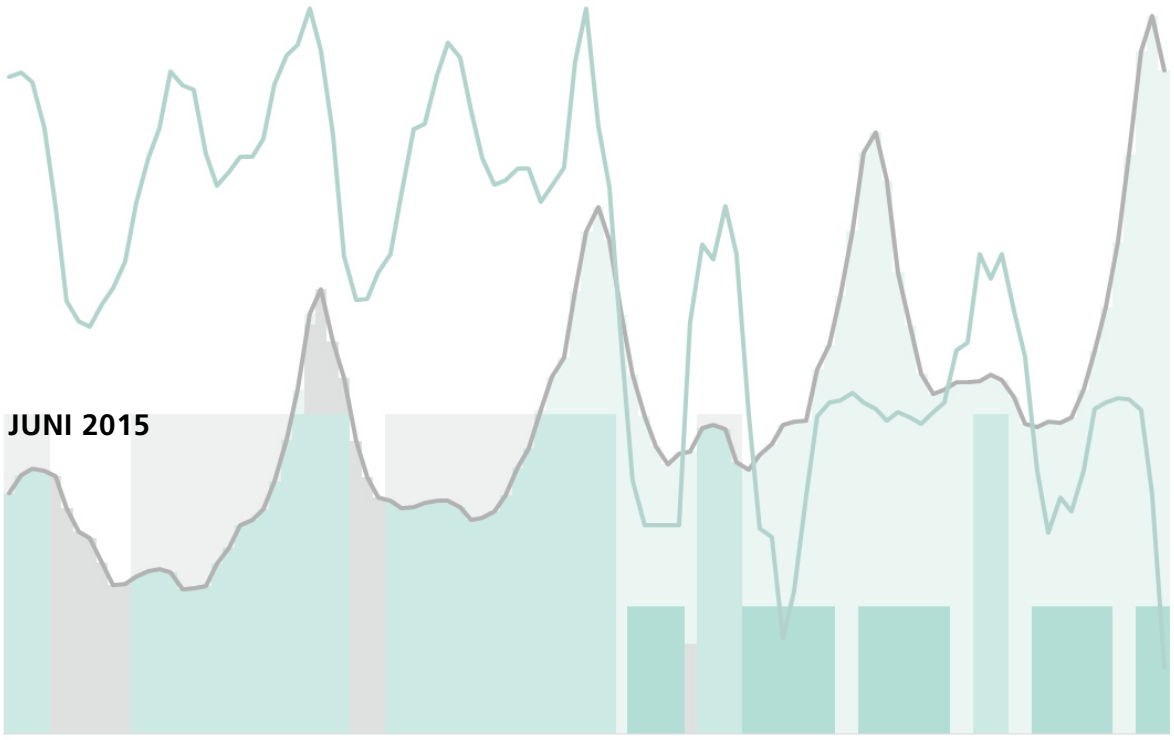
FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR FERTIGUNGSTECHNIK UND
ANGEWANDTE MATERIALFORSCHUNG IFAM

ENERGIESYSTEMANALYSE (EHEMALS BREMER ENERGIE INSTITUT)

MULTI-GRID-STORAGE

FLEXIBILITÄT FÜR DIE STROMVERSORGUNG AUS GAS- UND WÄRMENETZEN

ABSCHLUSSBERICHT



JUNI 2015

Christine Brandstätt
Max Fette
Sabine Meyer

Unter Mitarbeit von
Marius Buchmann
Nele Friedrichsen
Karin Jahn
Matthias Löchte
Heidi Ludewig
Martin Palovic
Dirk Pohlmann
Nicolas Rohrbach
Wolfgang Schulz
Tobias Utter
Volker Wannack
Bo Wellhausen

Energiesystemanalyse (ehemals Bremer Energie Institut)

Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und
Angewandte Materialforschung IFAM

Wiener Straße 12 | 28359 Bremen | Germany

Telefon + 49 421 2246-7019 | Fax 2246-300

max.fette@ifam.fraunhofer.de

Dieses Forschungsvorhaben wurde gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den AutorInnen.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

ENERGIESPEICHER
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages
Förderkennzeichen 03ESP271

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung 5

2 Flexibilität im Energiesystem der Zukunft 8

2.1 Flexibilitätsbedarf 8

2.2 Flexibilitätsoptionen 9

3 Effizienz und Kosten im Vergleich 12

3.1 Effizienzvergleich 12

3.2 Kostenvergleich 14

4 Relevante Rahmenbedingungen 16

4.1 Heute 16

4.1.1 Beschaffung von Überschussstrom zur Umwandlung 17

4.1.2 Vermarktung des ausgespeicherten Stroms 19

4.1.3 Sonstige Relevante Rahmenbedingungen 20

4.1.4 Handlungsbedarf 21

4.2 Mögliche Anpassungen 22

4.2.1 Investitionsförderung 23

4.2.2 Justierung der Letztverbraucherabgaben 24

4.2.3 Bessere Integration in die bestehenden Märkte 24

4.2.4 Öffnung neuer Marktsegmente 25

4.2.5 Beseitigung sonstiger Hemmnisse 26

5 Systemnutzen und Wirtschaftlichkeit 28

5.1 Einsatzplanung mit MuGriFlex 28

5.2 Definition des Referenzszenarios 31

5.3 Modelloutputs 36

5.3.1 Variation KWKG-Zuschlag 36

5.3.2 Power to Gas: Variation des Wirkungsgrades 37

5.3.3 Power to Heat: Variation des Gaspreises 38

5.3.4 Power to Gas: Variation des Gaspreises 40

5.3.5 Power to Heat: Variation der Abgaben 40

5.3.6 Power to Gas: Variation der Abgaben 43

5.4 Fazit 44

6 Handlungsempfehlungen 46

6.1 Technologieförderung 46
6.2 Abgaben und Umlagen 47
6.3 Neue Marktmechanismen 47
6.4 Vereinfachung und Planungssicherheit 48

Literatur 49

Abbildungsverzeichnis 56

Tabellenverzeichnis 58

Abkürzungsverzeichnis 59

Anhang 62
Anhang 1: Power-to-Gas Technologie I
Anhang 2: Eingangsdaten Kosten- und Effizienzvergleich XXV
Anhang 3: Veröffentlichung in Energiewirtschaftliche Tagesfragen XXIX
Anhang 4: 1. Veröffentlichung bei der NEIS-Konferenz XXXVI
Anhang 4: 2. Veröffentlichung bei der NEIS-Konferenz XLIV
Anhang 6: Veröffentlichung bei der IRES-Konferenz XLIX

1 Zusammenfassung

In einem künftigen Energiesystem mit hohen Anteilen von Strom aus erneuerbaren, fluktuierenden Quellen, wird es häufiger als heute zu Abweichungen zwischen Last und zeitgleicher Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Quellen kommen. Der daraus resultierende künftige Flexibilitätsbedarf wird auf rund 2.500 Stunden mit erneuerbarem Überschussstrom und entsprechend gut 6.000 Stunden der Unterdeckung veranschlagt (siehe Kapitel 2). Die Untersuchungen im Forschungsprojekt „Multi-Grid-Storage" (MuGriSto) sollen zeigen inwiefern dieser Flexibilitätsbedarf vor allem durch die in der folgenden Grafik skizzierten Speicherketten bedient werden kann.

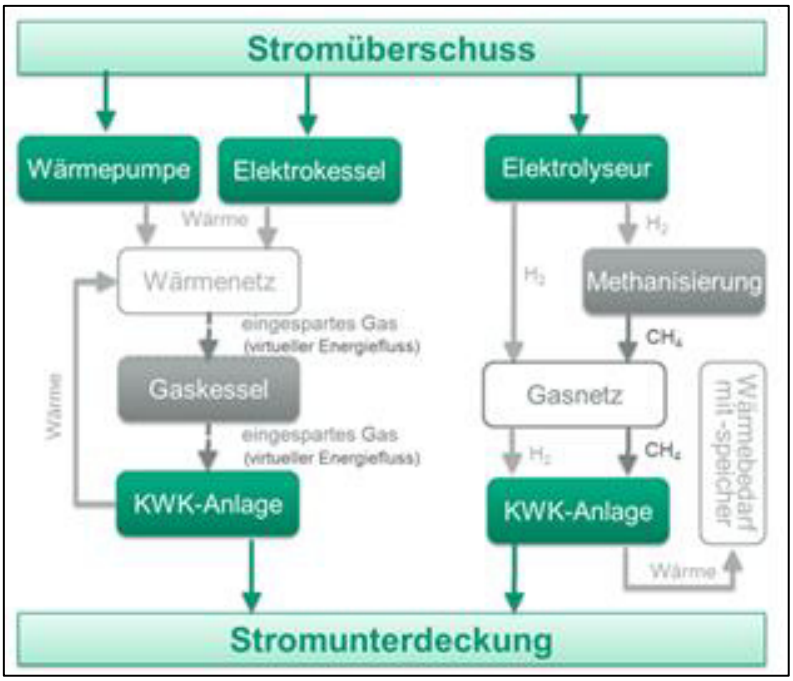


Abbildung 1-1: Schematische Darstellung der Wärme- und Gasketten

Vor allem die Wärmeketten aus Elektrokessel oder Wärmepumpe, sowie Wärmenetz, Gaskessel und KWK-Anlage enthalten sehr ausgereifte Technologien und sind bereits mit den anderen Stromspeichern konkurrenzfähig. Künftig könnten bei deutlicher Steigerung der Effizienz und Senkung der Kosten auch die Gasketten aus Elektrolyseur, Methanisierer, Gasnetz und KWK-Anlage zu interessanten Optionen heranreifen (siehe Kapitel 3).

Anreize für einen systemdienlichen, nachhaltigen Betrieb dieser Speicherketten ergeben sich heute vor allem aus den Strommärkten, dadurch, dass Strom aus erneuerbaren Energien zu niedrigen Grenzkosten und zu Überschusszeiten günstig angeboten wird; sowie dadurch, dass zu Zeiten mit Knappheit, also Unterdeckung, hohe Preise herrschen (siehe Kapitel 4.1). Eine Bestandsaufnahme des aktuellen Regelrahmens für Speicherketten verortet den Handlungsbedarf vor allem hinsichtlich der

- gezielte Beschaffung von erneuerbarem Überschussstrom, der gegenwärtig nicht von ‚grauem' oder nicht überschüssigen Strom gehandelt wird

- Vermeidung der Einspeisung zu Überschusszeiten, die gegenwärtig durch starre Fördermechanismen und Entschädigungen sogar befördert wird
- differenzierte Belastung mit Steuern und Abgaben, die gegenwärtig gleichmäßig und unabhängig vom Systemzustand erhoben werden
- handhab- und planbare Regelungen, die gegenwärtig sehr komplex und unsicher sind.

Vorschläge zur Anpassung der bestehenden Rahmenbedingungen beziehen sich für P2G auf die Markteinführung durch Investitionsförderung. Allgemeiner wird gefordert, die Speicherung von Strom durch Anpassungen bei den Letztverbraucherabgaben und der Märkte zu begünstigen. Viel Aufmerksamkeit kommt etwa der Nutzung von abgeregeltem EE-Strom in Speichern, regionalen Märkten und Kapazitätsmechanismen zu. Darüber hinaus gilt es eine Vielzahl von hemmenden Details zu beseitigen (siehe Kapitel 4.2).

Eine detaillierte Untersuchung von Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit der Speicherketten in verschiedenen Konstellationen und unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen wird in MuGriSto anhand des Modells „MuGriFlex“ vorgenommen (siehe Kapitel 5).

MuGriFlex simuliert den Betrieb der Wärme- oder Gasketten stundengenau über ein Jahr. Das Modell errechnet den kostengünstigsten Einsatz der Erzeugungsanlagen und optimiert den Speicherbetrieb. Es ermöglicht die Dimensionierung von Systemkomponenten, sowie Auswertungen zur Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit der Systeme.

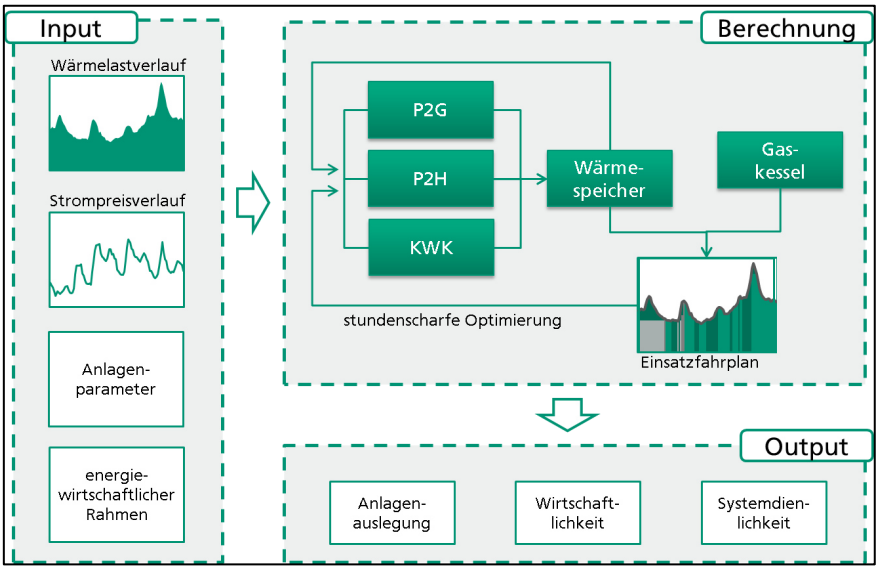


Abbildung 1-2: MuGriFlex-Ablaufplan in der Kurzübersicht

Die Auswertungen zeigen, dass Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit der modellierten Ketten gegenwärtig nicht attraktiv sind. Die Gasketten schneiden erwartungsgemäß schlechter ab, als die Wärmeketten. Insgesamt ist eine Verbesserung der Amortisation bisweilen mit einer hohen Auslastung verknüpft. Vor dem Hintergrund von nur rund 2.500 Stunden pro Jahr mit erneuerbaren Überschüssen, ist diese Dynamik kritisch. Sie wird, wie in den folgenden beiden Auswertungen zu sehen ist, allenfalls von der Systematik des Regelenergiemarkts oder dynamischen Letztverbraucherabgaben durchbrochen.

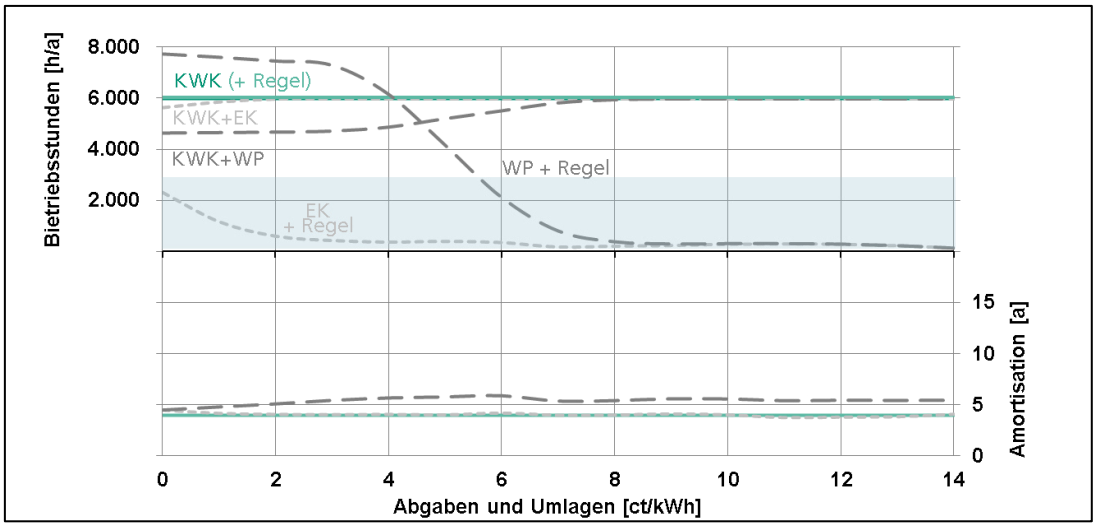


Abbildung 1-3: Einfluss der Abgaben auf Volllaststunden und Amortisation unter Berücksichtigung des Marktes für Minutenreserve (P2H, 2012)

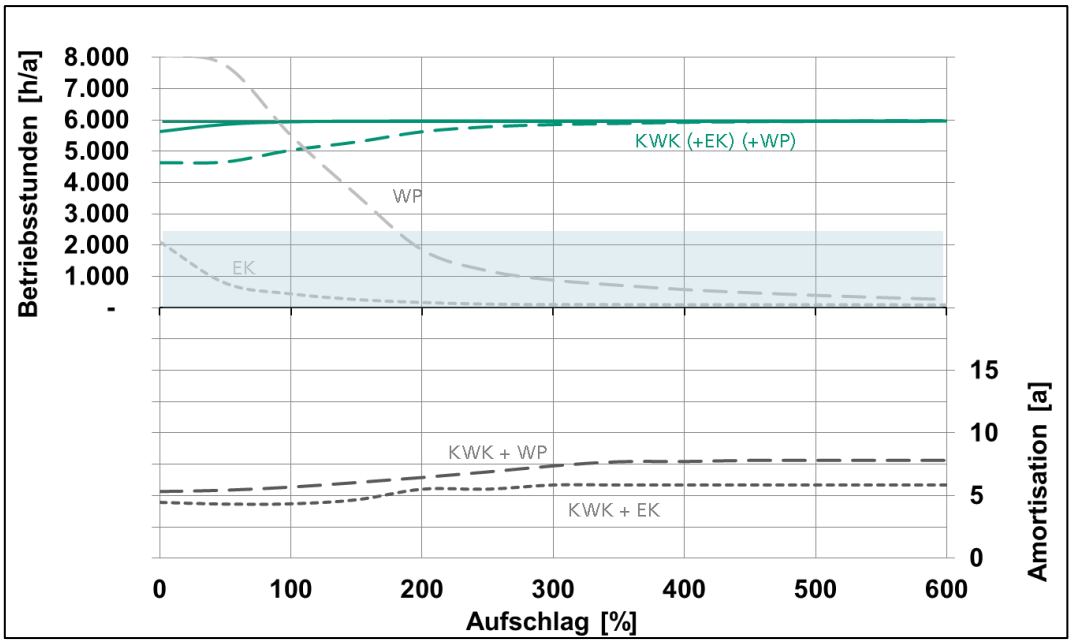


Abbildung 1-4: Einfluss der prozentualer Abgaben auf Volllaststunden und Amortisation (P2H, 2012)

Günstige Rahmenbedingungen müssen entsprechend der äußeren Einflüsse, wie der Strom- und Gaspreisentwicklung, aktiv geschaffen werden. Es gilt zunächst die weitere Entwicklung von P2G sowie KWK als Schlüsseltechnologie zu fördern. Darüber hinaus sollte die Wirtschaftlichkeit der Stromwandler von ihrer Auslastung entkoppelt werden, um die Systemdienlichkeit zu gewährleisten. Der Systemnutzen der Speicherketten entsteht vor allem durch den Betrieb der Anlagen 'zum richtigen Zeitpunkt'. Dementsprechend scheinen zeitabhängige Mechanismen, wie verbesserte Bedingungen im Regelenergiemarkt oder anteilige Abgaben am ehesten geeignet, die Flexibilitätsoptionen für die Integration erneuerbarer Energien einzusetzen. Nicht zuletzt sollte auch die Planungssicherheit verbessert und die Komplexität reduziert werden (siehe Kapitel 6).

2 Flexibilität im Energiesystem der Zukunft

Die Anteile der erneuerbaren Energien (EE), besonders der fluktuierenden und wenig steuerbaren, an der Stromversorgung in Deutschland sind in der Vergangenheit stetig und stark gestiegen. Besonders die Versorgung aus fluktuierenden und wenig steuerbaren Quellen wie Wind- und Solarkraft wird als Herausforderung für die Stromversorgung angesehen. Um die Jahrtausendwende wurden rund 6 % des Stroms aus EE bereitgestellt, davon rund ein Viertel aus Wind und Sonne. Im Jahr 2014 waren es bereits 27,8 %, wovon über die Hälfte aus Wind- und Sonne stammten [AGEB Statistik 2015]. Im Zuge der Energiewende wird sich dieser Anteil weiter erhöhen. Gemäß dem derzeitigen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sollen 2050 bereits 80 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden [EEG 2014]. Bei steigenden EE-Anteilen können Erzeugung und Verbrauch in Zukunft immer öfter und stärker voneinander abweichen. Außerdem können bei zu langsamem Netzausbau regionale Überschüsse entstehen, die nicht zu den Verbrauchern weitergeleitet werden können. Als Folge wird zusätzliche Flexibilität erforderlich, um die Strombilanz zu Zeiten und in Regionen der Über- oder Unterdeckung auszugleichen. Der technisch erforderliche Ausgleich wird dadurch erreicht, dass flexible Erzeuger und Verbraucher sowie Speicher entsprechend der aktuellen Situation im Energiesystem zu Zeiten der Überdeckung Strom aufnehmen und diesen zu Zeiten der Unterdeckung wieder abgeben. Durch Netzausbau können darüber hinaus die Grenzen des auszugleichenden Systems erweitert und so lokale Überschüsse oder Unterdeckungen ausgeglichen werden.

2.1 Flexibilitätsbedarf

Dieser Flexibilitätsbedarf lässt sich näherungsweise über die sogenannte EE-Residuallast abschätzen, also die Differenz zwischen fluktuierender erneuerbarer Erzeugung und der unbeeinflussten Last. Gemäß eines Szenarios des BEE könnten in einem künftigen Energiesystem, in dem 79 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gespeist wird, 79 GW an Windkraftanlagen und 100 GW an Solaranlagen in Deutschland angeschlossen sein [Pieprzyk 2012]. Anhand dieses Szenarios wird, wie in Abbildung 1 dargestellt, deutlich, dass die unbeeinflusste Last die Erzeugung aus Wind- und Solarkraft in rund 6.400 Stunden, also rund drei Viertel des Jahres, um bis zu 71 GW übersteigt. Während der verbleibenden Stunden ist allein aus Wind- und Solaranlagen bis zu 84 GW mehr Leistung verfügbar, als (ohne weitere Beeinflussung) gleichzeitig bezogen wird. Rein bilanziell muss so im Jahr eine Unterdeckung von 163 TWh ausgeglichen werden, während ein Überschuss von insgesamt 46 TWh entsteht [Krzikalla et al. 2013]. Wenn Speicher zum Ausgleich der EE-Residuallast zum Einsatz kommen sollen, ergibt sich also ein deutlich geringerer Einspeicher- als Ausspeicherbedarf, in Verbindung mit einer etwas höheren Einspeicher- als Ausspeicherleistung.

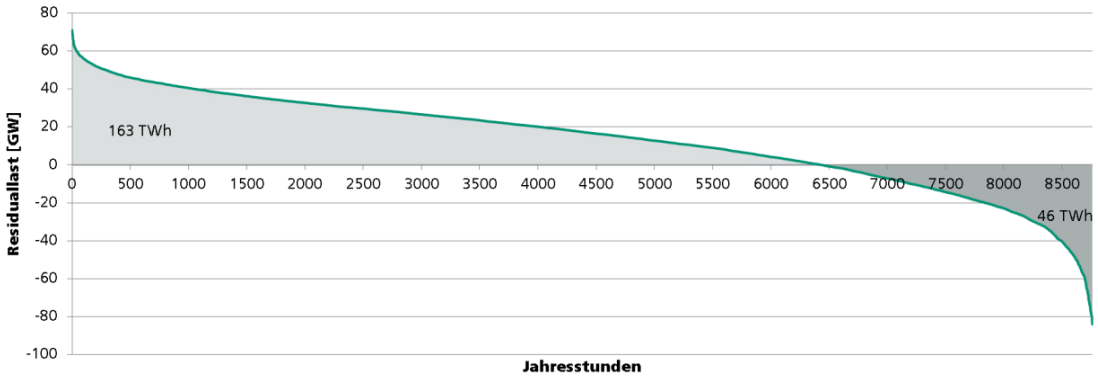


Abbildung 2-1: Geordnete Dauerlinie der Residuallast [Daten aus Krzikalla et al. 2013]

Ein weiterer Flexibilitätsbedarf kann aus Netzengpässen resultieren. 2012 mussten Redispatch-Maßnahmen im Umfang von 2,5 TWh durchgeführt werden [BNetzA, BKartA 2013]. Die Erzeuger von erneuerbarem Strom waren dabei in rund 700 Stunden pro Jahr mit insgesamt etwa 0,4 TWh, also 1 % der nach EEG vergüteten Strommengen, betroffen [BNetzA 2012]. Dieser Flexibilitätsbedarf könnte mit steigendem Anteil erneuerbarer Erzeugung noch zunehmen. Zwar besteht für die Stromnetze eine Ausbaupflicht zur Beseitigung von Netzengpässen. Diese konnte in den vergangenen Jahren jedoch nicht ausreichend realisiert werden. Insgesamt erscheint der Flexibilitätsbedarf auf Basis der EE-Residuallast jedoch deutlich größer, als der Flexibilitätsbedarf, der sich aus Netzengpässen ergeben könnte. Im Folgenden wird deshalb primär der Flexibilitätsbedarf zur Abdeckung der EE-Residuallast behandelt. Tabelle 2-1 fasst den Flexibilitätsbedarf in verschiedenen Situationen von Residuallast und Netzengpässen zusammen.

Tabelle 2-1: Flexibilitätsbedarf im Spannungsfeld von Residuallast und Netzengpass

	keine Residuallast	**negative Residuallast**	**positive Residuallast**
kein Netzengpass	kein Flexibilitätsbedarf	Ausspeichern, Erzeugung erhöhen, Verbrauch reduzieren	Einspeichern, Erzeugung reduzieren, Verbrauch erhöhen
Netzengpass (Anlage vor Engpass)	Einspeichern, Erzeugung reduzieren, Verbrauch erhöhen		
Netzengpass (Anlage nach Engpass)	Ausspeichern, Erzeugung erhöhen, Verbrauch reduzieren		

2.2 Flexibilitätsoptionen

Situationen mit Über- oder Unterdeckung behindern die zuverlässige Stromversorgung. Aus technischen Gründen ist es unabdingbar, dass Erzeugung und Verbrauch sich zu jeder Zeit die Waage halten. Der erforderliche Ausgleich kann durch unterschiedliche Arten von Flexibilität erreicht werden. Durch Netzausbau werden zunächst nur die Grenzen des auszugleichenden Systems erweitert, wodurch lokale Überschüsse oder Unterdeckungen ausgeglichen werden. Flexible Erzeuger und Verbraucher können zum Ausgleich beitragen, indem sie sich der aktuellen Situation im Energiesystem anpassen. Speicher gleichen das

System aus, indem sie zu Zeiten der Überdeckung Strom aufnehmen und diesen zu Zeiten der Unterdeckung wieder abgeben.

Mit dieser Speicherdefinition sind auch Ausgleichsmöglichkeiten in Verbindung mit der Wärme- und Gasversorgung erfasst. Solche ‚Speicherketten' können Strom zu Zeiten und an Orten der Überdeckung in Wärme oder Gas umwandeln und später, mitunter sogar an anderer Stelle, wieder Strom abgeben. Im Vergleich zu Strom lassen sich die Energieträger Wärme und Gas leichter und länger speichern. Diese Speicherketten werden oft kurz unter den Schlagwörtern „Power-to-Heat" (P2H) und „Power-to-Gas" (P2G) zusammengefasst und könnten andere Stromspeicheroptionen, wie etwa Batterien, Pump- oder Druckluftspeicher, ergänzen.

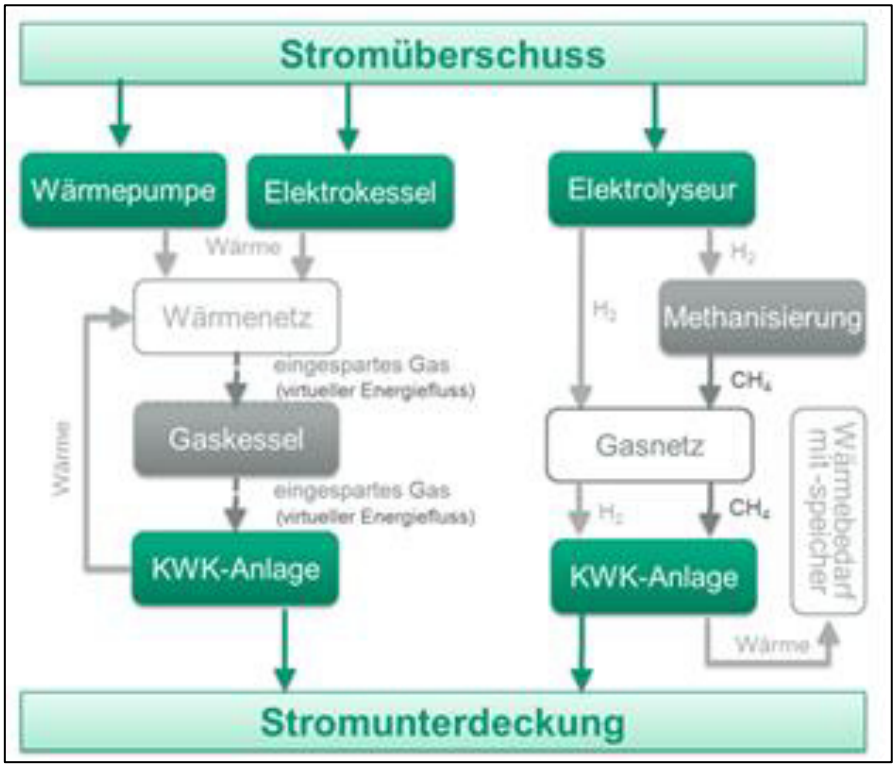


Abbildung 2-2: Schematische Darstellung der Wärme- und Gasketten

Über einen Elektrokessel, eine Wärmepumpe oder einen Elektrolyseur kann die Energie des ‚überschüssigen' Stroms in ein Wärme- oder Gasnetz eingebracht werden. Wenn am gleichen Netz auch eine Anlage zur Stromerzeugung (in Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) angeschlossen ist, erfolgt aus diesem System auch eine ‚Ausspeisung' von Strom aus dem Wärme- oder Gassystem.

Eine Umwandlungskette aus Elektrolyseur (optional in Kombination mit einer Methanisierungsanlage) Gasnetz und KWK-Anlage kann also ebenfalls als Speicherkette verstanden werden. Im ersten Schritt erfolgt die Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbarem Überschussstrom, durch das Verfahren der Elektrolyse. Durch den zweiten Prozessschritt der Methanisierung kann aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid synthetisches Erdgas (Methan) hergestellt werden. Sowohl der mit Strom erzeugte Wasserstoff als auch das synthetische Methan können in das Erdgasnetz eingespeist und dort auch gespeichert werden. Innerhalb der Gasinfrastruktur kann Energie im Gegensatz zum Stromnetz auch langfristig und in großen Mengen gespeichert werden. Im Bedarfsfall kann das Gas wiederverstromt

werden oder in der Wärmeversorgung, im Verkehr und in der Industrie zum Einsatz kommen.

Eine Kette aus Elektrokessel bzw. Wärmepumpe, Wärmenetz und KWK-Anlage fungiert ebenfalls, wenn auch nur bilanziell, wie ein Speicher[1]. Im diesem Fall wird nicht etwa die Wärme selbst rückverstromt, sondern vielmehr durch die zusätzlich in das Versorgungssystem eingebrachte ‚elektrische' Wärme Gas eingespart, welches später verstromt werden kann. Der stromgeführte Einsatz von Elektrokesseln, Wärmepumpen, KWK-Anlagen und Elektrolyseuren führt also zum Ausgleich der Residuallast. Die Bereitstellung von Wärme oder Elektrolysegas stellt für die hier betrachteten Ketten lediglich eine Randbedingung dar. Bei den Gasketten werden also Anwendungen für den Verkehrsbereich oder die stoffliche Nutzung ausgeblendet.

Während einige P2H-Anlagen in Deutschland bereits wirtschaftlich im Regelbetrieb sind, befinden sich P2G-Anlagen derzeit erst im Demonstrationsbetrieb. Vor allem bei den P2H-Speicherketten kommen ausgereifte und erprobte Technologien zum Einsatz, bei denen wesentliche Verbesserungen der Effizienz oder Senkungen der Kosten nicht zu erwarten sind [Brandstätt 2014].[2] Gegenüber den anderen Stromspeichern kann den Wärme- und Gasketten ein zusätzlicher Nachhaltigkeitsnutzen unterstellt werden. Zwar dienen alle Flexibilitätsoptionen der besseren Verwertung von erneuerbarem Überschussstrom und verdrängen potenziell die Versorgung aus fossilen Quellen zu Zeiten der Unterdeckung, jedoch leisten die Wärme- und Gasketten ihren Versorgungsbeitrag in Energiesektoren, die bislang noch stärker als der Stromsektor von fossilen Quellen dominiert werden. Der Wärmesektor speist sich gegenwärtig nur zu rund 10 % und die Gasversorgung zu gut 11 % aus erneuerbaren Quellen [ARGE EE-Statistik 2013].

Der künftige Flexibilitätsbedarf wird auf rund 2500 Stunden mit erneuerbarem Überschussstrom veranschlagt. Die Untersuchungen in MuGriSto sollen zeigen inwiefern dieser Flexibilitätsbedarf vor allem durch die P2H- und P2G-Speicherketten bedient werden kann.

[1] Es wird unterstellt, dass bei entsprechender Auslegung der KWK-Anlage und des Wärmespeichers im Prinzip alle Anlagengrößen stromgeführt betrieben werden können [vgl. Schulz, Brandstätt 2013].

[2] Eine Abhandlung des gegenwärtigen und möglichen künftigen Entwicklungsstandes der P2G-Technologie findet sich in Anhang 1.

3 Effizienz und Kosten im Vergleich

Ein erster, grober Vergleich soll zeigen, welche Speicherketten für den Einsatz in künftigen Energiesystemen vielversprechend sind. Zu diesem Zweck werden in 3.1 die Effizienz und in 3.2 die Kosten von insgesamt 64 Kombinationen aus unterschiedlichen Technologieoptionen für die einzelnen Umwandlungsschritte gemäß Abbildung 3-1 untersucht.

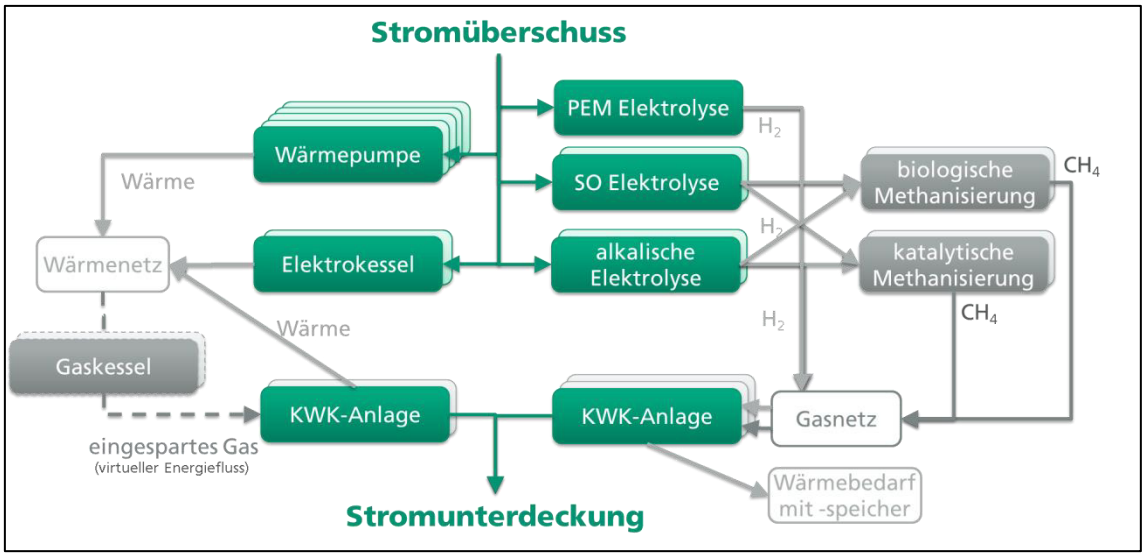


Abbildung 3-1: Speicherketten für den Effizienz- und Kostenvergleich

3.1 Effizienzvergleich

Für den Vergleich von Speicheroptionen, mit unterschiedlichen Energieformen und -qualitäten eignet sich die Betrachtung der Exergie. Für den Überschussstrom zu Beginn der Speicherketten wird ein Exergiegehalt von 100 % definiert. Für nutzbare Wärme mit einer Temperatur von 90 °C wird im Vergleich zur 10 °C-warmen Umgebung ein Exergiewert von 22 % und für Gas (sowohl Wasserstoff als auch Methan) von 60 %[3] unterstellt.

Abbildung 3-2 vergleicht einige Wärme- und Gasketten mit vier anderen Stromspeicheroptionen.[4] Dargestellt ist der Anteil der Exergie des eingespeicherten Stroms, der wieder in Form von Strom ausgespeichert werden kann. Die Säulen bilden jeweils die Kombination mit einer KWK-Anlage mittlerer Größe (Größe: 1 MW, elektrischer Wirkungsgrad: 42 %) ab. Die Bandbreiten, die sich für einige Ketten aus der Kombination mit einer kleineren (20 kW, 31 %) oder größeren (400 MW, 48 %) KWK-Anlage und unter Berücksichtigung künftiger Effizienzsteigerungen ergeben, sind als best- und worst-case ebenfalls illustriert. Die Schwankungen sind im Vergleich zur gesamten Kette eher gering und haben kaum

[3] entsprechend dem Wirkungsgrad eines Gaskraftwerkes

[4] Die Eingangsdaten für diese Analyse sind in Anhang 2 aufgeführt.

Einfluss auf die Rangfolge der Speicheroptionen. Die Verluste in den Wärme- und Gasnetzen werden nicht berücksichtigt[5].

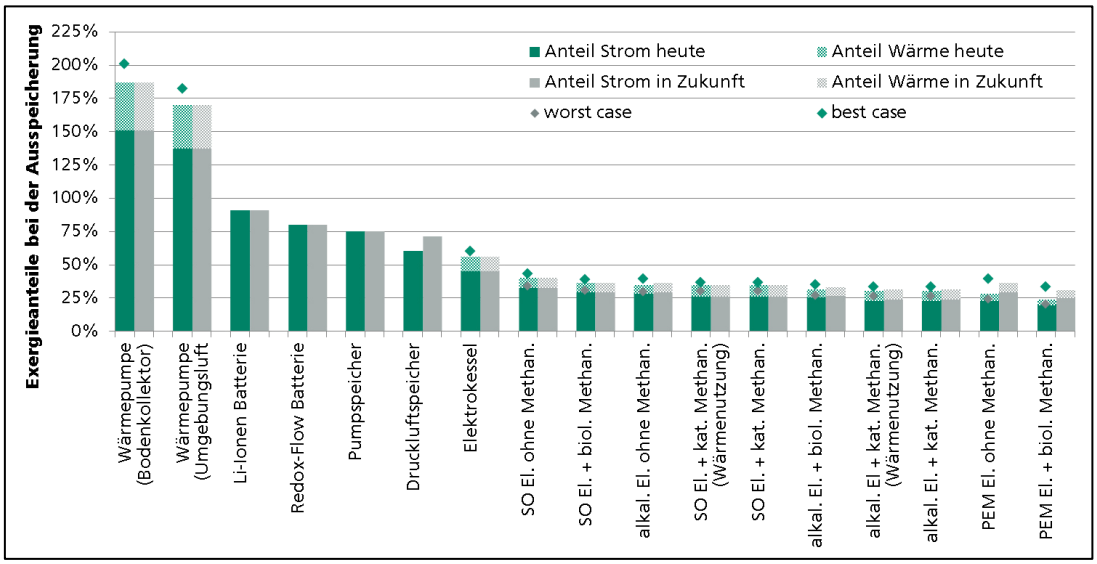


Abbildung 3-2: Vergleich der Exergie am Ende unterschiedlicher Speicherprozesse[6]

Am effizientesten stellen sich bei diesem Vergleich die Wärmepumpen-Ketten dar. Die erzeugte Wärme verdrängt die Wärmeversorgung durch den Gaskessel und spart ebenso viel Gas ein, wie mit der mittleren KWK-Anlage in 140 - 150 % des zuvor eingespeicherten Stroms umgewandelt werden kann. Zusätzlich entsteht nutzbare Wärme die rund 35 % der Exergie des eingesetzten Überschussstroms ausmacht.

Die anderen Stromspeicher erhalten zwischen 60 und 90 % der Exergie des eingespeicherten Stroms. Beim Druckluftspeicher wird zudem noch eine signifikante Verbesserung von heute 60 % auf in Zukunft ca. 70 % erwartet. Die nächst-effizientere Kette basiert auf der Umwandlung mittels Elektrokessel. Da er im Gegensatz zur Wärmepumpe nur den eingesetzten Überschussstrom und keine zusätzliche Umgebungswärme nutzt, wird weniger Wärmeversorgung aus dem Gaskessel verdrängt. Dementsprechend steht am Ende der Kette nur eingespartes Gas zur Erzeugung von 45 % des zuvor eingespeicherten Stroms, sowie Wärme mit einer Exergie von 10% des eingespeicherten Stroms, zur Verfügung.

Die Gasketten schneiden insgesamt mit ca. 20 – 30 % Exergieerhalt in Form von Strom und 5 – 10 % in Form von Wärme am schlechtesten ab, wobei sich die Ketten mit Hochtemperatur-Elektrolyse als am effizientesten darstellen, gefolgt von denen mit alkalischer und mit Membran-Elektrolyse. Der Entwicklungsstand der verschiedenen Technologien ist jedoch sehr unterschiedlich und künftig sind noch Effizienzpotenziale zu heben, welche die Rangfolge beeinflussen können. Innerhalb der Ketten mit gleicher Elektrolyse sind erwartungsgemäß die Ketten ohne weitere Methanisierung am effizientesten. Darüber hin-

[5] Im Wärmenetz ist zwar von Verlusten um 12% auszugehen, diese werden aber in der Analyse dem Wärmebedarf des Wärmenetzes zugeordnet, da sie schließlich von den angeschlossenen Erzeugern ausgeglichen werden müssen. Im Gasnetz hingegen sind die Verluste im Verhältnis zu den Wirkungsgraden der beteiligten Energiewandler vernachlässigbar.

[6] eigene Darstellung basierend auf Daten aus [Danish Energy Agency 2012], [Aalborg University 2013], [Deutsche Energie Agentur 2010], [DNV KEMA 2013], [C.A.R.M.E.N. 2014], sowie eigenen Einschätzungen

aus sind die Ketten mit biologischer Methanisierung leicht effizienter als solche mit dem katalytischen Verfahren, selbst wenn dort die Abwärme genutzt werden kann.

3.2 Kostenvergleich

Im Folgenden werden die verschiedenen Flexibilitätsoptionen hinsichtlich ihrer Kosten, von der Ein- bis zur Ausspeicherung, verglichen. Dies beinhaltet die Annuität der Investition sowie die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten. Bezugskosten für den eingesetzten Überschussstrom wurden nicht berücksichtigt da dieser die Basis für alle Ketten bildet. Der Vergleichbarkeit halber (und entsprechend des in 2.1 beschriebenen Residuallast-Szenarios) werden bei allen Anlagen 2500 Vollaststunden pro Jahr zugrunde gelegt. Für die KWK-Anlagen am Ende der Wärme- und Gasketten werden nur die Differenzkosten für die Flexibilisierung (höhere Auslegung der KWK-Anlagen und Vergrößerung des Wärmespeichervolumens) zur stromgeführten Fahrweise gemäß [Schulz, Brandstätt 2013] und nicht die gesamten Investitionskosten veranschlagt.[7]

Die so ermittelten Speicherkosten beziffern lediglich welche Kosten die Einspeicherung einer kWh Überschussstrom und deren Ausspeicherung zu Zeiten der Unterdeckung mit den unterschiedlichen Ketten verursacht. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit müssen sie im Zusammenhang mit anderen Kostenpunkten, wie etwa den zu zahlenden Letztverbraucherabgaben oder der erzielbaren Spreizung zwischen Strompreisen bei Ein- und Ausspeicherung, interpretiert werden. Eine entsprechende Betrachtung findet in Kapitel 5.2 statt. Geringe oder gar negative Speicherkosten bedeuten also nicht ohne weiteres die wirtschaftliche Attraktivität des Konzeptes.

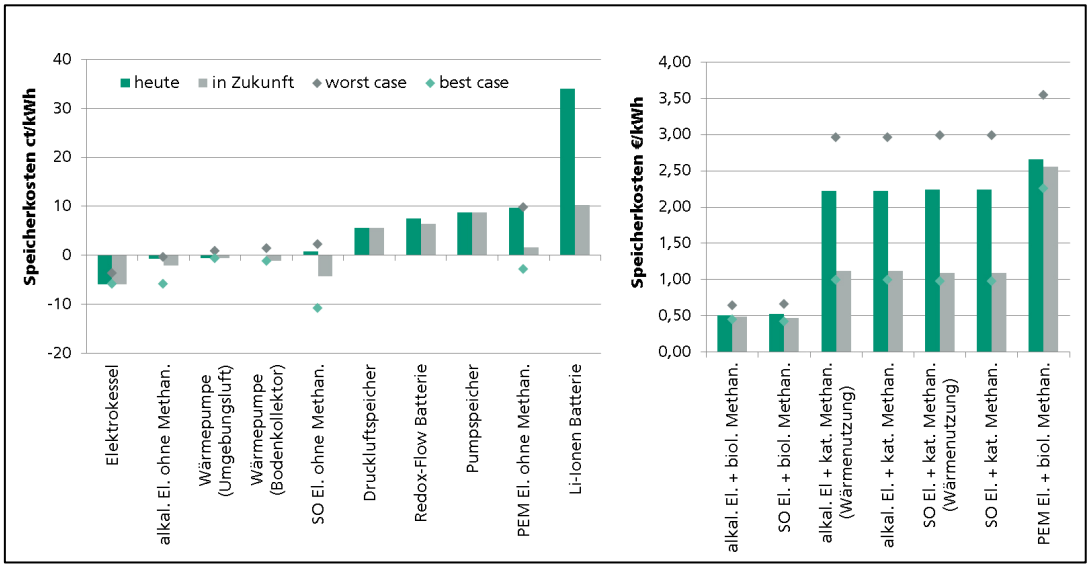


Abbildung 3-3: Vergleich der Kosten unterschiedlicher Speicherprozesse [8]

[7] Es ist davon auszugehen, dass diese Anlagen nicht nur als Speicher sondern darüber hinaus zur Wärmeversorgung eingesetzt werden und sich auch teilweise aus diesem Einsatz finanzieren. Für den Anteil der nutzbaren Wärme, der dem Speicherprozess zuzuordnen ist, wird der Kette ein Erlös gemäß gängiger Wärmekosten gutgeschrieben.

[8] siehe Fußnote 1

Analog zur Exergiebetrachtung vergleicht Abbildung 3-3 die Kosten der Wärme- und Gasketten mit denen der Stromspeicherung in Batterien, Pump- und Druckluftspeichern[9]. Die Ketten mit Methanisierung werden angesichts der unterschiedlichen Größenordnung (rechts €/kWh statt links ct/kWh) gesondert dargestellt.

Am deutlich günstigsten stellen sich die Wärmeketten dar, die auf dem Einsatz eines Elektrokessels basieren[10]. Mit ihnen kann unter den getroffenen Annahmen Überschussstrom zu negativen Kosten von fast 6 ct/kWh eingespeichert werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass am Ende der Kette bei der Kraft-Wärme-Kopplung aus dem eingesparten Gas Wärme entsteht und die dafür veranschlagten Erlöse die berücksichtigten Investitions- und Betriebskosten übersteigen. Überraschenderweise ist die Kette mit alkalischer Elektrolyse ohne Methanisierung die nächst-günstigste Option. Auch hier übersteigen die veranschlagten Wärmeerlöse noch die restlichen Kosten. Für die Ketten mit Wärmepumpen ergeben sich für die Einspeicherung von Überschussstrom Kosten nahe null. Die Kosten der Speicherkette mit Hochtemperatur-Elektrolyse ohne Methanisierung liegen zwar heute noch leicht über denen der Wärmepumpen, könnten aber in Zukunft sogar die der entsprechenden Kette mit alkalischer Elektrolyse unterschreiten. Ebenso ist die Kette mit Membran-Elektrolyse ohne Methanisierung heute noch mit knapp 10 ct pro eingespeicherter kWh teurer als die anderen Stromspeicher (5 – 9 ct/kWh), könnte aber künftig mit rund 1,5 ct/kWh deutlich günstiger werden. Einzig die Li-Ionen Batterie ist unter den anderen Speicheroptionen mit 34 ct/kWh deutlich abgeschlagen und könnte in Zukunft bestenfalls auf das Niveau von Pumpspeichern aufschließen. Dieser Umstand ist im Wesentlichen auf ihre Vergleichsweise kurze Lebensdauer zurückzuführen.

Die Gasketten mit Methanisierung sind in diesem Vergleich deutlich teurer und werden deshalb in einer zweiten Grafik mit anderer Skala (€/kWh) dargestellt. Die Ketten mit biologischer Methanisierung in Kombination mit alkalischer oder Hochtemperatur-Elektrolyse sind dabei mit rund 50 ct/kWh noch die günstigsten. Speicherkosten von über 2 €/kWh (künftig möglicherweise gut 1 €/kWh) weisen hingegen die Ketten mit katalytischer Methanisierung auf. Wie schon hinsichtlich der Effizienz festgestellt macht die zusätzliche Nutzung der entstehenden Abwärme auch hinsichtlich der Kosten keinen wesentlichen Unterschied aus. Am deutlich teuersten stellt sich schließlich heute und in Zukunft die Membran-Elektrolyse in Kombination mit einer Methanisierung dar.

Vor allem die Wärmeketten sind bereits mit den anderen Stromspeichern konkurrenzfähig. Künftig könnten bei entsprechender Steigerung der Effizienz und Senkung der Kosten auch die Gasketten zu interessanten Optionen heranreifen.

[9] Die Eingangsdaten für diese Analyse sind in Anhang 2 aufgeführt.

[10] Die Darstellung des best- und worst-case bezieht sich, wie schon in Abbildung 3 2, auf die Bandbreite, die sich durch den Einsatz großer und kleiner KWK-Anlagen ergibt. Beim Vergleich der Speicherkosten besetzten jedoch die kleinen Anlagen regelmäßig den best- und die großen den worst-case. Dies ist darauf zurück zu führen, dass sich bei kleinen Anlagen das Erzeugungsverhältnis vom Strom hin zur Wärme verschiebt und darüber hinaus für die Wärme höhere Erlöse veranschlagt werden, da keine Verteilungskosten anfallen. Diese Betrachtung lässt allerdings unberücksichtigt, dass kleine Anlagen sowohl höhere Betriebskosten als auch Brennstoffkosten aufweisen.

4 Relevante Rahmenbedingungen

Das wirtschaftliche Potenzial der P2G- und P2H-Konzepte kann nicht allein anhand des Kostenvergleichs in Kapitel 3.2 eingeschätzt werden. Die Wirtschaftlichkeit der Wärme- und Gasketten hängt in erheblichem Maße von den gesetzlichen Rahmenbedingungen ab. Diese werden im Folgenden analysiert und möglicher Handlungsbedarf diskutiert.

4.1 Heute

Eine direkte Investitionsförderung für Speicherketten auf Basis von Wärme- oder Gas besteht derzeit nicht. Die Wärmeketten profitieren jedoch zumindest indirekt von den Investitionszuschüssen für Wärmespeicher und –netze, wie sie im aktuellen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) verankert sind [KWKG 2013]. Für die Gasketten besteht im Einzelfall die Möglichkeit, Förderung für Forschung und Entwicklung bzw. für Demonstrationsvorhaben in Anspruch zu nehmen. Eine Projektförderung erfolgt bspw. durch das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), das durch die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie NOW koordiniert wird [BMVI 2014]. Zudem gibt es viele gesetzliche Einzelregelungen für die Erzeugung von Gas (Wasserstoff oder Methan) insbesondere aus erneuerbaren Quellen und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz [EnWG 2013] [GasNEV 2013] [GasNZV 2013]. Abbildung 4-1 gibt eine Übersicht über relevante Rahmenbedingungen beim Betrieb und mögliche Förderung für die Anlagen.

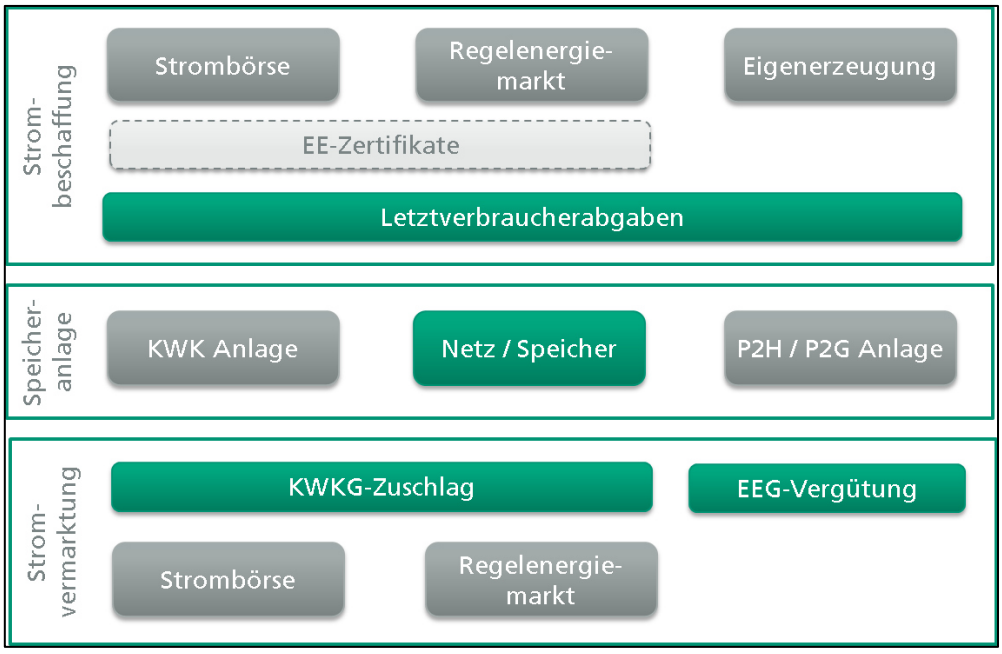


Abbildung 4-1: Rahmenbedingungen und Förderung für P2H- und P2G-Speicherketten

Insgesamt ist die derzeitige Anreizsituation eher unübersichtlich und es bestehen zum Teil große Unsicherheiten bzgl. der Auslegung der geltenden Regelungen. Ein zentraler Be-

standteil für die Wirtschaftlichkeit der Speicherketten im Regelbetrieb sind die Bedingungen, zu denen der Überschussstrom beschafft sowie die Konditionen zu denen er nach der Speicherung vermarktet werden kann.

4.1.1 Beschaffung von Überschussstrom zur Umwandlung

Um einen Systemnutzen zu generieren, sollten die P2G- und P2H-Speicherketten Strom zu Zeiten erneuerbarer Überschüsse aufnehmen. Für die Beschaffung von Strom zur Verwendung in Elektrolyseuren, Wärmepumpen und Elektrokesseln kommen gegenwärtig vor allem die verschiedenen Segmente von Strombörse und Regelenergiemarkt, sowie der direkte Bezug von erneuerbaren Erzeugern infrage. Neben direkten Beschaffungskosten fallen je nach Einzelfall auch eine Reihe von Steuern, Abgaben und Entgelten an, die sich auf die Wirtschaftlichkeit der Speicherung auswirken.

Börse und Regelenergiemarkt

Die Stromprodukte, die an der Strombörse und auf dem Regelenergiemarkt gehandelt werden, unterscheiden sich in erster Linie nach Lieferzeitpunkt und Vorlaufzeit und weisen entsprechend unterschiedliche Preise auf. Spezielle Marktsegmente für erneuerbaren Strom gibt es auf beiden Märkten nicht. Der Zukauf von EE-Zertifikaten ermöglicht zwar rein bilanziell den Bezug von erneuerbarem Strom, wird aber der Anforderung des Ausgleichs eines erneuerbaren Stromüberschusses nicht gerecht. Auch lokale Handel, wie sie im Falle von Netzengpässen erforderlich wären, sind auf der Strombörse gar nicht und auf dem Regelenergiemarkt nur sehr eingeschränkt vorgesehen.

In Überschusssituationen weist die Börse vergleichsweise niedrige, mitunter sogar negative Preise aus, die für die Betreiber von Speichern interessant sind. Im Jahr 2014 lag der Durchschnittspreis der 2.500 niedrigsten Preise am Spotmarkt mit rund 19 €/MWh gut 40 % unter dem Gesamtdurchschnitt (33 €/MWh). Negative Preise traten in insgesamt 64 Stunden auf [EPEX 2015]. Im Gegensatz zur Strombörse dient der Regelenergiemarkt ausschließlich der kurzfristigen Systemstabilisierung durch den Übertragungsnetzbetreiber bei Prognoseabweichungen in den Bilanzkreisen. Der Anbieter von Regelenergie verpflichtet sich gegen Zahlung eines Leistungspreises eine gewisse Kapazität zu diesem Zweck bereit zu halten. Bei Abruf erhält er darüber hinaus einen Arbeitspreis. Im Falle eines nicht (ausreichend) prognostizierten Überschusses wird die sogenannte negative Regelenergie benötigt. Sie kann durch die hier betrachteten Speicherketten auf zwei verschiedene Arten bereitgestellt werden. Zum einen besteht die Möglichkeit die flexiblen Verbraucher in den Ketten, sprich Wärmepumpen, Elektrokessel und Elektrolyseure, gezielt zuzuschalten. Andererseits soll aber auch sichergestellt werden, dass die KWK-Anlagen, also die Erzeuger in den Speicherketten, zu Zeiten einer Überdeckung nicht überflüssigerweise Strom produzieren. Vor allem der Minutenreservemarkt, der vergleichsweise geringe technische Anforderungen stellt, ist für die Speicherketten interessant.

Die Möglichkeit eine Vergütung für den einzuspeichernden Strom zu erhalten, anstatt ihn zu bezahlen, macht den Regelenergiemarkt zu einer attraktiven Beschaffungsstrategie. Es handelt sich dabei jedoch um einen recht kleinen Markt, der nur einen Bruchteil der Spotmärkte ausmacht. Die bislang sehr attraktiven Preise sind zudem aufgrund einer Reihe von Reformen in den letzten Jahren stetig gesunken. Angesichts dieser Entwicklung neh-

men mehr und mehr Betreiber von Wärmeketten nun auch die vergleichsweise höheren technischen Anforderungen auf den Sekundär- und Primärreservemarkt in Kauf.

Direktvermarktung und Eigenerzeugung

Eine weitere Möglichkeit der Beschaffung besteht darin, Überschussstrom direkt von einer Wind- oder Solaranlage zu beziehen. Die Kosten für diese Optionen lassen sich am ehesten durch die Opportunität der Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) annähern. Die durchschnittliche Vergütung für an Land erzeugten und in das Stromnetz eingespeisten Windstrom beträgt beispielsweise rund 9 ct/kWh [netztransparenz.de 2014a]. Diese zahlt der Netzbetreiber selbst dann, wenn die Einspeisung aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden muss. Es ist davon auszugehen, dass ein Anlagenbetreiber also nur zu einem vergleichbaren oder höheren Preis an einen Speicherbetreiber vermarkten würde. Hinzu kommt, dass größere Solar- und Windanlagen, die ihren Strom eigenverantwortlich vermarkten, in der Regel der Einfachheit halber nach Abnehmern für die gesamte erzeugte Menge suchen und nicht nur nach Abnehmern zu Zeiten mit erneuerbaren Überschüssen. Andererseits interessieren sich große Händler in der Regel für sogenannte Blöcke, also eine gleichbleibende Abnahmemenge, sodass dem Anlagenbetreiber möglicherweise eine unregelmäßige Menge an Überschussstrom zur Vermarktung an den Speicher bleibt.

Ähnliches gilt für die Verwendung des Stroms vor Ort als Eigennutzung. Die Anreize zur Eigenversorgung sind konstant und verleiten so dazu möglichst die gesamte Erzeugung vor Ort zu nutzen. Eine ausschließliche Verwendung der Überschüsse in Speicherketten ist für die Betreiber unter den gegenwärtigen Umständen kaum attraktiv.

Steuern, Abgaben und Entgelte

Die Kosten für den eingespeicherten Strom beinhalten neben den eigentlichen Strombeschaffungskosten noch eine ganze Reihe von Steuern, Abgaben und Entgelten, die in Tabelle 4-1 im Überblick für P2H und P2G dargestellt sind.

Tabelle 4-1: Steuern, Abgaben und Entgelte für P2H und P2G-Speicherpfade im Jahr 2014

(alle Werte in ct/kWh)	für P2H	für P2G	Quelle
Netzentgelte	1,9	-	[BNetzA & BKartA 2014]
EEG-Umlage	6,24	-	[netztransparenz.de 2014a]
KWKG-Umlage	0,056	0,056	[netztransparenz.de 2014b]
Umlage Offshore-Haftung	0,058	0,058	[netztransparenz.de 2014c]
Umlage individuelle Netzentgelte	0,056	0,056	[netztransparenz.de 2014d]
Umlage Abschaltbare Lasten	0,009	0,009	[netztransparenz.de 2014e]
Konzessionsabgabe	0,11	0,11	[KAV 2006]
Stromsteuer	2,05	2,05	[StromStG 2012]
Gesamt	10,479	2,549	

Die hier dargestellten Angaben gelten für einen Beispielfall. Dieser umfasst eine neue P2H- bzw. P2G-Anlage mit 10MW Leistung, die in den eingangs erwähnten 2.500 Stunden EE-

Überschussstrom aufnimmt, in einem bestehenden Wärme- oder Gasnetz speichert und zu Zeiten der Unterdeckung rückverstromt. Sie weist daher eine atypische Netznutzung auf und ist angesichts der hohen Bezugsmenge von 25 GWh über einen Sondervertrag versorgt und die Strombezugskosten machen mehr als 4 % des Gesamtumsatzes aus. Für P2H fallen in diesem Fall Kosten von rund 10 ct/kWh und für P2G von rund 2,5 ct/kWh an. Je nach Betriebskonzept greifen fallspezifische Regelungen, die hier kurz und keinesfalls abschließend zusammengefasst sind.

Im Allgemeinen können Anlagen mit einer atypischen Netznutzung oder einer hohen Volllaststundenzahl eine Reduktion bei den **Netznutzungsentgelten** in Anspruch nehmen. Für Abnehmer mit höchstlastferner Nutzung werden rund 2,2 ct/kWh veranschlagt. Für die höhere Nutzungsdauer bei Gewerbebetrieben fallen durchschnittlich 1,1 ct/kWh und bei Industriebetrieben sogar nur 0,4 ct/kWh an [BNetzA, BKartA 2013]. Für P2G-Anlagen ist unter bestimmten Umständen und zeitlich begrenzt sogar eine vollständige Befreiung von den Netznutzungsentgelten möglich (vgl. vor allem §118, Absatz 6 [EnWG 2013]).

Für P2H-Anwendungen wird regelmäßig eine reduzierte **Stromsteuer** von 2,05 ct/kWh fällig. Für P2G-Anlagen kann die Stromsteuer in bestimmten Fällen gänzlich umgangen werden. Eine Befreiung durch die Deklaration des Verbrauchs als Strom zur Stromerzeugung, ist je nach Auslegung des Gesetzes und Anlagenkonzept sowohl für P2H als auch P2G möglich (vgl. vor allem §9 und §9a [StromStG 2012]).

Für P2H-Anlagen fällt die **EEG-Umlage** von 6,24 ct/kWh im Jahr 2014 im Regelfall vollumfänglich an. P2G-Anlagen zur Erzeugung von „Speichergas“[11] sind von der Zahlung der EEG-Umlage befreit [EEG 2014][12]. Ein Wegfall der EEG-Umlage ist auch im Falle der Eigenerzeugung möglich. Über die EEG-Novelle aus 2014 wurde jedoch geregelt, Neuanlagen zukünftig zumindest anteilig an der EEG-Umlage zu beteiligen [EEG 2014][13].

Weitere Umlagen, die sich aus der Förderung nach KWKG, der Haftungsübernahme für Risiken aus Offshore-Windanlagen, den Ausnahmeregelungen bei den Netzentgelten sowie dem Belastungsausgleich für abschaltbare Netzlasten ergeben, fallen sowohl für P2G als auch für P2H an. Die Umlagen werden in der Regel vom Netzbetreiber zusammen mit den Netzentgelten abgerechnet. Wie sie bei P2G-Anlagen, die von den Netzentgelten befreit sind, erhoben werden, ist nicht abschließend geklärt.

Für die **Konzessionsabgabe** können Sondervertragskunden eine Reduktion auf 0,11 ct/kWh in Anspruch nehmen (vgl. vor allem §2 Absatz (3) [KAV 2006]).

4.1.2 Vermarktung des ausgespeicherten Stroms

Neben einer möglichst günstigen Beschaffung des einzuspeichernden Stroms ist für den wirtschaftlichen Betrieb der Speicherketten eine möglichst gewinnbringende Vermarktung des rückgewonnenen Stroms erforderlich. Darüber hinaus sollten die hier betrachteten P2H- und P2G-Ketten einen Systemnutzen erbringen, indem sie Strom vornehmlich zu

[11] Laut [EEG 2014] ist Speichergas „jedes Gas, das […] zum Zweck der Zwischenspeicherung […] ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird“.

[12] vgl. vor allem §60 Absatz 3 und §47 Absatz 6 Nr. 1 und 2 in Verbindung mit §5 Absatz 29

[13] vgl. hierzu §61

Zeiten der Unterdeckung durch erneuerbare Energien abgeben. Unter diesen Gesichtspunkten werden im Folgenden die Veräußerung auf der Strombörse oder dem Regelenergiemarkt sowie die Fördermöglichkeiten für ausgespeicherten Strom betrachtet.

Börse und Regelenergiemarkt

Analog zum oben beschriebenen Zusammenhang zwischen niedrigen Börsenpreisen und Überschusssituationen, kann zu Zeiten mit besonders hohen Preisen von einer Unterdeckung ausgegangen werden. Die Ausspeicherung von Strom ist dann sowohl aus wirtschaftlicher, als auch aus systemischer Sicht besonders sinnvoll. Die Preise in den 6.400[14] teuersten Stunden lagen 2014 mit durchschnittlich rund 38 €/MWh etwa 16 % über dem Gesamtdurchschnitt [EPEX 2015].

Auf dem Regelenergiemarkt wird für den Fall der Unterschreitung der prognostizierten Mengen positive Regelleistung beschafft. Sie kann vor allem durch die Stromproduktion der KWK-Anlagen am Ende der Speicherketten erbracht werden kann. Ebenfalls analog zu den Zusammenhängen in Kapitel 4.1.1, sollte aber auch sichergestellt werden, dass die flexiblen Verbraucher zu Beginn der Speicherketten, die Stromnachfrage nicht noch vergrößern, wenn sie ohnehin schon das Angebot aus erneuerbaren Quellen übersteigt. Die Konditionen für positive Regelleistung sind in der Regel noch besser als für negative. Auch hier gilt jedoch, dass der Markt vergleichsweise klein ist.

Förderung für KWK und Speicher

Der Strom, der am Ende der Ketten in KWK erzeugt wird, muss in der Regel vom Netzbetreiber gemäß KWKG mit einem Aufschlag auf den erzielten Marktpreis, oder den ausgezahlten üblichen Preis von derzeit rund 4 ct/kWh, vergütet werden. Gegenwärtig liegen die Aufschläge je nach Anlagengröße zwischen 2 und gut 5 ct/kWh [KWKG 2013]. Diese Vergütung wird unabhängig vom Erzeugungszeitpunkt und vom Speicherzusammenhang gewährt. Geringfügige Zulagen für die flexible Auslegung und den flexiblen Betrieb sind jedoch bereits umgesetzt.

Für den Betrieb von Speichern gibt es derzeit keine explizite Förderung. Das EEG sieht jedoch vor, dass eingespeicherter Strom bei der Ausspeicherung entsprechend der Fördersätze für die Erzeugungsanlage aus der er ursprünglich stammt vergütet werden kann [EEG 2014][15]. Voraussetzung ist, dass der Strom unmittelbar nach der Erzeugung eingespeichert und nicht ins Netz eingespeist wurde und somit noch keine EEG-Vergütung gezahlt wurde. Dies gilt auch für den Einsatz von Speichergasen. Da jedoch lediglich die ausgespeicherte Menge vergütet wird, entgehen dem Betreiber Vergütungen entsprechend der Speicherverluste.

4.1.3 Sonstige Relevante Rahmenbedingungen

Über die genannten regulatorischen Einschränkungen hinaus besteht für Wasserstoff eine technische Beschränkung der Einspeisung, in der Praxis derzeit auf rund 2% des zeitgleich transportierten Gasvolumens. Geregelt wurden der Wasserstoffzugang zum Gasnetz und

[14] Bei rund 2500 Stunden mit Unterdeckung, entspricht dies etwa den verbleibenden Jahresstunden, in denen weniger erneuerbare Erzeugung zur Verfügung steht, als zur Gesamtversorgung erforderlich wäre.

[15] vor allem §19 Absatz 4

die Gas- und Stromnetzentgeltbefreiung in § 3 Nr. 10c in Verbindung mit § 118 Abs. 6 Satz 1 und 8 EnWG [Valentin/von Bredow 2011]. Mit dem Positionspapier der Bundesnetzagentur aus 2014 wurden zudem etliche der bislang aufgeworfenen Rechtsfragen im Zusammenhang mit der Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan, die aus erneuerbaren Energien erzeugt werden, beantwortet [BNetzA 2014a].

Zudem ist eine Vermarktung von EE-Gas-Produkten (synthetisches Erdgas oder Wasserstoff) im Strom-, Gas-, Wärme- und Verkehrsmarkt möglich. Abweichende und zum Teil auch wirtschaftlichere Betriebskonzepte finden sich in der Erzeugung von Wasserstoff für die chemische Industrie oder den Verkehrssektor oder in der elektrischen Erzeugung von Wärme vorrangig zur Versorgung von Fernwärme.

Eine weitere Schwierigkeit ergibt sich bei der Einbringung von EE-Überschussstrom in die Fernwärmenetze. Wenn der Strom, wie in den hier betrachteten Fällen aus dem allgemeinen Stromnetz stammt, ist für die Berechnung des Primärenergiefaktors der daraus erzeugten Fernwärme der allgemeine Strommix anzusetzen. Die erneuerbare Eigenschaft des überschüssigen Stroms wird nicht anerkannt und kann somit auch nicht weiter vermarktet werden [Birkner et al. 2013]. Mit einem Primärenergiefaktor nahe 3 wird der Strombezug demnach sogar schlechter bewertet, als die meisten anderen gängigen Erzeugungsarten für Fernwärme.

4.1.4 Handlungsbedarf

Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen ist die systemdienliche Speicherung von fluktuierendem EE-Strom in Wärme- und Gasnetzen noch nicht gewährleistet. Darüber hinaus schränkt der gegenwärtige Regelrahmen mitunter noch die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Speicherketten ein. Für die Speicherung von Überschussstrom in Wärme- und Gasketten ergeben sich unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen eine Reihe von Herausforderungen, die im Folgenden näher betrachtet werden.

Die hier untergliederten Bereiche übergreifend erscheint es wünschenswert, die Anreize so wenig wie möglich technologiespezifisch auszugestalten. Regelungen, die gleichermaßen für P2H, P2G und andere Flexibilitätsoptionen gelten, verringern zum einen die Komplexität der Materie und ermöglichen zum anderen, dass unterschiedliche Konzepte zur Erbringung eines vergleichbaren Systemnutzens im Wettbewerb stehen.

Gezielte Beschaffung von erneuerbarem Überschussstrom

Für den Betreiber von Speicherketten ist es kaum möglich gezielt überschüssigen Strom aus erneuerbarer Erzeugung zu beschaffen. Darüber hinaus bestehen nur wenige Anreize sich auf diese Betriebsweise zu beschränken. Strom, der an der Börse oder auf dem Regelenergiemarkt bezogen wird, kann gegenwärtig zwar bei niedrigen Preisen als überschüssig, jedoch nicht zwingend als erneuerbar gelten. Auf beiden Märkten können gerade inflexible konventionelle Erzeuger oder konventionelle Must-Run-Einheiten zu eben diesen Situationen führen [Nicolosi et al. 2010] und so den Systemnutzen der Speicherung eingrenzen. Auch die Beschaffung von lokal überschüssigem Strom ist nur sehr eingeschränkt möglich.

Vermeidung der Einspeisung zu Überschusszeiten

Für Betreiber von EEG-Anlagen ist es gegenwärtig nicht attraktiv, von einer Einspeisung zu Überschusszeiten abzusehen und den Strom stattdessen einzuspeichern. Die Anreize zur Eigenversorgung sind konstant und verleiten so dazu möglichst die gesamte Erzeugung, auch zu Zeiten der Unterdeckung, vor Ort zu nutzen. Auch die getrennte Vermarktung lediglich des zu Überschusszeiten entstehenden Stroms dürfte eher eine Seltenheit darstellen. Die Verwendung ausschließlich der Überschüsse in Speicherketten wird somit erschwert. Darüber hinaus bestehen auch für die KWK-Anlagen in den Speicherketten nur geringe Anreize die Ausspeicherung speziell in die Zeiten der Unterdeckung zu verlagern.

Differenzierte Belastung mit Steuern und Abgaben

Die Verwendung von elektrischer Energie, besonders (jedoch nicht ausschließlich) wenn sie aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, ist gegenwärtig mit einer Reihe von Steuern und Abgaben belegt. Diese machen einen erheblichen Teil des Bezugspreises aus und überlagern so mögliche Preissignale seitens der Märkte. Bestehende Ausnahmen und Befreiungen verbessern zwar grundsätzlich die Wirtschaftlichkeit der Speicherketten, schaffen jedoch kaum Anreize für eine Speicherung zur Integration von fluktuierendem EE-Strom. Die Einzelfälle, auf die sich die Vergünstigungen und Befreiungen beschränken, sind nicht immer mit einem systemdienlichen und nachhaltigen Betrieb verknüpft.

Handhab- und planbare Regelungen

Bestehende Regelungen zur Begünstigung der Speicherkonzepte sind vergleichsweise komplex, intransparent und unsicher. In der Branche besteht zum Teil große Unsicherheit bezüglich der Auslegung und Anwendbarkeit gesetzlicher Regelungen auf bestimmte Anlagenkonstellationen bzw. Betriebskonzepte [BBH et al. 2013], [Weber 2013]. Diese Unsicherheit wird auch durch die EEG-Novelle 2014 nicht ausgeräumt. Für den künftigen Einsatz von Speicherketten im großen Stil sind handhab- und planbare Rahmenbedingungen unerlässlich.

Vor allem aus den Märkten ergeben sich bereits heute erste Anreize für einen systemdienlichen, nachhaltigen Betrieb von Speicherketten. Besonders in Bezug auf die

- **gezielte Beschaffung von erneuerbarem Überschussstrom**
- **Vermeidung der Einspeisung zu Überschusszeiten**
- **differenzierte Belastung mit Steuern und Abgaben**
- **handhab- und planbare Regelungen**

besteht noch Handlungsbedarf zur Anpassung des Regelrahmens.

4.2 Mögliche Anpassungen

Vor dem Hintergrund des skizzierten Handlungsbedarfes im bestehenden Regelrahmen werden gegenwärtig verschiedene Maßnahmen und Konzepte zur Justierung von Anreizen für Flexibilitätsoptionen zur EE-Integration diskutiert. Die künftige Anreizgestaltung muss in Anbetracht steigender Anteile an fluktuierenden erneuerbaren Energien darauf ausgerichtet sein, die Wirtschaftlichkeit speziell des systemdienlichen und nachhaltigen

Speicherbetriebs zu erhöhen. Der Einsatz von P2H- und P2G-Anlagen zur Integration von Strom aus erneuerbaren Quellen steht mitunter im Wettbewerb mit alternativen Betriebskonzepten, die nicht zwingend dem Ausgleich fluktuierender Einspeisung dienen. Abweichende und zum Teil auch wirtschaftlichere Betriebskonzepte sind etwa die Erzeugung von Wasserstoff für die chemische Industrie oder für den Verkehrssektor sowie die elektrische Erzeugung von Wärme vorrangig zur Versorgung von Fernwärme.

Aktuelle Vorschläge zur Anpassung der Rahmenbedingungen für die hier betrachteten P2H- und P2G-Speicherketten beziehen sich nur teilweise speziell auf den Ausgleich von Überschüssen und teils auch generell auf die Einführung und Verbreitung der Technologien. Sie umfassen die Förderung von Investitionen, die Anpassung der Steuern und Umlagen auf den Strombezug, bestehende und künftige Märkte für den Bezug und die Vermarktung von Strom sowie die Bereinigung weiterer nachteiliger Regelungen. Viele Vorschläge werden von Interessengruppen, wie etwa der Strategieplattform Power to Gas[16] der Deutschen Energie Agentur (dena), dem Zusammenschluss performing energy[17] oder der Innovationsoffensive des Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW).

4.2.1 Investitionsförderung

Speziell für P2G stellen die hohen Investitionskosten noch ein maßgebliches Hemmnis für einen wirtschaftlichen Speicherbetrieb dar. Eine flächendeckende breite Förderung über Vergütungs- und Bonussysteme, wie sie für KWK-Anlagen bestehen, stellt eine Möglichkeit der Unterstützung dar. Um gezielt solche Betriebsweisen zu fördern, die fluktuierende, erneuerbare Stromerzeugung integrieren, könnten verpflichtende Anteile zur Rückverstromung von erneuerbarem Gas festgelegt werden.

Darüber hinaus werden finanzielle Hilfen z.B. in Form von Investitionskostenzuschüssen oder zinsgünstigen Finanzierungsmöglichkeiten wie sie für neue, effiziente Wärmepumpen bestehen gefordert. Als Anschubförderung in der Markteinführungs- und Demonstrationsphase sind solche Maßnahmen auch zeitlich und im Volumen begrenzt und degressiv denkbar. Tabelle 4-2 ordnet die Vorschläge in der aktuellen Debatte den entsprechenden Interessenvertretern zu.

Tabelle 4-2: Forderungen nach Investitionsförderung

Instrument	Vertreter
Investitionszuschüsse für P2G-Technologien	[dena 2013b], [ISI et al. 2011], [performing energy 2013]
zinsgünstige Finanzierungsmöglichkeiten	[performing energy 2013]

[16] Aktuell engagieren sich 34 Partner aus Strom- und Gaswirtschaft, Anlagenbau, Anwendungstechnik, Forschung und Verbänden in der dena-Strategieplattform Power to Gas [dena 2015].

[17] Vertreter von Industrieunternehmen und Forschungseinrichtungen haben mit Unterstützung der Bundesländer Brandenburg, Schleswig-Holstein und Hamburg „performing energy – Das Bündnis für Windwasserstoff" gegründet [performing energy 2011].

4.2.2 Justierung der Letztverbraucherabgaben

Die Wirtschaftlichkeit der Speicherung von Strom aus fluktuierenden, erneuerbaren Quellen ist eng mit den Letztverbraucherabgaben auf den zu speichernden Strom verknüpft. Vor allem Stromsteuer und Konzessionsabgabe, aber auch Netzentgelte und Umlagen sind in hohem Maße vom Staat bestimmt oder beeinflusst und könnten deshalb vergleichsweise leicht für erwünschte Betriebskonzepte erlassen oder reduziert werden. Die in Kapitel 4.1.1 beschriebenen, bestehenden Ausnahmen und Befreiungen schaffen noch nicht genügend Anreize für eine Speicherung zur Integration von fluktuierendem EE-Strom. Vertreter aus Wirtschaft und Wissenschaft fordern deshalb für Speichertechnologien eine Befreiung von den Letztverbraucherabgaben. Ein Argument in diesem Zusammenhang ist, dass die Speicherketten keinen Endverbrauch darstellen, sondern im Anschluss an die Speicherung durch den tatsächlichen Letztverbraucher zumindest für den Anteil der Energie, der bei der Speicherung erhalten wird, die Abgaben noch gezahlt werden.

Für eine Befreiung von der EEG-Umlage etwa, müsste sichergestellt werden, dass Strom zu Zeiten mit EE-Überschüssen ein- und zu Zeiten der EE-Unterdeckung wieder ausgespeichert wird und so tatsächlich zur Integration erneuerbarer Energien beiträgt. Für die Eigennutzung von erneuerbarem Strom am Ort der Erzeugung ist die EEG-Umlage verringert und setzt so Anreize zur Einspeicherung. Dies gilt jedoch pauschal zu allen Zeiten und unabhängig vom Systemzustand. Durch entsprechende Anpassungen könnten Anreize für einen systemdienlichen Speicherbetrieb im unmittelbaren Zusammenhang mit Direktvermarktern oder Eigenerzeugern gesetzt werden. Die Befreiung von höchstlastferner und atypischer Netznutzung wird hier als positives Beispiel zur Ausweitung und Übertragung gesehen. Ebenfalls zur Justierung der Systemdienlichkeit, ist die Privilegierung der Elektrolyse bei der EEG-Umlage derzeit an die Rückverstromung des erzeugten Gases geknüpft.

Ein weiterer Vorschlag in der Diskussion um die Anpassung des Regelrahmens für Flexibilitäten ist die Dynamisierung der Abgaben in Relation zum Beschaffungspreis [Ecofys & RAP 2014]. Die Letztverbraucherabgaben machen derzeit einen hohen, fixen Anteil der Strombeschaffungskosten aus und verwässern so die Signale, die der Markt zur Integration erneuerbarer Energien sendet (vgl. Kapitel 4.1). Würden die Letztverbraucherabgaben nun dynamisch, als anteiliger Aufschlag auf den Börsenpreis berechnet, so würden diese Signale verstärkt und die Integration gefördert. Tabelle 4-3 ordnet die Vorschläge hinsichtlich der Letztverbraucherabgaben den entsprechenden Interessenvertretern zu.

Tabelle 4-3: Forderungen hinsichtlich der Letztverbraucherabgaben

Instrument	Vertreter
Weitere oder vollständige Befreiung von Letztverbraucherabgaben für Energiespeicher einschließlich P2H und P2G	[BDEW 2014], [dena 2013a], [ISI et al. 2011], [performing energy 2013], [VKU 2014]
Dynamische Abgaben in Relation zum Beschaffungspreis	[Ecofys & RAP 2014]

4.2.3 Bessere Integration in die bestehenden Märkte

Eine Direktvermarktung an Speicher oder die Eigennutzung von erneuerbarem Strom in Speichern ausschließlich zu Zeiten mit einem erneuerbaren Überschuss im Stromsystem ist,

wie in Kapitel 4.1 dargelegt, nicht attraktiv. Anreize für das Zurückbehalten nur der Mengen, die im System zu Überschüssen führen würden, entstehen allenfalls durch die recht seltenen niedrigen oder negativen Preise an der Strombörse. Zudem könnte schwankende EE-Erzeugungsleistung durch den Einsatz von P2G-Systemen zu Stundenblöcken mit konstanter Leistung veredelt und so am Strommarkt vermarktet werden. In diesem Zusammenhang kommt die Forderung auf, die gezielte Einspeicherung von fluktuierender Einspeisung zur Stabilisierung des Stromnetzes und zur Verbesserung der Direktvermarktung durch spezielle Systemintegrationsboni zu fördern.

Analog fehlt es an Anreizen, den eingespeicherten Strom auf systemdienliche Art und Weise vorwiegend zu Zeiten der Unterdeckung wieder auszuspeichern. Die tendenziell zu Zeiten der Unterdeckung höheren Marktpreise setzen zwar bereits einen Anreiz, dieser könnte aber durch gezielte Aufschläge oder sogenannte Systemintegrationsboni noch verstärkt und so gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit von Speicherpfaden verbessert werden.

Ein weiteres Marktsegment, in dem die hier betrachteten Speicherketten einen Beitrag leisten können, ist das Bilanzkreismanagement. Den Bilanzkreisveranwortlichen entstehen bislang Kosten, wenn ihr Bilanzkreis zum Ungleichgewicht des Gesamtsystems beiträgt; gleichzeitig werden Erlöse erzielt, wenn der Bilanzkreis das Ungleichgewicht verringert. Die generelle Anforderung an die Verantwortlichen ist jedoch den Bilanzkreis unabhängig vom Zustand des Gesamtsystems ausgeglichen zu halten. Im Grunde könnten die Bilanzkreisverantwortlichen die hier untersuchten Speicherketten also einsetzen, um ihre Ausgleichsenergiekosten zu minimieren bzw. ihre Erlöse zu maximieren. Die Anreize hierfür sollten jedoch deutlicher ausgestaltet werden. Eine Übersicht über die Anpassungsvorschläge zur besseren Integration von P2H- und P2G-Ketten in bestehende Marktmechanismen sind in Tabelle 4-4 aufgelistet.

Tabelle 4-4: Vorschläge zur besseren Integration in die bestehenden Märkte

Instrument	Vertreter
Systemintegrationsbonus für Anlagen, die fluktuierende Einspeisung aufnehmen und zur verbesserten Direktvermarktung von EE-Strom beitragen	[performing energy 2013], [ISI et al. 2011], [TAB 2012], [Albrecht et al. 2013], [Hey 2012]
Einsatz von P2H und P2G in der Bilanzkreisbewirtschaftung	[Albrecht et al. 2013], [Hey 2012]

4.2.4 Öffnung neuer Marktsegmente

Im Falle eines lokalen EE-Stromüberschusses, wenn also die Netzkapazität nicht ausreicht, um den verfügbaren Strom aus erneuerbaren Quellen ins System aufzunehmen, müssen bereits heute erneuerbare Überschüsse abgeregelt und die EE-Anlagenbetreiber entsprechend entschädigt werden. In solchen Fällen wäre eine Einspeicherung besonders sinnvoll, da die erneuerbare Energie ohne zusätzliche Grenzkosten zur Verfügung steht und dem System im Falle der Abregelung verloren geht. Für diese Konstellation könnten durch eine Modifikation der Entschädigungspflicht Anreize für die Verwendung dieses Stroms in lokalen Speicherketten geschaffen werden. Bislang wird Strom aus erneuerbaren Quellen vergütet, auch wenn er nicht genutzt werden kann. Die bestehende Regelung behindert jedoch die Entwicklung von Speicherlösungen für überschüssigen Strom. Darüber hinaus

könnte eine Entlastung bei der EEG-Umlage erzielt werden, wenn die Entschädigungszahlungen teilweise eingespart würden.

Regionale Märkte können zur effizienten Verwendung von örtlich auftretenden Überschüssen beitragen. In bestimmten Fällen könnte der Einsatz von Flexibilität sogar zur Vermeidung von ineffizientem Netzausbau führen. Eine weitergehende Option wäre es, Netzbetreiber zu Ausschreibungsverfahren für Speicher zu ermächtigen, wenn diese zu geringeren Kosten führen oder deren Machbarkeit im Gegensatz zu einem Netzausbau höher eingeschätzt wird.

Ergänzend dazu ist auch eine Teilnahme von Speichern an den Ausschreibungsverfahren für abschaltbare Lasten denkbar, sofern die Teilnahmemöglichkeiten für Anbieter kleiner Kontingente und nicht im Dauerbetrieb verbessert werden. Eine Lastabsenkung ist für Speicherketten durch die Abschaltung möglich und gerade im Falle hoher Verbrauchslast zu Zeiten der Unterdeckung auch aus Systemsicht sinnvoll.

Eine weitere Forderung besteht in der Schaffung eines Kapazitätsmarktes für Speicher ähnlich zum heutigen Regelenergiemarkt bzw. in der Ausweitung des Regelenergiemarktes auf den saisonalen Ausgleich. Vor allem für Langzeitspeicher wie P2G könnte so eine strategische Reserve mit EE-Quote erreicht werden. Angesichts der eher geringen Anzahl an Betriebsstunden ergibt sich gerade für saisonale Speicher allein durch den Arbeitspreis oft keine Wirtschaftlichkeit und eine zusätzliche Vergütung wird für diese „Back-up"-Funktion erforderlich.

Die Vorschläge zur Öffnung neuer Marktsegmente sind in Tabelle 4-5 ihren Vertretern zugeordnet.

Tabelle 4-5: Vorschläge zur Öffnung neuer Marktsegmente

Instrument	Vertreter
Freigabe von abzuregelnden EE-Überschüssen zur Nutzung (Modifikation der Entschädigungspflicht §12 EEG)	[BDEW 2014], [Deutsche Energie Agentur 2013a], [ISI et al. 2011], [performing energy 2013], [TAB 2012], [VKU 2014]
Schaffung regionaler Märkte für lokale EE-Stromüberschüsse	[Brandstätt et al. 2012], [ISI et al. 2011], [IWES et al. 2014]
Ausschreibungsverfahren für Speicher bei lokalen Netzengpässen und Einspeisemanagement	[ISI et al. 2011], [TAB 2012]
Öffnung der Ausschreibung für abschaltbare Lasten	[Albrecht et al. 2013], [Hey 2012]
Kapazitätsmarkt für (Langzeit)Speicher	*[ISI et al. 2011], [TAB 2012]*

4.2.5 Beseitigung sonstiger Hemmnisse

Sonstige Hemmnisse für den Einsatz der P2H- und P2G-Speicherketten zum Ausgleich fluktuierender Erzeugung aus erneuerbaren Quellen bestehen, wie schon in Kapitel 4.1.3 beschreiben, zum Beispiel hinsichtlich der Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz und der Vermarktung von Speichergas oder Speicherwärme.

Eine interessante Option stellt in diesem Zusammenhang die Einführung von Zertifikaten für EE-Überschussstrom und womöglich auch Speicherenergie dar. Eine Deklaration von bestimmten Zeiten mit EE-Überschüssen, zum Beispiel anhand der verfügbaren Prognosen, scheint besonders geeignet. Der Strombezug zu diesen Zeiten könnte dann als erneuerbarer Energiebezug, z.B. hinsichtlich der Einstufung als Speichergas oder hinsichtlich des Primärenergiefaktors bei Wärmenetzen angerechnet werden. Für Gase, die per Gesetz als Bio- oder Speichergas deklariert sind, gelten bereits heute einige Begünstigungen. Gefordert wird unter anderem eine weitergehende Erleichterung der Einspeisung ins Gasnetz. Ähnlich könnte auch hinsichtlich der aus EE-Überschussstrom erzeugten Fernwärme eine Verbesserung erreicht werden. In der Diskussion ist der Vorschlag für (zertifizierten) Überschussstrom einen eigenen, günstigeren Primärenergiefaktor vorzusehen.

Angesichts der komplexen und unklaren Sachlage in vielen Bereichen wäre eine Verbesserung auch schon durch eine eindeutige Festlegung erreicht. Tabelle 4-6 listet die Vorschläge in Bezug auf sonstige Hemmnisse der P2H- und P2G-Speicherketten auf.

Tabelle 4-6: Vorschläge in Bezug auf sonstige Hemmnisse

Instrument	Vertreter
Zertifizierungssysteme für EE-Überschussstrom	[Planet GbR et al. 2014], [Birkner et al. 2013]
Verbesserung der Einspeisemöglichkeiten ins Gasnetz	[BDEW 2014]
Berücksichtigung der Fernwärmeerzeugung aus Überschussstrom bei der Berechnung des Primärenergiefaktors	[Birkner et al. 2013], [Hilpert 2015]

Vorschläge zur Anpassung der bestehenden Rahmenbedingungen beziehen sich für P2G auf die Markteinführung durch Investitionsförderung. Allgemeiner wird gefordert, die Speicherung von Strom durch Anpassungen bei den Letztverbraucherabgaben und der Märkte zu begünstigen. Viel Aufmerksamkeit kommt etwa der Nutzung von abgeregeltem EE-Strom in Speichern, regionalen Märkten und Kapazitätsmechanismen zu. Darüber hinaus gilt es eine Vielzahl von hemmenden Details zu beseitigen.

5 Systemnutzen und Wirtschaftlichkeit

Im Folgenden soll nun eine detaillierte Einschätzung der Auswirkungen unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen und Rahmenbedingungen auf die Betriebsweise und Wirtschaftlichkeit der untersuchten Speicherketten vorgenommen werden. Die erforderlichen Berechnungen basieren auf dem für das Projekt speziell entwickelten Einsatzplanungstool „MuGriFlex“, welches im Abschnitt 5.1 beschrieben wird. Kapitel 5.2 zeigt den zu Grunde gelegten Referenzrahmen. Im Kapitel 5.3 werden die die wichtigsten Outputs präsentiert und 5.4 fasst die wesentlichen Schlussfolgerungen zusammen.

5.1 Einsatzplanung mit MuGriFlex

Mit MuGriFlex wird die Einsatzplanung der Anlagen in den Speicherketten anhand bestimmter technischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Randbedingungen über ein Jahr optimiert. Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Systeme können abgebildet werden. Im Modell sind Elektrolyseure (optional mit Methanisierung), Wärmepumpen bzw. Elektrokessel, KWK-Anlagen, Wärmespeicher und Gaskessel implementiert. Das Tool setzt die Anlagen so ein, dass Gaserzeugung und Wärmeversorgung zu möglichst geringen Kosten erfolgen. Die Verbindung zum Stromsektor erfolgt dabei anhand der stündlichen Börsen- und Regelenergiepreise.

MuGriFlex simuliert den Betrieb der Speicherketten stundengenau für ein Jahr. Wärmelast, Spot- und Regelenergiepreise fließen als Zeitreihen, alle restlichen Parameter (technische Daten, Betriebs- und Investitionskosten, Entgelte und Abgaben, …) als über das Untersuchungsjahr feste Werte ein. In der Realität bestehende Unsicherheiten, etwa über die Entwicklung der Preise oder der Wärmelast in der unterjährigen Zukunft, blendet MuGriFlex aus. Für jeden Zeitschritt vergleicht MuGriFlex die Erzeugungskosten bzw. -erlöse der unterschiedlichen Versorgungsoptionen und bestimmt den, unter Berücksichtigung der Speichermöglichkeiten, günstigsten Anlageneinsatz. Bei einem niedrigen Spotpreis bzw. günstigen Bedingungen im Regelenergiemarkt können jedoch Elektrokessel oder Wärmepumpe die Wärmelast günstiger versorgen. Parallel kann der Elektrolyseur mit der Erzeugung von Gas Erlöse erzielen. Bei hohen Strompreisen hingegen, wird die KWK-Anlage eingesetzt, da sie unter Berücksichtigung der Vermarktungserlöse auf der Stromseite günstigere Wärmeerzeugungskosten aufweist. Zur maximalen Ausnutzung günstiger Bedingungen kann die angesichts der aktuellen Last überschüssig erzeugte Wärme eingespeichert und in den folgenden Zeitschritten zur Versorgung eingesetzt werden. MuGriFlex optimiert dann die wirtschaftlich optimale Nutzung des Wärmespeichers.

Abbildung 5-1 illustriert schematisch den groben Ablauf von MuGriFlex, Abbildung 5-2 zeigt den Ablauf der einzelnen Unterprogramme in MuGriFlex.

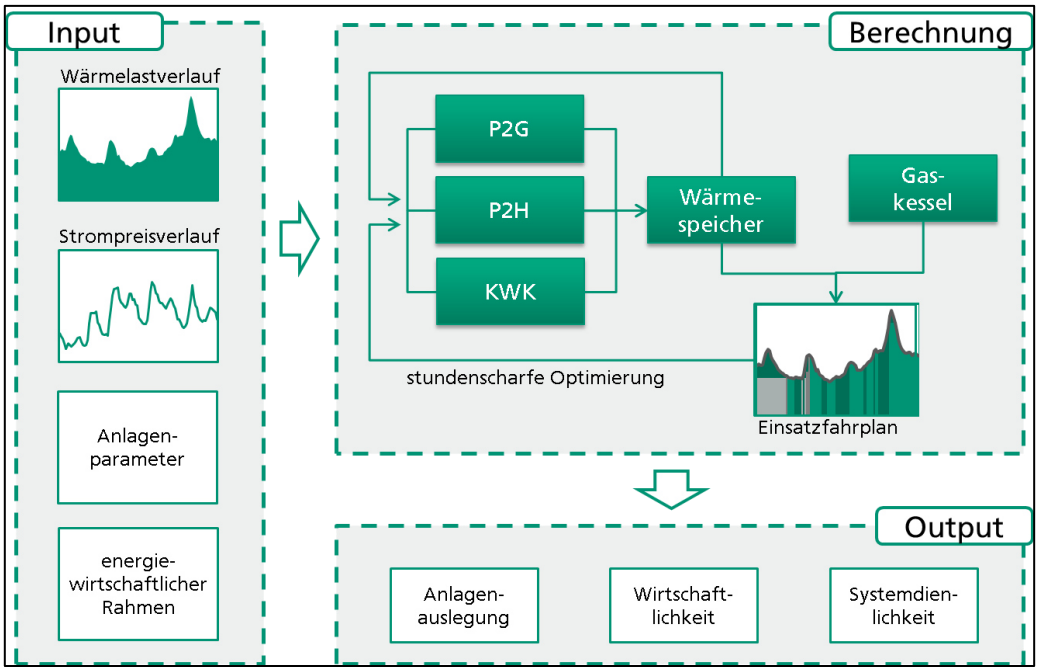


Abbildung 5-1: MuGriFlex-Ablaufplan in der Kurzübersicht

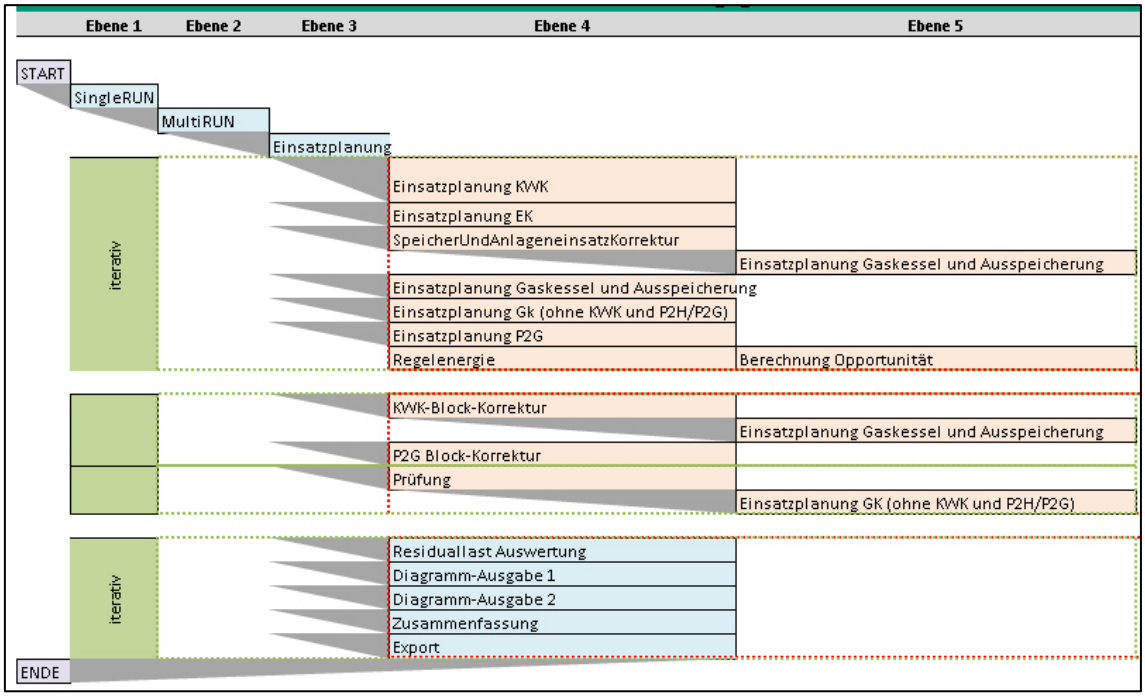


Abbildung 5-2: MuGriFlex-Programmablaufplan

Das Modell plant zunächst den Einsatz der Stromabnehmer (P2H und P2G) und -erzeuger (KWK), sowie des Wärmespeichers[18] anhand der Strompreise. Die Referenzoption ist immer die Wärmeversorgung durch den Gaskessel. Die wichtigsten Randbedingungen bei der Einsatzplanung sind der Wärmebedarf, die verfügbare Speicherkapazität und die tech-

[18] Für die Gasspeicherung im Gasnetz wird eine in Bezug auf die hier simulierten Anlagengrößen unendliche Speicherkapazität angenommen. Dementsprechend ist hierfür keine Einsatzplanung erforderlich.

nische Flexibilität der Anlagen. Diese werden in einer der ersten preisbasierten Einsatzplanung nachgelagerten Schleife überprüft und der Anlageneinsatz gegebenenfalls korrigiert. Auch die Korrektur ist auf die möglichst kostengünstige Bereitstellung von Gas und Wärme ausgelegt. Die so errechneten Anlageneinsätze fließen schließlich in eine Vielzahl von Kennzahlen zur Auswertung der Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit verschiedener Anlagenkonstellationen unter bestimmten Rahmenbedingungen ein.

Abbildung 5-3 zeigt die Systematik der Einsatzplanung am Beispiel eines Wärmesystems.

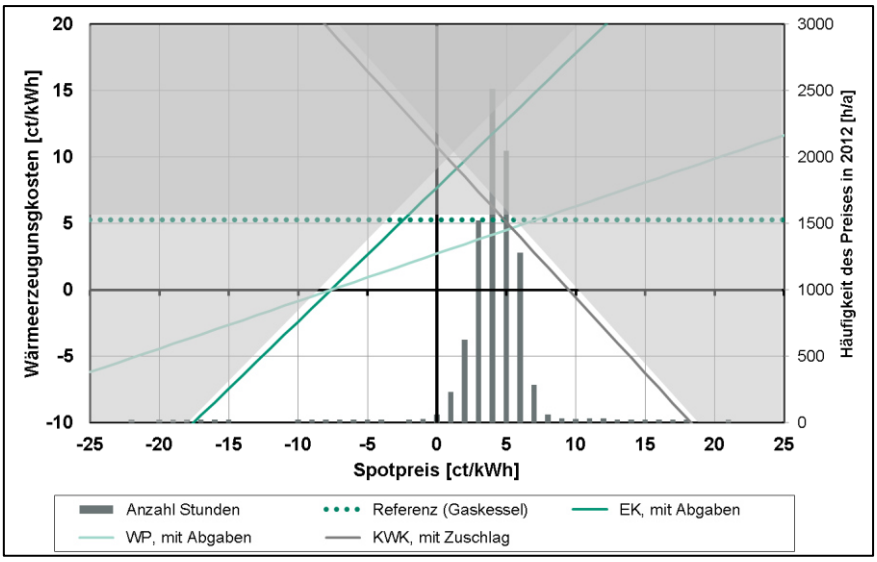


Abbildung 5-3: Systematik der Einsatzplanung am Beispiel des Wärmesystems

Der Gaskessel dient als Referenz für die Wärmeversorgung. Seine Wärmeerzeugungskosten sind von den Strompreisen am Spotmarkt unabhängig und im dargestellten Beispiel immer bei rund 5 ct/kWh. Bei niedrigen Spotpreisen (im dargestellten Beispielfall zwischen -20 und -3 ct/kWh) wäre ein Elektrokessel die günstigste Wärmeversorgungsoption. Bei etwas höheren Preisen (hier zwischen -3 und 5 ct/kWh) käme der Gaskessel zum Zug und bei Preisen größer 5 ct/kWh sollte idealerweise die benötigte Wärme durch die KWK-Anlage erzeugt werden. Falls statt des Elektrokessels eine Wärmepumpe im System eingebunden ist, so sind die Erzeugungskosten bei sehr niedrigen Preisen (niedriger als -8 ct/kWh) zwar höher als beim Elektrokessel, dafür bleibt die Wärmepumpe aber im gesamten Preissegment (bis 5 ct/kWh) günstiger als der Gaskessel. Bei den hier betrachteten Wärmeerzeugungskosten handelt es sich um Grenzkosten, die unterschiedliche Investition zwischen Wärmepumpe und Elektrokessel ist noch nicht berücksichtigt, da sie für die unmittelbaren Einsatzentscheidung nicht relevant ist. Die Wirtschaftlichkeit der Investition wird schließlich von der Häufigkeit der für die einzelnen Anlagen am günstigsten Strompreise bestimmt (in Abbildung 5-3 als graue Balken eingetragen). Im hier dargestellten Beispielfall kommen vor allem günstige Preise für KWK-Anlage, Gaskessel und Wärmepumpe vor. Die tatsächliche Wirtschaftlichkeit wird im folgenden Kapitel noch näher betrachtet. Die Einsatzplanung, die so aus MuGriFlex resultiert ist in Abbildung 5-4 exemplarisch für ein Wärmesystem mit Elektrokessel, Gaskessel und KWK-Anlage über einige Tage dargestellt.

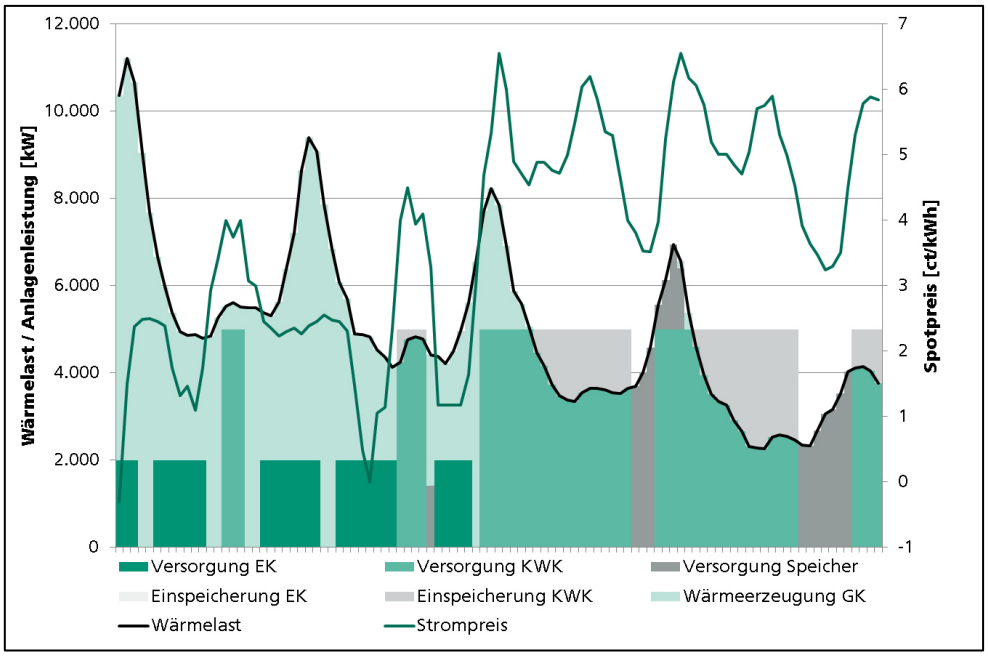


Abbildung 5-4: Einsatzplanung für einige Tage am Beispiel eines Wärmesystems

Zu Zeiten in denen die Strompreise niedrig sind, kommt der Elektrokessel zum Einsatz; bei hohen Preisen hingegen die KWK-Anlage. Wann immer die Wärmeerzeugung die gleichzeitige Wärmelast überschreitet, findet eine Einspeicherung statt. Insofern der Speicher gefüllt ist, kann nun zu Zeiten, wenn keine Erzeugung aus Elektrokessel oder KWK-Anlage vorgesehen ist, ausgespeichert werden. Ansonsten leistet der Gaskessel die restliche Wärmeversorgung.

MuGriFlex bestimmt die Volllaststunden und somit die bereitgestellte Wärmemenge je Anlagentyp, sowie die damit verbundenen Kosten und die Amortisation der Anlagen. Eine Möglichkeit zur Variation ist beispielsweise die Betrachtung unterschiedlicher Preisszenarien, oder eine Änderung der Abgaben- oder Vergütungsprofile. Die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlage bzw. des Gesamtsystems kann in Szenarien entsprechend der Entwicklungspfade der Technologie verglichen werden. Weitere Erkenntnisse und Rückschlüsse auf die Systemdienlichkeit des Anlagenverbunds erfolgen aus einem Abgleich zwischen Anlageneinsatz und Residuallast.

MuGriFlex simuliert den Betrieb von Wärme- oder Gasketten stundengenau über ein Jahr. Das Modell errechnet den kostengünstigsten Einsatz der Erzeugungsanlagen und optimiert den Speicherbetrieb. Es ermöglicht die Dimensionierung von Systemkomponenten, sowie Auswertungen zur Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit der Systeme.

5.2 Definition des Referenzszenarios

Den nachfolgenden Auswertungen liegt ein gemeinsames Referenzszenario zugrunde. Es handelt sich hierbei um ein mittleres Wärmenetz, in dem jeweils ein Elektrokessel, eine

Wärmepumpe oder ein Elektrolyseur ergänzt wurden[19]. In der folgenden Tabelle sind die wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Rahmendaten der im Referenzszenario verwendeten Energiewandler, bzw. der Wärmesenke dargestellt.

Tabelle 5-1: Basisdaten der Power to Heat und Power to Gas Ketten im Referenzszenario

Anlage	Parameter	Einheit	Wert
Wärmenetz	Wärmebedarf	MWh_{th}/a	46.175
	thermische Spitzenlast	kW_{th}	20.000
Gaskessel	thermische Leistung	kW_{th}	20.000
Elektrokessel	thermische Leistung	kW_{th}	2.000
	Arbeitszahl	kW_{th}	0,99
	Investitionskosten	1000 €	328
Wärmepumpe	thermische Leistung	kW_{th}	2.000
	Arbeitszahl	kW_{th}	2,8
	Investitionskosten	1000 €	1.500
KWK-Anlage	thermische Leistung	kW_{th}	5.000
	elektrische Leistung	kW_{el}	5.073
	Investitionskosten	1000 €	3.332
	fixe Betriebskosten	$€/kW_{el}/a$	11
	variable Betriebskosten	ct/kWh_{el}	0,79
	Nutzungsdauer	a	15
PEM Elektrolyseur	thermische Leistung	kW_{th}	2.000
	Effizienz (heute / Zukunft)	%	54 / 70
	Investitionskosten (heute / Zukunft)	€/kW	2.550 / 1.270
	fixe Betriebskosten (heute / Zukunft)	% von Investitionskosten /a	4 / 4
	Nutzungsdauer	a	20
AL Elektrolyseur	thermische Leistung	kW_{th}	2.000
	Effizienz (heute / Zukunft)	%	67 / 70
	Investitionskosten (heute / Zukunft)	€/kW	1.070 / 870
	fixe Betriebskosten (heute / Zukunft)	% von Investitionskosten / a	4 / 4

[19] Auf die Detailuntersuchung der Methanisierungsoption wurde angesichts der schlechten Ergebnisse bei der Voruntersuchung gemäß Kapitel 3 verzichtet.

Anlage	Parameter	Einheit	Wert
	Nutzungsdauer	a	20
SO Elektrolyseur	thermische Leistung	kW_{th}	2.000
	Effizienz (heute / Zukunft)	%	77 / 77
	Investitionskosten (heute / Zukunft)	€/kW	930 / 280
	fixe Betriebskosten (heute / Zukunft)	% von Investitionskosten / a	4 / 4
	Nutzungsdauer	a	20

Als Wärmenetz wurden die stündlichen, gemessenen Wärmebedarfswerte eines realen typischen Nahwärmenetzes verwendet, die so skaliert wurden, dass die Spitzenlast bei 20 MW liegt. Für die P2H-Einheiten wurde eine thermische Leistung gewählt, die bei 10% des Spitzenlastbedarfes (2 MW) liegt. So können die P2H-Einheiten nahezu unabhängig vom Wärmebedarf betrieben werden, da die Wärmelast in nur wenigen Stunden des Jahres wesentlich unter 2 MW liegt. Die P2H-Einheit deckt also im Wesentlichen die Wärmegrundlast durch die Verluste des Verteilsystems.

Die thermische Leistung der KWK-Anlage wurde im Referenzfall mit einem Viertel der thermischen Spitzenlast dimensioniert und der Gaskessel so, dass er die gesamte Spitzenlast abdecken kann.

Die P2G-Einheiten werden schließlich unabhängig von der gewählten Wämesenke betrieben (nur abhängig vom Strompreis). Hier wurden spezifische Werte aus der Literatur verwendet und zur besseren Vergleichbarkeit auf jeweils 2 MW elektrische Leistung skaliert.

Strompreise, Gaspreise, sowie Abgaben und Zuschläge variieren entsprechend der Untersuchungsjahre. Für die Untersuchungen der Zukunft wurden die jüngsten Werte (aus dem Jahr 2014) verwendet. Diese Werte für die Jahre 2012, 2013 und 2014 sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 5-2: Rahmenbedingungen für die Referenzszenarien (2012 – 2014)

	Einheit	2012	2013	2014
Abgaben für P2H	**[ct/kWh]**	7,64	9,59	10,73
Abgaben für P2G	**[ct/kWh]**	1,70	1,86	2,04
KWKG-Zuschlag	**[ct/kWh]**	2,13	2,13	2,13
Gaspreis (Gaskessel, KWK)	**[ct/kWh]**	3,2	3,3	3,2
Gaspreis (P2G)	**[ct/kWh]**	5,0	5,0	5,0
Zinssatz	**[%]**	3	3	3

Die Referenzgröße des Wärmespeichers wurde mit Hilfe des Modells bestimmt. Die folgende Abbildung zeigt die Volllaststunden der KWK-Anlage sowie die Amortisation des Gesamtsystems für verschiedene Betriebsjahre bei variablem Volumen des Wärmespeichers. Das Speichervolumen wird dabei in ‚Stunden Wärmeoutput der KWK-Anlage' an-

gegeben. Bei einem Speichervolumen von 5 Stunden kann also beispielsweise die Wärmeerzeugung der KWK-Anlage (5 MW) über 5 Stunden hinweg eingespeichert werden; dies entspricht 25 MWh Speichervolumen.

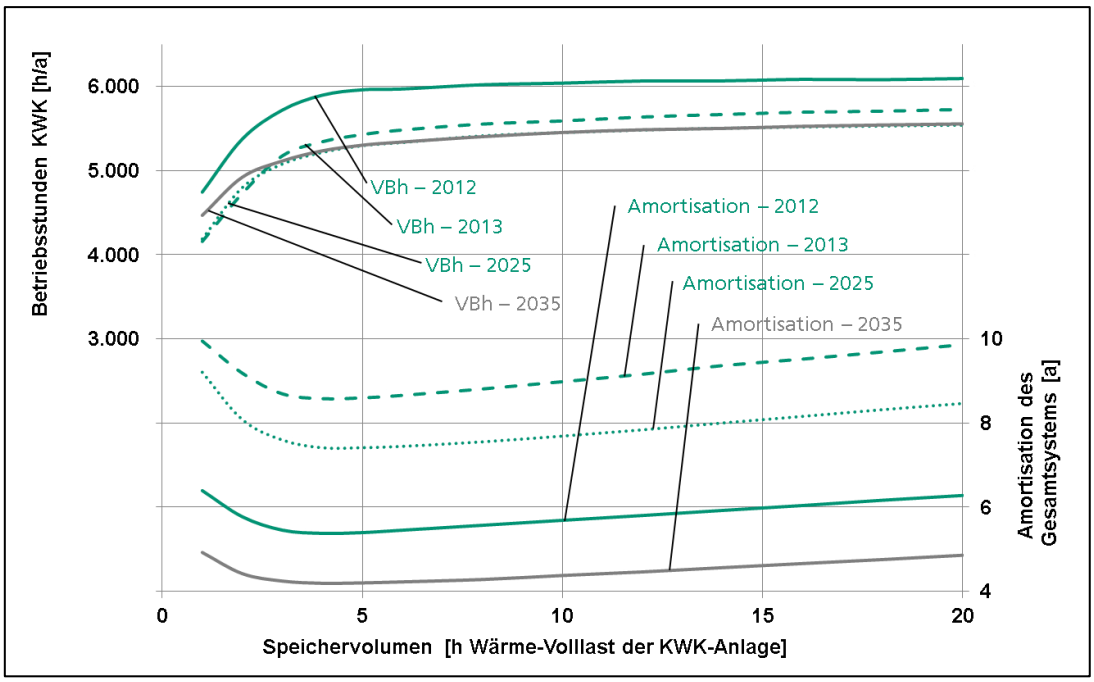


Abbildung 5-5: Dimensionierung des Speichervolumens des Wärmespeichers

Die Abbildung zeigt, dass die Volllaststunden der KWK-Anlage für alle betrachteten Jahre[20] im Bereich zwischen 1 und 6 Stunden Wärme-Output der KWK-Anlage erheblich steigen und ab 7 Stunden nur noch sehr geringfügig zunehmen. Die Amortisationszeit hat, ebenfalls in allen betrachteten Jahren, bei ungefähr 4 Stunden ihren Minimalwert, der sich erst bei Speichervolumina von über 7 Stunden Wärmeoutput der KWK-Anlage deutlich erhöht. Aus diesem Grund wurde für das Referenzszenario ein Speichervolumen von 6 Stunden KWK-Output (30 MWh) gewählt.

Für 5 Jahre standen stundenscharfe Strompreise, bzw. Prognosen zur Verfügung: während die Daten der vergangenen drei Jahre (2012-2014) von der mitteleuropäischen Strombörse (European Power Exchange, EPEX), [EPEX 2015] bereitgestellt werden, wurden für die Jahre 2025 und 2035 Prognosedaten verwendet, die vom EWL, dem Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen zur Verfügung gestellt wurden [EWL 2014]. Für diese fünf Jahre wurde für die Referenzanlagen die Betriebsstunden berechnet, wobei sich folgendes Bild ergibt[21]:

[20] Unterschiede zwischen den Jahren resultieren aus den unterschiedlichen Strompreisverläufen, sowie unterschiedlichen Gaspreisen, Letztverbraucherabgaben und KWK-Zuschlägen.

[21] Für die Szenarien 2025 und 2035 wurden für die P2G-Anlagen Prognosen hinsichtlich verbesserter Wirkungsgrade und verminderter Investitionskosten berücksichtigt, siehe Tabelle 5-1

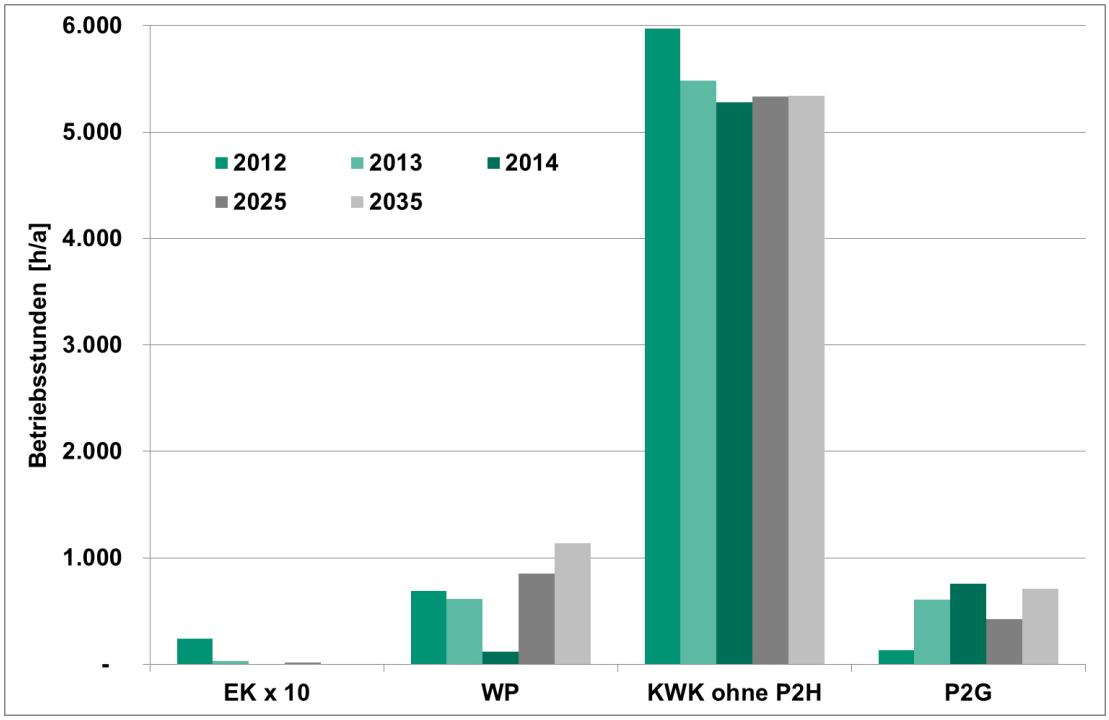


Abbildung 5-6: Betriebsstunden der Einzelkomponenten im Referenzszenario[22]

Deutlich wird, dass es in allen betrachteten Jahren, für den Elektrokessel nur minimale Einsatzzeiten von zwischen 0 und 24 h gibt in denen die Wärme günstiger als vom Referenz-Gaskessel produziert werden kann (in der Abbildung 10-fach vergrößert dargestellt). Die Wärmepumpe und die P2G-Anlage liegen mit zwischen 100 und 1.100 bzw. zwischen 130 und 750 Stunden deutlich darüber. Ohne den Einsatz von P2H- oder P2G-Anlagen erreicht die KWK Werte zwischen 5.000 und 6.000 Stunden pro Jahr. Die Betriebsstunden der KWK in Kombination mit P2H-Anlagen werden hier nicht gezeigt, da diese nur geringfügig (maximal 1,4%) unter den gezeigten Werten liegen.

Deutlich wird auch in dieser Abbildung schon der hohe Einfluss der Abgaben: während sich die Einsatzzeiten der P2G-Anlagen in den Jahren 2012 bis 2014 wegen dem vermehrten Auftreten niedriger Strompreise deutlich vergrößern, wird dieser Effekt bei den P2H-Anlagen durch die höheren Abgaben in den Jahren 2013 und 2014 überkompensiert, sodass hier deutlich niedrigere Betriebsstunden zustande kommen. Erst in den Szenariojahren 2025 und 2035, für die gleichbleibende Abgaben angenommen wurden, steigen auch hier die Betriebsstunden.

Für die folgenden Betrachtungen wird hinsichtlich der Abgaben und Strompreise jeweils das Jahr 2012 zugrunde gelegt bzw. für die ‚zukünftige Entwicklung' das Jahr 2025.

Das Referenzszenario orientiert sich an einem Wärmenetz mittlerer Größe, in das P2H- und P2G-Anlagen eingebunden werden. Die ideale Größe des Wärmespeichers wurde auf 4 bis 6 Stunden der KWK-Leistung ermittelt und die Rahmenbedingungen jahresweise für die letzten Jahre der Gegenwart und zwei Zukunftsszenarien hinterlegt.

[22] zur besseren Sichtbarkeit sind die Balken für den Elektrokessel 10 fach vergrößert dargestellt

5.3 Modelloutputs

Im folgenden Kapitel werden die wesentlichen Outputs der modellierten Einsatzfälle dargestellt. Als Hauptkennzahlen werden die Amortisation als Indikator für die Wirtschaftlichkeit und die Betriebsstunden als Indikator für die Systemdienlichkeit abgebildet. Vor dem Hintergrund von nur rund 2500 Jahresstunden mit erneuerbaren Überschüssen, selbst in einem System mit hohen Versorgungsanteilen erneuerbarer Energien, sollte die Auslastung der Stromwandler in den Speicherketten entsprechend niedrig bleiben, um die Systemdienlichkeit zu gewährleisten.

5.3.1 Variation KWKG-Zuschlag

In der folgenden Abbildung wird der Einfluss des KWKG-Zuschlages auf die Betriebsstunden der KWK-Anlage dargestellt. Die Volllaststunden der P2H-Anlagen Elektrokessel und Wärmepumpe sind ebenfalls dargestellt, verändern sich aber wegen der fehlenden Beeinflussung nicht und verharren auf dem in der Abbildung 5-6 gezeigten Niveau für 2012. Bei der Interpretation dieser und auch der folgenden Abbildungen ist es wichtig zu beachten, dass die gezeigten Volllaststunden diejenigen Stunden sind, in denen die jeweilige Anlage die Wärme zu günstigeren Kosten erzeugen kann als durch den Gaskessel bzw. entsprechend das Gas günstiger erzeugt wird, als es zum Marktpreis beschafft werden könnte. Dabei werden lediglich die Grenzkosten verglichen, da Investitionskosten und fixe Betriebskosten die Entscheidungen zum Anlageneinsatz nicht beeinflussen, sondern in dieser Hinsicht als sunk-cost angesehen werden.

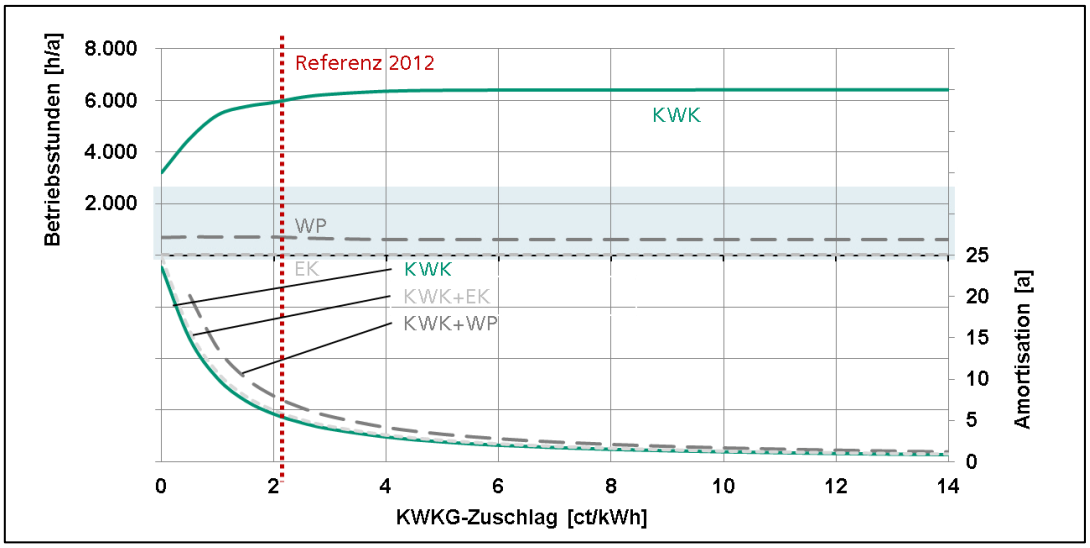


Abbildung 5-7: Einfluss des KWKG-Zuschlags auf Volllaststunden und Amortisation (2012)

Die Abbildung zeigt, dass für den Referenzfall (KWK-Zuschlag durchschnittlich 2,1 ct/kWh$_{el}$ für eine Anlage mit rund 5000 kW$_{el}$) rund 6.000 Volllaststunden zu erwarten sind (siehe auch Abbildung 5-6) und, dass sich die Betriebsstunden bei Zuschlägen unter 1 ct/kWh deutlich verringern würden. Der untere Teil der Abbildung zeigt, dass die Sensibilität der Amortisation im Bereich der derzeitigen Zuschläge deutlich höher ist: bei einer Halbierung der Zuschläge auf rund 1 ct/kWh) würde sich die Amortisationszeit von etwa 5 auf rund 10 Jahre verdoppeln.

Die Auslastung der P2H-Anlagen hängt nicht vom KWK-Zuschlag ab und bleibt entsprechend konstant. Für das gewählte Szenario ist die Auslastung sowohl des Elektrokessels, als auch der Wärmepumpe sehr gering und deutlich unter der für die Systemdienlichkeit relevanten Grenze von 2500 Stunden mit erneuerbaren Überschüssen, die in den Speicherketten aufgenommen werden sollen. Die Auslastung der KWK-Anlage füllt mit 6.000 Stunden und mehr die restliche Zeit, während der entsprechende Unterdeckung herrscht, gut aus.

Im Vergleich dazu ändern sich die Betriebsstunden und Amortisationszeiten im Szenario mit zukünftigen Energiepreisen nicht wesentlich:

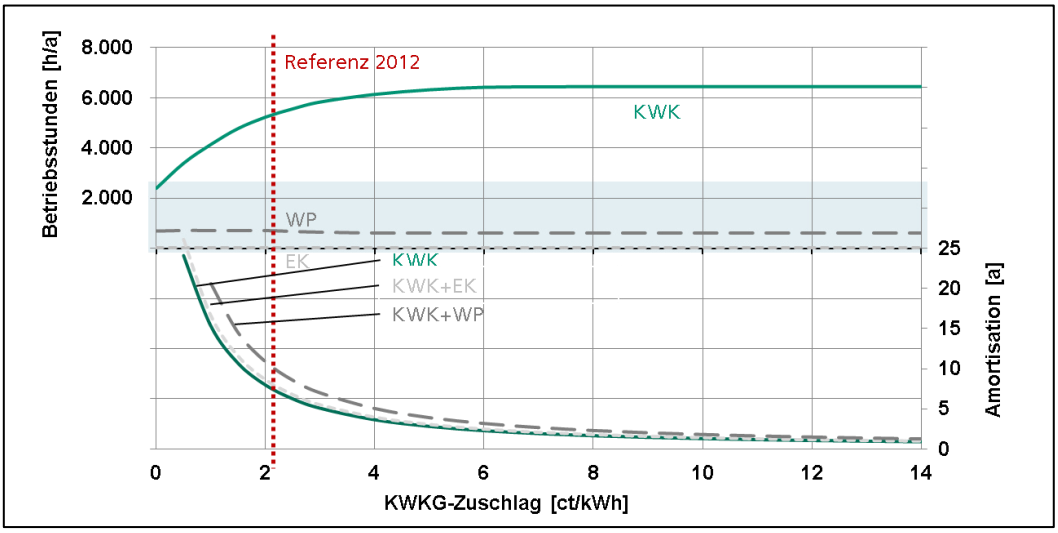


Abbildung 5-8 Einfluss des KWKG-Zuschlags auf Volllaststunden und Amortisation (‚Zukunft')

Während die Volllaststunden bis zu einer Zuschlaghöhe von rund 5 ct/kWh geringer ausfallen, sind die Amortisationszeiten vor allem bei Zuschlagszahlungen von unter 2 ct/kWh deutlich länger.

Beide Abbildungen zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit für die KWK-Anlage und die Gesamtsysteme (KWK plus Elektrokessel oder KWK plus Wärmepumpe) nur eingeschränkt gegeben ist, sowohl für das Jahr 2012 als auch unter der Annahme von extremeren Strompreisen (‚Zukunft').

5.3.2 Power to Gas: Variation des Wirkungsgrades

Für P2G-Anlagen wird in Zukunft eine deutliche technologische Weiterentwicklung erwartet. Während sich in Zukunft sinkende Investitionskosten offensichtlich günstig auf die Amortisation, jedoch nicht auf die Auslastung auswirken würden, so ist dieser Zusammenhang für höhere Wirkungsgrade etwas komplexer. Um die Bandbreite möglicher Entwicklungen hinsichtlich der Wirkungsgrade von P2G-Anlagen abbilden zu können, wurde geprüft, welche Auswirkungen eine Veränderung des Wirkungsgrades, ohne Veränderung der übrigen Rahmenbedingungen, auf die wirtschaftlichen Betriebsstunden und Amortisation der P2G-Anlage hat. Die folgende Abbildung zeigt das Ergebnis unter den Rahmenbedingungen des Jahres 2012 und für die angenommenen zukünftigen Rahmenbedingungen. Hier werden nur die Kurven der PEM-Elektrolyse dargestellt, da diese die insge-

samt wirtschaftlichste P2g-Option darstellt. Für die anderen Elektrolysearten sind die berechneten Auslastungen und Amortisationszeiten noch schlechter.

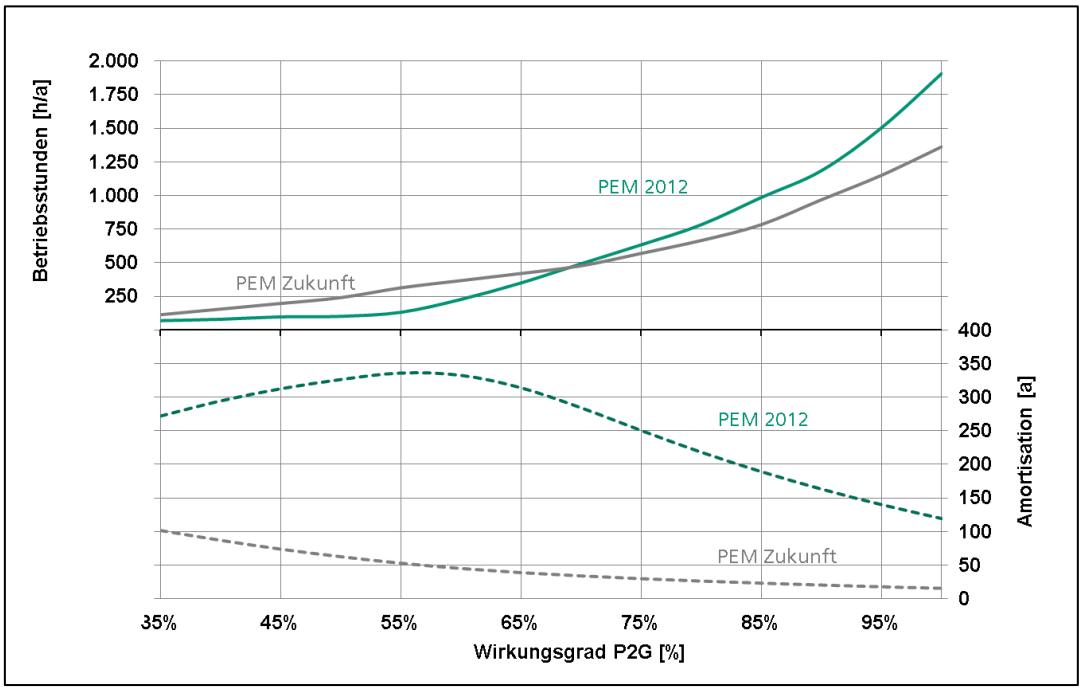


Abbildung 5-9: Einfluss des Wirkungsgrades auf Volllaststunden und Amortisation der P2G-Anlagen

Wie schon in Abbildung 5-6 gezeigt, kommt die Anlage beim angenommen Referenzwirkungsgrad von 54% im Jahr 2012 auf rund 130 Betriebsstunden. Die Amortisationszeiten sind für die heutigen Investitions- und Betriebskosten unabhängig vom Wirkungsgrad deutlich über 100 Jahren. Dies zeigt, dass die P2H-Anlage im beschriebenen Einsatzszenario noch weit von einem wirtschaftlichen Einsatz entfernt ist. Der ungewöhnliche Verlauf der Amortisationszeit für die Rahmenbedingungen des Jahres 2012 – im linken Bereich kommt es zu kürzeren Amortisation bei sinkendem Wirkungsgrad – erklärt sich daraus, dass in diesem Bereich die negativen Strompreise dominieren (niedrige Betriebsstunden). Unter diesen Voraussetzungen kommt es dazu, dass die mit niedrigerem Wirkungsgrad höheren Einnahmen aus der Stromaufnahme die verringerten Einnahmen aus dem Gasverkauf überkompensieren.

5.3.3 Power to Heat: Variation des Gaspreises

Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor für die wirtschaftlichen Betriebsstunden und die Amortisationszeit der Systeme mit P2H-Anlagen ist der Gaspreis. Er bestimmt maßgeblich die Referenz-Wärmekosten des Gaskessels und beeinflusst auch die Einsatzmöglichkeiten der KWK-Anlage. Sein Einfluss wird in Abbildung 5-10 und Abbildung 5-11 gezeigt:

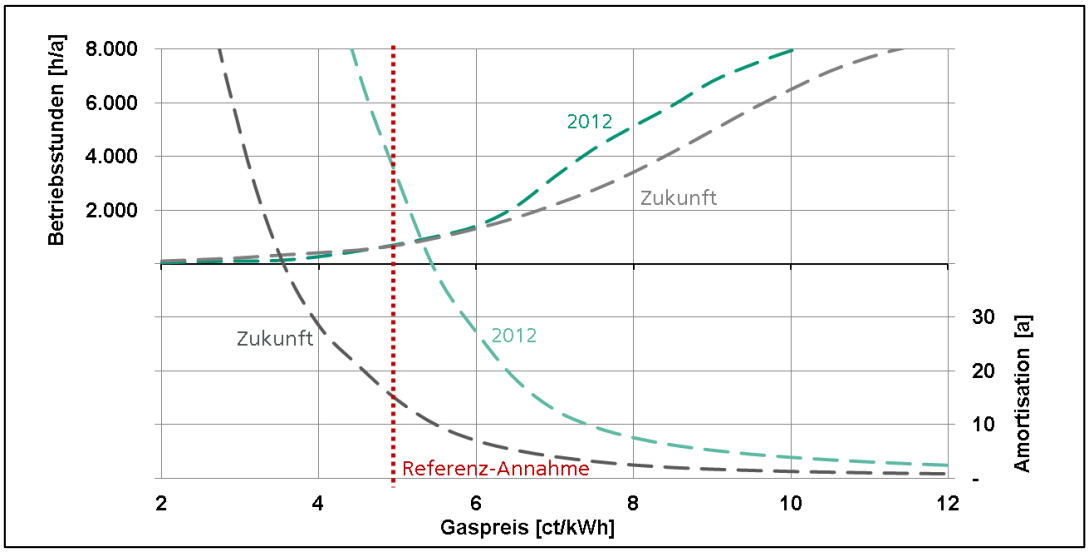


Abbildung 5-10: Einfluss des Gaspreises auf Betriebsstunden und Amortisation (P2H, 2012)

Wie erwartet, sinken die Betriebsstunden der KWK-Anlage mit steigenden Gaspreisen, während die Wärmepumpe bei hohen Gaspreisen zu langen Einsatzzeiten kommt. Ab einem Gaspreis von etwa 3,5 ct/kWh ist die Wärmepumpe in so vielen Stunden in Betrieb, dass nicht mehr davon ausgegangen werden kann, dass ausschließlich überschüssiger Strom aus erneuerbaren Quellen aufgenommen wird. Bei sehr hohen Gaspreisen, sorgt der dann vergleichsweise geringe Wärmepreis der Wärmepumpe wiederum dafür, dass die Amortisationszeit des Gesamtsystems KWK plus Wärmepumpe sinkt. Anders ist dies für die Anwendungsfälle ohne Wärmepumpe, bei denen die gasbasierten Wärmeerzeuger weiterhin dominieren und bei hohen Gaspreisen die Amortisationszeit verlängern.

Die in der folgenden Abbildung gezeigte, zukünftige Situation präsentiert ein ähnliches Bild mit längeren Amortisationszeiträumen und einem späteren Anstieg der Betriebsstunden für die P2H-Anlagen.

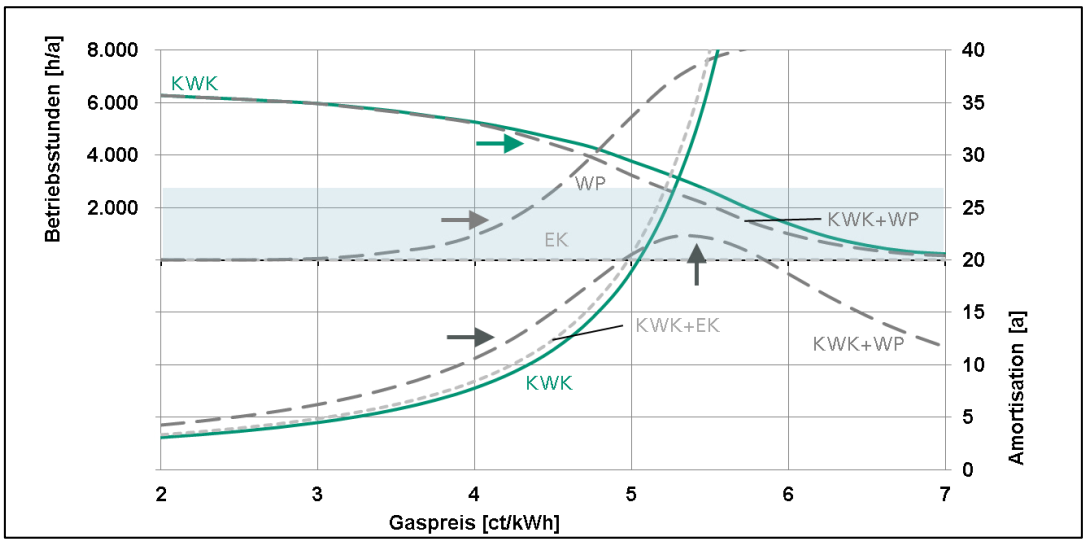


Abbildung 5-11: Einfluss des Gaspreises auf Volllaststunden
und Amortisation (P2H, ‚Zukunft')

5.3.4 Power to Gas: Variation des Gaspreises

Auch bei den P2G-Anlagen stellt der Gaspreis einen wesentlichen Einflussfaktor dar. Hier wirkt er sich jedoch nicht als Inputfaktor aus, sondert markiert die Referenz für die Vermarktung des Elektrolysegases. Je häufiger das Gas durch Elektrolyse günstiger erzeugt, als am Markt beschafft werden kann, desto häufiger kommt die Anlage zum Einsatz. Der Einfluss des Gaspreises wird in der folgenden Abbildung gezeigt:

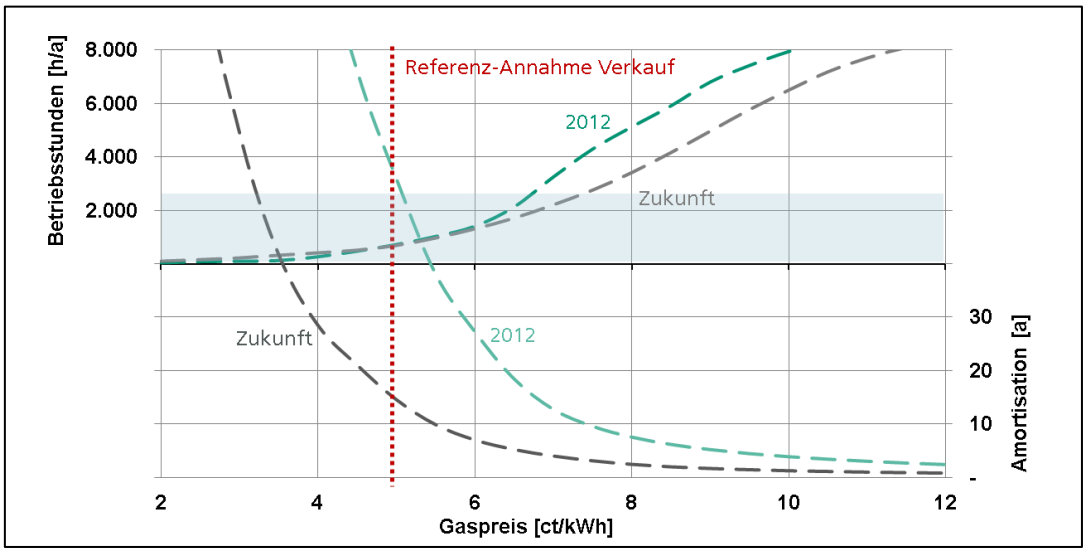


Abbildung 5-12 Einfluss des Gaspreises auf Volllaststunden und Amortisation (P2G, 2012 und ‚Zukunft')

Die Abbildung zeigt, dass mit gegenwärtigen Preisen nur geringe Betriebsstunden erreicht werden. Dies trifft auch auf das zukünftige Szenario zu. Nur mit hohen Gaspreisen von rund 8 ct/kWh können attraktive Amortisationszeiten von unter 10 Jahren erreicht werden. Diese gehen jedoch wiederum mit hohen Betriebsstunden einher, sodass die Grenze für die Systemdienlichkeit von rund 2.500 Stunden deutlich überschritten würde.

5.3.5 Power to Heat: Variation der Abgaben

Die folgenden Abbildungen zeigen den starken Einfluss der Entgelte, Abgaben und Umlagen, die für den Bezugsstrom der Power to Heat Anlagen gezahlt werden müssen. Abbildung 5-13 illustriert zunächst den Einfluss auf den Betrieb des oben skizzierten Wärmenetzes unter den Bedingungen des Jahres 2012. Diese Abgaben lagen für den Strombezug zu Heizzwecken im Jahr 2012 bei rund 7 ct/kWh und sind inzwischen schon auf rund 10 ct/kWh angestiegen [Brandstätt et al. 2014]. Die gezeigten Betriebsstunden bzw. die Amortisationszeiten ergeben sich, wenn KWK- und P2H-Anlage ihren Strom ausschließlich über den Day-Ahead Markt veräußern bzw. beschaffen.

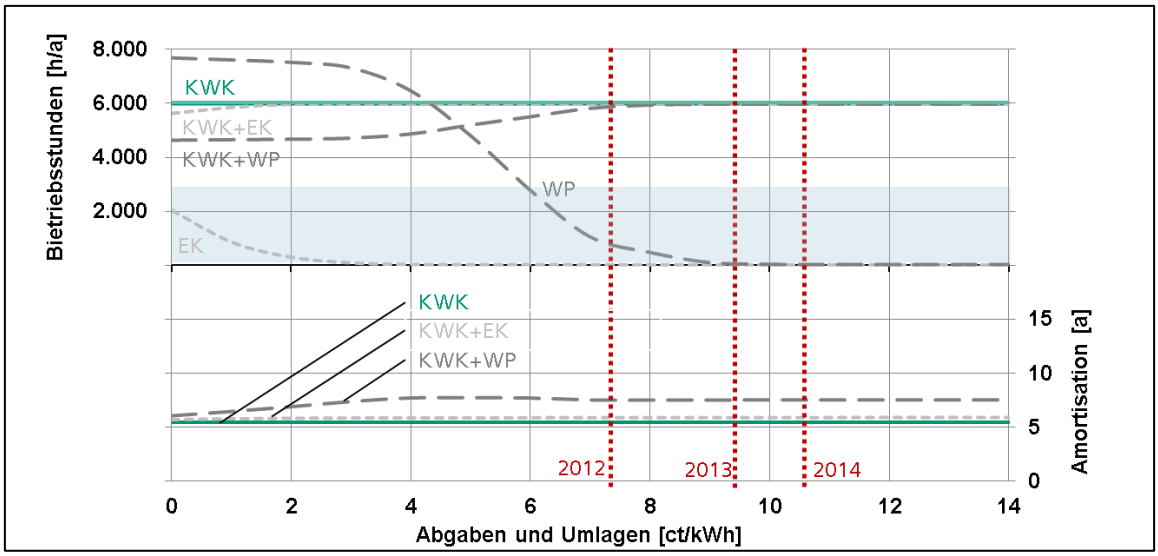


Abbildung 5-13: Einfluss der Abgaben auf Volllaststunden und Amortisation (P2H, 2012)

Im oberen Bereich des Diagramms wird deutlich, dass Elektrokessel und Wärmepumpe unter gegenwärtigen Bedingungen kaum zum Einsatz kommen. Dementsprechend beeinträchtigen sie die Auslastung der KWK-Anlage nur geringfügig. Der Betrieb der P2H-Optionen nimmt erwartungsgemäß mit geringeren Abgaben zu und überschreitet so im Falle der Wärmepumpe schon ab etwa 6 ct/kWh den voraussichtlich systemdienlichen Betrieb von in etwa 2.500 Stunden pro Jahr. Die Amortisation eines multivalenten Wärmeversorgungssystems ist unter gegenwärtigen Bedingungen mit einer Amortisation von 5 bis 8 Jahren bereits für einige Akteure akzeptabel, gegenüber der Wärmeversorgung ausschließlich durch KWK-Anlage und Gaskessel jedoch nicht attraktiv. Ein System mit Wärmepumpe stellt sich dabei verhältnismäßig schlechter dar, als die Alternative mit Elektrokessel. Dies ist im Wesentlichen auf die höheren Investitionskosten der Wärmepumpe zurückzuführen. Diese werden erst bei einer entsprechend hohen Auslastung durch den besseren Wirkungsgrad überkompensiert. Geringere Abgaben führen zu einer solchen höheren Auslastung und lassen ab einer Reduktion auf etwa 4 ct/kWh das Gesamtsystem in Kombination mit einer Wärmepumpe wirtschaftlicher werden.

Abbildung 5-14 zeigt nun die Veränderung die sich für das obige System aus der kombinierten Teilnahme am Day-Ahead und Regelenergiemarkt für Minutenreserve ergibt. Die Auslastung von Elektrokessel oder Wärmepumpe verändert sich nur geringfügig; die Amortisation kann jedoch deutlich verbessert werden. Bei den hier betrachteten Erlösen aus der Bereitstellung von Minutenreserve ergibt sich jedoch noch immer kein Vorteil für die Kombination mit P2H-Optionen im Vergleich zur Versorgung aus KWK-Anlage und Gaskessel.

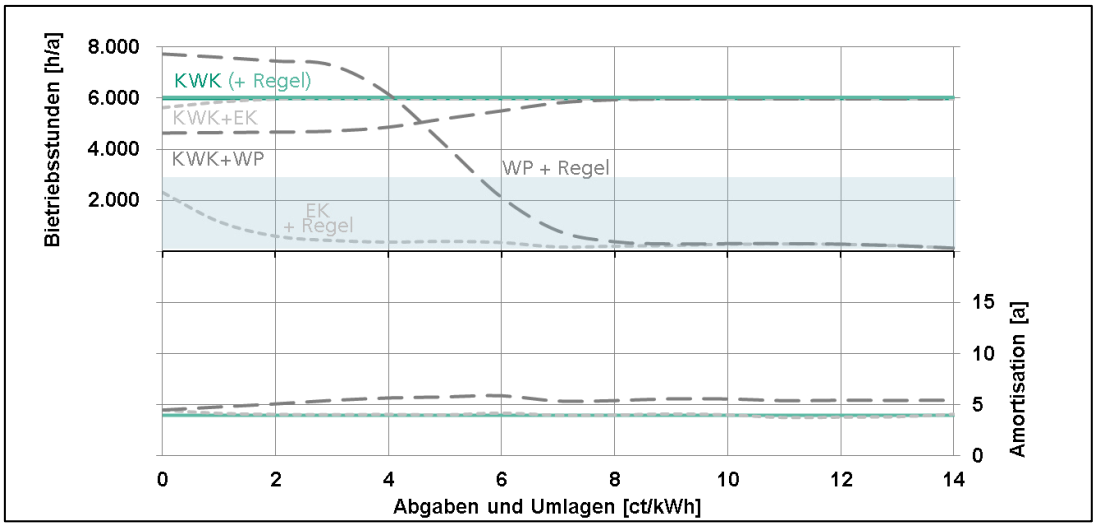


Abbildung 5-14: Einfluss der Abgaben auf Volllaststunden und Amortisation unter Berücksichtigung des Marktes für Minutenreserve (P2H, 2012)

Für die künftige Energieversorgung mit erheblichen Anteilen aus erneuerbaren und fluktuierenden Quellen erwarten einige Akteure eine stärkere Spreizung von hohen und niedrigen Preisen am Spotmarkt. Dementsprechend zeigt Abbildung 5-15 die Modellergebnisse für das obige Referenzsystem für eine synthetische Preiskurve mit stärkerer Preisspreizung. Unter diesen Rahmenbedingungen sinkt die Auslastung der KWK-Anlage im Vergleich zu 2012. Wärmepumpe und Elektrokessel hingegen können schon bei vergleichsweise höheren Abgaben steigende Auslastungen verbuchen. Die Wärmepumpe überschreitet bereits bei rund 9 ct/kWh den mutmaßlich systemdienlichen Bereich von 2.500 Betriebsstunden. Die bessere Auslastung der P2H-Optionen kann jedoch die Einbußen der KWK-Anlage im Allgemeinen wirtschaftlich nicht kompensieren. Erst für sehr niedrige Abgaben senkt die Wärmepumpe im Dauerbetrieb die Amortisation des Gesamtsystems im Vergleich zur Versorgung ohne P2H.

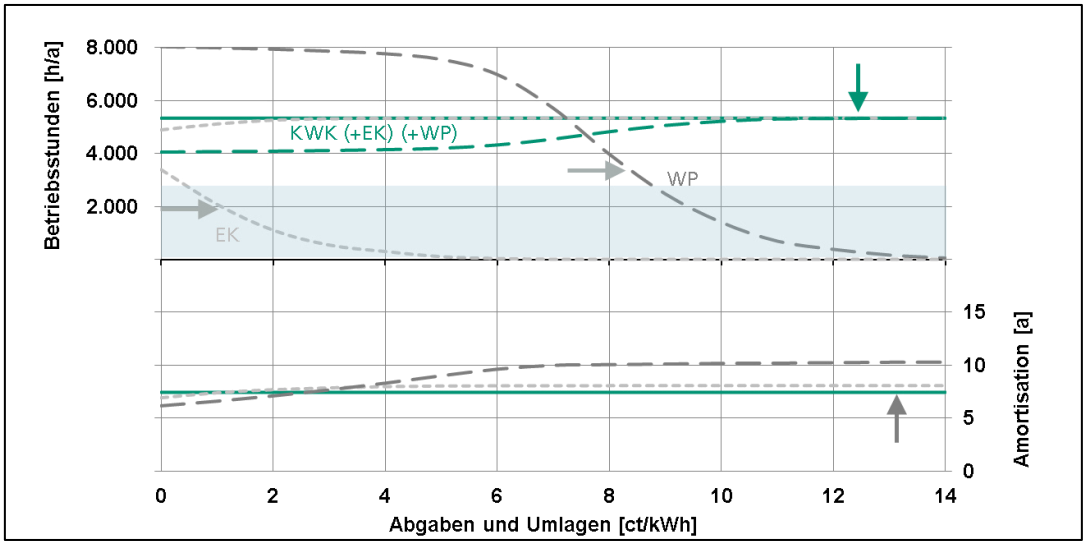


Abbildung 5-15: Einfluss der Abgaben auf Volllaststunden und Amortisation (P2H, ‚Zukunft'

Ein weiterer Vorschlag in der Diskussion um die Anpassung des Regelrahmens für Flexibilitäten ist die Erhebung von anteiligen Abgaben in Relation zum Börsenstrompreis [Agora 2014b]. Abbildung 5-16 zeigt die Auswirkungen, die ein solches Regime für das Wärmesystem unter den Rahmenbedingungen von 2012 gehabt hätte. Bei einem Aufschlag von etwa 400% auf den Strompreis erreicht die Wärmepumpe vergleichbare Betriebsstunden wie in Abbildung 5-13 für fixe Abgaben gezeigt; der Elektrokessel erreicht durchgehend höhere Betriebsstunden als mit fixen Aufschlägen. Die Amortisation ist für die Betriebsfälle mit niedrigen prozentualen Aufschlägen deutlich kürzer als für die Betriebsfälle mit fixen Aufschlägen und gleich hohen Betriebsstunden.

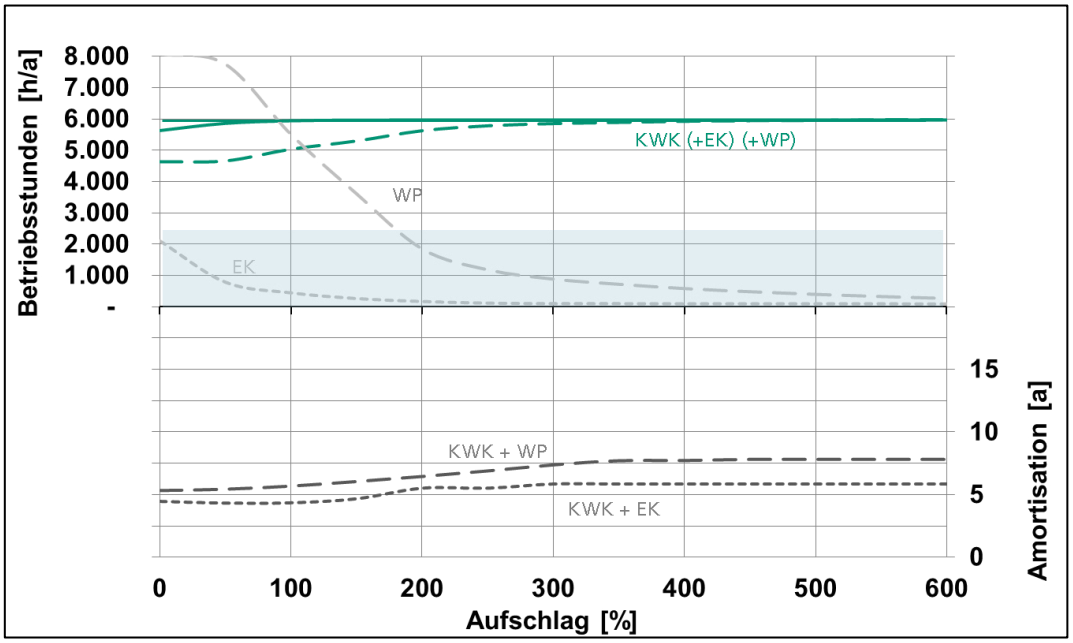


Abbildung 5-16: Einfluss der prozentualer Abgaben auf Volllaststunden und Amortisation (P2H, 2012)

5.3.6 Power to Gas: Variation der Abgaben

Abbildung 5-17 zeigt die Betriebsstunden sowie die Amortisationszeiten eines Solide-Oxide Elektrolyseurs bei Vermarktung am Day-Ahead Markt 2012 und mit stärkerer Preisspreizung in der Zukunft. Die Abgaben für P2G-Anlagen zur Rückverstromung betragen gegenwärtig nur rund 1,7 ct/kWh, dennoch kommt der Elektrolyseur sowohl heute als auch bei niedrigeren Investitionskosten und geringerem Wirkungsgrad in der Zukunft kaum zum Einsatz (weit unter 1000 Betriebsstunden) und somit nicht zu realistischen Amortisationszeiten. Bei der gezeigten SO-Elektrolyse handelt es sich dabei vor allem in Zukunft bereits um die attraktivste der untersuchten P2G-Optionen. Erst bei einer Förderung (entspricht negativen Abgaben) verbessern sich Auslastung und Amortisation. Attraktive Amortisationszeiten werden jedoch nur in Verbindung mit einer sehr hohen, mutmaßlich nicht systemdienlichen Auslastung erreicht.

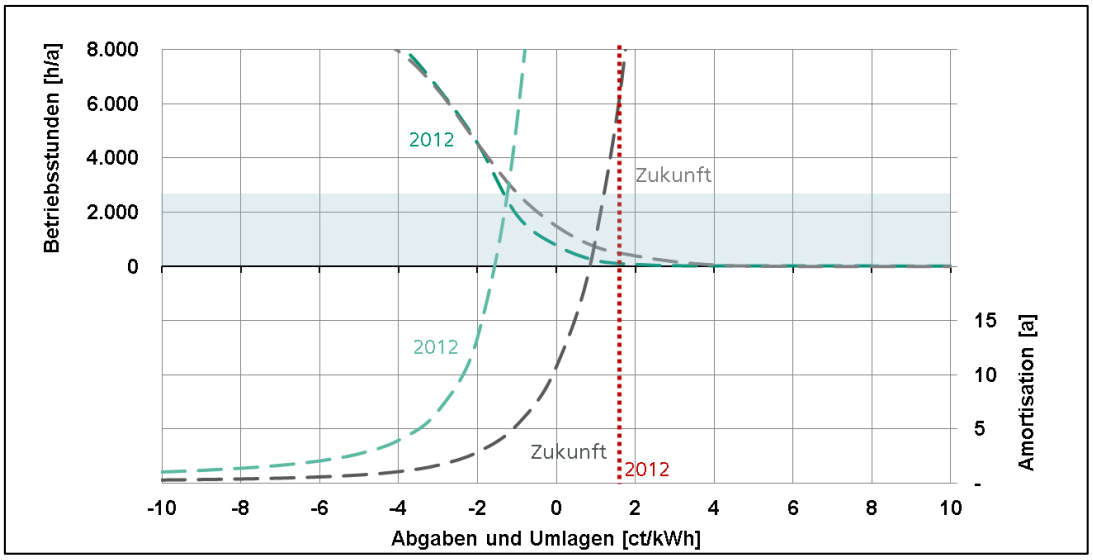


Abbildung 5-17: Einfluss der Abgaben auf Volllaststunden und Amortisation (P2G, 2012 und ‚Zukunft')

5.4 Fazit

Die Berechnungen lassen die untersuchten Speicherketten in nur wenigen Szenarien wirtschaftlich erscheinen. Unter gegenwärtigen Bedingungen bringen die P2H- oder P2G-Anlagen kaum Vorteile. Für die Zukunft wird eine stärkere Spreizung der Strompreise unterstellt, die jedoch nicht den entscheidenden Ausschlag geben kann. Andere Einflussfaktoren, wie etwa die Technologieentwicklung, Gaspreise, die Letztverbraucherabgaben wiegen stärker.

Insbesondere die Gasketten schneiden schlecht ab. Während bei künftig sinkenden Investitionskosten mit einer entsprechenden Reduktion der Amortisationszeit zu rechnen ist, so wirkt sich ein verbesserter Wirkungsgrad nicht deutlich aus. Selbst bei einer deutlichen Steigerung, werden die Ketten unter ansonsten unveränderten Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich. Bei vergleichsweise niedrigen Wirkungsgraden kompensieren die Einnahmen aus der Stromaufnahme zu Zeiten mit negativen Strompreisen sogar teilweise noch die erhöhten Einnahmen aus dem Gasverkauf. Durch den geringen Einfluss des Wirkungsgrades ergeben sich letztlich auch kaum Unterschiede zwischen den einzelnen P2G-Technologien.

Die Wärmeketten stehen besser, aber unter gegenwärtigen Bedingungen noch nicht sehr gut da. Die KWK-Anlagen sind fester Bestandteil aller Speicherketten, werden unter der gegenwärtigen Förderung jedoch noch nicht ideal eingesetzt. Sie sind zwar in allen Szenarien so ausgelastet, dass sie sehr gut zum Auffüllen der Unterdeckung aus erneuerbaren Quellen beitragen. Für die Zukunft ergibt sich jedoch aus den Berechnungen eher ein Mehrbedarf an Förderung, speziell für Anlagen, die in Wärme- oder Gassystemen eingebunden sind.

Die Gaspreise sind ein entscheidender Einflussfaktor. Sie sind in der unmittelbaren Vergangenheit weltweit gefallen, auf nationaler Ebene jedoch mitunter auch gestiegen. Hohe Gaspreise begünstigen den Einsatz von P2H- und P2G-Anlagen, machen jedoch die KWK-

Anlagen unattraktiver. Unter den aktuellen Gaspreisen sind die Anlagen noch nicht wirtschaftlich. Bei höheren Preisen, können Elektrolyseure, Wärmepumpen und Elektrokessel höhere Betriebsstunden und dadurch einen höheren Beitrag zur Amortisation des Gesamtsystems realisieren. Ein relevanter Finanzierungsbeitrag ist in der Regel jedoch mit Betriebsstunden deutlich jenseits der Grenze für die Systemdienlichkeit verbunden. Vor allem für P2G-Systeme wären deutlich höhere Gaspreise und somit auch Betriebsstunden erforderlich, um die Anlagen wirtschaftlich zu machen.[23]

Eine andere wichtige Einflussgröße sind die Letztverbraucherabgaben. Hier belegen die Berechnungen, dass hohe Abgaben zu einer geringen Auslastung und damit zu einer langen Amortisationszeit führen und umgekehrt. Das derzeitige Abgabenniveau erscheint selbst für P2H-Anlagen, in jedem Fall aber für P2G-Anlagen zu hoch. Für letztere ergibt sich nur ein sehr enger Abgabenbereich in dem sowohl die Auslastung als systemdienlich angesehen werden kann, als auch eine annähernd realistische Amortisationszeit erreicht wird. Dies wäre jedoch bei negativen Abgaben, also de facto bei einer Förderung der Fall. Ein Sonderfall stellt die Berücksichtigung des Markets für Minutenreserve dar. Werden die Erlösmöglichkeiten auf diesem Markt mit einbezogen, so ergibt sich eine bessere Amortisation bei eher systemdienlicher Auslastung. Die Verbesserung ist jedoch nicht wesentlich und die Branche erwartet in diesem Marktsegment künftig weiter sinkenden Preise. Zuletzt wurde auch der Sonderfall einer dynamischen Festlegung der Letztverbraucherabgaben simuliert. Diese Systematik verstärkt die Preisanreize zum systemdienlichen Anlageneinsatz. Es zeigt sich zum Beispiel, dass die Wärmepumpe selbst bei hohen anteiligen Abgaben von bis zu 500% noch in einer signifikanten Anzahl von Stunden zum Einsatz kommt ohne dass die Amortisation nennenswert leidet.

Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit der modellierten Ketten sind nicht ideal. Die Gasketten schneiden erwartungsgemäß schlechter ab, als die Wärmeketten. Insgesamt ist eine Verbesserung der Amortisation bisweilen mit einer hohen Auslastung verknüpft. Vor dem Hintergrund von nur rund 2500 Stunden pro Jahr mit erneuerbaren Überschüssen, ist diese Dynamik kritisch. Sie wird allenfalls von der Systematik des Regelenergiemarkts oder dynamischen Letztverbraucherabgaben durchbrochen.

[23] Höhere Betriebsstunden für P2G-Anlagen könnten theoretisch mit anderen Anwendungsfällen, wie etwa der Produktion von Elektrolysegas für den Verkehrssektor oder die chemische Industrie, einhergehen. In diesen Fällen könnten jedoch einige der hier berücksichtigten Vergünstigungen, bspw. hinsichtlich der Letztverbraucherabgaben, nicht in Anspruch genommen werden, was die Wirtschaftlichkeit weiter einschränken würde.

6 Handlungsempfehlungen

Während die Möglichkeiten der Speicherketten aktuell noch stark eingeschränkt sind, so lassen sich unter entsprechend günstigen Rahmenbedingungen doch deutliche Potenziale heben. Solche günstigen Bedingungen für die Speicherung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Quellen müssen mitunter aktiv gestaltet werden.

Ein wesentlicher äußerer Einfluss für das Ausmaß des Handlungsbedarfes sind die Strom- und Gaspreise. Im Modell wurden die P2H- und P2G-Speicherketten in verschiedenen Strompreisszenarien und unter Variation der Gaspreise betrachtet. Je nachdem, wie sie sich tatsächlich entwickeln, sind stärkere oder weniger starke Eingriffe in den Regelrahmen nötig. Ein insgesamt niedriges Strompreisniveau, wie es bei einem stärkeren Anteil erneuerbarer Energien zu erwarten ist, kommt den Stromwandlern zugute, schwächt jedoch die Erzeuger, sprich die KWK-Anlage. Die stärkere Strompreisspreizung, die in MuGriSto für die Zukunft angenommen wurde, reicht hingegen bei weitem nicht aus, um die Gesamtsysteme wirtschaftlich und systemdienlich zu betreiben. Ein grundsätzlich ähnliches Bild zeigt sich hinsichtlich der Entwicklung der Gaspreise. Dadurch, dass niedrige Gaspreise die KWK-Anlagen begünstigen, schmälern sie die Wärmeerzeugungsanteile der P2H-Anlagen. Gleichzeitig ist Elektrolysegas bei niedrigen allgemeinen Gaspreisen weniger wettbewerbsfähig.

Bei der Gestaltung entsprechend günstiger Rahmenbedingungen ist allerdings Vorsicht geboten. Viele Begünstigungen erhöhen zunächst die Auslastung der Stromwandler. Zum einen schränkt dies die Auslastung der übrigen Anlagen, speziell der KWK-Anlagen, ein und verringert so die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems. Zum anderen gefährden zu viele Betriebsstunden der P2H- oder P2G-Anlagen die Systemdienlichkeit der Konzepte.

6.1 Technologieförderung

Der Entwicklungsgrad der betrachteten Technologien unterscheidet sich deutlich. Während die Wärmesysteme bereits voll entwickelt sind, ist für die Elektrolyse und Methanisierungsverfahren noch ein deutlicher Fortschritt zu erwarten. Darüber hinaus bestehen für die Technologien der Wärmeketten bereits breite Fördermöglichkeiten, während sich die Unterstützung im Bereich P2G auf Demonstrationsprojekte und den Erlass der EEG-Umlage im Falle der Rückverstromung beschränkt.

Die Wärmeketten stellen sich unter diesen Bedingungen gegenwärtig wie auch in Zukunft als die günstigere Flexibilitätsoption dar. Die Gasketten weisen jedoch spezifische, interessante Eigenschaften, wie etwa die Möglichkeit der saisonalen Speicherung über mehrere Monate oder der Energietransport über das bestehende Gasnetz, auf. Eine spezifische Förderung zur weiteren Entwicklung und Markteinführung der Technologie, besonders für diese Nischen, wäre erforderlich.

Die KWK-Technologie stellt eine Schlüsseltechnolgie sowohl in den Wärme- als auch in den Gasketten dar. Sie ist zwar bereits sehr ausgereift und wird auch schon seit einiger Zeit gefördert, speziell für die hier betrachteten Anlagengrößen in Speicherverbünden

könnten die Bedingungen jedoch noch verbessert werden. Im Gegensatz zu den Stromwandlern besteht für die KWK-Anlagen angesichts von gut 6.000 Stunden mit Unterdeckung kaum die Gefahr einer zu hohen und deshalb nicht systemdienlichen Auslastung bei zu hoher Förderung. Zusätzliche Förderinstrumente, speziell für eine stromgeführte Betriebsweise, wie sie etwa mit der Flexibilitätsprämie eingeführt wurden, gehen in die richtige Richtung.

6.2 Abgaben und Umlagen

Die Letztverbraucherabgaben werden, wie in Kapitel 4.2.2 dargestellt, als zentraler Hebel zur Implementierung von Speichern diskutiert. Durch eine Justierung der Aufschläge auf den einzuspeichernden Strom kann sowohl die Wirtschaftlichkeit verbessert, als auch der Betrieb der Stromwandler zu den ‚richtigen' Zeiten, wenn Überschüsse aus erneuerbaren Quellen herrschen, sichergestellt werden.

Die Untersuchungen in MuGriSto verdeutlichen, die Herausforderungen bei der Anpassung der Abgaben. Ein für die Speicherung allgemein günstiges Abgabenniveau ist nicht ohne weiteres zu bestimmen. Vielmehr unterscheiden sich die modellierten Effekte zwischen den einzelnen Technologien stark und scheinen auch deutlich von den konkreten Fällen, also spezifischen Anlagen- und Systemgroßen, abzuhängen. Eine einfache und eher allgemeine Lösung wäre jedoch für die Praxis wünschenswert.

Darüber hinaus führt eine Beeinflussung lediglich der Abgabenhöhe, wie sie etwa mit der Erlassung der Letztverbraucherabgaben für Speicher gefordert wird, zunächst zu einer höheren Auslastung. Diese steigert, wie oben schon beschrieben, zwar den Finanzierungsbeitrag der Stromwandler und letztlich die Wirtschaftlichkeit der Speicherketten. Sie ist jedoch ab einem gewissen Grad gegenläufig zur Systemdienlichkeit und deshalb dem hier untersuchten Konzept der Speicherung von Überschüssen aus erneuerbaren Quellen nicht uneingeschränkt zuträglich.

Zweckdienlicher erscheint hier der Vorschlag zur Dynamisierung der Abgaben. Durch die Erhebung von anteiligen Abgaben würden niedrige Strompreise, wie sie zu Zeiten mit Überschüssen wahrscheinlich sind, begünstigt und hohe Strompreise, wie sie zu Zeiten der Unterdeckung erwartet werden, verstärkt. Die Speicherketten erhielten so ‚Rabatte' für den Strombezug während systemdienlicher Stunden und ‚Aufschläge' für den Strombezug zu nicht systemdienlichen Zeiten. Die schwierige Justierung und Fallabhängigkeit eines geeigneten Aufschlagsniveaus bleibt jedoch auch hier bestehen.

6.3 Neue Marktmechanismen

Im Grunde senden die Strommärkte durch niedrige Preise bei Überschüssen und hohe Preise bei Unterdeckung nützliche Signale für den Einsatz der Speicherketten. Diese können zwar gegenwärtig noch durch Sondereffekte wie den Betrieb von Must-Run-Einheiten verwässert sein, werden jedoch in einem künftigen System mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien immer besser die tatsächliche Residuallast widerspiegeln.

Die Untersuchungen in MuGriSto zeigen jedoch, dass die Anreize aus den bestehenden Märkten möglicherweise nicht ausreichen, um Speicherketten ideal zu betreiben. In die-

sem Zusammenhang wird eine Vielzahl von neuen oder angepassten Marktmechanismen für den Einsatz von Speichern oder Flexibilität im Allgemeinen diskutiert. Es gilt dabei vor allem, Auslastung und Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu entkoppeln und so den wirtschaftlichen mit dem systemdienlichen Anlagenbetrieb zu verbinden. Der Systemnutzen der Speicherketten entsteht vor allem durch den Betrieb der Anlagen 'zum richtigen Zeitpunkt'. Dementsprechend scheinen zeitabhängige Mechanismen am ehesten geeignet, die Flexibilitätsoptionen für die Integration erneuerbarer Energien einzusetzen.

Die Berechnungen in MuGriSto zeigen im Ansatz, dass die Systematik des Regelenergiemarktes die gewünschten Effekte hervorbringt. Bei einer Beteiligung am Markt für Minutenreserve steigt die Wirtschaftlichkeit, ohne die Auslastung deutlich zu erhöhen. Weitere Vorschläge, wie etwa die Speicherung von Überschüssen, die im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt würden, oder die Einführung neuer regionaler oder langfristiger Märkte, scheinen deshalb interessant. Solche Vorschläge sollten aber genau auf ihre Zweckdienlichkeit zur gezielten Verwertung von Überschüssen bzw. zum Ausgleich der Unterdeckung geprüft werden.

6.4 Vereinfachung und Planungssicherheit

Nicht zuletzt beeinträchtigen Unsicherheit und Komplexität die Umsetzung von Speicherketten in der Praxis. Die Zahl der relevanten Rahmenbedingungen ist sehr umfangreich und ihre Systematik mitunter sehr komplex.

Für eine Vielzahl der Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit der Systeme beeinflussen, ist die künftige Entwicklung nur schwer abzusehen. Während dies für die Entwicklung der Preise hingenommen werden muss, so scheint zumindest für die regulatorisch bestimmten Faktoren, wie etwa die Letztverbraucherabgaben oder die Zugänglichkeit unterschiedlicher Märkte, eine Absicherung erforderlich. Hier gilt es nicht nur günstige, sondern auch verlässliche Bedingungen für die Speicherketten zu schaffen.

Darüber hinaus sind viele der für die Speicherketten relevanten Aspekte ungemein detailreich und kompliziert. Dies verursacht einen erheblichen Aufwand bei Planung und Betrieb der Speicherketten und erschwert die Optimierung der Anlagen. Wünschenswert wären eine übersichtliche Gestaltung, etwa der Marktmechanismen und Abgaben, sowie wo immer möglich, einheitliche Rahmenbedingungen für unterschiedliche Technologien und Anwendungsfälle.

Günstige Rahmenbedingungen müssen entsprechend der äußeren Einflüsse, wie der Strom- und Gaspreisentwicklung, aktiv geschaffen werden. Es gilt zunächst die weitere Entwicklung und Verbreitung von P2G sowie KWK als Schlüsseltechnologie zu fördern. Darüber hinaus sollte die Wirtschaftlichkeit der Stromwandler von ihrer Auslastung entkoppelt werden, um die Systemdienlichkeit zu gewährleisten. Hier scheinen zeitabhängige Mechanismen, wie etwa verbesserte Bedingungen im Regelenergiemarkt oder anteilige Abgaben am geeignetsten. Nicht zuletzt sollten auch die Planungssicherheit verbessert und die Komplexität reduziert werden.

Literatur

[Aarlborg University 2013] Aalborg University: Technology Data for High Temperature Solid Oxide Electrolyser Cells, Alkali and PEM Electrolysers, August 2013

[Agora 2014a] Agora Energiewende „Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien“ 2014; Abruf unter: http://www.agora-energiewen-de.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Power_to_Heat/PtH_Kurzfassung_web.pdf, 23.06.2015

[Agora 2014b] Agora Energiewende „Der Strommarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage“ 2014; Abruf unter: http://www.agora-energiewen-de.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Dynamische-EEG_Umlage/Agora_RAP_Spotmarktpreis_als_Index_fuer_dyn_EEG-Umlage_web.pdf, 23.06.2015

[ARGE EE-Statistik 2013] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien (ARGE EE) Statistik: Internet-Update ausgewählter Daten zur Broschüre Erneuerbare Energien in Zahlen, Februar 2015; Abruf unter: http://www.erneuerbare-ener-gien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung_der_erneuerba-ren_energien_in_deutschland_im_jahr_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=7 , 23.06.2015

[Albrecht et al. 2013] Albrecht, U., Altmann, M., Michalski, J., Raksha, T., Weindorf, W. : Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase, Ponte Press, Dezember 2013

[BBH et al. 2013] Becker, Büttner, Held (BBH), EY, Ludwig Bölkow Systemtechnik: Kurzdarstellung: Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe, August 2013

[BDEW 2014] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Definition des Begriffes „Energiespeicher“. Begriffsdefinition und Vorschlag für eine Befreiung von Letztverbraucherabgaben (Stand: 06.06.2014); Abruf unter: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140606-o-definition-des-begriffes-energiespeicher-de/$file/2014-06-

06_Definition_Energiespeicher_final_ohne-Ansprechpartner.pdf, 19.01.2015

[Birkner et al. 2013] Birkner, P., Antoni, O., Hilpert, J.: Rechtliche Rahmenbedingungen für den Einsatz von Power-to-Heat, Euro Heat & Power, Dezember 2013, S.20 – 23

[BMVI 2014] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP) (Stand: 2014); Abruf unter: http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/UI/nationales-innovationsprogramm-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie-nip.html, 19.01.2015

[BNetzA 2012] Bundesnetzagentur (BNetzA): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13, Juni 2012

[BNetzA 2014a] Bundesnetzagentur (BNetzA): Positionspapier Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze (Stand: August 2014); Abruf unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/Gas/Einspeisung_Wasserstoff_u_synth_Methan/PosPapier2014.pdf;jsessionid=004F368623419A15E635FEED67F15D46?__blob=publicationFile&v=1, 19.01.2015

[BNEtzA 2014b] Bundesnetzagentur (BNetzA): Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze – Ergebnis der Konsultation (Stand: 01.08.2014); Abruf unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/Gas/Einspeisung_Wasserstoff_u_synth_Methan/Konsultationsergebnisse.pdf;jsessionid=004F368623419A15E635FEED67F15D46?__blob=publicationFile&v=1, 19.01.2015

[BNetzA, BKartA 2014] Bundesnetzagentur (BNetzA) & Bundeskartellamt (BKartA): Monitoringbericht 2014, November 2014

[Brandstätt et al. 2012] Brandstätt, C., Brunekreeft, G., Friedrichsen, N.: Smart Pricing to reduce network investment in Smart Distribution Grids – Experience in Germany, in Sioshansi, F.P.: Smart Grid – Integrating renewable, distributed and efficient energy, 2012, S. 317-342.

[Brandstätt 2014] Brandstätt, C.: Flexibilität für die Stromversorgung aus Wärme- und Gasnetzen – Ein Vergleich verschiedener Speichermöglichkeiten, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, September 2014

[Brandstätt et al. 2014] Brandstätt, C.; Meyer, S.: „Rahmenbedingungen für Stromspeicherung in Gas- und Wärmenetzen – Status Quo und Handlungsbedarf" NEIS, 2014

[C.A.R.M.E.N. 2014] Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N.): Marktübersicht Batteriespeicher (Stand: März 2014); Abruf unter: http://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Speicher/Markt%C3%BCbersicht-Batteriespeicher_WEB.pdf, 15.07.2014

[Danish Energy Agency 2012] Danish Energy Agency: Technology Data for Energy Plants, Mai 2012

[dena 2012] Deutsche Energie Agentur: Thesenpapier: Wirtschaftlichkeitsaspekte im Hinblick auf die Nutzung der Systemlösung Power to Gas (Stand: Juni 2012); Abruf unter: http://www.powertogas.info/positionen/thesenpapier-wirtschaftlichkeit.html, 16.01.2015

[dena 2013a] Deutsche Energie Agentur: Eckpunktepapier. Der Beitrag von Power to Gas zur Erreichung der energiepolitischen Zielstellungen im Kontext der Energiewende (Stand: 04.11.2013); Abruf unter: http://www.powertogas.info/fileadmin/user_upload/downloads/Positionen_Thesen/131104_Eckpunktepapier_Strategieplattform_Power_to_Gas.pdf, 19.01.2015

[dena 2013b] Deutsche Energie Agentur: Strategieplattform Power to Gas – Positionspapier (Stand: 27.02.2013); Abruf unter: http://www.powertogas.info/fileadmin/user_upload/downloads/Positionen_Thesen/130227_Positionspapier_PowertoGas.pdf, 19.01.2015

[dena 2015] Deutsche Energie Agentur: Strategieplattform Power to Gas (Stand: 2015); Abruf unter: http://www.powertogas.info/plattform/strategieplattform.html, 19.01.2015

[DNV KEMA 2013] DNV KEMA: Systems Analyses Power to Gas, Juni 2013

[Ecofys & RAP 2014] Ecofys & Regulatory Assistance Project (RAP) für Agora Energiewende: Der Sptomarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage; Abruf unter: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Stu

dien/Dynamische-EEG_Umlage/Agora_RAP_Spotmarktpreis_als_Index_fuer_dyn_EEG-Umlage_web.pdf, 14.4.2015

[EEG 2014] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2406) geändert worden ist

[EWL 2014] Prognosen zur Entwicklung der spotmarkt Preise, übermittelt im Rahmen des thematischen Forschungsverbundes; Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisbur-Essen

[EnWG 2013] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 des Gesetzes vom 4. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3746) geändert worden ist

[EPEX 2015] EPEX Spot: Historische Marktdaten 2014; Abruf unter: www.epexspot.com, 13.1.2015

[GasNEV 2013] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist

[GasNZV 2013] Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV) vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die durch Artikel 15 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist

[Hey 2012] Hey, B.: Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements. Masterthesis, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Center for Demand Side Management, 2012

[Hilpert 2015] Hilpert, J.: P2H als Strom-Wärme-Anwendung Rechtsrahmen und Hemmnisse, Dialogplattform Power to Heat, Goslar, 5. Mai 2015, https://www.efzn.de/fileadmin/Veranstaltungen/Power_to_Heat/P2H_2015_Vortr%C3%A4ge/03_Hilpert.pdf

[ISI et al. 2011] Fraunhofer ISI & IWES, Universität Würzburg, IZES & BBH: Endbericht zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, Juni 2011

[IWES et al. 2014] Fraunhofer IWES & IFAM, Stiftung Umwelt- und Energierecht: Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus erneuerbaren Energien - Handlungs-

vorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten, Juni 2014

[KAV 2006] Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist

[Krzikalla et al. 2013] Krzikalla, N., Achner, S., Brühl, S.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien, April 2013

[KWKG 2013] Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 4 Absatz 77 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist

[netztransparenz.de 2014a] netztransparenz.de: Prognose der Bandbreite der EEG-Umlage 2015, November 2013; Abruf unter: https://www.netztransparenz.de/de/file/Prognose_der_Bandbreite_der_EEG-Umlage_2015.pdf, 23.10.2014

[netztransparenz.de 2014b] netztransparenz.de: Entwicklung der Förderung nach dem KWK-G im Zeitraum 2004 - 2018, November 2013; Abruf unter: https://www.netztransparenz.de/de/file/KWK-MiFri_2003-2018_Veroeffentlichung.pdf, 23.10.2014

[netztransparenz.de 2014c] netztransparenz.de: Offshore-Haftungsumlage für 2015 nach § 17f EnWG; Abruf unter: https://www.netztransparenz.de/de/Umlage_17f.htm, 23.10.2014

[netztransparenz.de 2014d] netztransparenz.de: Umlage nach §19 Abs. 2 StromNEV; Abruf unter: https://www.netztransparenz.de/de/umlage_19StromNEV.htm, 23.10.2014

[netztransparenz.de 2014e] netztransparenz.de: Umlage für abschaltbare Lasten nach § 18 AbLaV; Abruf unter: https://www.netztransparenz.de/de/Umlage_18.htm, 23.10.2014

[Nicolosi et al. 2010] Nicolosi, M., Fürsch, M., Lindenberger, D.: Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen, Februar 2010

[performing energy 2011] performing energy: über uns (Stand: 2011); Abruf unter: http://www.performing-energy.de/index.php?id=3, 19.01.2015

[performing energy 2013] performing energy: Ein Markteinführungsprogramm für Power-to-Gas (Stand: Dezember 2013); Abruf unter: http://www.solarify.eu/2013/12/04/422-ein-markteinfuhrungsprogramm-fur-power-to-gas/, 19.01.2015

[performing energy 2014a] performing energy: Windwasserstoff-Bündnis will BImSchG ändern (Stand: September 2014); Abruf unter: http://www.solarify.eu/2014/09/20/788-windwasserstoff-buendnis-will-bimschg-aendern/, 19.01.2015

[performing energy 2014b] performing energy: Stellungnahme zum Entwurf des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 04.03.2014 des BMWi (Stand: März 2014); Abruf unter: http://www.solarify.eu/wp-content/uploads/2014/03/20140311-Performing-Energy-Stellungnahme-EEG.pdf, 19.01.2015

[Pieprzyk 2012] Pieprzyk, B.: BEE Plattform Systemtransformation 2012 - Das BEE Szenario Stromversorgung 2030, BEEtreff: Dialogkonferenz, Berlin, 14. Dezember 2012

[Planet GbR et al. 2014] PLANET Planungsgruppe Energie und Technik GbR, Fachhochschule Lübeck PROJEKT-GMBH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Institut für Energie und Umwelt e.V. an der Fachhochschule Stralsund, KBB Underground Technologies GmbH: Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht, März 2014

[Schulz, Brandstätt 2013] Schulz, W., Brandstätt, C.: Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt, Ponte Press, Dezember 2013

[StromStG 2012] Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 5. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2436, 2725) geändert worden ist

[TAB 2012] Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag: Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Endbericht zum Monitoring, Arbeitsbericht Nr. 147, April 2012; Abruf unter: http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab147.pdf, 20.01.2015

[Valentin/von Bredow 2011] Valentin, Florian; von Bredow, Hartwig: Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 61. Jg. (2011), Heft 12, S. 99-105.

[VKU 2014] Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU): BNetzA-Positionspapier zu Power to Gas – VKU nimmt Stellung (Stand: Februar 2014); Abruf unter: http://www.vku.de/energie/netzzugang-netzanschluss-erdgas/bnetza-positionspapier-zu-power-to-gas-vku-nimmt-stellung.html, 19.01.2014

[Weber 2013] Weber, U.: POWER to HEAT Betriebserfahrung mit einem 5 MW Elektrokessel, Vortrag bei IKEM: Power to Heat - Raum schaffen für erneuerbare Energien!, Berlin, April 2013

[Weyer 2014] Weyer, H. „Energiespeicherausbau – Regulative Herausforderungen" 2014; Abruf unter: http://www.iber.tu-clausthal.de/fileadmin/IBER/Vortraege/140916_Vortrag_Stromspeicher_Ifo-Institut.pdf, 23.06.2015

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Schematische Darstellung der Wärme- und Gasketten 5

Abbildung 1-2: MuGriFlex-Ablaufplan in der Kurzübersicht 6

Abbildung 1-3: Einfluss der Abgaben auf Volllaststunden und Amortisation unter Berücksichtigung des Marktes für Minutenreserve (P2H, 2012)..... 7

Abbildung 1-4: Einfluss der prozentualer Abgaben auf Volllaststunden und Amortisation (P2H, 2012) 7

Abbildung 2-1: Geordnete Dauerlinie der Residuallast [Daten aus Krzikalla et al. 2013] 9

Abbildung 2-2: Schematische Darstellung der Wärme- und Gasketten 10

Abbildung 3-1: Speicherketten für den Effizienz- und Kostenvergleich 12

Abbildung 3-2: Vergleich der Exergie am Ende unterschiedlicher Speicherprozesse..... 13

Abbildung 3-3: Vergleich der Kosten unterschiedlicher Speicherprozesse 14

Abbildung 4-1: Rahmenbedingungen und Förderung für P2H- und P2G-Speicherketten. 16

Abbildung 5-1: MuGriFlex-Ablaufplan in der Kurzübersicht 29

Abbildung 5-2: MuGriFlex-Programmablaufplan..... 29

Abbildung 5-3: Systematik der Einsatzplanung am Beispiel des Wärmesystems..... 30

Abbildung 5-4: Einsatzplanung für einige Tage am Beispiel eines Wärmesystems 31

Abbildung 5-5: Dimensionierung des Speichervolumens des Wärmespeichers 34

Abbildung 5-6: Betriebsstunden der Einzelkomponenten im Referenzszenario..... 35

Abbildung 5-7: Einfluss des KWKG-Zuschlags auf Volllaststunden und Amortisation (2012)36

Abbildung 5-8 Einfluss des KWKG-Zuschlags auf Volllaststunden und Amortisation (‚Zukunft') 37

Abbildung 5-9: Einfluss des Wirkungsgrades auf Volllaststunden und Amortisation der P2G-Anlagen 38

Abbildung 5-10: Einfluss des Gaspreises auf Betriebsstunden und Amortisation (P2H, 2012) 39

Abbildung 5-11: Einfluss des Gaspreises auf Volllaststunden und Amortisation (P2H, ‚Zukunft') 39

Abbildung 5-12 Einfluss des Gaspreises auf Volllaststunden und Amortisation (P2G, 2012 und ‚Zukunft') 40

Abbildung 5-13: Einfluss der Abgaben auf Volllaststunden und Amortisation (P2H, 2012)41

Abbildung 5-14: Einfluss der Abgaben auf Volllaststunden und Amortisation unter Berücksichtigung des Marktes für Minutenreserve (P2H, 2012)..... 42

Abbildung 5-15: Einfluss der Abgaben auf Volllaststunden und Amortisation (P2H, ‚Zukunft' 42

Abbildung 5-16: Einfluss der prozentualer Abgaben auf Volllaststunden und Amortisation (P2H, 2012) 43

Abbildung 5-17: Einfluss der Abgaben auf Volllaststunden und Amortisation (P2G, 2012 und ‚Zukunft') 44

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Flexibilitätsbedarf im Spannungsfeld von Residuallast und Netzengpass 9

Tabelle 4-1: Steuern, Abgaben und Entgelte für P2H und P2G-Speicherpfade im Jahr 201418

Tabelle 4-2: Forderungen nach Investitionsförderung 23

Tabelle 4-3: Forderungen hinsichtlich der Letztverbraucherabgaben 24

Tabelle 4-4: Vorschläge zur besseren Integration in die bestehenden Märkte 25

Tabelle 4-5: Vorschläge zur Öffnung neuer Marktsegmente 26

Tabelle 4-6: Vorschläge in Bezug auf sonstige Hemmnisse 27

Tabelle 5-1: Basisdaten der Power to Heat und Power to Gas Ketten im Referenzszenario32

Tabelle 5-2: Rahmenbedingungen für die Referenzszenarien (2012 – 2014) 33

Abkürzungsverzeichnis

°C	Grad Celsius
a	Jahr
A	Amper
AA-CAES	adiabates Speicherkraftwerk
AEL	alkalische Elektrolyse
AL	alkalisch
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BWP	Bundesverband Wärmepumpe e.V.
BMVBS	Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
CAES	Compressed Air Energy Storage
cat	Katalysator
CCS	Carbon Capture and Storage
CH_4	Methan
CHP	Cogeneration (eng. Kraft-Wärme-Kopplung)
cm^2	Quadratzentimeter
CO	Kohlenmonooxid
CO_2	Kohlenstoffdioxid
ct	Cent
dena	Deutschen Energie Agentur
DSK	Doppelschichtkondensatoren
DVGW	Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
e^-	freies Elektron
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energie-Gesetz
EK	Elektrokessel
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz

GT	Gasturbine
GW	Gigawatt
H	Stunde
H^+	Wasserstoffproton
H_2	Wasserstoff
H_2O	Wasser
HTEL (SOEL)	Hochtemperatur Elektrolyse
kg	Kilogramm
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kW	Kilowatt
kW_e	Kilowatt elektrisch
kW_{th}	Kilowatt thermisch
kWh	Kilowattstunden
kWh_{el}	Kilowattstunde elektrisch
kWh_{th}	Kilowattstunden thermisch
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK_{th}	Kraft-Wärme-Kopplung thermisch
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
m^2	Quadratmeter
m^3	Kubikmeter
MuGriSto	Forschungsprojekt Multi Grid Storage
MW	Megawatt
MW_{CH4}	Megawatt Methan
MW_{th}	Megawatt thermisch
MWh	Megawattstunde
NIP	Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
Nm^2	Quadratnanometer
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
OH^-	Hydroxidion

P2G	Power to Gas
P2H	Power to heat
PEM	polymer electrolyte membrane
P_{Nenn}	Nennleistung
SO	solid oxide (Hochtemperatur Elektrolyse)
TWh	Terawattstunde
V	Volt
VBh	Vollbenutzungsstunden
WP	Wärmepumpe

Anhang

Anhang 1: Power-to-Gas Technologie

Power to Gas Technologien

Unter Power to Gas (P2G) wird in der Regel die Erzeugung eines gasförmigen Energieträgers aus Strom (möglichst erneuerbarem Überschussstrom) verstanden. Dabei verbindet das P2G-Konzept das Stromsystem in mehreren Schritten mit der Gasinfrastruktur. Im ersten Prozessschritt erfolgt die Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbarem Überschussstrom, durch das Verfahren der Elektrolyse. Durch den zweiten Prozessschritt der Methanisierung kann aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid synthetisches Erdgas (Methan) hergestellt werden. Sowohl der mit Strom erzeugte Wasserstoff als auch das synthetische Methan können in das Erdgasnetz eingespeist und dort auch gespeichert werden. Innerhalb der Gasinfrastruktur kann Energie im Gegensatz zum Stromnetz auch langfristig und in großen Mengen gespeichert werden. Im Bedarfsfall kann das Gas wiederverstromt werden oder in der Wärmeversorgung, im Verkehr und in der Industrie zum Einsatz kommen.

Als Systemlösung dient die strombasierte Wasserstoff- oder Methanerzeugung dazu, die fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung besser nutzbar zu machen. Mithilfe von P2G können fossiles Methan und Wasserstoff in der stofflichen und energetischen Nutzung durch erneuerbare Energiequellen ersetzt und zudem erneuerbare Stromerzeugung gespeichert werden. Über diese Systemlösung wird eine hohe Flexibilität und Verfügbarkeit der Energie erreicht. Elektrische Erzeugungsüberschüsse aus regenerativ gewonnen Energien können gespeichert und dadurch zu einem größeren Anteil genutzt werden. Gleichzeitig verringert sich die Abhängigkeit von Gasimporten. Im Vergleich zu anderen Speichern ist hervorzuheben, dass die Energiemengen, die in Form von Methan z.B. im Gasnetz gespeichert werden können, deutlich größer sind. Um das P2G-Konzept zu realisieren, muss das Stromsystem mit der Gasinfrastruktur, die bislang kaum miteinander gekoppelt sind, verbunden und koordiniert werden.

Allgemeine Quellen:

[dena 2013] Deutsche Energie-Agentur (dena), Strategieplattform Power to Gas, Stand 2013, http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html, Zugriff 24.01.2013

[dena 2012] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz, Power to Gas – eine innovative Systemlösung für die Energieversorgung von morgen entwickeln, Berlin, 2012

[Trost et al. 2012] Trost, T.; Horn, S.; Jentsch, M.; Sterner, M. (2012) Erneuerbares Methan: Analyse der CO_2-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland - Erneuerbare Energien im Gasnetz speichern. Zeitschrift für Energiewirtschaft. DOI 10.1007/s12398-012-0080-6

Elektrolyse

Die Wasserelektrolyse stellt unter Einsatz von Strom Wasserstoff (H_2) aus der Spaltung von Wasser (H_2O) her. Dabei gibt es drei relevante Verfahrensoptionen:

- die alkalische Elektrolyse (AEL)
- die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM)
- die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL/SOEL)

Die nachstehende Tabelle gibt einige wesentliche Informationen zu den drei Arten der Wasserelektrolyse.

Tabelle: Halbzellenreaktionen, typische Temperaturbereiche und Ladungsträger der drei wesentlichen Arten der Wasserelektrolyse [ISE 2011]

Technologie	Temperatur-bereich	Kathodenreaktion	Ladungs-träger	Anodenreaktion
AEL	40 - 90 °C	$2\ H_2O+2e^- \Rightarrow H_2 +2OH^-$	OH^-	$2OH^- \Rightarrow ½\ O_2+H_2O+2e^-$
PEM	20 - 100 °C	$2H^+ +2e^- \Rightarrow H_2$	H^+	$H_2O \Rightarrow ½\ O_2+2H^+ +2e^-$
HTEL (SOEL)	700 - 1000 °C	$H_2O+2e^- \Rightarrow H_2 +O_2^-$	O_2^-	$O_2^- \Rightarrow ½\ O2 +2e^-$

Während sich die Hochtemperatur-Elektrolyse noch im Stadium der Grundlagenforschung befindet, sind AEL- und PEM-Anlagen bereits kommerziell verfügbar. Die bestehenden technologischen Verfahren sind jedoch noch nicht auf eine Integration für die P2G-Systemlösung zugeschnitten. Hierfür sind sowohl verfahrenstechnische Anpassungen als auch zusätzliche Forschung und Entwicklung notwendig.

Die alkalische Elektrolyse ist das am weitesten verbreitete und entwickelte Verfahren zur Wasserelektrolyse. Alkalische Elektrolyseure werden in zwei Varianten angeboten:

- als atmosphärischer Elektrolyseur mit einem Systemdruck, welcher nur knapp über dem Normaldruck liegt
- als Druckelektrolyseur mit Systemdrücken um die 30 bar (bis zu 60 bar möglich).

Die nachstehende Tabelle gibt eine Übersicht über die Vor- und Nachteile der AEL-Elektrolyse und ihrer Verfahrensvarianten.

Tabelle: Vor- und Nachteile der AEL-Elektrolyse

Vorteile	Nachteile
AEL-Elektrolyse generell • Technisch ausgereift • Auf Modulebene in einem geringen Leistungsbereich kommerziell erhältlich • Anlagen größerer Leistung durch Parallelbetrieb realisierbar • Hohe Lebensdauer Druckelektrolyse • Das entstehende Gas steht auf einem hohen Druckniveau zur Verfügung • Kompakte Bauweise möglich: geringere Rohrleitungsquerschnitte und kleinere Anlagenkomponenten • Größeres Entwicklungspotenzial: Verbesserung der Stromdichten und dadurch des Verhältnisses der Stack-Kapazität zur Anzahl der Zellen • Direkte Ankopplung an industrielle Applikationen möglich, welche Drücke bis zu 30 bar benötigen Atmosphärische Elektrolyse • Einfaches robustes Analgendesign: einfache Steuerung, geringe Ansprüche an das Bedienpersonal • Investitionskosten niedriger als bei Druckelektrolyseuren • Größerer Lastbereich (<20…110%) • Unterliegt keiner Ex-Zoneneinteilung • Zuverlässige, langjährige Betriebserfahrung	AEL-Elektrolyse generell • Unterer Teillastbereich durch die resultierende Gasqualität begrenzt • Umgang mit einer hochkonzentrierten Base Druckelektrolyse: • Höhere Investitionskosten • Höherer MSR-Aufwand und kompliziertere Steuerung • Höherer sicherheitstechnischer Aufwand • Bei höheren Drücken (>10 bar) verringert sich der nutzbare Lastbereich (30--110%) • Höherer Wartungsaufwand Atmosphärische Elektrolyse • Höhere Systemkosten durch zusätzliche 1. Kompressorstufe (wenn benötigt) • Größerer Platzbedarf • Aufwendigere Gastrocknung Stack-Kapazität begrenzt durch maximal sinnvolle Stromdichte im atmosphärischen Betrieb
Quellen: [ISE 2011], [Hey 2012], [Wenske 2008]	

Seit einigen Jahren ist wieder verstärkte Entwicklungsarbeit im Bereich der AEL-Elektrolyse zu verzeichnen, um das Verfahren effizienter, zuverlässiger und flexibler zu gestalten. Die nachfolgende Die nachfolgende Tabelle stellt die zentralen Charakteristika der alkalischen Elektrolyse zum Stand der Technik sowie deren mittel- und langfristiges Entwicklungspotenzial im Überblick dar.

Tabelle: Zentrale Kennwerte der alkalischen Elektrolyse

Status	Stand der Technik	Mittelfristiges Potenzial (~5-10a)	Langfristiges Potenzial (~10-20a)	Quelle
Zelltemperatur (°C)	60-80	60-80	60-90	a
Betriebsdruck (bar)	<30	60	60	a

Stromdichte (A/cm²)	0,2-0,4	<0,6e	<0,8	a, d
Zellspannung (V)	1,8-2,4	1,7-2,2	1,6-2,2	a, d
Leistungsdichte (W/cm²)	bis 1,0	bis 1,3	bis 1,8	a, d
Elektrolysewirkungsgrad (%)	62-82	67-87	67-92	a, d
Wasserstoffproduktionsrate (Nm³/h)	<760	<1.000	<1.500	a, d
Spezifischer Energieverbrauch/System (kWh/Nm³)	4,5-7	4,4-6	4,3-5,7	a
Spezifischer Energieverbrauch/Stack (kWh/Nm³)	4,2-5,9	4,2-5,5	4,1-5,2	a
Lauge (KOH 20-40%) (kg/kWh$_{H2}$)	0,00006			b
Lastbereich (%)	20-110	10-110	10-110	a, d
minimale Teillast (% von PNenn)	20-40	10-20	10-20	A
Zellfläche (m²)	bis 4			a, d
Nennleistung/System (kW$_e$)	3.800	5.000	7.000	a
Startzeit aus dem Standby-Modus (min)	5			f
Schwarzstart (min)	10			e
Lebensdauer (Stack) (h)	bis 90.000			a, d
Erlaubte Degradationsrate (mV/a)	5-10			a, d
Standzeit System (inkl. Überholung) (a)	20-30	25-30	30	a
Standzeit System (ohne Überholung) (a)	8-10	15	20	a, d
Spezifische Anlagenkosten (Euro/kW)	800-1500		<500	c
Kosten Anlieferung und Aufbau (% von Investition)	10			a
Betriebskosten (% von Investition/a)	4			a
Instandhaltung (% von Investition/a)	0,9-1,5			b, *
Jährliche Kosteneinsparung (%)	0,4			g
Lernrate (%)	18			h
Jährliche Verfügbarkeit (%)	90			h

Quellen:
a [ISE 2011], b [HyWays 2005], c [Wenske oJ], d [Wenske 2011], e [Hydrogenics 2013], f [Muller-Syring et al. 2012], g [McKinsey 2010], h [Schoots 2008]
*0,9%/a teilweise bei 2979 Vollaststunden/a mit Kommentar “for Wind hydrogen in remote locations in Norway, e.g. islands” teilweise auch bei 6000 Volllaststunden/a , 1,5% bei 6000 Vollaststunden/a
Anmerkung: Die Leistungsdaten gelten für eine Zelltemperatur von 80 C

PEM-Elektrolyseure sind bislang nur im kleinen Leistungsbereich kommerziell verfügbar. Anlagen von mehreren Megawatt an Leistung müssen noch entwickelt werden. Die nachstehende Tabelle verdeutlicht die Vor- und Nachteile der PEM-Elektrolyse.

Tabelle: Vor- und Nachteile der PEM-Elektrolyse

Vorteile	Nachteile
• Produktion von hochreinem Wasserstoff • Kann in sehr niedrigen Teillastbereichen betrieben werden • Möglichkeit der schnellen Laständerungen in einem großen Bereich • Umgang mit einer hochkonzentrierten Base entfällt • Höhere Stromdichten als bei der AEL • Vglw. einfacher und kompakter Systemaufbau • Höhere Energieeffizienz als bei der AEL • Höhere Produktionsraten als bei der AEL • Zukünftig auch im MW-Bereich verfügbar	• Vglw. hohe Investitionskosten • Technisch noch nicht ausgereift • Nur im kleinen Leistungsbereich bis 150 kW erhältlich • Langzeitbeständigkeit der Membran unsicher: leichte Beschädigung durch ungleichmäßige Stromverteilung und dadurch lokale Überhitzungen • Teure Polymermembran • Teure Elektroden
Quellen: [DNV KEMA 2013], [Hey 2012], [ISE 2011], [Wenske 2011]	

Eine Herausforderung für ihre zukünftige Entwicklung wird in der Kostensenkung gesehen, da es sich bei den PEM-Elektrolyseuren derzeit noch fast um Einzelfertigungen handelt. Die nachfolgende Tabelle stellt die zentralen Charakteristika der PEM-Elektrolyse zum Stand der Technik sowie deren mittel- und langfristiges Entwicklungspotenzial im Überblick dar.

Tabelle: Zentrale Kennwerte der PEM-Elektrolyse

Status	Stand der Technik	Mittelfristiges Potenzial (~5-10a)	Langfristiges Potenzial (~10-20a)	Quelle
Zelltemperatur (°C)	50-80	60-90	60-90	a
Betriebsdruck (bar)	<30	60	<100	a
Stromdichte (A/cm²)	0,6-2,0	1,0-2,5	1,5-3,0	a, d
Zellspannung (V)	1,8-2,2	1,7-2,0	1,6-1,8	a, d
Leistungsdichte (W/cm²)	bis 4,4	bis 5,0	bis 5,4	a, d
Elektrolysewirkungsgrad (%)	67-82	74-87	82-93	a, d
Wasserstoffproduktionsrate (Nm³/h)	<30	<120	<500	a, d
Spezifischer Energieverbrauch System (kWh/Nm3)	4,5-7,5	4,3-5,5	4,1-4,8	a, d
Lastbereich (%)	(0…10)-110	(0…5)-110	(0…5)-110	a, d

Status	Stand der Technik	Mittelfristiges Potenzial (~5-10a)	Langfristiges Potenzial (~10-20a)	Quelle
minimale Teillast (% von PNenn)	0-10	0-5	0-5	a
Zellfläche (cm²)	< 300	< 1.300	< 5.000	a, d
Nennleistung/System (kWe)	150	500	2.000	a
Startzeit aus dem Standby-Modus (sek)		10	10	e, f
Schwarzstart (min)	10			e, f
Lebensdauer (Stack) (h)	<20.000	<50.000	<60.000	a
Erlaubte Degradationsrate (mV/a)	20-500	10-20	10-20	a, d
Standzeit System (inkl. Überholung) (a)	10-20	20-30	30	a, d
Standzeit System (ohne Überholung) (a)	4-7	10	10	a, d
Spezifische Anlagenkosten (Euro/kW)	2.000-6.000		<1.000	c
Kosten Anlieferung und Aufbau (% von Investition)	10,00			a
Betriebskosten (% von Investition/a)	4,00			a
Jährliche Kosteneinsparung (%)	2,2			g
Jährliche Verfügbarkeit (%)	91			h

Quellen:
a [ISE 2011], b [HyWays 2005], c [Wenske oJ], d [Wenske 2011], e [Muller-Syring et al. 2012], f [Siemens 2011], g [McKinsey 2010], h [Schoots 2008]
Anmerkungen: Die Leistungsdaten gelten für eine Zelltemperatur von 80 C

Die Hochtemperaturelektrolyse findet bei Temperaturen von 800-1000°C statt. Der Strombedarf sinkt, da die hohen Temperaturen die endotherme Zersetzung von Wasser fördern. HT-Elektrolyse ist somit besonders interessant, wenn nutzbare Abwärme vorhanden ist (z.B. aus Geothermie, Solarthermie oder industriellen Prozessen). Die HTEL-Elektrolyse ist jedoch wenig dynamisch in ihrem Lastverhalten, aufgrund der Problematik bei auftretenden Temperaturschwankungen. Ihre Einsatzgebiete werden daher zukünftig dort liegen, wo Wärme (möglichst in Form von Wasserdampf) auf einem hohen Temperaturniveau zur Verfügung steht und gleichzeitig ein konstantes Angebot an elektrischer Energie bereitsteht.

Quellen:

[DNV KEMA 2013] DNV KEMA Energy & Sustainability, Systems analyses Power to Gas: A technology review, Part of TKI project TKIG01038 – Systems analyses Power-to-Gas pathways, Deliverable 1: Technology Review, Groningen 2013

[Hey 2012] B. Hey, Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements, Masterthesis, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Center for Demand Side Management, 2012

[Hydrogenics 2013] Filip Smeets, General Manager Hydrogenics Europe, Water Electrolysis Technology: special requirements for a Power-to-Gas application, IIR Power-to-Gas Seminar, 20.-21.03.2013, zitiert nach [DNV KEMA 2013]

[HyWays 2005] HyWays Deliverable D1.2, TECHNOLOGY FACT SHEETS (xls-file) Containing all process specific technology and cost data for Phase I. http://www.hyways.de/docs/deliverables/WP1/HyWays_D1.2_FACT_SHEETS_LBST_02May2005.xls, Zugriff: 06.12.2012

[ISE 2011] T. Smolinka, M. Günther (Fraunhofer ISE), J. Garche (FCBAT), Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, NOW Studie, Kurzfassung des Abschlussberichts, 2011

[McKinsey 2010] McKinsey & Company, A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis, The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles, 2010

[Muller-Syring et al. 2012] Muller-Syring, G., Henel, M., Koppel, W., Mlaker, H., Sterner, M. & Hocher, T., Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW-Projekt G1-07-10, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2012

[Schoots 2008] K. Schoots, F. Ferioli, G.J. Kramer, B.C.C. van der Zwaan, Learning curves for hydrogen production technology: An assessment of observed cost reductions, International journal of hydrogen energy 33 (2008) S. 2630 – 2645

[Siemens 2011] M. Waidhas, P. Woywode, Elektrolyse- und H2-Rückverstromungstechnik von Siemens, Siemens AG, zitiert nach [DNV KEMA 2013]

[Wenske oJ] M. Wenske, Wasserstoff– Herstellung per Elektrolyse, ENERTRAG AG, http://www.fh-stralsund.de/dokumentenverwaltung/dokumanagement/psfile/file/4/tb_regwa_2491d57f6cdcb6.pdf, Zugriff 23.09.2013

[Wenske 2008] M. Wenske, Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse, 15. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund, 2008

[Wenske 2011] M. Wenske, Stand und neue Entwicklungen bei der Elektrolyse, DBI-Fachforum Energiespeicherkonzepte und Wasserstoff, Berlin, 2011

Methanisierung

Bei der Methanisierung wird aus Wasserstoff (H_2) und Kohlenstoffdioxid (CO_2) bzw. Kohlenstoffmonoxid (CO) synthetisches Methan (CH_4) erzeugt. Die CO_2-Methanisierung ist dabei eine Kombination von CO-Methanisierung und der Wassergas-Shift-Reaktion:

Methanisierungsreaktion

$3\ H_2 + CO \rightarrow CH_4 + H_2O\ (g)$ $\quad \Delta H_R^0 = -206$ kJ/mol

$4\ H_2 + CO_2 \rightarrow CH_4 + 2\ H_2O\ (g)$ $\quad \Delta H_R^0 = -165$ kJ/mol

Wassergas-Shift-Reaktion:

$H_2O\ (g) + CO \rightarrow H_2 + CO_2$ $\quad \Delta H_R^0 = -41$ kJ/mol

Unterschieden werden die katalytische Methanisierung und die biologische Methanisierung. Die Verfahren zur katalytischen Methanisierung lassen sich in 2-Phasen-Systeme und 3-Phasen-Systeme einteilen. Zu den 2-Phasen-Systemen gehören die Festbettreaktoren, die Wirbelschichtreaktoren und die beschichteten Reaktoren. Bislang wurden lediglich die Festbett- und Wirbelschichtreaktoren bereits in großtechnischem Maßstab umgesetzt. Zu den 3-Phasen-Systemen gehören die Blasensäulenreaktoren, bei denen ein flüssiger Wärmeträger genutzt wird durch den die Gasbläschen strömen. Diese Reaktoren sind durch ihre Flexibilität besonders interessant für den P2G-Einsatz, da sie Lastschwankungen besser verkraften als Zwei-Phasen-Systeme. Sie befinden sich jedoch noch im Forschungsstadium. Die gleichmäßige Wärmeabfuhr ist die größte technische Heraus-forderung aller Verfahren, die stark exotherm ablaufen. Die nachfolgende Tabelle stellt die zentralen Charakteristika der katalytischen Methanisierung im Überblick nach [DNV KEMA 2013] dar.

Tabelle: Zentrale Charakteristika der katalytischen Methanisierung [DNV KEMA 2013]

Charakteristik	Wert	Quelle
Prozesstemperatur (°C)	200-750	[Sterner 2009], [Kopyscinski 2010], [DNV KEMA 2013]
Betriebsdruck (bar)	4-80	[Kopyscinski 2010], [DNV KEMA 2013]
Maximale Produktionskapazität (MW $_{CH4}$)	<500	[Potocnik 2010]
Kosten Katalysator (€/kg in 2013)	250	[DNV KEMA 2013]
Dichte (kg/m³)	1.300	[Muller-Syring et al. 2012]
Lebensdauer Katalysator (h)	24.000	[DOE-NETL 2008]
Lebensdauer Katalysator (Nm³ gas/kg cat)	72.000-144.000	[DNV KEMA 2013]
Startzeit aus dem Standby-Modus (min)	<5	[DNV KEMA 2013], [Solar Fuel 2013]
Schwarzstart	Stunden	[Muller-Syring et al. 2012], [DNV KEMA 2013]
Standby-Energiebedarf (% der max. Kapazität)	1	[Solar Fuel 2013]
Methanisierungswirkungsgrad (exkl. Elektrolyse) (%)	70-85	[Sterner 2009], [Kopyscinski 2010]
Jährliche Verfügbarkeit (%)	85	[Zwart et al. 2006]

Bei der biologischen oder mikrobiellen Methanisierung wird der Wasserstoff zusammen mit Kohlenstoffdioxid zu Methan umgewandelt. Die Umwandlung findet nach der gleichen Reaktionsgleichung statt wie bei der katalytischen Methanisierung. Statt der Verwendung eines chemisch-katalytischen Prozesses werden biologische Stoffwechselprozesse von Bakterien und Archaeen genutzt. Diese finden im mesophilen (20–45°C) oder thermophilen (45–80°C) Temperaturbereich statt. Aktuell gibt es zwei Verfahrensumsetzungen der biologischen Methanisierung:

- die Verwendung eines eigenständigen Methanisierungsreaktors, welcher thermophile Archaebakterien in Reinkultur enthält, mit Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid beschickt
- die Verwendung von Biogasanlagen, deren Methanausbeute durch zusätzlich zugeführten Wasserstoff erhöht wird.

Die nachfolgende Tabelle stellt die zentralen Charakteristika der biologischen Methanisierung im Überblick nach [DNV KEMA 2013] dar.

Tabelle: Zentrale Charakteristika der biologischen Methanisierung nach [DNV KEMA 2013]

Charakteristik	Wert
Betriebsdruck (bar)	1-3
Maximale Produktionskapazität (MW $_{CH4}$)	15
Startzeit aus dem Standby-Modus	Sekunden
Schwarzstart (aus dem Ruhezustand)	Minuten
Jährliche Verfügbarkeit (%)	90
Methanisierungswirkungsgrad (exkl. Elektrolyse) (%)	95-100
Thermodynamischer Wirkungsgrad	82
Quelle: [DNV KEMA 2013], [Elektrochea 2012], [Krassowski 2012]	

Die verschiedenen Verfahren der Methanisierung befinden sich noch überwiegend im Forschungs- und Entwicklungsstadium und werden aktuell weiterentwickelt und in Pilotanlagen für den P2G-Einsatz untersucht. Die Vor- und Nachteile der biologischen und der katalytischen Methanisierung sind in nachstehender Tabelle aufgeführt.

Tabelle: Vor- und Nachteile der biologischen und der katalytischen Methanisierung

Katalytische Methanisierung	Biologische Methanisierung
Vorteile	
• Festbettreaktoren: einfacher konstruktiver Aufbau • Wirbelschichtreaktor: intensiver Wärme- und Stoffaustausch; dadurch nahezu isothermer Betrieb des Reaktors. Vglw. einfacher Aufbau der Anlage • Beschichtete Reaktoren: gute Wärmeabfuhr innerhalb des Reaktors; geringe Abriebneigung des Katalysators • Blasensäulenreaktoren: gute Wärmeableitung und die Möglichkeit zur Temperaturkontrolle; dadurch Vorteile in der Flexibilität	• Flexible Prozessführung • Niedrige Temperaturniveaus; setzt keine hochtemperierte thermische Energiezu- und abfuhr voraus • Keine Verwendung von teuren Katalysatoren mit Bestandteilen seltener Elemente • Geringe Reaktion der Verfahren auf Verunreinigungen der eingesetzten Gasströme., da die methanogenen Mikroorgansimen streng anaerob
Nachteile	
• Hohe Reinheit der zugeführten Gase erforderlich • Verwendung von seltenen Elementen bei der Herstellung der Katalysatoren • Energieaufwendungen für Nebenaggregate und Steuerung sowie für die Zu- und Abfuhr thermischer Energie • 2-Phasen-Systeme: stark schwankende Gasströme nicht gut geeignet • Festbettreaktoren: schlechte Wärmeableitung • Wirbelschichtreaktor: hohe mechanische Beanspruchung der Katalysatorpartikel; eingeschränkte Lastwechsel des Reaktors • Beschichtete Reaktoren: Bisher nur im Labormaßstab eingesetzt • Blasensäulenreaktoren: Verminderung des Stofftransportes durch die flüssige Phase (→ Druckverluste)	• Verunreinigungen mit Sauerstoff sind zu vermeiden • Zurzeit noch im Forschungsstadium • Schwierigkeit, auf Basis komplexer Stoffwechselzusammenhänge der Mikroorgansimen ein kontrollierbares und technischen Ansprüchen entsprechendes System zu entwickeln
Quellen: [Götz et al. 2011], [Hey 2012]	

Quellen:

[50Hertz et al. 2012] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Netzentwicklungsplan Strom 2012, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2012

[Boreskov 2011] Personal communication about chemical methanation with Dr. A. Okunev, 15.03.2013, zitiert nach [DNV KEMA 2013]

[dena 2012] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz, Power to Gas – eine innovative Systemlösung für die Energieversorgung von morgen entwickeln, Berlin, 2012

[dena 2013] Deutsche Energie-Agentur (dena), Strategieplattform Power to Gas, Stand 2013, http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html, Zugriff 24.01.2013

[DNV KEMA 2013] DNV KEMA Energy & Sustainability, Systems analyses Power to Gas: A technology review, Part of TKI project TKIG01038 – Systems analyses Power-to-Gas pathways, Deliverable 1: Technology Review, Groningen 2013

[DOE-NETL 2008] DOE-NETL, An engineering-economic analysis of syngas storage, Abschlussbericht, DOE/NETL-2008/1331, zitiert nach [DNV KEMA 2013]

[Elektrochea 2012] Power-to-gas via biological catalysis. Personal communication with D. Hofstetter of Electrochaea and product information. 14.09.2012, zitiert nach [DNV KEMA 2013]

[Götz et al. 2011] M. Götz, D. Buchholz, S. Bajohr, Speicherung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Erdgasnetz, bbr - Sonderheft Netzausbau, 2011, S. 14–19

[Hey 2012] B. Hey, Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements, Masterthesis, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Center for Demand Side Management, 2012

[Hoekman 2010] S.K. Hoekman, A. Broch, C. Robbins, R. Purcell, CO_2 recycling by reaction with renewably-generated hydrogen. International Journal of Greenhouse Gas Control 4 (2010), S. 44–50

[ISE 2011] T. Smolinka, M. Günther (Fraunhofer ISE), J. Garche (FCBAT), Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, NOW Studie, Kurzfassung des Abschlussberichts, 2011

[Kopyscinski 2010] J. Kopyscinski, Production of synthetic natural gas in a fluidized bed reactor – Understanding the hydronamics, mass transfer and kinetic effects. Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, Dissertation Nr. 18800

[Krassowski 2012] Power-to-Gas-Technologien als Baustein in einem regenerativen Energiesystem - Ansätze zur Systemintegration in der Altmark, 30.05.2012, zitiert nach [DNV KEMA 2013]

[Muller-Syring et al. 2012] G. Muller-Syring, M. Henel, W. Koppel, H. Mlaker, M. Sterner, T. Hocher, Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW-Projekt G1-07-10, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2012

[Potocnik 2010] P. Potocnik, Natural Gas, Kapitel 5: Sudiro, M. & Bertucco, A., S. 105 – 126, 2013, zitiert nach [DNV KEMA 2013]

[Solar Fuel 2013] Personal communication about chemical methanation with Dr. S. Rieke, CCO at Solar Fuel GmbH. 15.03.2013, zitiert nach [DNV KEMA 2013]

[Sterner 2009] M. Sterner, Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems, Dissertation, 2009

[Zwart et al. 2006] R.W.R. Zwart, H. Boerrigter, E.P. Deurwaarder, C.M. van der Meijde, S.V.B. Paasen, Production of Synthetic Natural Gas (SNG) from Biomass, Development and operation of an integrated bio-SNG system, Berichtsnummer ECN-E—06-018, 2006

CO_2-Quellen der Methanisierung

Das für die Methanisierung benötigte CO_2 kann aus verschiedenen Quellen stammen, dazu zählen:

- CO_2 aus der Atmosphäre
- CO_2 aus biogenen Quellen
- CO_2 aus fossilen Quellen
- CO_2 aus industriellen Prozessen

Ein entscheidender Faktor bei der Auswahl der Kohlenstoffdioxidquelle für eine Power-to-Gas-Anlage ist deren Standort. Dieser entscheidet maßgeblich, ob bzw. welche nutzbare(n) CO_2-Quellen sich in der räumlichen Umgebung der Anlage befinden und in welchem Volumen das CO_2 zur Verfügung steht. Neben der Verfügbarkeit sind die Bezugskosten ein entscheidender Auswahlfaktor für die CO_2-Quelle. Darüber hinaus hat die Art der CO_2-Quelle Auswirkungen auf die Umweltwirkung, die Energiebilanz des entstehenden Methans und auf die Deklaration als Biogas. Da langfristig eine Dekarbonisierung der Energieversorgung angestrebt ist, sollte auch P2G auf CO_2 aus erneuerbaren Quellen setzen. Eine Kombination von Biogasanlagen mit P2G erscheint diesbezüglich besonders sinnvoll, da bei der Biogasaufbereitung ein hochkonzentrierter CO_2-Anteil anfällt und eine Einspeisemöglichkeit in das Erdgasnetz bereits vorhanden ist. Dadurch ist das technische und wirtschaftliche Potenzial der Erschließung besonders günstig. Durch die ambitionierten Ausbauplanungen der Bundesregierungen für Biomethananlagen, in denen das Biogas in Erdgasqualität aufbereitet und direkt in das Erdgasnetz einspeist wird, könnten bis 2030 Anlagen als CO_2-Quelle in dezentraler Verteilung zur Verfügung stehen.

Zukünftig könnte auch die Option, CO_2 aus der Atmosphäre zu extrahieren, als CO2-Quelle attraktiv werden. Die Absorptionsverfahren weisen hier den niedrigsten Energiebedarf auf und sind daher besonders vielversprechend im Zusammenhang mit dem Power-to-Gas-Konzept. Aktuell sind jedoch alle Anwendungen, welche das Abschieden von CO_2 aus der Umgebungsluft ermöglichen, mit vergleichsweise hohem technischem und energetischem Aufwand verbunden und daher für die P2G-Nutzung wirtschaftlich nicht darstellbar.

Die nachstehende Tabelle gibt eine vergleichende Übersicht über die aufgeführten CO_2-Quellen im Hinblick auf Bezugskosten, den jährlich zur Verfügung stehenden CO_2-Volumenstrom, das Aufnahmepotenzial für überschüssige elektrische Energie, die Umweltwirkung sowie die Anschlussmöglichkeiten an das Gasnetz.

Tabelle: CO_2-Quellen der Methanisierung

Bezugskosten	Jährlicher CO_2-Volumenstrom in Mio. Nm^3/a	Aufnahmepotenzial für überschüssige el. Energie (TWh/a)	Klimaneutral	Anschluss ans Gasnetz
CO_2 aus der Atmosphäre				
Derzeit: 150-230 Euro/t CO_2; 22 Euro/t CO_2 bei Marktdurchdringung	unbegrenzt	unbegrenzt	ja	dezentral
CO_2 aus biogenen Quellen				
Herkömmliche Biogasanlagen				
unbekannt	3.000	61	ja	dezentral
Biogasanlagen mit Biomethaneinspeisung				
0 €/t CO_2, wenn Aufbereitungskosten der Biogasanlage und ihrer Methaneinspeisung zugerechnet werden; Theoret. Kosten der CO_2-Abscheidung 90 €/t CO_2	160	3	ja	dezentral
Bioethanolanlagen				
unbekannt	295	6	ja	zentral
Kläranlagen				
unbekannt	unbekannt	unbekannt	ja	zentral
CO_2 aus fossilen Quellen				
Ca. 40 bis 50 Euro/t CO_2; Kosten für CO_2-Abscheidung und Emissionszertifikate	unbekannt	unbekannt	nein	zentral
CO_2 aus industriellen Prozessen				
Stahlindustrie				
vglw. günstig, wenn CO_2 Reststoff/ Abgas; Ggf. Abgasaufbereitung erforderlich	8.430	172	nein	zentral
Zementindustrie				
vglw. günstig, wenn CO_2 Reststoff/ Abgas; Ggf. Abgasaufbereitung erforderlich	5.000	94	nein	zentral
Chemische Industrie				
vglw. günstig, wenn CO_2 Reststoff/ Abgas	7.880	161	nein	zentral

Quellen: [BNetzA 2012], [Bünker 2010], [Dechema 2008], [Fachverband Biogas 2012], [FNR 2012], [Fox 2011], [Hey 2012], [Trost et al. 2012]

Quellen:

[BMU/BMELV 2010] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV), Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland, Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung, 2010

[BNetzA 2012] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Bonn, 2012

[Bünker 2010] A. Bünker, Biogasaufbereitung: RePowering für Biogasanlagen?, EnergieRegion.NRW, Detmold, 2010

[Dechema et al. 2008] Dechema e.V., Ausfelder, F. Bazanella, A. (2008) Diskussionspapier Verwertung und Speicherung von CO_2, zitiert nach [Trost et al. 2012]

[Fachverband Biogas 2012] Fachverband Biogas e.V., Branchenzahlen 2012 und Prognose der Branchenentwicklung 2013, Stand 05/2013, http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/13-05-22_Biogas%20Branchenzahlen_2012-2013.pdf, Zugriff 21.08.2013

[FNR 2012] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Entwicklung von Produktion und Absatz von Bioethanol in Deutschland, Gülzow-Prüzen, 2012

[Fox 2011] T. Fox, Capturing CO_2 from the air. In: Carbon Capture Journal, London, 2011, zitiert nach [Trost et al. 2012]

[Hey 2012] B. Hey, Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements, Masterthesis, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Center for Demand Side Management, 2012

[Pohlmann 2013] D. Pohlmann, Betrachtung einer Power-to-Gas Anlage unter Beachtung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen, Masterthesis – Zukunftsfähige Energiesysteme - HS Bremen, 2013

[Trost et al. 2012] T. Trost, S. Horn, M. Jentsch, M. Sterner, Erneuerbares Methan: Analyse der CO_2-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland - Erneuerbare Energien im Gasnetz speichern. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2012, DOI 10.1007/s12398-012-0080-6

Nutzungsoptionen für Wasserstoff und Methan im Energiesystem

Im Energiesystem bestehen für die im Rahmen von P2G erzeugten Brenngase verschiedene Nutzungsoptionen. Der Wasserstoff kann unmittelbar wiederverstromt werden (bspw. in Brennstoffzellen oder Gasmotoren), direkt in Speichertanks gespeichert werden, dem Erdgas im Erdgasnetz zugesetzt werden oder in einem weiteren Prozessschritt in Methan gewandelt werden. Für das P2G-Konzept spielt insbesondere die Wasserstoffspeicherung im Erdgasnetz eine große Rolle. Da die bestehende Gasinfrastruktur nicht uneingeschränkt für Wasserstoff geeignet ist, darf der Anteil von Wasserstoff im Erdgasnetz derzeit maximal 5 Vol-% betragen, könnte jedoch zukünftig gesteigert werden. [dena 2013] Eine große Herausforderung besteht darin, mit schwankenden Wasserstoffanteilen im Gasnetz umzugehen.

Wird Wasserstoff in einem weiteren Prozessschritt über die Methanisierung in Methan gewandelt, können das Erdgasnetz oder bestehende Erdgasspeicher ohne die aufgeführten Nachteile als Energiespeicher genutzt werden. Die Problematik der messtechnischen Brennwerterfassung entfällt und das erzeugte Methan kann unbegrenzt in das Erdgasnetz eingespeist werden.

Die Rückverstromung des umgewandelten und gespeicherten Überschussstroms erfolgt in der Regel über die reine Stromerzeugung mittels GuD-Kraftwerken oder Gasturbinen oder die gekoppelte Strom-/Wärmeerzeugung mittels Erdgas-BHKWs, GuD-Kraftwerken oder Gasturbinen, KWK-Anlagen oder Brennstoffzellen.

Quellen:

[50Hertz et al. 2012] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Netzentwicklungsplan Strom 2012, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2012

[dena 2012] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz, Power to Gas – eine innovative Systemlösung für die Energieversorgung von morgen entwickeln, Berlin, 2012

[dena 2013] Deutsche Energie-Agentur (dena), Strategieplattform Power to Gas, Stand 2013, http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html, Zugriff 24.01.2013

Aufbau von P2G-Infrastrukturen

Um die Brenngase Wasserstoff und Methan für das Energiesystem nutzbar zu machen, müssen P2G-Infrastrukturen errichtet und mit dem Energiesystem verbunden werden. In Abhängigkeit von dem geplanten Geschäftsmodell sind für die Standortsuche folgende Aspekte relevant:

- Räumliche Nähe zu erneuerbaren Stromquellen (Menge und Angebotscharakteristik), insbesondere zu Windenergieanlagen
    - Offshore-Windparks: hier sind zukünftig die Anlandepunkte für die Anbindung von Offshore-Windparks an das Stromnetz an Land von besonderem Interesse, da sie Hotspots im Stromübertragungssystem darstellen werden, mit hoher Wahrscheinlichkeit für Engpässe
    - Onshore-Windparks: Vor allem Gebiete mit erheblichem Ausbaubedarf der Stromnetze und Nähe zu geeigneten Erdgasnetzstrukturen
- Absatz- bzw. Vertriebsmöglichkeiten der erzeugten Produkte
    - Räumliche Nähe zu direkten Abnehmern des erzeugten Wasserstoffs, z.B. chemische Industrie oder Wasserstofftankstellen
    - Absatzmöglichkeiten für die Nebenprodukte Wärme und Sauerstoff zur Steigerung des energetischen Nutzungsgrades und der Wirtschaftlichkeit der P2G-Anlage, z.B. industrielle Oxyfuel-Prozesse
- Verfügbarkeit der notwendigen Infrastruktur (bestehend aus Strom- und Gasnetz, Wasserversorgung und ggf. einer CO_2-Quelle)
    - Vorhandene Gasinfrastruktur
    - Räumliche Nähe zu Gasspeichern
    - Kosten und Verfügbarkeit von CO_2, insbesondere biogene CO_2-Quellen und Nutzung von Synergien mit anderen Prozessen
- Bei Einspeisung des erzeugten Wasserstoff ohne Methanisierung direkt ins Erdgasnetz:
    - Wasserstoffaufnahmefähigkeit des Gasnetzes, insbesondere Durchflussmengen und Volumenanteile am Einspeisepunkt

Im Hinblick auf die Verbindung mit dem Energiesystem gibt es die Möglichkeit der

- direkten Kopplung an den Energieerzeuger (bspw. Wind- oder Photovoltaikpark),
- der Einbindung in ein AC- oder DC-Minigrid bzw. Inselnetz
- der netzgekoppelte Einbindung in das Stromverteil- oder Übertragungsnetz

Für die Speicherung großer Strommengen ist insbesondere die netzgekoppelte Einbindung von Elektrolyseuren relevant, da die P2G-Anlagen auf diesem Wege unterbrechungsfrei und ökonomisch relevant betrieben werden können.

Quellen:

[dena 2012] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz, Power to Gas – eine innovative Systemlösung für die Energieversorgung von morgen entwickeln, Berlin, 2012

[dena 2013] Deutsche Energie-Agentur (dena), Strategieplattform Power to Gas, Stand 2013, http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html, Zugriff 24.01.2013

Wirkungsgrade der P2G-Prozesse

Derzeit liegen die maximalen Gesamtwirkungsgrade der P2G-Prozesse und anschließender Rückverstromung noch knapp unter 50 %. Ein Gesamtwirkungsgrad von maximal 60 % ist nur bei gekoppelter Nutzung der Brenngase im Wärme und Transportsektor zu erreichen. Heutige Pumpspeicherkraftwerke erzielen im Vergleich dazu einen Wirkungsgrad von bis zu 80%, Druckluftspeicher liegen bei ca. 50 bis 60%.

Entscheidend für den Betrieb und den Wirkungsgrad der Elektrolyseure sind deren Peripheriekomponenten zur Wasseraufbereitung, Gaswäsche und Gastrocknung. Der bei der Elektrolyse erzielte Wirkungsgrad liegt in Abhängigkeit von der Anlagengröße aktuell zwischen 60 und 80 %. Bei der Rückverstromung von reinem Wasserstoff sowie dem Erdgas-Wasserstoff-Gemisch können Wirkungsgrade von bis zu 60 % erreicht werden. Damit ergibt sich ein maximaler Gesamtwirkungsgrad (elektrische Energie $\rightarrow H_2 \rightarrow$elektrische Energie) von 48 %.

Die Methanisierung in Kombination mit Kohle- und Biomassevergasungsanlagen erreicht Wirkungsgrade von 75-85%. Die Nutzungskette des Power-to-Methan Prozesses liegt bei 46-75%, im Durchschnitt 63%. Wird die Rückverstromung mit einem Wirkungsgrad von bis zu 60% (effizientes GuD Kraftwerk) angenommen, ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad (elektrische Energie $\rightarrow$Methan $\rightarrow$elektrische Energie) zwischen 28 und 45%. Die aufgeführten Wirkungsgrade beruhen auf der Annahme, dass für die Methanisierung CO_2 aus Biogasanlagen oder CCS-Anlagen zur Verfügung steht. Wenn atmosphärisches CO_2 für die Methanisierung verwendet wird, reduziert sich der Wirkungsgrad des Power-to-Methan Prozesses um ca.15 % auf durchschnittlich 48 %. Der Gesamtwirkungsgrad liegt dann durchschnittlich nur nach bei ca. 30 %. Je nach Nutzung des Methans (Energiespeicherung, elektrische Energie + Wärme, Transport) kann dann ein Gesamtwirkungsgrad von 30 bis 60% erreicht werden.

Sowohl Elektrolyse wie Methanisierung laufen exotherm ab. Gelingt es die anfallenden Wärmeströme zu nutzen, z.B. durch ein Wärmemanagement und die Kombination mit Wärmesenken z. B. der Kopplung mit einer Biogasanlage oder der Gasaufbereitung, sind in der Gesamtbetrachtung einer entsprechenden Anlagenkombination Synergien und Effizienzsteigerungen möglich [Trost et al. 2012]. Die folgende Abbildung zeigt das Sankey-Diagramm einer Power-to-Methan-to-Power Kette.

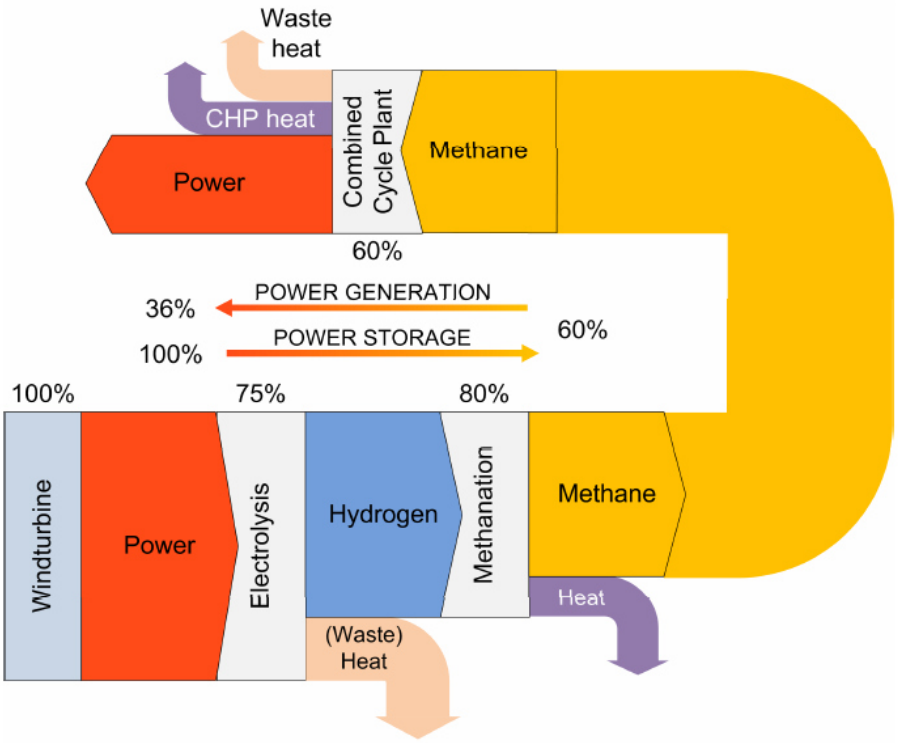


Figure 4.2-2: Sankey diagram of the renewable power methane concept for wind power with conversion efficiencies of 60% for power storage and 60% for power generation. Overall methane production efficiency: 46-75% - about 50-70&. Overall power storage efficiency: 28-45 – about 30-40%; overall CHP efficiency: about 50-60%; versus 0% efficiency of power curtailing. Source: own compilation.

Abbildung: Sankey Diagramm der Kette von erneuerbarer Stromerzeugung zu Methan zu Rückverstromung [Sterner 2009]

Quellen:

[50Hertz et al. 2012] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Netzentwicklungsplan Strom 2012, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2012

[Sterner 2009] M. Sterner, Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems, Dissertation, 2009

[Trost et al. 2012] T. Trost, S. Horn, M. Jentsch, M. Sterner, Erneuerbares Methan: Analyse der CO_2-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland - Erneuerbare Energien im Gasnetz speichern. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2012, DOI 10.1007/s12398-012-0080-6

Dynamik und Teillastbetrieb

Für den Einsatz der Elektrolyse im P2G-System stellt die benötigte Dynamik des Systems eine der größten technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen dar. Elektrolyseure sind bisher für eine konstante Last ausgelegt. Im P2G-Konzept, welches auf die Speicherung von regenerativem Überschussstrom abzielt, müssen die Elektrolyse-Anlagen mit Schwankungen in der Stromerzeugung zurechtkommen. Dies belastet z. B. die mechanischen Komponenten und reduziert ihre Lebensdauer. Für den dynamischen Betrieb der alkalischen Elektrolyse sind die technischen Komponenten wie Laugenpumpen, Druckregler und Produktgas-Separatoren der kritische Faktor. Die elektrochemischen Reaktionen reagieren nahezu ohne Verzögerung auf Laständerungen. Allerdings kann die mechanische Belastung durch Temperatursprünge in Folge von Lastwechseln die Lebensdauer herabsetzen.

Im Hinblick auf die verschiedenen Verfahren bietet sich für die Wasserelektrolyse aus volatil erzeugtem Strom aus regenerativen Energiequellen derzeit vor allem die Technologie der PEM-Elektrolyse an. Sowohl AEL als auch HOEL haben Probleme im Teillastbereich und im dynamischen Betrieb. Für PEM-Anlagen wird die untere Teillastgrenze bei Berücksichtigung der Anlagenperipherie mit ca. 5% angegeben. PEM-Elektrolyseure tolerieren zudem Überlasten. Eine Überlast von 200% ist zeitlich unbegrenzt möglich. Eine dynamische Betriebsweise der PEM-Elektrolyseure stellt demnach kein Problem dar. Jedoch sind die Anlagen auf einige MW begrenzt.

Quellen:

[50Hertz et al. 2012] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Netzentwicklungsplan Strom 2012, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2012

[dena 2012] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz, Power to Gas – eine innovative Systemlösung für die Energieversorgung von morgen entwickeln, Berlin, 2012

[ISE 2011] T. Smolinka, M. Günther (Fraunhofer ISE), J. Garche (FCBAT), Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, NOW Studie, Kurzfassung des Abschlussberichts, 2011

Anhang 2: Eingangsdaten Kosten- und Effizienzvergleich

	Investitions-kosten [T€]		Betriebs-kosten [€/a]		Wirkungsgrad [%] / Arbeits-zahl [-]		Lebens-dauer [a]	Quelle
	heute	Zukunft	heute	Zukunft	heute	Zukunft		
Elektrolyse								
PEM Elektrolyse 150kW	382,5	190,5	15	8	54	70	20	[Mathiesen et al. 2013]
alkalische Elektrolyse 3.400 kW	3.638	-	164	-	67	-	25	[Mathiesen et al. 2013]
Alkalische Elektrolyse >3.400 kW	-	2.958	-	180	90	70		[Mathiesen et al. 2013]
Hochtemperaturelektrolyse 5.000 kW	4.650	1.400	140	42	77	76,8	15	[Mathiesen et al. 2013]
Methanisierung								
biol. Methanisierung 152,1 kW	150	150	1.616	1.616	85	85	20	[Krassowski 2012]
biol. Methanisierung 1.215 kW	250	250	13.669	13.669	90	90	20	[Krassowski 2012]
chem. Methanisierung 1.000 kW	1.500	1.500	160.000	160	80 (el), 15 (th)	80 (el), 15 (th)	25	[DNV Kema 2013]
chem. Methanisierung 5.000 kW	5.000	2.500	400.000	400.000	80 (el), 15 (th)	80 (el), 15 (th)	25	[DNV Kema 2013]
Batterie								
Pumpspeicher 500.000 kW	375.000	375.000	62.500.000	-	75	75	30	[DENA 2010a]
Li-Ion 2 kW	8	2,4	-	-	91	91	6	[C.A.R.M.E.N. 2013]
Vanadium Redox-Flow 200 kW	328	240	13.600	10.800	80	80	30	[DEA 2012]
Gasturbine 300.000 kW	744.000	738.600	4.200.000	4.200.000	60	71	30	[DEA 2012]

	Investitions-kosten [T€]		Betriebs-kosten [€/a]		Wirkungsgrad [%] / Arbeits-zahl [-]		Lebens-dauer [a]	Quelle
	heute	Zukunft	heute	Zukunft	heute	Zukunft		
P2H								
E-Kessel 400 kW	266	260	4.000	4.000	95	95	30	[DEA 2012a]
E-Kessel 10.000 kW	750	750	23.500	11.000	99	99	20	[DEA 2012]
Wärmepumpe Luft 400 kW	400	400	400	400	3,0	3,0	20	[DEA 2012a]
Wärmepumpe Luft 5.000 kW	3.400	2.625	5.500	3.650	2,8	2,8	20	[DEA 2010]
Wärmepumpe Boden 400 kW	440	400	400	-	3,3	3,3	20	[DEA 2012a]
Wärmepumpe Abgas 5.000 kW	3.400	2.600	5.500	3.650	3,6	3,6	20	[DEA 2010]
Gaskessel								
Gaskessel 385 kW	-	-	-	-	92	92	-	[eigene Daten]
Gaskessel 5.000 kW	-	-	-	-	92	92	-	[eigene Daten]
KWK								
Mini-BHKW 20 kW	46,9	46,9	28.137	28.137	31 (el), 61,4 (th)	31 (el), 61,4 (th)	-	[eigene Daten]
Groß-BHKW 1.000 kW	386,1	386,1	11.583.076	11.583.076	42 (el), 45,7 (th)	42 (el), 45,7 (th)	-	[eigene Daten]
GuD-HKW 400.000 kW	480.000	480.000	6.400.000	6.400.000	48 (el), 36 (th)	48 (el), 36 (th)	-	[eigene Daten]

Quellen:

[C.A.R.M.E.N. 2014] Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N.): Marktübersicht Batteriespeicher (Stand: März 2014)

[DEA 2010] Danish Energy Agency: Technology Data for Energy Plants, Juni 2010

[DEA 2012] Danish Energy Agency: Technology Data for Energy Plants, Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversation, Mai 2012

[DEA 2012a] Danish Energy Agency: Technology Data for Energy Plants, Individual Heating Plants and Energy Transport, Mai 2012

[DENA 2010] Deutsche Energie Agentur: Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien, Februar 2010

[DNV KEMA 2013] DNV KEMA: Systems Analyses Power to Gas, Juni 2013

[Krassowski, 2012] Power-to-Gas-Technologien als Baustein in einem regenerativen Energiesystem - Ansätze zur Systemintegration in der Altmark, 30.05.2012, zitiert nach [DNV KEMA 2013]

[Mathiesen et al. 2013] B. V. Mathiesen, I. Ridjan, D. Connolly, M. P. Nielsen, P. V. Hendriksen, M. B. Mogensen, S. H. Jensen, S. D. Ebbesen, Technilogy data for high temperature solid oxide electrolyser cells, alkali and PEM electrolyders, Department of Development and Planing , Aalborg Univerity, Dänemark 2013

Anhang 3: Veröffentlichung in Energiewirtschaftliche Tagesfragen

Flexibilität für die Stromversorgung aus Wärme- und Gasnetzen – Ein Vergleich verschiedener Speichermöglichkeiten

Christine Brandstätt

Die Stromversorgung in Deutschland steht vor der Herausforderung, neue Flexibilitäten zur Integration des wachsenden Anteils an fluktuierender erneuerbarer Erzeugung zu mobilisieren. Eine besondere Rolle kommt dabei den Ausgleichsoptionen in Verbindung mit den Wärme- und Gasnetzen zu. Im Portfolio mit netz-, erzeugungs- und lastseitigen Maßnahmen, können sie neben anderen Stromspeichern das zukünftige Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien stabilisieren. Dabei bieten sie im Vergleich zu anderen Stromspeichern einige Zusatznutzen und sind ihnen teilweise schon heute hinsichtlich Kosten und Effizienz ebenbürtig oder sogar überlegen.

Die Anteile der erneuerbaren Energien (EE) an der Stromversorgung in Deutschland sind in der Vergangenheit stetig und stark gestiegen. Besonders die Versorgung aus fluktuierenden und wenig steuerbaren Quellen wie Wind- und Solarkraft wird als Herausforderung für die Stromversorgung angesehen.

Um die Jahrtausendwende wurden rund 6 % des Stroms aus EE bereitgestellt und davon rund ein Viertel aus Wind und Sonne. 2012 waren es bereits 23 %, wovon gut die Hälfte aus Wind- und Sonne stammten [1]. Im Zuge der Energiewende wird sich dieser Anteil weiter erhöhen. Gemäß dem derzeitigen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sollen 2030 bereits 50 % und 2050 80 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden [2].

Bei steigenden Anteilen könnten Erzeugung und Verbrauch in Zukunft immer öfter und stärker von einander abweichen. Darüber hinaus ist bei zu langsamem Netzausbau zu befürchten, dass regionale Überschüsse entstehen, die nicht zu den Verbrauchern weitergeleitet werden können. Als Folge wird zusätzliche Flexibilität erforderlich, um die Strombilanz zu Zeiten und in Regionen der Über- oder Unterdeckung auszugleichen.

Der technisch erforderliche Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch kann durch unterschiedliche Arten von Flexibilität erreicht werden. Durch Netzausbau werden zunächst nur die Grenzen des auszugleichenden Systems erweitert, wodurch lokale Überschüsse oder Unterdeckungen ausgeglichen werden. Flexible Erzeuger und Verbraucher können zum Ausgleich beitragen, indem sie sich der aktuellen Situation im Energiesystem anpassen. Speicher gleichen das System aus, indem sie zu Zeiten der Überdeckung Strom aufnehmen und diesen zu Zeiten der Unterdeckung wieder abgeben.

Mit dieser Speicherdefinition sind auch Ausgleichsmöglichkeiten in Verbindung mit der Wärme- und Gasversorgung erfasst. Solche ‚Speicherketten' können Strom zu Zeiten und an Orten der Überdeckung in Wärme oder Gas umwandeln und später, mitunter sogar an anderer Stelle, wieder Strom abgeben. Im Vergleich zu Strom lassen sich die Energieträger Wärme und Gas leichter und länger speichern. Diese Speicherketten werden oft kurz unter den Schlagwörtern „Power-to-Heat" und „Power-to-Gas" zusammengefasst und könnten andere Stromspeicheroptionen, wie etwa Batterien, Pump- oder Druckluftspeicher, ergänzen.

Im Rahmen des Forschungsprojekts „Multi-Grid-Storage" (MuGriSto) [3] werden die Möglichkeiten der Speicherketten mit denen der anderen Speicheroptionen, wie Batterien, Pump- oder Druckluftspeicher, verglichen.

Künftiger Flexibilitätsbedarf in der Stromversorgung

Gemäß einem Szenario des BEE könnten in einem künftigen Energiesystem, in dem 79 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gespeist wird, 79 GW an Windkraftanlagen und 100 GW an Solaranlagen in Deutschland angeschlossen sein [4]. Aus diesem Szenario lässt sich, wie in Abbildung 1 dargestellt, die sogenannte EE-Residuallast, also die Differenz zwischen fluktuierender erneuerbarer Erzeugung und der unbeeinflussten Last, abschätzen [5]. Es wird deutlich, dass die unbeeinflusste Last die Erzeugung aus Wind- und Solarkraft die Last in rund 6400 Stunden, also rund drei Viertel des Jahres, um bis zu 71 GW übersteigt. Während der verbleibenden Stunden ist allein aus Wind- und Solaranlagen bis zu 84 GW mehr Leistung verfügbar, als (ohne weitere Beeinflussung) gleichzeitig bezogen wird. Rein bilanziell muss so im Jahr eine Unterdeckung von 163 TWh versorgt werden, während ein Überschuss von insgesamt 46 TWh entsteht.

Speicher oder andere Ausgleichsoptionen sind gefordert, um Strom zu Zeiten der Überdeckung aufzunehmen und zu Zeiten und der Unterdeckung wieder abzugeben. Zur Abdeckung der EE-Residuallast ergibt sich ein deutlich geringerer Einspeicher- als Ausspeicherbedarf, in Verbindung mit einer etwas höheren Einspeicher- als Ausspeicherleistung.

Ein weiterer Flexibilitätsbedarf kann aus Netzengpässen resultieren. 2012 mussten Redispatch-Maßnahmen im Umfang von 2,5 TWh durchgeführt werden [6]. Die Erzeuger von erneuerbarem Strom sind dabei in rund 700 Stunden pro Jahr mit insgesamt etwa 0,4 TWh, also 1 % der nach EEG vergüteten Strommengen, betroffen [7]. Dieser Flexibilitätsbedarf könnte mit steigendem Anteil erneuerbarer Erzeugung noch zunehmen. Zwar besteht für die Stromnetze eine Ausbaupflicht, diese konnte in den vergangenen Jahren jedoch nicht ausreichend realisiert werden. Es ist zu erwarten, dass im Kontext von Netzengpässen in erster Linie eine räumliche und weniger die zeitliche Flexibilität erforderlich wird [8]. Im Folgenden wird primär der Flexibilitätsbedarf zur Abdeckung der EE-Residuallast behandelt.

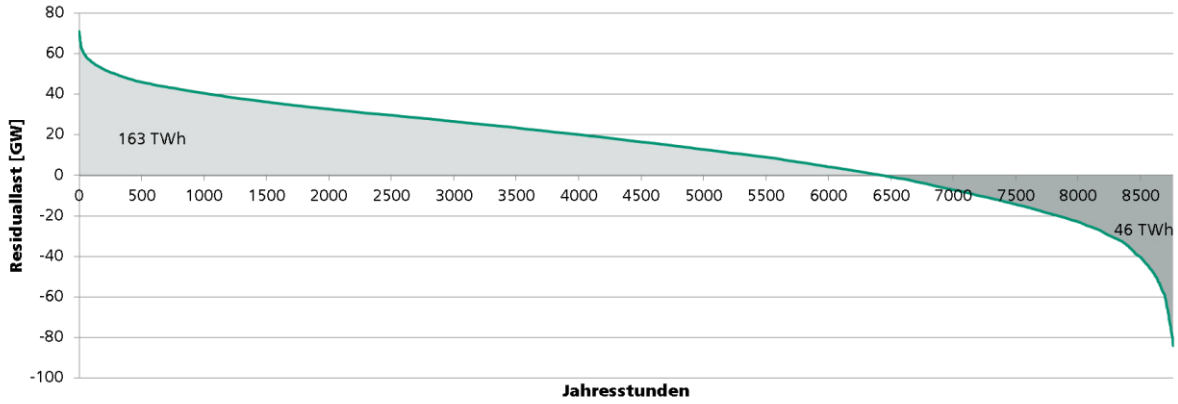


Abbildung 1: Geordnete Dauerlinie der Residuallast in 2030 [9]

Flexibilitätsoptionen in den Wärme- und Gasnetzen

Über einen Elektrokessel, eine Wärmepumpe oder einen Elektrolyseur kann die Energie des ‚überschüssigen' Stroms in ein Wärme- oder Gasnetz eingebracht werden. Wenn am gleichen Netz auch eine Anlage zur Stromerzeugung (in Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) angeschlossen ist, erfolgt aus diesem System auch eine ‚Ausspeisung' von Strom aus dem Wärme- oder Gassystem. Eine Umwandlungskette aus Elektrolyseur (optional in Kombination mit einer Methanisierungsanlage) Gasnetz und KWK-Anlage kann also als Speicherkette verstanden werden. Gleiches gilt, wenn auch nur bilanziell, für eine Kette aus Elektrokessel bzw. Wärmepumpe, Wärmenetz und KWK-Anlage. Im zweiten Fall wird nicht etwa die Wärme selbst, sondern vielmehr das durch die zusätzlich eingebrachte Wärme eingesparte Gas später rückverstromt.

In MuGriSto wurden insgesamt 64 solcher Ketten aus unterschiedlichen Technologieoptionen für die einzelnen Umwandlungsschritte kombiniert. Abbildung 2 zeigt die Systematik der Speicherketten in der Wärme- und Gasversorgung.

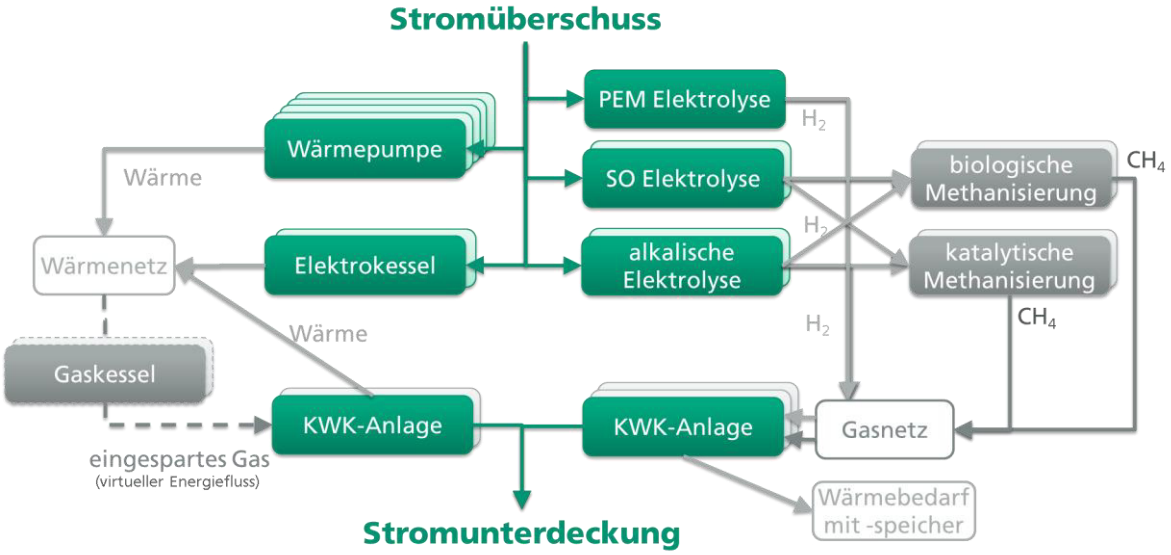


Abbildung 2: Zusammenstellung unterschiedlicher Speicherketten in der Wärme- und Gasversorgung

Für die Umwandlung von überschüssigem Strom in Wärme werden Elektrokessel (kleine Anlagen um 2 MW und größere um 10 MW) und Wärmepumpen mit Umgebungsluft- oder Bodenkollektoren betrachtet. Es kommen jedoch auch Abwärme, Solarthermie und Gewässer als Wärmequellen infrage. Die Power-to-Heat-Wandler können in Wärmenetze mit Gaskesseln und KWK-Anlagen unterschiedlicher Größen integriert sein. Eine Wärmeversorgung auf Ebene einzelner Gebäude wurde nicht als Speicherkette in Betracht gezogen. Die Flexibilität, die benötigt wird, um auf Überschüsse in der Stromversorgung zu reagieren, ergibt sich erst durch die Bündelung der Wärmebedarfe und die Kombination unterschiedlicher Versorgungsoptionen in einem Wärmenetz.

Die Elektrolyse von Wasser zu Wasserstoff kann ebenfalls mit überschüssigem Strom gespeist werden. Die verfügbaren Technologien, die in die Untersuchung einfließen, sind die Membranelektrolyse (PEM-Elektrolyse), die Hochtemperaturelektrolyse (SO-Elektrolyse) und die alkalische Elektrolyse. Es wurden Datensätze für Anlagen zwischen 150 kW und 5 MW berücksichtigt. Die Elektrolyse kann wahlweise mit der biologischen oder katalytischen Methanisierung kombiniert oder ohne weiteren Verarbeitungsschritt nur

als Wasserstofferzeuger betrieben werden. Am Ende dieses Umwandlungspfades können sowohl kleinere KWK-Anlagen zur Versorgung einzelner Gebäude (20 kW) als auch größere Anlagen, wie sie in Wärmenetzen vorkommen (1 – 400 MW), stehen. Es wird unterstellt, dass bei entsprechender Auslegung der KWK-Anlage und des Wärmespeichers im Prinzip alle Anlagengrößen stromgeführt betrieben werden können [10]. Sie tragen dann zum Ausgleich einer Unterdeckung in der Stromversorgung bei und sind bei Überdeckung außer Betrieb.

Effizienz unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen

Für den Vergleich der Effizienz der Speicherketten untereinander und mit anderen Speicheroptionen eignet sich die Betrachtung der Exergie. Sie trägt der unterschiedlichen ‚Nutzbarkeit' der unterschiedlichen Energieformen und -qualitäten entlang der Umwandlungsketten in besonderem Maße Rechnung.

Für den Überschussstrom, der zu Beginn der Speicherketten steht, wird ein Exergiegehalt von 100 % definiert. Für nutzbare Wärme mit einer Temperatur von 90°C wird im Vergleich zur 10°C-warmen Umgebung unterstellt, dass sie zu 22 % und für Gas (sowohl Wasserstoff als auch Methan) zu 60 % aus Exergie bestehen.

Abbildung 3 vergleicht einige Wärme- und Gasketten mit vier anderen Stromspeicheroptionen. Dargestellt ist der Anteil der Exergie des eingespeicherten Stroms, der jeweils beim heutigen und möglichen zukünftigen Stand der Technik wieder in Form von Strom ausgespeichert werden kann. Die Säulen bilden für die Wärme- und Gasketten jeweils die Kombination mit einer KWK-Anlage mittlerer Größe (Größe: 1 MW, elektrischer Wirkungsgrad: 42 %) ab. Die Bandbreiten, die sich für einige Ketten aus der Kombination mit einer kleineren (20 kW, 31 %) oder größeren (400 MW, 48 %) KWK-Anlage und unter Berücksichtigung künftiger Effizienzsteigerungen (vor allem für Druckluftspeicher und Elektrolyseure) ergeben, sind als best- und worst-case ebenfalls illustriert. Die Schwankungen sind im Vergleich zur gesamten Kette eher gering und haben kaum Einfluss auf die Rangfolge der Speicheroptionen. Die Verluste in den Wärme- und Gasnetzen werden nicht berücksichtigt [11].

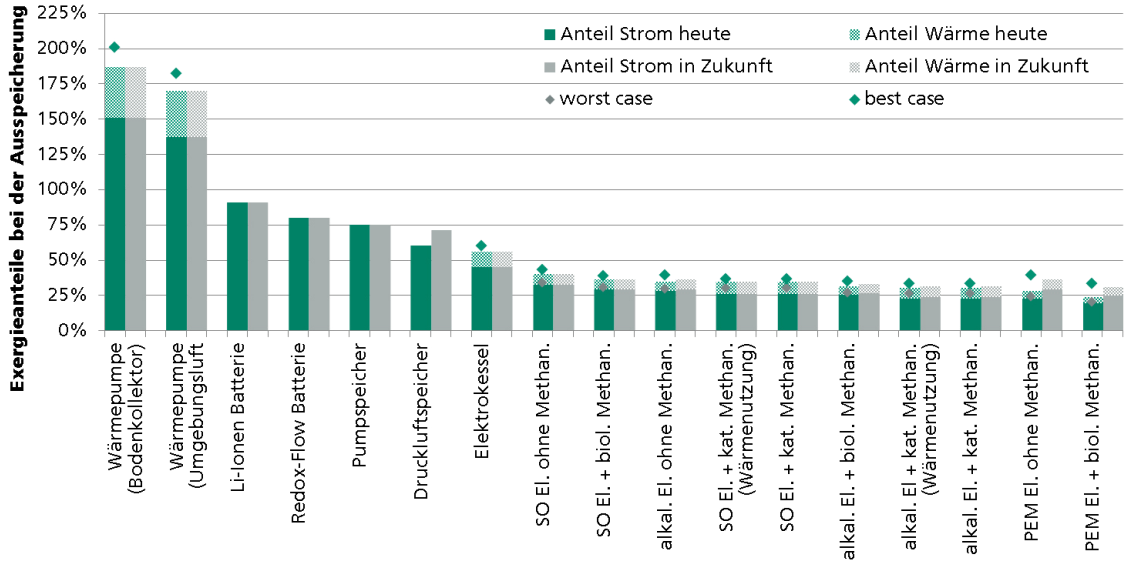


Abbildung 3: Vergleich der Exergie am Ende unterschiedlicher Speicherprozesse [12]

Am effizientesten stellen sich bei diesem Vergleich die Wärmepumpen-Ketten dar. Die erzeugte Wärme verdrängt die Wärmeversorgung durch den Gaskessel und spart so viel Gas ein, wie mit der mittleren KWK-Anlage in 140 - 150 % des zuvor eingespeicherten Stroms umgewandelt werden kann. Zusätzlich entsteht nutzbare Wärme die rund 35 % der Exergie des eingesetzten Überschussstroms ausmacht.

Die anderen Stromspeicher erhalten zwischen 60 und 90 % der Exergie des eingespeicherten Stroms. Beim Druckluftspeicher wird zudem noch eine signifikante Verbesserung von heute 60 % auf in Zukunft ca. 70 % erwartet. Die nächst-effizientere Kette basiert auf der Umwandlung mittels Elektrokessel. Da er im Gegensatz zur Wärmepumpe nur den eingesetzten Überschussstrom und nicht noch zusätzlich Wärme aus der Umgebung nutzt, wird weniger Wärmeversorgung aus dem Gaskessel verdrängt. Dementsprechend steht am Ende der Kette nur eingespartes Gas zur Erzeugung von 45 % des zuvor eingespeicherten Stroms, sowie Wärme mit einer Exergie von 10% des eingespeicherten Stroms, zur Verfügung.

Die Gasketten schneiden insgesamt mit ca. 20 – 30 % Exergieerhalt in Form von Strom und 5 – 10 % in Form von Wärme am schlechtesten ab, wobei sich die Ketten mit Hochtemperatur-Elektrolyse als am effizientesten darstellen, gefolgt von denen mit alkalischer und mit Membran-Elektrolyse. Der Entwicklungsstand der verschiedenen Technologien ist jedoch sehr unterschiedlich und bei allen sind künftig noch Effizienzpotenziale zu heben, welche die Rangfolge beeinflussen können. Innerhalb der Ketten mit gleicher Elektrolyse-Technologie sind erwartungsgemäß die Ketten ohne weitere Methanisierung am effizientesten. Darüber hinaus sind die Ketten mit biologischer Methanisierung leicht effizienter als solche mit dem katalytischen Verfahren, selbst wenn dort die Abwärme genutzt werden kann.

Kosten unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen

Zum Kostenvergleich der verschiedenen Flexibilitätsoptionen werden die

Kosten, von der Ein- bis zur Ausspeicherung, einbezogen. Die veranschlagten Kosten beinhalten die Annuität der Investition sowie die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten. ‚Brennstoffkosten' für den eingesetzten Überschussstrom wurden nicht berücksichtigt da dieser die Basis für alle Ketten bildet.

Der Vergleichbarkeit halber (und entsprechend des eingangs beschriebenen Szenarios) werden bei allen Anlagen 2500 Vollaststunden pro Jahr zugrunde gelegt. Für die KWK-Anlagen am Ende der Wärme- und Gasketten werden nur die Differenzkosten für die Flexibilisierung (höhere Auslegung der KWK-Anlagen und Vergrößerung des Wärmespeichervolumens) zur stromgeführten Fahrweise gemäß [13] und nicht die gesamten Investitionskosten veranschlagt. Es ist davon auszugehen, dass diese Anlagen nicht nur als Speicher sondern darüber hinaus zu Zeiten mit Unterdeckung zur Wärmeversorgung eingesetzt werden und sich auch teilweise aus diesem Einsatz finanzieren. Für den Anteil der nutzbaren Wärme, der dem Speicherprozess zuzuordnen ist, wird der Kette ein Erlös gemäß gängiger Wärmekosten gutgeschrieben.

Die so ermittelten Speicherkosten beziffern lediglich welche Kosten die Einspeicherung einer kWh Überschussstrom und deren Ausspeicherung zu Zeiten der Unterdeckung mit den unterschiedlichen Ketten verursacht. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit müssen sie im Zusammenhang mit anderen Kostenpunkten, wie etwa den zu zahlenden Letztverbraucherabgaben oder der erzielbaren Spreizung zwischen Strompreisen bei Ein- und Ausspeicherung, interpretiert werden. Negative Speicherkosten bedeuten also nicht ohne weiteres die wirtschaftliche Attraktivität des Konzeptes.

Analog zur Exergiebetrachtung vergleicht Abbildung 4 die Kosten der Wärme- und Gasketten mit denen der Stromspeicherung in Batterien, Pump- und Druckluftspeichern. Die Ketten mit Methanisierung werden angesichts der unterschiedlichen Größenordnung (rechts €/kWh statt links ct/kWh) gesondert dargestellt.

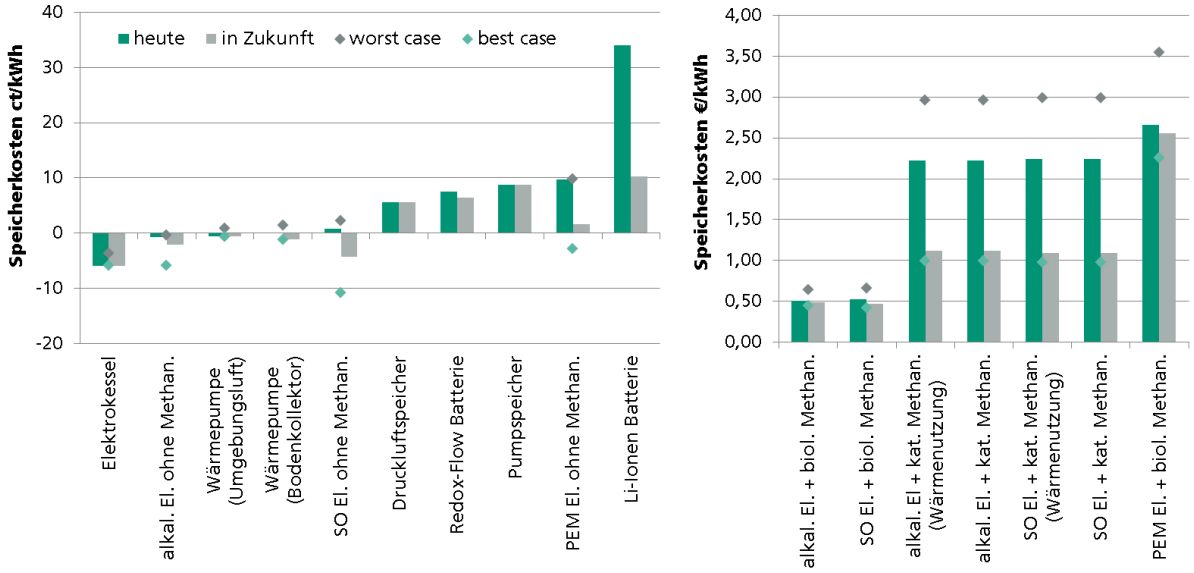


Abbildung 4: Vergleich der Kosten unterschiedlicher Speicherprozesse [14]

Am deutlich günstigsten stellen sich die Wärmeketten dar, die auf dem Einsatz eines Elektrokessels basieren. Mit ihnen kann unter den getroffenen Annahmen Überschussstrom zu negativen Kosten von fast 6 ct/kWh eingespeichert werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass am Ende der Kette in Kraft-Wärme-Kopplung aus dem eingesparten Gas Wärme entsteht und die dafür veranschlagten Erlöse die berücksichtigten Investitions- und Betriebskosten übersteigen. Überraschenderweise ist die Kette mit alkalischer Elektrolyse ohne Methanisierung die nächstgünstigste Option. Auch hier übersteigen die veranschlagten Wärmeerlöse noch die restlichen Kosten. Für die Ketten mit Wärmepumpen ergeben sich für die Einspeicherung von Überschussstrom Kosten nahe null. Die Kosten der Speicherkette mit Hochtemperatur-Elektrolyse ohne Methanisierung liegen zwar heute noch leicht über denen der Wärmepumpen, könnten aber in Zukunft sogar die der entsprechenden Kette mit alkalischer Elektrolyse unterschreiten. Ebenso ist die Kette mit Membran-Elektrolyse ohne Methanisierung heute noch mit knapp 10 ct pro eingespeicherter kWh teurer als die anderen Strompeicher (5 – 9 ct/kWh), könnte aber künftig mit rund 1,5 ct/kWh deutlich günstiger werden. Einzig die Li-Ionen Batterie ist unter den anderen Speicheroptionen mit 34 ct/kWh deutlich abgeschlagen und könnte in Zukunft bestenfalls auf das Niveau von Pumpspeichern aufschließen. Dieser Umstand ist im Wesentlichen auf ihre Vergleichsweise kurze Lebensdauer zurückzuführen.

Die Gasketten mit Methanisierung sind in diesem Vergleich deutlich teurer und werden deshalb in einer zweiten Grafik mit anderer Skala (€/kWh) dargestellt. Die Ketten mit biologischer Methanisierung in Kombination mit akalischer oder Hochtemperatur-Elektrolyse sind dabei mit rund 50 ct/kWh noch die günstigsten. Speicherkosten von über 2 €/kWh (künftig möglicherweise gut 1 €/kWh) weisen hingegen die Ketten mit katalytischer Methanisierung auf. Wie schon hinsichtlich der Effizienz festgestellt macht die zusätzliche Nutzung der entstehenden Abwärme auch hinsichtlich der Kosten keinen wesentlichen Unterschied aus. Am deutlich teuersten stellt sich schließlich heute und in Zukunft die Membran-Elektrolyse in Kombination mit einer Methanisierung dar.

Die Darstellung des best- und worst-case bezieht sich, wie schon in Abbildung 3, auf die Bandbreite, die sich durch den Einsatz großer und kleiner KWK-Anlagen ergibt. Beim Vergleich der Speicherkosten besetzten jedoch die kleinen Anlagen regelmäßig den best- und die großen den worst-case. Dies ist darauf zurück zu führen, dass sich bei kleinen Anlagen das Erzeugungsverhältnis vom Strom hin zur Wärme verschiebt und darüber hinaus für die Wärme höhere Erlöse veranschlagt werden, da keine Verteilungskosten anfallen. Diese Betrachtung lässt allerdings unberücksichtigt, dass kleine Anlagen sowohl höhere Betriebskosten als auch Brennstoffkosten aufweisen.

Weitere Besonderheiten der Speicherketten

Die Möglichkeit, Überschussstrom in der Wärme- oder Gasversorgung zu speichern, ergibt sich in erster Linie aus der Kombination der unterschiedlichen Anlagen in Wärme- und Gasnetzen. Im Gegensatz zu Pump- oder Druckluftspeichern bestimmt sich die Speicherkapazität also weniger durch die Größe und Verfügbarkeit geeigneter geografischer Gegebenheiten, sondern vielmehr durch die Kapazitäten in den entsprechenden Netzen [15].

Eine weitere Besonderheit hinsichtlich der Speicherdauer ergibt sich durch die Multivalenz der netzgebundenen Wärme- und Gasversorgung. Da der zu versorgende Wärme- oder Gasbedarf immer auch von anderen Anlagen bedient werden kann und die Versorgung durch diese anderen Anlagen bei Bedarf auch zurückgestellt werden kann, ist die Einspeicherung im Falle der Wärme- und Gasketten weitgehend von der Ausspeicherung entkoppelt. Lange Speicherdauern sind deshalb, vor allem im Gasbereich, gut machbar.

Der Ausspeicherbetrieb hängt im Gegensatz zu dem der anderen Stromspeicher nicht von der zuvor eingespeicherten Strommenge, sondern vielmehr vom Wärmebedarf und den entsprechenden Puffermöglichkeiten ab. Auch das dynamische Lastverhalten ist wesentlich durch den jeweiligen Wärmebedarf bestimmt. Für die Gasketten ist dieser Zusammenhang zumindest in Bezug auf die Einspeicherung weniger stark ausgeprägt; das dynamische Last- und Teillastverhalten von Elektrolyseuren lässt für die Aufnahme von Überschussstrom jedoch ebenfalls noch zu wünschen übrig.

Gegenüber den anderen Stromspeichern kann den Wärme- und Gasketten darüber hinaus ein zusätzlicher Nachhaltigkeitsnutzen unterstellt werden. Zwar dienen alle Flexibilitätsoptionen der besseren Verwertung von erneuerbarem Überschussstrom und verdrängen potenziell die Versorgung aus fossilen Quellen zu Zeiten der Unterdeckung. Die Wärme- und Gasketten leisten ihren Versorgungsbeitrag jedoch in Energiesektoren, die bislang noch stärker als der Stromsektor von fossilen Quellen dominiert werden. Der Wärmesektor speist sich gegenwärtig nur zu rund 10 % und die Gasversorgung zu gut 11 % aus erneuerbaren Quellen [16].

Fazit und Ausblick

Die Flexibilität, die sich aus der stärkeren Verknüpfung des Stromsektors mit der Wärme- und Gasversorgung ergibt, kann einer von mehreren Bausteinen sein, um künftig fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung zu integrieren. Genauso wie die anderen betrachteten Stromspeicher oder auch die in dieser Untersuchung nicht berücksichtigten netz-, erzeugungs- und lastseitigen Maßnahmen können sie in einem zukünftigen Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Versorgung einen Beitrag zur Systemstabilität leisten.

Der Vergleich zeigt, dass vor allem die Wärmeketten bereits mit den anderen Stromspeichern konkurrenzfähig sind. Künftig könnten bei entsprechender Effizienzsteigerung und Kostensenkung auch die Gasketten zu interessanten Optionen heranreifen. Beide bieten einige Zusatznutzen bzw. Charakteristika, die für das zukünftige Energiesystem besonders wertvoll sein könnten. Neben der Schonung umstrittener Standorte (für Pump- und Druckluftspeicher) und dem Beitrag zur erneuerbaren Wärme- und Gasversorgung, dürfte vor allem die mengenmäßige und in Bezug auf Gasnetze auch räumliche Entkopplung von Ein- und Ausspeicherung eine wichtige Rolle spielen. Die künftige EE-Residuallast wird, wie eingangs dargestellt, aller Voraussicht nach asymmetrisch zugunsten der Unterdeckung verlaufen und somit eine stärkere Aus- als Einspeicherung erfordern. Diese kann von den hier im Vordergrund stehenden Speicherketten basierend auf Wärme und Gas, die im Grunde die Eigenschaften flexibler Erzeuger- und Verbraucher mit denen von Stromspeichern kombinieren, bereitgestellt werden.

Für den optimalen Einsatz der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen werden vor allem die Rahmenbedingungen im Energiesystem maßgeblich sein. Es ist bereits absehbar, dass der gegenwärtige Regelrahmen noch nicht allen Aspekten der Flexibilitätsoptionen gerecht wird. Eine Verbesserung der Rahmenbedingungen im Allgemeinen, etwa durch eine Befreiung von Letztverbraucherabgaben, wird häufig gefordert. Der Vergleich von Kosten und Effizienz wirft aber auch die Frage auf, inwiefern effizientere aber teurere Lösungen, etwa Speicherketten mit Wärmepumpen im Vergleich zu solchen mit Elektrokesseln, zusätzlich vorangebracht werden sollten.

Es werden also sorgfältige Anpassungen erforderlich sein, die von detaillierteren Analysen begleitet werden müssen. Das Forschungsprojekt MuGriSto wird hierzu im Laufe des Jahres detaillierte Szenario-Berechnungen zur Residuallastabdeckung für unterschiedliche Ketten und deren Wirtschaftlichkeit durchführen sowie Empfehlungen zur Ausgestaltung angemessener Rahmenbedingungen ableiten.

C. Brandstätt M.Sc., wissenschaftliche Mitarbeiterin, Fraunhofer IFAM, Bremen
christine.brandstaett@ifam.fraunhofer.de

Der Artikel basiert im Wesentlichen auf ersten Ergebnissen des Forschungsprojekts „MuGriSto“, welches von BMWi, BMUB und BMBF im Rahmen der Energiespeicherinitiative gefördert wird. Die Autorin dankt den weiteren Projektmitarbeitern Max Fette, Wolfgang Schulz, Sabine Meyer und Bo Wellhausen für ihren Beitrag zur Analyse sowie darüber hinaus Nele Friedrichsen, Karin Jahn, Heidi Ludewig, Nicholas Rohrbach, Dirk Pohlmann, Volker Wannack und Svetlana Kuske für die Beiträge zur Datenrecherche.

[1] vgl. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik: „Internet-Update ausgewählter Daten zur Broschüre Erneuerbare Energien in Zahlen“ Dezember 2013, http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_in_zahlen_update_bf.pdf
[2] vgl. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist
[3] www.bremer-energie-institut.de/mugristo
[4] vgl. Pieprzyk, B.: „BEE Plattform Systemtransformation 2012 - Das BEE Szenario Stromversorgung 2030“, BEEtreff: Dialogkonferenz, Berlin, 14. Dezember 2012
[5] Daten aus Krzikalla, N., Achner, S., Brühl, S.: „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien“ April 2013
[6] vgl. Bundesnetzagentur (BNetzA) & Bundeskartellamt (BKartA): „Monitoringbericht 2013“ Dezember 2013 http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=14
[7] vgl. Bundesnetzagentur (BNetzA):“ Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13“ Juni 2012 http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/130620_Netzbericht_Winter2012-2013.pdf?__blob=publicationFile&v=9
[8] Zeitlicher und räumlicher Ausgleich sind nicht immer scharf zu trennen und deshalb bedingt substituierbar. Darüber hinaus sind Situationen denkbar, in denen ein EE-Überschuss im Gesamtsystem mit einem lokalen Netzengpass zusammen treffen.
[9] siehe [5]
[10] vgl. Schulz, W., Brandstätt, C.: „Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt“ Dezember 2013
[11] Im Wärmenetz ist zwar von Verlusten um 12% auszugehen, diese werden aber in der Analyse dem Wärmebedarf des Wärmenetzes zugeordnet, da sie schließlich von den angeschlossenen Erzeugern ausgeglichen werden müssen. Im Gasnetz hingegen sind die Verluste im Verhältnis zu den Wirkungsgraden der beteiligten Energiewandler vernachlässigbar.
[12] eigene Darstellung basierend auf Daten aus Danish Energy Agency: „Technology Data for Energy Plants“ Mai 2012, Aalborg University: „Technology Data for High Temperature Solid Oxide Electrolyser Cells, Alkali and PEM Electrolysers“ August 2013, Deutsche Energie Agentur: „Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien.“ Februar 2010, DNV KEMA: „Systems Analyses Power to Gas“ Juni 2013, C.A.R.M.E.N.: „Marktübersicht Batteriespeicher“ März 2014 und eigenen Annahmen und Einschätzungen
[13] siehe [10]
[14] siehe [12]
[15] Für die Elektrolyse ohne anschließende Methanisierung ist die Einspeisung in das Erdgasnetz bislang aus technischen Gründen nur zu geringen Teilen (etwa 2 %) möglich und könnte somit eine echte Einschränkung darstellen. Für die Methanisierung hingegen spielt auch die Nähe zu einer geeigneten CO2-Quelle oder zur Biomasseversorgung eine wesentliche Rolle
[16] siehe [1]

Anhang 4: 1. Veröffentlichung bei der NEIS-Konferenz

Rahmenbedingungen für die Stromspeicherung in Gas- und Wärmenetzen – Status Quo und Handlungsbedarf

Christine Brandstätt[1], Sabine Meyer[1]
[1]Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und angewandte Materialforschung, Wiener Straße 12, 28359 Bremen
christine.brandstaett@ifam.fraunhofer.de, sabine.meyer@ifam.fraunhofer.de

Kurzfassung

Die Stromversorgung in Deutschland steht vor der Herausforderung, neue Flexibilitäten zur Integration des wachsenden Anteils an fluktuierender erneuerbarer Erzeugung zu mobilisieren. Eine besondere Rolle kommt dabei den Ausgleichsoptionen durch Kopplung mit den Wärme- und Gasnetzen zu. Im Portfolio mit netz-, erzeugungs- und lastseitigen Maßnahmen sowie anderen Stromspeichern, können sie das zukünftige Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien stabilisieren.
Das von den Bundesministerien für Wirtschaft und Energie, für Umwelt und für Forschung geförderte Forschungsprojekt Multi-Grid-Storage untersucht die Möglichkeiten von Wärme- und Gasnetzen das Stromsystem auszugleichen, indem sie zu Zeiten der Überdeckung Strom aufnehmen und zu Zeiten der Unterdeckung wieder Strom abgeben. Der vorliegende Beitrag stellt die Rahmenbedingungen für diese Art der Flexibilität bzw. Speicherung vor und zeigt auf, wo für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien noch Handlungsbedarf besteht.

1 Künftiger Flexibilitätsbedarf in der Stromversorgung

Die Anteile der erneuerbaren Energien (EE), besonders der fluktuierenden und wenig steuerbaren, an der Stromversorgung in Deutschland sind in der Vergangenheit stetig und stark gestiegen. Um die Jahrtausendwende wurden rund 6 % des Stroms aus EE bereitgestellt, davon rund ein Viertel aus Wind und Sonne. Im Jahr 2012 waren es bereits 23 %, wovon gut die Hälfte aus Wind- und Sonne stammten [1]. Im Zuge der Energiewende wird sich dieser Anteil weiter erhöhen. Gemäß dem derzeitigen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sollen 2050 bereits 80 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden [2]. Bei steigenden EE-Anteilen könnten Erzeugung und Verbrauch in Zukunft immer öfter und stärker voneinander abweichen. Außerdem könnten bei zu langsamem Netzausbau regionale Überschüsse entstehen, die nicht zu den Verbrauchern weitergeleitet werden können. Als Folge wird zusätzliche Flexibilität erforderlich, um die Strombilanz zu Zeiten und in Regionen der Über- oder Unterdeckung auszugleichen. Der technisch erforderliche Ausgleich wird dadurch erreicht, dass flexible Erzeuger und Verbraucher sowie Speicher entsprechend der aktuellen Situation im Energiesystem zu Zeiten der Überdeckung Strom aufnehmen und diesen zu Zeiten der Unterdeckung wieder abgeben. Durch Netzausbau können darüber hinaus die Grenzen des auszugleichenden Systems erweitert und so lokale Überschüsse oder Unterdeckungen ausgeglichen werden.
Dieser Flexibilitätsbedarf lässt sich näherungsweise über die sogenannte EE-Residuallast abschätzen, also die Differenz zwischen fluktuierender erneuerbarer Erzeugung und der unbeeinflussten Last. Gemäß einem Szenario des BEE könnten in einem künftigen Energiesystem, in dem 79 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gespeist wird, 79 GW an Windkraftanlagen und 100 GW an Solaranlagen in Deutschland angeschlossen sein [3]. Anhand dieses Szenarios wird, wie in Abbildung 1 dargestellt, deutlich, dass die unbeeinflusste Last die Erzeugung aus Wind- und Solarkraft in rund 6.400 Stunden, also rund drei Viertel des Jahres, um bis zu 71 GW übersteigt. Während der verbleibenden Stunden ist allein aus Wind- und Solaranlagen bis zu 84 GW mehr Leistung verfügbar, als (ohne weitere Beeinflussung) gleichzeitig bezogen wird. Rein bilanziell muss so im Jahr eine Unterdeckung von 163 TWh ausgeglichen werden, während ein Überschuss von insgesamt 46 TWh entsteht [4].

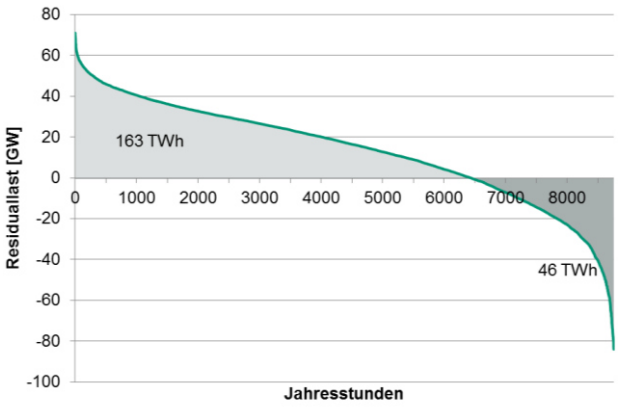


Abbildung 1 Geordnete Dauerlinie der Residuallast [5]

Ein weiterer Flexibilitätsbedarf kann aus Netzengpässen resultieren. 2012 mussten Redispatch-Maßnahmen im Umfang von 2,5 TWh durchgeführt werden [6]. Die Erzeuger von erneuerbarem Strom sind dabei in rund 700 Stunden pro Jahr mit insgesamt etwa 0,4 TWh, also 1 % der nach EEG vergüteten Strommengen, betroffen [7]. Dieser Flexibilitätsbedarf könnte mit steigendem Anteil erneuerbarer Erzeugung noch zunehmen. Zwar besteht für die Stromnetze eine Ausbaupflicht zur Beseitigung von Netzengpässen. Diese konnte in den vergangenen Jahren jedoch nicht ausreichend realisiert werden.

2 Flexibilitätsoptionen in den Wärme- und Gasnetzen

Die zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erforderliche Flexibilität in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien wird dadurch erreicht, dass Speicher Stromüberschüsse aufnehmen und diese zu Zeiten der Unterdeckung wieder abgeben. Mit dieser Flexibilitätsdefinition sind, wie in Abbildung 2 dargestellt, auch die Ausgleichsmöglichkeiten der Wärme- und Gasversorgung erfasst. Diese ‚Speicherketten' werden oft kurz unter den Schlagwörtern „Power-to-Heat" (P2H) und „Power-to-Gas" (P2G) zusammengefasst. Solche ‚Speicherketten' können Strom zu Zeiten und an Orten der Überdeckung in Wärme oder Gas umwandeln und später, mitunter sogar an anderer Stelle, wieder Strom abgeben. Im Vergleich zu Strom lassen sich die Energieträger Wärme und Gas leichter und länger speichern.

Über einen Elektrokessel, eine Wärmepumpe oder einen Elektrolyseur kann die Energie des ‚überschüssigen' Stroms in ein Wärme- oder Gasnetz eingebracht werden. Wenn am gleichen Netz auch eine Anlage zur Stromerzeugung z.B. in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) angeschlossen ist, erfolgt aus diesem System auch eine ‚Ausspeisung' von Strom. Eine Umwandlungskette aus Elektrolyseur (optional in Kombination mit einer Methanisierungsanlage), Gasspeicher z.B. im Gasnetz und KWK-Anlage kann also als P2G-Speicherkette verstanden werden. Gleiches gilt, wenn auch nur bilanziell, für eine P2H-Kette aus Elektrokessel bzw. Wärmepumpe, Wärmenetz und KWK-Anlage. Im zweiten Fall wird nicht etwa die Wärme selbst, sondern vielmehr das durch die zusätzlich eingebrachte Wärme eingesparte Gas, später rückverstromt.

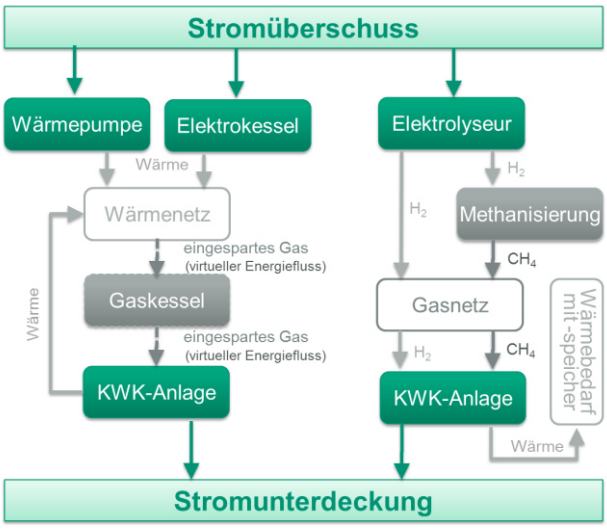


Abbildung 2 P2H- und P2G-Speicherketten

Während einige P2H-Anlagen in Deutschland bereits wirtschaftlich im Regelbetrieb sind, befinden sich P2G-Anlagen derzeit erst im Demonstrationsbetrieb. Vor allem bei den P2H-Speicherketten kommen ausgereifte und erprobte Technologien zum Einsatz, bei denen wesentliche Verbesserungen der Effizienz oder Senkungen der Kosten nicht zu erwarten sind [8]. Bei den P2G-Speicherketten hingegen besteht durchaus noch Entwicklungspotenzial in Bezug auf die eingesetzten Technologien.

3 Derzeitige Rahmenbedingungen

Das wirtschaftliche Potenzial der P2G- und P2H-Konzepte hängt also in erheblichem Maße von den Rahmenbedingungen ab. Eine direkte Investitionsförderung für diese Speicherkonzepte besteht derzeit nicht. Die Wärmeketten profitieren jedoch zumindest indirekt von den Investitionszuschüssen für Wärmespeicher und –netze, wie sie im aktuellen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) verankert sind [9]. Für die Gasketten besteht im Einzelfall die Möglichkeit, Förderung für Forschung und Entwicklung bzw. für Demonstrationsvorhaben in Anspruch zu nehmen. Zudem gibt es viele gesetzliche Einzelregelungen für die Erzeugung von Gas (Wasserstoff oder Methan) insbesondere aus erneuerbaren Quellen und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz [10, 11]. Insgesamt ist die derzeitige Anreizsituation eher unübersichtlich und es bestehen zum Teil große Unsicherheiten bzgl. der Auslegung der bestehenden Regelungen.

Ein zentraler Bestandteil für die Wirtschaftlichkeit der Speicherketten im Regelbetrieb sind vor allem die Bedingungen, zu denen der Überschussstrom beschafft sowie die Kondition zu denen er nach der Speicherung vermarktet werden kann. Im Folgenden werden deshalb die gegenwärtigen Rahmenbedingungen analysiert und möglicher Handlungsbedarf diskutiert.

3.1 Strombeschaffung und Umwandlung

Um einen Systemnutzen zu generieren, sollten die P2G- und P2H-Speicherketten Strom zu Zeiten erneuerbarer Überschüsse aufnehmen. Für die Beschaffung von Strom zur Verwendung in Elektrolyseuren, Wärmepumpen und Elektrokesseln kommen gegenwärtig vor allem die verschiedenen Segmente von Strombörse und Regelenergiemarkt, sowie der direkte Bezug von erneuerbaren Erzeugern infrage. Neben direkten Beschaffungskosten fallen je nach Einzelfall auch eine Reihe von Steuern, Abgaben und Entgelten an, die sich auf die Wirtschaftlichkeit der Speicherung auswirken.

3.1.1 Börse und Regelenergiemarkt

Die Stromprodukte, die an der Strombörse und auf dem Regelenergiemarkt gehandelt werden, unterscheiden sich in erster Linie nach Lieferzeitpunkt und Vorlaufzeit und weisen entsprechend unterschiedliche Preise auf. Spezielle Marktsegmente für erneuerbaren Strom gibt es auf beiden Märkten nicht. Auch lokale Handel, wie sie im Falle von Netzengpässen erforderlich wären, sind auf der Strombörse gar nicht und auf dem Regelenergiemarkt nur sehr eingeschränkt vorgesehen.

In Überschusssituationen weist die Börse vergleichsweise niedrige, mitunter sogar negative Preise aus, die für die Betreiber von Speichern interessant sind. 2013 lag der

Durchschnittspreis der 2.500 niedrigsten Preise am Spotmarkt mit rund 20 €/MWh ca. 30 % unter dem Gesamtdurchschnitt. Negative Preise traten in insgesamt 64 Stunden auf [12].

Im Gegensatz zur Strombörse dient der Regelenergiemarkt ausschließlich der kurzfristigen Systemstabilisierung durch den Übertragungsnetzbetreiber bei Prognoseabweichungen. Der Anbieter von Regelenergie verpflichtet sich, gegen Zahlung eines Leistungspreises eine gewisse Kapazität zu diesem Zweck bereit zu halten und erhält bei Abruf darüber hinaus einen Arbeitspreis. Im Falle eines nicht (ausreichend) prognostizierten Überschusses wird die sogenannte negative Regelenergie benötigt, die unter anderem durch das Zuschalten flexibler Verbraucher, wie etwa den hier betrachteten Speicherketten, bereit gestellt werden kann. Vor allem der Minutenreservemarkt, der vergleichsweise geringe technische Anforderungen stellt, ist für die Speicherketten interessant. Für die Kapazitätsvorhaltung allein wurden dort 2012 im Durchschnitt 11 €/MW gezahlt. In 3.134 Stunden des Jahres wurde tatsächlich auch Regelenergie abgerufen und mit rund 160 €/MWh vergütet [13].

Die Möglichkeit für den einzuspeichernden Strom vergütet zu werden, anstatt ihn zu bezahlen, macht den Regelenergiemarkt zu einer attraktiven Beschaffungsstrategie. Es handelt sich dabei jedoch um einen recht kleinen Markt auf dem nur rund 2.500 MW und etwa 6 % des Handelsvolumens des Spotmarkts gehandelt werden [14].

3.1.2 Direktvermarktung und Eigenerzeugung

Eine weitere Möglichkeit der Beschaffung besteht darin, Überschussstrom direkt von einer Wind- oder Solaranlage zu beziehen. Die Kosten für diese Optionen lassen sich am ehesten durch die Opportunität der Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) annähern. Im laufenden Jahr etwa beträgt die durchschnittliche Vergütung für an Land erzeugten und in das Stromnetz eingespeisten Windstrom etwa 9 ct/kWh [15]. Diese wird auch dann gezahlt, wenn die Einspeisung aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden muss. Es ist davon auszugehen, dass ein Anlagenbetreiber nur dann auf diese Vergütung verzichten würde, wenn der Betreiber der Speicherketten einen vergleichbaren oder höheren Preis zahlt. Hinzu kommt, dass größere Solar- und Windanlagen, die ihren Strom eigenverantwortlich vermarkten, in der Regel der Einfachheit halber nach Abnehmern für die gesamte erzeugte Menge suchen und nicht nur nach Abnehmern zu Zeiten mit erneuerbaren Überschüssen.

Ähnliches gilt für die Verwendung des Stroms vor Ort als Eigenerzeugung. Es bestehen Anreize, möglichst die gesamte Erzeugung vor Ort zu nutzen. Eine Verwendung ausschließlich der Überschüsse in Speicherketten ist für die Betreiber unter den gegenwärtigen Umständen nicht attraktiv.

3.1.3 Steuern, Abgaben und Entgelte

Die Kosten für den eingespeicherten Strom beinhalten neben den eigentlichen Strombeschaffungskosten noch eine ganze Reihe von Steuern, Abgaben und Entgelten, die in Tabelle 1 im Überblick für P2H und P2G dargestellt sind.

	P2H	P2G
	ct/kWh	ct/kWh
Netzentgelte	1,1	-
EEG-Umlage	6,24	-
KWKG-Umlage	0,056	0,056
Umlage Offshore-Haftung	0,058	0,058
Umlage individuelle Netzentgelte	0,056	0,056
Umlage Abschaltbare Lasten	0,009	0,009
Konzessionsabgabe	0,11	0,11
Stromsteuer	2,05	2,05
Gesamt	**9,679**	**2,549**
Werte aus 2014, außer Netzentgelte		

Tabelle 1 Steuern, Abgaben und Entgelte je Speicherpfad

Die Angaben gelten für einen Beispielfall[1]; für P2H fallen in diesem Fall Kosten von rund 10 ct/kWh [16] und für P2G von rund 2,5 ct/kWh an. Je nach Betriebskonzept greifen fallspezifische Regelungen, die hier kurz und keinesfalls abschließend zusammen gefasst sind.

3.1.3.1 Netznutzungsentgelte

Im Allgemeinen können Anlagen mit einer atypischen Netznutzung oder einer hohen Vollaststundenzahl eine Reduktion bei den Netznutzungsentgelten in Anspruch nehmen. Für Abnehmer mit höchstlastferner Nutzung werden rund 2,2 ct/kWh veranschlagt. Für die höhere Nutzungsdauer bei Gewerbebetrieben fallen durchschnittlich 1,1 ct/kWh und bei Industriebetrieben sogar nur 0,4 ct/kWh an [17]. Für P2G-Anlagen ist unter bestimmten Umständen und zeitlich begrenzt sogar eine vollständige Befreiung von den Netznutzungsentgelten möglich [18].

3.1.3.2 Stromsteuer

Für P2H-Anwendungen wird regelmäßig ein reduzierter Stromsteuersatz von 2,05 ct/kWh fällig. Für P2G-Anlagen kann die Stromsteuer in bestimmten Fällen gänzlich umgangen werden. Eine Befreiung durch die Deklaration des Verbrauchs als Strom zur Stromerzeugung, ist je nach Auslegung des Gesetzes und Anlagenkonzept sowohl für P2H als auch P2G möglich [19].

[1] Der Beispielfall umfasst eine neue P2H- bzw. P2G-Anlage mit 10 MW Leistung, die in den eingangs erwähnten 2500 Stunden EE-Überschussstrom aufnimmt, im Wärme- oder Gasnetz speichert und zu Zeiten der Unterdeckung rückverstromt. Sie weist daher eine atypische Netznutzung auf und ist angesichts der hohen Bezugsmenge von 25 GWh über einen Sondervertrag versorgt und die Strombezugskosten machen mehr als 4% des Gesamtumsatzes aus.

3.1.3.3 Umlagen und Abgaben

Für P2H-Anlagen fällt die EEG-Umlage von derzeit 6,24 ct/kWh im Regelfall vollumfänglich an. P2G-Anlagen zur Erzeugung von ‚Speichergas'[2] sind von der Zahlung der EEG-Umlage befreit [20]. Ein Wegfall der EEG-Umlage ist auch im Falle der Eigenerzeugung möglich. [21]. Der jüngste Entwurf zur EEG-Novelle sieht jedoch vor, Neuanlagen zukünftig zumindest anteilig an der EEG-Umlage zu beteiligen [22].

Weitere Umlagen, die sich aus der Förderung nach KWKG, der Haftungsübernahme für Risiken aus Offshore-Windanlagen, den Ausnahmeregelungen bei den Netzentgelten sowie dem Belastungsausgleich für abschaltbare Netzlasten ergeben, fallen sowohl für P2G als auch für P2H an. Die Umlagen werden in der Regel vom Netzbetreiber zusammen mit den Netzentgelten abgerechnet. Wie sie bei P2G-Anlagen, die von den Netzentgelten befreit sind erhoben werden, ist nicht eindeutig geklärt.

Für die Konzessionsabgabe können Sondervertragskunden eine Reduktion auf 0,11 ct/kWh in Anspruch nehmen [23].

3.2 Rückverstromung und Vermarktung

Neben einer möglichst günstigen Beschaffung des einzuspeichernden Stroms ist für den wirtschaftlichen Betrieb der Speicherketten eine möglichst gewinnbringende Vermarktung des rückgewonnenen Stroms erforderlich. Darüber hinaus sollen die hier betrachteten P2H- und P2G-Ketten einen Systemnutzen erbringen, indem sie Strom vornehmlich zu Zeiten der Unterdeckung durch erneuerbare Energien abgeben. Unter diesen Gesichtspunkten werden im Folgenden die Veräußerung auf der Strombörse oder dem Regelenergiemarkt sowie die Fördermöglichkeiten für ausgespeicherten Strom betrachtet.

3.2.1 Börse und Regelenergiemarkt

Analog zum oben beschriebenen Zusammenhang zwischen niedrigen Börsenpreisen und Überschusssituationen, kann zu Zeiten mit besonders hohen Preisen von einer Unterdeckung ausgegangen werden. Die Ausspeicherung von Strom ist dann sowohl aus wirtschaftlicher, als auch aus systemischer Sicht besonders sinnvoll. Die Preise in den 6.400 teuersten Stunden lagen 2013 mit durchschnittlich rund 45 €/MWh etwa 10 % über dem Gesamtdurchschnitt [24].

Auf dem Regelenergiemarkt bewirkt die Unterschreitung der prognostizierten Mengen einen Bedarf für positive Regelleistung wie sie etwa durch die Stromproduktion der KWK-Anlagen am Ende der Speicherketten erbracht werden kann. Die Konditionen für positive Regelleistung sind in der Regel noch besser als für negative. Auch hier gilt jedoch, dass der Markt vergleichsweise klein ist.

[2] Laut EEG ist Speichergas „jedes Gas, das […] zum Zweck der Zwischenspeicherung […] ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird".

3.2.2 Förderung für KWK und Speicher

Der Strom, der am Ende der Ketten in KWK erzeugt wird, muss in der Regel vom Netzbetreiber gemäß KWKG mit einem Aufschlag auf den erzielten Marktpreis, oder den ausgezahlten üblichen Preis von derzeit rund 4 ct/kWh, vergütet werden. Gegenwärtig liegen die Aufschläge je nach Anlagengröße zwischen 2 und gut 5 ct/kWh [25]. Diese Vergütung wird unabhängig vom Erzeugungszeitpunkt und vom Speicherzusammenhang gewährt. Geringfügige Zulagen für die flexible Auslegung und den flexiblen Betrieb sind jedoch bereits umgesetzt.

Für den Betrieb von Speichern gibt es derzeit keine explizite Förderung. Das EEG sieht jedoch vor, dass Strom, der aus Eigenerzeugung eingespeichert und deshalb nicht vergütet wurde, bei der Ausspeicherung entsprechend der Fördersätze für die Erzeugungsanlage aus der er ursprünglich stammt vergütet werden kann [26]. Dies gilt auch für den Einsatz von Speichergasen. Da jedoch nur die ausgespeicherte Menge vergütet wird, entgehen dem Betreiber Vergütungen entsprechend der Speicherverluste.

4 Handlungsbedarf

Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen ist die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Speicherketten noch nicht gewährleistet. Bei Strombeschaffungskosten von etwa 2 ct/kWh bzw. Strombeschaffungserlösen von rund 16 ct/kWh (siehe 3.1.1) in Verbindung mit Vermarktungserlösen von 6 bis 10 ct/kWh (siehe 3.2.1), bliebe eine Erlösspanne von 4 bis 26 ct/kWh zur Finanzierung der Investition. Diese Überschlagsrechnung basiert auf Durchschnitten; tatsächlich sollen jedoch Speicher gerade die Extremstunden abdecken und können deshalb punktuell mit erheblich besseren Preisen rechnen. Günstige Bedingungen treten jedoch aktuell noch eher selten auf; bei einer entsprechend geringen Auslastung der Anlagen ist deshalb davon auszugehen, dass kein ausreichender Anreiz für den Betrieb der P2G- und P2H-Speicherketten besteht.

Darüber hinaus behindert der gegenwärtige Regelrahmen, wie in Abschnitt 3 dargelegt, mitunter noch die Speicherung von fluktuierendem EE-Strom in Wärme- und Gasnetzen. Bestehende Regelungen zur Begünstigung der Speicherkonzepte sind vergleichsweise komplex, intransparent und unsicher. Die Intransparenz ist speziell im Hinblick auf die Letztverbraucherabgaben beim Strombezug besonders groß. In der Branche besteht zum Teil große Unsicherheit bezüglich der Auslegung und Anwendbarkeit gesetzlicher Regelungen auf bestimmte Anlagenkonstellationen bzw. Betriebskonzepte [27,28]]. Diese Unsicherheit wird auch durch den jüngsten Entwurf zur EEG-Novelle nicht ausgeräumt.

Vor diesem Hintergrund werden gegenwärtig verschiedene Konzepte zur Justierung von Anreizen für bzw. zur Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke bei Flexibilitätsoptionen zur EE-Integration diskutiert. Die folgenden grundlegenden Kategorien von geforderten Anreiz- und

Fördermechanismen ergeben sich aus dem gegenwärtigen Regelrahmen.

4.1 Einspeisemanagement und regionale Märkte

Im Falle eines lokalen EE-Stromüberschusses, wenn also die Netzkapazität nicht ausreicht, um den verfügbaren Strom aus erneuerbaren Quellen ins System aufzunehmen, müssen bereits heute erneuerbare Überschüsse abgeregelt und die EE-Anlagenbetreiber entsprechend entschädigt werden. In solchen Fällen wäre eine Einspeicherung besonders sinnvoll, da die erneuerbare Energie ohne zusätzliche Grenzkosten zur Verfügung steht und dem System im Falle der Abregelung verloren geht. Für diese Konstellation könnten durch eine Modifikation der Entschädigungspflicht Anreize für die Verwendung dieses Stroms in lokalen Speicherketten geschaffen werden. Wenn die Entschädigungszahlungen teilweise eingespart würden, könnte dies darüber hinaus eine Entlastung bei der EEG-Umlage bewirken [29].
Regionale Märkte können zur effizienten Verwendung von örtlich auftretenden Überschüssen beitragen. In bestimmten Fällen könnte der Einsatz von Flexibilität sogar zur Vermeidung von ineffizientem Netzausbau führen [30]. Eine diesbezügliche Option wäre bspw. Netzbetreiber zu Ausschreibungsverfahren für Speicher zu ermächtigen, wenn diese zu geringeren Kosten führen oder deren Machbarkeit im Gegensatz zu einem Netzausbau höher eingeschätzt wird [31].

4.2 Deklaration von EE-Überschüssen

Sowohl die Strombörse als auch der Regelenergiemarkt weisen kein gesondertes Marktsegment für erneuerbaren Strom aus. Deshalb ist selbst zu Zeiten niedriger Preise oder negativer Regelenergie, wenn ein erneuerbarer Überschuss wahrscheinlich ist, nicht sichergestellt, dass ausschließlich erneuerbarer Strom aufgenommen wird. Auf beiden Märkten können gerade inflexible konventionelle Erzeuger oder konventionelle Must-Run-Einheiten zu eben diesen Situationen führen [32] und so den Systemnutzen der Speicherung eingrenzen. Der Zukauf von EE-Zertifikaten ermöglicht zwar rein bilanziell den Bezug von erneuerbarem Strom, wird aber der Anforderung des Ausgleichs eines erneuerbaren Stromüberschusses nicht gerecht. Eine Deklaration von bestimmten Zeiten mit EE-Überschüssen, zum Beispiel anhand der verfügbaren Prognosen, könnte hier Abhilfe schaffen. Der Strombezug zu diesen Zeiten könnte dann als erneuerbarer Energiebezug, z.B. hinsichtlich der Einstufung als Speichergas oder hinsichtlich des Primärenergiefaktors bei Wärmenetzen [33] angerechnet werden oder zusätzliche Privilegien etwa hinsichtlich der Letztverbraucherabgaben genießen.

4.3 Befreiung von Steuern, Abgaben und Entgelten

Die Wirtschaftlichkeit der EE-Stromspeicherung ist eng mit den Letztverbraucherabgaben verknüpft. Sie sind in hohem Maße vom Staat bestimmt oder beeinflusst und könnten deshalb vergleichsweise leicht für erwünschte Betriebskonzepte erlassen oder reduziert werden. Ein Argument in diesem Zusammenhang, dass die Speicherketten keinen Endverbrauch darstellen, sondern im Anschluss an die Speicherung durch den tatsächlichen Letztverbraucher die Abgaben noch gezahlt werden.
Bestehende Ausnahmen und Befreiungen schaffen noch keine Anreize für eine Speicherung zur Integration von fluktuierendem EE-Strom. Für eine Befreiung von der EEG-Umlage etwa, müsste sichergestellt werden, dass Strom zu Zeiten mit EE-Überschüssen ein- und zu Zeiten der EE-Unterdeckung wieder ausgespeichert wird Ähnlich kann mit einem netzdienlichen Speicherbetrieb eine Sonderstellung hinsichtlich der Netzentgelte gerechtfertigt werden. Dieser Bereich ist zwar durch den Tatbestand der höchstlastfernen Netznutzung bereits teilweise abgedeckt, könnte aber noch ausgeweitet werden.

4.4 Flexibilisierung der Einspeisung

Eine Direktvermarktung an Speicher oder die Eigennutzung von erneuerbarem Strom in Speichern ausschließlich zu Zeiten mit einem erneuerbaren Überschuss im Stromsystem ist, wie in Abschnitt 3.1.2 dargelegt, nicht attraktiv. Anreize für das zurückbehalten nur der Mengen, die im System zu Überschüssen führen würden, entstehen allenfalls durch die recht seltenen niedrigen oder negativen Preise an der Strombörse. Die Förderung der Eigennutzung von erneuerbarem Strom hingegen erfolgt pauschal zu allen Zeiten und unabhängig vom Systemzustand. Hier könnten durch entsprechende Anpassungen Anreize für einen systemdienlichen Speicherbetrieb im unmittelbaren Zusammenhang mit Direktvermarktern oder Eigenerzeugern gesetzt werden.
Analog fehlt es an Anreizen, den eingespeicherten Strom auf systemdienliche Art und Weise vorwiegend zu Zeiten der Unterdeckung wieder auszuspeichern. Vorschläge, wie die Einführung einer generellen Quote für EE-Gas in Gaskraftwerken, sind für eine systemdienliche Steuerung nicht ausreichend [34]. Die tendenziell zu Zeiten der Unterdeckung höheren Marktpreise setzen zwar bereits einen Anreiz, dieser könnte aber durch gezielte Aufschläge oder sogenannte Systemintegrationsboni noch verstärkt und so gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit von Speicherpfaden verbessert werden [35].

5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Für die Integration von hohen Anteilen an fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Energiesystem der Zukunft ist die Flexibilität, Strom zu Zeiten der Überdeckung aufzunehmen und zu Zeiten der Unterdeckung abzugeben, unabdingbar.

EE-Überschüsse treten gegenwärtig noch eher selten auf und entsprechend sind auch die Anreize zu deren Speicherung noch gering. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Speichern durch die zeitliche Arbitrage auf den gängigen Strommärkten ist derzeit nicht lukrativ. Einige Rahmenbedingungen behindern zudem, dass EE-Strom vorrangig zu Überschusszeiten aufgenommen und Energie zu Zeiten der Unterdeckung wieder in das Stromsystem zurückgegeben wird.

Die künftige Anreizgestaltung muss in Anbetracht steigender Anteile an fluktuierenden erneuerbaren Energien darauf ausgerichtet sein, die Wirtschaftlichkeit des systemdienlichen Speicherbetriebs zu erhöhen. Um Anreize für Investitionen in P2H- und P2G-Technologien und für deren flexiblen Betrieb zur EE-Integration zu schaffen und abzusichern sind eindeutige, planbare und verlässliche Rahmenbedingungen erforderlich. Es ist in diesem Zusammenhang wünschenswert, die Anreize weniger als bisher technologiespezifisch auszugestalten. Regelungen, die gleichermaßen für P2H, P2G und andere Flexibilitätsoptionen gelten, verringern zum einen die Komplexität der Materie und ermöglichen zum anderen, dass unterschiedliche Konzepte zur Erbringung eines vergleichbaren Systemnutzens im Wettbewerb stehen.

Aktuelle Vorschläge zur Anpassung der Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit den hier betrachteten P2H- und P2G-Speicherketten beziehen sich auf den Handel mit EE-Überschüssen, die Letztverbraucherabgaben und den Einsatz von KWK-Anlagen vorrangig zu Zeiten der Unterdeckung.

Der Einsatz von P2H- und P2G-Anlagen für einen flexiblen Speicherbetrieb zur EE-Integration steht darüber hinaus mitunter im Wettbewerb mit alternativen Betriebskonzepten, die nicht zwingend dem Ausgleich fluktuierender EE dienen. Abweichende und zum Teil auch wirtschaftlichere Betriebskonzepte finden sich etwa in der Erzeugung von Wasserstoff für die chemische Industrie oder den Verkehrssektor oder in der elektrischen Erzeugung von Wärme vorrangig zur Versorgung von Fernwärme.

6 Literatur

[1] vgl. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik: „Internet-Update ausgewählter Daten zur Broschüre Erneuerbare Energien in Zahlen“ Dezember 2013,

[2] vgl. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist

[3] vgl. Pieprzyk, B.: „BEE Plattform Systemtransformation 2012 - Das BEE Szenario Stromversorgung 2030“, BEEtreff: Dialogkonferenz, Berlin, 14. Dezember 2012

[4] Daten aus Krzikalla, N., Achner, S., Brühl, S.: „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien“ April 2013

[5] siehe [4]

[6] vgl. Bundesnetzagentur (BNetzA) & Bundeskartellamt (BKartA): „Monitoringbericht 2013“ Dezember 2013

[7] vgl. Bundesnetzagentur (BNetzA): „Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13“ Juni 2012

[8] vgl. Brandstätt, C.: „Flexibilität für die Stromversorgung aus Wärme- und Gasnetzen – Ein Vergleich verschiedener Speichermöglichkeiten“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen, zur Veröffentlichung: September 2014

[9] vgl. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 4 Absatz 77 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist

[10] vgl. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 des Gesetzes vom 4. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3746) geändert worden ist

[11] vgl. Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist und Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV) vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die durch Artikel 15 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist

[12] EPEX Spot: Historische Marktdaten 2013 von www.epexspot.com

[13] regelleistung.net: Daten zur Regelenergie - Minutenreserve 2012

[14] siehe [12]

[15] netztransparenz.de: „Veröffentlichung der Bandbreite der EEG-Umlage 2015“ November 2013

[16] Schulz, W., Brandstätt, C.: „Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt“ Dezember 2013

[17] siehe [6]

[18] siehe [10], vor allem §118, Absatz 6

[19] vgl. Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 5. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2436, 2725) geändert worden ist, vor allem §9 und §9a

[20] siehe [2], vor allem §37 Absatz 4 und §27c Absatz 1 Nr. 1 und 2 in Verbindung mit §3 Absatz 9a

[21] siehe [2], vor allem § 37 Abs. 3

[22] vgl. Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, Gesetzesentwurf der Bundesregierung, April 2014

[23] vgl. Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist, vor allem §2 Absatz (3)

[24] siehe [12]

[25] siehe [9]
[26] siehe [2], vor allem § 16 Absatz 2
[27] vgl. EY, Ludwig Bölkow Systemtechnik & BBH: „Kurzdarstellung: Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe“ August 2013, S. 16.
[28] vgl. Weber, U.: „POWER to HEAT Betriebserfahrung mit einem 5 MW Elektrokessel“ Vortrag bei IKEM: „Power to Heat - Raum schaffen für erneuerbare Energien!“ Berlin, April 2013
[29] vgl. Fraunhofer IWES & IFAM, Stifung Umwelt- und Energierecht: „Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem EE-Strom - Energiewirtschaftliche Bewertung von Power-to-Heat mit Fokus auf Schleswig-Holstein und Ableitung von Handlungsempfehlungen“ voraussichtl. Mai 2014
[30] vgl. Brandstätt, C., Brunekreeft, G., Friedrichsen, N.: “Smart Pricing to reduce network investment in Smart Distribution Grids – Experience in Germany” in Sioshansi, F.P.: “Smart Grid – Integrating renewable, distributed and efficient energy” 2012, S. 317-342.
[31] vgl. Fraunhofer ISI & IWES, Universität Würzburg, IZES & BBH: „Endbericht zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG“ Juni 2011, S. 162 f.
[32] vgl. Nicolosi, M., Fürsch, M., Lindenberger, D.: „Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen“ Februar 2010
[33] vgl. Birkner, P., Antoni, O., Hilpert, J.: „Rechtliche Rahmenbedingungen für den Einsatz von Power-to-Heat“ Euro Heat & Power, Dezember 2013, S.20 – 23,
[34] siehe [31], S. 166 f.
[35] vgl. www.solarify.de: „Ein Markteinführungsprogramm für Power-to-Gas“ Meldung vom 4. Dezember 2013

Anhang 4: 2. Veröffentlichung bei der NEIS-Konferenz

Wirtschaftlichkeit und Systemnutzen von unterschiedlichen Einsatzkonzepten für Power-to-Heat und Power-to-Gas

Christine Brandstätt[1], Max Fette[1]
[1]Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und angewandte Materialforschung, Wiener Straße 12, 28359 Bremen
christine.brandstaett@ifam.fraunhofer.de, max.fette@ifam.fraunhofer.de

Kurzfassung

Die Stromversorgung in Deutschland steht vor der Herausforderung, neue Flexibilitäten zur Integration des wachsenden Anteils an fluktuierender erneuerbarer Erzeugung zu mobilisieren. Eine besondere Rolle kommt dabei den Ausgleichsoptionen in Verbindung mit den Wärme- und Gasnetzen zu. Im Portfolio mit netz-, erzeugungs- und lastseitigen Maßnahmen sowie anderen Stromspeichern, können sie das zukünftige Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien stabilisieren.
Das von den Bundesministerien für Wirtschaft und Energie, für Umwelt und für Forschung geförderte Forschungsprojekt Multi-Grid-Storage untersucht die Möglichkeiten von Wärme- und Gasnetzen das System auszugleichen, indem sie zu Zeiten der Überdeckung Strom aufnehmen und zu Zeiten der Unterdeckung wieder abgeben. Der vorliegende Beitrag fasst die Ergebnisse von detaillierten Modellrechnungen der zu erwartenden Volllaststunden von verschiedenen Energiewandlern im Bereich Power to Heat unter verschiedenen Rahmenbedingungen zusammen. Eine über ein Beispieljahr stundenscharf optimierte Einsatzplanung unterschiedlicher Anlagenkombinationen gibt dabei Aufschluss über die Auslastung verschiedener Konzepte und erlaubt so Rückschlüsse auf deren Systemnutzen.

1. Wärme- und Gasnetze als Flexibilität für die Stromversorgung

Die Anteile der erneuerbaren Energien (EE) und besonders der fluktuierenden und wenig steuerbaren Erzeugung an der Stromversorgung in Deutschland sind in der Vergangenheit stetig und stark gestiegen. Um die Jahrtausendwende wurden rund 6 % des Stroms aus EE bereitgestellt, davon rund ein Viertel aus Wind und Sonne. 2012 waren es bereits 23 %, wovon gut die Hälfte aus Wind- und Sonne stammten [1]. Im Zuge der Energiewende wird sich dieser Anteil weiter erhöhen. Gemäß dem derzeitigen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sollen 2030 bereits 50 % und 2050 80 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden [2].
Bei steigenden Anteilen könnten Erzeugung und Verbrauch in Zukunft immer öfter und stärker von einander abweichen und bei zu langsamem Netzausbau außerdem regionale Überschüsse entstehen, die nicht zu den Verbrauchern weitergeleitet werden können. Als Folge wird zusätzliche Flexibilität erforderlich, um die Strombilanz zu Zeiten und in Regionen der Über- oder Unterdeckung auszugleichen.
Die erforderliche Flexibilität wird dadurch erreicht, dass Erzeuger, Verbraucher und Speicher Stromüberschüsse aufnehmen und diese zu Zeiten der Unterdeckung wieder abgeben. Mit dieser Flexibilitätsdefinition sind, wie in Abbildung 1 dargestellt, auch die Ausgleichsmöglichkeiten der Wärme- und Gasversorgung erfasst. Solche „Speicherketten“ können Strom zu Zeiten und an Orten der Überdeckung in Wärme oder Gas umwandeln und später, mitunter sogar an anderer Stelle, wieder Strom abgeben. Im Vergleich zu Strom lassen sich die Energieträger Wärme und Gas leichter und länger speichern. Diese Speicherketten werden oft kurz unter den Schlagwörtern „Power-to-Heat“ (P2H) und „Power-to-Gas“ (P2G) zusammengefasst.
Über einen Elektrokessel, eine Wärmepumpe oder einen Elektrolyseur kann die Energie des ‚überschüssigen‘ Stroms in ein Wärme- oder Gasnetz eingebracht werden. Wenn am gleichen Netz auch eine Anlage zur Stromerzeugung (in Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) angeschlossen ist, erfolgt aus diesem System auch eine ‚Ausspeisung‘ von Strom. Eine Umwandlungskette aus Elektrolyseur (optional in Kombination mit einer Methanisierungsanlage) Gasnetz und KWK-Anlage kann also als Speicherkette verstanden werden. Gleiches gilt, wenn auch nur bilanziell, für eine Kette aus Elektrokessel bzw. Wärmepumpe, Wärmenetz und KWK-Anlage. In diesem Fall wird nicht etwa die Wärme selbst, sondern vielmehr das durch die zusätzlich von der P2H-Anlage eingebrachte Wärme eingesparte Gas später rückverstromt.

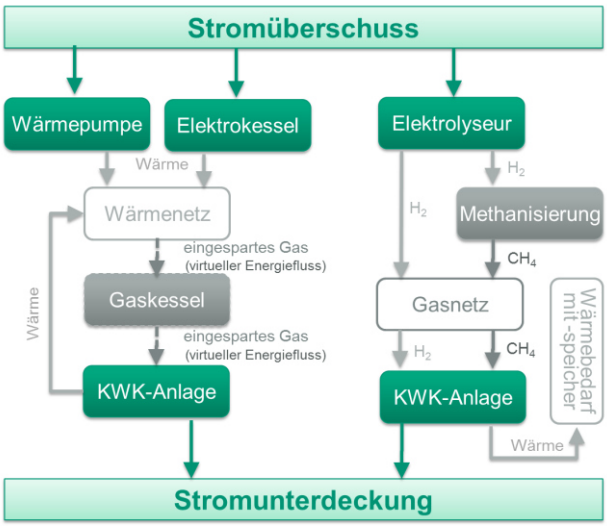


Abbildung 1 P2H und P2G als Speicherketten

2. Modellaufbau

Anhand eines Modells können die Wechselwirkungen der unterschiedlichen Anlagen innerhalb einer wärme- oder gasbasierten Speicherkette nachvollzogen werden. Es gilt mit einem festgelegten Anlagenpark (etwa wie in Abbildung 1 mit einer KWK-Anlage, einem Elektrokessel, einem Wärmespeicher und einem Gaskessel) einen Wärmebedarf zu decken. Die Flexibilität, welche die multivalente Erzeugung wahlweise aus Gaskessel, KWK-Anlage und Elektrokessel bietet, wird eingesetzt um den Strombezug des Elektrokessels und die Stromproduktion der KWK-Anlage gemäß den aktuellen Strompreisen zu optimieren.

Wärmebedarfs- und Strompreisverlauf werden dem Modell als Input vorgegeben. Technische und wirtschaftliche Anlagenparameter, wie Kapazität, Wirkungsgrad oder Brennstoffkosten sind frei wählbar und auch weitere energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, wie etwa die auf den Strombezug aufzuschlagenden Abgaben oder die KWK-Förderung sind exogen zu bestimmen.

Für jeden Zeitschritt wird die Kombination der unterschiedlichen Anlagen eingeplant, die den aktuellen Wärmebedarf zu geringsten Grenzkosten versorgt. Randbedingungen wie etwa eingeschränktes Teillastverhalten einzelner Anlagen oder die Kapazitätsgrenze des Wärmespeichers werden mithilfe von rückwärtsgerichteten Iterationen eingehalten.

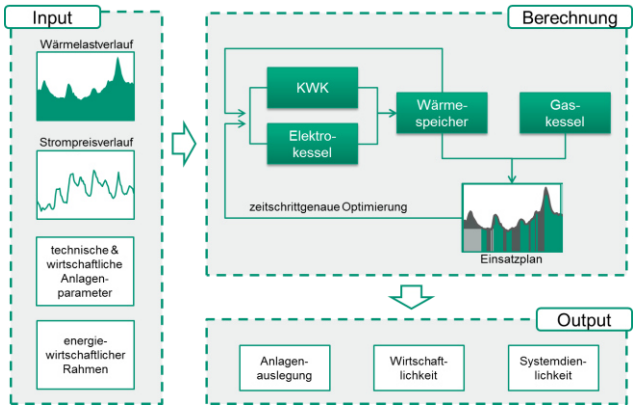


Abbildung 2 Modellaufbau am Beispiel der Wärmekette

So entsteht für den gewählten Zeitraum eine zeitschrittgenaue Einsatzplanung aller Anlagen; etwa der stündliche Anlageneinsatz in einem Wärmenetz über ein gesamtes Jahr. In Abbildung 3 ist ein Ausschnitt von etwa vier Tagen abgebildet. Zu Beginn des abgebildeten Zeitraums ist der Wärmebedarf noch in vielen Stunden größer als die Kapazität der KWK-Anlage und nimmt gegen Ende des Abbildungszeitraums hin ab. Die Strompreise hingegen sind zu Beginn noch so gering, dass sie den Einsatz des Elektrokessels rechtfertigen und übersteigen gegen Ende hin immer öfter die Schwelle, ab der die KWK-Anlage günstiger produziert als der Gaskessel. Immer dann, wenn die eingeplante Kapazität von Elektrokessel oder KWK-Anlage den Wärmebedarf übersteigt, wird Wärme eingespeichert. Falls keine Speicherkapazität zur Verfügung steht, muss der Anlageneinsatz umgeplant werden. Aus allen Einspeicherungen einer Einspeicherphase werden sukzessive jene mit den höchsten Gestehungskosten verändert, so dass die Speicherkapazität eingehalten werden kann. Wann immer die eingeplante Kapazität von Elektrokessel und KWK-Anlage nicht ausreicht um den Wärmebedarf zu decken, und auch keine eingespeicherte Wärme zur Verfügung steht, wird schließlich der Gaskessel aktiviert.

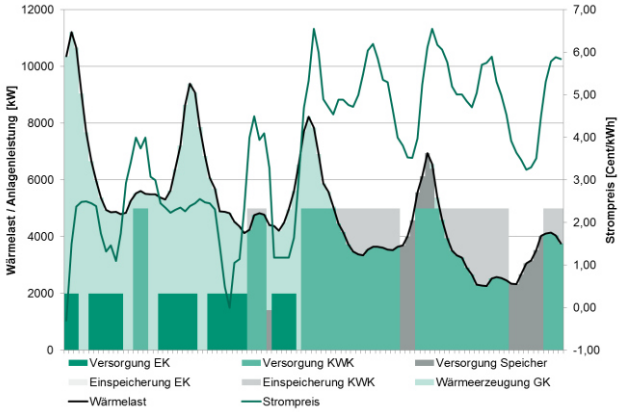


Abbildung 3 Beispiel der Einsatzplanung im Modell

3. Ergebnisse einiger Szenario-Berechnungen für Power to Heat Anlagen

Modelldurchläufe mit unterschiedlichen Inputparametern können nun Aufschluss über besonders systemdienliche Einsatzkonzepte geben. Die Wirtschaftlichkeit beruht dabei ausschließlich auf den Energie- und Betriebskosten (bzw. Erlösen). Kapitalkosten werden in den folgenden Szenarien noch nicht mit berücksichtigt.

3.1 Basis-Szenario

Im Folgenden werden beispielhaft einige Ergebnisse für ein Wärmenetz mit einem Wärmebedarf von rund 47 GWh/a und einer Spitzenlast von ca. 20 MW vorgestellt. Eingesetzt werden wahlweise ein Elektrokessel oder eine Wärmepumpe[1] mit einer thermischen Leistung von je 2 MW, eine KWK-Anlage mit einer thermischen Leistung von 5 MW und ein Gaskessel von 20 MW. Der modellierte Wärmespeicher fasst 30 MWh, entsprechend 6 Volllaststunden der KWK-Anlage. Gerechnet wurde anhand der EPEX Day-Ahead Preise für das Jahr 2012 und mit den in diesem Jahr gültigen Abgaben und Vergütungen[2].

[1] Als Jahresarbeitszahl wird in diesem Beispiel 2,8 angenommen

[2] Für die KWKG-Vergütung wird in dem Modell der Durchschnittswert der über die Anlagenlebensdauer zu erwartenden Vergütung berechnet, der von der Anlagengröße, aber auch den jährlichen Betriebsstunden abhängt. Für die 5 MW_{th}-Anlage beträgt die durchschnittliche Ver-

Wie Abbildung 4 zeigt, ergeben sich in diesem Basisszenario für den Elektrokessel nur 23 Einsatzstunden. Die Wärmeversorgung wird nahezu gänzlich durch die KWK-Anlage, welche rund 5.200 Stunden im Volllastbetrieb ist, und den Gaskessel gewährleistet. Anders sieht es aus, wenn statt dem Elektrokessel die Wärmepumpe eingesetzt wird. Aufgrund der höheren Arbeitszahl kann die Wärmepumpe schon bei höheren Strompreisen günstiger Wärme produzieren als der Gaskessel und kommt mit rund 5.600 Volllaststunden demensprechend auf eine deutlich längere Betriebszeit. Es zeigt sich schon hier, dass die Wärmepumpe deutlich länger im Betrieb ist als die Summe der Stunden mit negativer Residuallast, die selbst für das Jahr 2030 mit kleiner als 2.300 h/a vorhergesagt wird [3]. Die unter den derzeitigen Rahmenbedingungen, unter rein ökonomischen Aspekten betriebene Wärmepumpe würde also nicht zur Integration erneuerbarer Stromerzeugung beitragen. Ihr Betrieb in über 5.000 Stunden würde stattdessen oftmals eine ohnehin schon bestehende Versorgungslücke weiter vergrößern, welche wiederum aus fossilen Quellen geschlossen werden müsste.

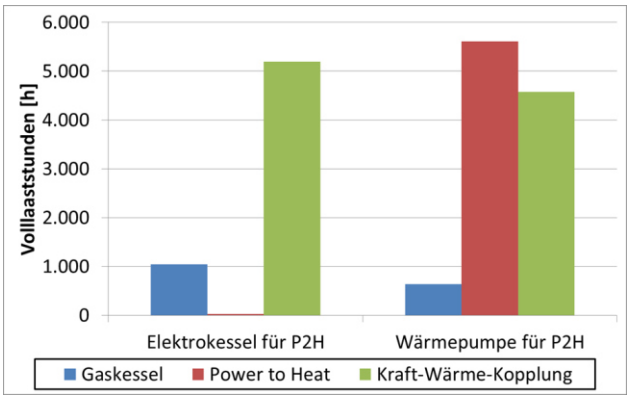


Abbildung 4 Volllaststunden Basisszenario

3.2 Variation der Letztverbraucherabgaben

Bei der Diskussion um die richtigen Technologien oder um angemessene Betriebskonzepte wird immer wieder auch die Anpassung der Rahmenbedingungen ins Spiel gebracht [4]. Im Fokus stehen oftmals die Letztverbraucherabgaben; vor allem die EEG-Umlage und die Netzentgelte. Die folgenden beiden Abbildungen zeigen die Auswirkungen einer Veränderung der Letztverbraucherabgaben, die für den Bezug des Stroms für Powert to Heat Anlagen gezahlt werden müssen. Diese summierten sich im Referenzjahr 2012 auf 8,1 ct/kWh[3].

Die Abbildungen zeigen jeweils als dünne grüne bzw. blaue Linie die Volllaststunden der KWK-Anlage bzw. des Gaskessels im Referenzfall ohne P2H-Anlage und als dicke Linie die jeweiligen Volllaststunden mit P2H-Anlage. Die zwischen den Linien grün bzw. blau markierten Flächen stellen dementsprechend die durch den P2H Einsatz resultierende Reduktion der Volllaststunden des Gaskessels bzw. der KWK-Anlage dar.

In Abbildung 5 sind die Auswirkungen der Abgaben auf den Betrieb eines Elektrokessels zu sehen: selbst mit zu zahlenden Abgaben von 4 ct/kWh, also in etwa einer Halbierung der Abgaben des Jahres 2012, steigen die Volllaststunden des Elektrokessels nur unwesentlich (dann rund 200 h/a). Erst mit Abgaben deutlich unter 3 ct/kWh wäre hier mit einer nennenswerten Auswirkung auf die Betriebszeiten zu rechnen. Die vergrößerte Wärmeproduktion des Elektrokessels geht dann in steigendem Maße zu Lasten der KWK-Anlage und des Gaskessels (siehe grüne, bzw. blaue Fläche).

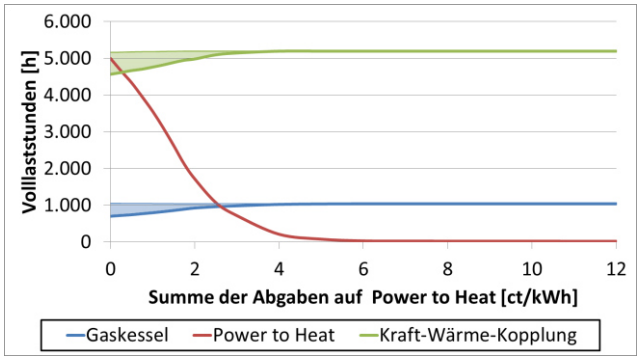


Abbildung 5 Einfluss der Letztverbraucherabgaben auf den Betrieb eines Elektrokessels

Ein anderes Bild ergibt sich bei der Betrachtung einer Wärmepumpe. Hier ergeben sich selbst mit Abgaben von 11 ct/kWh noch mehr als 2.000 Volllaststunden pro Jahr (siehe Abbildung 6). Diese Berechnung berücksichtigt ausschließlich die Betriebskosten. Die Investitionskosten, die bei einer Wärmepumpe typischerweise deutlich höher sind als beim Elektrokessel, fließen in die Einsatzplanung nicht ein.

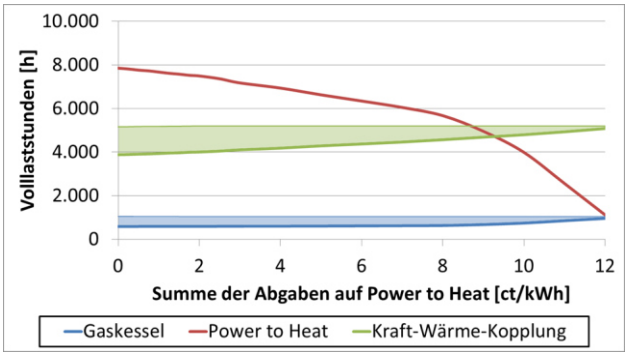


Abbildung 6 Einfluss der Letztverbraucherabgaben auf den Betrieb einer Wärmepumpe

3.3 Variation der KWKG-Vergütung

Während eine Verringerung der Letztverbraucherabgaben den Strombezug beeinflusst und eine zusätzliche Nachfrage zu Zeiten einer negativen EE-Residuallast schaffen

gütung beispielsweise bei 6.000 Volllaststunden pro Jahr 0,67 ct/kWh, während es bei 3.000 Volllaststunden 1,25 ct/kWh sind.

[3] eigene Recherchen

kann, wirkt sich die Vergütung durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) auf die Stromerzeugung am Ende der Speicherketten aus. Bei entsprechenden Veränderungen der Rahmenbedingungen kann hier erreicht werden, dass KWK-Strom vor allem zu Zeiten eingespeist wird, wenn die bestehende Last nicht durch EE gedeckt werden kann.
Die folgende Abbildung zeigt deshalb die Auswirkung einer Variation der durchschnittlichen KWKG-Vergütung auf den Anlageneinsatz. Da der Elektrokessel wegen der hohen Abgaben unabhängig von der Höhe der KWKG-Vergütung nur wenige Stunden im Jahr in Betrieb ist, wird hier nur das Szenario mit der Wärmepumpe als P2H-Anlage gezeigt. Beim Einsatz eines Elektrokessels würden die KWK-Anlage und der Gaskessel die als dünne grüne bzw. blaue Linien dargestellten jährlichen Volllaststunden aufweisen:

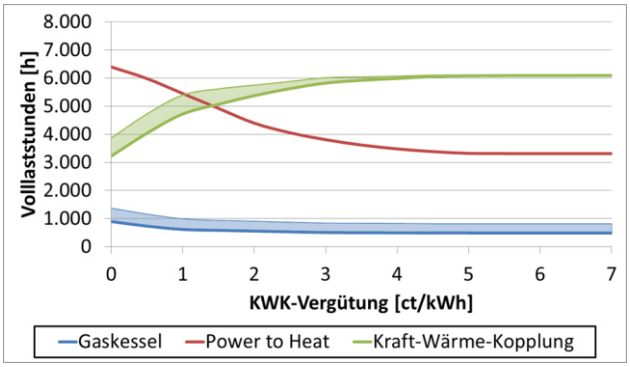


Abbildung 7 Einfluss der KWK-Vergütung auf den Betrieb einer Wärmepumpe

Zu sehen ist der deutliche Einfluss der KWK-Vergütung auf die Anzahl der Jahresstunden in denen die KWK-Anlage die Wärme zu den geringsten Kosten erzeugen kann.

3.4 Einsatz der Wärmepumpe zur Verringerung der negativen Residuallast

Die Abbildung 6 zeigt, dass bei einer Wärmepumpe erst bei Letztverbraucherabgaben von über 11 ct/kWh mit Betriebszeiten unter 2.500 Stunden pro Jahr zu rechnen ist. Selbst bei sehr hohen KWK-Vergütungen und gegenwärtigen Letztverbraucherabgaben für die Wärmepumpe (8,1 ct/kWh) bleiben die läuft die Wärmepumpe weit über 2.500 Stunden pro Jahr (siehe Abbildung 7).
Da auch für die Zukunft nicht mehr als 2.500 Stunden mit negativer Residuallast erwartet werden [3] würde die Wärmepumpe also in fast allen Betrachtungsfällen in vielen Stunden des Jahres die (positive) Residuallast vergrößern.
Die Abbildungen 6 und 7 zeigen außerdem, dass die Summe der Betriebsstunden der Wärmepumpe und der KWK-Anlage für nahezu alle Betrachtungsfälle über 8.760 Stunden pro Jahr beträgt. Die beiden Anlagen sind also zumindest zeitweise gleichzeitig im Betrieb und können somit zu dieser Zeit keinen oder nur einen verminderten Beitrag zum Ausgleich der Residuallast leisten.

4. Schlussfolgerungen und Ausblick

Eine Veränderung der Rahmenbedingungen für Wärmepumpen, Elektrokessel und KWK-Anlage bewirkt für die analysierten Speicherketten eine Verschiebung der Strombezugs- bzw. –erzeugungsstunden. Im Prinzip stellen Anpassungen der Letztverbraucherabgaben oder der KWK-Vergütung deshalb ein Mittel dar, die Betriebsweise der Anlagen im Sinne der EE-Integration zu beeinflussen. Die genaue Justierung dieser Anreize gestaltet sich jedoch schwierig, weil einzelne Anpassungen sich immer auch auf die anderen Anlagen auswirken; eine Erhöhung der Vollaststunden der P2H-Anlagen zum Beispiel in der Regel mit einer Reduktion bei der KWK-Anlage einhergeht.
Darüber hinaus hängt die Betriebsweise auch von anderen Parametern, wie zum Beispiel dem Strompreisverlauf und –niveau an der Börse oder auf den Regelenergiemärkten ab. Auch der Gaspreis oder technische Anlagenparameter können einen Einfluss haben und so die Anreize aus Letztverbraucherabgaben und KWK-Vergütung unerwünscht verzerren.
Entsprechend stehen weitere Betrachtungen zu den hier dargestellten und weiteren Anlagen noch aus. So wird beispielsweise das Modell dahingehend erweitert, dass auch die Möglichkeiten der Beschaffung und Vermarktung auf anderen Märkten als dem Spotmarkt modelliert werden können. Ebenfalls soll die Möglichkeit geschaffen werden, die Anlagengrößen der verschiedenen Anlagen auch wirtschaftlich zu optimieren. Darüber hinaus verspricht der Vergleich der untersuchten Parameter für ein gasbasiertes System mit den hier vorgestellten wärmebasierten Systemen weitere interessante Einblicke.

5. Literatur

[1] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik: „Internet-Update ausgewählter Daten zur Broschüre Erneuerbare Energien in Zahlen“ Dezember 2013, http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_in_zahlen_update_bf.pdf

[2] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist

[3] Krzikalla, N., Achner, S., Brühl, S.: „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien“ April 2013

[4] Schulz, W., Brandstätt, C.: „Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt“ Dezember 2013

Anhang 6: Veröffentlichung bei der IRES-Konferenz

FEASIBILITY OF BALANCING RENEWABLE ELECTRICITY THROUGH HEAT AND GAS BASED 'STORAGE CHAINS'

Christine Brandstätt, Max Fette

Energy Systems Analysis
Fraunhofer Institute for Manufacturing Technology and Advanced Materials IFAM
Wiener Straße 12, 28359 Bremen, Germany
Phone: 0049-421-2246 7019 / 7027 Fax: 7030
max.fette@ifam.fraunhofer.de, christine.brandstaett@ifam.fraunhofer.de

1 INTRODUCTION

The share of renewable electricity production in Germany is expected to rise to 80 % in 2050 [EEG 2014]. An energy supply based largely on renewable energy sources requires flexibility to accommodate fluctuations, as some renewables, i.e. wind and photovoltaic (PV) generation are of fluctuating nature and not necessarily in line with the electricity demand. Figure 1 shows the expected sorted residual load profile for Germany (load minus the expected fluctuating production from 80% renewables based generation).

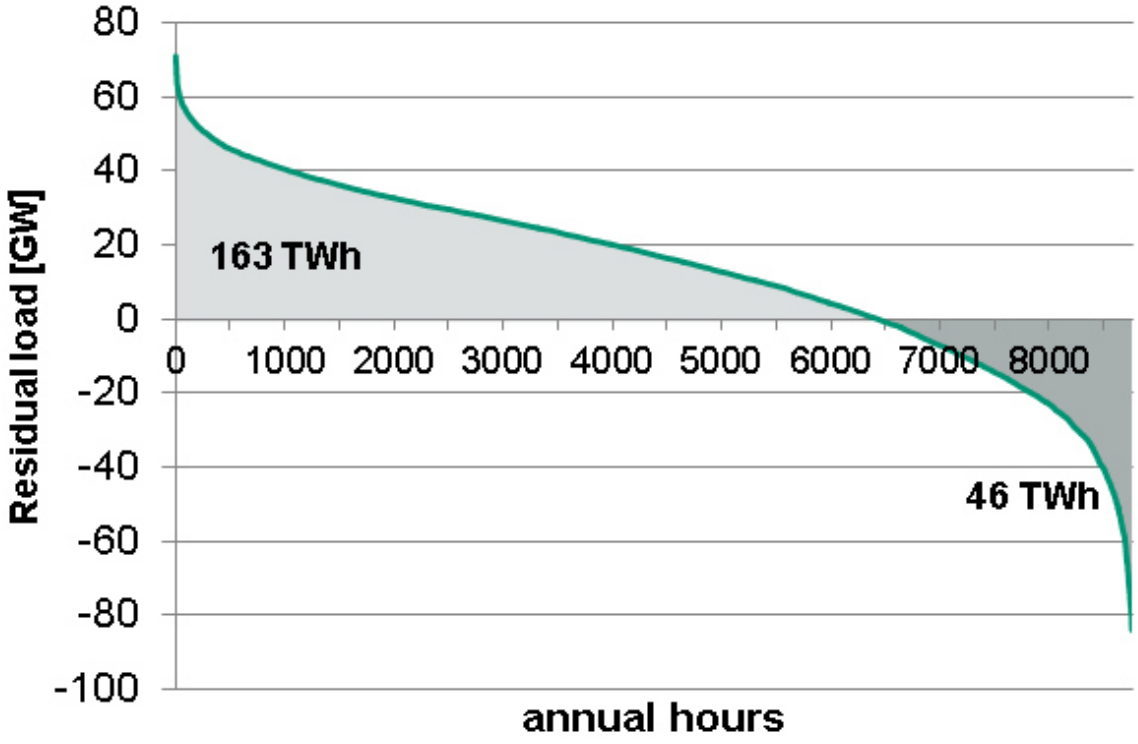


Figure 1: Sorted load duration curve 2030 (based on data from BET [2013])

The figure indicates the type of flexibility that will be needed to accommodate this future renewables based generation. In around 6,400 hours of the year, the total demand exceeds the electricity production from fluctuating renewable sources by up to 71 GW. The total extra energy demand during this time is around 163 TWh. In the remaining time of the year the electricity produced from fluctuating renewable energy sources exceeds the demand by up to 84 GW. The surplus electricity generated during these hours amounts to 46 TWh.

This flexibility can, among other options, come from linking the electricity system with heat and gas networks. In the research project Multi Grid Storage [MuGriSto 2014] we analyse various innovative conversion chains linking electricity with heat or gas supply. These can be referred to as 'multi-grid storage chains' taking up surplus electricity when necessary and releasing electricity during temporal shortages.

During times of oversupply from renewable energy sources, electricity can be converted to gas with power-to-gas (P2G) technology or to heat using power-to-heat (P2H) technology. In case a combined heat and power (CHP) plant is connected to the same grid, the system can also deliver electricity back into the power system during shortage times. As depicted in Figure 2, an energy conversion chain consisting of an electrolyser, the gas network and a CHP unit serves the purpose of electricity storage. The same applies to the energy conversion chain consisting of electric heater, heat network and CHP plant. However, the links here are partially virtual, as the electric heater is displacing gas that would have been burned in a boiler to generate the heat. This virtual (or saved) gas is converted to electricity in the CHP plant.

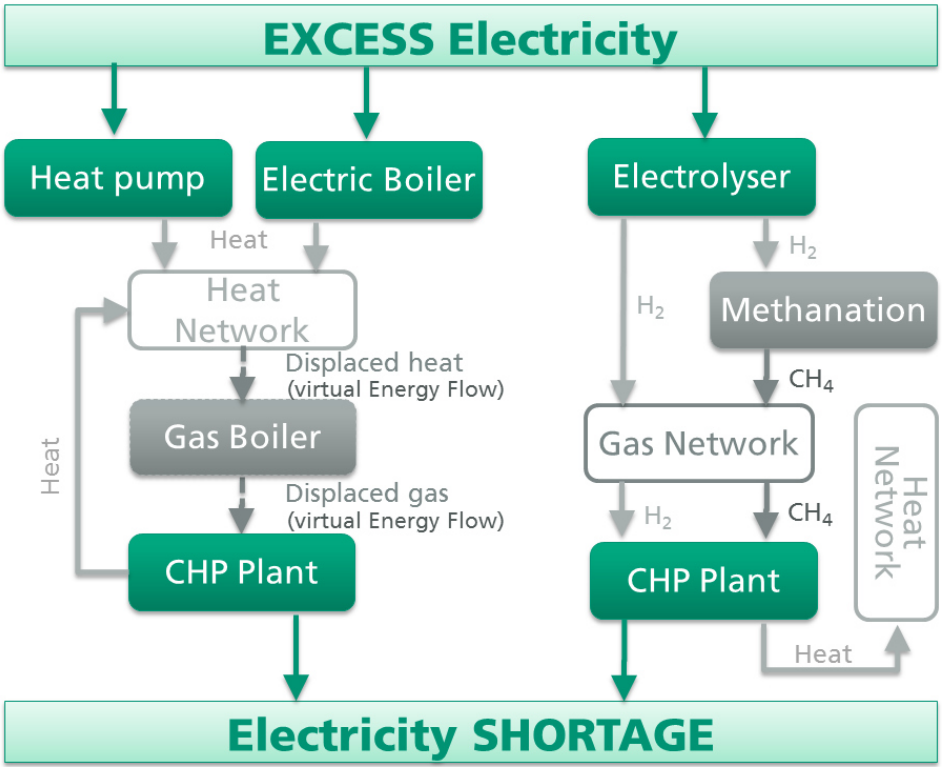


Figure 2: Energy conversion chains using P2H and P2G technologies

2 MODEL

The MuGriFlex model is designed to simulate hourly operation of these storage chains over a year, according to varying electricity prices and other technical and economic input parameters. Figure 3 depicts the model structure.

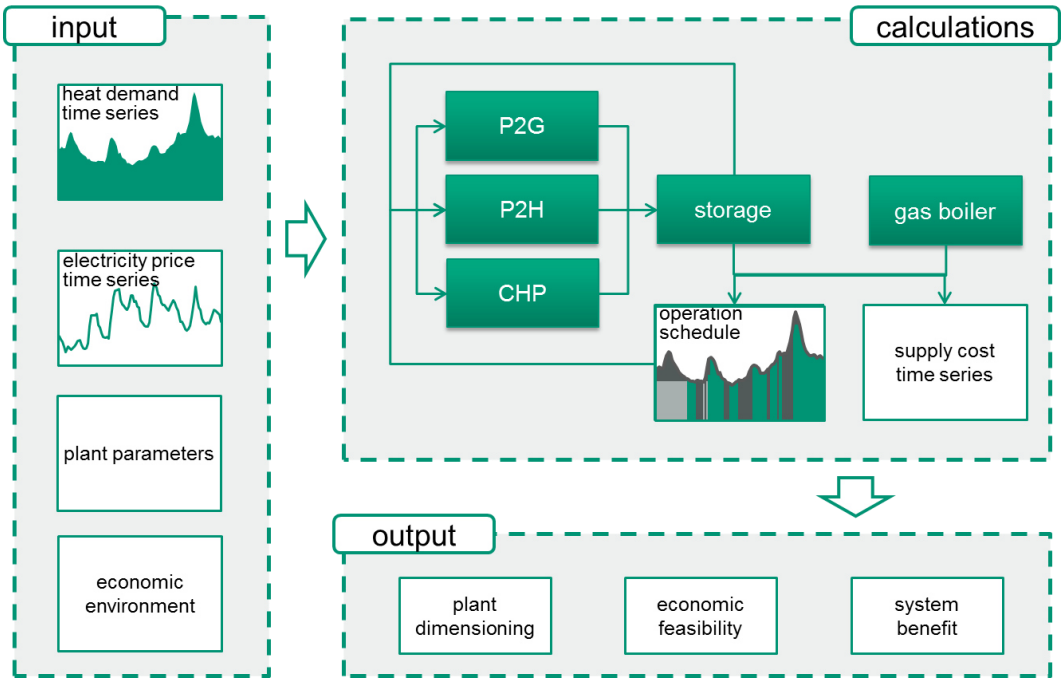


Figure 3: Scheme of the MuGriFlex model

Heat demand and prices for electricity and balancing enter as time series. Other parameters, such as technological data, operation and investment cost, taxes and surcharges or support schemes are fixed inputs for each analysed year. The model neglects uncertainties concerning the development of prices or heat demand during the year. First, the operation of electricity consuming and generating technologies (P2H, P2G and CHP), as well as the operation of the heat store[1] is planned according to electricity and balancing prices. Heat supply with the gas boiler is the reference option. Important constraints for this scheduling are the heat demand of the system, available storage capacity and the ramping flexibility of the plants. Subsequent scheduling loops consider these constraints and correct the original schedule if necessary. The first schedules as well as the corrections aim at a least cost supply of heat and gas under the given constraints.

The simulated schedules serve to generate numerous indicators for the evaluation of economic feasibility as well as benefit for the electricity system. In this paper we analyze utilization hours and payback time for a set of different heat and gas based chains. We assume that a low payback for the overall storage chain makes the concept feasible and that utilization hours that match with the residual load presented in the introduction indicate a benefit for the electricity system. Uncertainties about the development of key inputs such as electricity and gas prices are considered in scenarios.

3 RESULTS AND DISCUSSION

For the analysis in this paper we simulated different types of heat and gas chains. For heat we compare chains with and without P2H component; among the former we distinguish between heat pumps with a high coefficient of performance (COP) and electric boilers with a lower COP. In the gas chains we consider different types of electrolyzers, namely a polymer electrolyte membrane (PEM) electrolyzer with a comparatively low efficiency, an alkaline electrolyzer (AEL) with a slightly better efficiency and finally the high temperature solide oxide technology (SOEC) with the best available efficiency. For simulations of the future we consider higher efficiency values. A more thorough discussion of these efficiencies and other input parameters can be found in [Brandstätt 2014]. Table 1 lists these input parameters in detail.

[1] For gas storage in the public gas grid we assume infinite capacity in view of the considered P2G and CHP capacities.

component	parameter	unit	value
electric boiler	thermal capacity	kW_{th}	2.000
	COP	kW_{th}	0,99
	investment cost	1000 €	328
heat pump	thermal capacity	kW_{th}	2.000
	COP	kW_{th}	2,8
	investment cost	1000 €	1.500
CHP plant	thermal capacity	kW_{th}	5.000
	electric capacity	kW_{el}	5.073
	investment cost	1000 €	3.332
PEM electrolyzer	thermal capacity	kW_{th}	2.000
	efficiency (today / future)	%	54 / 70
AL electrolyzer	thermal capacity	kW_{th}	2.000
	efficiency (today / future)	%	67 / 70
SOEC electrolyzer	thermal capacity	kW_{th}	2.000
	efficiency (today / future)	%	77 / 77
gas boiler	thermal capacity	kW_{th}	20.000
heat store	thermal capacity	kWh_{th}	30.000
	investment cost	1000 €	575
district heating grid	heat demand	MWh_{th}/a	46.175
	peak heat demand	kW_{th}	20.000

Table 1: Input parameters for the simulations

Additionally we consider two different economic environments, one that resembles the present and another scenario that incorporates assumptions for the future. For the former we consider electricity prices, surcharges, CHP subsidies and gas prices as in 2012 and in the latter we rely on a synthetic time series for electricity prices and assume surcharges, CHP subsidies and gas prices equal to those in 2014. In order to evaluate the influence of changes in these economic environments we vary surcharges, subsidies and gas prices.

Figure 4 and Figure 5 show the changes of utilization hours and payback time with varying electricity surcharges. Utilization hours of gas boiler (GB) and CHP decline in a system that also contains an electric boiler (EB) or a heat pump (HP). This effect is larger with the heat pump whose efficiency is almost 3 times higher than that of the electric boiler. Hence the heat pump is attractive during more hours and thus replaces more CHP or gas boiler heat than the electric boiler. This effect is visible although the overall utilization hours of the P2H options are low under 2012 conditions. The system's payback time is hardly affected by the introduction of an electric boiler, given that the investment is low. The heat pump on the contrary lowers the payback noticeably. This is mainly due to the higher investment cost of the heat pump as compared to the boiler. Payback is particularly bad, when the heat pump has so little utilization hours that it cannot contribute significantly to the system's overall revenue but yet still takes enough utilization hours from the CHP to lower the CHPs payback contribution. With lower surcharges the utilization and hence payback contribution by the heat pump lowers system payback time and with higher surcharges, system payback time slowly approaches the level of a CHP system including the additional heat pump investment.

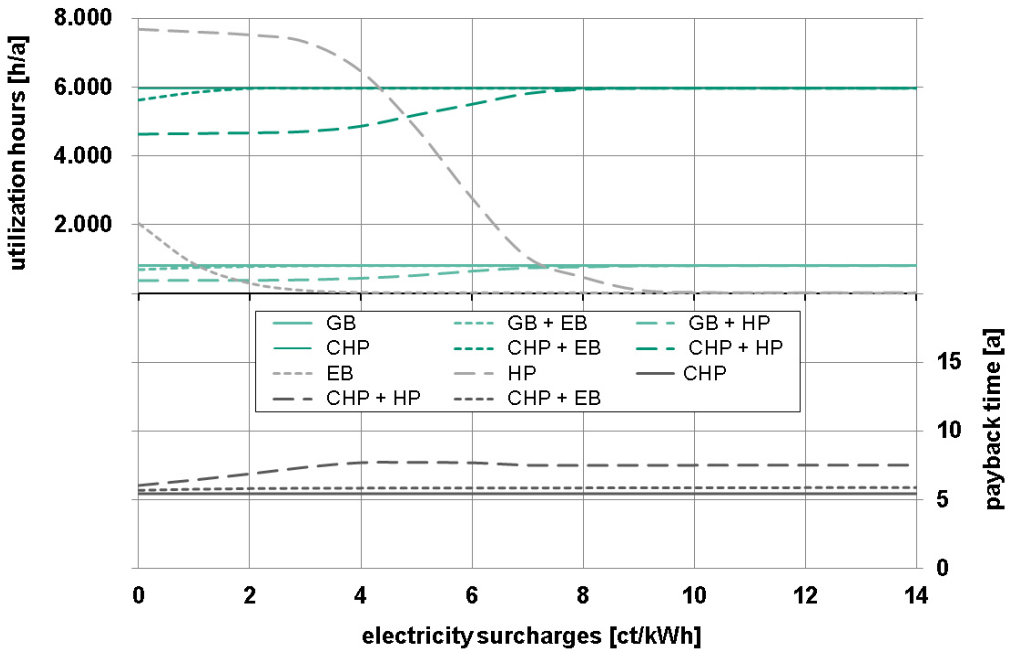


Figure 4: Variation of electricity surcharges in the 2012 scenario

The average surcharges to be paid by a P2H plant in 2012 were at about 7,65 ct/kWh and have risen to 9,63 ct/kWh in 2014. Hence, the investment into an electric boiler is not yet attractive under spot price conditions today. The investment into a more efficient heat pump however is significantly less attractive. The general tendencies are still the same in the future economic environment. The default utilization and payback time of the CHP plant are less favourable than in the 2012 environment. This can be accounted mainly to a higher gas price in the future scenario. However, the different price structure in the future scenario also increases utilization hours for the P2H components.

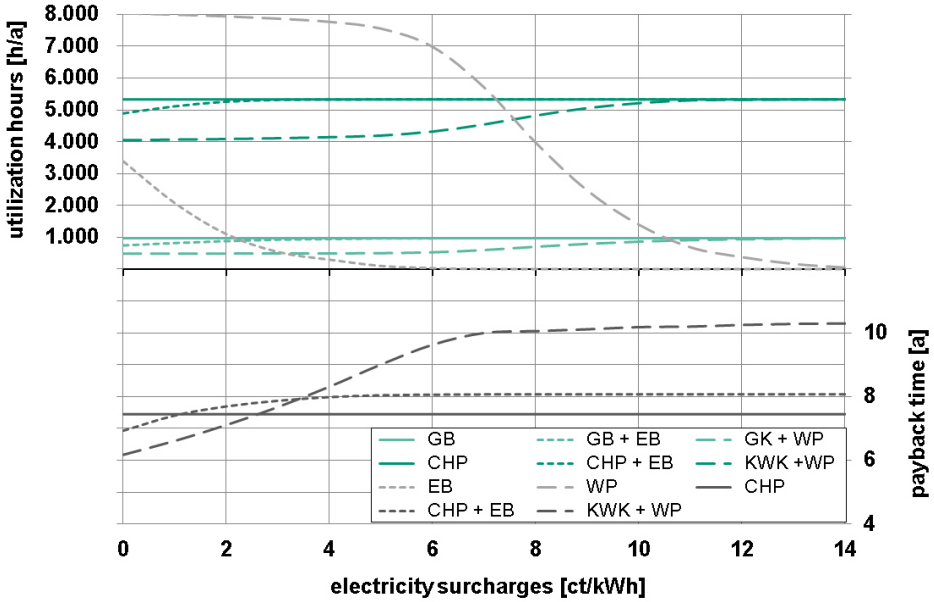


Figure 5: Variation of electricity surcharges in the future scenario

The effects for the P2G technology are shown in Figure 6. It also contains the effects of negative surcharges in order to assess the potential of subsidies for P2G. Under the current surcharges of around 1,5 ct/kWh for P2G, the electrolyzers are hardly ever able to supply gas cheaper than the market. Payback time is above 20 years even for the best considered technology and beyond any realistic investment consideration. However, without surcharges and with only

moderate subsidies the concept could become viable even in the 2012 economic environment. Yet, high utilization hours, well above 3000, will likely not reflect the negative residual load as discussed in Chapter 1.

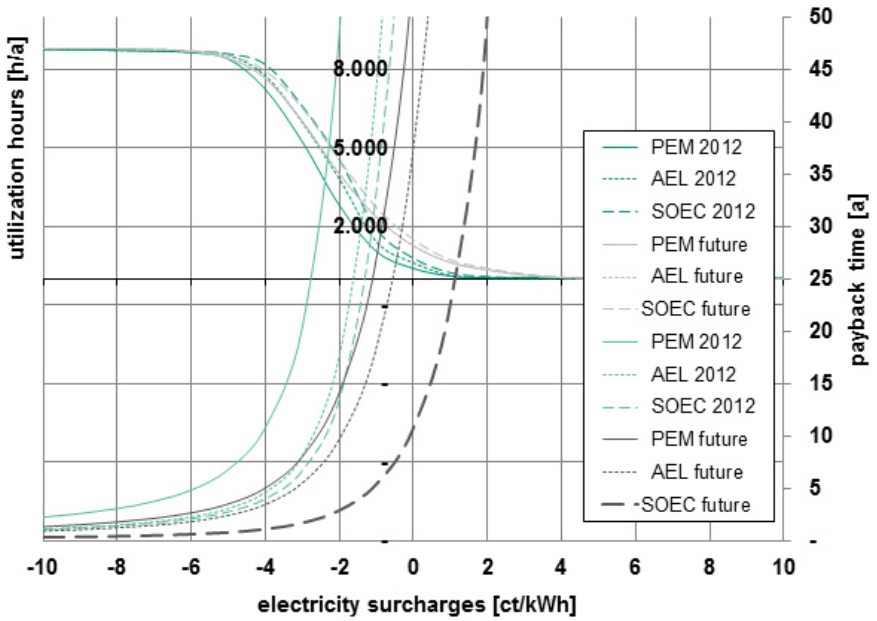


Figure 6: Variation of electricity surcharges for the P2G chains

The next part of the analysis considers a variation of the CHP subsidy. The graphs for the 2012 and future environment can be found in Figure 7. Naturally an increase in subsidies increases utilization hours and lowers payback time of the system containing the CHP plant. The current CHP subsidy for a system as simulated here is about 2,13 ct/kWh. The effect that the P2H plants had in the previous simulations is now smaller as CHP dominates the system. However, the tendencies remain the same.

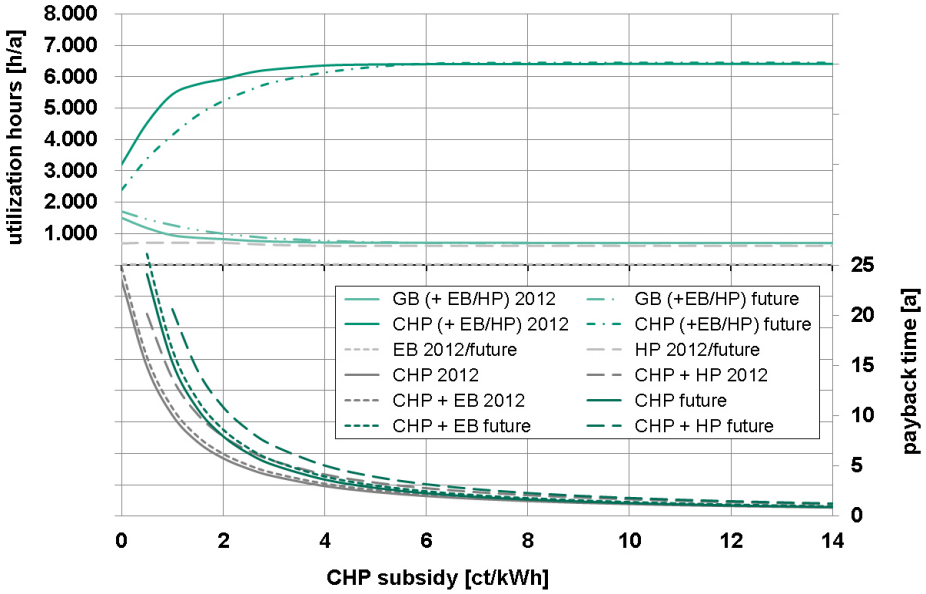


Figure 7: Variation of CHP subsidy

The third main influence factor for the feasibility of the storage chains is the gas price. Figure 9 and Figure 10 therefore depict the effect of increasing gas prices on utilization hours and payback time. Naturally the contributions from CHP to the system decrease with higher gas prices. At some point the feasibility of heat supply from the CHP plant even falls below the gas boiler's which has a

higher thermal efficiency. Hence the gas boilers utilization increases with falling utilization of the CHP plant. The heat pump benefits from the decreasing feasibility of the other supply options in the system. For a very high gas price the increased utilization of the heat pump can even bring the overall system's payback time back down. For the options without a heat pump payback time shoots up steeply for any gas price higher than 4,5 ct/kWh.

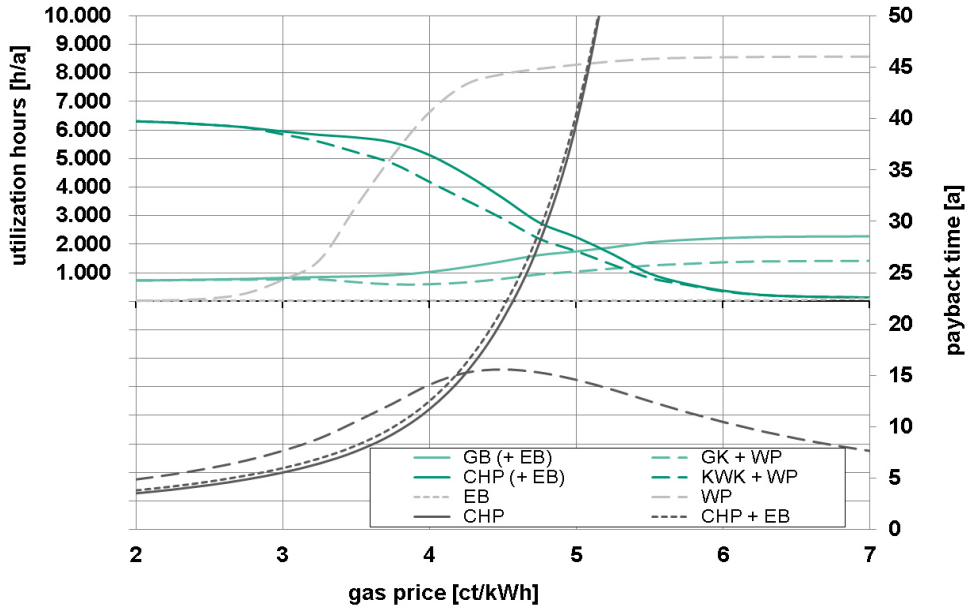


Figure 8: Variation of gas price in the 2012 scenario

In the future scenario again the tendencies are the same as before; with overall worse payback time and a stronger contribution from the heat pump.

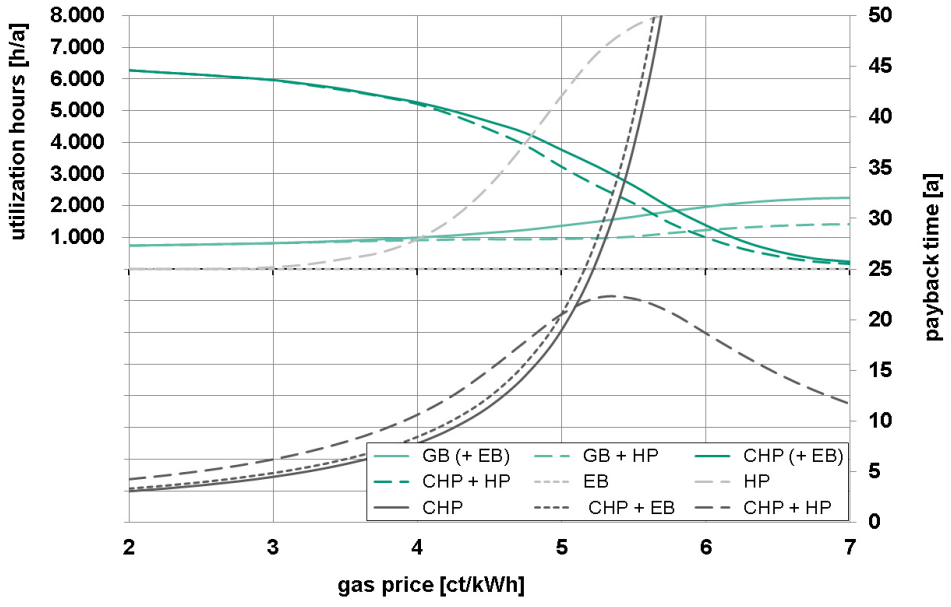


Figure 9: Variation of gas price in the future scenario

The gas price is also an important input factor for the P2G options. The graphs for the 2012 and future economic environment are depicted in Figure 10. Naturally the utilization hours and payback time improve with rising gas prices. Among the electrolyzers considered the SO electrolyzer is the most efficient and thus also the most feasible. Even with the future improvements concerning efficiency and investment cost considered in this analysis, economic feasibility is only reached for unlikely high gas prices.

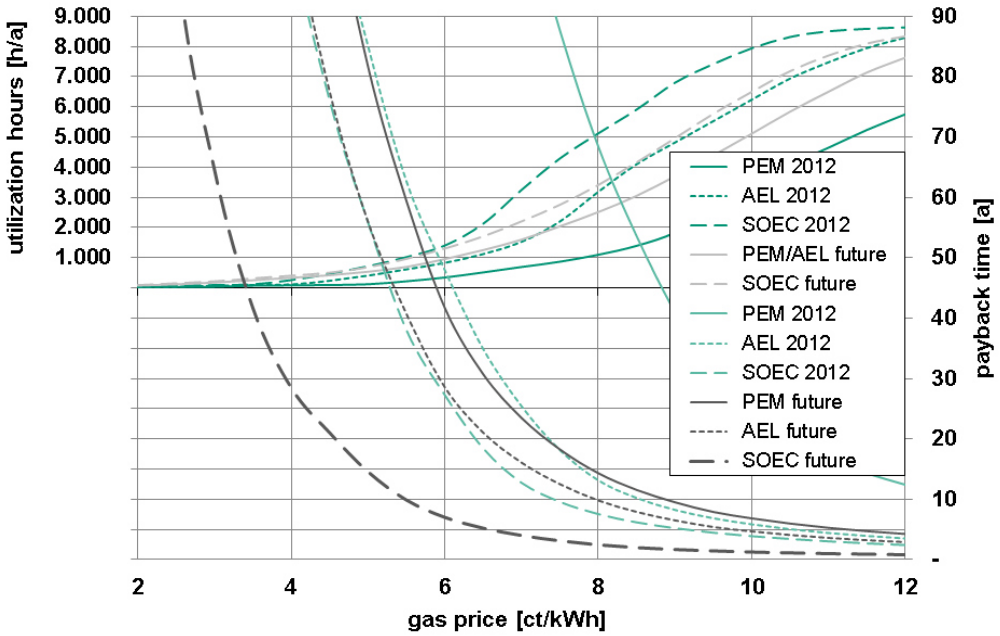


Figure 10: Variation of gas price for the P2G chain

4 CONCLUSIONS

Our analysis reveals only few of the analysed 'storage chains' as economically feasible under present conditions. Although we assume a stronger price spread in the future, this is not sufficient to boost the analysed storage chains. The general trends in other influence factors such as surcharges or gas prices can easily outweigh more favourable prices. This enforces the notion that favourable conditions have to be generated actively and will not necessarily occur by default in the future.

However, those favourable conditions need to be designed carefully. Higher prices for electrolyzer gas, higher subsidies as well as decreased surcharges increase utilisation and consequently reduce payback time of P2G and P2H options. Yet this may be overcompensated by negative effects. On the one hand the utilization of the CHP plant may suffer so much from the alternative heat supply that overall payback reduces. Analogously for P2G too high utilization hours may subvert the system benefit of electricity conversion during times of renewable oversupply.

REFERENCES

[MuGriSto 2014] www.bremer-energie-institut.de/mugristo

[EEG 2014] German Renewable Energy Sources Act 2014

[BET 2013] Krzikalla, N., Achner, S., Brühl, S. 2013. „Opportunities to balance the feeding in of fluctuating renewable energy" („Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien"), German Renewable Energy Federation BEE

[Brandstätt 2014] Brandstätt, C. „Flexibilität für die Strom-versorgung aus Wärme- und Gasnetzen – Ein Vergleich verschiedener Speichermöglichkeiten" in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* September 2014