizkraftwerken dient als Einsatzstoff in der Regel zu Hackschnitzeln aufgearbeitetes Holz, welches sich sowohl vor als auch nach dem Hacken sehr gut lagern lässt.

Der Verbrennungsprozess wird, in Abhängigkeit von der konkreten Anlage, als mäßig flexibel eingeschätzt. Zwar sind vergleichsweise niedrige Teillasten erreichbar (typischerweise 25 % der Nennlast), jedoch liegen die erreichbaren Lastwechselgeschwindigkeiten (in Abhängigkeit von der Baugröße) deutlich unter denen von Prozessen mit gasförmigen oder flüssigen bzw. fluidisierten Brennstoffen (Staubbrenner).

Das gebildete Verbrennungsgas ist aufgrund seiner geringen Energiedichte als nicht bzw. mit unverhältnismäßig hohem Aufwand speicherbar einzuschätzen.

Aufgrund der Wärmekapazität des Wassers unterliegt die Wärmeübertragung im Verdampfer einer relativ hohen Trägheit. Der Prozessschritt ist daher als nur mäßig flexibel bzw. flexibilisierbar einzuschätzen.

Der gebildete Wasserdampf kann (unter Verlusten) in Dampfgefällespeichern gespeichert werden. Aufgrund des damit einhergehenden Wirkungsgradverlustes wird die Speicherbarkeit von Wasserdampf daher als mäßig eingeschätzt.

Die Flexibilität der Dampfturbine hängt sehr stark von der eingesetzten Turbinentechnologie ab. So sind klassische Mehrstufenturbinen nicht schnellstartfähig, da eine langsame Vorwärmung der Welle für einen störungsfreien Start erforderlich ist. Mittlerweile sind Turbinen mit vergleichsweise hoher Flexibilität bis hin zur Schnellstartfähigkeit auf dem Markt verfügbar.

### 2.1.2 Biomasseheizkraftwerk mit ORC-Prozess

Das Grundfließbild für die Synthesegasproduktion ist in Anlage A 1.2 dargestellt.

Auch bei Biomasseheizkraftwerken mit ORC-Prozess zur Stromerzeugung dient als Einsatzstoff in der Regel zu Hackschnitzeln aufgearbeitetes Holz, welches sich sowohl vor als auch nach dem Hacken sehr gut lagern lässt.

Der Verbrennungsprozess wird, in Abhängigkeit von der konkreten Anlage, als mäßig flexibel eingeschätzt. Zwar sind vergleichsweise niedrige Teillasten erreichbar (typischerweise 25 % der Nennlast), jedoch liegen die erreichbaren Lastwechselgeschwindigkeiten (in Abhängigkeit von der Baugröße) deutlich unter denen von Prozessen mit gasförmigen oder flüssigen bzw. fluidisierten Brennstoffen (Staubbrenner).

Das gebildete Verbrennungsgas ist aufgrund seiner geringen Energiedichte als nicht bzw. mit unverhältnismäßig hohem Aufwand speicherbar einzuschätzen.

Die Wärmeübertragung im Thermalölkessel ist als mäßig flexibel einzuschätzen. Das erhitzte Thermalöl (oder Thermoöl) ist grundsätzlich in thermisch isolierten Tanks speicherbar, auch wenn der technische und ökonomische Aufwand dafür als relativ hoch eingeschätzt wird und die Energiespeicherdichte relativ gering ist.

Die Wärmeübertragung im Silikonöl-Verdampfer unterliegt relativ engen Grenzen, da das Silikonöl bei überhöhter Temperatur zum Cracken neigt.

Der gebildete Silikonöldampf wird als nicht speicherbar eingeschätzt.

Die anschließende Stromerzeugung in der Dampfturbine wird, analog zum Dampfprozess, als vergleichsweise flexibel eingeschätzt.

### 2.1.3 Biomassevergasungsanlage mit anschließender Verbrennung

Das Grundfließbild für die Synthesegasproduktion ist in Anlage A 1.3 dargestellt.

Bei Biomasseheizkraftwerken dient als Einsatzstoff in der Regel zu Hackschnitzeln aufgearbeitetes Holz, welches sich sowohl vor als auch nach dem Hacken sehr gut lagern lässt.

Der Vergasungsprozess an sich ist nur mäßig flexibel. Während Festbettvergasungsanlagen üblicherweise ein breiteres Leistungsspektrum bedienen können (typischerweise zwischen 50 und 100 %), ist dies bei Wirbelschichtenanlagen nur in geringerem Maße der Fall (typischerweise bis 70 % der Nennleistung), da es sonst zu Problemen mit der Fluidisierung des Bettmaterials kommen kann. Andererseits ist bei Wirbelschichtenanlagen bei geplantem Anlagenstillstand mit kürzeren Anfahrzeiten zurechnen, insbesondere wenn das Bettmaterial in der Zwischenzeit auf Einsatztemperatur gehalten wird.



Das gebildete Rohgas ist aufgrund der Belastung mit Teeren und ähnlichen Verunreinigungen zunächst nicht speicherbar. Bei der folgenden Gasreinigung hängt der Grad der Flexibilisierbarkeit stark von der eingesetzten Technologie ab. Es ist von einer mäßigen Prozessflexibilisierbarkeit auszugehen.

Das anschließend gebildete Reingas ist grundsätzlich z. B. in Gasspeichern speicherbar.

Die letztendliche Verbrennung im Gasmotor ist als sehr flexibel einzuschätzen, gleiches gilt für den grundsätzlich möglichen Einsatz von Gasturbinen.

#### 2.1.4 IGCC auf Basis fester Biomasse

Das Grundfließbild für die Synthesegasproduktion ist in Anlage A 1.4 dargestellt.

In Anlagen mit IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) findet zunächst eine Biomassevergasung statt. Das Gas wird in einer Gasturbine verbrannt, anschließend wird mithilfe eines Dampfkreislaufs aus dem heißen Abgas weiterer Strom gewonnen.

Bei Biomassevergasungsanlagen dient als Einsatzstoff in der Regel zu Hackschnitzeln aufgearbeitetes Holz, welches sich sowohl vor als auch nach dem Hacken sehr gut lagern lässt.

Der Vergasungsprozess an sich ist nur mäßig flexibel. Während Festbettvergasungsanlagen üblicherweise ein breiteres Leistungsspektrum bedienen können (typischerweise zwischen 50 und 100 %), ist dies bei Wirbelschichtenanlagen nur in geringerem Maße der Fall (typischerweise bis 70 % der Nennleistung), da es sonst zu Problemen mit der Fluidisierung des Bettmaterials kommen kann. Andererseits ist bei Wirbelschichtenanlagen bei geplantem Anlagenstillstand mit kürzeren Anfahrzeiten zu rechnen, insbesondere wenn das Bettmaterial in der Zwischenzeit auf Einsatztemperatur gehalten wird.

Das gebildete Rohgas ist aufgrund der Belastung mit Teeren und ähnlichen Verunreinigungen zunächst nicht speicherbar. Bei der folgenden Gasreinigung hängt der Grad der Flexibilisierbarkeit stark von der eingesetzten Technologie ab. Es ist von einer mäßigen Prozessflexibilisierbarkeit auszugehen.

Das anschließend gebildete Reingas ist grundsätzlich z. B. in Gasspeichern speicherbar.

Die letztendliche Verbrennung im Gasmotor ist als sehr flexibel einzuschätzen, gleiches gilt für den Einsatz von Gasturbinen.

Das gebildete Verbrennungsgas ist aufgrund seiner geringen Energiedichte als nicht bzw. mit unvertretbar hohem Aufwand speicherbar einzuschätzen.

Aufgrund der Wärmekapazität des Wassers unterliegt die Wärmeübertragung im Verdampfer einer relativ hohen Trägheit. Der Prozessschritt ist daher als nur mäßig flexibel bzw. flexibilisierbar einzuschätzen.

Der gebildete Wasserdampf kann (unter Verlusten) in Dampfgefällespeichern gespeichert werden. Aufgrund des damit einhergehenden Wirkungsgradverlustes wird die Speicherbarkeit von Wasserdampf daher als mäßig eingeschätzt.

Die Flexibilität der Dampfturbine hängt sehr stark von der eingesetzten Turbinentechnologie ab. So sind klassische Mehrstufenturbinen nicht schnellstartfähig, da eine langsame Vorwärmung der Welle für einen störungsfreien Start erforderlich ist. Mittlerweile sind Turbinen mit vergleichsweise hoher Flexibilität bis hin zur Schnellstartfähigkeit auf dem Markt verfügbar.

Bei klassischen erdgasbetriebenen GUD-Anlagen benötigt aufgrund der Trägheit des Wärmeübertragungsprozesses der Dampfturbinenteil mehr Zeit für den Anfahrprozess, während die Gasturbine nach vergleichsweise kurzer Zeit Strom liefern kann.

### 2.1.5 Biomassevergasungsanlage mit anschließender Brennstoffzelle

Das Grundfließbild für die Synthesegasproduktion ist in Anlage A 1.5 dargestellt.

Bei Biomassevergasungsanlagen dient als Einsatzstoff in der Regel zu Hackschnitzeln aufgearbeitetes Holz, welches sich sowohl vor als auch nach dem Hacken sehr gut lagern lässt.

Der Vergasungsprozess an sich ist nur mäßig flexibel. Während Festbettvergasungsanlagen üblicherweise ein breiteres Leistungsspektrum bedienen können (typischerweise zwischen 50 und 100 %), ist dies bei Wirbelschichtanlagen nur in geringerem Maße der Fall (typischerweise bis 70 % der Nennleistung), da es sonst zu Problemen mit der Fluidisierung des Bettmaterials kommen kann. Andererseits ist bei Wirbelschichtanlagen bei geplantem Anlagenstillstand mit kürzeren Anfahrzeiten zu rechnen, insbesondere wenn das Bettmaterial in der Zwischenzeit auf Einsatztemperatur gehalten wird.

Das gebildete Rohgas ist aufgrund der Belastung mit Teeren und ähnlichen Verunreinigungen zunächst nicht speicherbar. Bei der folgenden Gasreinigung hängt der Grad der Flexibilisierbarkeit stark von der eingesetzten Technologie ab. Es ist von einer mäßigen Prozessflexibilisierbarkeit auszugehen.

Das anschließend gebildete Reingas ist grundsätzlich z. B. in Gasspeichern speicherbar.

Mithilfe der als flexibel eingeschätzten Gaskonditionierung (z. B. Wassergas-Shift-Reaktion) wird anschließend die Gaszusammensetzung an die Erfordernisse der Brennstoffzelle angepasst. Das so erzeugte Gas (z. B. Wasserstoff) wird als mäßig speicherbar eingeschätzt (vgl. Brennstoffzellenauto).

Die Brennstoffzelle selbst wird als mäßig flexibel eingeschätzt, es liegen jedoch noch keine umfangreichen Betriebserfahrungen vor.

### 2.1.6 Mikro-KWK-Anlage mit Stirling-Motor

Das Grundfließbild für die Synthesegasproduktion ist in Anlage A 1.6 dargestellt.

Mikro-KWK-Anlagen werden in der Regel im häuslichen oder (klein-)gewerblichen Bereich eingesetzt. Aufgrund der geringen Leistungsgröße ist hier im Wesentlichen von Pellets als Brennstoff auszugehen. Sowohl der Rohstoff selbst als auch Pellets sind dabei als sehr gut speicherbar zu betrachten.

Die Aufbereitung (Pelletierung) wird zunächst als relativ flexibel angesehen, es sind jedoch bei vollständigem An- und Abfahren Verzögerungen zu berücksichtigen (z. B. Aufheizen).

Die Verbrennung in Anlagen mit kleiner Leistung wird als mäßig flexibel betrachtet, hier ist jedoch mit Verbesserungen im Rahmen der allgemeinen Entwicklung von Biomassefeuerungen sehr kleiner Leistung (wie sie beispielsweise für Niedrigenergiehäuser benötigt werden) auszugehen.

Das Verbrennungsgas ist nach jetzigem Stand der Technik nicht speicherbar.

Die Stromerzeugung mittels Stirling-Einheit wird, gerade in Mikro-KWK-Anlagen, als flexibel eingeschätzt, bei der technischen Umsetzung des Stirling-Motors treten jedoch nach wie vor Probleme auf.

### 2.1.7 Mikro-KWK-Anlage mit Dampf-Motor

Das Grundfließbild für die Mikro-KWK-Anlage mit Dampf-Motor ist in Anlage A 1.7 dargestellt.

Mikro-KWK-Anlagen werden in der Regel im häuslichen oder (klein-)gewerblichen Bereich eingesetzt. Aufgrund der geringen Leistungsgröße ist hier im Wesentlichen von Pellets als Brennstoff auszugehen. Sowohl der Rohstoff selbst als auch Pellets sind dabei als sehr gut speicherbar zu betrachten.

Die Aufbereitung (Pelletierung) wird zunächst als relativ flexibel angesehen, es sind jedoch bei vollständigem An- und Abfahren Verzögerungen zu berücksichtigen (z. B. Aufheizen).

Die Verbrennung in Anlagen mit kleiner Leistung wird als mäßig flexibel betrachtet, hier ist jedoch mit Verbesserungen im Rahmen der allgemeinen Entwicklung von Biomassefeuerungen sehr kleiner Leistung (wie sie beispielsweise für Niedrigenergiehäuser benötigt werden) auszugehen.

Das Verbrennungsgas ist nach jetzigem Stand der Technik nicht speicherbar.

Aufgrund der kleinen erforderlichen Bauform und der damit verbunden geringen thermischen Trägheit wird die Wärmeübertragung im Verdampfer als vergleichsweise flexibel betrachtet.

Bei der hier vorliegenden Bauform (Mikro-KWK-Anlage) wird der Wasserdampf als nicht speicherbar eingeschätzt, da Dampfspeichertechnologien (z. B. Dampfgefällespeicher) nach jetzigem Stand nur für größere Leistungsklassen verfügbar sind.

Dampfmotoren können als flexible Einheiten betrachtet werden, wobei im Einzelfall geprüft werden muss, ob konstruktive Veränderungen vorgenommen werden müssen.

### 2.1.8 Thermoelektrischer Generator

Das Grundfließbild für den thermoelektrischen Generator ist in Anlage A 1.8 dargestellt.

Auch Anlagen auf der Basis von thermoelektrischen Generatoren werden als Mikro-KWK-Anlagen eingestuft und damit in der Regel im häuslichen oder (klein-)gewerblichen Bereich eingesetzt. Sie eignen sich auch als Nachrüstlösung für bereits bestehende Kleinf Feuerungsanlagen (z. B. Pelletkessel, Kaminöfen). Als Brennstoffe kommen damit insbesondere Pellets (in automatisierten Kleinf Feuerungsanlagen) und Scheitholz (in Kaminöfen) in Frage. Sowohl der Rohstoff selbst als auch Pellets bzw. Scheitholz sind dabei als sehr gut speicherbar zu betrachten.

Die Aufbereitung (Pelletierung) wird zunächst als relativ flexibel angesehen, es sind jedoch bei vollständigem An- und Abfahren Verzögerungen zu berücksichtigen (z. B. An- und Einfahren).

Die Verbrennung in Anlagen mit kleiner Leistung wird als mäßig flexibel betrachtet, hier ist jedoch mit Verbesserungen im Rahmen der allgemeinen Entwicklung von Biomassefeuerungen sehr kleiner Leistung (wie sie beispielsweise für Niedrigenergiehäuser benötigt werden) auszugehen.

Das Verbrennungsgas ist nach jetzigem Stand der Technik nicht speicherbar.

Der thermoelektrische Generator wird als flexibel betrachtet. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass der elektrische Wirkungsgrad dieser Technologie sehr gering ist (in der Regel < 4 %), sodass die Eignung insgesamt in Frage gestellt werden muss. Werden höhere Wirkungsgrade erzielt, kann der thermoelektrische Generator aufgrund seines Verzichts auf bewegliche Teile und den damit einhergehenden geringeren Verschleißeffekten sowie der Möglichkeit zur vergleichsweise unkomplizierten Nachrüstung von Bestandsanlagen interessant sein.

### 2.1.9 Extern befeuerte Gasturbine

Das Grundfließbild für die extern befeuerte Gasturbine ist in Anlage A 1.9 dargestellt.

In extern befeuerten Gasturbinen können in der Regel auch verbrennungstechnisch ungünstige Brennstoffe zur Stromerzeugung genutzt werden, da der Wärmetauscher in der Regel unempfindlicher gegenüber Verschmutzungen ist als bei vergleichbaren Anlagen mit Wasser-Dampf-Kreislauf.

Der Verbrennungsprozess wird, in Abhängigkeit von der konkreten Anlage, als mäßig flexibel eingeschätzt. Zwar sind vergleichsweise niedrige Teillasten erreichbar (typischerweise 25 % der Nennlast), jedoch liegen die erreichbaren Lastwechselgeschwindigkeiten (in Abhängigkeit von der Baugröße) deutlich unter denen von Prozessen mit gasförmigen oder flüssigen bzw. fluidisierten Brennstoffen (Staubbrenner).

Das gebildete Verbrennungsgas ist aufgrund seiner geringen Energiedichte als nicht bzw. mit unverhältnismäßig hohem Aufwand speicherbar einzuschätzen.

Die Wärmeübertragung wird aufgrund der niedrigen Wärmekapazität von wärmeabgebenden und – aufnehmenden Medien als flexibel eingeschätzt.

Die Heißluft wird aufgrund der geringen Energiedichte als nicht bzw. nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand speicherbar eingeschätzt.

Die Heißluft-Gasturbine selbst wird, vergleichbar mit einer klassischen Verbrennungs-Gasturbine, als sehr flexibel eingeschätzt.

## 2.2 Bioraffinerien

Das Ziel von Bioraffinerien ist die gleichzeitige Produktion von mehreren Produkten, die stofflich und energetisch genutzt werden können. Bioraffinerien können vielfältig klassifiziert werden [4]. Die „Roadmap: Bioraffinerien“ [5] unterscheidet zwischen:

- Zucker- und Stärkebioraffinerien
- Pflanzenöl- und Algenlipid-Bioraffinerie
- Lignocellulose-Bioraffinerie und Grüne Bioraffinerie
- Synthesegas-Bioraffinerie
- Biogas-Bioraffinerie

Exemplarisch werden im Folgenden Prozesse der Synthesegas-Bioraffinerie vorgestellt. Die Synthesegasproduktion wurde im vorhergehenden Abschnitt 2.1.3 als ein Verfahren der thermochemischen Konversion von Festbrennstoffen bereits erläutert und wird hier nur noch einmal wiederholend aufgeführt.

Für die Vergasung wird lignocellulosehaltige Biomasse als Brennstoff genutzt. Neben Holz gehören auch agrarische Reststoffe und einige Energiepflanzen wie z.B. Miscanthus dazu. Synthesegas-Raffinerien bestehen aus zwei Teilschritten. In der Primärraffination wird das Synthesegas produziert. Daran können sich verschiedene Nutzungspfade, Direktverstromung oder diverse Synthesen, anschließen. Beispielhaft werden neben der Direktverstromung folgenden Synthesen untersucht:

- Methansynthese
- Methanolsynthese
- Fischer-Tropsch-Synthese

Diese Synthesen werden ausgewählt, da die Bandbreite der möglichen Einsatzbereiche von Bioraffinerieprodukten aufgezeigt werden soll. Die Produkte dieser Synthesen könnten zur Stromerzeugung in Gasmotoren, -turbinen oder Brennstoffzellen eingesetzt werden. Weiterhin können die Produkte als Chemikalien in der chemischen Industrie weiterverarbeitet oder als Kraftstoff verwendet werden.

### 2.2.1 Synthesegasproduktion – der Ausgangsprozess

Das Grundfließbild für die Synthesegasproduktion ist in Anlage A 1.10 dargestellt.

Wie bereits erwähnt, sind biogene Festbrennstoffe bei geeigneter Trocknung grundsätzlich gut lagerbar.

Die Biomasseaufbereitung ist im begrenzten Rahmen flexibel, da mechanischen Verfahren meist für einen bestimmten Betriebspunkt ausgelegt werden. Dieser Betriebspunkt sollte nur geringfügig überschritten werden, da das Verfahren sonst nicht mehr die gewünschte Qualität liefert. Eine Unterschreitung des Betriebspunktes ist möglich, dabei steigen aber die spezifischen Energiekosten. Typische mechanische Verfahren, die bei der Aufbereitung eine Rolle spielen, sind Zerkleinerung, Trennen (Sieben, Klassieren, Sortieren) und seltener Agglomerieren (z.B. Pelletieren). Oft wird die Biomasse auch getrocknet. Kommen zudem noch thermochemische Verfahren, wie zum Beispiel Pyrolyse oder Torrefizierung, zum Einsatz, dann ist die Biomasseaufbereitung in Bezug auf Lastwechsel sehr unflexibel. Bei thermochemischen Verfahren muss die ist die Regelung der Temperatur besonders kritisch. Die aufbereitete Biomasse, abgesehen von speziellen Zwischenprodukten wie Pyrolyseölen, hat ähnlich physikalische und chemische Eigenschaften wie der Ausgangsstoff und ist daher auch sehr gut lagerfähig.

Die Biomassevergasung findet bei Temperaturen von 900 bis zu 1.500 °C und atmosphärischem Druck statt. Dieser Prozess ist aufgrund der hohen Temperaturen und der Komplexität der Reaktionen wenig flexibel. Zudem hat dieser Prozessschritt eine lange Anfahrzeit. Die Rohgaszusammensetzung wird stark vom Durchsatz und den Prozessbedingungen beeinflusst. Da das Rohgas auch nicht reagierte Partikel, Aschen und Teere, die bei niedrigeren Temperaturen auskondensieren, enthält, stellt sich die Speicherung als Herausforderung dar.

Das Rohgas wird der Gasreinigung zugeführt. Bei der Gasreinigung sind je nach Konzept verschiedene katalytische oder adsorptive Betten, Wäscher, Zyklone und Filter hintereinander geschaltet. Durch zwischengeschaltete Wärmtauscher kann der Gasstrom erwärmt oder abgekühlt werden. Die Gasreinigung ist mäßig flexibel.

Das gereinigte Rohgas wird auch als Synthesegas bezeichnet, da die Hauptkomponenten Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid in katalytischen Reaktionen zur Synthese von verschiedenen Stoffen genutzt werden können. Bei der Direktverstromung, die sich besonders bei hohen Strompreisen lohnt, wird das Synthesegas einem Gasmotor, der sehr flexibel ist, zugeführt.

### 2.2.2 Methansynthese – Herstellung von SNG

Schließt sich an die Gasreinigung die katalysierte Synthese von Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff zu Methan an, spricht man von CO-Methanisierung, siehe Reaktionsgleichung (1). Es entsteht sogenanntes synthetic natural gas (SNG, zu dt. synthetisches Erdgas). Zur Verbesserung des H<sub>2</sub>/CO-Verhältnisses wird mitunter eine Wassergas-Shift-Reaktion (2) vorgeschaltet. Für die Methanisierung werden aufgrund der Preisstabilität und der günstigen Verfügbarkeit häufig Nickelkatalysatoren eingesetzt.



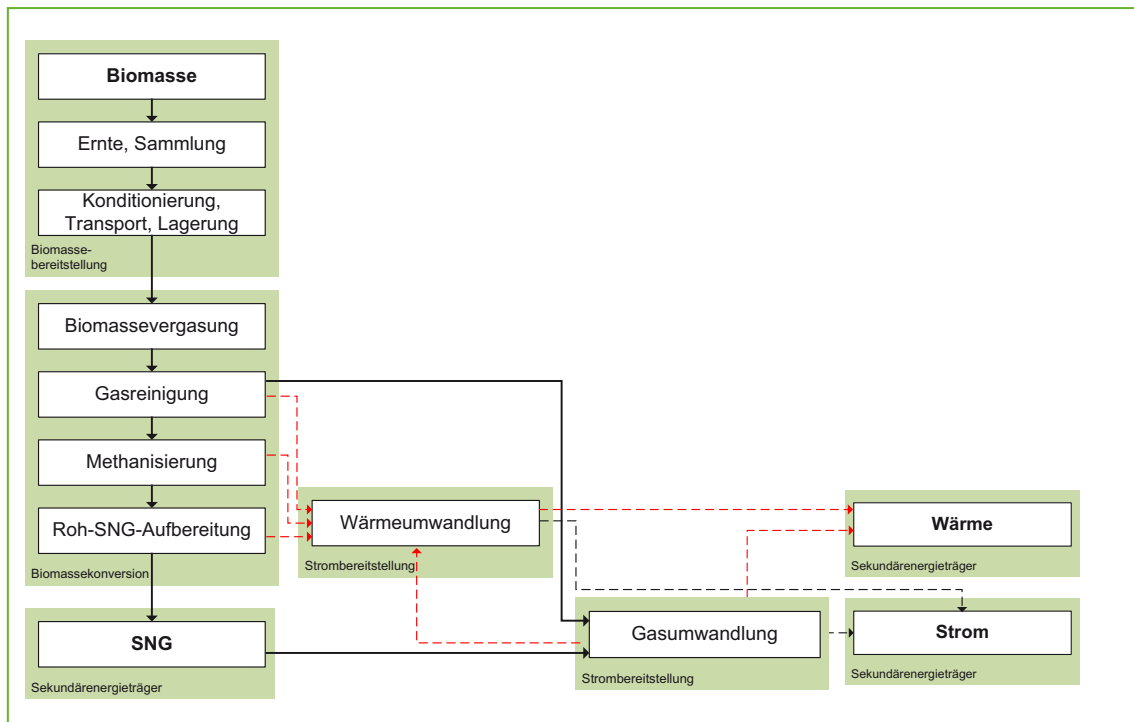


Abb. 1: Prozessübersicht: Methanisierung (rote gestrichelte Pfeile – Wärmeströme, schwarze gestrichelte Pfeile – Stromproduktion, schwarze Pfeile – Gasströme) [6]

Wie in Abbildung 1 deutlich wird, kann an verschiedenen Stellen Prozesswärme (rot gestrichelter Pfeil) entnommen werden. Das produzierte Methan kann nach einer Aufbereitung in das Erdgasnetz eingespeichert werden oder, was seltener der Fall sein wird, direkt vor Ort verstromt werden.

Die Methanisierung findet bei Temperaturen von bis zu 600 °C statt. Besonders durch die starke Exothermie der Reaktion (1) wird die Prozesstemperatur erhöht. Dieser Prozessschritt ist mäßig flexibel. Begrenzt wird der Gasdurchsatz durch die maximal zulässigen Temperaturen der Bauteile und des Katalysators. Bei der Gasaufbereitung wird Wasser, Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff abgetrennt. Auch die Gasaufbereitung ist mäßig flexibel. Dafür kann aber das Produkt, Methan, sehr gut im Erdgasnetz gespeichert werden.

Ähnlich des Konzeptes der CO-Methanisierung kann auch Kohlenstoffdioxid  $\text{CO}_2$  in Methan umgewandelt werden, siehe Reaktionsgleichung (3). Dieser Prozess wird beim Power-to-Gas-Konzept genutzt. Dabei wird Wasserstoff durch eine Elektrolyse mithilfe von überschüssigem Strom gebildet und anschließend mit Kohlenstoffdioxid umgesetzt (siehe Abschnitt 2.5.5). Beide Methansynthesen sind miteinander kombinierbar.



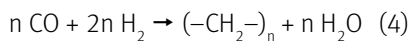
### 2.2.3 Methanolsynthese

Das Konzept der Methanolproduktion (siehe Anlage A 1.11) ist ähnlich aufgebaut wie das Konzept zur Methanherzeugung. Wesentliche Unterschiede ergeben sich bei der Synthese und Rohproduktaufbereitung. Die Synthese wird bei einer Temperatur von etwa 250 °C und einem Druck von 75 bar durchgeführt. Dabei kommen Kupfer- und Aluminiumoxid-Katalysatoren zum Einsatz [7]. Als Nebenprodukte entstehen neben Methanol auch Wasser, Dimethylether, Ethanol und Permanentgase. Die Permanentgase werden nach einer Kühlung, bei der die kondensierbaren Bestandteile des Rohproduktspektrums abgeschieden werden, teilweise wieder der Synthese zugeführt. Die kondensierten Produkte werden in Destillationssäulen voneinander getrennt. Methanol verbleibt als Destillat. [8]

Die Methanolsynthese ist aufgrund des hohen Druckes, der Temperaturkontrolle und des Umsatzes bei unterschiedlichen Durchsätzen schlecht flexibel. Die Rohproduktaufbereitung ist auch schlecht flexibel, da thermische Trennverfahren recht lange angefahren werden müssen und der Durchsatz nicht beliebig variiert werden kann. Methanol als flüssiges Produkt lässt sich gut in Tanks lagern. Methanol kann als Chemikalie oder als Kraftstoff in Motoren oder Brennstoffzellen eingesetzt werden.

#### 2.2.4 Fischer-Tropsch-Synthese

Bei der Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) (siehe Anlage A 1.12) wird das Synthesegas zu verzweigten und unverzweigten Kohlenwasserstoffen unterschiedlicher Kettenlänge polymerisiert, siehe Reaktionsgleichung (4). Diese können nach einigen Aufbereitungsschritten unter anderem als flüssige Kraftstoffe (C<sub>5-20</sub>) genutzt werden. Die Art der entstehenden Kohlenwasserstoffe kann durch die Katalysatorauswahl und die Wahl der Synthesebedingungen eingestellt werden [7].



Typischerweise werden bei der Fischer-Tropsch-Synthese Eisen, Kobalt, Nickel und Ruthenium eingesetzt. Das Rohprodukt wird in mehreren energieintensiven Schritten aufbereitet z. B. Hydrocracken oder Isomerisieren. Verglichen mit den bisher vorgestellten Verfahren ist die Rohproduktaufbereitung deutlich komplizierter und damit unflexibler, da die entstehende Produktpalette umfangreicher ist.

#### 2.2.5 Zusammenfassung

In Tabelle 1 sind zusammenfassend die wichtigsten Parameter der hier betrachteten Prozesse dargestellt.

Tab. 1: Übersicht über Betriebsparameter und Wirkungsgrade der vorgestellten Verfahren

Prozesse	Druck	Temperatur	Wirkungsgrad des Gesamtverfahrens
Vergasung	1–80 bar	900–1.500 °C	über 85 % (Kaltgaswirkungsgrad)
Methan-synthese	5–40 bar	270–650 °C	65 %
Methanol-synthese	50–100 bar	200–300 °C	60 %
Fischer-Tropsch-Synthese	20 bar	200–400 °C	41 %

## 2.3 Biochemische Konversion

### 2.3.1 Prozessgrundlagen

In Biomasseanlagen mit einem biochemischen Wirkprinzip wird Biogas aus verschiedenen Substraten mittels anaerober Vergärung gewonnen. Abbildung 2 zeigt prinzipiell den Ansatz im Überblick. Als Substrate kommen neben nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo), vor allem tierische Exkremente und Bioabfälle zum Einsatz [9]. Biogas ist ein Gasgemisch, welches hauptsächlich aus Methan und Kohlenstoffdioxid besteht. Nachdem das Biogas erzeugt und gespeichert wurde, kann es grundsätzlich entweder zur Verstromung in Blockheizkraftwerken (BHKW) genutzt oder nach Rohgasaufbereitung in das Erdgasnetz eingespeist werden (Anlage A 1.13). In Abhängigkeit vom eingesetzten Substrat enthält es Spurengase wie Schwefelwasserstoff. Für die Verwendung im BHKW sind eine Reduktion des Schwefelwasserstoffgehalts sowie eine Entfeuchtung des Gases notwendig, um eine frühzeitige Korrosion im Motor und dessen Abgassystem zu vermeiden. Für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz existieren umfangreiche Vorgaben, insbesondere in den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262. Dort sind die technischen Anforderungen an Biomethan (also auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas, welches in das Erdgasnetz eingespeist werden kann) definiert.

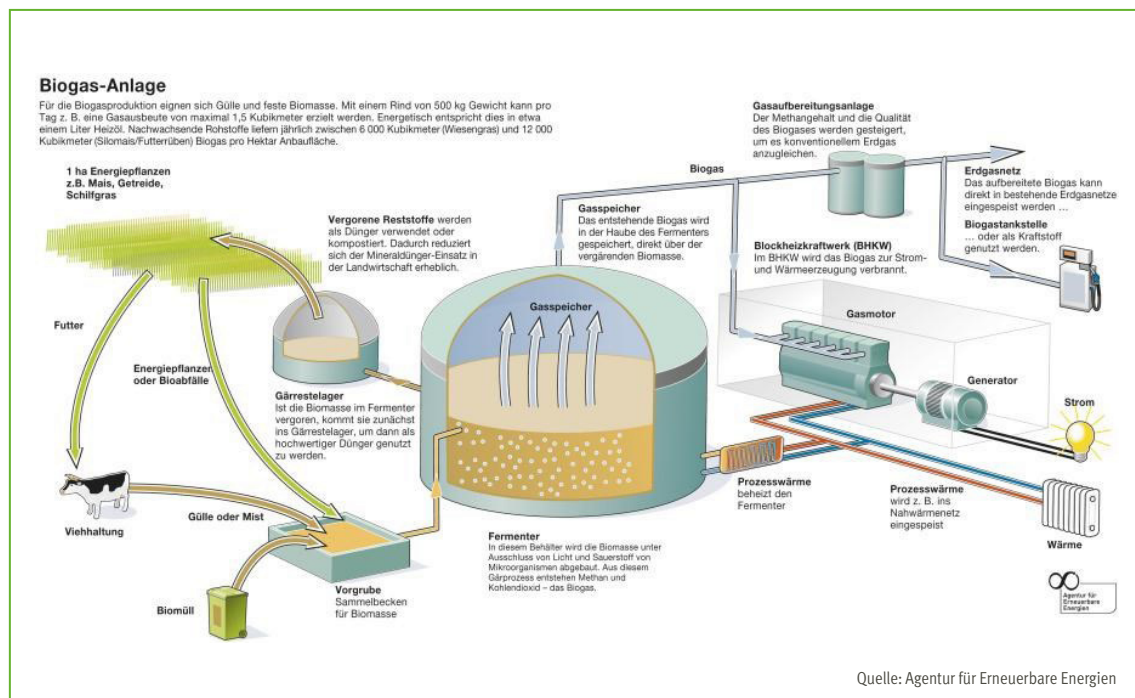


Abb. 2: Überblick über Erzeugung und Nutzung von Biogas [10]

Auf der gesamten Prozesskette der Biogaserzeugung und anschließenden Biogasnutzung ist es möglich, die Stromerzeugung an den Bedarf anzupassen. Für die weiteren Erläuterungen dazu ist im Anlage A 1.13 ein schematischer Aufbau des Biogasprozesses zu finden.

Beide Nutzungsformen von Biogas können ebenfalls dem Bedarf des Stromnetzes nach flexibilisiert werden. Maßgebend für einen am Strombedarf orientierten Betrieb ist das Trennen der zeitlichen Abhängigkeit von Biogasproduktion und Verstromung. Erst die bedarfsbezogene Entkopplung der Verstromung von der Gasproduktion führt zu Flexibilität. Im nachfolgenden Abschnitt 2.3.2 werden mögliche Flexibilisierungsansätze beschrieben.



## 2.3.2 Nach Stand der Technik umsetzbare Flexibilisierungsansätze

### 2.3.2.1 Variable Verstromung

In der derzeitigen Biogasanlagenpraxis erfolgt die Verstromung möglichst kontinuierlich. Die Gasproduktion orientiert sich am maximalen Auslastungsgrad der BHKW mit dem Ziel eine gleichförmige Menge Biogas entsprechend des kontinuierlichen Verbrauchs zu liefern. Soll die Verstromungsleistung von der kontinuierlichen Vollastfahrweise gelöst werden, so können BHKW im Teillastbetrieb betrieben werden. Hierbei wird durch einen reduzierten Brennstoffbezug die erzeugbare Leistung des Motors reduziert, womit auch die elektrische Leistungsabgabe in das Stromnetz sinkt. Diese Betriebsweise ist jedoch nicht uneingeschränkt positiv zu bewerten, da einerseits technische Probleme bei stark reduziertem Teillastbetrieb und insbesondere im Dauerbetrieb über mehrere Stunden auftreten können und der Teillastbetrieb andererseits mit Wirkungsgradverlusten verbunden ist.

Alternativ können die BHKW auch im sogenannten Start-Stopp-Betrieb eingesetzt werden. Dabei werden die BHKW immer im optimalen Vollastbereich blockweise betrieben und bei Bedarf wieder heruntergefahren und vom Netz genommen. Beide Betriebsweisen erreichen durchaus unterschiedliche Flexibilisierungsgrade, die es aber ermöglichen, Fahrpläne für BHKW zu entwickeln, die eine optimierte Vermarktung des Stromes erlauben. Um bei flexibilisiertem BHKW-Betrieb die durchschnittlich produzierte Strommenge zu halten, ist eine entsprechende Vergrößerung der Verstromungskapazitäten notwendig.

### 2.3.2.2 Lokale Gasspeicherung

Biogasanlagen sind in der Regel mit der Möglichkeit gewisse Mengen von Biogas zu speichern ausgestattet. Dies ist notwendig, um zum einen Unregelmäßigkeiten in der Gasproduktion abzapfen und andererseits Ausfälle in der Verstromungseinheit kurzfristig überbrücken zu können, ohne produziertes Gas über die Notfackel vernichten zu müssen. Mit einem veränderten Verstromungsverhalten kommt der Gasspeicherung eine stärkere Bedeutung zu, als in der bisherigen Praxis, da regelmäßig größere Zeiträume, in denen kein Gas verbraucht wird, überbrückt werden müssen.

Für die lokale Speicherung von Biogas sind entweder sogenannte behältergebundene Speicher oder externe Speicher geeignet. Behältergebundene Speicher sind auf Fermentern, den Behältern für die Nachgärung oder den Gärrestlagern montiert. Es existieren verschiedene Speicherarten und -formen, auf die hier nicht vertiefend eingegangen wird.<sup>1</sup> In der Praxis sind die Speicher auf Behältern in der Regel gasseitig verbunden, wodurch eine Gasspeicherung mit einer mehrstündigen Speicherkapazität bezogen auf die durchschnittliche Gasproduktionsleistung erreicht werden kann. Im Anlagenbestand und über die Anlagenklassen hinweg ähnlich verteilt liegt das durchschnittliche, flexibel einsetzbare und tatsächlich nutzbare Gasspeicherpotenzial bei ca. 4 Stunden (unveröffentlichte, vorläufige Berechnungen auf Basis der aktuellen Betreiberbefragung im Bezugsjahr 2012, Daten von 742 Anlagen).

Diese behältergebundenen Gasspeichervolumen (Niederdruckgasspeicher) können durch verschiedene Gasspeicherformen bereitgestellt werden. Dies sind neben mastgestützten gasdichten Abdeckungen insbesondere auch gewichtsbelastete Speicher und Doppelmembran-Gasspeicher. Letztere sind insbesondere bei einer nachträglichen Gasspeichererweiterung für einen flexiblen Anlagenbetrieb geeignet [11]. Durch Neuerungen im Gasspeicherdesign und durch Nutzung aller Gärbehälter bzw. Gärrestlager konnten die möglichen Volumina sowohl auf Neubauanlagen als auch auf Bestandsanlagen vergrößert werden. Das technisch mögliche Volumen wird dabei durch die Behälterdurchmesser und Gasspeicherformen limitiert. Darüber hinaus sind ggf. genehmigungsrechtliche Grenzen für Gasspeicher hinsichtlich der Bauhöhe sowie der insgesamt zu speichernden Gasmenge zu berücksichtigen [12].

---

1 Leitfaden Biogas – von der Gewinnung zur Nutzung ([www.nachwachsenderohstoffe.de](http://www.nachwachsenderohstoffe.de))

### 2.3.2.3 Dezentrale Gasspeicherung

Die Einspeisung von Biomethan als Erdgassubstitut in das Erdgasnetz erlaubt die Nutzung eines sehr großen Speicherpotenzials in den verschiedenen Netzstufen des Erdgasnetzes sowie zusätzlich in den existenten Kavernenspeichern. Für die Einspeisung von Biomethan sind somit lediglich die technischen Anforderungen an die Gasqualität zu berücksichtigen. Neben der nahezu unbegrenzten Speicherkapazität von ca. 20,4 Mrd. m<sup>3</sup> Untertagespeicher in Deutschland [13] (das entspricht etwa einem Viertel des Jahresverbrauchs von 95,9 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2010 [14]) erlaubt die Einspeisung in das Netz die Entkopplung von Gasproduktionsstätte und Verstromungsort. Der Verlauf der Gasspeicherfüllstände ist in Abbildung 3 dargestellt [15].

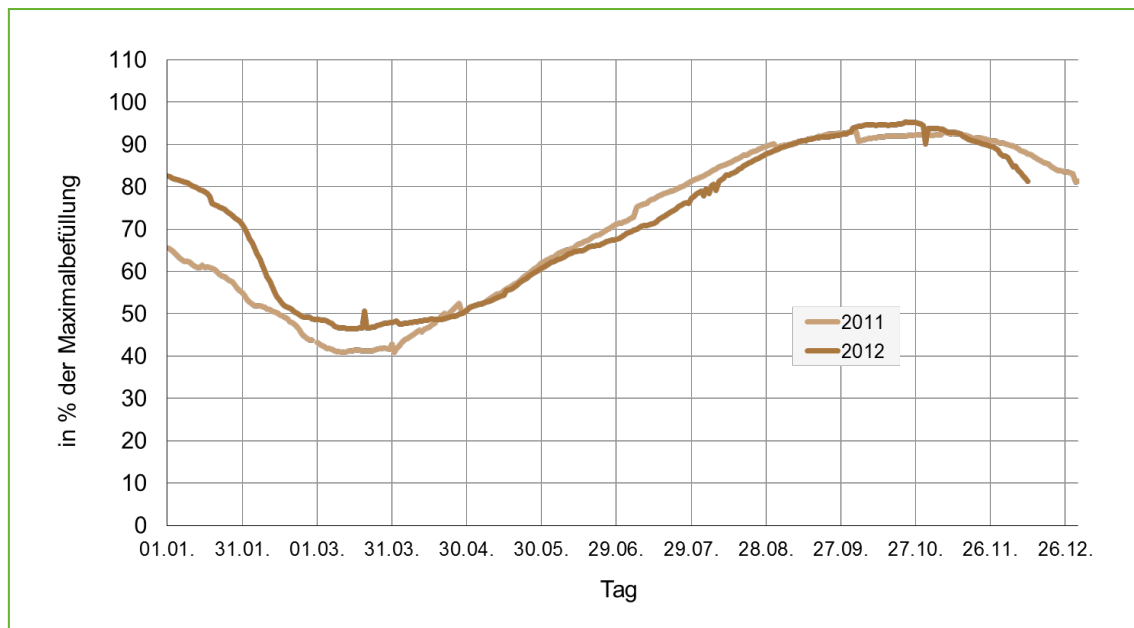


Abb. 3: Speicherfüllstände der Untertagspeicher 2011 und 2012 [15]

### 2.3.3 Zukünftig mögliche Flexibilisierungsansätze

#### 2.3.3.1 Variable Biogasproduktion durch angepasste Fütterungsstrategien

Flexibilisierungsansätze ergeben sich zuerst auf der Substratseite durch ein dem Gas- und Strombedarf entsprechendes Fütterungsmanagement. In der Praxis wird das Fütterungsmanagement bis heute in der breiten Mehrheit nur für die langfristige Kontrolle der Gasproduktion genutzt. Intradürnale Eingriffe sind nicht die Regel, da die Reaktionen der Gärbiologie mangels messtechnischer Überwachungsmöglichkeiten nur schwer überwacht werden können. Dennoch bieten solche Eingriffe theoretisch Potenzial, um die Gasproduktion dem aktuellen Verbrauch anzugleichen und Gasspeichervolumen einzusparen. In wenigen Fällen wird aus der Praxis bereits die Anpassung der Fütterungsmengen an z. B. Zwangsabschaltungsereignisse berichtet. Forschungsseitig wird diese Möglichkeit zur Zeit überprüft<sup>2</sup>. Je mehr Flexibilität durch ein Fütterungsmanagement gewonnen werden kann, desto geringer ist der Aufwand, Flexibilität an nachgelagerten Stellen des Prozesses zu erzeugen.

#### 2.3.3.2 Variable Biogasproduktion durch Intermediatspeicherung

Ein weiterer Flexibilisierungsansatz ist mit der Speicherung von Zwischenprodukten aus der Hydrolysestufe gegeben. In der Hydrolyse werden hochmolekulare Strukturen in niedermolekulare Produkte durch hydrolytische Bakterien aufgespalten. Das Hydrolysat enthält sehr schnell zu Methan umsetzbare Verbindungen

<sup>2</sup> Förderprojekt der Sächsischen Aufbaubank aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) Antragsnummer 100143221, Laufzeit 2013-2014

und lässt sich gut zwischenspeichern [16], um zu den Bedarfszeiten in die methanisierende Stufe des Bioreaktors eingespeist zu werden. Dieser Ansatz kann alternativ oder ergänzend zum Fütterungsmanagement zum Einsatz kommen. Vorteilhaft ist die schnelle Umsetzbarkeit dieses Zwischenprodukts, da die erste Nährstoffaufspaltung bereits erfolgt ist. Die Erzeugung von Methan auf der Basis dieser Zwischenprodukte kann somit gezielter erfolgen, als bei einem herkömmlichen, gleichförmigen Fütterungsmanagement.

### 2.3.4 Ökonomische Aspekte der Flexibilisierung

Wann immer eine Lastverschiebung bei langfristig insgesamt gleichbleibender Leistungserbringung realisiert werden soll, sind bei allen vorgenannten Optionen Investitionen in die Verbrauchseinrichtungen gefragt. Einzige Ausnahme ist der per se flexible Einsatz von Biomethan in bestehenden Verbrauchseinheiten, der keine zusätzlichen Verstromungseinrichtungen benötigt. Dort kann aber in Abhängigkeit vom Wärme-konzept und bei wärmegebundenem Betrieb ggf. Bedarf für einen zusätzlichen Wärmespeicher entstehen.

Für Konzepte, die bei einer konstanten Gasleistung eine Flexibilisierung der Stromerzeugung erreichen, ist zuvorderst eine zusätzliche Verstromungskapazität (i. d. R. BHKW) notwendig. Zugleich muss, soweit die Lastverschiebung nicht mit der Bestandsanlage erreicht werden kann, zusätzlicher Gasspeicher errichtet werden, um die flexibilitäts-generierende Differenz von Strom- und Gasleistung zwischenspeichern zu können. In Abhängigkeit vom vorhandenen Wärmekonzept ist ggf. eine Zwischenspeicherung der Wärme notwendig. So können Trocknungsprozesse parallel zur bedarfsgerechten Stromerzeugung in die Zeiten der Strom- und Wärmegestehung verschoben werden. Kann die Wärmenutzung nicht entsprechend der Stromgestehung umverteilt werden, muss die konkrete Wärmelastkurve der Wärmeentstehung am BHKW je nach Flexibilitätsszenario gegenüber gestellt werden. Übersteigt die Wärmenachfrage die vorhanden Wärmeezeugung in BHKW-Stillstandszeiten ist eine Zwischenspeicherung der Wärme notwendig. Dadurch ist eine zusätzliche Investition in einen Wärmespeicher notwendig. Im Einzelfall wird in einer solchen Situation eine Abwägung des erhöhten Investitionsbedarfes gegenüber möglichen Mehrerlösen eines stärker flexibilisierten Betriebs erfolgen. Nur wenn die realistisch zu erwartenden Mehrerlöse aus dem Strommarkt die Investition in den Wärmespeicher refinanzieren, wird diese Investition getätigt werden.

Anders verhält es sich im Fall von Konzepten, die bei gleichbleibender installierter Verstromungsleistung die Verstromungshäufigkeit und -dauer und einhergehend die Gasproduktion vermindern (Anlagen-Downsizing). Dies kann in Regionen, die durch eine hohe Nutzungskonkurrenz für die Eingangssubstrate gekennzeichnet sind, einen sinnvollen Ansatz darstellen Knappheiten auf der Substratseite und eine bedarfsgerechte Stromerzeugung zu verbinden. Auch hier wird eine Differenz zwischen Gas- und Stromleistung erzeugt, wobei dieser Ansatz weitestgehend ohne zusätzliche Investitionen auskommt.

Im Fall von neu errichteten Anlagen ist die Situation grundsätzlich ähnlich, da auch hierfür eine Differenz von Gas- und Stromleistung vorliegen muss, um eine bedarfsgerechte Lastverschiebung zu erlauben. Hier kann die Anlage an die regionalen Bedingungen angepasst werden. Dies betrifft insbesondere der Substratversorgung und die Anforderungen von Wärmesenken, um für den Neubau den optimalen Standort und die optimale Anlagengröße zu berücksichtigen.

Zusätzlich zum Investitionsbedarf an der Biogasanlage kann eine flexible Betriebsweise einer Biogasanlage weitere Kosten hervorrufen. So kann bedingt durch die Erweiterung der elektrischen Leistung am Standort ein leistungsfähigerer Trafo notwendig werden, wodurch zugleich je nach Auslastung des Stromnetzabschnittes ggf. ein neuer oder ein zusätzlicher Einspeisepunkt notwendig werden, wodurch ebenfalls weitere Kosten anfallen. Für eine geplante Anlagenflexibilisierung sind Trafo und Anschlusspunkte genauso wie die grundsätzlichen genehmigungsseitigen Aspekte zu berücksichtigen. Denn auch für eine erweiterte oder neue Genehmigung der Anlage sind Kosten einzuplanen. Letztendlich kann eine flexibilisierte Betriebsweise der Anlage nach erfolgreicher Genehmigung auch veränderte Betriebskosten hervorrufen. So kann in Abhängigkeit der jeweils verbauten Anlagenkomponenten bspw. an Verbrauchseinheiten wie BHKWs und beweglichen Anlagenteilen, wie Fütterungssystemen ein erhöhter Wartungsaufwand auftreten.

## 2.3.5 Beispielkonzept Biogas

### 2.3.5.1 Herkömmliches Anlagenkonzept

Die Fütterung des Gärprozesses und die Gasproduktion erfolgen ganzjährig und gleichmäßig. Es existiert ein Gasspeicher mit einer real nutzbaren Kapazität von ca. 4 h, um kurzzeitige Havarien ausgleichen zu können. Gasleitungseinbauten und Komponenten, wie z. B. technische Gaskühlung und Aktivkohlefilter zur Entfeuchtung und Entschwefelung des Biogases sind auf den maximalen Gasdurchfluss bei Vollastfahrweise des BHKW ausgelegt. Die installierte Verstromungsleistung des BHKW beträgt  $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ . Es erfolgt eine ganzjährige Volleinspeisung des Stroms in das Stromnetz. Die rechnerischen Volllaststunden sind mit 8.000 Stunden pro Jahr angenommen worden. Die Trafostation ist auf die Nennleistung des BHKW abgestimmt. Die installierte Wärmeleistung beträgt  $550 \text{ kW}_{\text{th}}$ , wovon 50 % zur allgemeinen Wärmeversorgung ganzjährig genutzt werden. In Abbildung 4 ist das Prozessschema eines derartigen konstant betriebenen Bestandsanlagenkonzepts dargestellt.

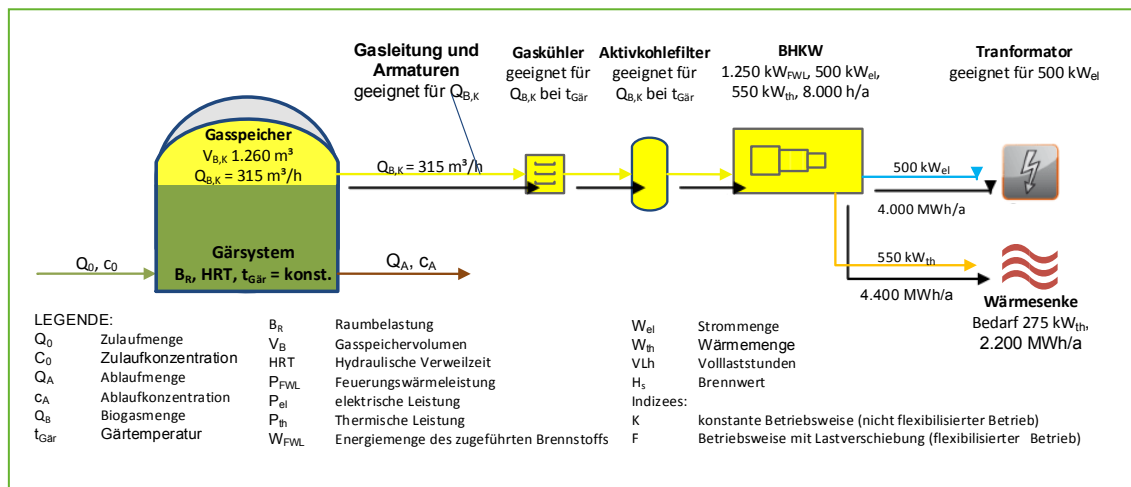


Abb. 4: Prozessschema des konstant betriebenen Bestandsanlagenkonzepts

### 2.3.5.2 Flexibilisiertes Anlagenkonzept

Im Vergleich zum ursprünglichen Anlagenkonzept ist die Prozessführung des Gärprozesses unverändert, sodass ganzjährig eine gleichmäßige Substratzufuhr und Gasproduktion zu verzeichnen ist.

Die installierte Leistung wird um 50 % durch ein Zubau-BHKW mit  $250 \text{ kW}_{\text{el}}/275 \text{ kW}_{\text{th}}$  erweitert. Dieses dient der 100 %-igen Deckung der Wärmeversorgung, sodass es mit 8.000 Volllaststunden pro Jahr in einer Art Grundlastfahrweise betrieben wird. Der erzeugte Strom des Zubau-BHKW wird vollständig in das Stromnetz eingespeist. Das Bestands-BHKW (vgl. ursprüngliches Konzept) dient nun der Lastverschiebung. Die Lastverschiebungskapazität beträgt somit  $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ , womit eine Lastverschiebungsdauer von 12 Stunden pro Tag bereitgestellt werden kann, d. h. das  $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ -BHKW läuft nur noch an 12 Stunden täglich und übernimmt in dieser Zeit 50 % der Gesamtverstromungsleistung der Anlage. Die produzierte Wärmemenge steht vollständig für alternative Wärmenutzungen zur Verfügung, da das Zubau-BHKW bereits die verpflichtende Wärmeversorgung übernimmt. Der vorhandene Gasspeicher ist nicht ausreichend, da 50 % der täglichen Gasproduktion über die gesamte Dauer der Lastverschiebung (bis zu 12 zusammenhängende Stunden) zwischengespeichert werden muss. Zusätzliches Volumen zur sicheren Steuerung des Gasvolumens/BHKW und zum Ausgleich von Havarien und Schwankungen in der Biogasproduktion sollten ergänzend einkalkuliert werden. Das angegebene Volumen in Abbildung 5 stellt nur das rein rechnerisch notwendige Volumen für die Lastverschiebung dar.

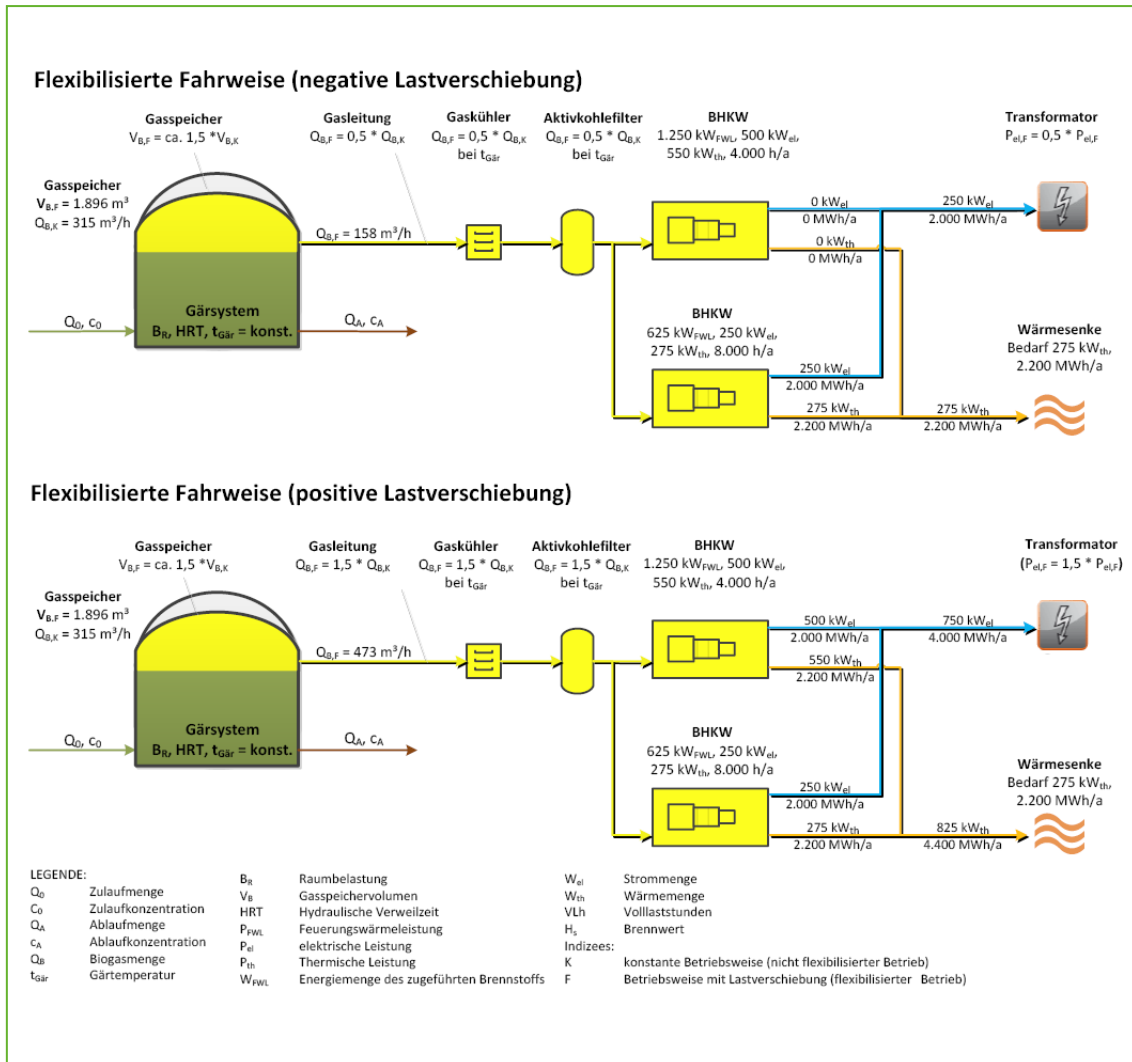


Abb. 5: Flexibilisiertes Anlagenkonzept Modell-Biogasanlage in (Tages-)Zeiten negativer (oben) und positiver (unten) Lastverschiebung

Gasleitungseinbauten, technische Gaskühlung und Aktivkohlefilter sind im Grundlastbetrieb ausreichend. Bei Spitzenlastbetrieb (beide BHKW werden mit 100 % ihrer Leistung betrieben, entsprechend dem 1,5-fachen der ursprünglichen Leistung) sind sowohl die Gasleitung als auch Leitungskomponenten unterdimensioniert, sodass diese verstärkt werden müssen. Dies kann durch Ersatz oder Zubau der entsprechenden Bauteile erfolgen. Dies betrifft auch den Transformator. Beim Zubau eines weiteren Transformators ist ggf. ein zweiter Netzverknüpfungspunkt mit zusätzlichem Zähler zu berücksichtigen.

Um die Auswirkungen der Flexibilisierung zu verdeutlichen, zeigt Abbildung 6 modellhaft die Tageslastgänge der Stromeinspeisung.

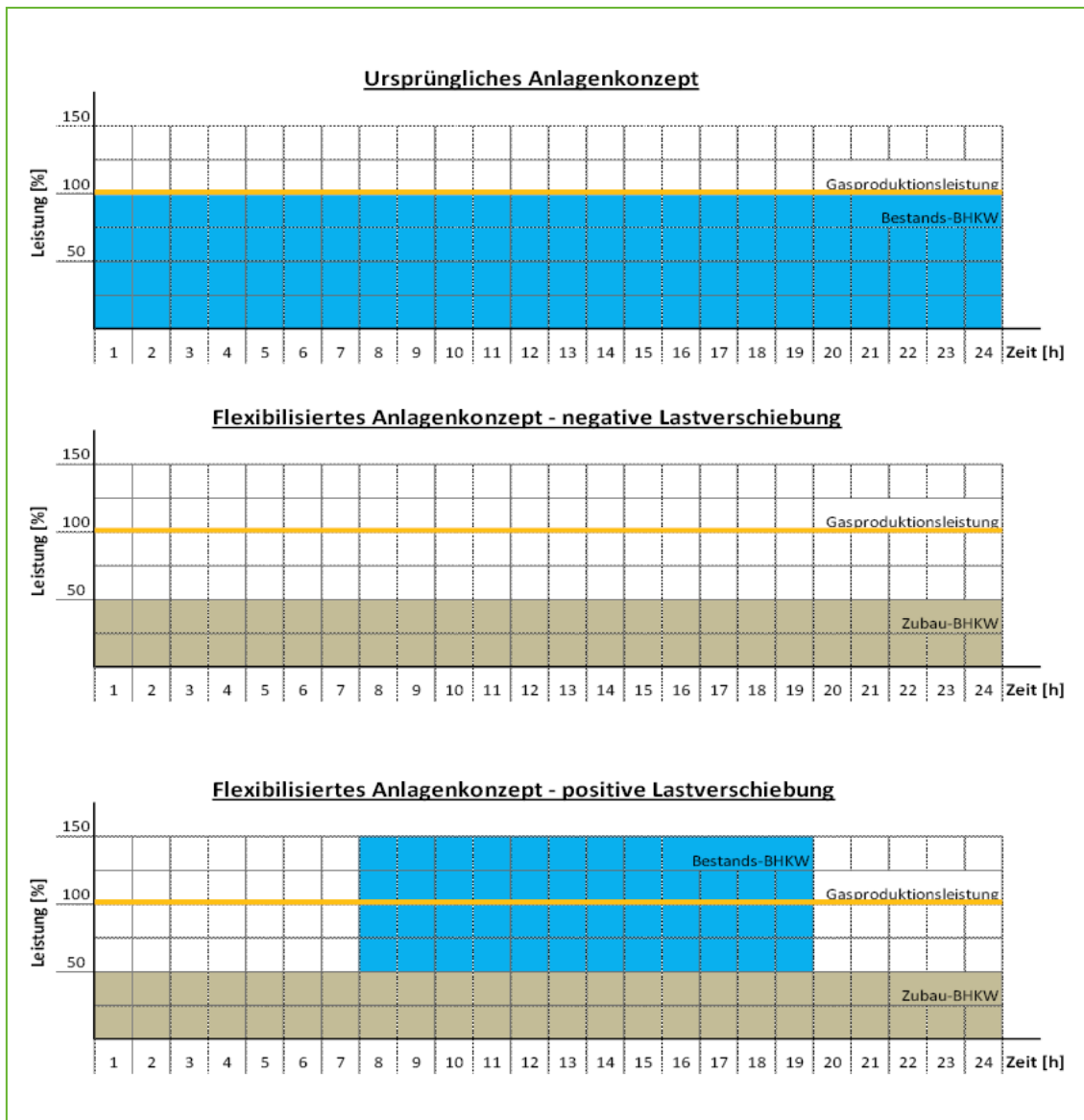


Abb. 6: Lastprofile im Tagesverlauf

### 2.3.5.3 Zusammenfassung zur Konzeptanpassung einer Beispiel-Biogasanlage

Um die angestrebte Lastverschiebung von 12 Stunden zu erreichen, sowie die im Beispiel dargestellte verpflichtende Wärmebereitstellung zu gewährleisten, wurde ein Zubau-BHKW mit 250 kW<sub>el</sub> installiert, welches es ermöglicht, das Bestands-BHKW flexibel zu betreiben. Hierbei wird die Gasproduktion auf dem Niveau des herkömmlichen, nicht-flexibilisierten Konzeptes gehalten, sodass die Gasnutzung auf minimal 50 % und maximal 150 % bezogen auf die Gasproduktion gesenkt/gesteigert werden kann. Die notwendige Gasspeicherkapazität entspricht damit dem sechsfachen der stündlichen Gasproduktion bzw. 1/4 der täglichen Gesamtproduktion und muss durch Speicherezubau um 50 % erweitert werden. Weitere technische Herausforderungen aufgrund des erhöhten Gasdurchsatzes in Zeiten positiver Lastverschiebung wurden oben beschrieben und erfordern einen Zubau/Ersatz der betroffenen Gasleitungseinbauten/des Transformators. Die maximale Laständerung beträgt beim Bestands-BHKW 100 %. Das Zubau-BHKW unterliegt keiner Laständerung, da es für die Wärmeversorgung ganzjährig auf 100 % seiner Leistung betrieben werden muss. Der Flexibilisierungsgrad ist bedingt durch die verpflichtende Wärmebereitstellung, als eher gering einzustufen. Es kann die Umwandlung von ca. 25 % der täglichen Gasproduktion verschoben werden. Die der Lastverschiebung zugrunde liegende Kapazität ist mit 500 kW<sub>el</sub> als hoch einzustufen, da die gesamte installierte Leistung des ursprünglichen Anlagenkonzeptes als positive/negative Last bereitgestellt werden kann.

## 2.4 Wärmespeichertechnologien

Die Speicherung von Wärme kann für Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien eine entscheidende Technologie für eine Flexibilisierung der Stromerzeugung sein. Grundsätzlich kann zwischenthermischen und chemischen Speichern unterschieden werden, wobei für thermische Speicher sowohl sensible Speicher (Nutzung der fühlbaren Wärme) als auch Latentwärmespeicher (Nutzung der Änderung eines Aggregatzustandes) in Frage kommen, während in den Bereich der chemischen Speicher sowohl thermo-chemische (Reaktionswärme) als auch Sorptionspeicher (Sorptionswärme) fallen [17]. Eine Übersicht über unterschiedliche Arten von Wärmespeichern ist in Tabelle 2 zu finden.

Tab. 2: Übersicht über Wärmespeichertechnologien [18–20]

Technologie	Größe	Temperaturniveau	Energiespeicherdichte	Kosten (€/inst. kWh)
Pufferspeicher	0,1–6.000 m <sup>3</sup>	bis 95 °C	bis 90 kWh/m <sup>3</sup>	0,5–7
Kies-/Erdreich-Wasser-Speicher	1.000–8.000 m <sup>3</sup>	bis 90 °C	52 kWh/m <sup>3</sup>	1,4–6
Schotterspeicher	100–1.000 m <sup>3</sup>	bis 90 °C	52 kWh/m <sup>3</sup>	1,4–6
Erdsonden-Wärmespeicher	> 50.000 m <sup>3</sup>	bis 80 °C	30 kWh/m <sup>3</sup>	0,7–2
Feststoffspeicher	600–12.000 m <sup>3</sup>	250–400 °C (theoretisch bis 1.000 °C)	20–50 kWh/m <sup>3</sup>	unklar (bisher nur Pilotprojekte)
Latentwärmespeicher	1–100 m <sup>3</sup>	bis 150 °C (in Sonderfällen auch höher)	Ziel: 200 kWh/m <sup>3</sup>	100–200
Sorptionspeicher	derzeit bis 7 m <sup>3</sup>	200 °C (abhängig vom Sorptionsmaterial)	270–450 kWh/m <sup>3</sup>	50–100
Dampfgefällespeicher		180–210 °C	50–120 kg/m <sup>3</sup> (abhängig vom Druck)	

Von den hier aufgeführten Wärmespeichern sollen Erdsonden-Wärmespeicher im Folgenden nicht weiter untersucht werden, da sie in der Regel für die saisonale Speicherung verwendet werden und somit eher im Zusammenhang mit solarthermischen Anlagen zum Einsatz kommen. [20]

### 2.4.1 Pufferspeicher

Pufferspeicher stellen eine Standardtechnologie für Wärmespeicherung bei Temperaturen bis 100 °C dar und werden häufig im Rahmen der Einbindung von Solarenergie in das Heizungssystem von kleineren bis mittleren Objekten angewandt [20]. Das Prinzip ist vergleichsweise einfach: in wärmeisolierten Behältern befindet sich eine Flüssigkeit, deren Temperatur verändert werden kann, wodurch es zur Speicherung von Wärme oder Kälte kommt. Wird Wasser aufgrund seiner hohen Wärmekapazität als Medium verwendet, liegen typische Speichertemperaturen im Bereich von 95 °C und darunter. Bei höheren Drücken oder Verwendung von Thermoölen als Medium können auch höhere Temperaturen erreicht werden. Mithilfe von innenliegenden oder vorgeschalteten Wärmetauschern kann eine Vermischung von Medien vermieden werden [20].

Pufferspeicher können als etablierte Technologie für den Haushaltseinsatz insbesondere im Zusammenhang mit Mikro-KWK-Anlagen einen wesentlichen Beitrag zur Flexibilisierung leisten, da sie hier kostengünstig eine Entkopplung von Stromerzeugung und Wärmeabnahme ermöglichen.

### 2.4.2 Kies-/Erdreich-Wasser-Speicher

Bei Kies-Wasser-Speichern wird als Speicher eine relativ große Grube verwendet, die (der Bezeichnung entsprechend) mit Kies bzw. Erdreich und Wasser gefüllt ist. Vorteilhaft gegenüber der Variante des reinen Wasser-Puffer-Speichers ist der Umstand, dass der Speicher aufgrund von Bauform und statischer Belastbarkeit des Mediums (Kies) nicht nur keine tragende Konstruktion benötigt [21], sondern auch in bebaute Flächen integriert werden kann (z. B. unterhalb von Straßen oder anderen Nutzflächen) [20]. Kies-/Erdreich-Wasser-Speicher eignen sich insbesondere auch für die Langzeitspeicherung von Wärme für größere Objekte. Ein Beispiel ist eine Anlage in einem größeren Objekt in Eggenstein-Leopoldshafen, in dem in einem Speicher von 4.500 m<sup>3</sup> die Überschusswärme von Sonnenkollektoren für den Winter gespeichert wird. Aufgrund der Größe sowie der Bauform ist vorstellbar, Kies-/Erdreich-Wasser-Speicher in Verbindung mit Biomasse-KWK-Anlagen in der Objektversorgung im Bereich von 100–1.000 kW<sub>th</sub> einzusetzen.

### 2.4.3 Feststoff-Wärmespeicher

Auch Feststoff-Wärmespeicher speichern fühlbare Wärme, hier mithilfe von Hochtemperaturbeton. Vorteilhaft sind das breite Temperatureinsatzspektrum und das vergleichsweise günstige Einsatzmedium. In der Regel muss die Wärme durch ein geeignetes Wärmeträgermedium (z. B. Thermoöl) in den Speicher eingebracht werden. Bisher sind nur Pilotprojekte bekannt, u. a. durchgeführt durch das DLR in Stuttgart [22].

### 2.4.4 Latentwärmespeicher

Bei Latentwärmespeichern wird der Umstand ausgenutzt, dass bestimmte Materialien verhältnismäßig große Wärmemengen für einen Phasenwechsel benötigen (z. B. von flüssig auf gasförmig oder von fest auf flüssig). Aus diesem Grund wird diese Wärmespeicherform auch oftmals mit der Bezeichnung Phase Change Material (PCM) versehen [23].

Tab. 3: Latentspeichermedien im Bereich von 100–400 °C [24]

Latentspeichermedium	Schmelztemperatur [°C]	Schmelzwärme [kJ/kg]
KNO <sub>3</sub> -LiNO <sub>3</sub> (67-33)	133	170
KNO <sub>3</sub> -NaNO <sub>3</sub> (54-46)	222	100
NaNO <sub>3</sub>	306	175
NaOH	322	210
NaCl-KCl-MgCl <sub>2</sub> (24,5-20,-55)	393	240
K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> -Li <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> -Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (35-32-33)	397	275

Vorteilhaft bei Latentwärmespeichern ist, dass (insbesondere im Vergleich zu Dampfgefällespeichern) der Unterschied zwischen Be- und Entladetemperatur relativ gering ist. Zudem lässt sich diese Temperatur durch Auswahl eines geeigneten Mediums beeinflussen. Eine Übersicht über verschiedene Latentspeichermedien mit Schmelztemperaturen im Bereich zwischen 100 und 400 °C ist in Tabelle 3 zu finden [24].



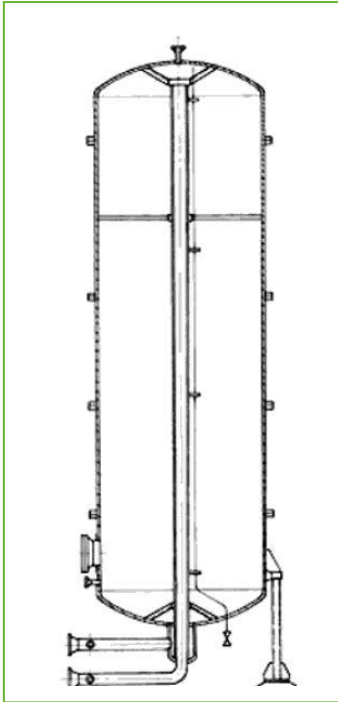


Abb. 7: Stehender Dampfgefällespeicher [18]

### 2.4.5 Dampfgefällespeicher

Dampf kann grundsätzlich unter Druck in Wasser gespeichert werden. Dabei wird Dampf unter relativ hohen Drücken (oftmals 10–20 bar) eingespeist und bei niedrigeren Drücken entladen (3–5 bar) [18]. Die Speicherkapazität pro  $\text{m}^3$  beträgt dabei zwischen 50 und 120 kg Dampf, die Energiespeicherdichte hängt dabei von den genauen Druck- und Temperaturparametern ab. In diesen Dampfgefälle- oder, nach ihrem Entwickler so benannten, Ruths-Speichern lassen sich relativ große Dampfmen gen speichern und schnell bereitstellen, jedoch sinken Druck und Temperatur des abgegebenen Dampfes mit der Dauer der Dampfabnahme (daher die Bezeichnung). Vorteilhaft ist, dass das Speichermedium Wasser nicht nur sehr kostengünstig, sondern zugleich auch Wärmeträger ist, sodass im Vergleich z. B. zu Latentwärmespeichern eine Wärmeübertragungsstufe entfällt. Nachteilig sind sowohl der vergleichsweise hohe Druckverlust als auch die erforderliche teure Druckhülle. [17]

Für die Einspeisung der Energie wird dabei Dampf über verschiedene Düsen in vorliegendes Wasser eingebracht, wobei unter Kondensation die Wassertemperatur und der Dampfdruck steigen. Zur Auspeisung wird im Gegenzug Dampf abgeführt, wodurch das Wasser wieder kocht und erneut Dampf bereitgestellt wird. [25]

## 2.5 Stromspeichertechnologien

Bei Stromspeichertechnologien wird zwischen direkter und indirekter Speicherung unterschieden. Eine direkte Stromspeicherung liegt vor, wenn Spulen oder Kondensatoren verwendet werden, diese Varianten sollen hier jedoch nicht vertieft dargestellt werden. [25]

Zu den indirekten Speichertechnologien zählen [25]

- elektrochemische Speicher wie z. B. Batterien, Akkus
- Pumpspeicherkraftwerke
- Schwungradspeicher
- Druckluftspeicher
- Dampfspeicher (siehe oben)
- Power-to-Gas-Technologien

### 2.5.1 Elektrochemische Speicher

Zu den elektrochemischen Speichern zählen insbesondere Redox-Flow-Batterien, Blei-Säure-Akkus und Lithium-Ionen-Akkus. Der Wirkungsgrad dieser Speicher liegt zwischen 65 und 95 %. Die Kosten liegen in der Größenordnung von 30–135 ct/kWh [26], nach anderen Autoren zwischen 5 und 102 US-ct/kWh [27].

### 2.5.2 Pumpspeicherkraftwerke

In Pumpspeicherkraftwerken wird die elektrische Energie in Form von potenzieller Energie (in Form von Höhe) gespeichert. Der Wirkungsgrad liegt zwischen 65 und 85 %. In Deutschland liegt die gesamte Stromspeicherkapazität bei 40 GWh, die installierte Leistung der 31 Pumpspeicherkraftwerke beträgt 8.876 MW. Pumpspeicherkraftwerke werden im Bereich der Spitzenlast und Minutenreserve eingesetzt, zeichnen sich aber auch durch Schwarzstartfähigkeit aus. Die Stromgestehungskosten liegen bei ca. 10,3 ct/kWh. [26]

### 2.5.3 Schwungradspeicher

Bei Schwungradspeichern wird Energie in Form von Rotationsenergie in einem Schwungrad bzw. Rotor gespeichert. Das Schwungrad wird dabei in der Regel auf einem speziellen (z. B. magnetischen) Lager in Rotation versetzt [28]. Zur Vermeidung von Reibungsverlusten kann dies in Vakuum erfolgen [28]. Sie eignen sich insbesondere für den sehr kurzfristigen Ausgleich von mittleren bis größeren Leistungen (kW bis MW) und können sehr viele Lade- und Entladezyklen überstehen [29]. Weitere Informationen sind in der Literatur zu finden [30,31].

### 2.5.4 Druckluftspeicherkraftwerke

Druckluftspeicherkraftwerke (Compressed Air Energy Storage – CAES) werden beispielsweise in unterirdischen Salzkavernen installiert. Über Kompressoren wird bei Stromüberschuss Luft in die Kavernen hineingepresst, während bei Strombedarf über Turbinen Luft entweicht. Bei den bestehenden Kraftwerken in Huntorf (Niedersachsen) und McIntosh (Alabama, US) ist der Wirkungsgrad mit 40 und 54 % relativ gering, da die Luft nach der Komprimierung gekühlt bzw. bei der Expansion aufgewärmt werden muss [32]. In adiabaten CAES-Kraftwerken (AA-CAES) soll die Wärme zwischengespeichert werden, sodass der gesamte Wirkungsgrad bis zu 70 % erreichen kann, vereinzelt wird auch von bis zu 94,9 % ausgegangen [27]. Die Stromgestehungskosten liegen zwischen 12,9 und 15,4 ct/kWh [26].

### 2.5.5 Power-to-Gas-Technologien

Bei sogenannten Power-to-Gas-Technologien (etwa: Strom-zu-Gas) wird überschüssiger Strom mithilfe von elektro-chemischen und teilweise thermo-chemischen Verfahren in einen speicherbaren, gasförmigen Energieträger umgewandelt. Typischerweise wird zunächst mithilfe von PEM-Elektrolyse (PEM – Proton Exchange Membrane) Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Der gebildete Wasserstoff kann entweder direkt genutzt oder gespeichert werden, oder mithilfe von Kohlenstoffdioxid (z. B. aus Kraftwerksprozessen) zu Methan, d. h. künstlichem Erdgas (SNG – Synthetic Natural Gas), synthetisiert werden. Bisher sind derartige Anlagen im Wesentlichen in Form von Pilotanlagen realisiert. Das Grundprinzip ist in Abbildung 8 dargestellt [33].

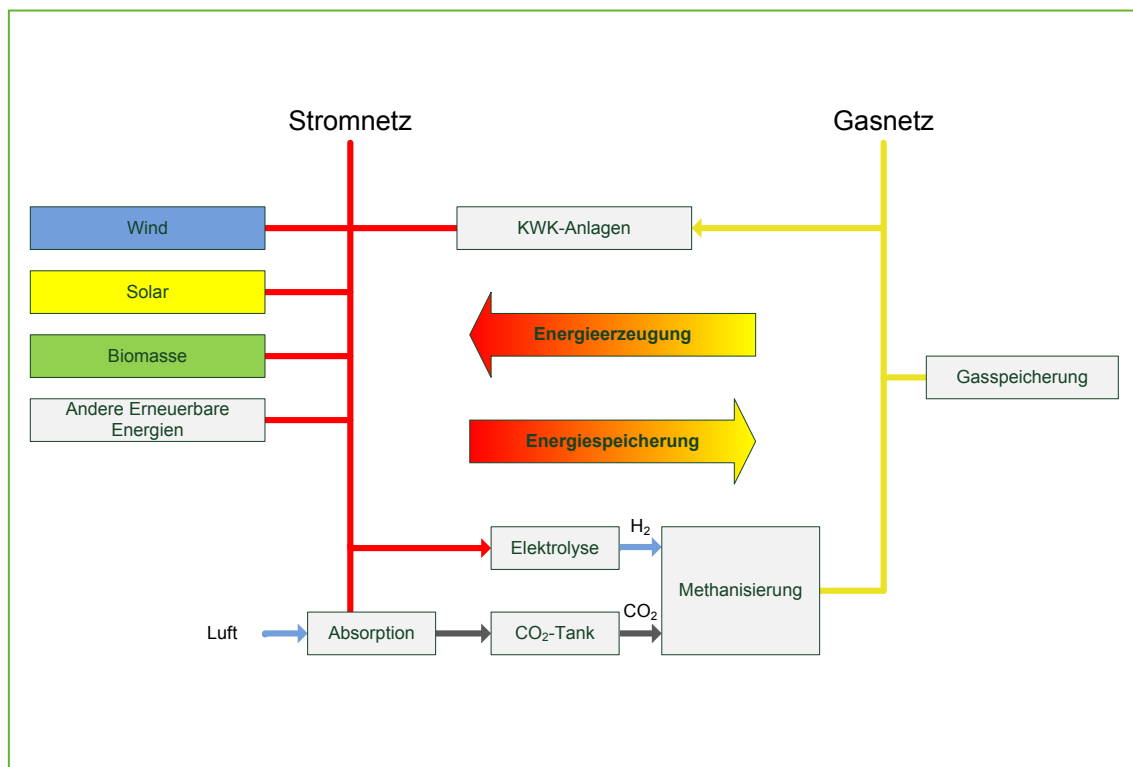


Abb. 8: Power-to-Gas-Konzept als Speicheroption zwischen Strom- und Erdgasnetz, in Anlehnung an [33]

Grundsätzlich kann Bioenergie im Zusammenwirken mit auf Methanisierung basierenden Power-to-Gas-Ansätzen Synergieeffekte erzielen, vgl. Abbildung 8, da hier bei Stromverfügbarkeit der Elektrolysewasserstoff die Methanisierung unterstützen kann, während bei Strombedarf das Synthesegas direkt oder nach der Methanisierung verstromt werden können.

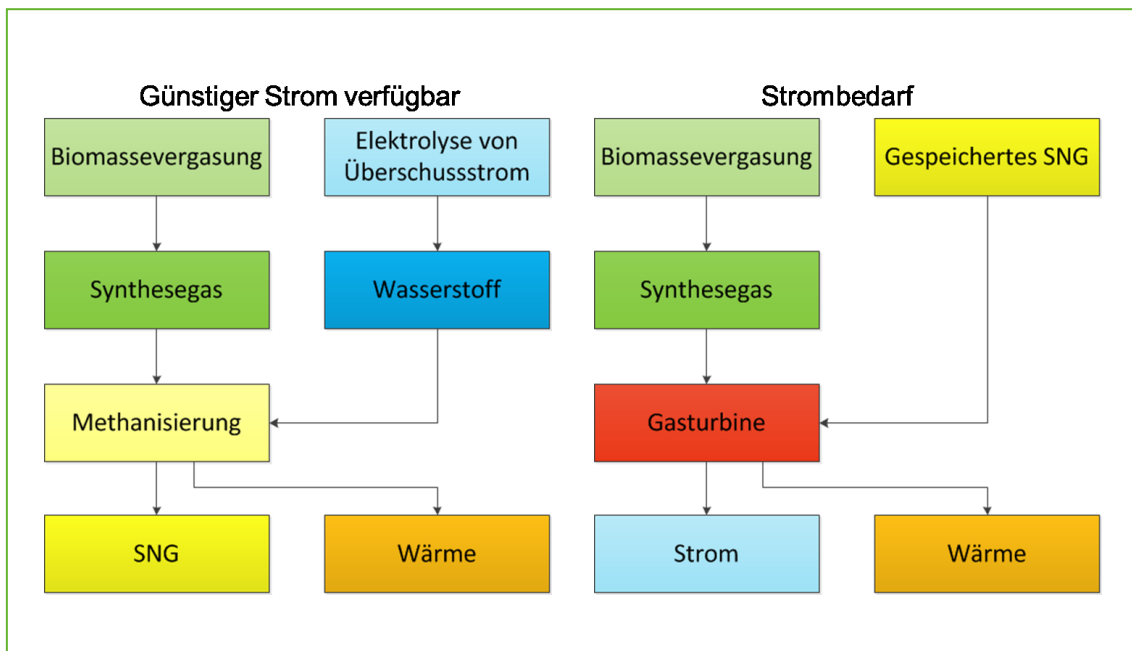


Abb. 9: Zusammenwirken von Power-to-Gas und Biomassevergasung [34]

Die Kosten für Speicherung mittels Power-to-Gas-Technologien werden in der Größenordnung von 16–64 US-ct./kWh angegeben. [27]

# 3 ARBEITSPAKET 2: INTEGRATION DER STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE IN DAS STROMSYSTEM

## 3.1 Gesetzliches Regelwerk und netzseitige Anforderungen

Das deutsche Stromnetz lässt sich in Übertragungs- und Verteilnetze unterteilen. Die Transportleitungen der Höchst- und Hochspannung (Netze von mindestens 220 kV bzw. im Bereich zwischen 60 kV und 150 kV [35]) sind eingebettet ins europäische Verbundnetz und werden in Deutschland durch vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) betrieben. Verteilnetze sind meist Mittel- und Niederspannungsnetze (Netze zwischen 60 kV und 1 kV [36] bzw. kleiner als 1 kV [37]) betrieben durch lokale Betreiber wie Stadtwerke oder ländliche Netzbetreiber. Netzverknüpfungspunkte für Erzeuger bzw. Verbraucher sind sowohl im Netz einer Spannungsstufe als auch an den Sammelschienen von Transformatoren bzw. Umspannwerken zu finden. Es werden 7 Netzebenen unterschieden, vgl. Abbildung 10.

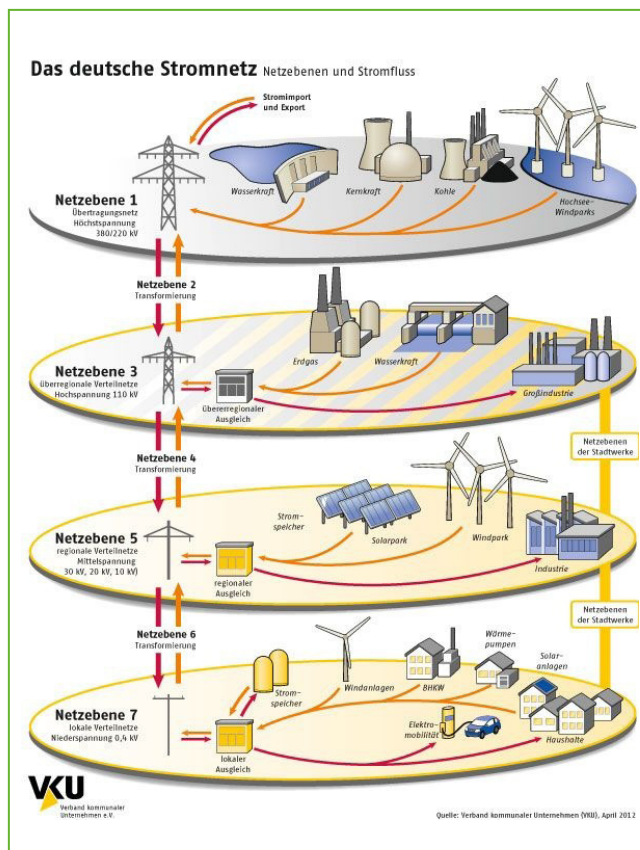


Abb. 10: Netzebenen im deutschen Stromnetz [38]

In den heutigen Stromnetzen wird die erzeugte Leistung einem sich ständig ändernden Bedarf der Verbraucher nachgeführt [39]. Der Netzzustand in Höchst- und Hochspannungsnetzen ist durchgängig erfasst [40], in Abhängigkeit des Netzzustandes werden Leistung und Frequenz automatisch geregelt. Innerhalb der Stationsautomatisierungssysteme bis zum Mittelspannungsbereich abwärts ist dezentrale Schutz- und Leittechnik verfügbar, während in Niederspannungsnetzen in der Regel keine messtechnische Erfassung vorhanden ist [40]. Die technischen Anforderungen, die für einen Anschluss an das Elektrizitätsnetz erfüllt werden müssen, tragen den funktionalen Anforderungen an Stromerzeuger in Netzen der unterschiedlichen Spannungsstufen Rechnung, vgl. Abbildung 11.

Spannungsebene	Wirkleistungsabgabe	Blindleistungsabgabe	Messeinrichtungen	Synchr./Schutzleinrichtungen	Fernwirutchnik	Immission (BlmSchV, BlmSchG)	Systemdienstleistung Spannungshaltung		Systemdienstleistung Versorgungswiederaufbau		Systemdienstleistung Frequenzhaltung		
							Statische Spannungshaltung	Dynamische Netzstützung	Schwarzstartfähigkeit	(Netz-) Inselbetriebsfähigkeit	Primärregelung	Sekundärregelung	Tertiärregelung
1 (HöS)	Reduzierte Leistungsabgabe muss möglich sein, $\Delta P$ : mind. 1%/min bezogen auf die Nennleistung (voller Bereich)	im Nennbetriebspunkt mit 3 Varianten: $0,975u \leq \cos \varphi \leq 0,9\bar{u}$ $0,95u \leq \cos \varphi \leq 0,925\bar{u}$ $0,925u \leq \cos \varphi \leq 0,95\bar{u}$ vollst. Bereitstellung auch im Teillastbetrieb	Lastgangzähler		X	4 ... 20 MW > 100 kW	ja, durch geregelte Bereitstellung von Blindleistung (darf dynamische Netzstützung nicht beeinträchtigen)	gefordert		Erzeuger $\geq 100$ MW	Erzeuger $\geq 100$ MW müssen primärregelfähig sein;  <b>mind. <math>\pm 2\%</math> der Nennwirkleistung, in 30 s aktiviert, mind. 15 min verfügbar;</b>  automatische, dezentrale Regelung; online Status-Informationen/ Ist-Leistungen an ÜNB  Möglich: <ul style="list-style-type: none"> <li>Primärregelung durch kleinere Erzeuger (ggf. im Pool) - nach Präqualifikation</li> <li>Zuordnung Erzeuger zum Pool zu Beginn jeder Viertelstunde</li> <li>Wechsel Regelleistung erbringender Anlagen jederzeit</li> </ul> pos. und neg. Regelleistung aus verschiedenen Anlagen	Leistungsgradienten und Totzeit werden abhängig von Technologie und Funktionsweise bei Präqualifikation festgelegt (früher 2% der Nennleistung pro min);  Leistung: <b>Innerhalb 5 min</b> ; Überschwingen max. 10% über Sollwerten, max. 5 MW)  Anforderungen zu Regelband (mind. 10MW bei Einzelansteuerung), Leistungsänderungsgeschwindigkeit, -häufigkeit, -bereitstellungsdauer (mind. 4 Stunden bei Einzelansteuerung), techn. Verfügbarkeit legt ÜNB fest  Informationstechnische Verbindung zur Leistungs-Frequenz-Regelung des ÜNB notwendig  Poolen möglich	Angeforderte Leistung ist mit Vorlaufzeit von 7,5 min <b>innerhalb von 15 min</b> zu erbringen  Präqualifikation, Anforderungen zu Regelband, Leistungsänderungsgeschwindigkeit, -häufigkeit, -bereitstellungsdauer, techn. Verfügbarkeit legt ÜNB fest  Aktivierung automatisiert über informationstechnische Verbindung zum ÜNB  Poolen möglich
2 (HöS/HS)													
3 (HS)													
4 (HS/MS)													
5 (MS)	Reduzierung muss möglich sein bis 10% Anschlusswirkleistung; Abregeln bei Überfrequenz	Betrieb mit $0,95u \leq \cos \varphi \leq 0,95\bar{u}$ ab Wirkleistungsabgabe > 0; max. 10% Anschlusswirkleistung		X	auf Anforderung NB und KWK > 100 kW		grundsätzlich ja, nicht zwingend	grundsätzlich ja, nicht zwingend	nicht zwingend				
6 (MS/NS)													
7 (NS)	47,5-50,0 Hz: keine automat. Trennung 50,2-51,5 Hz: Gradient von 40%	Betrieb mit $0,9u \leq \cos \varphi \leq 0,9\bar{u}$ ab Wirkleistungsabgabe > 20% Bem.-Wirkleistung	Arbeits- oder Lastgangzähler		nicht gefordert	4 ... 20 MW	grundsätzlich ja, nicht zwingend	nicht gefordert		nicht gefordert			

Abb. 11: Funktionale Anforderungen an Stromerzeuger pro Netzebene

Technische Vorschriften, Anforderungen an Energieanlagen und Messstellenbetrieb sowie technische Anschlussbedingungen beruhen hauptsächlich auf gesetzlichen Bestimmungen aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG i. d. F. v. 2012, §§19, 21b, 49) und der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV, § 20), mit denen u. a. europäisches Recht in deutsches Recht umgesetzt ist. Die dort festgelegten Paragraphen werden in Technischen Anschlussbedingungen (TAB) für Netze und für Erzeugungsanlagen an Netzen durch Wortlaute der beteiligten Fachkreise bzw. Fachverbände konkretisiert, wie es in Abbildung 12 dargestellt ist.

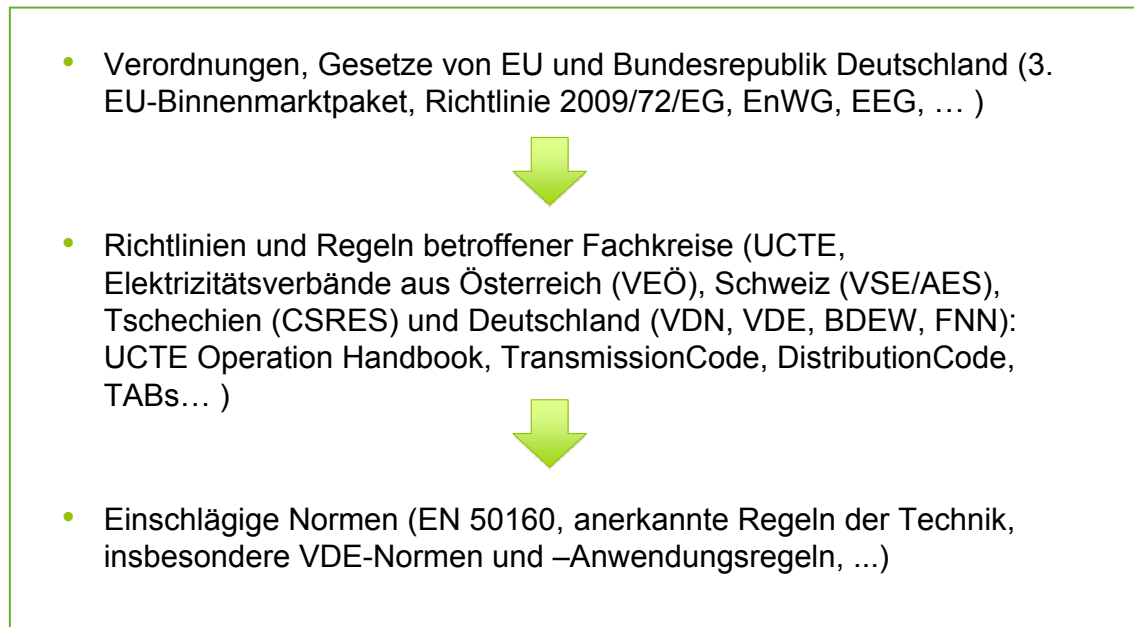


Abb. 12: Rechtliche Rahmenbedingungen für den Anschluss an das Elektrizitätsnetz

Die wichtigsten Technischen Richtlinien für die verschiedenen Spannungsstufen sind:

### 1. Für Höchst- und Hochspannungsnetze

- TransmissionCode [41] – wird zukünftig ersetzt durch angekündigte VDE-AR-N 4120
- EEG-Erzeugungsanlagen an Hoch- und Höchstspannungsnetz [42]
- Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung) – noch nicht in Kraft, angekündigt als VDE-AR-N 4130
- Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen (Ergänzungsdokument) [43]

### 2. Für Mittelspannungsnetze

- DistributionCode [44]
- TAB 2008 [45]
- Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz [46] und [47]

### 3. Für Niederspannungsnetze

- DistributionCode
- TAB 2007 [37]
- Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz VDE-AR-N 4105 [48]
- Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen [49]

Sie werden – zusammen mit Allgemeinen Anschlussbedingungen bzw. gesonderten Vereinbarungen – Teil eines bilateralen Vertrages zwischen einem Anschlussnehmer und einem Netzbetreiber. Zusätzlich sind für bestimmte Gruppen von Erzeugern spezifische technische Anforderungen bereits aus Gesetzen und Verordnungen zu berücksichtigen. Die Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) für eine Nachrüstung von Bestandsanlagen in Nieder- und Mittelspannungsnetzen und die Systemdienstleistungsverordnung

(SDLWindV) für Windenergieanlagen in Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetzen stehen beispielhaft dafür; Netzanschlüsse im Übertragungsnetz unterliegen zusätzlich der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV). Das Auswahlverfahren, mit dem ein Netzverknüpfungspunkt für einen Netzanschluss bestimmt wird, ist im Distribution Code [50] festgelegt. Hiernach ist primär die Anschlussleistung wesentlich, nachfolgend ein maximales Leistungsmoment der Netzebene und eine maximale Leitungslänge, die vom Netzbetreiber vor Realisierung eines Anschlusses geprüft werden.

In Deutschland gibt es derzeit einen starken Bedarf an zusätzlichen Stromnetzen, insbesondere an Transportleitungen [51]. Bedingt durch ein Ungleichgewicht im Erzeugung- und Lastbereich, das nur begrenzt ausgeglichen werden kann, formuliert der Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur und der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [52] den notwendigen Aus- bzw. Neubau von Transportleitungen. Mit ihm sollen regionale Engpässe hinsichtlich Netzkapazitäten behoben werden.

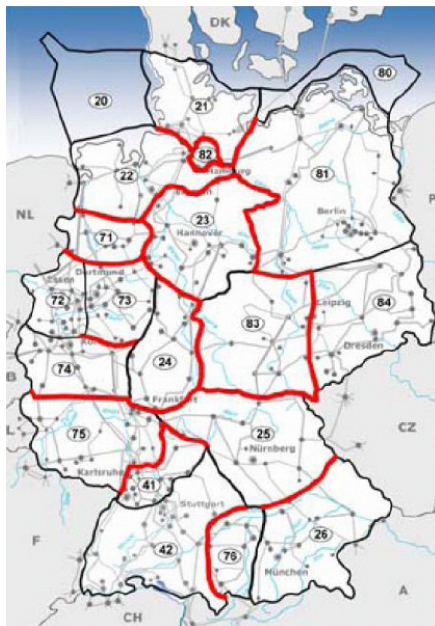


Abb. 13: Regionengrenzen mit nicht-übertragbaren Leistungen [53]

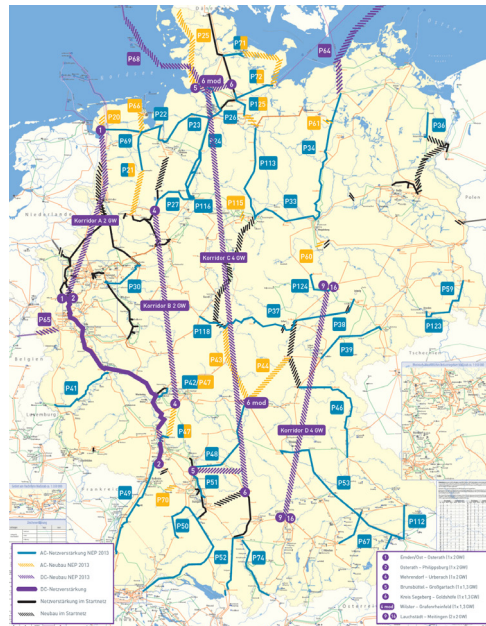


Abb. 14: Leitszenario B 2023 für den Netzausbau [54]

## 3.2 Marktrelevanter Rechtsrahmen

### 3.2.1 EEG – Direktvermarktung und Flexibilitätsprämie

Das EEG ist die wirtschaftliche Grundlage der allermeisten Bioenergieanlagen, es ist daher notwendig die von einer Anlagenflexibilisierung betreffenden Regelungen zu identifizieren und mit Hinblick auf die praktische Umsetzung zu bewerten. Durch Veränderungen in der Betriebsweise, der Anlagenkonfiguration und der Vermarktung außerhalb der Festvergütung ergeben sich Auswirkungen auf verschiedene Regelungsbereiche, die es vorab zu berücksichtigen gilt.

Das EEG regelt den Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien und die Vergütung für EEG-Anlagen in Abhängigkeit des Inbetriebnahmezeitpunktes und der eingesetzten Technologie sowie weiterer Einflussgrößen, wie dem Anlagenstandort bei der Photovoltaik oder der eingesetzten Biomasse bei der Bioenergie.

Der Einspeisevorrang des EEG und die gesetzlich geregelten Einspeisevergütungen haben dazu geführt, dass in den letzten Jahren ein beständiger Zubau von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarer Energie stattgefunden hat und zum Ende des Jahres 2012 im Mittel bereits über 20 % des deutschen Stroms aus Erneuerbaren Energien stammte. Das EEG in seinen Fassungen von 2000–2009 war vorrangig darauf aus-

gelegt, für Investoren planbare Rahmenbedingungen zu schaffen und die Technologieeinführung zu unterstützen. Der in der Folge errichtete Anlagenbestand ist zum allergrößten Teil darauf ausgelegt, möglichst viele Vollbenutzungsstunden pro Jahr zu realisieren, um mit den pro kWh festgelegten Vergütungssätzen die Erlöse zu maximieren. Bei steigendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromnetz wird es nicht mehr sinnvoll sein Bioenergieanlagen in der Grundlastversorgung zu betreiben. Um für einen weiter steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz die Systemintegration zu verbessern, hat der Gesetzgeber mit der EEG-Novelle 2012 die Direktvermarktungsmöglichkeiten im Rahmen des EEG für Bestands- und Neuanlagen über das bisher bestehende Grünstromprivileg ausgeweitet.

Im Rahmen der festgesetzten Vergütungssysteme für Biomasse, ist zu bedenken, dass für die Höhe der Vergütung einer Anlage vor allem die eingesetzte Biomasse, das Inbetriebnahmedatum und die Anlagengröße maßgeblich ist. Das ist insofern auch für die Direktvermarktung zum Zwecke der Erhaltung der Marktprämie von Belang, als das sich die Höhe der Marktprämie direkt aus der Festvergütung ableitet. Da der Bereich der Festvergütung einer hohen Regeldichte unterliegt wird hier darauf verzichtet diese im Detail darzustellen. Eine bedarfsgerechte Stromproduktion kann sich auf die Art und Menge der eingesetzten Biomasse und damit auf die Vergütungshöhe auswirken.

Entsprechend sind hierzu die Biomasseverordnung (BiomasseV i. d. F. v. 2012) für Neuanlagen sowie das EEG 2004 und 2009 zu berücksichtigen. Vor allem die in der BiomasseV aufgeführten Einsatzstoffgruppen und die Anspruchsvoraussetzungen für den NawaRo-Bonus sind hierbei die wesentlichen Regelungen.

Im Gegensatz zur festen Einspeisevergütung, bei der der gesamte Strom vom Netzbetreiber in einem speziellen EEG-Bilanzkreis geführt wird, erfolgt die Stromveräußerung bei der Direktvermarktung nach §33 direkt an Dritte. Es wird dabei unterschieden in Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie, zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Grünstromprivileg) sowie der sonstigen Direktvermarktung (siehe Abbildung 15). Die beiden zuerst genannten Formen der Direktvermarktung unterliegen dabei zusätzlichen Regulierungen. So ist für solche Anlagen oberhalb einer installierten Leistung von 100 kW<sub>el</sub> zwingend vorgeschrieben, dass der Netzbetreiber bei Verletzung der Netzsicherheit (Gefährdung oder Störung) geeignete Maßnahmen zur Beseitigung ergreift, zum Beispiel durch Einspeisemanagement. Ferner ist in viertelstündlicher Auflösung die Stromeinspeisung zu messen

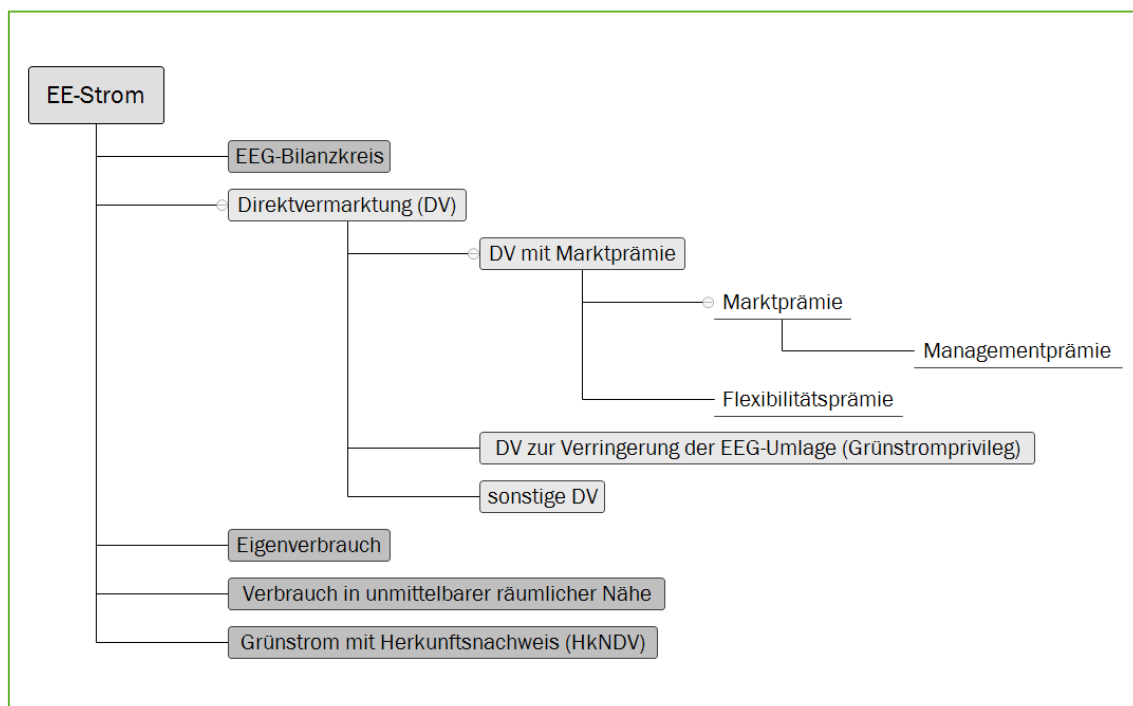


Abb. 15: Wertschöpfungsoptionen für Strom aus erneuerbaren Energien (eigene Abbildung)



und zu bilanzieren. Vermarktungsseitig besteht weiterhin die Auflage, dass so erzeugter Strom in einem separaten Bilanzkreis zu führen ist, in dem ausschließlich gleichartiger Strom geführt wird. Anlagenbetreiber können zwischen der festen Einspeisevergütung und den verschiedenen Formen der Direktvermarktung jeweils zum ersten Kalendertag eines Monats wechseln. Hierzu sind fristgerechte Meldungen an den zuständigen Netzbetreiber sowie die BNetzA erforderlich.

Die für den freien Stromhandel anzusetzenden Spotmarktpreise an der EEX liegen zu den meisten Zeiten unterhalb der Vergütungssätze für EE-Anlagen, der Gesetzgeber hat daher als Absicherung einen Mechanismus eingeführt, der diese Preisdifferenzen ausgleicht und trotzdem die Orientierung an Marktpreissignalen für die bedarfsgerechte Einspeisung eröffnet. Neben den Einnahmen über den direkten Stromverkauf, erhält der Anlagenbetreiber in Form der Marktprämie die Differenz zwischen dem monatlichen Referenzmarktwert für steuerbare Erneuerbare Energien, welcher dem Monatsmittelwert der EPEX Spot entspricht, und der ursprünglichen EEG-Vergütung erstattet. Damit ist für den Anlagenbetreiber sicher gestellt, dass er über diesen Vermarktungsweg im Mittel auch bei sinkenden Börsenstrompreisen nicht schlechter gestellt ist und gleichzeitig dazu angereizt wird Strom vor allem zu Zeiten hoher Strompreise einzuspeisen um damit Erlöse oberhalb des Monatsmittelwertes zu erzielen. Zusätzlich erhalten Anlagenbetreiber eine Managementprämie, die die vermarktungsbedingten Mehraufwendungen wie für Steuerungshardware oder Einkauf von Prognosedienstleistungen kompensieren soll. In der derzeitigen Praxis teilen Anlagenbetreiber und Stromhändler, die in der Regel die Vermarktung übernehmen, sich diese Prämie. Die Berechnung der Markt- und Managementprämie wird in EEG 2012, Anhang 4, Punkt 2.1.2, geregelt.

Als Erweiterung zum Marktprämienmodell ist für Biogas- und Biomethananlagen im EEG 2012 die Flexibilitätsprämie (FP) eingeführt worden, die als ein Instrument zur Schaffung eines Kapazitätsmarktes angesehen werden kann. Die FP wird als Aufschlag für die nicht genutzte Leistung gezahlt und beträgt 130 €/kW.

Die Flexibilitätsprämie wird für die Dauer von 10 Jahre gewährt. Für die am Jahresende berechnete Höhe werden in Abhängigkeit der geplanten Betriebsweise, monatliche Abschlagszahlungen entrichtet. Die Berechnung erfolgt mit den auch in Anhang 5 des EEG 2012 dargestellten Gleichungen (5) und (6):

$$P_{\text{Zusatz}} = P_{\text{Inst}} - (f_{\text{Korr}} \times P_{\text{Bem}}) \quad (5)$$

$$FP = P_{\text{Zusatz}} \times KK \times 100 / (P_{\text{Bem}} \times 8.760 \text{ h/a}) \quad (6)$$

Dabei ist  $P_{\text{Zusatz}}$  die zusätzlich berücksichtigte Leistung,  $P_{\text{Inst}}$  die installierte Leistung,  $f_{\text{Korr}}$  der Korrekturfaktor (1,1 bei Vor-Ort-Verstromung, 1,6 bei Biomethan-BHKW),  $P_{\text{Bem}}$  die Bemessungsleistung und KK die Kapazitätskomponente (130 €/kW).

Zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie muss die Anlage vorab bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) angemeldet werden. Die BNetzA stellt dazu auf ihrer Homepage ein Formular bereit das zur Anmeldung genutzt werden kann. Der Erhalt der Flexibilitätsprämie ist an eine Reihe von Restriktionen gebunden, die vor allem die minimale Auslastung von Anlagen voraussetzt und eine Höchstgrenze für zusätzlich bereitgestellte Leistung festlegt. Vor der erstmaligen Inanspruchnahme ist darüber hinaus durch einen Umweltgutachter zu bescheinigen, dass die Anlage für den bedarfsorientierten Betrieb technisch geeignet ist.

Wie eine Anlage nach den Regelungen des EEG betrieben wird, hat demnach ganz wesentlichen Einfluss auf die damit in Verbindung stehenden Vergütungen. Da Biomasseanlagen aufgrund der Brennstoff- bzw. Substratkosten vergleichsweise hohe Erzeugungskosten gegenüber den fluktuierenden Erneuerbaren Energien aufweisen und durch eine bedarfsgerechte Produktion weitere Kostensteigerungen zu erwarten sind, ist es essenziell die aus dem EEG resultierenden Auswirkungen richtig zu bewerten.

### 3.2.2 Anlagengenehmigung (BauGB, BImSchG)

Bioenergieanlagen können nach dem Baugesetzbuch (BauGB) sowohl im Innenbereich als auch als privilegierte Anlagen im Außenbereich sowie für alle Anlagen, die die Anforderungen des BauGB nicht erfüllen, nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) genehmigt werden.

Wird das Genehmigungsrecht betrachtet, ist vor allem zu berücksichtigen, dass durch eine Erhöhung der Verstromungskapazitäten oder eine Erhöhung der Gasproduktion, der aktuelle Genehmigungsstatus der Anlage beeinflusst werden kann und gegeben falls eine Nach- oder Neugenehmigung notwendig wird. Bei der Anpassung der Anlagen für eine bedarfsgerechtere Betriebsweise können sich Einschränkungen ergeben, wenn eine Anpassung der Genehmigung nicht angestrebt wird und Änderungen an der Anlage nur in einem begrenzten Rahmen zulässig sind ohne den bestehenden Genehmigungsbescheid zu tangieren.

Nach derzeit gültigem Recht können Biomasseanlagen, insofern sie in einem land- oder forstwirtschaftlichen bzw. gartenbaulichen Betrieb angesiedelt sind als privilegierte Anlagen im Außenbereich gemäß § 35 Abs. Satz 1 ff. (BauGB [i. d. F.v. 2011]) errichtet werden. Die energetische Nutzung von Biomasse muss dabei in einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit den oben genannten Betriebsformen stehen und die dafür eingesetzte Biomasse aus eben diesen oder anderen nahe gelegenen Betrieben stammen. Die Feuerungswärmeleistung solcher Anlagen durfte bisher 2MW nicht überschreiten. Diese Begrenzung wurde jedoch mit der erst kürzlich verabschiedeten BauGBNovelle für Biogasanlagen gestrichen, um eine Erweiterung für einen bedarfsgerechten Betrieb zu ermöglichen. Bei der Erzeugung von Biogas gilt somit als einzige Begrenzung eine Jahreshöchstmenge von 2,3 Mio. Normkubikmetern als Grenzwert. In Abhängigkeit des BHKW-Wirkungsgrades und des Methangehaltes im Biogas ergibt sich eine jährliche Bemessungsleistung von bis zu 550 kW.

Wenn die Errichtung einer Anlage nicht privilegiert im Außenbereich erfolgen kann, dann ist eine Genehmigung nach BImSchG und der betreffenden 4. Bundesimmissionsschutzverordnung (4. BImSchV) erforderlich. In Abhängigkeit der eingesetzten Technologie legt die 4. BImSchV fest, ob ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren möglich ist oder die Genehmigung gemäß §10 BImSchG erfolgen muss. Für Biomasseanlagen ist dafür vor allem die Anlagengröße relevant und gegebenenfalls die Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung. Biomasseanlagen werden jedoch in der Praxis zum überwiegenden Teil nach Spalte 2 der 4. BImSchV im vereinfachten Verfahren genehmigt.

Änderungen an genehmigungsbedürftigen Anlagen sind im Allgemeinen der Genehmigungsbehörde vorab mitzuteilen und sind wenn sie eine wesentliche Änderung darstellen gemäß §16 zu genehmigen. Die Genehmigungsbedürftigkeit prüft die zuständige Genehmigungsbehörde in jedem Einzelfall.

Zusammenfassend ist bei der Anpassung von Anlagenkomponenten, vor allem von Aggregaten zur Strom- und Wärmeproduktion zu prüfen, in wie weit diese die derzeitigen Genehmigungsstatus der Anlage berühren und welche Auswirkungen sich durch eine Veränderung der Anlage daraus ergeben. Da die in der Praxis möglichen Ausprägungen solcher Anpassungen hier nicht vollumfänglich dargestellt werden können, muss im Einzelfall geprüft werden welche genehmigungsrechtlichen Effekte sich daraus ergeben.

### 3.2.3 Störfallverordnung – 12. BImSchV

Die Störfallverordnung bzw. die 12. BImSchV in der Fassung vom 08.06.2005 findet Anwendung bei der Handhabung von Stoffen von denen im Falle einer Betriebsstörung Gefahren ausgehen können. Die Überprüfung der an einem Anlagenstandort maximal zu erwartenden Menge an Gefahrstoffen, dient der Gefahrenabwehr und einer Entwicklung von Handlungsanweisungen bei möglichen Störfällen. Im Bioenergiebereich sind von der Regelung hochentzündliche Gase wie Biogas betroffen.

Die Störfallverordnung (12. BImSchV [i. d. F.v. 2010]) gilt für Betriebsbereiche in denen relevante Mengen gefährlicher Stoffe vorhanden sind oder sein können. Bei der Festlegung der einzuhaltenden Pflichtenkataloge sind je nach Gefahrstoffgruppe zwei unterschiedliche Mengenschwellen zu berücksichtigen. Beim

Erreichen der ersten Schwelle sind mindestens die Grundpflichten einzuhalten und beim Überschreiten der zweiten Mengenschwelle werden erweiterte Pflichten eingefordert.

Für die Bioenergieproduktion ist hier vor allem die Speicherung von brennbaren Gasen zu nennen, die technisch bedingt vor allem bei Biogasanlagen die entsprechenden Mengenschwellen erreichen können. Hier sind vor allem die vorhandenen Gasspeichervolumina im oberen Teil der Fermenter, sowie gasdicht abgedeckten Gärrestlager relevant, die im Falle einer vollständigen Entleerung vollkommen mit Biogas gefüllt sein können. Bei der Gesamtbetrachtung müssen ebenfalls alle gasführenden Teile, wie Gasleitungen und Filter mit berücksichtigt werden. Biogas wird als hochentzündlicher Stoff eingestuft und führt deshalb ab Mengen von 10 t Rohbiogas und 50 t Erdgas dazu, dass die grundlegenden Pflichten gemäß der Störfallverordnung eingehalten werden müssen. Ab einer Menge von 50 t gelten dann die erweiterten Pflichten. Da für die exakte Ermittlung der an einem Standort zu erwartenden, maximalen Gasmenge alle gasführenden Anlagenteile berücksichtigt werden müssen, wird für eine detailliertere Berechnung auf die Arbeitshilfe des BMU verwiesen.

Die grundlegenden Pflichten bei einer zu erwartenden Gasmenge von 10 t umfassen vor allem Anforderungen zum Vermeiden von Störfällen und zur Begrenzung von Störfallauswirkungen im Schadensfall. Es gibt darüber hinaus die Anzeigepflicht für gefährliche Stoffe bei der zuständigen Behörde und die Forderung zur Erstellung eines Konzeptes zur Verhinderung von Störfällen. Beim Überschreiten der zweiten Mengenschwelle von 50 t, die nur bei sehr großen Anlagen zu erwarten ist, werden darüber hinaus erweiterte Pflichten fest geschrieben. In einem solchen Fall sind ein ausführlicher Sicherheitsbericht und entsprechende Gefahren- und Abwehrpläne zu erarbeiten.

Für die bedarfsgerechte Bioenergiebereitstellung kann die Zwischenspeicherung von Gasen die Grundlage für eine flexible Fahrweise von Anlagen sein. Eine Erhöhung der Anlagenflexibilität geht dann häufig mit einer Erweiterung der maximal vorhandenen Gasspeichermenge einher und kann somit dazu führen, dass entsprechende Mengenschwellen für eine Anwendung der Störfallverordnung erreicht werden. Die Erreichung von Mengenschwellen zieht ausschließlich Maßnahmen nach sich, die die Dokumentation und Erarbeitung von Risikomanagementplänen bedeuten und damit nicht denselben Stellenwert wie genehmigungsrechtliche Sachverhalte besitzen. Die Störfallverordnung wirkt sich damit auf den Planungs- und Verwaltungsaufwand aus, der bei entsprechenden Pflichten geleistet werden muss.

Für die Umsetzung der Störfallverordnung hat das BMU eine Vollzugshilfe erarbeitet. Diese ist als PDF-Dokument abrufbar unter:

<http://www.bmu.de/bmu/parlamentarischevorgaenge/detailansicht/artikel/vollzugshilfe-zur-stoerfall-verordnung-vom-maerz-2004/>

Weiterhin hat das BMU eine Arbeitshilfe zur Berechnung der an einem Biogasanlagenstandort im bestimmungsgemäßen Betrieb zu erwartenden maximalen Biogasmenge erstellt, verfügbar unter:

[http://www.umweltbundesamt.de/nachhaltige-produktion-anlagensicherheit/anlagen/dokumente/stvoesevesorientlinie/biogas\\_stoerfallv\\_1\\_2.zip](http://www.umweltbundesamt.de/nachhaltige-produktion-anlagensicherheit/anlagen/dokumente/stvoesevesorientlinie/biogas_stoerfallv_1_2.zip)

### 3.2.4 EnWG, StromNZV und Beschlüsse der BNetzA zur Regelenergie

Die Bereitstellung von Regelenergie im deutschen Stromnetz wird im §22 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) formuliert und in der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) umgesetzt. Konkretisierend hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) in ihren Beschlüssen BK6-10-097, BK6-10-098 und BK6-10-099 die Verfahren für die Ausschreibung von Regelenergie vorgegeben. Der Regelenergiemarkt ist unabhängig von der Vermarktung von Strommengen organisiert und setzt für eine Marktbeteiligung die Erfüllung bestimmter Kriterien voraus. Auch wenn der Marktzugang über einen Drittanbieter (Pools, Virtuelle Kraftwerke) erfolgt, müssen diese Anforderungen auch von der eingebundenen Einzelanlage erbracht werden.

Der gesetzgeberische Rahmen für Regelenergie wird im §13 des EnWG vorgegeben (ENWG [i. d. F.v. 2012, i. d. F.v. b]). Der Netzbetreiber ist demzufolge verantwortlich für den Einsatz von Regelenergie wenn dies für die Netzstabilität notwendig ist. Im §22 wird die Beschaffung von Ausgleichsenergie durch ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren innerhalb einer Internetplattform festgelegt. Für die Umsetzung erfolgt im EnWG eine Verordnungsermächtigung, die von der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) erfüllt wird. Hier erfolgt eine detaillierte Darstellung des Ablaufs der Beschaffung, Erbringung und Abrechnung von Regelenergie (StromNZV i. d. F.v. 2012).

Da im Stromnetz zu jeder Zeit Erzeugung und Verbrauch übereinstimmen müssen, können Fehlprognosen für die im Stromnetz zu erwartenden Lasten und Einspeisungen zu Über- oder Unterversorgungssituationen führen. Als reaktives Instrument zur Ausbalancierung des Stromnetzes wird dann positive oder negative Regelenergie eingesetzt. Es wird dabei in Primär-, Sekundär- und Minutenreserve (bzw. Tertiärregelung) unterschieden, wobei sich diese Formen durch ihre Bereitstellungsgeschwindigkeit und -dauer unterscheiden. Im Bedarfsfall werden diese auf einander folgend abgerufen.

Zur Verringerung des Bedarfs an Regelenergie ist darüber hinaus zuerst ein Austausch zwischen den Regelzonen der 4 Übertragungsnetzbetreiber vorgeschrieben, da sich so Ausgleichsbedarfe mit unterschiedlichem Vorzeichen zwischen den Regelzonen nivellieren lassen und die absolute Menge an regelzonenübergreifender Ausgleichsenergie verringert wird.

Die StromNZV legt eine regelzonenübergreifende Beschaffung von Regelenergie über eine gemeinsame Internetplattform fest, bei der potenzielle Bieter bestimmte Anforderungen hinsichtlich Mindestgebotsgröße und den Nachweis über notwendige technische Fähigkeiten zur Erbringung von Regelenergie vorweisen müssen. Weiterhin wird die Preisbildung und die Abrechnung geregelt.

Die Bundesnetzagentur hat präzisierend zur StromNZV in ihren Beschlüssen BK6-10-097 bis BK6-10\_099 die Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie festgelegt.

Im Beschluss BK6-10\_099 werden Festlegungen für die Primärregelung getroffen (BNETZA, 2011a). Die Primärregelung wird wöchentlich ohne Zeitscheiben ausgeschrieben und ist in gleicher Höhe positiv wie negativ vorzuhalten. Die Mindestangebotsgröße ist auf  $\pm 1$  MW festgesetzt mit der Möglichkeit zum Pooling. Der Zuschlag der Ausschreibung erfolgt ausschließlich auf Basis der angebotenen Leistungspreise, sodass auch in der Abrechnung nur auf die eingebrachte Leistung abgestellt wird. Die Primärregelleistung muss innerhalb von 30 Sekunden in voller Höhe aktiviert sein. Die Regelung erfolgt dabei automatisch und dezentral bei den Anbietern als schnellreagierende Proportionalregelung mit der Netzfrequenz als Sollwert. Wenn die Netzfrequenz von 50,00 Hz um mehr als 20 mHz über- oder unterschritten wird beginnt die Ausregelung und steigt dann linear bis zur maximal dauerhaft zulässigen Frequenzabweichung von 200 mHz. Die Primärregelung dient innerhalb des Europäischen Verbundnetzes vor allem der Frequenzhaltung, und ist im Kontinentaleuropäischen Verbund (ENTSO) solidarisch organisiert. Von den insgesamt in Europa dafür notwendigen 3.000 MW werden in den 4 deutschen Regelzonen insgesamt 576 MW Regelleistung vorgehalten. Der Beschluss BK6-10-098 beschreibt das Verwaltungsverfahren zur Sekundärregelleistung. Die Sekundärregelleistung wird ebenfalls wöchentlich ausgeschrieben, jedoch getrennt in zwei Zeitscheiben für Haupt- und Nebenzeit. Weiterhin erfolgt hier die Ausschreibung getrennt nach positiver und negativer Regelenergie. Bei der Abgabe von Angeboten werden die Zuschläge nach dem Leistungspreis für die Vorhaltung entsprechender Kapazitäten berücksichtigt. Bei der Aufrufung sind dann zusätzlich die angegebenen Arbeitspreise für die zur Verfügung gestellten Energiemengen zu berücksichtigen. Die Mindestangebotsgröße beträgt 5 MW, auch hier ist das Pooling möglich um die Mindestgröße zu erreichen. Die Sekundärregelung wird nicht dezentral über die Netzfrequenz, sondern über eine Fernwirkverbindung des Übertragungsnetzbetreibers angesteuert. Die dafür notwendige Schnittstelle ist als technisches Kriterium Grundvoraussetzung zur Erbringung von SRL. Die angemeldete Leistung muss innerhalb von 5 Minuten zu Verfügung stehen, und dient dazu die Leistungsungleichgewichte in einer Regelzone auszugleichen.

Als dritte Stufe der Regelenergieabfolge ist die Minutenreserve bzw. die Tertiärregelung angelegt, die der Beschluss BK6-10-099 behandelt. Die Minutenreserve wird täglich ausgeschrieben, mit Mindestgeboten von 5 MW die ebenfalls durch Pooling erreicht werden können. Die Ausschreibung erfolgt in 6 Zeitscheiben zu je 4 Stunden, der Zuschlag wird anhand des Leistungspreises erteilt. Bei der Abrechnung werden auch die angebotenen Arbeitspreise berücksichtigt. Die Minutenreserve dient bei längerfristigen Leistungsungleichgewichten der Ablösung der Sekundärregelung. Die Aktivierung erfolgt automatisch über eine informationstechnische Verbindung und ist nach einer Vorlaufzeit von 7,5 Minuten für die Dauer von mindestens 15 Minuten zu erbringen. Minutenreserve wird im Vergleich zur permanent und automatisiert arbeitenden Sekundärregelung seltener eingesetzt.

Für alle Formen der Regelenergiebereitstellung findet die Ausschreibung über die Internetplattform [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) statt, es ist außerdem notwendig, dass potenzielle Teilnehmer sich einer Präqualifikation unterziehen und damit nachweisen, dass sie technisch dazu in der Lage sind die angebotene Regelenergieleistungen in der geforderten Qualität zu erbringen.

Die Bereitstellung von Regelenergie aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen im Allgemeinen und Bioenergieanlagen im Speziellen ist ein integraler Bestandteil einer langfristigen Dekarbonisierungsstrategie, um im Stromsektor perspektivisch ganz auf fossile Erzeugungseinheiten verzichten zu können. Neben der Nutzung für die Netzstabilisierung kann sie auch einen Beitrag dazu leisten, die Erlösmöglichkeiten für Anlagenbetreiber zu erweitern.

### 3.3 Entwicklungstendenzen

#### 3.3.1 Marktseitige Entwicklungstendenzen

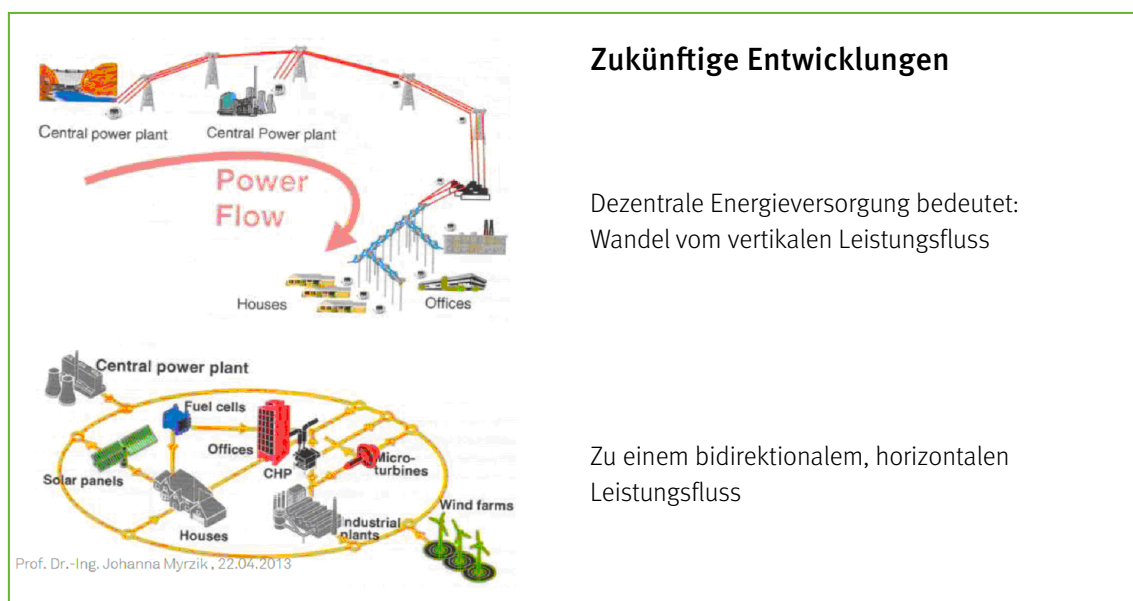
Aufgrund der prinzipiellen Regelbarkeit kann die energetische Biomassenutzung auf dem Weg hin zu einem Energiesystem mit hohem EE-Anteil eine wichtige Position einnehmen. Neben einem stetigen Netzausbau, der zur Erhöhung der Kapazitäten beiträgt, sind auch ein Ausbau des vorhandenen Lastmanagements und ein optimiertes Erzeugungsmanagement, welches auf einem Energiesystem mit hohem Anteil fluktuierender EE basiert, erforderlich. Durch die Möglichkeit zur Erschließung von fluktuierenden Strommengen wird die Stromproduktion effizienter und die Anforderungen an vorhandene Marktteilnehmer des Strommarktes höher. [55]

Dabei wird davon ausgegangen, dass die Anzahl der dezentralen Energieerzeuger in Zukunft weiter ansteigen wird [55], wobei diese vor allem in die Verteilnetze einspeisen und somit den Verteilnetzbetreibern eine deutlich höhere Verantwortung zukommt. Dieser sowie weitere Faktoren führen zu einer erheblichen Steigerung der Komplexität des Gesamtsystems, der u. a. mit einem neuen strukturbezogenen Ansatz begegnet werden kann. Bei dem so genannten zellulären Ansatz oder auch Micro-Grids werden sich selbst regelnde Stromnetzstrukturen gebildet, die autark voneinander Strom erzeugen und verbrauchen. Die in einer Zelle vorhandenen Regelkreise sollen zwar vollautomatisiert sein, ein zentraler Dienstleister als Koordinator des gesamten Netzbestandes regelt jedoch den komplexen Datenaustausch. Dadurch ergeben sich weitaus unabhängige, kleinteilige Netzstrukturen, die nur noch punktuell an ein übergelagertes Netz angeschlossen sind, um Überschüsse oder Mängel auszugleichen. [56]

Hieraus ergibt sich eine eingeschränkte Nutzung der vorgelagerten Netze, die infolgedessen für viele Endverbraucher nur noch als Reservesystem fungieren. Es entsteht zunehmend eine Diskrepanz zwischen notwendiger Übertragungskapazität und der mittleren Auslastung. Im Detail wird durch fluktuierende erneuerbare Energien mehr Kapazität benötigt, die Netze sind aber nicht kontinuierlich ausgelastet, daher müssen die anfallenden Kosten auf insgesamt weniger Strommenge verteilt werden. Beide Faktoren führen zu steigenden Netzentgelten, die pro kWh abrechnet werden. Daher werden je nach Verbraucher unterschiedliche Grundpreise (Kapazitäts- und Leistungsbezogen) erhoben, um der Netzentgelterhöhung entgegen zu wirken [56].

In Folge des steigenden Anteils von Anlagen mit fluktuierender Einspeisung nimmt die langfristige Planbarkeit an der Börse ab, wobei die Kurzfristigkeit an den Märkten zukünftig stark an Bedeutung gewinnen dürfte. Der Verkauf von Strom wird an die Besonderheiten der EE angepasst werden müssen. Aufgrund der schlechten langfristigen Prognostizierbarkeit von Wind- und Solarenergie könnte zukünftig der Handel auf den Terminmärkten nur unter Einberechnung von Sicherheitsaufschlägen stattfinden. Mit steigender Prognosegüte der Kurzfristprognosen könnten diese Energiemengen allerdings auch vermehrt auf den Day-ahead-Märkten statt auf den Intraday-Märkten gehandelt werden. Um einer größeren Anzahl an flexiblen Lasten den Zugang zu Kurzfristmärkten zu ermöglichen, könnten zukünftig im Day-ahead-Handel viertelstündliche Gebote zugelassen werden. Damit einhergehend verkürzen sich die Fristen zwischen Auktionierung und Lieferzeitpunkten in den Dispatchmärkten und der Handel der Minutenreserve verschiebt sich von dem Day-ahead-Handel in den Intraday-Handel. Darüber hinaus müssten längerfristige Preisabsicherungen über neue und optimierte Hedginginstrumente generiert werden, da die kurzfristige Beschaffung der Händler und die Erzeugungsvermarktung der Kraftwerksbetreiber zunehmend entfallen [57].

Die scharfe Trennung zwischen Erzeuger und Verbraucher wird weiter aufweichen, je mehr Kleinerzeuger in die Verteilnetze einspeisen. Das Stromnetz muss dafür intelligenter werden, und der bisweilen unidirektionale Energiefluss wird sich aufgrund einer ausgeprägten verbraucherangepassten Stromerzeugung in einen mehr und mehr bidirektionalen Energiestrom ändern. Abbildung 16 zeigt die Akteure und Zusammenhänge auf einem Marktplatz der Zukunft.



### Zukünftige Entwicklungen

Dezentrale Energieversorgung bedeutet:  
Wandel vom vertikalen Leistungsfluss

Zu einem bidirektionalem, horizontalem  
Leistungsfluss

Abb. 16: Mögliche zukünftige Ausgestaltung der Netze [58]

Bis dato bedient der Energiemarkt gut prognostizierbare Lastkurven mit dem wesentlichen Ziel der Kostenminimierung der Erzeugung. Kurzfristige Versorgungssicherheit wird durch zusätzliche Märkte, wie z. B. dem Regelenergiemarkt gewährleistet. Die Implementierung eines Kapazitätsmechanismus, die eine langfristige Versorgungssicherheit sicherstellen soll, wird derzeit diskutiert. Der als Marktorganisierte Kapazitätsmechanismus kann dafür eingesetzt werden, bei Marktversagen bzw. fehlendem Zubau von Kapazitäten, zusätzliche Sicherheiten zu schaffen [59].

Aufgrund der nahezu grenzkostenfreien EE-Produktion (Merit-Order) [60] kommen dargebotsabhängige EE auf dem Spotmarkt auch dann zum Einsatz, wenn die Nachfrage und Preise nicht unbedingt hoch und entsprechende Gewinne zu erzielen sind – teilweise fallen sie sogar ganz weg. Die Deckung der Investitionskosten der EE ist daher sowohl im Energiemarkt als auch im Regelenergiemarkt nur begrenzt möglich und könnte über ein weiterführendes Finanzierungsinstrument in der Übergangsphase des Ausbaus der EE implementiert werden [59].

### 3.3.2 Entwicklungsmöglichkeiten im Regelwerk

Im Folgenden werden einige mögliche Verbesserungstendenzen im Regelwerk aufgezeigt, die sich hauptsächlich auf das EEG beschränken und daher lediglich einen kurzen Ausblick und keine vollständige Zukunftsvision darstellen sollen.

Der durch die Bundesregierung verabschiedete Ausstieg aus der Nutzung der Kernkraft und der generelle Umstieg hin zu einem Energiesystem basierend auf EE, impliziert neben der Weiterentwicklung bzw. Neugestaltung des Marktdesigns, des Ausbaus der vorhandenen Übertragungsnetze und Speichermöglichkeiten, auch eine Auflösung der bisherigen nachfragegesteuerten Aufteilung in Grund-, Mittel-, und Spitzenlast. Zukünftig müssen kontinuierlich laufende Kraftwerke von integrierten Anlagen abgelöst werden, die flexibel in das Stromnetz einspeisen können.

Daher ist es erforderlich, dass die Entwicklung des EE-Systems auch durch eine durchdachte Flankierung des Regelwerks begleitet wird. Vor dem Hintergrund der Förderung des Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und der zuletzt stark steigenden EEG-Umlage (von 3,59 ct/kWh auf 5,28 ct/kWh), stellt sich die Frage nach der zukünftigen Orientierung des EE Fördersystems. Grundsätzlich müssen dabei Überlegungen hinsichtlich der Tragfähigkeit und Praktikabilität berücksichtigt werden. Bundeswirtschaftsminister Philipp Rösler und Bundesumweltminister Peter Altmaier haben dazu im Februar 2013 einen Maßnahmenkatalog veröffentlicht, der eine Begrenzung der weiteren Zunahme der Förderkosten vorlegt. Das Maßnahmenbündel geht von einem Potenzial für eine geschätzte jährliche Kostenersparnis von insgesamt 1.860 Mrd. € aus. Der Vorschlag ist vorerst am Widerstand des Bundesrats gescheitert, zeigt jedoch einen relevanten politischen Diskurs auf.

Weiterführende Analysen [61], leiten aus der vergangenen Entwicklung der installierten Leistung von EEG-Anlagen zukünftigen Reformbedarf ab oder untersuchen verschiedene Reformoptionen innerhalb des EEG mit fester Einspeisevergütung. Hier werden Möglichkeiten beleuchtet, die über die vorgeschlagenen Maßnahmen der Bundesminister hinausgehen. Es werden Optionen zur Abschaffung oder Einschränkung der Technologieneutralität der Förderung, zur Einschränkung der Eigenverbrauchsregelung und zur Reform des Grünstromprivilegs diskutiert, wobei in der ersten Option die größten Einsparpotenziale gesehen werden. Weitergehende Reformen des Vergütungssystems zielen auf eine weitreichende Marktintegration von EE-Strom ab, die EE direkt mit konventionellen Systemen konkurrieren lassen. In der Diskussion stehen hier hauptsächlich ein modifiziertes Marktprämienmodell, ein Quoten- und ein Auktionsmodell [61].

Eine Verpflichtung zur Direktvermarktung wie beim Marktprämien- oder Quotenmodell verspricht, der Analyse nach, weitere Vorteile hinsichtlich der Marktintegration der EE. Seitens der EE-Erzeuger bestehen, aufgrund der höheren Renditemöglichkeiten durch die Direktvermarktung, Anreize den produzierten Strom bedarfsgerecht einzuspeisen. Dies setzt eine durchdachte Koordination des Standorts und Abrufs von EE und konventionellen Anlagen voraus. Falsche Investitionssignale für Kraftwerksneubauten führen perspektivisch zu verzerrten Marktbedingungen und einem Überangebot von Kapazitäten. Des Weiteren werden bei Übertragung der Bilanzverantwortung Anreize geschaffen, den EE-Strom mehr auf Terminmärkten zu handeln, der wiederum aus flexiblen Erzeugungskapazitäten abgesichert wird [61].

Um die Leistung von Biogasanlagen zu erhöhen und die Anlagen zukünftig in eine optimierte Stromproduktionsstruktur zu integrieren wurde als Maßnahme zur Förderung der Technik seit 2012 erstmals mit der Flexibilitätsprämie im EEG ein Anreiz geschaffen, die Anlagen in eine strombedarfsgerechte Fahrweise zu überführen. Die für eine Flexibilisierung der Anlagen zusätzlich getätigten Investitionen der Anlagenbetreiber rentieren sich zurzeit jedoch nur in vereinzelt Fällen, daher wird die Prämie nur wenig genutzt. Das Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) sieht in einer Studie für den Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) eine ergänzende Maßnahme in einer Änderung des EEG. Hier könnte zukünftig die Vergütung für das Abregeln der Biomasseanlagen wegfallen und damit zum Abbau der Hemmnisse führen [62].

# 4

## ARBEITSPAKET 3: BEWERTUNG DES BEDARFSGERECHTEN EINSATZES BIOMASSEBASIERTER TECHNOLOGIEANSÄTZE

Ziel dieses Arbeitspakets ist die Entwicklung einer Methodik zur Bewertung von Technologiepfaden, die im Rahmen von Arbeitspaket 1 vorgestellt wurden. Dabei soll insbesondere die Fähigkeit zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung bewertet werden.

Die Bewertung zielt darauf ab, diese Technologiepfade hinsichtlich ihrer Fähigkeit zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung. Für die Bewertung wurde ein Kriterienkatalog entwickelt, anhand dessen eine qualitative Bewertung erfolgen kann, dies wird in Anlage A 2 an einem Beispiel dargestellt. Der Kriterienkatalog ist in Form eines Fragebogens aufgebaut, mit dessen Hilfe wichtige Parameter für die Einschätzung der Möglichkeiten zur bedarfsgerechten Bereitstellung von Bioenergie abgefragt werden können.

Es ist an dieser Stelle zu berücksichtigen, dass mit dem Kriterienkatalog ein möglichst umfassendes Werkzeug zur Bewertung von Technologien für die bedarfsgerechte Bereitstellung von Energie aus Biomasse geschaffen wurde. Nicht alle Fragen sind für alle Technologien zutreffend. Gerade bei Technologien, die erst für eine derartige Verwendung untersucht oder entwickelt werden sollen, wird es zudem in der Regel nicht möglich sein, alle Fragestellungen von vornherein zu beantworten. In diesen Fällen kann der Kriterienkatalog jedoch dazu genutzt werden, relevante Fragestellungen zu identifizieren, die beispielsweise in Forschungsprojekten mit berücksichtigt werden sollten.

Die angegebenen Vorschläge zur Bewertung bzw. Einschätzung stellen die derzeitige Sicht dar und sollten regelmäßig überprüft werden, so kann es beispielsweise zu Veränderungen bei den Regularien für Regenergie kommen.



## 4.1 Kriterien- und Fragenkatalog

### 4.1.1 Technische Fragestellungen

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
<b>Grunddaten</b>				
Wie hoch ist die elektrische Nennleistung einer Anlage?	[kW <sub>el</sub> ]	bis 10 kW – ungünstig bis 100 kW – mittelungünstig bis 250 kW – mittel bis 5 MW – gut bis 20 MW – mittelgut	Kleine Anlagen verursachen in der Regel einen hohen Transaktionsaufwand, wenn diese bedarfsgerecht geregelt werden sollen. Mittlere Anlagen besitzen einen geringeren Transaktionsaufwand und der Ausfall einer Anlage fällt im Pool nicht ins Gewicht.  Große Anlagen besitzen den niedrigsten Transaktionsaufwand. Ein Ausfall der Anlage kann bei kleinen Pools zu Problemen führen.	
Wie hoch ist die thermische Nennleistung?	[kW <sub>th</sub> ]	standortabhängig	Die thermische Leistung gibt vor in welchem Umfang neben elektrischer Energie auch thermische Energie für einen Nutzung bereitgestellt werden kann.	
Wie hoch ist die Feuerungswärmeleistung (kW)?	[kW <sub>FWL</sub> ]		Die Feuerungswärmeleistung ist für die Genehmigung und den Gesamtwirkungsgrad relevant.	
Liegt eine feste Stromzahl (Verhältnis von elektrischer zu thermischer Leistung) vor?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	ja – negativ nein – positiv	BHKWs haben in der Regel feste Stromkennzahlen, während diese beispielsweise bei Entnahmekondensationsanlagen je nach Betriebsweise variieren kann.	
<b>Eigenstrombedarf</b>				
Wie hoch ist der Eigenstrombedarf der Anlage?	[% , kWh/a]	je kleiner, desto günstiger	Relevant für die tatsächlich nutzbare Überschusseinspeisung	
Wie hoch ist der Eigenlastbedarf (erzeugungsunabhängig) der Anlage?	[kW <sub>el</sub> ]	Einschätzung erfolgt anhand der Steuerbarkeit des Eigenlastbedarfs	Dient der Bestimmung der Leistungsaufnahme bei Nicht-Erzeugung	

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
Wie hoch ist der maximale Eigenlastbedarf?	[kW <sub>el</sub> ]		Gewährleisten der entsprechenden Anschlussleistung am Anlagenstandort und Bestimmung des max. Einfluss auf Einspeisung bzw. Netzbezug	
Kann der Eigenstrombedarf gesteuert werden?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	ja – positiv nein – negativ	Durch Zu- und Abschalten von Anlagenkomponenten kann die Einspeisung geglättet werden bzw. bei Stillstand der Eigenerzeugung ein Netzüberschuss reduziert werden.	
Verändert sich der absolute Eigenstrombedarf durch eine flexible Fahrweise?	<input type="checkbox"/> steigt (um ...) <input type="checkbox"/> sinkt (um ...) <input type="checkbox"/> konstant	steigt – negativ sinkt – positiv konstant – neutral	Veränderung des Eigenstrombedarfs, hat Auswirkungen auf die Betriebskosten und die Netto-Energiebilanz. Im Idealfall kann eine Veränderung auch quantifiziert werden.	
Elektrischer Wirkungsgrad bei Nennlast $\eta_{\text{Nenn}}$	[%]	Vergleich mit elektr. Leistung u. Feuerungswärmeleistung zur Plausibilität	Der Wirkungsgrad bei Nennlast dient als Referenzwert für die Beurteilung möglicher Wirkungsgradverluste.	
Gestufte elektrische Wirkungsgrade ( $\eta_{\text{Teil}}$ ) bei Teillast ( $P_{\text{Teil}}$ )	[% $\eta_1$ , % $\eta_{p1}$ ; % $\eta_2$ , % $\eta_{p2}$ ; ... ]	Größere Abweichungen vom el. Wirkungsgrad bei Nennlast sind ungünstig, können aber unter Berücksichtigung des Flexibilitätsgewinns toleriert werden.	Anlagenkonzepte, die leistungsmoduliert arbeiten, können im Teillastbetrieb geringere Wirkungsgrade aufweisen.	
<b>Flexibilität</b>				
Mögliche Flexibilitätscharakteristik	<input type="checkbox"/> Start/Stop <input type="checkbox"/> leistungsmoduliert <input type="checkbox"/> sonstiges (bitte erläutern)		Die Flexibilitätscharakteristik ist ein Kriterium, dass im Zusammenhang mit anderen Faktoren die Einsatzmöglichkeiten bestimmt.	
In welchen Bereichen kann die elektrische Nennleistung geregelt werden?	Regelungsbereich in % der Nennleistung ( $P_{\text{Nenn}}$ ) bzw. [kW <sub>min</sub> , kW <sub>max</sub> ]	je größer der Bereich ist, desto günstiger	Absolute oder relative Grenzwerte dienen dazu den potenziellen Beitrag einer Technologie zur Erbringung von Ausgleichsfunktionen abschätzen zu können.	
Welche positiven Rampengeschwindigkeiten können erzielt werden? (Kaltstart; 60 % Teillast)	% $P_{\text{Nenn}}$ /min bzw. kW/min	vgl. Anforderungen Regelenergie	Die Rampengeschwindigkeit beschreibt die Dauer die für einen Lastwechsel benötigt wird. Sie beschreibt somit die Fähigkeit für einen kurzfristigen Lastausgleich. Für bestimmte Systemdienstleistungen (Regelenergie) sind dazu Mindestanforderungen formuliert.	

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
Welche negativen Rampengeschwindigkeiten können erzielt werden?	% P <sub>Nenn</sub> /min bzw. kW/min	vgl. Anforderungen Regelenergie	Die Rampengeschwindigkeit beschreibt die Dauer die für einen Lastwechsel benötigt wird. Sie beschreibt somit die Fähigkeit für einen kurzfristigen Lastausgleich. Für bestimmte Systemdienstleistungen (Regelenergie) sind dazu Mindestanforderungen formuliert.	
Welche Vorlaufzeit wird für einen Lastwechsel benötigt? (Kaltstart; von/auf 60 % Teillast; Gesamtabstaltung)	[s, min]	vgl. Anforderungen Regelenergie	Die Vorlaufzeit für Lastwechsel ist wesentlich für eine Einbindung in Versorgungssysteme, da für eine kalkulierbare Leistungsbereitstellung das Ansprechverhalten genau prognostizierbar sein muss.	
Für welche Dauer kann ein positiver und ein negativer Lastwechsel durchgeführt werden?	[s, min, h]	vgl. Anforderungen Regelenergie	Bei der Einbindung von Einzelanlagen in virtuelle Verbundsysteme, muss vorab festgelegt werden für welchen Zeitraum bestimmte Betriebszustände aufrechterhalten werden können, um bei der Aufstellung von Steuerungsalgorithmen einen sicheren Betrieb des Gesamtsystems zu gewährleisten.	
Wie viele Lastwechsel sind pro Tag maximal empfehlenswert?	[n]	je höher, desto besser (abhängig von erwünschter Fahrweise)	Die Anzahl der theoretisch möglichen und realistischer Weise durchführbaren Lastwechsel können stark differieren, da häufige Lastwechsel beispielsweise den Wartungsaufwand erhöhen oder nicht mit dem Anlagenkonzept vereinbar sind.	
Einschränkungen auf die Wärmenutzung durch häufige Lastwechsel?	<input type="checkbox"/> keine <input type="checkbox"/> gering <input type="checkbox"/> hoch  Anmerkungen: .....	je geringer die Einschränkungen, desto besser	Bei der KWK-Nutzung kann die stromgeführte Fahrweise zu einer Einschränkung der Wärmenutzung führen. Da für einen hohen Gesamtwirkungsgrad die Wärmenutzung wichtig ist, ist ggf. zwischen Flexibilität und KWK abzuwägen.	

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
Kann, besonders bei schnellen positiven Rampen, die Wärme abgepuffert werden?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	ja – positiv nein – negativ	Bei KWK-Nutzung führen steile Lastgradienten bei der Stromerzeugung zu einer schnellen Veränderung der Wärmeproduktion, die für einige Wärmenutzungen problematisch sein können.	
Ist eine ferngesteuerte Fahrweise der Anlagen möglich?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	ja – positiv nein – negativ	Die Fernsteuermöglichkeit erhöht die Flexibilität auf kurzfristige Schwankungen/ Nachfrageänderungen zu reagieren. Teilweise ist aufgrund eines komplexen Anlagenkonzeptes eine Fernsteuerbarkeit nicht sinnvoll.	
Ist ein Anschluss an einen besseren Netzverknüpfungspunkt möglich? (ggfs. durch Versatz der Anlage)	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	ja – positiv nein – negativ	Die Erhöhung der Verstromungskapazitäten kann den bisherigen Netzverknüpfungspunkt möglicherweise überlasten. Der Anschluss an einen alternativen und leistungsfähigeren Verknüpfungspunkt kann Abhilfe schaffen.	

#### 4.1.2 Relevanz der Technologie

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
<b>Stand und Entwicklungspotenziale der Technologie</b>				
In welchem Stadium befindet sich die eingesetzte Technologie?	<input type="checkbox"/> im Markt <input type="checkbox"/> in der Markteinführung <input type="checkbox"/> in der Demonstration <input type="checkbox"/> in der Entwicklung	im Markt – sehr gut Markteinführung – gut in der Demonstration – neutral in der Entwicklung – negativ	Der Grad der Marktdurchdringung ist Indikator für Ausschöpfung des Entwicklungspotenzials und der Technologieverfügbarkeit.	
Wie hoch wird der mögliche Anlagenbestand für die Technologie für 2015/2020 abgeschätzt?	Anlagenanzahl: ..... Gesamtleistung: .....kW Gesamtbemessungsleistung kW (Stromerzeugung des Gesamtanlagenbestandes/8760)	je größer, desto günstiger (speziell Gesamtleistung bzw. Gesamtbemessungsleistung)	Dient der Abschätzung, welche Rolle die Flexibilisierung der Technologie mittelfristig für die flexible Strombereitstellung spielen kann. Grobe Schätzung die idealerweise durch entsprechende Annahmen unterlegt ist.	

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
<b>Hemmnisse</b>				
Welche technischen Hemmnisse müssen ggfs. für eine Marktdurchdringung behoben werden?		Einschätzung: sind die angegebenen technischen Hemmnisse tatsächliche Hemmnisse, und sind sie lösbar?	Aufzeigen von Entwicklungsfeldern für die Technologieoptimierung, die eine weitere Marktdurchdringung befördern könnte.	
Bestehen ökonomische Hemmnisse? Wenn ja, wie sind diese begründet?	<input type="checkbox"/> Technologiekosten <input type="checkbox"/> Substratkosten <input type="checkbox"/> förderpolitische Rahmenbedingungen <input type="checkbox"/> sonstige: .....	Einschätzung: sind die angegebenen ökonomischen Hemmnisse realistisch, und sind sie lösbar?	Darstellung von Umsetzungshemmnissen, zur Abschätzung ob eine Überwindung und damit Marktdurchdringung möglich ist.	
Bestehen regulatorische/genehmigungsrechtliche Hemmnisse? Wenn ja, welche?		Einschätzung: sind die angegebenen Hemmnisse realistisch, und sind sie lösbar?	Indikatoren für Anpassungsbedarf der Rahmenbedingungen, wenn ansonsten günstige Voraussetzungen gegeben sind.	
<b>Bereitstellung von Systemdienstleistungen</b>				
Sind die Anlagen Schwarzstartfähig?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	ja – positiv nein – negativ	Schwarzstartfähige Anlagen dienen nach einem Black-out dem Netzwiederaufbau.	
Ist eine Bereitstellung von Blindleistung möglich?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	ja – positiv nein – negativ	Blindleistungskompensation wirkt netzentlastend und ist eine Systemdienstleistung.	
Unterliegen die Anlagen dem Einspeisemanagement des EEG?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	ja – positiv nein – negativ	Können vom Netzbetreiber Netzschwankungen nicht ausgeglichen werden, kann er im Notfall auf das Einspeisemanagement zurückgreifen und durch die Regelung von EEG Anlagen die Netzsicherheit gewährleisten.	
Ist eine Bereitstellung von negativer Minutenreserve möglich?	<input type="checkbox"/> nicht möglich <input type="checkbox"/> theoretisch möglich <input type="checkbox"/> in Planung <input type="checkbox"/> im Markt	Abgleich mit technischen Daten zur Plausibilität; Günstig: „in Planung“ oder „im Markt“	Regelenergiebereitstellung dient dem kurzfristigen Ausgleich durch Fehlprognosen entstandener Netzungleichgewichte. Regelenergie kann als Systemdienstleistung auch eine Komponente der Wertschöpfung sein.	
Ist eine Bereitstellung von positiver Minutenreserve möglich?	<input type="checkbox"/> nicht möglich <input type="checkbox"/> theoretisch möglich <input type="checkbox"/> in Planung <input type="checkbox"/> im Markt	Abgleich mit technischen Daten zur Plausibilität; Günstig: „in Planung“ oder „im Markt“		

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
Ist eine Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung möglich?	<input type="checkbox"/> nicht möglich <input type="checkbox"/> theoretisch möglich <input type="checkbox"/> in Planung <input type="checkbox"/> im Markt	Abgleich mit technischen Daten zur Plausibilität; Günstig: „in Planung“ oder „im Markt“	Regelenergiebereitstellung dient dem kurzfristigen Ausgleich durch Fehlprognosen entstandener Netzungleichgewichte. Regelenergie kann als Systemdienstleistung auch eine Komponente der Wertschöpfung sein.	
Ist eine Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung möglich?	<input type="checkbox"/> nicht möglich <input type="checkbox"/> theoretisch möglich <input type="checkbox"/> in Planung <input type="checkbox"/> im Markt	Abgleich mit technischen Daten zur Plausibilität; Günstig: „in Planung“ oder „im Markt“		
Ist eine Bereitstellung von Primärregelleistung möglich?	<input type="checkbox"/> nicht möglich <input type="checkbox"/> theoretisch möglich <input type="checkbox"/> in Planung <input type="checkbox"/> im Markt	Abgleich mit technischen Daten zur Plausibilität; Günstig: „in Planung“ oder „im Markt“	Primärregelleistung wird derzeit fast ausschließlich durch fossile Kapazitäten mit großen Schwungmassen bereitgestellt.	
Bestehen Hemmnisse bei der Bereitstellung von Regelenergie? Welche?		Plausibilitätsprüfung der Angaben	Gegebenenfalls lassen sich Hemmnisse beseitigen um Systemdienstleistungen anbieten zu können.	

#### 4.1.3 Fragestellungen zur Ökonomie

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
Welche Vollbenutzungsstunden (VBH) werden für eine in Standardfahrweise betriebene Anlage erwartet?	[h]	> 8.000 – positiv > 7.500 – neutral < 7.500 – negativ	Die VBH bei der Standardfahrweise definieren die Basis für den wirtschaftlichen Betrieb der Anlage.	
Wie hoch werden die Vollbenutzungsstunden (VBH) bei einer bedarfsgerechten Fahrweise abgeschätzt?	[h]	abhängig von Gesamtkonzept	Die VBH bei einer bedarfsgerechten Fahrweise beschreiben die Auslastung der Anlagen und die Differenz zur Standardfahrweise.	
Wie hoch sind die zusätzlichen Investitionskosten im Vergleich zu einer klassischen Fahrweise bei Neuanlagen?	[%]	abhängig von Gesamtkonzept	Quantifizierung der flexibilitätsgebundenen Mehraufwendungen, für ökonomische Vergleichsrechnungen.	

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
Wie hoch sind die zusätzlichen Investitionskosten im Vergleich zu einer klassischen Fahrweise beim Umbau von Bestandsanlagen?	[%]	abhängig von Gesamtkonzept	Quantifizierung der flexibilitätsgebundenen Zusatzaufwendungen, für ökonomische Vergleichsrechnungen.	
Bieten anfallende Ersatzinvestitionen die Möglichkeit die Flexibilität der Anlagen zu erhöhen? (bspw. Austausch von BHKW oder Speicher)	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	ja – positiv nein – negativ	Im Falle einer Anlagenertüchtigung könnten bestimmte Maßnahmen ohnehin notwendig sein, die unter dem Gesichtspunkt der Flexibilität aber einen Doppelnutzen versprechen.	
Wie hoch werden die kumulierten Stromgestehungskosten je kWh eingeschätzt?	[ct/kWh]		Die Kostenaufschlüsselung dient der ökonomischen Bewertung von Anlagenkonzepten. Es wird dabei in fixe und betriebsgebundene Kostenblöcke unterschieden. Es können entweder spezifische Kosten (je kW bzw. kWh) oder absolute Kosten angegeben werden (€, €/a).	
Wie hoch sind die Kosten für die reine Leistungsbereitstellung der Anlage?	[€/kW, €]			
Wie hoch sind die Betriebskosten der klassischen Fahrweise?	[ct/kWh, €/a]			
Fallen durch einen bedarfsgerechten Betrieb zusätzliche Wartungskosten an?	[ct/kWh, €/a]			
Wie hoch sind die Substratkosten der Anlage?	[ct/kWh, €/a]			
Wie hoch sind die Betriebskosten der klassischen Fahrweise?	[ct/kWh, €/a]			
Welches Genehmigungsverfahren wird in der Regel angewendet?	<input type="checkbox"/> Baurecht <input type="checkbox"/> Baurecht, privil. im Außenber. <input type="checkbox"/> BImSchG <input type="checkbox"/> sonstige: .....			Einordnung der Anlage in das Genehmigungsrecht, zur Bewertung des Planungsaufwandes in der Praxis.
Kann die Flexibilisierung der Anlagen zu genehmigungsrechtlichen Problemen führen?			Das Genehmigungsrecht ist Grundlage für den Anlagenbetrieb und muss im Falle einer genehmigungsbedürftigen Anpassung berücksichtigt werden.	

#### 4.1.4 Fragestellungen zur Ökologie

Aufgrund der Komplexität der ökologischen Bewertung von Bioenergieanlagen erfolgt diese in einem besonderen Kapitel. Dort ist auch der für die Ökologie relevante Fragebogen aufgeführt.

## 4.2 Ökologische Bewertung von Konzepten zur bedarfsgerechten Energieerzeugung aus Biomasse

### 4.2.1 Einleitung

Für die Quantifizierung und Bewertung ökologischer Effekte aus der Bereitstellung von Bioenergie hat sich in den letzten Jahren vor allem die Methode der Ökobilanzierung etabliert. Die Ökobilanzierung ist in den internationalen Normen ISO 14040 und 14044 standardisiert und grundsätzlich auch für die Bewertung von Konzepten zur bedarfsgerechten Bioenergieproduktion geeignet. Die wissenschaftliche Ökobilanzierung bietet eine Vielzahl von Freiheitsgraden, die es erlauben, die Methode auf unterschiedliche Produkte und Fragestellungen anzupassen. Dies jedoch führt wiederum dazu, dass Ergebnisse von Ökobilanzstudien häufig einzelfallbezogen und nicht untereinander vergleichbar sind. Gründe hierfür liegen in den, oft verschiedenen Annahmen der Autoren zu Systemgrenzen, betrachteten Wirkungskategorien, dem Umgang mit Nebenprodukten, usw. Für einen dauerhaften Vergleichsprozess von bestimmten Bioenergie-technologien hinsichtlich einiger ökologisch relevanter Parameter kann daher der Einsatz einer stärker vereinfachten und standardisierten Bilanzierungsmethode sinnvoll sein. In Ergänzung zur Ökobilanzierung nach ISO 14040 und 14044 kann diese zur standardmäßigen Bewertung (beispielsweise von THG-Emissionen) im Rahmen von z. B. Förderprogrammen der FNR eingesetzt werden. Ähnliche Bestrebungen gibt es z. B. mit dem „Methodenhandbuch stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseneffekte“ [63] bereits im BMU Förderprogramm „energetische Biomassenutzung“. Die Zielstellung dieses Kapitels ist die Empfehlung einer vereinfachten und robusten Methode zur Bilanzierung der wesentlichen Parameter und Einflussfaktoren für die Bewertung von Konzepten zur bedarfsgerechten Bioenergieproduktion. Die im Rahmen dieses Vorhabens vorgeschlagene Methode stellt einen anwendbaren Kompromiss zwischen der Notwendigkeit methodischer Komplexität und einer Sicherstellung der Vergleichbarkeit von Ergebnissen durch möglichst einfache und transparente Vorgehensweisen und Methoden dar. Sie ist damit aber kein Substitut der Ökobilanzierung nach ISO 14040 und 14044.

Durch die Vorarbeiten im oben genannten Methodenhandbuch existieren bereits umfassende Ansätze, die genutzt werden und an den entsprechenden Stellen auf die Besonderheiten der bedarfsgerechten Bioenergieproduktion angepasst werden können.

### 4.2.2 Methodik

Die Methodik der Ökobilanzierung kann grob in vier Bestandteile (vgl. Abbildung 17) unterteilt werden:

- Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen
- Sachbilanz
- Wirkungsabschätzung
- Auswertung

Der erste Schritt – Ziel und Untersuchungsrahmen – beschreibt u. a. die Bilanzgrenzen und definiert die funktionelle Einheit. Innerhalb der Sachbilanz werden alle Emissionen entlang der Prozesskette innerhalb des Bilanzierungsrahmens ermittelt und im Schritt der Wirkungsabschätzung sortiert, verdichtet und im Hinblick auf mögliche Umweltwirkungen ausgewertet. Der Schritt der Auswertung dient der Interpretation der Resultate aus Sachbilanz und Wirkungsabschätzung.



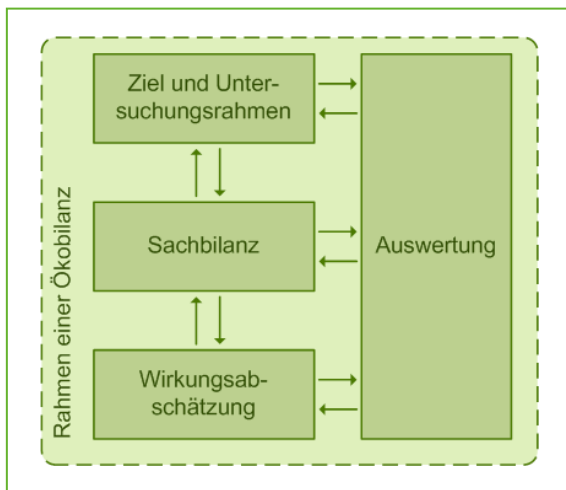


Abb. 17: Methodischer Ansatz nach DIN ISO 14040 und 14044

Die Methodik zur Bewertung von Konzepten zur bedarfsgerechten Bioenergieproduktion orientiert sich im Wesentlichen an der Bilanzierungsmethodik der EU Richtlinie 2009/28/EC (EU RED). Diese Methode stellt eine vereinfachte und stärker standardisierte Version der Ökobilanzierung nach DIN ISO 14040 und 14044 dar.

So gibt es bei der Bilanzierung entsprechend der EU RED u. a. klare Vorgaben bezüglich der zu betrachtenden Systemgrenzen, der Berücksichtigung erzeugter Koppelprodukte, der CO<sub>2</sub>-Konversionsfaktoren und der fossilen Referenzsysteme.

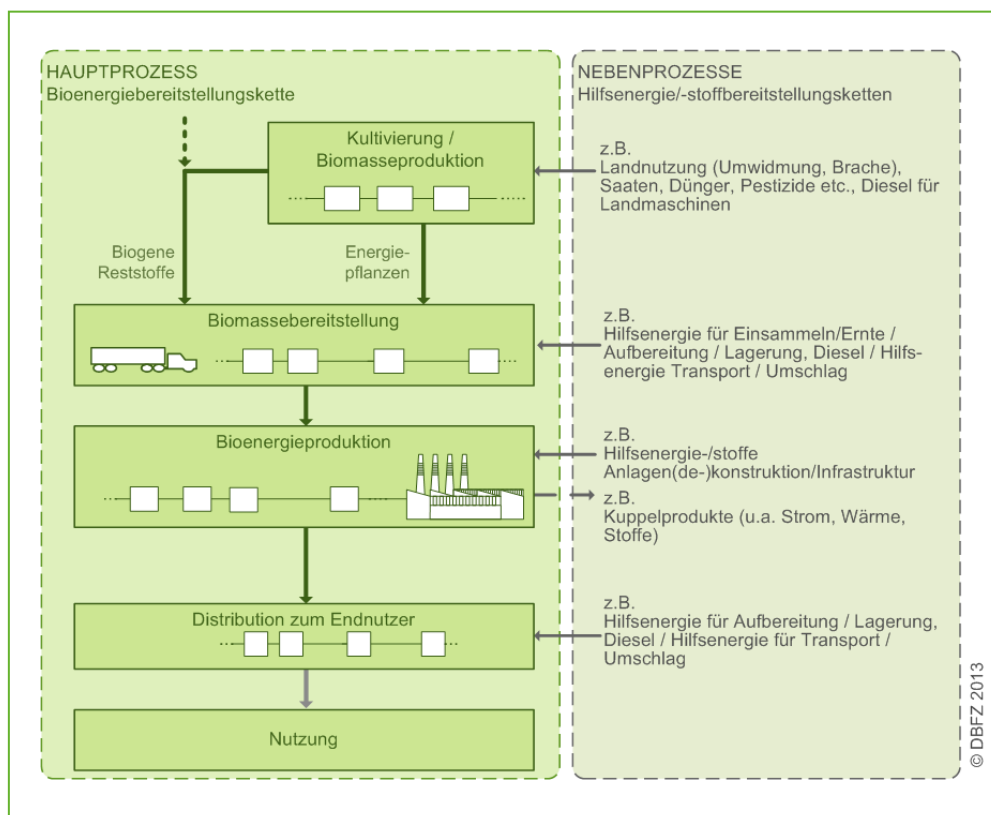


Abb. 18: Bilanzierungsrahmen

Ziel und Untersuchungsrahmen. Der Bilanzierungsrahmen für die bedarfsgerechte Bioenergieerzeugung sollte die gesamte Prozesskette der Bioenergieerzeugung vom Anbau und der Bereitstellung der Biomasse über die Konversion und Aufbereitung bis zur Energiebereitstellung einschließlich Logistik Distribution und Nutzung beinhalten (vgl. Abbildung 18).

Für die dargestellte Prozesskette der Biomassenutzung ergeben sich im Wesentlichen folgende Prozessschritte:

- Rohstoffproduktion
  - Aufwendungen zur Produktion der unterschiedlichen Rohstoffe und Substrate, dazu zählen alle Emissionen und Aufwendungen aus der Produktion und Nutzung von Düngemitteln, Saatgut, Diesel und Pflanzenschutzmitteln und etwaiger Landnutzungsänderungen.
  - Entsprechend der gewählten Methodik zur Berechnung der THG-Emissionen werden für Reststoffe nur die Aufwendungen für deren Einsammlung und Aufbereitung berücksichtigt, Emissionen aus der Vorkette sind nicht anzunehmen
- Biomassebereitstellung → Transportprozesse zur Konversionsanlage (inklusive Biomassekonditionierung, wie z. B. Trocknen, Häckseln, Pelletieren)
- Bioenergieproduktion → Umwandlung der Biomasse in Nutzenergie
- Distribution zum Endnutzer
- Nutzung

Die Sachbilanz umfasst die Datenerhebung und die Berechnung zur Quantifizierung aller relevanten In und Outputflüsse der gesamten Prozesskette (vgl. Abbildung 19). Die innerhalb der Sachbilanz ermittelten Emissionen werden im Schritt der Wirkungsabschätzung sortiert, verdichtet und im Hinblick auf mögliche Umweltwirkungen ausgewertet.

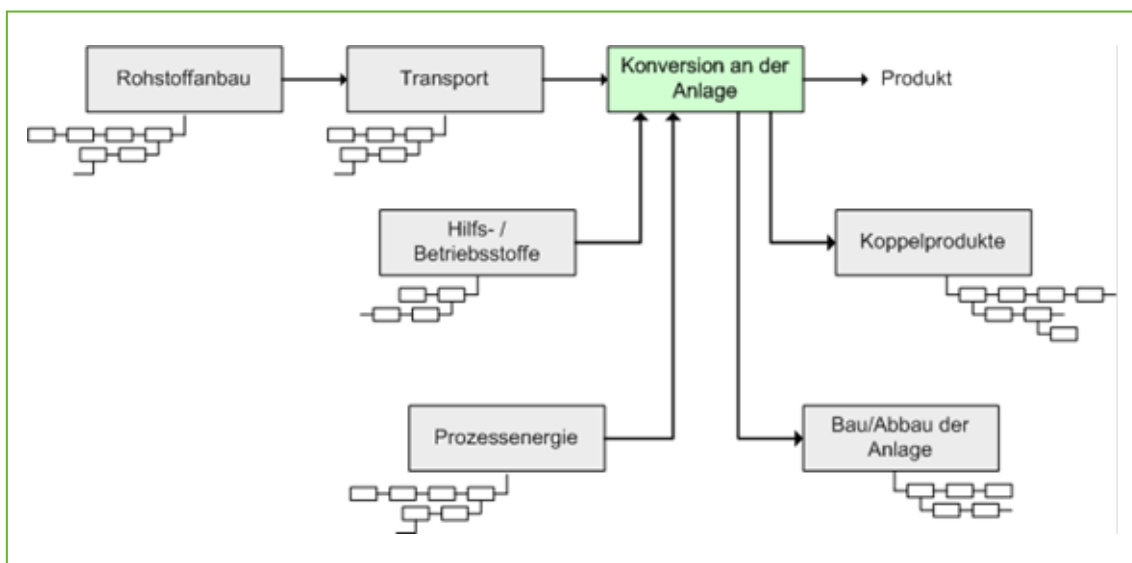


Abb. 19: Schematische Darstellung einer Prozesskette

Die Datenerhebung findet in der Regel mithilfe so genannter Datenerfassungsblätter statt. Die Erfassungsbögen enthalten Dokumentationslisten aller relevanten Stoff- und Energieströme der Prozesse, nachfolgend exemplarisch dargestellt für die Prozesse Rohstoffproduktion, Bereitstellung/Transport, Distribution und Nutzung.

### 4.2.3 Datenerhebung

Tab. 4: Datenerhebung für die Rohstoffproduktion und -bereitstellung

<b>Rohstoffproduktion</b>	<b>Einheit</b>	<b>Dateneingabe (inklusive Erhebungsverfahren)</b>
Art des Rohstoffs		
Gesamtmenge des Rohstoffs	t/a	
Herkunft des Rohstoffs		
Schlaggröße	ha	
Ertrag	t/ha	
Wassergehalt	%	
Stroh- bzw. Reststoffverbleib	kg/ha*a	
Dieserverbrauch für Anbau/ Ernte/ Aufbereitung (z. B. Häckseln)	l/ha	
N-Dünger	kg/ha	
P-Dünger	kg/ha	
K-Dünger	kg/ha	
Kalk	kg/ha	
Wirtschaftsdünger	kg/ha	
Organischer Dünger (bitte spezifizieren)	kg/ha	
Pestizides	kg/ha	
Strombedarf Trocknung	kWh/kg	
Heizöl zur Trocknung (evtl. andere Energieträger näher spezifizieren)	MJ/kg	
Status der Anbaufläche vor dem 01.01.2008 (für Anspruch auf Nawaro-Bonus vor dem 01.01.2005)		
<b>Rohstoffbereitstellung / Transport</b>	<b>Einheit</b>	<b>Dateneingabe</b>
Transportmittel (LKW, Bahn...)		
Nutzlast eingesetztes Transportmittel	t/TM	
Eingesetzte Transportenergie (Diesel, Biodiesel, Strom...)		
Energieverbrauch beladen	l/km	
Energieverbrauch unbeladen	l/km	
Transportentfernung beladen	km	
Transportentfernung unbeladen	km	
Rohstofftransport je Transportmittel	t/TM	
Rohstoffverluste	%	
Silageverluste	%	
<b>Distribution/ Transport</b>	<b>Einheit</b>	<b>Dateneingabe</b>
Für Transportprozesse siehe Datenabfrage Rohstoffbereitstellung / Transport		
Energiebedarf Gasverdichterstationen	MJ/m <sup>3</sup>	
Energiebedarf Tankstelle je Kraftstoff	kWh/MJ	
<b>Nutzung</b>	<b>Einheit</b>	<b>Dateneingabe</b>

Es folgt die Datenerfassung der relevanten Stoff- und Energieströme für den Konversionsprozess (Beispiel Holz-KWK).

Tab. 5: Datenerfassung für den Konversionsprozess

<b>Anlagendaten</b>	<b>Einheit</b>	<b>Dateneingabe (inklusive Erhebungsverfahren)</b>
Anlagenleistung	kW	
Jährliche Betriebsdauer Volllast	h/a	
Jährliche Betriebsdauer Teillast	h/a	
Jährlich produzierte Strommenge	kWh/a	
Jährlich produzierte Wärmemenge	kWh/a	
Jährlicher Eigenstrombedarf	kWh/a	
Jährlicher Eigenwärmebedarf	kWh/a	
Wirkungsgrad elektrisch (Volllast)	%	
Wirkungsgrad thermisch (Volllast)	%	
Wirkungsgrad elektrisch (Teillast)	%	
Wirkungsgrad thermisch (Teillast)	%	
Nutzwärme (außer Eigenwärmebedarf)	kWh/a	
Eingesetzte Hilfsstoffe und Chemikalien		
Hilfsstoff 1 (bitte spezifizieren)	kg/a	
Hilfsstoff 2 (bitte spezifizieren)	kg/a	
weitere		
<b>Verbrennungsemissionen (Volllast)</b>	<b>Einheit</b>	<b>Dateneingabe</b>
<u>THG-Emissionen außer CO<sub>2</sub> (z.B. CH<sub>4</sub>)</u>		
Methan (CH <sub>4</sub> )	g/kWh <sub>el</sub>	
Distickstoffmonoxid (Lachgas; N <sub>2</sub> O)	g/kWh <sub>el</sub>	
weitere (bitte spezifizieren)		
<u>Versauernde Emissionen</u>		
Schwefeldioxid	g/kWh <sub>el</sub>	
Distickstoffmonoxid (Lachgas)	g/kWh <sub>el</sub>	
Ammoniak	g/kWh <sub>el</sub>	
Stickstoffmonoxid	g/kWh <sub>el</sub>	
Schwefeltrioxid	g/kWh <sub>el</sub>	
<u>Versauernde Emissionen außer CO<sub>2</sub> (z.B. CH<sub>4</sub>)</u>		
SO <sub>2</sub> ,	g/kWh <sub>el</sub>	
NO <sub>x</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	
NH <sub>4</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	
<u>Partikelemissionen</u>		
Staub	g/kWh <sub>el</sub>	

Neben den dargestellten Fragen zur Charakterisierung der zu bewertenden Anlagen ist eine Abfrage von zusätzlichen Punkten zur Abgrenzung von Anlagen zur kontinuierlichen und flexiblen Bioenergieproduktion relevant.

Die innerhalb der Sachbilanz ermittelten Emissionen werden im Schritt der Wirkungsabschätzung sortiert, verdichtet und im Hinblick auf mögliche Umweltwirkungen ausgewertet. Entsprechend der EU RED findet die Wirkungsabschätzungsmethode für die Treibhausgasberechnungen nach den Vorgaben des IPCC statt.

Zusätzlich wird empfohlen, neben den THG-Emissionen auch eutrophierende und versauernde Emissionen sowie Partikelemissionen entsprechend zu bestimmen und auszuweisen.

#### 4.2.4 Beispielrechnung

Die folgende Beispielrechnung erfolgt anhand der Daten in Anlage A 2.5. Die für die Bilanzierung notwendigen Vorkettenemissionen (Biomassebereitstellung) wurden der Datenbank Ecoinvent entnommen.

Die Ergebnisse der THG-Bilanzierung für das betrachtete Konzept sind in Abbildung 20 dargestellt. Mit ca. 12 g CO<sub>2</sub>-Äq. pro kWh<sub>th</sub> liegen die Emissionen der flexiblen Wärmebereitstellung leicht höher als die des kontinuierlichen Betriebes. Dies ist im Wesentlichen auf den bei bedarfsgerechter Produktion leicht geringeren Wirkungsgrad zurück zu führen.

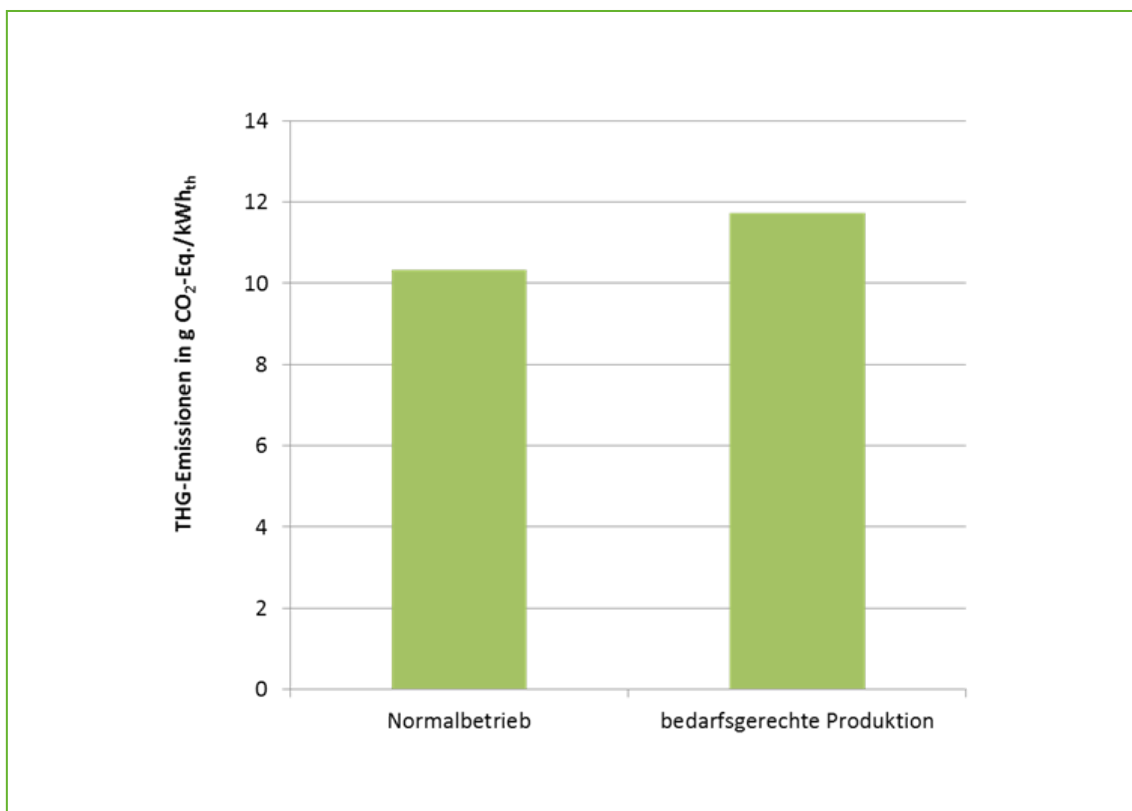


Abb. 20: THG-Emissionen aus der Produktion von 1,0 kWh Wärme auf Basis eines Mikro-KWK-Konzeptes im Normalbetrieb bzw. bei flexibler Energiebereitstellung

#### 4.2.5 Ergebniseinordnung

Neben der Quantifizierung der Umwelteffekte ist für die Bewertung der Emissionen aus der bedarfsgerechten Bioenergieproduktion vor allem die Frage des Referenzsystems relevant. Der zusätzliche Aufwand für die Flexibilisierung kann in bestimmten Fällen zu höheren Emissionen (im Vergleich zur kontinuierlichen Betriebsweise) führen. Die Frage ist aber, ob durch die Flexibilisierung ggf. als ein höherer Nutzen erzielt wird der diesen Aufwand rechtfertigt.

Für die Ergebniseinordnung existieren im Kapitel acht des bereits erwähnten und zitierten Methodenhandbuchs Vergleichswerte für die verschiedenen Bereiche der Bioenergieproduktion. Diese eignen sich vor allem für eine überschlägige Ergebniseinordnung bzw. die Einordnung von konventionellen Bioenergiekonzepten.

Um die Umwelteffekte der bedarfsgerechten Bioenergieproduktion besser bewerten zu können, ist es erforderlich, zukünftig höher aufgelöste Referenzwerte zu verwenden, die es auch erlauben, z. B. die THG-Einspareffekte durch die Stromeinspeisung zu einer bestimmten Tageszeit zu bestimmen. Hierzu sind weitere Forschungsarbeiten notwendig.

# ANHANG

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abb. 1:	Prozessübersicht: Methanisierung (rote gestrichelte Pfeile – Wärmeströme, schwarze gestrichelte Pfeile – Stromproduktion, schwarze Pfeile – Gasströme) [6]	12
Abb. 2:	Überblick über Erzeugung und Nutzung von Biogas [10]	14
Abb. 3:	Speicherfüllstände der Unterspeicher 2011 und 2012 [15]	16
Abb. 4:	Prozessschema des konstant betriebenen Bestandsanlagenkonzepts	18
Abb. 5:	Flexibilisiertes Anlagenkonzept Modell-Biogasanlage in (Tages-)Zeiten negativer (oben) und positiver (unten) Lastverschiebung	19
Abb. 6:	Lastprofile im Tagesverlauf	20
Abb. 7:	Stehender Dampfgefällespeicher [18]	23
Abb. 8:	Power-to-Gas-Konzept als Speicheroption zwischen Strom- und Erdgasnetz, in Anlehnung an [33]	24
Abb. 9:	Zusammenwirken von Power-to-Gas und Biomassevergasung [34]	25
Abb. 10:	Netzebenen im deutschen Stromnetz [38]	26
Abb. 11:	Funktionale Anforderungen an Stromerzeuger pro Netzebene	27
Abb. 12:	Rechtliche Rahmenbedingungen für den Anschluss an das Elektrizitätsnetz	28
Abb. 13:	Regionengrenzen mit nichtübertragbaren Leistungen [53]	29
Abb. 14:	Leitszenario B 2023 für den Netzausbau [54]	29
Abb. 15:	Wertschöpfungsoptionen für Strom aus erneuerbaren Energien (eigene Abbildung)	30
Abb. 16:	Mögliche zukünftige Ausgestaltung der Netze [58]	36
Abb. 17:	Methodischer Ansatz nach DIN ISO 14040 und 14044	47
Abb. 18:	Bilanzierungsrahmen	47
Abb. 19:	Schematische Darstellung einer Prozesskette (DBFZ)	48
Abb. 20:	THG-Emissionen aus der Produktion von 1,0 kWh Wärme auf Basis eines Mikro-KWK-Konzeptes im Normalbetrieb bzw. bei flexibler Energiebereitstellung	51

## TABELLENVERZEICHNIS

Tab. 1: Übersicht über Betriebsparameter und Wirkungsgrade der vorgestellten Verfahren	13
Tab. 2: Übersicht über Wärmespeichertechnologien [18–20]	21
Tab. 3: Latentspeichermedien im Bereich von 100–400 °C [24]	22
Tab. 4: Datenerhebung für die Rohstoffproduktion und -bereitstellung	49
Tab. 5: Datenerfassung für den Konversionsprozess	50



# ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzung	Erklärung
AA-CAES	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BtL	Biomass-to-Liquid
CAES	Compressed Air Energy Storage
DIN	Deutsches Institut für Normung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FTS	Fischer-Tropsch-Synthese
GUD	Gas-und-Dampf (Kombi-Kraftwerk)
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
ISO	Internationale Organisation für Normung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MS	Mittelspannung
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NS	Niederspannung
ORC	Organic Rankine Cycle
PCM	Phase Change Material
PEM	Proton Exchange Membrane
SNG	Synthetic Natural Gas
TAB	Technische Anschlussbedingungen
THG	Treibhausgasemissionen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verein Deutscher Elektroingenieure

## LITERATUR- UND REFERENZVERZEICHNIS

- [1] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H., (Hrsg.): Energie aus Biomasse : Grundlagen, Techniken und Verfahren; Springer, Dordrecht, Heidelberg, London, New York, 2009, 2. Aufl., (ISBN: 9783540850946)
- [2] Spliethoff, H.: Power Generation from Solid Fuels; Springer Verlag, Heidelberg, Dordrecht, London, New York, 2010, (ISBN: 978-3-642-02855-7)
- [3] Van Loo, S.; Koppejan, J., (Hrsg.): The Handbook of Biomass Combustion and Co-Firing; Earthscan, London (UK), 2008
- [4] Cherubini, F. u. a.: Toward a common classification approach for biorefinery systems; Biofuels, Bioproducts and Biorefining, Bd. 3 (2009), Nr. 5, S. 534–546, (doi:10.1002/bbb.172)
- [5] Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV): Roadmap Bioraffinerien; 2012
- [6] Rönsch, S.: Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen (DBFZ Report Nr. 5); Dissertation, Leipzig, 2011
- [7] Baerns, M. u. a.: Technische Chemie; WILEY-VCH Verlag, Weinheim, 2006, (ISBN: 978-3-527- 31000-5)
- [8] Rönsch, S.; Majer, S.: Biomasse-Co-Vergasung zur Methanol- und Methanproduktion; Jahrestreffen der Fachgruppen Energieverfahrenstechnik & Hochtemperatur, Frankfurt, 2012
- [9] Witt, J. u. a.: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse; Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig, 2012, DBFZ Report 12, (ISBN: ISSN 2190-7943)
- [10] Agentur für Erneuerbare Energien: Wie funktioniert eine Biogasanlage?; (Zugegriffen 28.5.2013 auf: <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/bioenergie/detailansicht/article/155/wiefunktioniert-eine-biogasanlage.html>)
- [11] Schug, C.A.: Die Vielfalt der Biogasspeicherung; 3. VDI Konferenz „Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan“, Berlin, 2013
- [12] Behrens, J.: Flexibilisierung durch Gasspeicherung mit Tragluftfolienabdeckungen; Berlin, 2012
- [13] Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012; Jahresbericht, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Hannover, 2013
- [14] Andruleit, H. u. a.: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2011; Kurzstudie, Deutsche Rohstoffagentur, November 2011
- [15] BDEW.: Speicherfüllstände der Unterspeicherung; 2012
- [16] Loewen, A.; Ganagin, W.; Loewe, K.: Bedarfsgerechte Produktion von Biogas zur Erzeugung von Spitzenlaststrom; Endbericht, HAWK Hochschule für angewandte Wissenschaft und Kunst, Fachgebiet Nachhaltige Energie und Umwelttechnik NEUTec, Göttingen, 2010
- [17] Müller-Steinhagen, H.: Grundlagen thermischer Energiespeicher; Vortrag, Waiblingen, 2008
- [18] Scholz, G.: Rohrleitungs- und Apparatebau – Planungshandbuch für Industrie- und Fernwärmeversorgung; Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2012
- [19] Agentur für Erneuerbare Energien e. V., (Hrsg.): Hintergrundinformation Wärme speichern; 2009
- [20] Technologien der Abwärmenutzung; Sächsische Energieagentur – SAENA, Juni 2012
- [21] Al-Addous, M.: Berechnen der Größe von Wasserspeichern zum saisonalen Speichern von Wärme bei der ausschließlichen Wärmeversorgung von Häusern mit Solarkollektoren; Dissertation, TU Bergakademie Freiberg, 2006
- [22] Laing, D.: Feststoffspeicher für den Temperaturbereich 100–600 °C; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., 2011
- [23] Tamme, R.: Hochtemperatur-Latentwärmespeicher für Dampfprozesse; ZAE Symposium Wärme- und Kältespeicherung mit Phasenwechselmaterialien, Garching, 2004
- [24] Tamme, R.: Funktionsweise und Trends der Latentwärmespeicherung; IHK-Veranstaltung „Industrielle Abwärme gewinnbringend nutzen“, Arnsberg, 2011

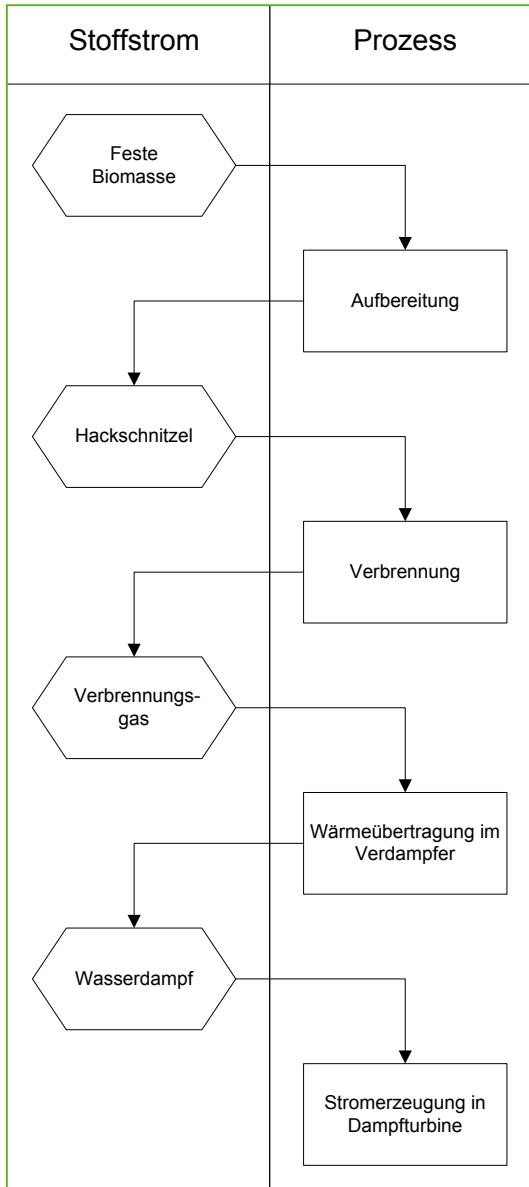
- [25] Zahoransky, R.: Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung; Vieweg + Teubner, Wiesbaden, 2009, 4. Auflage Aufl., (ISBN: 9783834804884 3834804886 9783834892508 3834892505)
- [26] Mahnke, E.; Mühlhoff, J.: Strom speichern; Renewes Spezial Ausgabe 57, Agentur für Erneuerbare Energien, Berlin, Februar 2012
- [27] Hauer, A.: Distributed Energy Storages for the Integration of Renewable Energies – An IEA Activity; Energy Storage – International Summit for the Storage of Renewable Energies, Düsseldorf, 2013
- [28] Díaz-González, F. u. a.: Energy management of flywheel-based energy storage device for wind power smoothing; Applied Energy, Bd. 110 (2013), S. 207–219, (doi:10.1016/j.apenergy.2013.04.029)
- [29] Sebastián, R.; Peña Alzola, R.: Flywheel energy storage systems: Review and simulation for an isolated wind power system; Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 16 (2012), Nr. 9, S. 6803–6813, (doi:10.1016/j.rser.2012.08.008)
- [30] Bolund, B.; Bernhoff, H.; Leijon, M.: Flywheel energy and power storage systems; Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 11 (2007), Nr. 2, S. 235–258, (doi:10.1016/j.rser.2005.01.004)
- [31] Liu, H.; Jiang, J.: Flywheel energy storage—An upswing technology for energy sustainability; Energy and Buildings, Bd. 39 (2007), Nr. 5, S. 599–604, (doi:10.1016/j.enbuild.2006.10.001)
- [32] Röttgen, K.P.: Energy Supply: Competition of Storage Technologies; Energy Storage – International Summit for the Storage of Renewable Energies, Düsseldorf, 2013
- [33] Sterner, M.: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems – Limiting global warming by transforming energy systems; Kassel Univ. Press, Kassel, 2009, (ISBN: 9783899587999 3899587995 9783899587982 3899587987)
- [34] Ortwein, A.: Stand der Methanisierung von biomassebasierten Synthesegasen; Innovationsforum Power to Gas to Power, Leipzig, 2013
- [35] VDN: EEG Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz; VDN, 2004
- [36] BDEW: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz (TAB Mittelspannung 2008); BDEW, 2008
- [37] BDEW: Technische Anschlussbedingungen – TAB 2007 – für den Anschluss an das Niederspannungsnetz; BDEW, 2011
- [38] VKU – Verband kommunaler Unternehmen e.V.: Energiethemen; (Zugegriffen 28.5.2013 auf: <http://www.vku.de/grafiken-statistiken/energie.html>)
- [39] Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis; Vieweg+Teubner Verlag, Springer Fachmedien GmbH, Wiesbaden, 2010, 8. überarbeitete und aktualisierte Auflage Aufl., (ISBN: 978-3-8348-0736-6)
- [40] VDE; ITG.: Energieinformationsnetze und -systeme. Bestandsaufnahme und Entwicklungstendenzen. Ein Positionspapier der Informationstechnischen Gesellschaft im VDE (ITG); 2010
- [41] VDN: TransmissionCode 2007 – Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; VDN, 2007
- [42] VDN: EEG Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz; VDN, 2004, ([http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/RL\\_EEG\\_HH\\_2004-08.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/RL_EEG_HH_2004-08.pdf))
- [43] VEÖ u. a.: Ergänzungsdokument zur Beurteilung von Anlagen für den Anschluss an Hochspannungsverteilernetze; Elektrizitätsverbände aus Österreich (VEÖ), Schweiz (VSE/AES), Tschechien (CSRES) und Deutschland (VDN), 2012, ([http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/versorgungsqualitaet/Documents/DACHCZ\\_HS\\_2012.pdf](http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/versorgungsqualitaet/Documents/DACHCZ_HS_2012.pdf))
- [44] VDN: DistributionCode 2007 – Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen; VDN, 2007, ([http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/DistributionCode2007.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/DistributionCode2007.pdf))
- [45] BDEW: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz (TAB Mittelspannung 2008); BDEW, 2008, ([https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/tab\\_mittelspannung\\_bdew2008-05-29.pdf](https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/tab_mittelspannung_bdew2008-05-29.pdf))

- [46] BDEW: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz; 2008, ([https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/rl\\_ea-am-ms-netz\\_bdew2008-06.pdf](https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/rl_ea-am-ms-netz_bdew2008-06.pdf))
- [47] BDEW: Regelungen und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (3. Ergänzung zur Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“); BDEW, 2011, ([http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/2011-02\\_BDEW\\_Ergaenzung-zu-MS-Richtlinie\\_end-20110215.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/2011-02_BDEW_Ergaenzung-zu-MS-Richtlinie_end-20110215.pdf))
- [48] VDE: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (Anwendungsregel VDE-AR-N 4105); FNN/VDE, 2011
- [49] VEÖ u. a.: Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen der Elektrizitätsverbände aus Österreich (VEÖ), Schweiz (VSE/AES), Tschechien (CSRES) und Deutschland (VDN); Elektrizitätsverbände aus Österreich (VEÖ), Schweiz (VSE/AES), Tschechien (CSRES) und Deutschland (VDN), 2007, ([http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/Documents/Kompendium\\_2007.pdf](http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/Documents/Kompendium_2007.pdf))
- [50] VDN: DistributionCode 2007 – Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen; VDN, 2007
- [51] BNetzA: Monitoringreport 2012; ([http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/ReportsPublications/2012/MonitoringReport2012.pdf;jsessionid=40D11914AEAA15030F314BE782476B9C?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/ReportsPublications/2012/MonitoringReport2012.pdf;jsessionid=40D11914AEAA15030F314BE782476B9C?__blob=publicationFile))
- [52] BNetzA u. a.: Netzentwicklungsplan Strom 2013 – 1. Entwurf; 2013
- [53] Deutsche Energie-Agentur: dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025.; Deutsche Energie-Agentur, Berlin, November 2010, ([http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.PDF](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF))
- [54] Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber; März 2013
- [55] Nitsch, J. u. a.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global; Schlussbericht, DLR, Fraunhofer IWES, IfnE, März 2012
- [56] Bundesnetzagentur, (Hrsg.): „Smart Grid“ und „Smart Market“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems.; 2011
- [57] Leprich, U. u. a.: Kompassstudie Marktdesign Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien; Dezember 2012, ([http://www.beeev.de/\\_downloads/publikationen/studien/2012/1212\\_BEE-GPE-IZES-Kompassstudie-Marktdesign.pdf](http://www.beeev.de/_downloads/publikationen/studien/2012/1212_BEE-GPE-IZES-Kompassstudie-Marktdesign.pdf))
- [58] Myrzik, J.: Leistungselektronik für zunehmende Einspeisung regenerativer Energien in die Verteilnetze; Workshop „Bedarfsgerechte Bereitstellung von Energie aus Biomasse“, Berlin, 2013
- [59] Schütz, H.D.S. und B.: Die Zukunft des Strommarktes – Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien; Ponte Press Verlags GmbH, 2011, 1. Aufl., (ISBN: 3920328590)
- [60] Walczyk, B.: Wie funktioniert der Merit Order Effekt?; GRIN Verlag, 2013, (ISBN: 9783656357049)
- [61] Perner, J.; Riechmann, C.: Das zukünftige EEG – wie viel Reform ist erforderlich?; et -Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2013
- [62] Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S.: Möglichkeiten zum Ausgleich Fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien; Ponte Press, Bochum, 2013
- [63] Thrän, D.; Pfeiffer, D.: Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagasemissionen; 2012, Schriftenreihe des BMU-Förderprogramm „Energetische Biomassennutzung“, (ISBN: 2192-1806)
- [64] Thomas, B.: Mini-Blockheizkraftwerke; Vogel, Würzburg, 2011, 2. Auflage Aufl., (ISBN: 978-3-8343-3211-0)

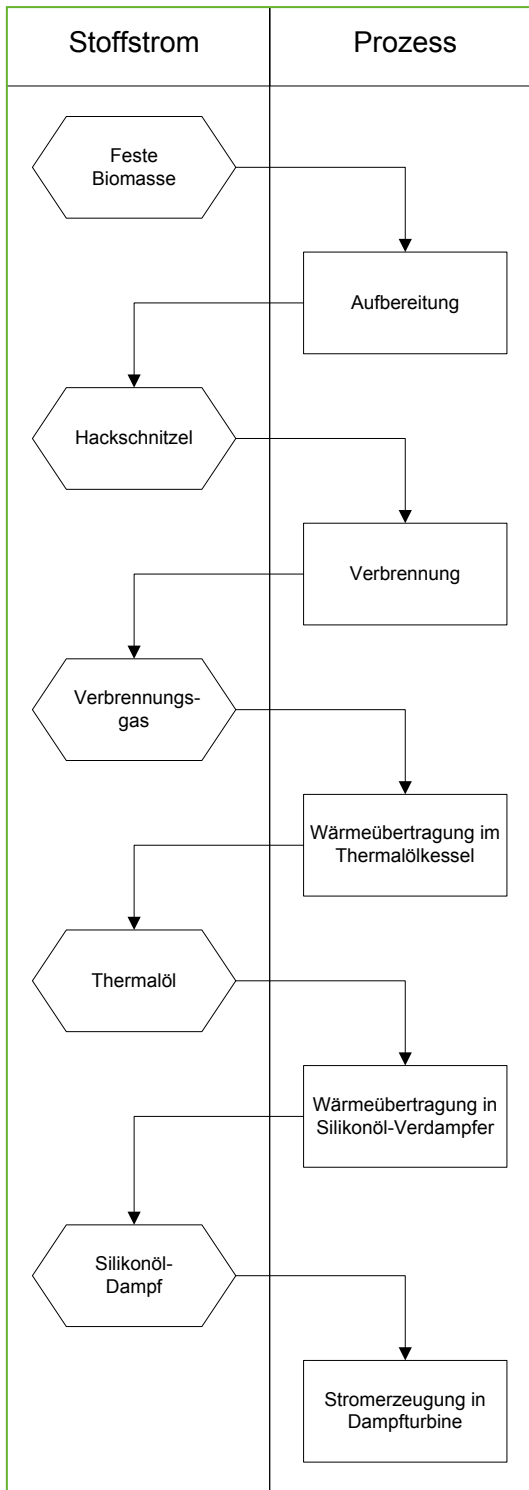
# ANLAGEN

## A 1 Fließbilder

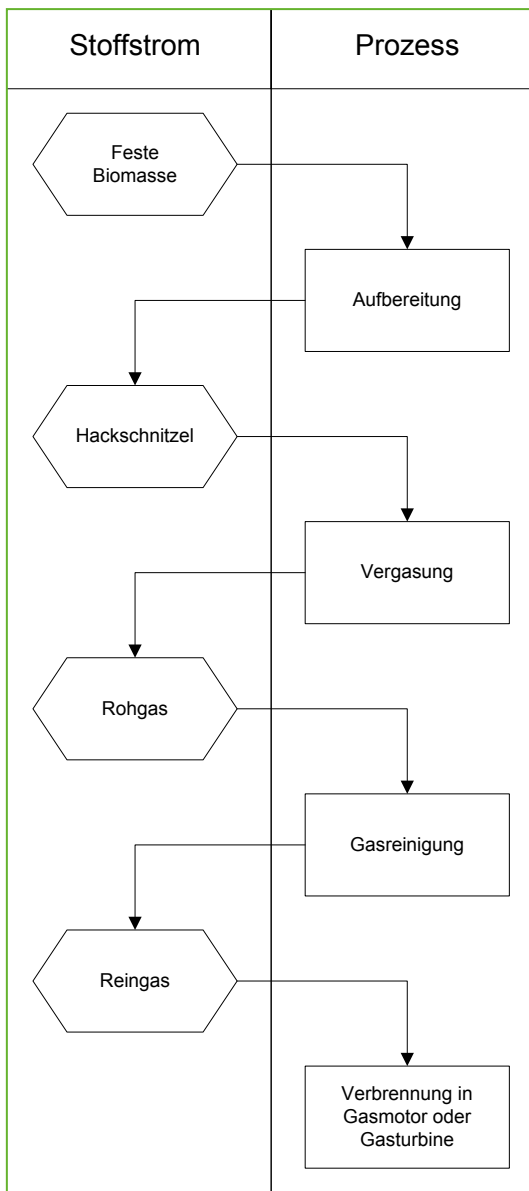
### A 1.1 Biomasseheizkraftwerk mit Dampfkreislauf



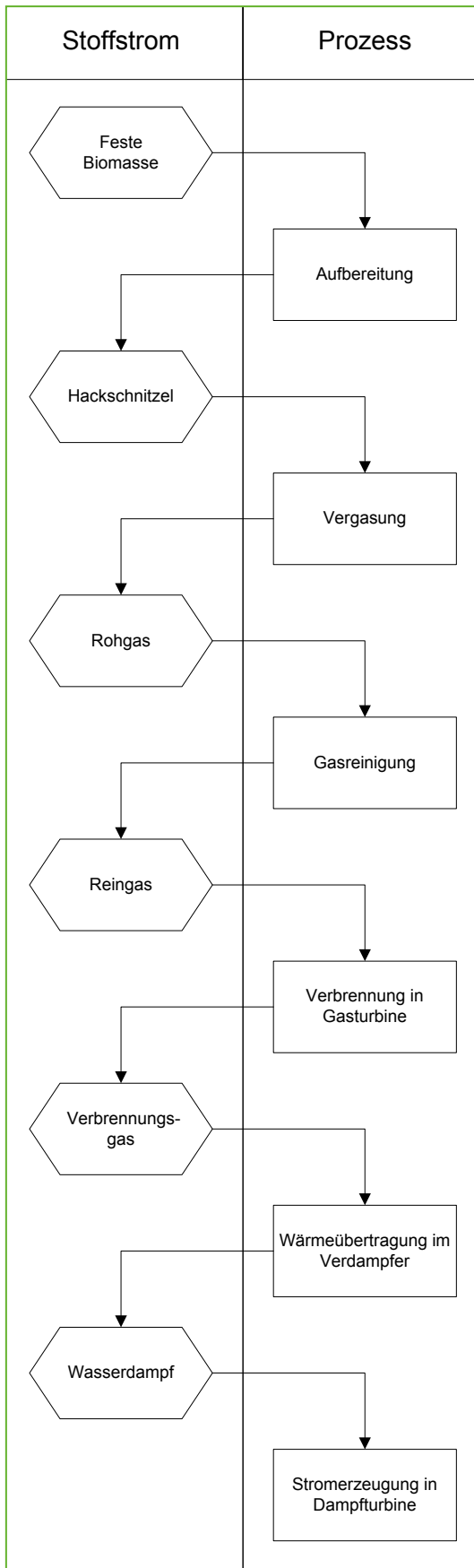
## A 1.2 Biomasseheizkraftwerk mit ORC-Prozess



### A 1.3 Biomassevergasungsanlage mit anschließender Verbrennung

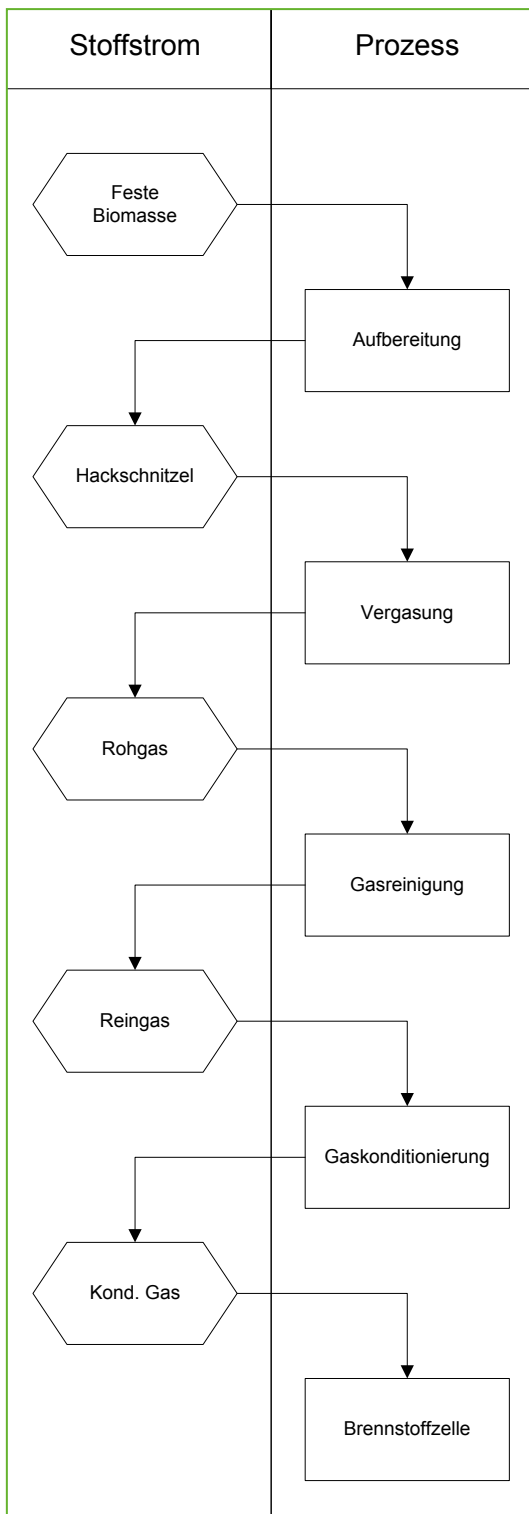


A 1.4 IGCC mit fester Biomasse

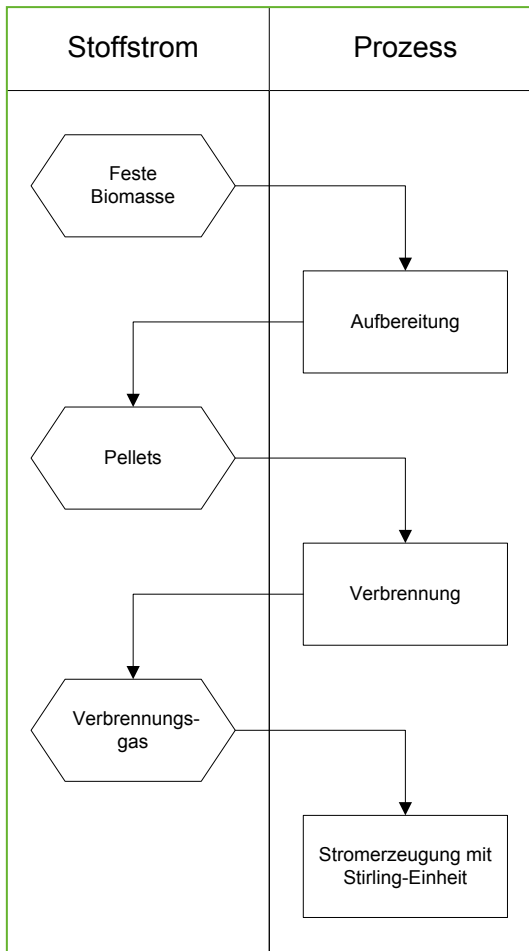




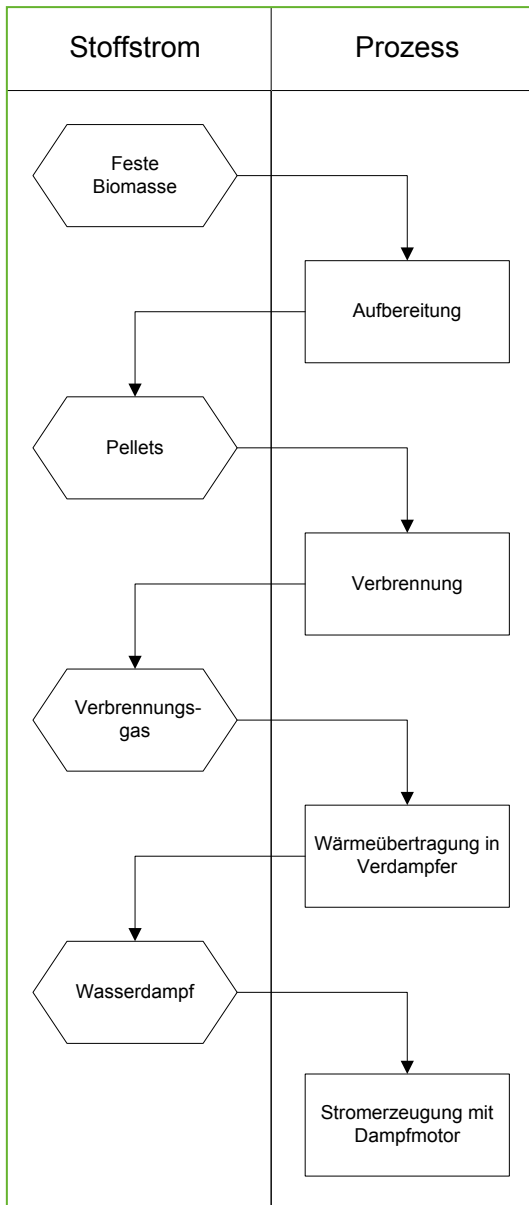
### A 1.5 Biomassevergasungsanlage plus Brennstoffzelle



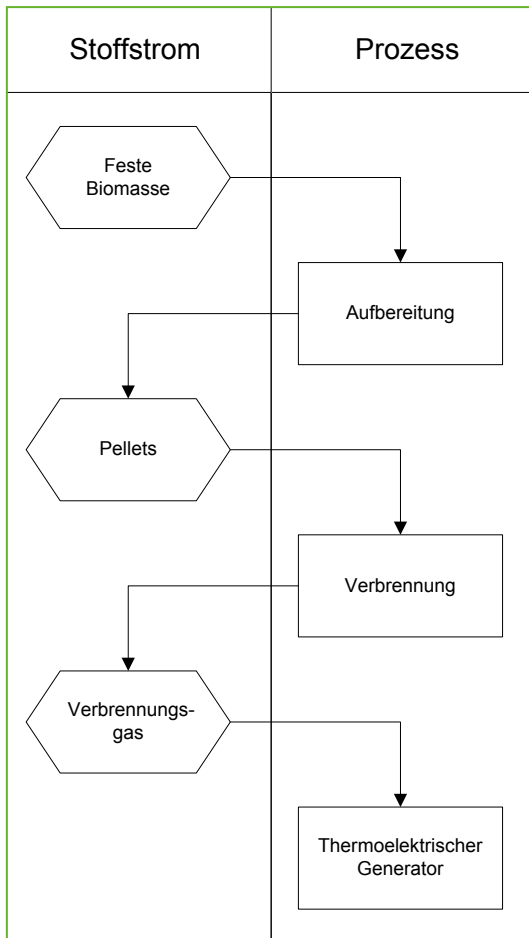
### A 1.6 Mikro-KWK-Anlage mit Stirling-Motor



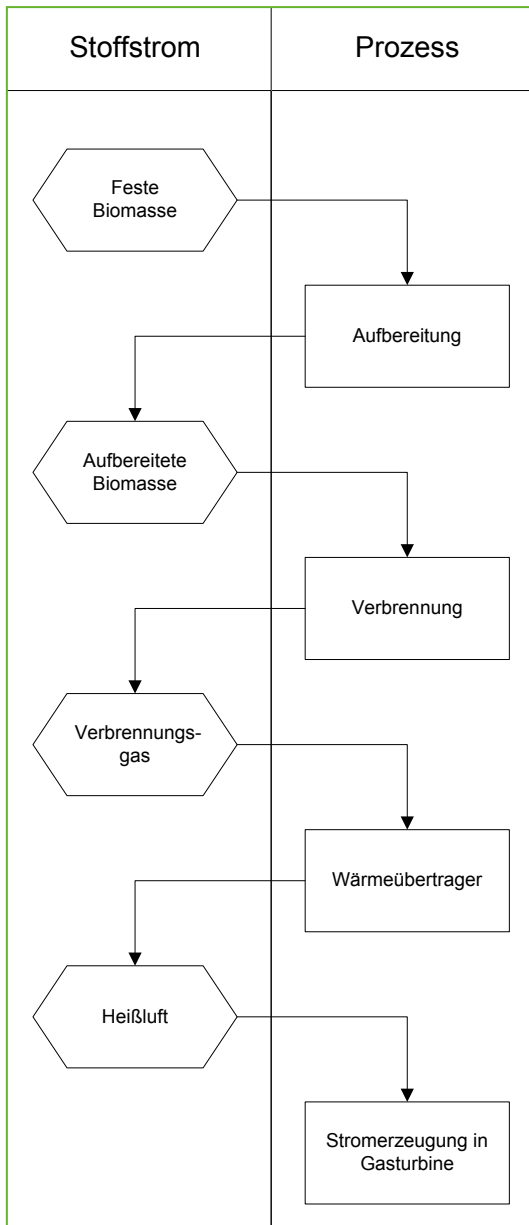
### A 1.7 Mikro-KWK-Anlage mit Dampfmotor



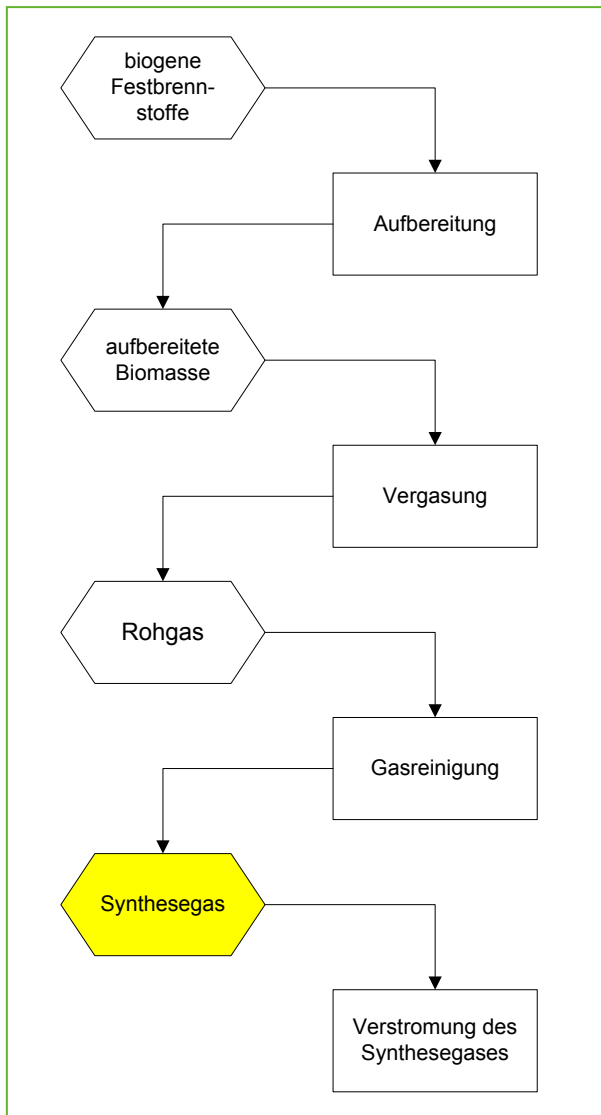
### A 1.8 Thermoelektrischer Generator



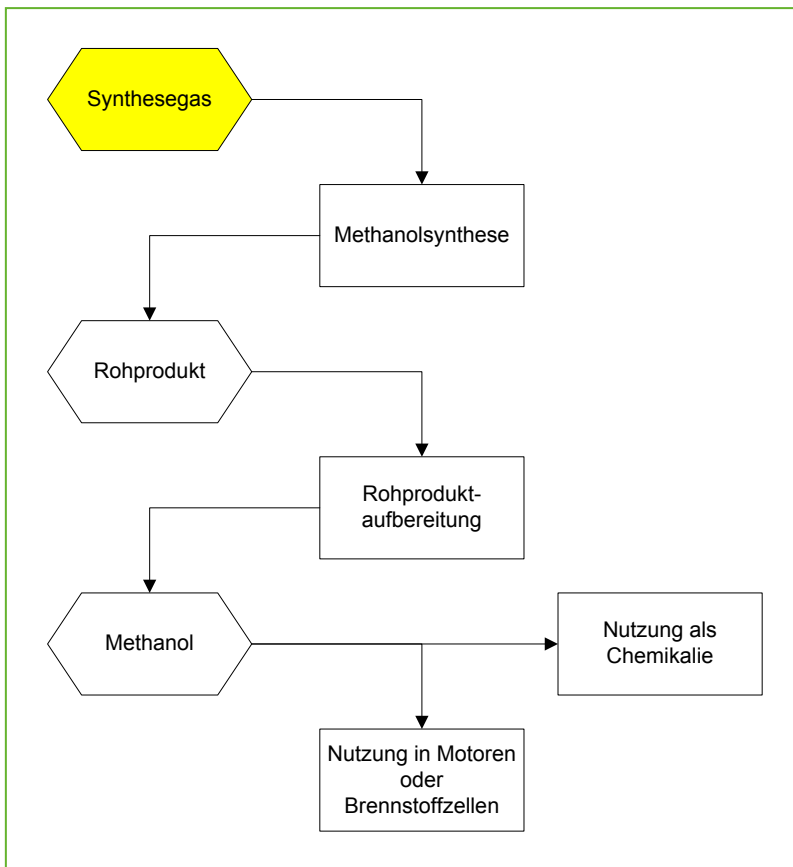
### A 1.9 Extern befeuerte Gasturbine



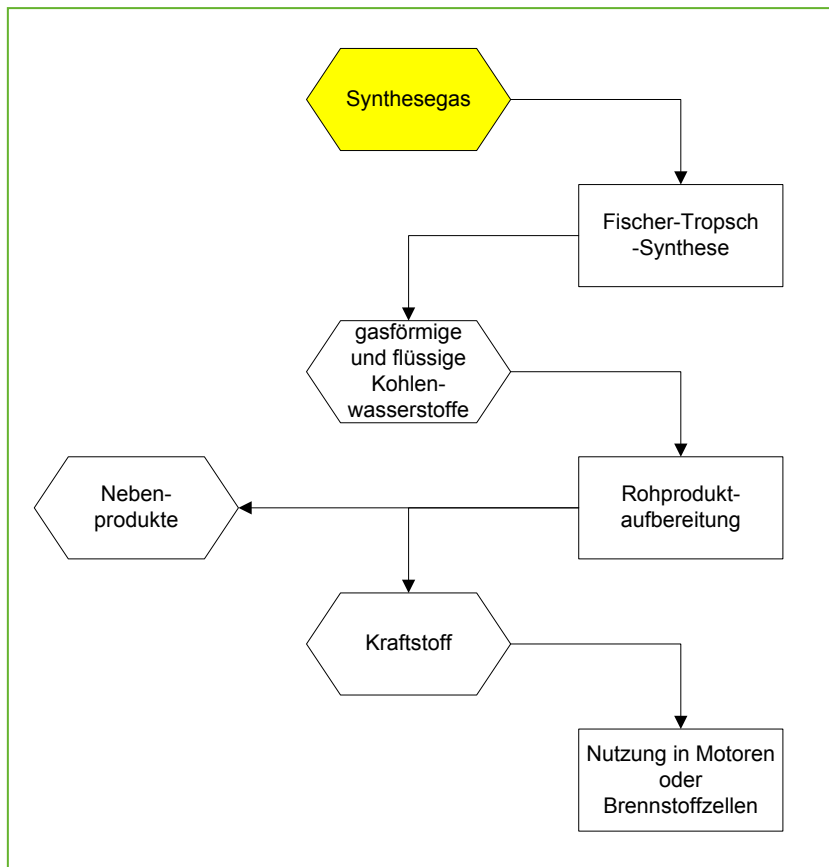
## A 1.10 Synthesegasproduktion



## A 1.11 Methanolproduktion

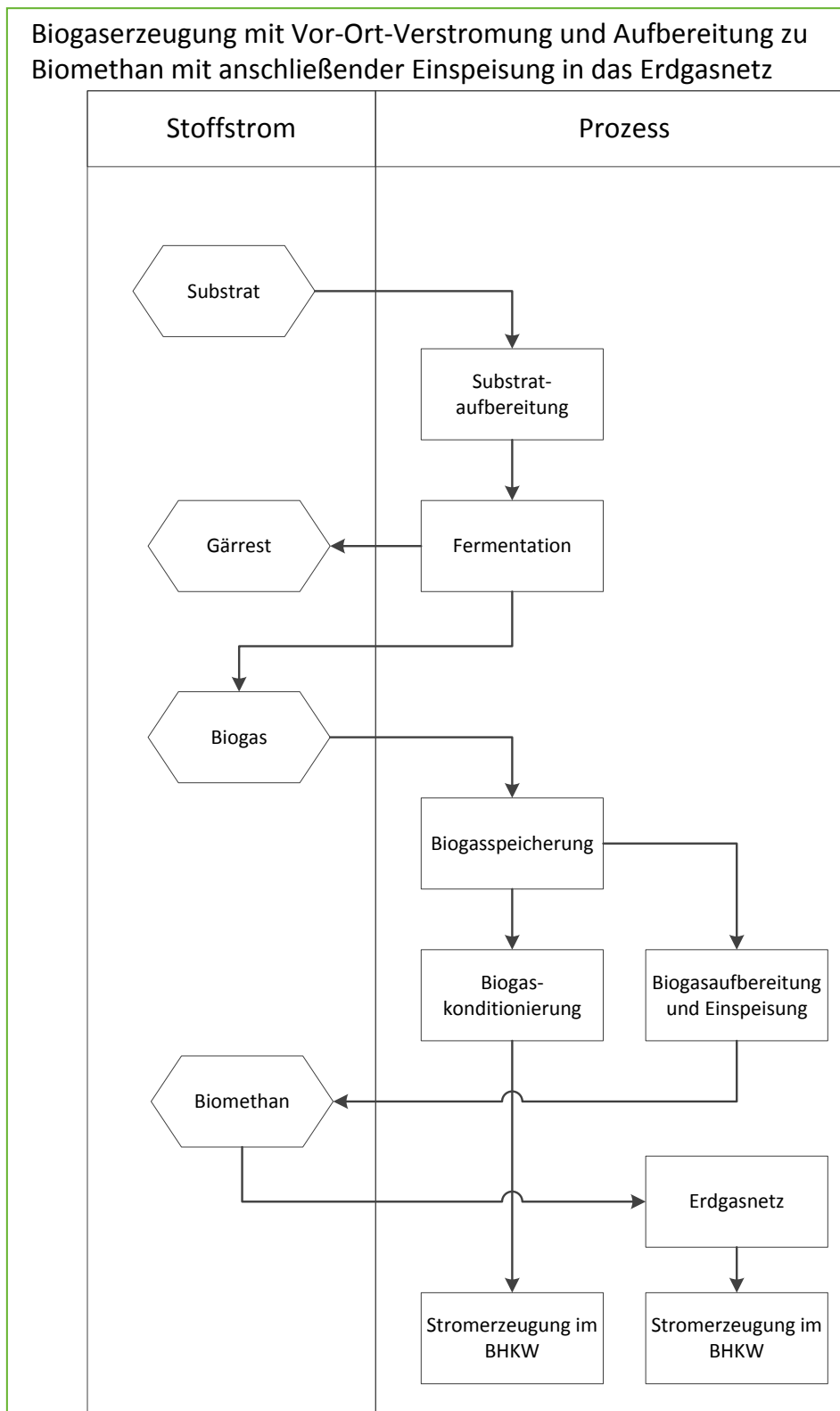


## A 1.12 Fischer-Tropsch-Synthese





### A 1.13 Biogaserzeugung



## A 2 Beispielbewertung – Mikro-KWK-Anlage

### A 2.1 Kurzinformationen zur betrachteten Technologie

Bei der im folgenden beschriebenen Technologie handelt es sich um eine fiktive Mikro-KWK-Anlage auf der Basis eines Pelletkessels in Verbindung mit einem Stirling-Motor. Die Feuerungswärmeleistung beträgt 15 kW bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 10 % sowie einem thermischen Wirkungsgrad von 80 % (bei Volllast).

Das System ist als bivalentes System in Verbindung mit einer Wärmepumpe ausgelegt, sodass auch höhere Vollbenutzungsstundenzahlen erreicht werden können. Die Wärmepumpe als mögliches Objekt der Lastverschiebung wird an dieser Stelle nicht vertieft betrachtet, da zunächst nur die Methodik für die Einschätzung der Biomasseanlage dargestellt werden soll.

## A 2.2 Fragebogen zu technischen Fragestellungen

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
<b>Grunddaten</b>				
Wie hoch ist die elektrische Nennleistung einer Anlage?	1,5 [kW <sub>el</sub> ]	bis 10 kW – ungünstig bis 100 kW – mittelungünstig bis 250 kW – mittel bis 5 MW – gut bis 20 MW – mittelgut	Kleine Anlagen verursachen in der Regel einen hohen Transaktionsaufwand, wenn diese bedarfsgerecht geregelt werden sollen. Mittlere Anlagen besitzen einen geringeren Transaktionsaufwand und der Ausfall einer Anlage fällt im Pool nicht ins Gewicht.  Große Anlagen besitzen den niedrigsten Transaktionsaufwand. Ein Ausfall der Anlage kann bei kleinen Pools zu Problemen führen.	
Wie hoch ist die thermische Nennleistung?	12 [kW <sub>th</sub> ]	standortabhängig	Die thermische Leistung gibt vor in welchem Umfang neben elektrischer Energie auch thermische Energie für einen Nutzung bereitgestellt werden kann.	
Wie hoch ist die Feuerungswärmeleistung (kW)?	15 [kW <sub>FWL</sub> ]		Die Feuerungswärmeleistung ist für die Genehmigung und den Gesamtwirkungsgrad relevant.	
Liegt eine feste Stromzahl (Verhältnis von elektrischer zu thermischer Leistung) vor?	<input type="checkbox"/> ja <input checked="" type="checkbox"/> nein	ja – negativ nein – positiv	BHKWs haben in der Regel feste Stromkennzahlen, während diese beispielsweise bei Entnahmekondensationsanlagen je nach Betriebsweise variieren kann.	nach [64]
<b>Eigenstrombedarf</b>				
Wie hoch ist der Eigenstrombedarf der Anlage?	ca. 1 %	je kleiner, desto günstiger	Relevant für die tatsächlich nutzbare Überschusseinspeisung	
Wie hoch ist der Eigenlastbedarf (erzeugungsunabhängig) der Anlage?	[kW <sub>el</sub> ]	Einschätzung erfolgt anhand der Steuerbarkeit des Eigenlastbedarfs	Dient der Bestimmung der Leistungsaufnahme bei Nicht-Erzeugung	unklar

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
Wie hoch ist der maximale Eigenlastbedarf?	[kW <sub>el</sub> ]		Gewährleisten der entsprechenden Anschlussleistung am Anlagenstandort und Bestimmung des max. Einfluss auf Einspeisung bzw. Netzbezug	unklar
Kann der Eigenstrombedarf gesteuert werden?	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	ja – positiv nein – negativ	Durch Zu- und Abschalten von Anlagenkomponenten kann die Einspeisung geglättet werden bzw. bei Stillstand der Eigenerzeugung ein Netzüberschuss reduziert werden.	nach jetzigem Stand nicht
Verändert sich der absolute Eigenstrombedarf durch eine flexible Fahrweise?	<input type="checkbox"/> steigt (um ...) <input type="checkbox"/> sinkt (um ...) <input type="checkbox"/> konstant	steigt – negativ sinkt – positiv konstant – neutral	Veränderung des Eigenstrombedarfs, hat Auswirkungen auf die Betriebskosten und die Netto-Energiebilanz. Im Idealfall kann eine Veränderung auch quantifiziert werden.	unklar, wahrscheinlich eher nicht
Elektrischer Wirkungsgrad bei Nennlast $\eta_{\text{Nenn}}$	10 % el., 90 % gesamt	Vergleich mit elektr. Leistung u. Feuerungswärmeleistung zur Plausibilität	Der Wirkungsgrad bei Nennlast dient als Referenzwert für die Beurteilung möglicher Wirkungsgradverluste.	
Gestufte elektrische Wirkungsgrade ( $\eta_{\text{Teil}}$ ) bei Teillast ( $P_{\text{Teil}}$ )	8 % el. bei 50 % Nennleistung	Größere Abweichungen vom el. Wirkungsgrad bei Nennlast sind ungünstig, können aber unter Berücksichtigung des Flexibilitätsgewinns toleriert werden.	Anlagenkonzepte, die leistungsmoduliert arbeiten, können im Teillastbetrieb geringere Wirkungsgrade aufweisen.	
<b>Flexibilität</b>				
Mögliche Flexibilitätscharakteristik	<input checked="" type="checkbox"/> Start/Stop <input checked="" type="checkbox"/> leistungsmoduliert <input checked="" type="checkbox"/> sonstiges (bitte erläutern)		Die Flexibilitätscharakteristik ist ein Kriterium, dass im Zusammenhang mit anderen Faktoren die Einsatzmöglichkeiten bestimmt.	Gesamtleistung und Stromzahl können variiert werden.
In welchen Bereichen kann die elektrische Nennleistung geregelt werden?	Regelungsbereich in % der Nennleistung ( $P_{\text{Nenn}}$ ) bzw. [kW <sub>min</sub> , kW <sub>max</sub> ]  27–100 %	je größer der Bereich ist, desto günstiger	Absolute oder relative Grenzwerte dienen dazu den potenziellen Beitrag einer Technologie zur Erbringung von Ausgleichsfunktionen abschätzen zu können.	Erfahrungswerte Mini-BHKW ecopower
Welche positiven Rampengeschwindigkeiten können erzielt werden? (Kaltstart; 60 % Teillast)	% $P_{\text{Nenn}}$ /min bzw. kW/min  0→100: unbekannt 60→100: unbekannt	vgl. Anforderungen Regelenergie	Die Rampengeschwindigkeit beschreibt die Dauer die für einen Lastwechsel benötigt wird. Sie beschreibt somit die Fähigkeit für einen kurzfristigen Lastausgleich. Für bestimmte Systemdienstleistungen (Regelenergie) sind dazu Mindestanforderungen formuliert.	

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
Welche negativen Rampengeschwindigkeiten können erzielt werden?	% P <sub>Nenn</sub> /min bzw. kW/min 100→0: unbekannt 100→60: unbekannt	vgl. Anforderungen Regelenergie	Die Rampengeschwindigkeit beschreibt die Dauer die für einen Lastwechsel benötigt wird. Sie beschreibt somit die Fähigkeit für einen kurzfristigen Lastausgleich. Für bestimmte Systemdienstleistungen (Regelenergie) sind dazu Mindestanforderungen formuliert.	
Welche Vorlaufzeit wird für einen Lastwechsel benötigt? (Kaltstart; von/auf 60 % Teillast; Gesamtabschaltung)	[s, min] unbekannt	vgl. Anforderungen Regelenergie	Die Vorlaufzeit für Lastwechsel ist wesentlich für eine Einbindung in Versorgungssysteme, da für eine kalkulierbare Leistungsbereitstellung das Ansprechverhalten genau prognostizierbar sein muss.	
Für welche Dauer kann ein positiver und ein negativer Lastwechsel durchgeführt werden?	[s, min, h] Positiv: – Negativ: siehe Erläuterungen	vgl. Anforderungen Regelenergie	Bei der Einbindung von Einzelanlagen in virtuelle Verbundsysteme, muss vorab festgelegt werden für welchen Zeitraum bestimmte Betriebszustände aufrechterhalten werden können, um bei der Aufstellung von Steuerungsalgorithmen einen sicheren Betrieb des Gesamtsystems zu gewährleisten.	Bei Start-Stopp muss berücksichtigt werden, dass möglicherweise Wärme benötigt wird.
Wie viele Lastwechsel sind pro Tag maximal empfehlenswert?	[n] unklar	je höher, desto besser (abhängig von erwünschter Fahrweise)	Die Anzahl der theoretisch möglichen und realistischer Weise durchführbaren Lastwechsel können stark differieren, da häufige Lastwechsel beispielsweise den Wartungsaufwand erhöhen oder nicht mit dem Anlagenkonzept vereinbar sind.	
Einschränkungen auf die Wärmenutzung durch häufige Lastwechsel?	<input checked="" type="checkbox"/> keine <input type="checkbox"/> gering <input type="checkbox"/> hoch  Anmerkungen: Pufferspeicher	je geringer die Einschränkungen, desto besser	Bei der KWK-Nutzung kann die stromgeführte Fahrweise zu einer Einschränkung der Wärmenutzung führen. Da für einen hohen Gesamtwirkungsgrad die Wärmenutzung wichtig ist, ist ggf. zwischen Flexibilität und KWK abzuwägen.	Abhängig von der Regelung und Warmwasserspeichermöglichkeit des Gesamtsystems

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
Kann, besonders bei schnellen positiven Rampen, die Wärme abgepuffert werden?	<input checked="" type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	ja – positiv nein – negativ	Bei KWK-Nutzung führen steile Lastgradienten bei der Stromerzeugung zu einer schnellen Veränderung der Wärmeproduktion, die für einige Wärmenutzungen problematisch sein können.	
Ist eine ferngesteuerte Fahrweise der Anlagen möglich?	<input checked="" type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	ja – positiv nein – negativ	Die Fernsteuermöglichkeit erhöht die Flexibilität auf kurzfristige Schwankungen/ Nachfrageänderungen zu reagieren. Teilweise ist aufgrund eines komplexen Anlagenkonzeptes eine Fernsteuerbarkeit nicht sinnvoll.	Fernwartung vorgesehen
Ist ein Anschluss an einen besseren Netzverknüpfungspunkt möglich? (ggfs. durch Versatz der Anlage)	<input type="checkbox"/> ja <input checked="" type="checkbox"/> nein	ja – positiv nein – negativ	Die Erhöhung der Verstromungskapazitäten kann den bisherigen Netzverknüpfungspunkt möglicherweise überlasten. Der Anschluss an einen alternativen und leistungsfähigeren Verknüpfungspunkt kann Abhilfe schaffen.	Technisch zwar denkbar, die Anlage wird aber für das dezentrale Heizsystem in der Regel an der Stelle eingesetzt, wo die Wärme verbraucht wird.

### A 2.3 Fragestellungen zur Relevanz

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
<b>Stand und Entwicklungspotenziale der Technologie</b>				
In welchem Stadium befindet sich die eingesetzte Technologie?	<input type="checkbox"/> im Markt <input checked="" type="checkbox"/> in der Markteinführung <input type="checkbox"/> in der Demonstration <input type="checkbox"/> in der Entwicklung	im Markt – sehr gut Markteinführung – gut in der Demonstration – neutral in der Entwicklung – negativ	Der Grad der Marktdurchdringung ist Indikator für Ausschöpfung des Entwicklungspotenzials und der Technologieverfügbarkeit.	
Wie hoch wird der mögliche Anlagenbestand für die Technologie für 2015/2020 abgeschätzt?	Anlagenanzahl: 1.000/20.000 Gesamtleistung: 1,5/30 MW Gesamtbemessungsleistung kW (Stromerzeugung des Gesamtanlagenbestandes/8760)	je größer, desto günstiger (speziell Gesamtleistung bzw. Gesamtbemessungsleistung)	Dient der Abschätzung, welche Rolle die Flexibilisierung der Technologie mittelfristig für die flexible Strombereitstellung spielen kann. Grobe Schätzung die idealerweise durch entsprechende Annahmen unterlegt ist.	Hier werden nur die Anlagen eines einzelnen Herstellers berücksichtigt.

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
<b>Hemmnisse</b>				
Welche technischen Hemmnisse müssen ggfs. für eine Marktdurchdringung behoben werden?	Integration in Gebäudetechnik und gleichzeitig in Verteilnetze	Einschätzung: Sind die angegebenen technischen Hemmnisse tatsächliche Hemmnisse, und sind sie lösbar?	Aufzeigen von Entwicklungsfeldern für die Technologieoptimierung, die eine weitere Marktdurchdringung befördern könnte.	
Bestehen ökonomische Hemmnisse? Wenn ja, wie sind diese begründet?	<input checked="" type="checkbox"/> Technologiekosten <input type="checkbox"/> Substratkosten <input type="checkbox"/> förderpolitische Rahmenbedingungen <input type="checkbox"/> sonstige: .....	Einschätzung: Sind die angegebenen ökonomischen Hemmnisse realistisch, und sind sie lösbar?	Darstellung von Umsetzungshemmnissen, zur Abschätzung ob eine Überwindung und damit Marktdurchdringung möglich ist.	
Bestehen regulatorische/genehmigungsrechtliche Hemmnisse? Wenn ja, welche?	unbekannt	Einschätzung: Sind die angegebenen Hemmnisse realistisch, und sind sie lösbar?	Indikatoren für Anpassungsbedarf der Rahmenbedingungen, wenn ansonsten günstige Voraussetzungen gegeben sind.	
<b>Bereitstellung von Systemdienstleistungen</b>				
Sind die Anlagen Schwarzstartfähig?	<input checked="" type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	ja – positiv nein – negativ	Schwarzstartfähige Anlagen dienen nach einem Black-out dem Netzwiederaufbau.	Muss evt. mit Batterie und entsprechender Regelung versehen werden.
Ist eine Bereitstellung von Blindleistung möglich?	<input checked="" type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	ja – positiv nein – negativ	Blindleistungskompensation wirkt netzentlastend und ist eine Systemdienstleistung.	mit speziellem Regler bzw. Wechselrichter
Unterliegen die Anlagen dem Einspeisemanagement des EEG?	<input type="checkbox"/> ja <input checked="" type="checkbox"/> nein	ja – positiv nein – negativ	Können vom Netzbetreiber Netzschwankungen nicht ausgeglichen werden, kann er im Notfall auf das Einspeisemanagement zurückgreifen und durch die Regelung von EEG Anlagen die Netzsicherheit gewährleisten.	zu klein
Ist eine Bereitstellung von negativer Minutenreserve möglich?	<input type="checkbox"/> nicht möglich <input type="checkbox"/> theoretisch möglich <input checked="" type="checkbox"/> in Planung <input type="checkbox"/> im Markt	Abgleich mit technischen Daten zur Plausibilität; Günstig: „in Planung“ oder „im Markt“	Regelenergiebereitstellung dient dem kurzfristigen Ausgleich durch Fehlprognosen entstandener Netzungleichgewichte. Regelenergie kann als Systemdienstleistung auch eine Komponente der Wertschöpfung sein.	
Ist eine Bereitstellung von positiver Minutenreserve möglich?	<input type="checkbox"/> nicht möglich <input checked="" type="checkbox"/> theoretisch möglich <input type="checkbox"/> in Planung <input type="checkbox"/> im Markt	Abgleich mit technischen Daten zur Plausibilität; Günstig: „in Planung“ oder „im Markt“		Ist nur möglich, wenn normalerweise unterhalb der Auslegungsleistung betrieben wird.

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
Ist eine Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung möglich?	<input type="checkbox"/> nicht möglich <input type="checkbox"/> theoretisch möglich <input checked="" type="checkbox"/> in Planung <input type="checkbox"/> im Markt	Abgleich mit technischen Daten zur Plausibilität; Günstig: „in Planung“ oder „im Markt“	Regelenergiebereitstellung dient dem kurzfristigen Ausgleich durch Fehlprognosen entstandener Netzungleichgewichte. Regelenergie kann als Systemdienstleistung auch eine Komponente der Wertschöpfung sein.	
Ist eine Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung möglich?	<input type="checkbox"/> nicht möglich <input checked="" type="checkbox"/> theoretisch möglich <input type="checkbox"/> in Planung <input type="checkbox"/> im Markt	Abgleich mit technischen Daten zur Plausibilität; Günstig: „in Planung“ oder „im Markt“		
Ist eine Bereitstellung von Primärregelleistung möglich?	<input type="checkbox"/> nicht möglich <input checked="" type="checkbox"/> theoretisch möglich <input type="checkbox"/> in Planung <input type="checkbox"/> im Markt	Abgleich mit technischen Daten zur Plausibilität; Günstig: „in Planung“ oder „im Markt“	Primärregelleistung wird derzeit fast ausschließlich durch fossile Kapazitäten mit großen Schwungmassen bereitgestellt.	Anlagen können gepoolt werden und per Fernsteuerung gemeinsam hohe Leistungsgradienten erreichen.
Bestehen Hemmnisse bei der Bereitstellung von Regelenergie? Welche?	Aufwendiges Pooling für vergleichsweise kleine Leistung.	Plausibilitätsprüfung der Angaben	Gegebenenfalls lassen sich Hemmnisse beseitigen um Systemdienstleistungen anbieten zu können.	

#### A.2.4 Fragestellungen zur Ökonomie

Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
Welche Vollbenutzungsstunden (VBH) werden für eine in Standardfahrweise betriebene Anlage erwartet?	2.500 [h]	> 8.000 – positiv > 7.500 – neutral < 7.500 – negativ	Die Anzahl der Vollbenutzungsstunden wirkt sich darauf aus wie viel Energie produziert wird, die Einnahmen zur Refinanzierung der Anlage erwirtschaftet.	
Wie hoch werden die VBH bei einer bedarfsgerechten Fahrweise abgeschätzt?	2.500 [h]	abhängig von Gesamtkonzept		
Wie hoch sind die zusätzlichen Investitionskosten im Vergleich zu einer klassischen Fahrweise bei Neuanlagen?	0 [%]	abhängig von Gesamtkonzept	Quantifizierung der flexibilitätsgebundenen Mehraufwendungen, für ökonomische Vergleichsrechnungen.	



Fragestellung	Angaben, Einschätzung zur Technologie	Vorschlag Bewertungsschema bzw. Einschätzung	Erläuterung	Anmerkungen durch den Befragten
Wie hoch sind die zusätzlichen Investitionskosten im Vergleich zu einer klassischen Fahrweise beim Umbau von Bestandsanlagen?	[%] nicht zutreffend	abhängig von Gesamtkonzept	Quantifizierung der flexibilitätsgebundenen Zusatzaufwendungen, für ökonomische Vergleichsrechnungen.	
Bieten anfallende Ersatzinvestitionen die Möglichkeit die Flexibilität der Anlagen zu erhöhen? (bspw. Austausch von BHKW oder Speicher)	<input checked="" type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein Grundsätzlich möglich, wenn bspw. der Wärmespeicher mit erneuert wird.	ja – positiv nein – negativ	Im Falle einer Anlagenertüchtigung könnten bestimmte Maßnahmen ohnehin notwendig sein, die unter dem Gesichtspunkt der Flexibilität aber einen Doppelnutzen versprechen.	
Wie hoch werden die kumulierten Stromgestehungskosten je kWh eingeschätzt?	[ct/kWh] unbekannt		Die Kostenaufschlüsselung dient der Ökonomischen Bewertung von Anlagenkonzepten. Es wird dabei in fixe und betriebsgebundene Kostenblöcke unterschieden. Es können entweder spezifische Kosten (je kW bzw. kWh) oder absolute Kosten angegeben werden (€, €/a).	
Wie hoch sind die Kosten für die reine Leistungsbereitstellung der Anlage?	[€/kW, €] unbekannt			
Wie hoch sind die Betriebskosten der klassischen Fahrweise?	[ct/kWh, €/a] unbekannt			
Fallen durch einen bedarfsgerechten Betrieb zusätzliche Wartungskosten an?	[ct/kWh, €/a] unbekannt			
Wie hoch sind die Substratkosten der Anlage?	2–3 [ct/kWh, €/a]			
Wie hoch sind die Betriebskosten der klassischen Fahrweise?	[ct/kWh, €/a]			
Welches Genehmigungsverfahren wird in der Regel angewendet?	<input type="checkbox"/> Baurecht <input type="checkbox"/> Baurecht, privil. im Außenber. <input checked="" type="checkbox"/> BImSchG <input type="checkbox"/> sonstige: .....		Einordnung der Anlage in das Genehmigungsrecht, zur Bewertung des Planungsaufwandes in der Praxis.	
Kann die Flexibilisierung der Anlagen zu genehmigungsrechtlichen Problemen führen?	Erhöhung der Emissionen kann zu Problemen führen.		Das Genehmigungsrecht ist Grundlage für den Anlagenbetrieb und muss im Falle einer genehmigungsbedürftigen Anpassung berücksichtigt werden.	

## A 2.5 Fragestellungen zur Ökologie

Anlagendaten	Einheit	Dateneingabe (inklusive Erhebungsverfahren)
Anlagenleistung	kW	15 kW Brennstoffleistung
Jährliche Betriebsdauer Volllast	h/a	2000
Jährliche Betriebsdauer Teilast	h/a	1000
Jährlich produzierte Strommenge	kWh/a	4200
Jährlich produzierte Wärmemenge	kWh/a	35250
Jährlicher Eigenstrombedarf	kWh/a	100
Jährlicher Eigenwärmebedarf	kWh/a	0
Wirkungsgrad elektrisch (Vollast)	%	10%
Wirkungsgrad thermisch (Vollast)	%	80%
Wirkungsgrad elektrisch (Teillast)	%	8%
Wirkungsgrad thermisch (Teillast)	%	75%
Nutzwärme (außer Eigenwärmebedarf)	kWh/a	35250
Eingesetzte Hilfsstoffe und Chemikalien		
Hilfsstoff 1 (bitte spezifizieren) Reinstwasser	kg/a	50
Hilfsstoff 2 (bitte spezifizieren) weitere	kg/a	
Verbrennungsemissionen (Vollast)	Einheit	Dateneingabe
<u>THG-Emissionen außer CO<sub>2</sub> (z.B. CH<sub>4</sub>)</u>		
Methan (CH <sub>4</sub> )	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
Distickstoffmonoxid (Lachgas)	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
weitere (bitte spezifizieren)		
<u>Versauernde Emissionen</u>		
Schwefeldioxid	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
Distickstoffmonoxid (Lachgas)	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
Ammoniak	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
Stickstoffmonoxid	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
Schwefeltrioxid	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
<u>Versauernde Emissionen außer CO<sub>2</sub> (z.B. CH<sub>4</sub>)</u>		
SO <sub>2</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
NO <sub>x</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
NH <sub>4</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
<u>Partikelemissionen</u>		
Staub	g/kWh <sub>el</sub>	n/a

<b>Verbrennungsemissionen (Teillast)</b>	<b>Einheit</b>	<b>Dateneingabe</b>
<u>THG-Emissionen außer CO<sub>2</sub> (z.B. CH<sub>4</sub>)</u>		
Methan (CH <sub>4</sub> )	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
Distickstoffmonoxid (Lachgas) weitere (bitte spezifizieren)	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
<u>Versauernde Emissionen</u>		
Schwefeldioxid	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
Distickstoffmonoxid (Lachgas)	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
Ammoniak	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
Stickstoffmonoxid	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
Schwefeltrioxid	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
<u>Versauernde Emissionen außer CO<sub>2</sub> (z.B. CH<sub>4</sub>)</u>		
SO <sub>2</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
NO <sub>x</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
NH <sub>4</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
<u>Partikelemissionen</u>		
Staub	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
<b>Verbrennungsemissionen (im An- und Abfahrbetrieb)</b>		
<u>THG-Emissionen außer CO<sub>2</sub> (z.B. CH<sub>4</sub>)</u>		
Methan (CH <sub>4</sub> )	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
Distickstoffmonoxid (Lachgas) weitere (bitte spezifizieren)	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
<u>Versauernde Emissionen</u>		
Schwefeldioxid	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
Distickstoffmonoxid (Lachgas)	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
Ammoniak	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
Stickstoffmonoxid	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
Schwefeltrioxid	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
<u>Versauernde Emissionen außer CO<sub>2</sub> (z.B. CH<sub>4</sub>)</u>		
SO <sub>2</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
NO <sub>x</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
NH <sub>4</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	n/a
<u>Partikelemissionen</u>		
Staub	g/kWh <sub>el</sub>	n/a

## A 2.6 Bewertung

Für die vorgeschlagene Technologie liegen noch relativ wenig Daten vor, sodass eine Bewertung nur sehr eingeschränkt erfolgen kann.

Das Potenzial der Technologie zur Bereitstellung von flexibler Leistung wird als relativ gering eingeschätzt.

Eine Qualifizierung für Systemdienstleistungen konnte mit den vorgegebenen Werten noch nicht erfolgen, hier müssen konkrete Daten erfasst werden. Speziell für die Regelenergie kann das Konzept nach den derzeitigen Rahmenbedingungen nur im Rahmen z. B. eines virtuellen Kraftwerks funktionieren.

Als vorteilhaft wird die Möglichkeit gesehen, mit den Anlagen in die unteren Verteilnetzebenen einzuspeisen und damit zur dezentralen Energieversorgung beizutragen, wodurch insgesamt Leitungsverluste minimiert werden können.

Damit die Technologie trotz des hohen Transaktionsaufwands jenseits von Nischenanwendungen (z. B. Eigenstromversorgung von kleinen, abgelegenen Objekten) erfolgreich sein kann, ist die standardisierte Einbindung z. B. in virtuelle Kraftwerke erforderlich. Dazu ist in der Regel die Verwendung von standardisierten Protokollen sowie ein detailliertes Wissen über Betriebsprofile erforderlich.

Fragestellungen zu ökonomischen und ökologischen Auswirkungen der untersuchten Technologie können nur ungenügend beantwortet werden, hier sind weitere Untersuchungen erforderlich.

Fachagentur Nachhaltende Rohstoffe e.V. (FNR)  
OT Gülzow, Hofplatz 1  
18276 Gülzow-Prüzen  
Tel.: 03843/6930-0  
Fax: 03843/6930-102  
info@fnr.de  
www.fnr.de

Artikelnummer 675  
FNR 2014