

Schlussbericht zur

Machbarkeitsstudie Brennstoffzellen-basierte Mobilität mit geschlossenem CO₂-Kreislauf

Rev. 1

Antrags-Nr. ZW 6- 80140998

im Rahmen der:

„Richtlinie über die Gewährung von Zuwendungen zur Förderung von Innovation und wissensbasierte Gesellschaft durch Hochschulen, Forschungseinrichtungen, Einrichtungen der Erwachsenenbildung und Berufsakademien“

des MWK im Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) für das Zielgebiet Regionale Wettbewerbsfähigkeit und Beschäftigung (RWB)

Förderleitlinie 2.10: Bedarfs-, Machbarkeits- und Projektstudien

Erstellt durch

**Clausthaler Umwelttechnik-Institut
GmbH (CUTEC Institut)**
an der TU Clausthal
- Antragssteller -
Leibnizstraße 21 + 23
38678 Clausthal-Zellerfeld

**Institut für Energie- und System-
verfahrenstechnik (InES)**
TU Braunschweig
- Kooperationspartner -
Franz-Liszt-Straße 35
38106 Braunschweig

Clausthal-Zellerfeld, 23. Februar 2015

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	3
1.1	Problemstellung	3
1.2	Wesentliche Ergebnisse und (mögliche) Anwendungen	4
1.3	Geplante zukünftige Arbeiten	4
2	Ausgangslage, Zielsetzung und Vorgehensweise	5
3	Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse	6
3.1	Simulation des Brennstoffzellensystems (AP1)	6
3.2	Randbedingungen zur CH₄-Synthese und Gesamtkonzept (AP1 und 2)	12
3.2.1	Elektrolyse (AP2) Wasserstoffbereitstellung	12
3.2.2	Szenarien (AP2)	14
3.2.3	Vergleich der Wirkungsgrade (AP2)	17
3.2.4	Methanisierung (AP2)	18
3.2.5	Analyse des Gesamtkonzepts (AP4)	19
3.2.6	Literatur und Partnersuche (AP3)	23
3.2.7	Kostenabschätzung (AP4)	23
4	Fazit	25
5	Publikationen, wissenschaftliche Arbeiten	25
6	Ausblick auf zukünftige Arbeiten	25
7	Unterschrift Projektleitung	25
8	Literaturverzeichnis	26

1 Zusammenfassung

1.1 Problemstellung

In der vorliegenden Machbarkeitsstudie wird ein Mobilitätskonzept vorgestellt und bewertet, welches einen (lokal) emissionsfreien Fahrzeugantrieb auf Basis einer PEM¹-Brennstoffzelle bei Nutzung von CNG² als fossilen Kraftstoff ermöglicht. Im Brennstoffzellensystem wird aus dem Kraftstoff CNG zunächst Wasserstoff erzeugt welcher dann in elektrische Antriebsenergie umgewandelt wird, mit der dann ein elektrischer Fahrzeugantrieb versorgt wird. Die Emissionsfreiheit wird dabei erreicht, indem das in dem Brennstoffzellensystem aus CNG gebildete Kohlendioxid (CO₂) zunächst systemintern abgeschieden und dann in einem Gas-Doppelkammertank gesammelt wird. Der Doppelkammertank dient also sowohl zur Speicherung CNG-Kraftstoffes als auch als Speichertank für das Abgas-CO₂. Beides liegt gasförmig auf einen Druckniveau von ca. 200 bar vor. Da pro Liter an verbrauchtem CNG in erster Näherung das gleiche Volumen an CO₂ entsteht, kann zur Trennung der beiden Gasräume eine einfache gasdichte und flexible Membran verwendet werden.

Bei der Betankung des Fahrzeugs mit CNG wird das CO₂ dann aus dem Doppelkammertank verdrängt, kann an der Tankstelle gesammelt und nachfolgend über die Sabatier-Reaktion³ wieder in CNG umgewandelt werden. Dazu ist Wasserstoff (H₂) erforderlich, der über Elektrolyseverfahren aus Wind- oder Photovoltaik (PV)-Strom erzeugt werden kann (siehe Abbildung 1). Letztlich basiert das Verfahren damit auf der Erzeugung von regenerativem Wasserstoff, welcher dann mit dem CO₂ aus der Umwandlung im Fahrzeug in neuen Kraftstoff (hier: CNG bzw. Methan, CH₄) konvertiert wird.

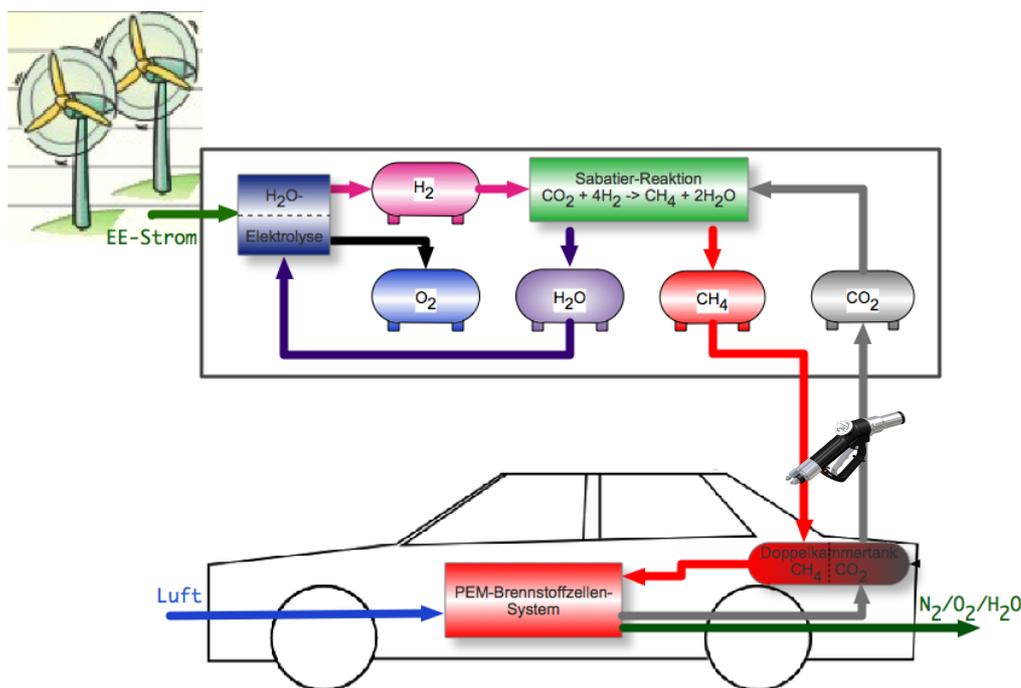


Abbildung 1: Systemkonzept für CO₂-freie Mobilität mit CNG (hier: CH₄)-betriebenen Brennstoffzellen-Fahrzeugen

¹ PEM: Polymer Elektrolyt Membran, auch: Proton Exchange Membrane

² CNG: Compressed Natural Gas, auf ca. 200 bar verdichtetes Erdgas bzw. CH₄, das auch als Kraftstoff dient

³ $\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$

Zur Bewertung des Konzeptes wurden grundlegende verfahrenstechnische Analysen zu dem im Fahrzeug befindlichen Brennstoffzellensystem und bezüglich der Randbedingungen der CH₄-Synthese bzw. des Gesamtkonzeptes durchgeführt.

1.2 Wesentliche Ergebnisse und (mögliche) Anwendungen

Die folgenden Ergebnisse wurden erreicht:

- Die theoretische Machbarkeit des PEM-Brennstoffzellensystems
 - o mit CNG als Kraftstoff und
 - o mit integrierter CO₂-Abscheidungwurde anhand detaillierter Simulationen nachgewiesen.
- Abwärme aus dem Brennstoffzellensystem kann weitgehend intern genutzt werden, was sich positiv auf den Systemwirkungsgrad auswirkt.
- Alle Komponenten des Brennstoffzellensystems können bei dem vorgeschlagenen Konzept innerhalb eines für sie geeigneten Temperaturbereiches betrieben werden.
- Die wesentlichen Kernkomponenten des PEM-Brennstoffzellensystems sind bereits kommerziell erhältlich.
- Der elektrische Wirkungsgrad des konzipierten Brennstoffzellensystems beträgt 34,4 % (brutto) bzw. 31,9 % (netto).
- Für die Methansynthese wurden fünf Szenarien (Tankstelle im ländlichen Raum, Tankstelle im städtischen Bereich, Kommunalen Fuhrpark, Regionaler Verkehrsbetrieb, Überregionaler Verkehrsbetrieb in Großstadt) definiert und analysiert.
- Je nach Szenario liegen die Jahresenergiebedarfsmenge (Strom) zwischen 41 MWh und 164 GWh).
- Als Elektrolyseverfahren bietet sich aufgrund der guten Möglichkeit zur Einkopplung von Abwärme die Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse an.
- Der energetische Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette (Wind-/PV-Power-to-Wheel) beträgt 19 %.
- Pro m³ erzeugtem CNG/CH₄ werden zusätzlich 2,44 l Wasser und 27,7 g CO₂ benötigt.

Mögliche Anwendungen für das hier vorgestellte Konzept wären:

- Mobilitätssektor:
 - o als Hauptantrieb für PKW und LKW
 - o als Reichweitenverlängerung (Range Extender) für batteriebetriebene Elektrofahrzeuge
- Dezentrale, mobile Energieversorgungen:
 - o Verkehrszeichenanlagen (mobile Verkehrsampeln, mobile Sicherungstafeln),
 - o Geschwindigkeitsüberwachungsanlagen,
 - o Bodenstromaggregate für Flugzeuge,
 - o Wohnmobile.
- Dezentrale, stationäre Energieversorgung
 - o Bordnetzversorgung auf Bohrinseln (Nutzung des geförderten Erdgases),
 - o Stromerzeugung für netzferne Ferienhäuser/-Siedlungen oder Campingplätze,
 - o Stromversorgung von Kommunikationsstationen z. B. Funkmasten.

1.3 Geplante zukünftige Arbeiten

Aufgrund der positiven Ergebnisse der Studie in Hinblick auf die generelle Machbarkeit ist seitens der Projektpartner geplant, ein gefördertes Forschungsvorhaben durchzuführen, in dem das hier vorgestellte Konzept mit Hilfe eines Funktionsmusters in die Realität umgesetzt werden soll. Dabei soll der Fokus zunächst auf dem PEM-Brennstoffzellensystem (ohne Doppeltank und Verdichter-/Expanderstufe) liegen. Zurzeit wird ein entsprechender Antrag von den Projektpartnern vorbereitet.

2 Ausgangslage, Zielsetzung und Vorgehensweise

Grundsätzlich sind alle Teilprozesse, die im vorliegenden Konzept eingesetzt werden sollen (PEM-Brennstoffzellensystem, CNG-Fahrzeug- und Tanktechnik, Elektrolyse, Methanisierung) bekannt und zum Großteil soweit entwickelt, dass zumindest Demonstrationsanlagen verfügbar sind und betrieben werden. Das Zusammenspiel der einzelnen Prozessstufen und die Anwendung auf ein Mobilitätskonzept, wie es im hier vorliegenden Ansatz verfolgt wird, ist aber weitgehend unbekannt. Vergleichbare Konzepte für eine CO₂-freie Mobilität sind nicht bekannt, so dass in dieser Machbarkeitsstudie zunächst grundlegende Betrachtungen zur Machbarkeit und den technischen Randbedingungen durchzuführen sind.

Die im Rahmen der Studie durchgeführten Arbeiten lassen sich inhaltlich in die zwei Bereiche „**Analyse des Brennstoffzellensystems**“ und „**Randbedingungen zur CH₄-Synthese und Gesamtkonzept**“ einteilen.

Die folgenden Fragestellungen galt es zur „**Analyse des Brennstoffzellensystems**“ zu beantworten:

- Welche PEM-Stacks sind für die Anwendung geeignet?
- Welche verfahrenstechnischen Parameter sind für die jeweiligen Prozessstufen relevant?
- Wo finden sich im System Wärmequellen, wo sind Wärmesenken und wie lässt sich eine optimale Wärmeintegration realisieren?
- Wie können Stoffströme möglichst systemintern genutzt werden?
- Wie kann die Betriebsführung für das Brennstoffzellen-System erfolgen (Start, Betrieb, Stopp)?
- Welche Anforderungen ergeben sich für den Gas-Doppeltank?
- Wie könnte ein erstes Funktionsmuster des Brennstoffzellensystems aussehen, welche Komponenten werden benötigt und wofür sind bereits kommerzielle Bauteile verfügbar?

Für den zweiten Teil der Studie: „**Randbedingungen zur CH₄-Synthese und Gesamtkonzept**“ waren folgende Fragen relevant:

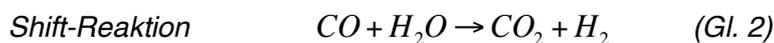
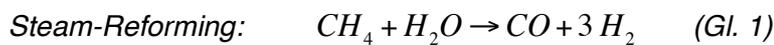
- Welche verfahrenstechnischen Parameter sind für die jeweiligen Prozessstufen relevant?
- Wo finden sich Wärmequellen, wo sind Wärmesenken und wie lässt sich eine optimale Wärmeintegration realisieren?
- Welche Mengen an Wind- oder PV-Strom sind erforderlich, um ausreichende Mengen an Wasserstoff herzustellen?
- Welche Effizienzen können erreicht werden?
- Welche Nutzungsmöglichkeiten ergeben sich für den Elektrolyse-Sauerstoff?
- Wie bzw. in welchem Ausmaß kann das System Netzdienstleistungen erbringen?
- Lässt sich der CO₂-Kreislauf vollständig schließen, bzw. mit welchen CO₂-Emissionen ist zu rechnen?
- Welche Standorte sind für die Elektrolyse und die Synthese geeignet? Kann die CH₄-Synthese vor Ort an der Tankstelle durchgeführt werden oder ist ein zentraler Standort vorteilhaft? Welche Transportkapazitäten für das CO₂ sind in diesem Fall erforderlich?

Auf die Beantwortung dieser Fragen wird im Folgenden detailliert eingegangen.

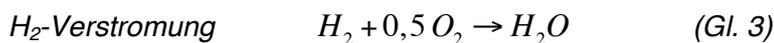
3 Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse

3.1 Simulation des Brennstoffzellensystems (AP1)

Abbildung 2 zeigt das Brennstoffzellen-Systemkonzept auf Basis einer PEM, das sich bei der Analyse verschiedener Verschaltungsvarianten als vorteilhafteste Variante herausgestellt hat. CNG (im Folgenden vereinfacht als CH₄ angenommen) wird bei ca. 200 bar aus dem Doppelkammertank entnommen und zunächst mittels zweistufiger Entspannung auf ca. 2 bar entspannt. Im Anschluss wird Wasserdampf zudosiert und das Gemisch dem Reformer zugeführt, in dem eine endotherme chemische Umwandlung der Edukte in Wasserstoff (H₂) und Kohlenmonoxid (CO) gemäß Gl. 1 erfolgt. Da die PEM-Brennstoffzelle ausschließlich H₂ elektrochemisch verstromen kann, ist nachfolgend eine sogenannte Wasser-Gas-Shift-Konversionsstufe vorgesehen, in der CO mit dem im Reformatgas enthaltenen Wasser zu Kohlendioxid (CO₂) und H₂ konvertiert wird (Gl. 2).



In der Shift-Stufe ist eine H₂-Trennmembran integriert, die H₂ von Wasser, CO₂ und Restmengen an CO abtrennt. Der reine Wasserstoff gelangt auf die Anodenseite der PEM und wird dort mit dem kathodenseitig zudosierten Luftsauerstoff elektrochemisch in Strom, Wärme sowie Wasser als Reaktionsprodukt (Gl. 3) umgewandelt.



Der nicht in der PEM konvertierte Wasserstoff wird in einem Nachbrenner mit der Kathodenabluft verbrannt, die dabei frei werdende Wärme wird mit dem Brennerabgas (Rauchgas) zum endothermen Reformer-Reaktor transportiert und dort für die Beheizung genutzt. Anschließend passiert das Abgas zwei weitere Wärmeübertrager, die der Luftvorwärmung für den Nachbrenner und der Verdampfung und Überhitzung des Wassers für den Reformer dienen. Das Restgas (CO₂, H₂O, Rest-Mengen CO), welches nach der H₂-Abtrennung den Membranreaktor verlässt, wird in einer ersten Verdichterstufe auf 10 bar komprimiert. Ein Zwischenkühler führt die bei der Kompression erzeugte Wärme ab, so dass der Wasseranteil weitgehend auskondensiert und ein Abgas resultiert, welches näherungsweise vollständig aus CO₂ besteht. Nach einer weiteren Kompression auf den Tankdruck von 200 bar wird dieses Gas dann in die zweite Kammer des Doppelkammertanks eingebracht und so der Kohlenstoffkreislauf geschlossen.

Für die Simulation der erforderlichen Volumenströme, der Ein- und Austrittstemperaturen in den einzelnen Prozessstufen und der zu- bzw. abzuführenden Wärmeströme und elektrischen Leistungen wurde für das System ein Hochtemperatur (HT)-PEM Stack der Fa. *SERENERGY* (Type S45-90) ausgewählt. Dieser besteht aus 89 Zellen und liefert im Nennbetriebspunkt eine elektrische Leistung von etwa 1 kW_{el} [1]. Diese Leistungsklasse wurde willkürlich festgelegt, orientiert sich aber an den aktuell kommerziell verfügbaren PEM-Stacks, die für die geplante Umsetzung des Konzeptes in Form eines Demonstrators genutzt werden können.

Eine HT-PEM bietet sich für das hier betrachtete Konzept an, da einerseits die Betriebstemperaturen von ca. 200 °C gut für eine Wärmeintegration geeignet ist und die Niedertemperatur (NT)-PEM (ca. 80 °C Betriebstemperatur) bereits auf kleinste Mengen an CO im einstelligen ppm-Bereich sehr empfindlich reagiert.

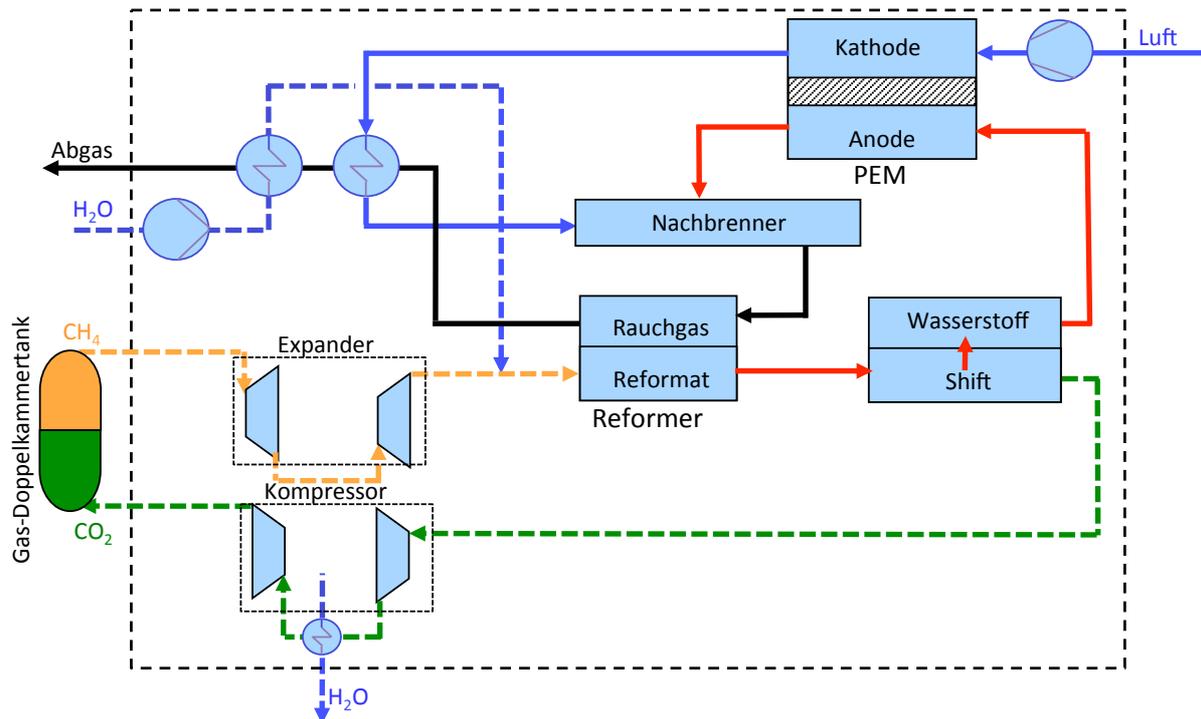


Abbildung 2: Verfahrenskonzept des Brennstoffzellensystems mit geschlossenem CO₂-Kreislauf

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Simulationen dargestellt:

Der Volumenstrom an Methan muss ausreichend sein, um den gesamten chemischen Energiebedarf des Systems zu decken. Die Simulation zeigt, dass für eine elektrische Leistung P_{el} von 1.016 W ein **Methan-Volumenstrom** von 5,94 l_N/min erforderlich ist, das entspricht einer chemischen Eingangsleistung von 2.950 W. Der erforderliche **Kathodenluft-Volumenstrom** ergibt sich aus den Anforderungen des HT-PEM-Stacks für dessen Kühlung. Laut Datenblatt [1] ist für den verwendeten S45-90-Stack von *SERENRGY* ein Sauerstoff-Überschuss von 1,35 erforderlich. Das entspricht einem Luft-Überschuss von etwa 6,4. Es ergibt sich daher ein erforderlicher Kathodenluft-Volumenstrom von ca. 324 l_N/min. Beim Einsatz eines NT-PEM-Stacks würde sich aufgrund der höheren Anforderungen an dessen Kühlung auch der erforderliche Luft-Volumenstrom erhöhen.

Abbildung 3 zeigt die Ergebnisse der Simulationsrechnungen und verdeutlicht, an welchen Stellen und in welchen Mengen chemische bzw. thermische Energie (rot) oder elektrischer Strom (schwarz) zu- bzw. abgeführt werden muss. Alle angegebenen Energieströme sind direkt proportional zur elektrischen Leistung des Brennstoffzellenstacks und lassen sich somit einfach auch auf höhere Leistungsklassen skalieren.

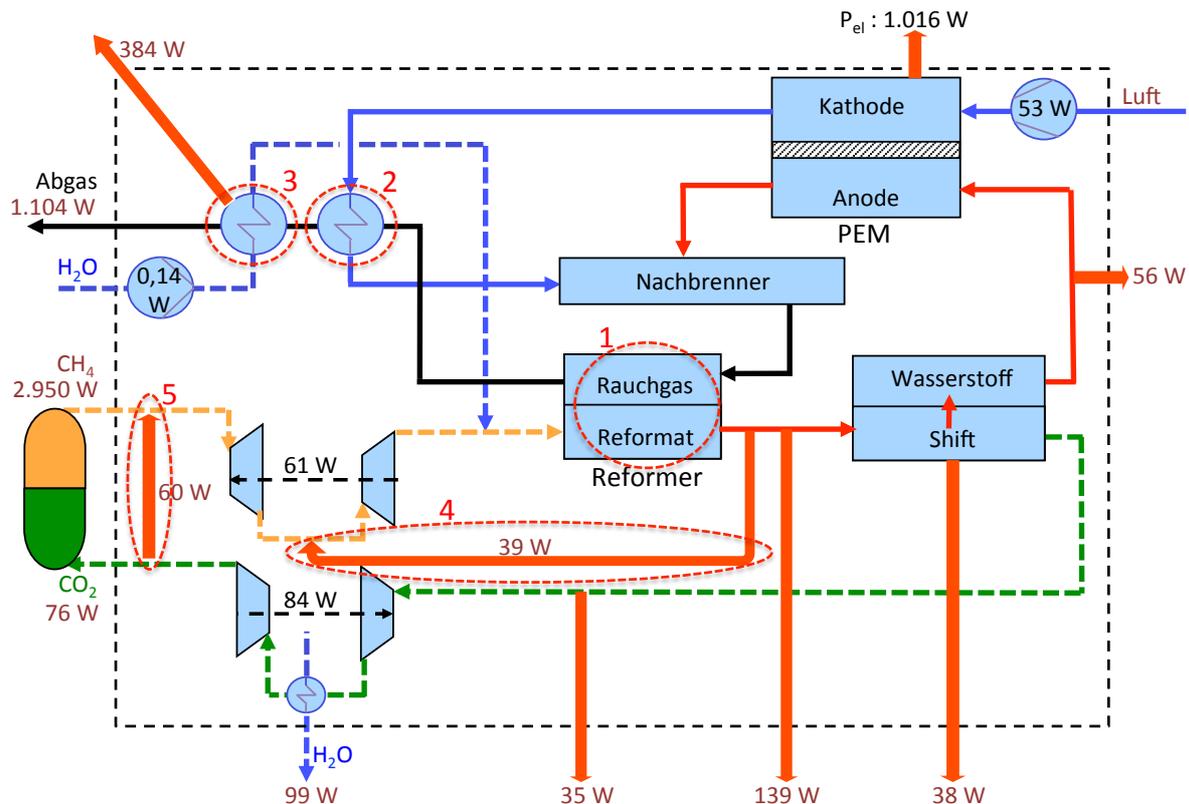


Abbildung 3: Energieströme aus der Simulation des HT-PEM-Brennstoffzellensystems mit CO₂-Abtrennung

Die frei werdenden Wärmeströme sollten nach Möglichkeit systemintern genutzt werden, um eine möglichst hohe Gesamteffizienz des Verfahrens zu erreichen. Als wichtigste Wärmequelle wird das Rauchgas des Nachbrenners genutzt, das mit Abstand den größten Wärmestrom darstellt. Insgesamt gibt es drei substantielle Wärmesenken, die entsprechenden Stellen sind in Abbildung 3 rot gestrichelt eingekreist. Diese sind: (1) die Beheizung des endotherm betriebenen Reformers, (2) die Vorwärmung der Brenner-Zuluft und (3) die Erzeugung von Prozessdampf für die Reformierung. Darüber hinaus wird mit der Wärme des Reformates die CH₄-Temperatur nach der ersten Expansionsstufe erhöht (4) sowie die bei der Verdichtung des CO₂ anfallenden Wärme genutzt, um die CH₄-Temperatur vor Eintritt in die erste Expansionsstufe anzuheben (5). Um das System thermisch stabil zu betreiben müssen zusätzliche Wärmeströme aus dem System abgeführt werden müssen (orangene Pfeile über die Bilanzgrenze).

Für die Wärmenutzung ist nicht nur der Betrag der frei werdenden bzw. benötigten Wärmemengen relevant, sondern auch das Temperaturniveau, bei dem die jeweiligen Wärmemengen frei bzw. benötigt werden. Ebenfalls untersucht wurde die Frage nach den **Betriebsdrücken**. In Abbildung 4 sind die jeweiligen Temperaturen der Gasströme und Komponenten sowie die Druckbereiche dargestellt.

Es ist ersichtlich, dass im System keine zu hohen **Bauteiltemperaturen** auftreten und alle Komponenten in einem für sie geeigneten Temperaturbereich arbeiten. Bezüglich der Betriebsdrücke ist anzumerken, dass aus verfahrenstechnischer Sicht ein möglichst hoher Druck nach der zweiten CH₄-Entspannungsstufe wünschenswert wäre, da in diesem Fall für die nachfolgende H₂-Abtrennung ein hoher Differenzdruck anliegt und so die erforderliche Membranfläche gering gehalten werden kann. Bei höheren Betriebsdrücken muss allerdings auch

die Druckfestigkeit des Reformers ausreichend sein. Hier gilt es in Absprache mit den Herstellern den optimalen Entspannungsdruck zu finden.

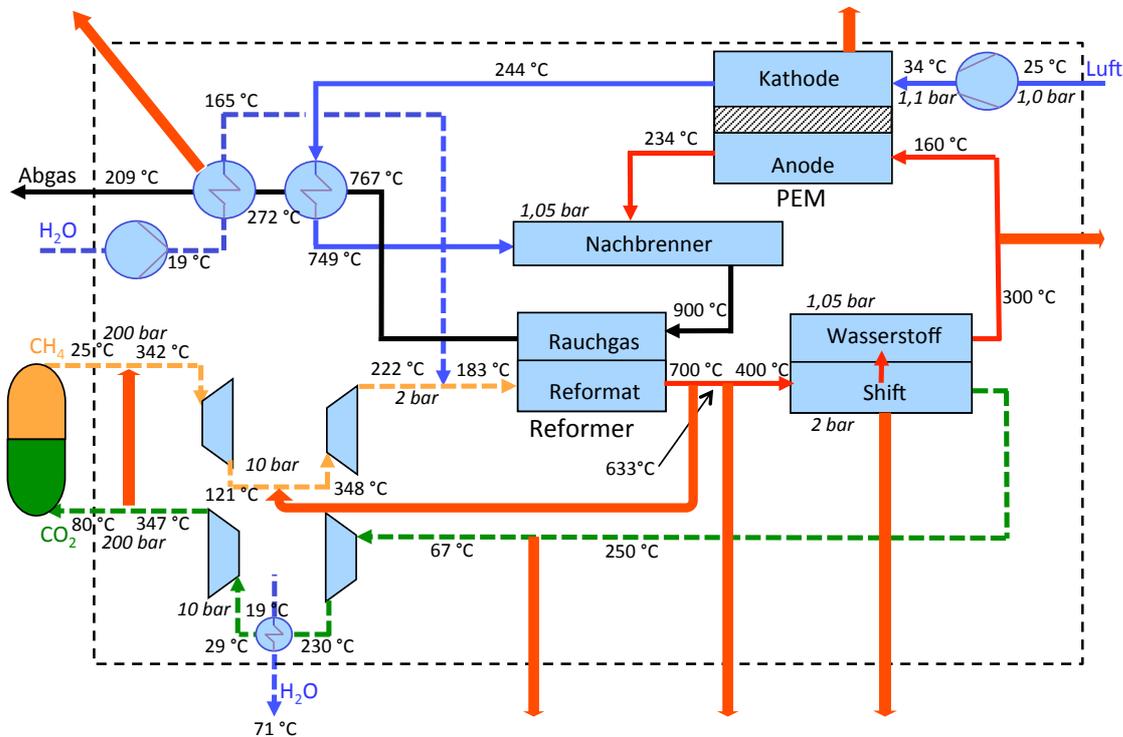


Abbildung 4: Temperaturen und Betriebsdrücke aus der Simulation des HT-PEM-Brennstoffzellensystems mit CO₂-Abtrennung

Für die detaillierte Analyse der wärmetechnischen Verschaltung wurde eine sog. Pinch-Analyse durchgeführt. Dabei wird der Prozess in Form von Wärmeströmen in den Koordinaten Wärmeleistung (W) und Temperatur (°C) dargestellt. Damit die Wärmeintegration technisch machbar ist dürfen sich bei dieser Auftragung die Linien der Wärmesenke(n) und die der Wärmequelle(n) nicht schneiden. Ein Schnittpunkt würde bedeuten, dass wärmeabgebendes und wärmeaufnehmendes Medium die gleiche Temperatur haben und aufgrund des fehlenden Temperaturgradienten keine Wärmeübertragung möglich ist. Das Ergebnis der Pinch-Analyse ist in Abbildung 5 dargestellt.

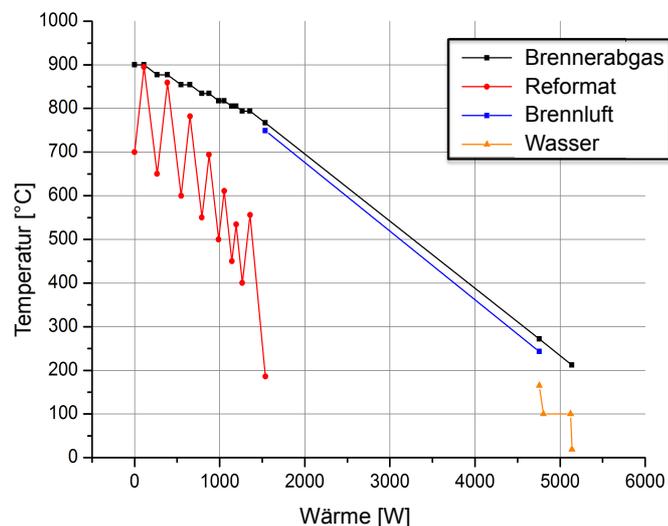


Abbildung 5: Ergebnis der Pinch-Analyse für die Wärmequellen und -senken

Aus Abbildung 5 erkennt man, dass die Wärme des Brennerabgases (Quelle) vollständig im System genutzt werden kann, da die entsprechende Kurve immer oberhalb die Kurven für die Wärmesenken verläuft. Der „gezackte“ Verlauf für das Reformatgas ist auf das komplexe Simulationsmodell für den Reformer zurückzuführen, der als 7-stufiger Reaktor modelliert wurde. Jede Stufe besteht dabei aus zwei Teilschritten: Im ersten Schritt erfolgt die Wärmezufuhr, im zweiten Schritt wird die endotherme Reformieraktion abgebildet.

Betrachtet man die **Energiebilanz** über die Systemgrenze ergeben sich folgende Energieströme auf der Eingangs- bzw. Ausgangsseite (Tabelle 1). Es ergibt sich eine im Rahmen der Rechengenauigkeit zu vernachlässigbare Abweichung von 3 W.

Tabelle 1: Energiebilanz des PEM-Brennstoffzellensystems

Energiestrom	Eingang	Ausgang
CH ₄ aus Doppelkammertank	2.950 W	
CO ₂ in Doppelkammertank		76 W
Wasser-Kondensat		99 W
Gaskühlung vor Shift-Stufe		139 W
Kühlung Shift-Stufe		38 W
CO ₂ -Kühlung vor Verdichter		35 W
H ₂ -Kühlung vor HT-PEM		56 W
El. Leistung HT-PEM		1.016 W
Überschuss H ₂ O-Verdampfer		384 W
Restwärme Abgas		1.104 W
Summe	2.950 W	2.947 W

Anhand der berechneten Werte lässt sich für das Brennstoffzellensystem der elektrische Gesamtwirkungsgrad (brutto) entsprechend Gl. 4 bestimmen:

$$\eta_{el, System, brutto} = \frac{P_{el, PEM}}{P_{chem, CH_4}} = \frac{1.016 W}{2.950 W} = 0,344 \quad (\text{Gl. 4})$$

Der **Brutto-Systemwirkungsgrad von 34,4 %** entspricht den Werten, die für PEM-Systeme zu erwarten sind. Trotz der vergleichsweise komplexen Systemkonfiguration ist es also durch die gute Wärmeintegration prinzipiell möglich, eine hohe elektrische Effizienz bei der Konversion von Methan zu erzielen.

Aus Anwendersicht relevant ist der Netto-Systemwirkungsgrad, der den elektrischen Eigenverbrauch der Hilfskomponenten berücksichtigt. Im vorliegenden Konzept sind die elektrischen Hauptverbraucher die Dosierpumpe für das Wasser, das Gebläse für die Kathodenluft sowie der Kompressor für die zweistufige Verdichtung des CO₂ auf den Tankdruck von 200 bar. Auf der Erzeugerseite kann der Stromgewinn des CH₄-Expanders (bei Kombination mit einem Generator) gegengerechnet werden. Die Simulation liefert auch hier entsprechende Zahlenwerte (Tabelle 2).

Tabelle 2: Interner Stromverbrauch und -erzeugung der Hilfskomponenten

Komponente	Verbrauch	Erzeugung
H ₂ O-Dosierpumpe	0,14 W	
Luftgebläse	53 W	
CO ₂ -Kompressor	84 W	
CH ₄ -Expander		61 W
Summe	1370,14 W	61 W

Mit diesen Werten ergibt sich ein elektrischer **Netto-Systemwirkungsgrad von 31,9 %** (siehe Gl. 5).

$$\eta_{el, System, netto} = \frac{P_{el, PEM} - P_{el, Eingang} + P_{el, Ausgang}}{P_{chem, CH_4}} = \frac{1.016 W - 137,14 W + 61 W}{2.950 W} = 0,319 \quad (\text{Gl. 5})$$

Die zusätzlich anfallende **Restabwärme** (652 W) kann zumindest teilweise analog zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren z. B. zur Beheizung des Fahrzeuginnenraums verwendet werden.

Das auskondensierte Wasser kann als **Stoffstrom** systemintern genutzt werden, indem es für die Reformierung verwendet wird. Allerdings muss trotzdem zusätzliches Wasser für die Reformierung zugeführt werden, da der aus dem CO₂-Strom abgetrennte Wasserstrom nur rund 7 % des Wasserbedarfs der Reformierung deckt. Das meiste Wasser befindet sich im Rauchgas des Nachbrenners. Durch Abkühlung z. B. mittels eines Luftkühlers, wie er auch in konventionellen Fahrzeugen eingesetzt wird, kann dieser Wasseranteil ebenfalls kondensiert und nach einer Zwischenspeicherung dem Reformer zugeführt werden. Das Fahrzeug muss daher kein zusätzliches Wasser mitführen.

In Bezug auf den **Systemstart** sollte ein methanbetriebener Zündbrenner integriert werden. Mit diesem wird ein heißes Brenngas erzeugt und das System konvektiv aufgeheizt. Die einzelnen Komponenten können dann bei Erreichen ihrer jeweiligen Betriebstemperatur eingeschaltet werden. Für genauere Aussagen sind detaillierte dynamische Simulationen erforderlich, die nicht Teil dieser Studie waren.

Die **Auslegung des Doppeltanks** muss für den hohen Betriebsdruck von ca. 200 bar erfolgen. Für das Trennelement zwischen Methan- und CO₂-Seite ergeben sich nur geringe Anforderungen, da auf dieses Element zwar hohe absolute aber keine Differenzdrücke wirken.

Für den **Bau eines Demonstrators** entsprechend dem dargestellten technischen Konzept sind die meisten der **erforderlichen Komponenten** bereits kommerziell verfügbar. Aufgrund des integrierten H₂-Membranabscheiders erfolgt der Betrieb des Stacks mit reinem Wasserstoff, so dass auch der Einsatz von NT-PEM Stacks theoretisch möglich ist. HT-PEM-Stacks weisen allerdings den Vorteil auf, dass sie aufgrund der höheren Betriebstemperatur besser thermisch integriert werden können, die Empfindlichkeit gegenüber CO deutlich reduziert ist und die Stacks wegen des dampfförmigen Reaktionswassers lageunabhängig betrieben werden können.

Folgende Komponenten sind zum Betrieb des Gesamtsystems erforderlich, der Entwicklungsstand ist jeweils angegeben:

- HT- oder NT-PEM-Stack (kommerziell erhältlich, z. B. Serenergy A/S)
- Reformer (kommerziell erhältlich, z. B. WS Reformer GmbH)

- Brenner (kommerziell erhältlich bzw. im Reformier integriert, z. B. WS Reformier GmbH)
- H₂O-Verdampfer (kommerziell erhältlich bzw. im Reformier integriert, diverse Anbieter bzw. WS Reformier GmbH)
- Wasserstoff-Membran mit CO-Shift (Funktionsmuster verfügbar, weiterer Entwicklungsbedarf)
- Wärmeübertrager (kommerziell erhältlich, diverse Anbieter)
- CO₂ / CH₄-Doppelkammertank (nicht verfügbar, Entwicklung erforderlich)
- CO₂-Verdichter (für höhere Leistungsklassen kommerziell erhältlich)
- CH₄-Expander (für höhere Leistungsklassen kommerziell erhältlich)

Probleme mit der Verfügbarkeit der Komponenten sind lediglich im Bereich der Gasspeicherung (Doppelkammertank), -expansion und -verdichtung zu erwarten. Dies ist im Wesentlichen durch die geringe Leistungsklasse eines Demonstrators bedingt und weniger ein grundsätzliches Problem. Da das Hauptaugenmerk bei der angestrebten Realisierung eines Demonstrators auf dem Nachweis der Funktionalität des Gesamtkonzeptes und der Analyse des Zusammenspiels der Einzelkomponenten liegt, erscheint es gerechtfertigt, diese Bauteile zunächst außer acht zu lassen bzw. nur theoretisch zu betrachten.

3.2 Randbedingungen zur CH₄-Synthese und Gesamtkonzept (AP1 und 2)

In diesem Themenblock wurde untersucht, welche Voraussetzungen und Randbedingungen bezüglich der Synthese von CH₄ aus dem Abgas-CO₂ und erneuerbarem H₂ zu berücksichtigen sind. Dabei ist zunächst zu klären, welche Elektrolyseverfahren zur H₂-Herstellung aus regenerativem Strom verfügbar sind und welche Strom- bzw. H₂-Mengen für unterschiedliche Szenarien benötigt werden. Daraus ergeben sich dann die benötigten Kapazitäten an Elektrolyse- und Syntheseleistung. Die Synthese wurde anhand verfahrenstechnischer Fließbildsimulationen (ChemCAD[®]) ausgelegt, dabei ist der Einfluss unterschiedlicher Betriebskonzepte berücksichtigt. Da die CH₄-Herstellung nach dem Sabatier-Verfahren mit einer nennenswerten Wärmefreisetzung verbunden ist, ist zu prüfen, an welchen Stellen Wärme effizienzsteigernd eingekoppelt werden kann. Die wärmetechnische Integration ist dabei für die Gesamteffizienz der Konzeptes mit entscheidend. Es sind mögliche Standortkonzepte für die Elektrolyse und Synthese (dezentral an der Tankstelle, zentral in Großanlagen) zu diskutieren und bewerten.

3.2.1 Elektrolyse (AP2) Wasserstoffbereitstellung

In dieser Studie liegt das Hauptaugenmerk auf der Erzeugung von H₂ mittels Wasser-Elektrolyse durch den Einsatz von regenerativer elektrischer Energie. Andere Möglichkeiten der H₂-Erzeugung wie zum Beispiel durch Reformierung von Kohlenwasserstoffen oder aus der Vergasung von Biomasse werden hier nicht näher betrachtet.

Zur Zeit sind mehrere **Elektrolyseverfahren** am Markt verfügbar [2], wie die

- alkalische Wasserelektrolyse mit einem flüssigen basischen Elektrolyt (AEL),
- saure bzw. Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse) mit einem polymeren Festelektrolyt,
- Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse mit einem Festoxid als Elektrolyt (auch SOEC, solid oxide electrolyzer cell).

Bei der AEL wird Wasser an der Kathodenseite zugeführt, an welcher der Wasserstoff und OH⁻-Ionen entstehen. Letztere durchqueren eine mikroporöse Anionen-leitende Membran und werden auf der Anodenseite zu Sauerstoff und Wasser umgesetzt. Bei sauren Elektrolyten (z. B. PEM-Elektrolyse) wird das Wasser anodenseitig zugeführt und in seine Bestandteile zerlegt. Pro Wassermolekül entsteht ein halbes Sauerstoffmolekül, das anodenseitig abgeführt wird und zwei Protonen, die durch eine Protonen leitende Membran zur Kathodenseite transportiert werden und dort unter Aufnahme zweier Elektronen zu einem Wasserstoffmolekül re-

duziert werden. Bei der Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse wird der Wasserdampf an der Kathode zugeführt und zu Wasserstoff und O²⁻-Ionen reduziert. Letztere wandern durch die O²⁻-leitfähige Membran zur Anodenseite und werden dort zu Sauerstoff oxidiert. [2]

In Tabelle 3 sind die verschiedenen Kennzahlen sowie die spezifischen Vor- und Nachteile der drei Verfahren gegenübergestellt.

Tabelle 3: Vergleich verschiedener Elektrolyseverfahren [2,3,4,5,6]

Eigenschaften	Alkal. Elektrolyse	PEM-Elektrolyse	SOEC
Investitionskosten	800 bis 1.500 €/kW	2.000 bis 6.000 €/kW	k. A.
Wirkungsgrad (bezogen auf Brennwert)	67-82 %	44-86 %	83-95%
Spez. Energieverbrauch	4,0-5,0 kWh/m _N ³ H ₂	4,0 - 8,0 kWh/ m _N ³ H ₂	2,6- 3,2 kWh/ m _N ³ H ₂
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Technisch ausgereift und zuverlässig • Über 50.000 h Stack-Lebensdauer • Bis zu 20 % Teillast • Hohe Dynamik möglich (nicht abhängig von Zellen) 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Wirkungsgrade möglich • Größerer Teillastbereich als AEL (bis 5 %) • Toleriert kurzfristige Überlasten • Schnelles dynamisches Verhalten • Geringe Startzeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • Sehr hohe Wirkungsgrade • Abwärme aus anderen Prozessen kann eingekoppelt werden
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Häufiges An- und Abfahren senkt Wirkungsgrad (Spülverluste) 	<ul style="list-style-type: none"> • Nischenanwendung im kleinen Leistungsbereich • Hohe Wirkungsgrade erst bei sehr großen Anlagen • Häufiges An- und Abfahren kann sich negativ auf Lebensdauer auswirken 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Betriebstemperatur • beschränkte Dynamik (Vermeidung von thermischen Spannungen bei Aufheizen und Abkühlen) • noch zu kurze Lebensdauern

3.2.2 Szenarien (AP2)

Zur Beurteilung der Synthese von CH₄ aus Abgas-CO₂ und erneuerbarem Wind- oder PV-Wasserstoff wurden zunächst vier Szenarien für typische Nutzergruppen festgelegt.

Tabelle 4: Definition der Szenarien für die CH₄-Synthese

	Öffentlich	Nichtöffentlich
groß	Szenario 1A: Tankstelle im städtischen Bereich	Szenario 2A: Überregionaler Verkehrsbetrieb in Großstadt
klein	Szenario 1B: Tankstelle im ländlichen Raum	Szenario 2B: Regionaler Verkehrsbetrieb / kommunaler Fuhrpark

Im Folgenden werden für jedes der Szenarien einige Beispiele exemplarisch betrachtet und so die Jahresenergiebedarfsmenge (chemische Energie Methan) bestimmt.

• Szenario 1A+1B

Der Bedarf an Energie, den eine Tankstelle in Form von Kraftstoff bereitstellen muss, lässt sich mit Hilfe der Kraftstoffgesamtverbräuche abschätzen. Zum Stichtag 1. Januar 2014 gab es in Deutschland insgesamt 14.622 Tankstellen, wobei der Bestand seit 2005 nahezu konstant bzw. nur sehr leicht rückläufig ist [7]. 2013 wurden in Deutschland insgesamt 18,4 Mio. t Ottokraftstoff und 34,8 Mio. t Dieseldieselkraftstoff umgesetzt [8]. Der Anteil für den PKW-Bereich lag nach [9] bei 17,9 Mio. t Ottokraftstoff und 12,6 Mio. t Dieseldieselkraftstoff. Dies entspricht einer Gesamtenergiemenge von rund 352.000 GWh. Definiert man eine Normtankstelle über den durchschnittlichen Kraftstoff- bzw. Energieumsatz pro Jahr, so ergibt sich eine jährlich umgesetzte Energiemenge pro Normtankstelle von 24 GWh.

Zur Zeit sind ca. 0,028 % der gesamten zugelassenen Fahrzeuge Elektrofahrzeuge, der Anteil an den Neuzulassungen in 2013 betrug 0,205 %, entsprechend 6.051 reine Elektrofahrzeuge [10]. Bis einschließlich Juli 2014 wurden bereits 4.785 reine Elektrofahrzeuge und zusätzlich 2.035 sogenannte Plug-In Fahrzeuge zugelassen [11]. Der Trend zur Elektromobilität geht also deutlich nach oben. Betrachtet man den Bereich der Fahrzeuge mit sogenannten „alternativen Kraftstoffen“ (Elektro, Hybrid, Erdgas, Flüssiggas) so beträgt hier der Anteil an Neuzulassungen in 2013 sogar knapp 1,6 %. Eine Entwicklung hin zu alternativen Antriebskonzepten als Option zu konventionellen Diesel- und Ottomotoren hat also zumindest begonnen. Für diese Studie wird von einem zukünftigen Anteil an Fahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb von 0,1 % ausgegangen. Daraus ergibt sich eine bereitzustellende Jahresenergiemenge von 24 MWh.

Eine andere Herangehensweise zur Abschätzung des Jahresenergiebedarfs ist die Berechnung über die PKW-Zahlen sowie deren durchschnittlichen Fahrleistungen und Verbräuche:

In Deutschland sind zurzeit 43,9 Millionen PKW zugelassen [12], im Durchschnitt ergeben sich also 3.000 Fahrzeuge pro Normtankstelle. Die mittlere Jahresfahrleistung betrug 14.300 km (Jahr 2012), der Durchschnittsverbrauch lag im gleichen Jahr bei 7,1 l/100 km („Durchschnittskraftstoff“ im Mittel über alle Kraftstoffarten) [13]. Unter der Annahme, dass eine Tankfüllung durchschnittlich für eine Strecke von 550 km ausreicht, so muss ein PKW 26 Mal im Jahr betankt werden, im Mittel also alle 14 Tage. Daraus ergibt sich, dass täglich etwa 214 Fahrzeuge die Normtankstelle anfahren. Wenn davon 0,1 % der Fahrzeuge mit dem in dieser Studie beschriebenen Brennstoffzellenantrieb ausgerüstet wären, so würde die Tankstelle drei Mal in 14 Tagen von einem dieser Fahrzeuge angesteuert. Wiederum den Durchschnittsverbrauch von 7,1 l/100 km vorausgesetzt (gleicher Energiebedarf) und einem Durchschnittskraftstoff mit einem anhand der Jahresverbrauchsmengen der Kraftstoffarten gewichteten mittleren Heizwert

von 9,1 kWh/l angenommen, ergibt sich auf diese Weise für die Normtankstelle eine Jahresenergiemenge von 27,7 MWh.

Beide Berechnungswege liefern vergleichbare Werte für die jährlich bereitzustellende Energiemenge an Methan als Kraftstoff (24 MWh bzw. 27,7 MWh), so dass diese Werte für die folgenden Betrachtungen als belastbar betrachtet werden.

Die Werte für Tankstellen im ländlichen und im städtischen Bereich dürften sich allerdings deutlich unterscheiden. Unter der Voraussetzung, dass die Tankstellen im ländlichen und im städtischen Bereich in ihrem Einzugsgebiet die gleiche Fahrzeuganzahl aufweisen, müssen in der Stadt verhältnismäßig weniger Tankstellen diese Produkt erzeugen und anbieten, um eine vergleichbare Flächenabdeckung für die CH₄-Versorgung darstellen zu können. Bietet z. B. nur jede dritte Tankstelle im städtischen Bereich CH₄ als Kraftstoff an, so ist die benötigte Energiemenge dreimal höher, als diejenige der Normtankstelle. Die benötigte Energiemenge für die Tankstelle im ländlichen Raum entspricht derjenigen der Normtankstelle.

Damit werden für das Szenario 1A die jährlich bereitzustellende Energiemenge an CH₄-Kraftstoff mit 75 MWh und für das Szenario 1B mit 25 MWh festgelegt.

- **Szenario 2A**

Als Beispiel für einen überregionalen Verkehrsbetrieb in einer Großstadt werden zunächst die *Wiener LPG-Buslinien* herangezogen. In [14] wird dafür ein reiner Fahrenergieverbrauch von 191.927 MWh/a (2012) angegeben.

Ein weiteres Beispiel sind die Dieselbusse der *Dresdner Verkehrsbetriebe AG*. Die 147 eingesetzten Dieselbusse verbrauchen 38 l Diesel pro 100 km bei einer Jahresfahrleistung von 65.000 km (2010). Die gesamten Jahresbuskilometer betragen also 9.555.000 km. Damit ergibt sich ein Gesamtverbrauch für die Busflotte von 3.630.900 l Dieselkraftstoff. Dies entspricht einem Jahresenergiebedarf von 35.300 MWh. [15]

Als drittes Beispiel dienen die Busse im *Hamburger Verkehrsverbund HVV* [16]. Die Gesamtfahrleistung aller beteiligten Verkehrsunternehmen im HVV betrug im Jahr 2013 rund 119 Mio. Buskilometer. Legt man die gleichen Verbrauchsdaten wie bei den Dresdner Verkehrsbetrieben zu Grunde, so ergibt sich ein Jahresenergiebedarf von 439.264 MWh. Bei den Hamburger Verkehrsbetrieben handelt es sich allerdings um einen Zusammenschluss vieler einzelner Verkehrsunternehmen, deren Gesamtfahrleistungen im Jahr 2013 stark unterschiedlich sind und zwischen 0,03 Mio. km (entsprechend 111 MWh; Omnibusunternehmen Dammann-Reisen) und 48 Mio. km (entsprechend 177.331 MWh; Hamburger Hochbahn AG) lagen (siehe Abbildung 6).

Für das hier betrachtete Konzept der Herstellung von Methan scheint es günstig, dieses zunächst an größeren einzelnen Betriebshöfen/Unternehmen einzusetzen. Für das Szenario 2A wird deshalb eine benötigte Jahresenergiebereitstellung von 100.000 MWh pro Standort angenommen.

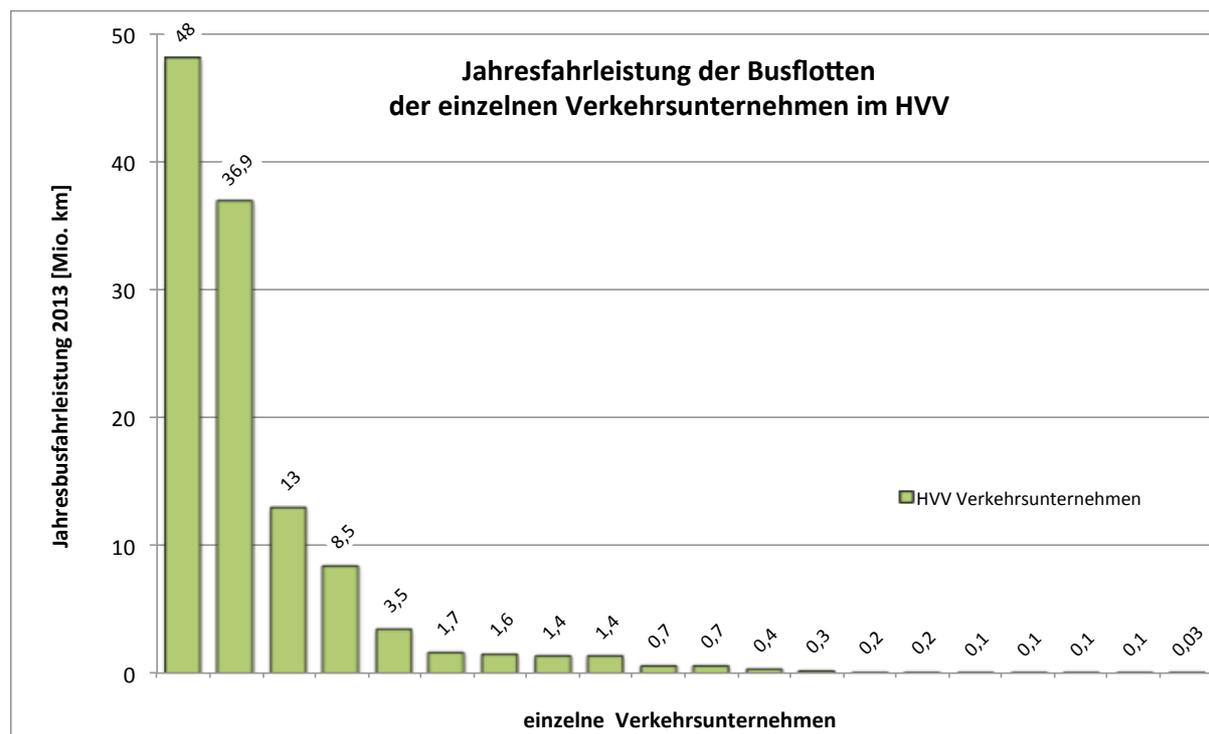


Abbildung 6: Jahresfahrleistung der Busflotten einzelner Verkehrsunternehmen im HVV [16]

• **Szenario 2B**

Als Beispiel für einen regionalen Verkehrsbetrieb bzw. kommunalen Fuhrpark wurden folgende Beispiele analysiert:

Zur kommunalen Flotte der *Stadt Rathenow* gehören 45 Nutzfahrzeuge und PKW. Der Endenergieverbrauch der kommunalen Flotte betrug im Jahr 2011 insgesamt rund 484 MWh [17].

Der Bauhof der *Gemeinde Grefrath* betreibt einen Fuhrpark von 19 dieselbetriebenen Fahrzeugen. Diese hatten im Jahr 2012 einen Kraftstoffverbrauch von 16.968 l [18]. Dies entspricht einem Jahresenergiebedarf von knapp 165 MWh.

Der Baubetriebshof der *Gemeinde Illingen* hatte 2013 einen kombinierten Bedarf an Antriebsenergie (Erdgas KFZ, Diesel, Benzin) von gut 392 MWh [19].

Ein weiteres Beispiel ist der Fuhrpark der Kreisverwaltung des *Kreises Steinburg*. Dieser umfasst 12 Klein- und Mittelklassefahrzeuge mit einer Gesamtfahrleistung von 124.926 km und einem gesamten Kraftstoffverbrauch von 6.502 l/a (gemittelt aus den Herstellerangaben für die einzelnen Fahrzeuge, Jahr 2012). Der Kraftstoffverbrauch setzt sich sowohl aus Diesel- als auch aus Ottokraftstoff zusammen [20]. Nimmt man an, dass der Kraftstoffmix zu je gleichgroßen Teilen aus Diesel und Benzin besteht, so entspricht dies einem Jahresenergiebedarf von knapp 60 MWh.

Der Fuhrpark des *Landkreises Gifhorn* umfasst 36 Dienstkraftfahrzeuge mit einer jährlichen Gesamtfahrleistung von 377.655 km [21]. Einen Durchschnittsverbrauch von 7,1 l/100 km bei einem Diesel/Benzin-Mix von 50/50 angenommen, entspricht dies einer Jahresenergiemenge von knapp 244 MWh.

Der *Landkreis Cham* listet in [22] die einzelnen Kraftstoffverbrauchsmengen verschiedener Fahrzeugflotten für das Jahr 2012 detailliert auf:

- 39 Gemeindliche Fuhrparks: insgesamt 703.235 l/a
- Kreisbauhöfe: 113.261 l/a

- Fuhrpark Landkreis: 49.431 l/a
- Öffentliche Linienbusse: 749.546 l/a

Zu den einzelnen Kraftstoffarten wird hier keine Aussage getroffen. Angenommen, die Linienbusse und die Kreisbauhöfe verbrauchen ausschließlich Dieseldieselkraftstoff und die Fuhrparks der Gemeinden und des Landkreises einen Benzin/Diesel-Mix von 50/50, so ergeben sich folgende Jahresenergiemengen:

- 39 Gemeindliche Fuhrparks: insgesamt 6.400 MWh, entspricht im Mittel gut 164 MWh pro Fuhrpark
- Kreisbauhöfe: 1.100 MWh
- Fuhrpark Landkreis: 450 MWh
- Öffentliche Linienbusse: 7.290 MWh

Für die *kleinen Einzelunternehmen der HVV beträgt die* mittlere Gesamtfahrleistung der Busse aller beteiligten Verkehrsunternehmen 5,945 Mio. km, was einem Energiebedarf von 21.963 MWh entspricht. Der größte Teil der Verkehrsunternehmen hatte jedoch eine Jahresfahrleistung von unter 2 Mio. km (siehe Abbildung 6); dies entspricht einem Energiebedarf von 7.388 MWh. Das kleinste Unternehmen hat einen Jahresenergiebedarf von 111 MWh. [16]

Bei den Beispielen der Bau- bzw. Baubetriebshöfe muss berücksichtigt werden, dass viele sehr verschiedene Spezial-Fahrzeuge eingesetzt werden, was eine Vereinheitlichung des Antriebskonzeptes erschwert. Einfacher wäre es, den PKW-Sektor kleinerer Fuhrparks im Bereich der Einzelpersonenbeförderung mit neuartigen Antriebskonzepten auszustatten oder bei entsprechend großer Stückzahl den Bereich der Busse im öffentlichen Personennahverkehr.

Das Beispiel des kleinen Fuhrparks der *Kreisverwaltung Steinburg* mit einem relativ geringen Jahresbedarf von nur 60 MWh wird größenordnungsmäßig durch Szenario 1A mit abgedeckt.

Anhand der angeführten Beispiele wird deutlich, dass es sinnvoll ist, das Szenario 2B in zwei Unterszenarien zu differenzieren: Szenario 2Ba für den öffentlichen Personennahverkehr mit Bussen mit einer Jahresenergiebedarfsmenge von rund 7.000 MWh und Szenario 2Bb für kleinere Fuhrparks der öffentlichen Hand mit etwa 300 MWh pro Standort.

3.2.3 Vergleich der Wirkungsgrade (AP2)

Moderne PKW-Motoren erreichen im optimalen Betriebspunkt Tank-to-Wheel-Wirkungsgrade bis zu 37 % (Otto-Motor) bzw. 42 % (Diesel-Motor). Im Stadtverkehr sinken diese Werte auf etwa 10 bis 15 % (Ottomotor) bzw. 20 % (Dieselmotor) [23]. Das in der vorliegenden Studie betrachtete Antriebskonzept erreicht einen elektrischen Netto-Gesamtwirkungsgrad von 31,9 %. Für die Wandlung von elektrischer in Fahrenergie durch den elektrischen Antriebsmotor im Fahrzeug wird ein Wirkungsgrad von 90 % angenommen. Der Tank-to-Wheel-Wirkungsgrad liegt mit 28.6 % zwar unter den Maximalwerten für Verbrennungsmotoren, ist dabei aber weitgehend unabhängig vom Lastbereich und gilt auch für den Stadtverkehr. Vereinfacht wird daher angenommen, dass sowohl für den Brennstoffzellenantrieb als auch für konventionelle Antriebe mit Verbrennungsmotor für dieselbe Kilometerleistung eine gleich hohe chemische Energie in Form von Kraftstoff benötigt wird. Damit ergeben sich die in Tabelle 5 dargestellten Jahresenergiebedarfsmengen (bezogen auf die chemische Energie des Kraftstoffes) für die jeweiligen Szenarien. Die Werte liegen zwischen 25 MWh (Szenario 1B: Tankstelle im ländlichen Raum) und 100.000 MWh (Szenario 2A: Überregionaler Verkehrsbetrieb in Großstadt).

Tabelle 5: Jahresenergiebedarfsmenge (chemische Energie Methan) für die Szenarien

	Öffentlich	Nichtöffentlich
groß	Szenario 1A: Tankstelle im städtischen Bereich 75 MWh	Szenario 2A: Überregionaler Verkehrsbetrieb in Großstadt 100.000 MWh
mittel		Szenario 2Ba: Regionaler Verkehrsbetrieb 7.000 MWh
klein	Szenario 1B: Tankstelle im ländlichen Raum 25 MWh	Szenario 2Bb Kommunaler Fuhrpark 300 MWh

3.2.4 Methanisierung (AP2)

Auf Basis der im vorangegangenen Kapitel ermittelten Jahresenergiebedarfsmengen an CH₄ soll nun die erforderliche Leistung an Elektrolyse- und Syntheseanlagen ermittelt werden. Im zur Methanherstellung eingesetzten Sabatier-Prozess wird CO₂ zusammen mit H₂ zu CH₄ und Wasser umgesetzt. Das entstehende Wasser kann in einem Kreislauf als Edukt für die Elektrolyse verwendet werden. Der Sabatier-Prozess ist stark exotherm (165 kJ/mol), es ist also für die Gesamteffizienz entscheidend, die entstehende Prozesswärme auszukoppeln [6] und weiter zu nutzen. Hier zeigt sich der Vorteil der SOEC-Elektrolyse, da bei dieser das Eduktwasser dampfförmig zugeführt werden muss. Nutzt man die Reaktionswärme der Sabatier-Reaktion zur Dampferzeugung, lässt sich somit eine deutliche höhere Gesamteffizienz erreichen.

Mit Hilfe der Simulationssoftware ChemCAD[®] wurde zunächst eine dreistufige Methanisierung (ähnlich dem TREMP[®]-Verfahren von Haldor Topsoe [6]) mit einem Gasrecycling für die erste Reaktionsstufe und einer Zwischenkühlung nach den Synthesestufen 2 und 3 abgebildet, um die Effizienz des Verfahrens zu bestimmen. Das Verfahrensfliessbild ist in Abbildung 7 dargestellt.

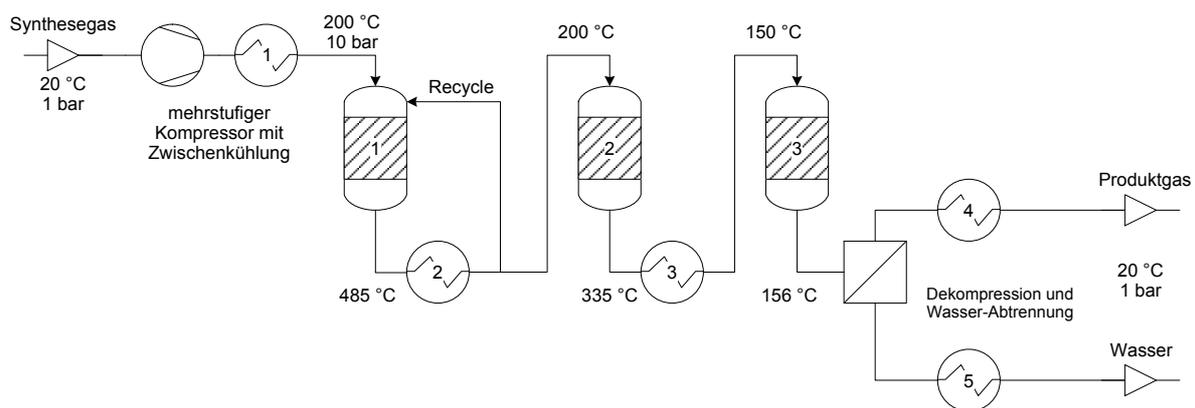


Abbildung 7: Fließbild einer dreistufigen Methanisierung mit Gasrückführung nach erster Stufe und Zwischenkühlung nach den Stufen 2 und 3

Mit einer 70 %-igen Gasrückführung nach dem ersten Reaktor ergibt sich bezogen auf die eingesetzte chemische Energie des Wasserstoffs ein energetischer Brutto-Wirkungsgrad von 83 %. Dabei sind im Produktgas noch 3 Vol.-% Wasserstoff enthalten, der in dem PEM-Brennstoffzellen-System mit verstromt werden kann. Weiterhin enthält das Produktgas ca. 0,7 Vol.-% CO₂, welches im Brennstoffzellensystem als Intertgas angesehen werden kann und im Fahr-

zeug mit abgetrennt wird. Berücksichtigt man weiterhin die notwendige Kompressionsenergie für die Verdichtung der Eduktgase auf den angenommenen Synthesedruck von 10 bar (ca. 8 % bezogen auf die chemische Energie des Wasserstoffs), so ergibt sich für die Synthese ein Nettowirkungsgrad (chemische Energie im Produktgas bezogen auf eingesetzte chemische Energie plus Kompressionsenergie) von 76 %.

Veranschlagt man den Wirkungsgrad der Elektrolyse mit 80 % (siehe Tabelle 3) wird für die Bereitstellung von 1 MWh Methan eine elektrische Energiemenge von 1,64 MWh benötigt. Mit diesem Faktor errechnen sich die elektrizitätsbezogenen Jahresenergiebedarfsmengen für die fünf hier dargestellten Szenarien (Tabelle 6):

Tabelle 6: Jahresenergiebedarfsmenge (Strom) für die Szenarien

	Öffentlich	Nichtöffentlich
groß	Szenario 1A: Tankstelle im städtischen Bereich 123 MWh	Szenario 2A: Überregionaler Verkehrsbetrieb in Großstadt 164.000 MWh
mittel		Szenario 2Ba: Regionaler Verkehrsbetrieb 11.480 MWh
klein	Szenario 1B: Tankstelle im ländlichen Raum 41 MWh	Szenario 2Bb: Kommunaler Fuhrpark 492 MWh

Nicht in die Bilanz mit einbezogen ist die frei werdende Wärme durch die Kompression und Reaktion: 25 % der eingesetzten Energie kann als Wärme auf einem nutzbaren Temperaturniveau größer gleich 150 °C über die Wärmetauscher 1 bis 3 (siehe Abbildung 7) gewonnen werden und z. B. zur Erzeugung von Prozessdampf genutzt werden. Aus technischer Sicht bietet sich somit, wie oben bereits angedeutet, die Kopplung der Synthese mit einer Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse an, da die Energie zur Dampferzeugung dann aus der Abwärme der Syntheseanlage bereitgestellt werden kann. Dies steigert den Wirkungsgrad des Gesamtverfahrens: Untersuchungen aus [24] zeigen, dass wenn die gesamte Abwärme aus der Methanisierung zur Verdampfung des Prozesswassers für die SOEC genutzt wird, ein Gesamtwirkungsgrad (SOEC + CH₄-Synthese) von 81 % erreicht werden kann. Wird der entstehende Wasserdampf aus der Methanisierung im Kreis geführt, lässt sich dieser Wirkungsgrad sogar auf 87 % erhöhen [24].

3.2.5 Analyse des Gesamtkonzepts (AP4)

Nachdem der Bedarf an elektrischer Energie für die unterschiedlichen Szenarien bestimmt wurde, ist die Frage nach der verfügbaren Menge an „Überschussstrom“ zu beantworten. Das hier untersuchte Konzept ist nur dann tragfähig, wenn zur Wasserstoffherzeugung erneuerbare Energie, z. B. aus Wind- oder Photovoltaik-Anlagen, eingesetzt wird. Darüber hinaus wäre es zielführend, wenn solche Power-to-Gas-Anlagen als Anbieter von positiver Regelenergie eingesetzt werden könnten. Dadurch würde ein Beitrag zur Netzstabilisierung erbracht, da eventuell vorhandene „Stromüberschüsse“ bei Auslastung der Übertragungsnetze zwischengespeichert und somit genutzt werden kann.

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) prognostiziert für Deutschland im Jahr 2025 bis zu 50 TWh an nicht in das Stromnetz einspeisbaren Strom bei Niedriglast [25]. Mit dieser Energiemenge könnten, die vorhergehenden Berechnungen vorausgesetzt, theoretisch mehr als 8,6 % des gesamten Energieverbrauchs aller PKW in Deutschland gedeckt werden.

Für die Auslegung der Elektrolyse- und Methanisierungsanlage von entscheidender Bedeutung ist die Zeit pro Jahr, in der dieser Überschussstrom zur Verfügung steht. In Abbildung 8 bis 10 sind Jahresdauerkennlinien aus verschiedenen Quellen dargestellt. Als Residuallast wird dabei die nachgefragte Leistung abzüglich des Anteils fluktuierender Einspeisung von nicht steuerbaren Kraftwerken wie z. B. Windkraft- oder PV-Anlagen bezeichnet. Diese Nachfrage muss von regelbaren Kraftwerken gedeckt werden. Eine negative Residuallast bedeutet also ein Überschuss im Netz aus erneuerbaren Quellen.

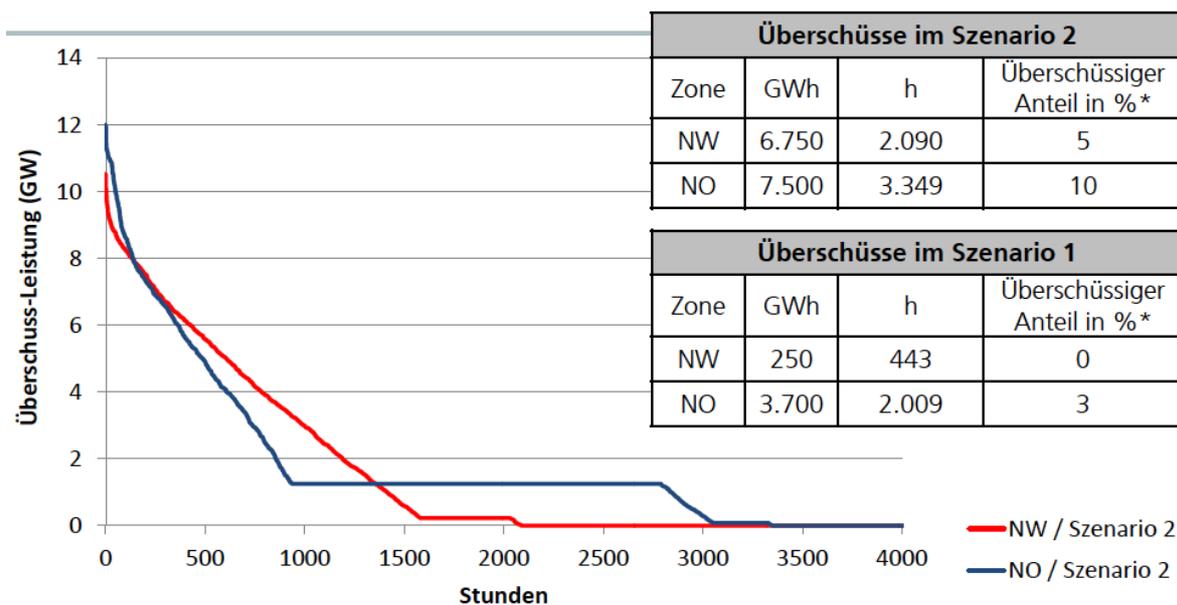


Abbildung 8: Jahresdauerlinie der Stromüberschussleistung
 (Prognose für zwei Regionen im Jahr 2030) [26]

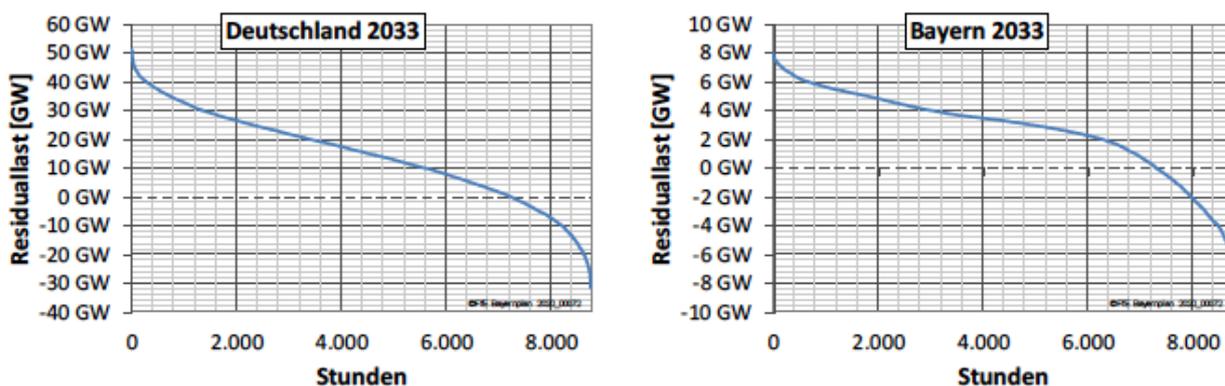


Abbildung 9: Jahresdauerlinien der Residuallast in Deutschland und Bayern [27]

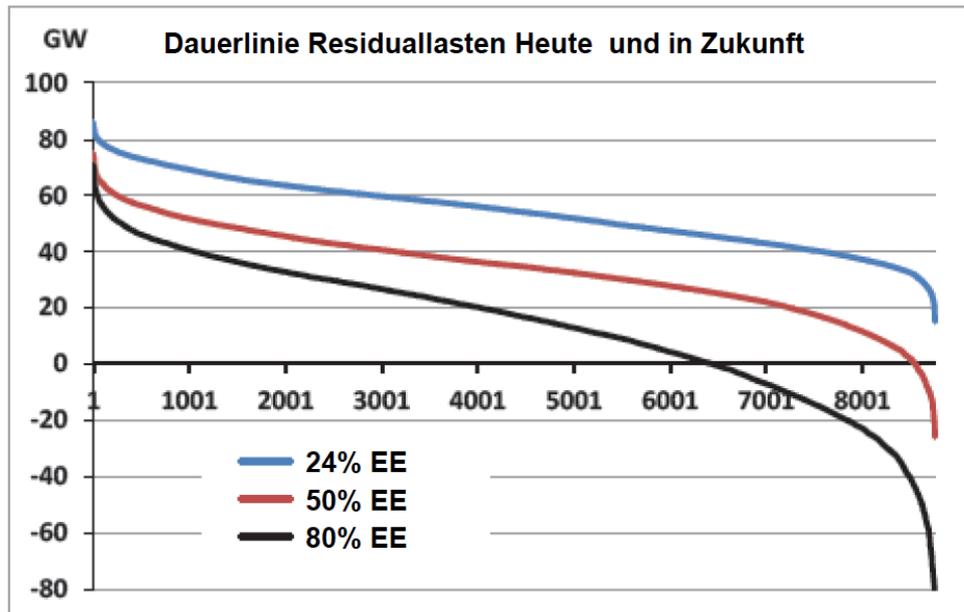


Abbildung 10: Jahresdauerlinie für Residuallast bei verschiedenem Anteil an erneuerbaren Energien [28]

Allen drei Beispielen ist gemeinsam, dass ein nennenswerter Überschuss im Stromnetz für lediglich etwa 1.000 bis 2.000 Stunden pro Jahr (je nach weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien) erwartet wird. Für die Auslegung der Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen bedeutet dies, dass die ermittelten Jahresbedarfsmengen an Wasserstoff bzw. CH₄ in diesen vergleichsweise kurzen Betriebsdauern erzeugt werden müssen. Daraus lassen sich die zu installierenden Leistungen für Elektrolyse und Methanisierung für die unterschiedlichen Szenarien bestimmen (siehe Tabelle 7). Hierbei wurde eine Jahresbetriebsdauer von 1.000 Stunden angenommen.

Des Weiteren finden sich in Tabelle 7 Angaben zur benötigten Wassermenge für die Elektrolyse sowie die für die Methanisierung benötigten Jahresmengen an CO₂. Zur Methanherstellung wird beim Sabatier-Prozess stöchiometrisch die gleiche Stoffmenge an CO₂ benötigt ($\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$). In dem hier simulierten Verfahren wird jedoch sowohl bei der Methanisierung eine geringfügig höhere Menge an CO₂ benötigt, als auch bei der Umsetzung im Brennstoffzellensystem geringfügig weniger CO₂ zurückgewonnen, als rein stöchiometrisch erforderlich ist. Dies ist auf Nebenreaktionen zurückzuführen, die bei der Gleichgewichtssimulation der Reaktionen berücksichtigt wurden. Die zusätzlich benötigte Menge an CO₂ ist in Tabelle 7 ebenfalls aufgelistet. Geht man davon aus, dass die Zusatzmengen an CO₂ mittels Tankwagen an die Syntheseeinrichtungen transportiert werden muss und ein mittlerer Tankwagen etwa 6 t flüssiges CO₂ fasst [29], liegt die Jahrestransportleistung in Szenario 2A beispielweise bei 63 und in Szenario 2Ba bei 4,4 Tankwagen pro Jahr. Alle anderen Szenarien benötigen deutlich weniger als einen Tankwagen an zusätzlichem CO₂ pro Jahr.

Stöchiometrisch betrachtet wird für die Herstellung des benötigten Wasserstoffs genau doppelt so viel Wasser benötigt, wie bei der Methanisierung entsteht. Für die Elektrolyse wird angenommen, dass das gesamte eingesetzte Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff umgewandelt wird (erreichbar durch Wasserkreislaufführung). Die für die Elektrolyse benötigten sowie die aus der Simulation der Synthese bestimmten erzeugten Jahreswassermengen sind ebenfalls in Tabelle 7 aufgeführt.

Tabelle 7: Installierte Elektrolyse- und Syntheseleistung für die Szenarien,
 Annahme: 1.000 Jahresbetriebsstunden

	Öffentlich	Nichtöffentlich
groß	Szenario 1A: Tankstelle im städtischen Bereich <u>Elektrolyse:</u> Leistung (el.): 123 kW benötigte Wassermenge: 30,5 m ³ /a <u>Synthese:</u> Eingangsleistung (chem.): 91 kW benötigte CO ₂ -Menge: 75 kg/a erzeugte Wassermenge: 12,2 m ³ /a	Szenario 2A: Überregionaler Verkehrsbetrieb in Großstadt <u>Elektrolyse:</u> Leistung (el.): 164 MW benötigte Wassermenge: 40.697 m ³ /a <u>Synthese:</u> Eingangsleistung (chem.): 122 MW benötigte CO ₂ -Menge: 100 t/a erzeugte Wassermenge: 16.234 m ³ /a
mittel		Szenario 2Ba: Regionaler Verkehrsbetrieb <u>Elektrolyse:</u> Leistung (el.): 11,5 MW benötigte Wassermenge: 2.849 m ³ /a <u>Synthese:</u> Eingangsleistung (chem.): 9 MW benötigte CO ₂ -Menge: 7 t/a erzeugte Wassermenge: 1.136 m ³ /a
klein	Szenario 1B: Tankstelle im ländlichen Raum <u>Elektrolyse:</u> Leistung (el.): 41 kW benötigte Wassermenge: 10,2 m ³ /a <u>Synthese:</u> Eingangsleistung (chem.): 30 kW benötigte CO ₂ -Menge: 25 kg/a erzeugte Wassermenge: 4,1 m ³ /a	Szenario 2Bb: Kommunaler Fuhrpark <u>Elektrolyse:</u> Leistung (el.): 492 kW benötigte Wassermenge: 122,1 m ³ /a <u>Synthese:</u> Eingangsleistung (chem.): 366 kW benötigte CO ₂ -Menge: 300 kg/a erzeugte Wassermenge: 48,7 m ³ /a

Für die Tankstelle im ländlichen Bereich (Szenario 1B) bräuchte eine solche Anlage also eine Elektrolyse-Nennleistung (bezogen auf den elektrischen Input) von 41 kW, der überregionale Verkehrsbetrieb (Szenario 2A) entsprechend 164 MW. Für Szenario 1A und 1B wird deutlich, dass sich eine Umsetzung dieses Konzeptes nicht lohnt, die umgesetzten Gasmengen sind in jeden Fall zu klein bzw. die erforderlichen spezifischen Investitionskosten zu hoch. Interessant wird das Konzept für Fuhrparks von Behörden und Verkehrsbetrieben, insbesondere wenn diese einen homogenen Fahrzeugbestand haben.

Für die **Nutzung des** bei der Elektrolyse ebenfalls anfallenden **Sauerstoffs** bieten sich folgende Möglichkeiten und damit Hinweise auf günstige Standorte:

- Nutzung in Feuerungs-, Vergasungs- und Pyrolyseanlagen (Kraftwerke mit kleiner/mittlerer Leistung),
- Einsatz in der Stahlindustrie (Frischen des Rohstahls etc.),
- Sauerstoffanreicherung zur Steigerung der Reinigungsleistung in Abwasserreinigungsanlage (industriell oder kommunal),
- Sauerstoffversorgung von industriellen Schweißanlagen,
- Sauerstoffversorgung von Krankenhäusern,

- Verwendung in der chemischen Grundindustrie (z. B. zur Herstellung von Ethylenoxid, Acetylen, Acetaldehyd, Essigsäure, Vinylacetat, Chlor, Schwefel- und Salpetersäure sowie (partielle) Oxidation von Schweröl und Kohle).

Betrachtet man den eingesetzten Überschussstrom bezogen auf die wirksame Antriebskraft des Brennstoffzellensystems im Fahrzeug so ergibt mit den in dieser Studie gezeigten Berechnungen ein **Gesamtwirkungsgrad der gesamten Prozesskette** („Power-to-Wheel“) von **19 %**. Legt man den höheren Wirkungsgrad bei Verwendung einer Hochtemperaturelektrolyse mit CO₂-Methanisierung und Rezirkulation von 87 % aus [24] zugrunde, so ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von 27 %. In beiden Fällen wurden die benötigten Energiemengen zur Bereitstellung von Wasser und zusätzlichem CO₂ nicht berücksichtigt.

3.2.6 Literatur und Partnersuche (AP3)

Relevante Literaturstellen (Literaturverzeichnis) wurden recherchiert und ausgewertet. Die hieraus gewonnenen Erkenntnisse flossen in die Untersuchungen in den Arbeitspaketen 1, 2 und 4 ein.

Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie wurden die in Tabelle 8 aufgelisteten Hersteller und Forschungspartner für die benötigten Komponenten eines Brennstoffzellen-Demonstrationssystems recherchiert:

Tabelle 8: Komponenten-Anbieter und potenzielle Forschungspartner

Komponente	Hersteller	Forschungspartner
Hochtemperatur-PEM	Serenergy A/S	TU-Clausthal ISAF ZBT Duisburg GmbH
Wasserstoff-Membran	Energy Research Centre of the Netherlands (ECN)	Karlsruher Institut für Technologie Helmholtz Zentrum Geesthacht
Reformer	WS Reformer GmbH	ZBT Duisburg GmbH Karlsruher Institut für Technologie
Verdichter und Expander	Bock CO ₂ -Verdichter (GEA) Bitzer Kühlmaschinenbau GmbH	

Einige Hersteller der Einzelkomponenten wurden bereits angesprochen und Angebote für Komponenten für ein Demonstrationssystem konnten eingeholt werden. Im Zuge der Antragstellung für das geplante Folgeprojekt sollen die Kontakte weiter intensiviert und konkretisiert werden.

3.2.7 Kostenabschätzung (AP4)

Für die Kosten des Brennstoffzellensystem im Fahrzeug selbst können noch keine belastbaren Kostenabschätzungen für ein späteres kommerzielles System gemacht werden, da die benötigten Hauptkomponenten noch nicht am Markt verfügbar sind oder allenfalls in sehr kleinen Stückzahlen.

Für die Bereitstellung des Brenngases können in puncto Investitionskosten folgende Abschätzungen gemacht werden:

Bei den spezifischen Kosten ist zu unterscheiden, ob sie sich auf die produzierte Methanmenge (hier: €/kW_{chem}) oder auf den elektrischen Input der Elektrolyse (hier: €/kW_{el}) beziehen.

Nach [30] liegen die Investitionskosten für eine Methanisierungsanlage im Jahr 2020 bei 940 €/kW_{el}, was bezogen auf die hier angestellten Abschätzungen einen Wert von 1.542 €/kW_{el} ergibt. Bei [31] werden die spezifischen Investitionskosten für die Elektrolyse mit 1,2 Mio. €/MW_{el} und die Kosten für die Methanisierung mit 0,25 Mio. €/MW_{el} angegeben. Also insgesamt 1.450 €/kW_{el} für die gesamte Herstellungskette. Diese Werte sind jeweils ohne Bezug auf eine bestimmte Anlagengröße angegeben.

Als Beispiel für eine erste kommerzielle Anlage zur Methanisierung wird in [32] die Anlage der AUDI AG im niedersächsischen Werlte genannt. Die spezifischen Investitionskosten werden für eine Beispielanlage nach Abzug nicht zur eigentlichen Methanisierung gehörender Komponenten und 10 % Engineeringkosten, die bei einer zweiten Anlage entfielen, zu 1.655 €/kW_{el} angegeben.

Die spezifischen Investitionskosten sinken dabei mit steigender Anlagenleistung P. In [32] wird dazu folgender Zusammenhang zwischen einer bestehenden Anlage 1 und der Anlage 2 angegeben:

$$\text{Invest}_2 = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{0,7} \times \text{Invest}_1$$

Für die Investitionskosten zur jetzigen Zeit ergäben sich im Vergleich mit der 6,3 MW Anlage in Werlte als Basis der Berechnung die in Tabelle 9 dargestellten Werte.

Tabelle 9: Gesamte und spezifische Investitionskosten für die fünf Szenarien, Prognose ausgehend von einer bestehende 6,3 MW Anlage

	Öffentlich	Nichtöffentlich
groß	Szenario 1A: Tankstelle im städtischen Bereich <u>spezifische Investkosten:</u> 5.390 €/KW _{el} <u>Gesamte Investkosten:</u> 0,66 Mio. €	Szenario 2A: Überregionaler Verkehrsbetrieb in Großstadt <u>spezifische Investkosten:</u> 623 €/KW _{el} <u>Gesamte Investkosten:</u> 102 Mio €
mittel		Szenario 2Ba: Regionaler Verkehrsbetrieb <u>spezifische Investkosten:</u> 1.382 €/KW _{el} <u>Gesamte Investkosten:</u> 15,9 Mio €
klein	Szenario 1B: Tankstelle im ländlichen Raum <u>spezifische Investkosten:</u> 7.495 €/KW _{el} <u>Gesamte Investkosten:</u> 0,31 Mio. €	Szenario 2Bb: Kommunaler Fuhrpark <u>spezifische Investkosten:</u> 3.556 €/KW _{el} <u>Gesamte Investkosten:</u> 1,75 Mio €

4 Fazit

In dieser Studie wurde erstmals die Kopplung eines Brennstoffzellen-Systems mit CO₂-Abscheidung als Fahrzeugantrieb mit einer stofflichen Verwertung des entstehenden CO₂ durch eine Methanisierung mit erneuerbarem Wasserstoff theoretisch untersucht. Dabei wurde für das Brennstoffzellensystem eine optimale wärmetechnische Verschaltung identifiziert und gezeigt, dass die CO₂-Abscheidung keine nennenswerten Wirkungsgrad-Einbußen nach sich zieht. Das liegt im Wesentlichen daran, dass die vorhandenen Wärmequellen und Senken optimal aufeinander abgestimmt wurden.

Weiterhin wurden die Randbedingungen für die anschließende stoffliche Nutzung des CO₂ theoretisch betrachtet. Dies umfasst eine Abschätzung zu Verbräuchen in fünf verschiedenen Szenarien sowie die Betrachtung von Wasserstoffherzeugung, Methansynthese und verfügbarer Überschussstrommenge. Daraus wurden Anlagengrößen und Betriebszeiten für die Szenarien abgeleitet. Das hier vorgestellte Gesamtkonzept ist insbesondere für überregionale Verkehrsbetriebe und kommunale Fuhrparks mit jeweils möglichst homogenem Fahrzeugbestand geeignet. Bei der Auswahl geeigneter Standorte ist auf Synergien bei der Nutzung des Sauerstoffs aus der Elektrolyse sowie der zusätzliche Bedarf an CO₂ zu berücksichtigen.

Das Ziel die Machbarkeit des Konzepts theoretisch nachzuweisen wurde damit erreicht.

5 Publikationen, wissenschaftliche Arbeiten

Die Ergebnisse sollen in Kürze in folgender Publikation im Journal of Power Sources veröffentlicht werden:

- S. Stenger, U. Krewer, R. Leithner, „A new concept of a methane fueled high-temperature PEM fuel cell system including carbon capture for CO₂-free mobility,“ Journal of Power Sources, *in Bearbeitung*

Darüber hinaus ist eine gemeinsame Veröffentlichung beider Projektpartner über das Gesamtkonzept in der *Chemie Ingenieur Technik* in Vorbereitung.

6 Ausblick auf zukünftige Arbeiten

Zur Fortführung der Forschungsarbeiten an dem untersuchten Konzept ist die Einreichung eines Forschungsantrags in der Programmlinie der Industriellen Gemeinschaftsforschung (IGF) bei der Arbeitsgemeinschaft Industrielle Forschung (AiF) geplant, der Antrag befindet sich aktuell in der Bearbeitung und wird voraussichtlich Anfang 2015 beim Fördergeber eingereicht. Um das Konzept weiter voranzubringen, soll im nächsten Schritt der Bau eines Funktionsmodells des Brennstoffzellensystems und dessen umfassende Charakterisierung erfolgen. Dies ist erforderlich, um die Praxistauglichkeit des Konzepts nachzuweisen.

7 Unterschrift Projektleitung

Clausthal-Zellerfeld, 23. Februar 2015

Dr.-Ing. Andreas Lindermeir
Projektleiter

8 Literaturverzeichnis

- [1] Datenblatt Air cooled HTPEM stack S 45, Serenergy, abrufbar unter:
http://serenergy.com/wp-content/uploads/2013/04/S45-Air-C_datasheet_v2.5_0313.pdf
- [2] „Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife.“
Broschüre der Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Energiesysteme und
Energiedienstleistungen, Berlin, 12/2013
- [3] Tom Smolinka, Martin Günther (Fraunhofer ISE), Jürgen Garcke (FCBAT), NOW-
Studie „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von
Wasserstoff aus regenerativen Energien“, Kurzfassung des Abschlussberichts, 2011
- [4] Webseite der Firma Sunfire, Dresden, abrufbar unter:
<http://www.sunfire.de/produkte/stacks/soec-hochtemperatur-dampfelektrolyse>
- [5] „Power to Gas, Energiespeicherung nach dem Vorbild der Natur“, Informationsblatt
der Firma Bilfinger, BIS E.M.S. GmbH, Cloppenburg, 2014
- [6] „From solid fuels to substitute natural gas (SNG) using TREMP™“, Informationsblatt
der Firma Haldor Topsøe A/S, Lyngby/Dänemark, abrufbar unter:
http://www.topsoe.com/business_areas/gasification_based/~/_media/PDF%20files/SNG/Topsoe_TREMP.ashx
- [7] „Statistiken-Preise“, Webseite des Mineralölwirtschaftsverband e.V.
<http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikenpreise/?loc=14>
- [8] „MWV-Jahresbericht 2013 / Mineralöl-Zahlen“, Mineralölwirtschaftsverband e.V.,
Berlin, 2013
- [9] „MWV-Prognose 2025 für die Bundesrepublik Deutschland“, Mineralölwirtschafts-
verband e.V., Berlin, 06/2011
- [10] „Fahrzeugzulassungen (FZ), Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-
Merkmale Jahr 2013, FZ 14“ Statistik des Kraftfahrt-Bundesamtes, Flensburg,
erschienen 04/2014, Stand 2013
- [11] Statistik des Kraftfahrt-Bundesamtes, Flensburg
http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/MonatlicheNeuzulassungenn/2014/201407GV1monatlich/201407_n_barometer_teil2_tabelle.html?nn=653844
- [12] Pressemitteilung des Kraftfahrt-Bundesamtes, Flensburg,
http://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2014/Fahrzeugbestand/pm10_fz_bestand_pm_komplett.html
- [13] „DAT Report 2013“, Dossier der Deutsche Automobil Treuhand GmbH, Ostfildern,
2013
- [14] „Energieeffiziente neue Mobilität in Wien im Auftrag der Wiener Stadtwerke, Neue
Urbane Mobilität Wien GmbH“, Studie der technischen Universität Wien, 06/2014
- [15] „Wirtschaftlichkeit von Hybridbussen“, Präsentation der Dresdner
Verkehrsbetriebe AG, 2010
- [16] „HVV-Zahlenspiegel 2013“, Information der Hamburger Verkehrsverbund GmbH,
2013

-
- [17] „Integriertes kommunales Klimaschutzkonzept“, Stadt Rathenow, B.&S.U. Beratungs- und Service-Gesellschaft Umwelt mbH, 10/2013
- [18] „Leistungszusammenstellung 2012, Bauhof Grefrath“, Gemeinde Grefrath, Sitzungsvorlage Nr. B 259 V, 18.10.2013
- [19] „Umwelterklärung 2013“, Gemeindeverwaltung Illingen, 2013
- [20] „Energieeffizienter Kreis, Bericht zur IST-Analyse“ Energiebericht des Kreises Steinburg, 23.04.2014
- [21] Daten des Fachbereichs Zentrale Dienste des Landkreises Gifhorn, Auskunft per E-Mail vom 06.09.2014, Ansprechpartner: Hilmar Immisch, Landkreis Gifhorn, Fachbereich 2 - Rechnungsprüfung und Kommunalwesen
- [22] „Energienutzungsplan für den Landkreis Cham“, Energiekonzept des Landkreis Cham, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 02/2013
- [23] Christian Heikel, Udo Becker, *Pkw-Antriebe im Überblick - Vergangenheit, Gegenwart und Zukunft*, Fachartikel, 06.12.2012, <http://www.springerprofessional.de/pkw-antriebe-im-ueberblick---vergangenheit-gegenwart-und-zukunft/3678428.html>
- [24] Dimosthenis Trimis, Stephan Anger: „Potenzial der thermisch integrierten Hochtemperaturelektrolyse und Methanisierung für die Energiespeicherung durch Power to Gas (PtG)“, Fachbericht in gfw-Gas/Erdgas, Januar/Februar 2014
- [25] „Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung“, Sondergutachten des Sachverständigenrat für Umweltfragen, Prof. Dr.-Ing. Martin Faulstich (Vorsitzender), Januar 2011
- [26] J. Michaelis, F. Genoese, M. Wietschel: „Systemanalyse zur Verwendung von Überschussstrom“, Ergebnisvorstellung der Studie „Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem“, Berlin, 28.01.2013
- [27] „Bayernplan, Flexibilisierter Einsatz von Biogas zur Stromerzeugung, Modellierung der Integration von Biogasanlagen im Lastfolgebetrieb“, Bericht der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 10/2012
- [28] Hans Schäfers: „Demand Side Management - Stadt für Netzstabilität“, Präsentation, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, 2013
- [29] „Mobile Systeme für die Gasversorgung“, Produktinformation der Firma Westfalen AG
- [30] G. Pleßmann, M. Erdmann, M. Hlusiak, C. Breyer: „Global energy storage demand for a 100 % renewable electricity supply“, 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, IRES 2013, 11/2013, Berlin
- [31] B. Hirschl: „Power2Gas, Schlüsseltechnologie für die Energiewende?“, NetzGipfel der Bürger Energie Berlin, Technische Universität Berlin, 11/2013
- [32] U. Albrecht, M. Altmann, J. Michalski, T. Raksha, W. Weindorf: „Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase“, Eine Expertise der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Bochum 12/2013