

Abschlussbericht

Metastudie zur Untersuchung der Potenziale
von Wasserstoff für die Integration von
Verkehrs- und Energiewirtschaft

Oktober 2015

Dipl.-Ing. (FH) Gert Müller-Syring
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig

Dipl.-Ing. (FH) Marco Henel
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig

LL.M., M.Sc. Anja Wehling
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig

Diplom-Geograph Martin Weiße
MW-quadrat, Rostock

Herausgeber
DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3
53123 Bonn

T +49 228 91885
F +49 228 9188990
info@dvwg.de
www.dvgw.de

Metastudie zur Untersuchung der
Potenziale von Wasserstoff für die
Integration von Verkehrs- und
Energiewirtschaft

Abschlussbericht

DVGW-Förderkennzeichen G 7/01/14

Abschlussbericht

Metastudie zur Untersuchung der Potenziale von Wasserstoff für die Integration von Verkehrs- und Energiewirtschaft

Auftraggeber (AG):	DVGW e.V. Josef-Wirmer Straße 1-3 D-53123 Bonn	NOW GmbH Fasanenstr. 5 D-10623 Berlin
Auftragnehmer (AN):	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Karl-Heine-Straße 109/111 D-04229 Leipzig	
Projektleitung:	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Fachgebiet: Gasnetze/Gasanlagen Karl-Heine-Straße 109/111 D-04229 Leipzig	
Projektbearbeitung:	Dipl.-Ing. (FH) Gert Müller-Syring, Dipl.-Ing. (FH) Marco Henel; Anja Wehling, LL.M., M.Sc. Tel.: +49 341 24571-29/24/40 Fax: +49 341 24571-37 E-Mail: gert.mueller-syring@dbi-gut.de, marco.henel@dbi-gut.de, anja.wehling@dbi-gut.de MW-quadrat, Elisabethstraße 1, 18057 Rostock Diplom-Geograph Martin Weiße Tel.: +49 381 255 29 40 E-Mail: martin.weisse@mw-quadrat.de	
Projektlaufzeit:	01.08.2014 bis 30.04.2015	
Berichtszeitraum:	01.04.2015 bis 22.05.2015	

Leipzig, 25.10.2015
Endversion 25.04.2016

Gert Müller-Syring

Marco Henel

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	II
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	IV
Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis	V
1. Einleitung und Zielstellung	1
2. AP 0: Studienvergleich	3
2.1 Allgemeines zu den Anlagenkonzepten	3
2.1.1 Stromquellen, -mengen und Dauer der Verfügbarkeit.....	5
2.1.2 Wirkungsgradketten der Gesamtsysteme und der Elektrolyse.....	8
2.2 Vergleich der Wirtschaftlichkeitsberechnungen	13
2.2.1 Vergleich der Investitionskosten	13
2.2.2 Vergleich der Betriebskosten	20
2.2.3 Übersicht zu Referenzkosten und Referenzerlösen anderer Energieträger.....	29
2.2.4 Vergleich der Gestehungskosten bzw. notwendigen Erlöse	30
3. AP 1: Gegenüberstellung der Wertschöpfungsketten für die Integration von Wasserstoff / Power-to-Gas	33
3.1 Begriffsdefinition.....	33
3.2 Methodik der Wirtschaftlichkeitsberechnung	34
3.3 Herangehensweise und Einzelmodellbetrachtung.....	36
3.4 Kombinationsmodellbetrachtung.....	37
3.5 Investitionskosten und Gestehungskosten der Kombinationsmodelle.....	39
3.5.1 Investitionskosten	39
3.5.2 Ermittlung der Wasserstoff-Gestehungskosten	39
3.5.3 Grenzkostenanalyse	42
3.6 Sensitivitätsbetrachtungen	42
4. AP 2: Ermittlung des Forschungs- und Entwicklungsbedarfes	44
5. AP 3: Wichtige Themen für Demonstrationsprojekte auf Grundlage der Erkenntnisse der Metastudie	45
6. Zusammenfassung	48
7. Weiterführende Ergebnisse aus der Diskussion / Workshop	53
Literaturverzeichnis	54
Anlagenverzeichnis	55

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht möglicher Komponenten für Wind-Wasserstoff-Systeme (NOW-Studie)	4
Abbildung 2: Übersicht möglicher Nutzungspfade von Power-to-Gas Anlagen (DVGW-Studie).....	4
Abbildung 3: Vergleich prognostizierter Strommengen und Verteilung in Stunden über das Jahr	7
Abbildung 4: Vergleich der brennwertbezogenen Wirkungsgradketten der Gesamtsysteme	9
Abbildung 5: Wind-Wasserstoff-System Typ G-1	14
Abbildung 6: Vergleich annuitätischer Investitionskosten	19
Abbildung 7: Vergleich spezifischer Investitionskosten (IK) für Kernkomponenten	20
Abbildung 8: Variantenauswahl der DVGW-Studie für den Vergleich der Betriebskosten	21
Abbildung 9: Variantenauswahl der NOW-Studie für den Vergleich der Betriebskosten	22
Abbildung 10: Vergleich der spezifischen <i>fixen</i> und <i>variablen</i> Betriebskosten	26
Abbildung 11: Übersicht zur Ermittlung von Referenzerlösen.....	29
Abbildung 12: Vergleich der Gestehungskosten bzw. notwendigen Erlöse	31
Abbildung 13: Wasserstoff-Gestehungskosten Kombinationsmodelle Industrie, Mobilität, Gasnetz.....	40
Abbildung 14: Kombinationsmodell „Chemische Industrie + Mobilität“ mit Nebenerlöspfaden.....	46

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Vergleich Wirkungsgrad und spezifischer Bedarf elektrischer Arbeit der Elektrolyse	10
Tabelle 2:	Übersicht und Vergleich der berücksichtigten Positionen der Investitionskosten	16
Tabelle 3:	Übersicht über berücksichtigte Positionen der Betriebskosten anhand zwei konkreter Beispiele.....	25
Tabelle 4:	Referenzkosten bzw. -preise für andere Energieträger	30
Tabelle 5:	Spezifische Investitionen des Elektrolyseurs (Auszug der Gesamtkostenstruktur).....	34
Tabelle 6:	Spezifische Gestehungskosten verschiedener Kombinationsmodellen (4.000 VLS / 20 EUR/MWh _{el} , Tabelle ist in Spalten zu lesen).....	41

Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

Afa	Absetzung für Abnutzung
BMU	Bundesministerium für Umwelt
EE	Erneuerbare Energien
ELY	Elektrolyse
f	folgende
F&E	Forschung und Entwicklung
ff	fortfolgende
Fn.	Fußnote
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GT	Gasturbinenkraftwerk
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
HD-Trailer	Hochdrucktrailer
H _i	Heizwert
H _s	Brennwert
n.b.	nicht berücksichtigt
Nm ³	Normkubikmeter
StromNEF	Stromnetzentgeltverordnung
UGS	Untergroundspeicher
VLS	Volllaststunden

Formel 1: Elektrischer Wirkungsgrad	10
Formel 2: Spezifischer Energiebedarf	11
Formel 3: Annuität	18

1. Einleitung und Zielstellung

Die Energie- und Verkehrswirtschaft sieht sich im Zusammenhang mit der Energiewende mit vielfältigen Herausforderungen konfrontiert. Mit dem Konzept „Power-to-Gas“ der Innovationsoffensive des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) ist der Energieträger Gas um das Element Wasserstoff ergänzt worden. Für die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) ist Wasserstoff ein zentrales Thema. Hierdurch entstehen natürliche Berührungspunkte beider Organisationen, die im Rahmen der vorliegenden „Metastudie zur Untersuchung der Potenziale von Wasserstoff für die Integration von Verkehrs- und Energiewirtschaft“ untersucht und konkretisiert werden.

In der Automobil- und Kraftstoffbranche wird auf Basis erneuerbarer Energien hergestellter Wasserstoff primär als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge betrachtet, während für die Erdgasindustrie die Einspeisung ins Erdgasnetz und die sich dadurch ergebenden vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten (Wärmemarkt, Rückverstromung, Gasmobilität) zentrale Anwendungsoptionen sind. Dabei verfolgen die jeweiligen Branchen unterschiedliche technologische und wirtschaftliche Strategien, die bislang noch nicht vergleichend und im Hinblick auf mögliche gemeinschaftliche Verwertungsperspektiven untersucht wurden.

Vor diesem Hintergrund wird in der vorliegenden Studie der in verschiedenen Wirtschaftssektoren geschaffene Stand des Wissens analysiert. Wesentliche verbleibende Wissenslücken im Hinblick auf den sektor-übergreifenden Einsatz auf Basis erneuerbarer Energien gewonnenen Wasserstoffs werden geschlossen. Konkret werden die Wertschöpfungsketten, technischen Gegebenheiten und Entwicklungserfordernisse, sowie wirtschaftlichen Perspektiven verschiedener Anwendungsfelder analysiert. Es wird dargelegt, wie die Integration von erneuerbarem Wasserstoff als klimaneutraler Energieträger optimiert werden kann, indem Synergiepotenziale zwischen stationärer Speicherung, Einsatz des Wasserstoffs als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge, als Industriegas und auch zur Nutzung als Erdgassubstitut erschlossen werden.

Im Zuge der Arbeit werden auch Themen für zukünftige Forschung und Entwicklung (F&E) sowie Demonstration ermittelt, die in Projekten von NOW und DVGW aufgegriffen werden könnten. Die Metastudie liefert auch Hinweise zu Sachverhalten, welche im Rahmen einer Fortsetzung des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) relevant werden könnten.

Die DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI) wurde mit der Erstellung und Durchführung der Studie beauftragt. In die Erstellung der Studie wurde die Firma MW-quadrat eingebunden. Der Firmeninhaber Martin Weiße befasst sich seit Jahren mit dem Thema Power-to-Gas und war bereits in die Planung und Umsetzung entsprechender Systeme (z.B. eines Wind-Wasserstoff-Systems in Grapzow) eingebunden.

In Abstimmung mit NOW und DVGW wurden durch die Studienersteller folgende Arbeitspakete definiert und bearbeitet:

AP 0: Vergleich zentraler Studien von NOW und DVGW zum Thema Integration von regenerativem Wasserstoff in Verkehrs- und Energiewirtschaft (kurz: Studienvergleich)

- Vergleich von Schwerpunkten, Ergebnissen und Handlungsempfehlungen der Studien
- Ableitung von Schnittstellen für eine Kooperation zwischen den Sektoren Energieversorgung und Mobilität
- Zusammenstellung konsensfähiger wirtschaftlicher Daten für die Komponenten gemeinsamer Wertschöpfungsketten

AP 1: Gegenüberstellung der Wertschöpfungsketten für die Integration von Wasserstoff / Power-to-Gas

- Identifizierung der für verschiedene Nutzungspfade erforderlichen Kernkomponenten und Zusammenstellung zu Wertschöpfungsketten
- Ermittlung aktueller Kosten für die Komponenten und Abschätzung der zukünftigen Kostensenkungspotenziale
- Analyse der Wirtschaftlichkeit der Wertschöpfungsketten insbesondere unter dem Gesichtspunkt gemeinsamer Nutzung von Komponenten für verschiedene Wertschöpfungsketten
- Identifizierung von Bottlenecks

AP 2: Identifizierung des Forschungs- und Entwicklungsbedarfes und Priorisierung nach dem Kostensenkungspotenzial sowie nach Bottlenecks in der Wertschöpfungskette

AP 3: Wichtige Themen für Demonstrationsprojekte auf Grundlage der Erkenntnisse der Metastudie (Grundlage AP 0 – 2)

- Ableitung von F&E- sowie Demonstrationsaufgaben
- Ideen zur Ausgestaltung künftiger Demonstrationsprojekte

In den folgenden Kapiteln sind die Methoden, Annahmen und Ergebnisse der Metastudie dargestellt. Der vorliegende Bericht dient hierbei als detaillierte Erläuterung der im Anhang beigefügten Ergebnispräsentation und verweist auf diesen Foliensatz (Langfassung).

2. AP 0: Studienvergleich

Dieses Kapitel sieht einen Studienvergleich zwischen der Studie „Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem“ (nachfolgend kurz: NOW-Studie) und der Studie „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“ (nachfolgend kurz: DVGW-Studie) vor. Hierdurch soll ein besseres Verständnis für die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff in der Mobilität sowie in der Gasbranche vermittelt werden.

Der Studienvergleich beschreibt die Annahmen sowie Methoden beider Studien und analysiert die Vergleichbarkeit der Forschungsergebnisse. Hierdurch ist es möglich, die Synergien beider Studien durch sich ergänzende Untersuchungsgegenstände und durch Gegenüberstellung der Gemeinsamkeiten und Unterschiede zu bewerten.

Ein Arbeitsschwerpunkt ist die Untersuchung von Studienteilen, die jeweils Forschungsgegenstand in beiden Arbeiten sind und damit eine vergleichende Betrachtungen ermöglichen. Auf eine wiederholende Darstellung von Inhalten der Studien, denen das inhaltliche Pendant in der anderen Studie jeweils fehlt (komplementäre Themen), wird nachfolgend verzichtet.

Im ersten Schritt des Studienvergleichs werden allgemeine Parameter, wie z.B. technische Wirkungsgrade und Strombezugsmengen, zusammengetragen und gegenübergestellt. Im Anschluss daran wird detailliert auf den Vergleich der Wirtschaftlichkeitsberechnungen eingegangen. Dies beinhaltet insbesondere die Zusammenstellung der Investitions- und Betriebskosten und den sich hieraus ableitenden Ergebnissen für die Gesteungskosten bzw. notwendigen Erlöse.

2.1 Allgemeines zu den Anlagenkonzepten

Die hier zu vergleichenden Studien untersuchen verschiedene Einsatzoptionen für Wasserstoff, der auf Basis erneuerbarer Energien per Wasserelektrolyse hergestellt wird.¹ Die Studien ähneln sich daher in ihrer grundsätzlichen Ausrichtung, zeigen jedoch im Detail diverse Unterschiede.

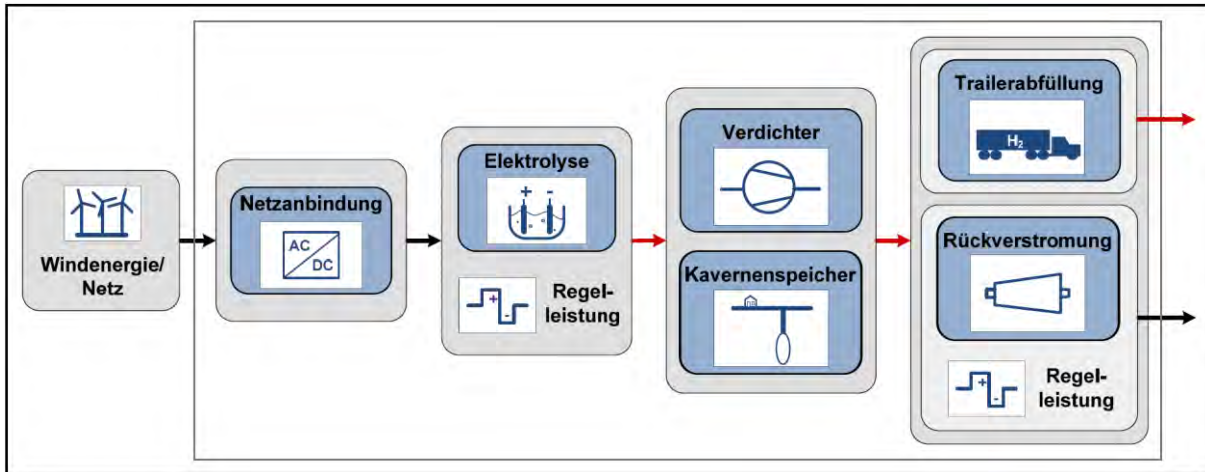
Die DVGW-Studie untersucht die Gesteungskosten von synthetischem Wasserstoff und Methan. Die NOW-Studie hingegen betrachtet schwerpunktmäßig optimierte Erlösmöglichkeiten von Wasserstoff, nicht jedoch von Methan. Der Studienvergleich konzentriert sich auf die Erzeugung von Wasserstoff, weil dies in beiden Studien untersucht wurde.

Die Untersuchung zeigt, dass beide Studien Nutzungsmöglichkeiten untersuchen, die komplementär sind, das heißt sich jeweils ergänzen. Die NOW-Studie untersucht die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge, zur Rückverstromung sowie zur Bereitstellung von positiver (und negativer) Regelleistung (Strom). Die untersuchten Systeme beinhalten eine saisonale Speicherung in einer Salzkaverne (Untergrundspeicher), eine

¹ Im sogenannten Power-to-Gas Verfahren wird unter Nutzung von elektrischer Arbeit und Wasser durch Elektrolyse Wasserstoff hergestellt. Als Nebenprodukt entsteht Sauerstoff. Der Wasserstoff kann ggf. durch Methanisierung in Methan umgewandelt werden. Hier handelt es sich um die Herstellung synthetischer Gase. Die Gase werden als erneuerbare Gase bezeichnet, wenn sie durch den Einsatz von elektrischer Arbeit aus regenerativer Erzeugung (z.B. Wind oder PV) hergestellt werden.

Rückverstromungseinheit² und eine Füllstation für Trailer (Bereitstellung von Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge). Die Abbildung 1 zeigt übersichtlich die enthaltenen Komponenten für Nutzungspfade, die in der NOW-Studie berücksichtigt sind.

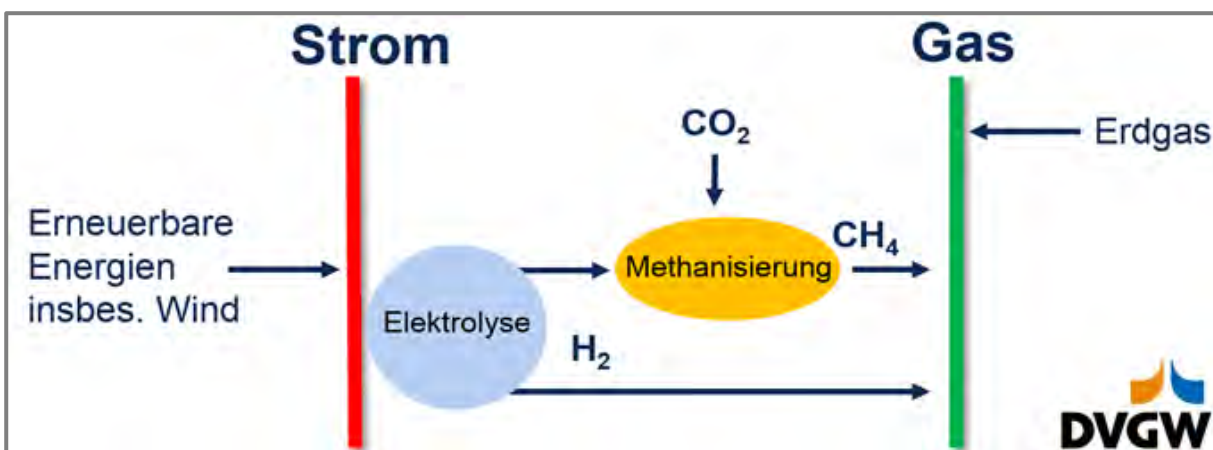
Abbildung 1: Übersicht möglicher Komponenten für Wind-Wasserstoff-Systeme (NOW-Studie)



Quelle: [1] S. 48 | Hinweis: Schwarze Pfeile stehen für elektrische Energie, rote Pfeile für Wasserstoff.

Die DVGW-Studie hingegen konzentriert sich auf hiervon abweichende Nutzungspfade. Im Schwerpunkt wird die Einspeisung ins Gasnetz betrachtet und die mögliche Zumischung von Wasserstoff zu Erdgas. Dies läuft im Ergebnis auf eine Nutzung als Brennstoff hinaus. Es handelt sich demnach um ein ggf. klimaneutral hergestelltes Gas zur teilweisen Substituierung von Erdgas. Die Studie betrachtet darüber hinaus mögliche Erlöse durch Wärmeauskopplung und Sauerstoffabsatz, ohne dies jedoch systemseitig detailliert zu untersuchen und in die Berechnung der Gestehungskosten zu integrieren.³

Abbildung 2: Übersicht möglicher Nutzungspfade von Power-to-Gas Anlagen (DVGW-Studie)



Quelle: Mit freundlicher Genehmigung des DVGW.

² Hier werden verschiedene Technologien betrachtet, wie z.B. Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, Gasturbinenkraftwerk, Gasmotoren, Niedertemperatur- und Hochtemperatur-Brennstoffzellen. Siehe [1] S. 94ff.

³ [2] S. 241

Beide Studien wählen verschiedene Prognosehorizonte für ihre Untersuchung, die DVGW-Studie bezieht sich auf das Jahr 2020, die NOW-Studie hingegen auf das Jahr 2030.

Im nächsten Kapitel wird genauer untersucht, welche Stromquellen und -mengen in den Studien angenommen werden und über welche Dauer dieser Strom jährlich verfügbar ist, um erneuerbaren Wasserstoff zu erzeugen.

2.1.1 Stromquellen, -mengen und Dauer der Verfügbarkeit

Die Konzipierung der Wasserstoffsysteme erfolgt in beiden Studien unter Nutzung von Strom aus regenerativer Erzeugung wie zum Beispiel Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA).

Die Anlagenkonzepte der NOW-Studie werden weitestgehend mit Überschussstrom betrieben. Hierunter wird die Menge elektrischer Arbeit aus regenerativer Erzeugung verstanden, die die Stromnachfrage übersteigt und aufgrund fehlender Übertragungskapazitäten im Stromnetz nicht transportiert werden kann. Hinzu kommt die elektrische Arbeit, die aus fossil befeuerten Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung stammt, die wärmegeführt betrieben werden („must-run“ Kapazitäten). Der nicht-regenerative Anteil aus „must-run“ Kapazitäten bleibt jedoch gering.⁴

Die Bestimmung der überschüssigen elektrischen Arbeit im Jahr 2030 erfolgt durch Simulation des deutschen Strommarktes in dem Strommarktmodell PowerACE, wobei die folgenden Variablen Eingang in die Ergebnisse gefunden haben:⁵

- Ausbau der Erneuerbaren Energien,
- Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks,
- Übertragungskapazitäten für Strom zwischen den Zonen,
- Preisentwicklung von Brennstoffen,
- Preisentwicklung von CO₂-Zertifikaten und
- Entwicklung der Stromnachfrage.

Die NOW-Studie untersucht genauer die Nutzung von regenerativen Überschüssen elektrischer Arbeit im Norden Deutschlands und unterscheidet hierfür drei verschiedene Zonen (Nordwest Zone, Nordost Zone, verbleibendes Gebiet in Deutschland).⁶ Hieraus kann abgeleitet werden, dass sich die Betrachtung auf physisch vorhandenes Überangebot konzentriert, es erfolgt keine bilanzielle Betrachtung.

Die DVGW-Studie betrachtet die verfügbare elektrische Arbeit an drei verschiedenen Standorten. Hieraus werden Anlagenkonzepte, insbesondere Anlagengrößen abgeleitet, um die mögliche Aufnahmekapazität des Gasnetzes für Wasserstoff zu bestimmen. An den gewählten Standorten werden die Strommengen aus regenerativer Erzeugung im Jahr 2020 prognostiziert.⁷ Es handelt sich jeweils um prognostizierte Mengen, die an Netzsammelpunkten erwartet werden:

⁴ [1] S. 23

⁵ [1] S. 24f

⁶ [1] S. 30

⁷ Die Prognose basiert auf öffentlich zugänglichen Daten am Fraunhofer IWES. [2] S. 137.

- beim ersten und zweiten Standort aus einem Onshore Windparkverbund in Schleswig-Holstein,⁸
- beim dritten aus mehreren Onshore Windenergieanlagen (zzgl. geringer Mengen aus Photovoltaik und Biomasse) in Brandenburg und
- beim vierten Standort aus mehreren Photovoltaikanlagen in Baden-Württemberg.⁹

Darüber hinaus wurden Annahmen für die Kappungsgrenzen in Rücksprache mit den örtlichen Stromnetzbetreibern erarbeitet.

Ähnlich wie in der NOW-Studie wird Überschussstrom (kurz: Überschuss) zum Betrieb der Elektrolyse eingesetzt. Auch hier handelt es sich um den Anteil an elektrischer Arbeit, welcher regenerativ erzeugt aber unter Berücksichtigung der regionalen Stromlast und der durch die Stromnetzbetreiber definierten maximalen Aufnahmekapazität des am Standort vorhandenen Stromnetzes (Kappungsgrenze) nicht in dieses eingespeist werden kann.¹⁰ Die gesamtdeutsche Stromerzeugung sowie -nachfrage bleibt nach dieser Definition unberücksichtigt.

Die DVGW-Studie legt die Elektrolyseanlagen zusätzlich unter Nutzung eines sogenannten Energiebands (kurz: Band) aus. Das Band beschreibt den Anteil an elektrischer Arbeit aus regenerativer Erzeugung, der an dem jeweiligen Netzsammelpunkt für den Elektrolysebetrieb zur Verfügung steht.¹¹

Die folgende Abbildung 3 stellt die jährlich verfügbaren Mengen elektrischer Arbeit aus regenerativer Erzeugung in absoluten Zahlen gegenüber (grüne Balken). Der Überschussstrom ist ebenfalls dargestellt (blaue Balken). Die dunkelblaue Linie beschreibt die Verteilung der jährlichen Strommengen, die für die Elektrolyse genutzt werden, in Volllaststunden (VLS). Für die NOW-Studie beziehen sich die VLS auf die Überschussmengen (blaue Balken), nicht jedoch auf die absolut verfügbare Strommenge (grüne Balken). In dieser Studie werden zwei verschiedene Szenarien (moderat und ambitioniert)¹² untersucht, die beide in der graphischen Auswertung enthalten sind.

⁸ Der erste und zweite Standort unterscheidet sich durch die Kapazität der Gasleitung, nicht jedoch hinsichtlich der verfügbaren Strommengen, weshalb diese Standorte hier gemeinsam betrachtet werden.

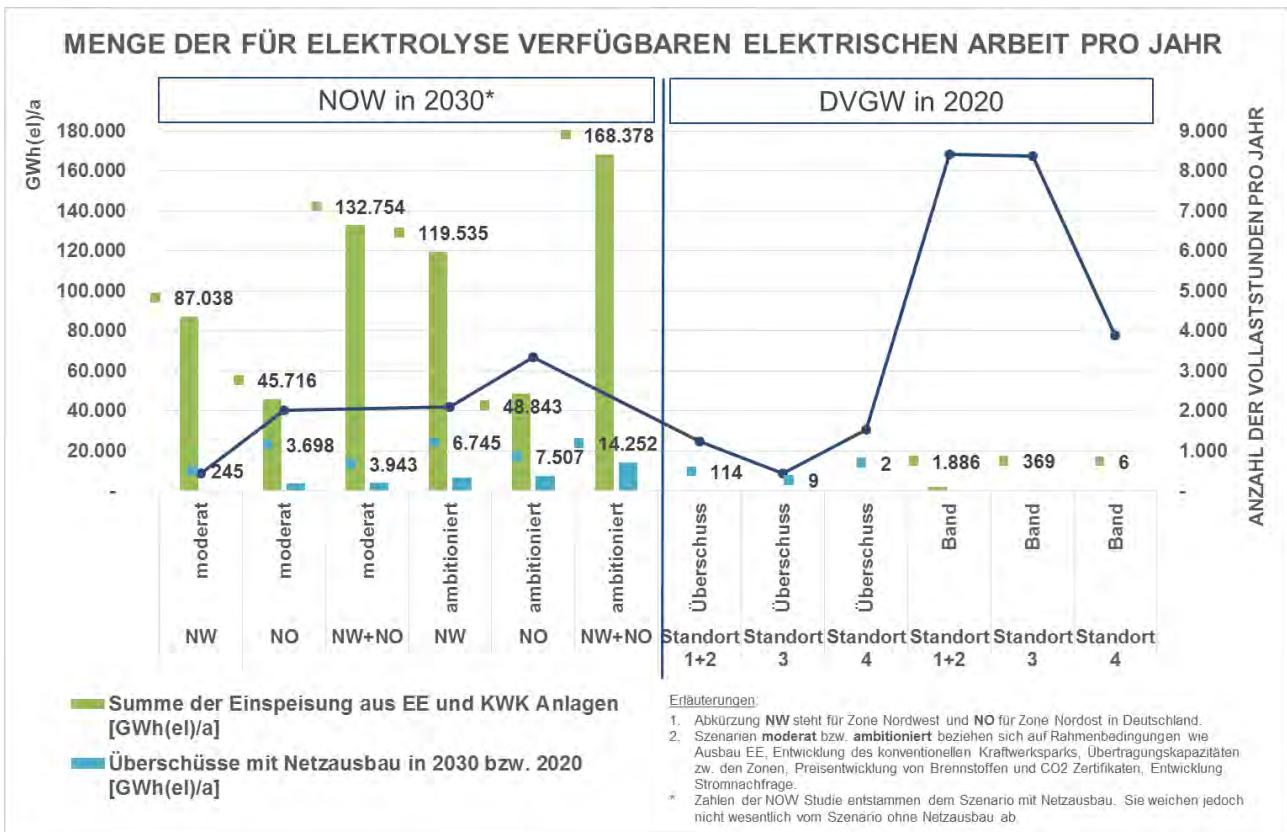
⁹ [2] S. 136

¹⁰ [2] S. 136. Mit folgender Einschränkung: Der Anteil elektrischer Energie (nach Abzug regionaler Stromlast und Kappungsgrenze) vom Energieüberschuss muss einen Bereich zwischen 20 – 100 Prozent der installierten elektrischen ELY-Leistung zur Inbetriebnahme des ELY erreichen (Betriebsspannweite).“

¹¹ [2] S. 137 mit der Einschränkung wie oben Fn. 10.

¹² Szenarien **moderat** bzw. **ambitioniert** beziehen sich auf Rahmenbedingungen wie Ausbau EE, Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, Übertragungskapazitäten zwischen den Zonen, Preisentwicklung von Brennstoffen und CO₂-Zertifikaten, Entwicklung Stromnachfrage.

Abbildung 3: Vergleich prognostizierter Strommengen und Verteilung in Stunden über das Jahr



Quelle: Eigene Darstellung nach [1] S. 182 Stromüberschüsse aus dynamischer Simulation unter der Annahme „mit Netzausbau“¹³ und eigene Berechnung nach [2] S. 140 ff. aus den maximal zu erzeugenden Mengen Wasserstoff¹⁴

Es lässt sich festhalten, dass bedingt durch die regionale Betrachtung in der NOW-Studie, die Stromeinspeisemengen aus regenerativer Erzeugung (siehe grüne Balken) deutlich größer sind als in der DVGW-Studie, die Netzknotenpunkte heranzieht. Hinzu kommt der abweichende Prognosehorizont (2020 bzw. 2030). Überdies lassen sich die Annahmen zum Ausbau regenerativer Stromerzeugungsanlagen und Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks beider Studien mangels entsprechender Angaben in den Studien nicht vergleichen.

Die Verteilung der möglichen Stunden pro Jahr, in denen Strom für die Elektrolyse zur Verfügung steht (siehe dunkelblaue Linie), schwanken in der NOW-Studie zwischen 443 und 3.349 Stunden, wobei sie in der Nordostzone deutlich höher sind. (Die höheren Überschussmengen resultieren unter Umständen aus einer geringeren Stromnachfrage in der Nordostzone. Diese Annahme lässt sich jedoch nicht validieren.) Die Dauer der Phasen mit Stromüberschüssen pro Jahr ist in der NOW-Studie, insbesondere für die Nordostzone, höher als für die betrachteten Netzsammelpunkte der DVGW-Studie. Die Werte in der DVGW-Studie schwanken zwischen 431 und 1.527 Stunden pro Jahr.

¹³ [1] S. 38f. „Mit Netzausbau“ bedeutet in der NOW-Studie, dass ein Teil des in der dena-Netzstudie II geforderten Ausbaus umgesetzt wird. Es wird angenommen, dass bis 2020 ein Viertel und bis 2030 die Hälfte des dort ermittelten zusätzlich erforderlichen Übertragungsbedarfs zugebaut wird.

¹⁴ Die Berechnung erfolgt anhand der Wasserstoffmengen, dem Brennwert von Wasserstoff von 3,54 kWh/m³ und dem spezifischen Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 5 kWh/m³.

Im folgenden Kapitel werden die Wirkungsgrade verschiedener Systeme miteinander verglichen.

2.1.2 Wirkungskadketten der Gesamtsysteme und der Elektrolyse

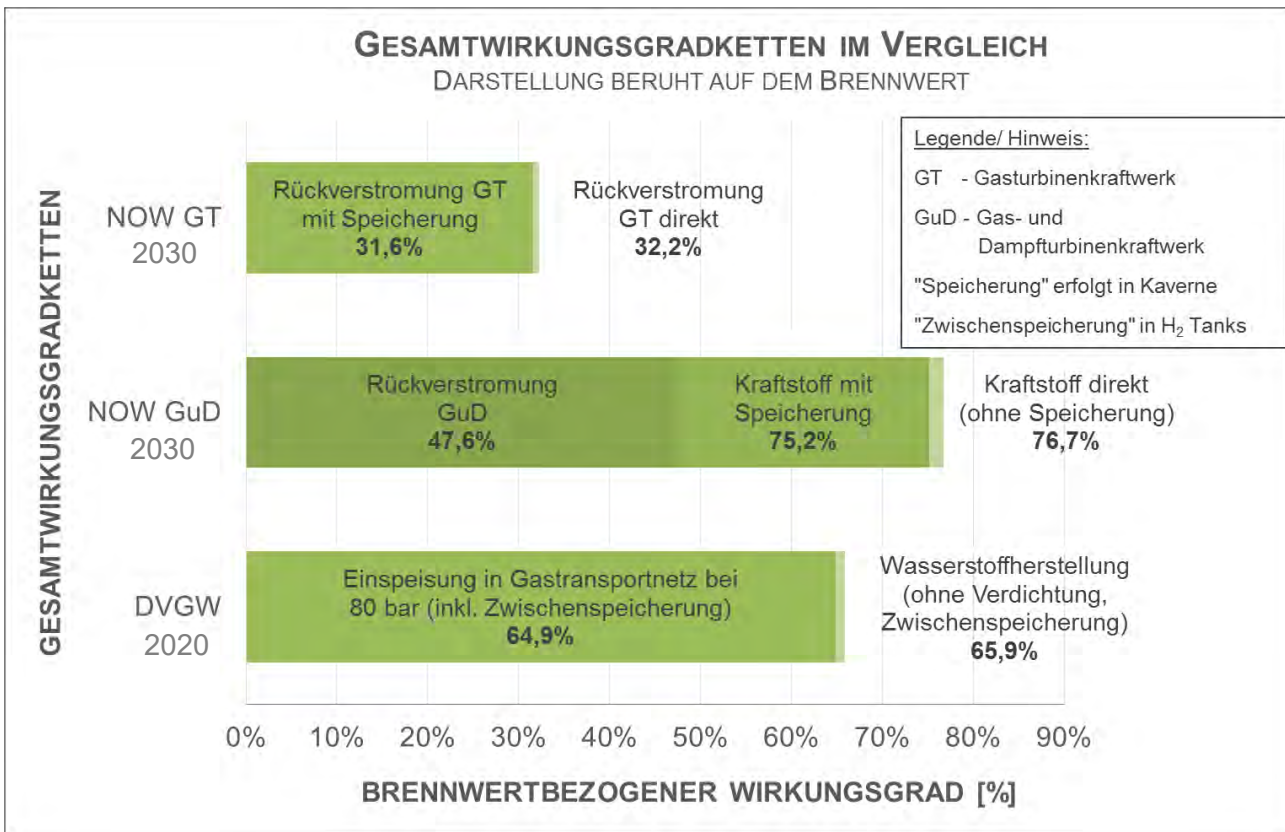
Die Wirkungsgrade der Wind-Wasserstoff-Systeme und der Power-to-Gas Anlagen werden zunächst für das gesamte System, d.h. für die Wasserstoffherstellung und nachfolgende Prozessschritte gegenübergestellt. Im nächsten Schritt werden die der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu Grunde liegenden Wirkungsgrade verglichen, die in beiden Studien von denen der Gesamtsysteme (nach oben) abweichen. Die DVGW-Studie stellt auf den Wirkungsgrad der Elektrolyse (nicht des Gesamtsystems) ab.¹⁵

2.1.2.1 Wirkungskadketten der Gesamtsysteme

Beide Studien betrachten die Gesamtwirkungskadketten, wobei der Wirkungsgrad davon abhängt, welcher Nutzung der Wasserstoff zugeführt wird. Die nachfolgende Abbildung 4 vergleicht die Ergebnisse der brennwertbezogenen Wirkungskadketten für die Gesamtsysteme von zwei verschiedenen Varianten der NOW-Studie mit dem System der DVGW-Studie.

¹⁵ Gleiches gilt unter Umständen für die NOW-Studie, lässt sich jedoch nicht verifizieren. Objektiv kann lediglich festgestellt werden, dass die Wirkungsgrade in der Wirtschaftlichkeitsberechnung höher sind als die Werte in der Darstellung der Gesamtwirkungskadketten.

Abbildung 4: Vergleich der brennwertbezogenen Wirkungsgradketten der Gesamtsysteme



Quelle: Eigene Darstellung nach [1] S. 159 Wirkungsgrade des Gesamtsystems und [2] S. 134 Wirkungsgradketten. Werte der NOW-Studie sind auf brennwertbezogene Wirkungsgrade umgerechnet.

In einem der zwei Systeme aus der NOW-Studie wird die Wasserstoffherstellung zur alleinigen Rückverstromung in einem Gasturbinenkraftwerk (NOW GT) betrachtet. Die unterstellten Wirkungsgrade hierfür betragen ca. 32 Prozent, selbst bei Berücksichtigung der Speicherung des Gases in einer Kaverne. In dem zweiten System wird sowohl Kraftstoff bereitgestellt als auch mittels Wasserstoffverbrennung in einem Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) Strom produziert (sogenannte Rückverstromung). Wird Wasserstoff stofflich genutzt, d.h. als Kraftstoff, so betragen die Wirkungsgrade in der NOW-Studie 77 Prozent ohne Speicherung und ca. 75 Prozent mit Speicherung des Gases in der Kaverne. Wird Wasserstoff über ein GuD Kraftwerk verstromt, so sinkt der Wirkungsgrad auf ca. 48 Prozent.

Die DVGW-Studie betrachtet ausschließlich die stoffliche Nutzung des Wasserstoffs. Von der Herstellung von Wasserstoff bis zu dessen Einspeisung ins Gastransportnetz, einschließlich Zwischenspeicherung (Pufferung), wird ein Wirkungsgrad von ca. 65 Prozent (inkl. Verdichtung auf 80 bar) angenommen. Der Systemwirkungsgrad für die Wasserstoffherstellung ohne Verdichtung und Pufferung beträgt einen Prozentpunkt mehr (ca. 66 Prozent).

Es lässt sich festhalten, dass sich beide Studien in den angenommenen Systemwirkungsgraden für die Wasserstoffherstellung und stoffliche Nutzung um ca. 10 Prozentpunkte unterscheiden, die NOW-Studie erwartet im Jahr 2030 einen brennwertbezogenen Wirkungsgrad von ca. 75 Prozent und die DVGW-Studie im Jahr 2020 von ca. 65 Prozent. Da sich die avisierte Nutzung des erzeugten Wasserstoffs in den Studien unterscheiden, diese jedoch einen entscheidenden Einfluss auf die Systemwirkungsgrade hat, kann eine Gleichsetzung der Wirkungsgrade nicht pauschal erfolgen.

2.1.2.2 Wirkungsgrade der Elektrolyse in der Wirtschaftlichkeitsberechnung

In Ergänzung zu den soeben dargestellten Gesamtwirkungsgraden betrachten beide Studien die Wirkungsgrade der Elektrolyse. Auf diesen Wirkungsgraden beruhen die Wirtschaftlichkeitsberechnungen. Die Wirkungsgrade der Elektrolyse und der spezifische Bedarf an elektrischer Arbeit der Elektrolyse werden in folgender Tabelle 1 gegenübergestellt. Die Werte unterscheiden sich von den oben in Abbildung 4 ermittelten Systemwirkungsgraden. Der Wirkungsgrad der NOW-Studie bezieht sich auf die Elektrolyseanlage (inkl. Nebenaggregate) auf Basis des mittleren Wirkungsgrades über die Lebensdauer des Stacks.¹⁶ Die Wirkungsgrade der DVGW-Studie erfassen ausschließlich den Wirkungsgrad des Elektrolysestacks selbst, Nebenaggregate bleiben unberücksichtigt. Für die verbesserte Vergleichbarkeit sind die jeweils anzuwendenden Wirkungsgrade bezogen auf den Heizwert (H_i) und Brennwert (H_s) gegenüber gestellt.

Tabelle 1: Vergleich Wirkungsgrad und spezifischer Bedarf elektrischer Arbeit der Elektrolyse

Studie	Horizont	Heizwert- bezogener Wirkungs- grad	Brennwert- bezogener Wirkungs- grad	Heizwert H_2	Brennwert H_2	spezifischer Energiebedarf der ELY
		η_{H_i} [-]	η_{H_s} [-]	H_{i,H_2} [kWh/m ³]	H_{s,H_2} [kWh/m ³]	[kWh _{el} /m ³ H ₂]
NOW	2030	0,70	0,82*			4,3* ●
DVGW <i>konservativ</i>	2020	0,63*	0,74*			4,8
DVGW <i>optimistisch</i>	2020	0,67*	0,79*	3,00	3,54	4,5
DVGW <i>zukünftig</i>	2020	0,70*	0,82*			4,3 ●

Quelle: Eigene Berechnungen sind mit * gekennzeichnet. Eigene Darstellung nach [1] S. 62, 72 und [2] S. 235.

Beide Studien weisen methodische Unterschiede auf, was die Wirkungsgradbetrachtung (Elektrolyse) in der Wirtschaftlichkeitsberechnung betrifft. Die NOW-Studie gibt heizwertbezogene Wirkungsgrade und die DVGW-Studie den spezifischen Energiebedarf der Elektrolyse an, die sich nicht unmittelbar vergleichen lassen, so dass die Werte in der Tabelle 1 nachfolgend erläutert werden.

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse ist definitionsgemäß die Menge an erzeugter chemischer Energie, die der aufgewendeten elektrischen Leistung gegenübersteht, wie Formel 1 zeigt.

Formel 1:

$$\eta = \frac{q_{chem}}{q_{el}}$$

η Wirkungsgrad der Elektrolyse

q_{chem} spezifischer chemischer Energiegehalt des erzeugten Wasserstoffs [kWh_{H₂}/m³ H₂]

q_{el} spezifischer Bedarf elektrischer Arbeit für Elektrolyse [kWh_{el}/m³ H₂]

¹⁶ [1] S. 160. Degradation ist berücksichtigt.

Der chemische Energiegehalt kann dabei entweder durch den Heizwert oder den Brennwert gegeben sein. So ist in der NOW-Studie zum Beispiel für die Elektrolyse ein Wirkungsgrad von 70 Prozent bezogen auf den Heizwert angegeben.¹⁷

In der DVGW-Studie findet sich, statt eines Wirkungsgrades, eine Angabe zum spezifischen Energiebedarf der Elektrolyse.¹⁸ Mit den in der NOW-Studie enthaltenen Angaben lässt sich jedoch der spezifische Energiebedarf berechnen, sodass eine Vergleichbarkeit hergestellt werden kann.

Der spezifische Energiebedarf ist die Menge an elektrischer Energie, die eingesetzt werden muss, um einen Normkubikmeter (Nm^3) Wasserstoff zu erzeugen (siehe Formel 2).

Formel 2:

$$w = \frac{Q_{el}}{V_{H_2}} = \frac{P_{el} \cdot t}{\dot{V}_{H_2} \cdot t}$$

w	spezifischer Bedarf elektrischer Arbeit für Elektrolyse [$\text{kWh}_{el} / \text{Nm}^3_{H_2}$]
Q_{el}	elektrische Arbeit für Elektrolyse [kWh_{el}]
V_{H_2}	Wasserstoffvolumenstrom [Nm^3]
P_{el}	elektrische Nennleistung [kW_{el}]
t	Dauer [h]
\dot{V}_{H_2}	stündlich produzierte Menge an H_2 [Nm^3/h]

In der NOW-Studie wird eine verfügbare Modulgröße von 5 MW_{el} und eine Produktionsrate des Moduls von 1.167 Nm^3/h angenommen.¹⁹ Mit Hilfe dieser Angaben kann der spezifische Energiebedarf berechnet werden. Er ergibt sich zu:

$$w = \frac{5000 \text{ kW} \cdot 1 \text{ h}}{1.167 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \cdot 1 \text{ h}} = 4,28 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3}$$

Die Kalkulation korreliert mit der Angabe des heizwertbezogenen Wirkungsgrades von 70 Prozent in der NOW-Studie, wie die folgende Berechnung zeigt:

$$\eta = \frac{q_{chem}}{q_{el}} = \frac{H_{i,H_2}}{w} = \frac{3 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3}}{4,28 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3}} = 0,7$$

Legt man denselben Heizwert auch für den spezifischen Energiebedarf der DVGW-Studie zu Grunde, ergeben sich die Wirkungsgrade wie oben in Tabelle 1 dargestellt. Da in der Erdgasbranche jedoch üblicherweise mit dem Brennwert von Wasserstoff gerechnet wird, sind der Vollständigkeit halber auch die brennwertbezogenen Wirkungsgrade in der vorliegenden Studie berechnet.²⁰

Die unterschiedliche Berechnung, für die NOW-Studie heizwertbezogen und für die DVGW-Studie brennwertbezogen, erklärt sich durch die unterschiedlichen Nutzendefinitionen für die jeweils

¹⁷ [1] S. 71f

¹⁸ Die DVGW-Studie legt der Berechnung der Gestehungskosten nicht den Wirkungsgrad, sondern den spezifischen Energiebedarf zugrunde. Dieser entstammt mittleren Herstellerangaben.

¹⁹ [1] S. 75

²⁰ Rahmendaten für die Berechnung der Gestehungskosten einschließlich des Brennwertes siehe [2] S. 237.

gewählte Verwendung des Wasserstoffs (Einsatz als Kraftstoff in Brennstoffzelle vs. Einsatz als Brennstoff z.B. zum Heizen). Der Wirkungsgrad entspricht dem Verhältnis von Nutzen zum Aufwand. Im Nutzungspfad Mobilität (Kraftstoff) entspricht der Nutzen dem Heizwert. Bei der Einspeisung ins Gasnetz wird der Nutzen, wie für Erdgas üblich, durch den Brennwert angegeben.

Fazit für die Wirkungsgrade der Elektrolyse der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Die aus Angaben der Studien berechneten brennwertbezogenen Wirkungsgrade zeigen eine hohe Bandbreite von 74 Prozent (im DVGW Szenario konservativ) bis zu 82 Prozent (im DVGW Szenario Zukunft und in der NOW-Studie). Der Wirkungsgrad der NOW-Studie bezieht sich auf die Elektrolyseanlage (inkl. Nebenaggregate) auf Basis des mittleren Wirkungsgrades über die Lebensdauer des Stacks.²¹ Die in der obigen Tabelle 1 dargestellten Wirkungsgrade der DVGW-Studie betrachten ausschließlich den Wirkungsgrad des Elektrolysestacks selbst. Die Nebenaggregate bleiben unberücksichtigt. Dies führt im Ergebnis zu Ungenauigkeiten.

Es lässt sich feststellen, dass der spezifische Energiebedarf für den Elektrolysebetrieb in der NOW-Studie mit dem des „zukünftigen Szenario“ der DVGW-Studie übereinstimmt. Dies entspricht einem brennwertbezogenen Wirkungsgrad von 82 Prozent und einem heizwertbezogenen Wirkungsgrad von 70 Prozent.

Nach der bis hierher erfolgten Auswertung grundlegender Aspekte beider Studien schließt sich im nächsten Abschnitt der Vergleich der Wirtschaftlichkeitsberechnung an.

²¹ [1] S. 160. Degradation ist berücksichtigt.

2.2 Vergleich der Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Beide Studien ermitteln die Wirtschaftlichkeit der jeweils betrachteten Systeme. Nicht nur die Systeme unterscheiden sich in ihrer Konzeption in den Studien; auch die Berechnungen selbst weisen grundsätzliche Unterschiede auf. Während die NOW-Studie eine Kosten- und Erlösrechnung vornimmt sowie mit einer Modellierung den optimalen Einsatz des Systems untersucht und hierbei verschiedene Erlösmöglichkeiten mit der Hauptnutzung von Wasserstoff als Kraftstoff zulässt, ermittelt die DVGW-Studie die Gestehungskosten für den Einsatz als Brennstoff zur Einspeisung in das Erdgasnetz. Trotz vielfältiger Unterschiede weisen die Studien zahlreiche Ähnlichkeiten in der Detailbetrachtung der

- Investitionskosten,
- Betriebskosten,
- Referenzkosten und
- Gestehungskosten / notwendigen Erlöse auf.

Hierauf wird in den folgenden Kapiteln näher eingegangen.

2.2.1 Vergleich der Investitionskosten

Beide Studien untersuchen zunächst generalisierend verschiedene Systemkonzepte. Die Berechnung der Investitionskosten wird in der NOW-Studie für ein ausgewähltes Wind-Wasserstoff-System durchgeführt. Die DVGW-Studie hingegen betrachtet eine Vielzahl von Power-to-Gas Systemen, nur einige ausgewählte Systeme werden in den Vergleich aufgenommen. In der nachfolgenden Vorbetrachtung werden die Auswahl und weitere Aspekte erläutert, die für den sich anschließenden Vergleich der Investitionskosten von Bedeutung sind.

2.2.1.1 Vorbetrachtung zum Vergleich der Investitionskosten

Die DVGW-Studie unterscheidet in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vier verschiedene Leistungsgrößen der Elektrolyseure in den Anlagenkonzepten:

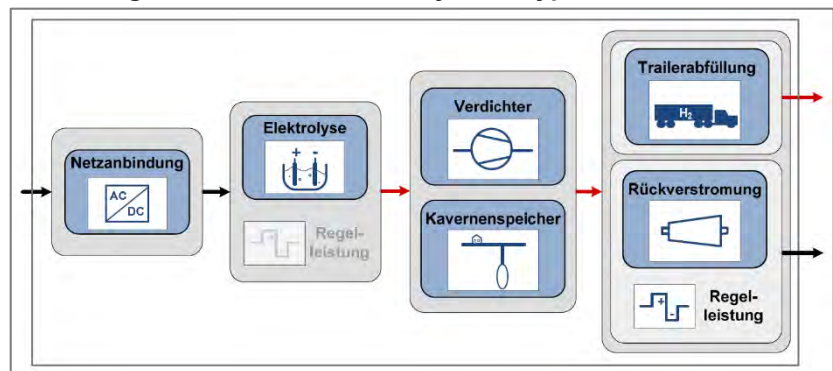
- 900 kW_(el, ELY)
- 2.700 kW_(el, ELY)
- 5.400 kW_(el, ELY)
- 144.000 kW_(el, ELY)

Hieraus resultieren vier verschiedene Anlagenkonzepte, die in ihrer Ausgestaltung auf die Leistungsklasse des Elektrolyseurs ausgerichtet sind, und allesamt in den Vergleich der Investitionskosten einbezogen werden.

Die DVGW-Studie unterscheidet weiterhin drei verschiedene Szenarien *konservativ*, *optimistisch* und *zukünftig*.²² Für den hier vorliegenden Vergleich wird das mittlere Szenario *optimistisch* aus der DVGW-Studie als Grundlage herangezogen. Im *optimistischen* Szenario wird der Einsatz neuer Technologie unterstellt, das technische Risiko als moderat eingestuft und entsprechend längere Abschreibungszeiträume angenommen. Die Abschreibungszeiträume orientieren sich nicht nur am technologischen Risiko, sondern auch an Vorgaben der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und an den amtlichen Abschreibungstabellen (kurz: Afa-Tabellen) für Anlagengüter.²³ Die Investitionskosten sind in Anlehnung an die Annuitätenmethode nach der VDI-Richtlinie 2067 berechnet.²⁴ Für den nachfolgend angestellten Vergleich wird dieses Vorgehen nicht übernommen und stattdessen auf eine einfache Annuitätenrechnung zurückgegriffen, um so eine erhöhte Transparenz und Nachvollziehbarkeit zu gewährleisten.

Die Simulation der NOW-Studie beruht auf den Investitionskosten für das Wind-Wasserstoff-System vom Typ G-1, d.h. diese Studie beschränkt die Untersuchung auf ein Anlagenkonzept, das entsprechend für den Vergleich der hier vorliegenden Studie herangezogen wird. Die Komponenten und Funktionalitäten sind rechts graphisch dargestellt. Die Kenndaten des Systemtyps G-1 sind:²⁵

Abbildung 5: Wind-Wasserstoff-System Typ G-1



Quelle: [1] S. 57

- Nennleistung ELY 500 MW_(el)
- Speicherung in Kaverne mit AGV_(H2) 4.000 t_(H2)
- Leistung des Kraftwerks (Rückverstromung) 270 MW_(el)
- Abfüllstation mit 100 Stellplätzen für Trailer

Die NOW-Studie greift ebenfalls auf die amtliche Afa-Tabelle für „Energie- und Wasserversorgung“ zurück und orientiert sich an der Nutzungsdauer für Untergrundspeicher, die mit 33 Jahren angegeben sind. Daher wird für das gesamte Wind-Wasserstoff-System eine Nutzungsdauer von 30 Jahren angenommen. In Abweichung hiervon, wird für das GuD Kraftwerk eine Nutzungsdauer von 20 Jahren unterstellt.²⁶

Keine der beiden Studien berücksichtigt inflationsbedingte Kostensteigerungen, entsprechend liegt den Kalkulationen der nominale Zinssatz nicht jedoch der reale Zinssatz zu Grunde.²⁷ Dieser Ansatz

²² Übersicht der drei Szenarien siehe [2] S. 235f
²³ [2] S. 233
²⁴ [9]
²⁵ [1] S. 61.
²⁶ [1] S. 160
²⁷ [2] S. 236, [1] S. 160f

mindert Prognoserisiken (Inflation) und wird daher auch für den Vergleich der verschiedenen Kosten in der vorliegenden Studie beibehalten.²⁸

2.2.1.2 Investitionskosten

Die in den Investitionskosten berücksichtigten Positionen einschließlich den jeweiligen Abschreibungszeiträumen der jeweils ausgewählten Systeme werden gegenüber gestellt. Anschließend werden die Investitionskosten zunächst durch eine spezifische Annuitätenrechnung und im nächsten Schritt anhand der spezifischen Investitionskosten miteinander verglichen.

Die nachfolgende Tabelle 2 zeigt die in beiden Studien berücksichtigten Positionen der Investitionskosten. In der DVGW-Studie sind Positionen für die Einspeisung ins Gasnetz enthalten. Diese Positionen sind in grauer Schrift dargestellt, da sie in den zahlenmäßigen Vergleich der Investitionskosten nicht einfließen. Diese Kosten werden in der DVGW-Studie als wälzfähige Kosten bezeichnet und nicht vom Anlagenerbauer, sondern vom Netzbetreiber getragen, § 33 Abs. 1 GasNZV.²⁹ Positionen, die bedingt durch die Anlagenkonzeption nicht enthalten sind, wie die Kaverne in der DVGW-Studie, sind mit der Bemerkung „entfällt“ gekennzeichnet.

²⁸ [8] Seite 159. Bei der Investitionskostenrechnung zur konkreten Projektumsetzung hingegen sind die inflationär bedingten Kostensteigerungen zu berücksichtigen.

²⁹ Siehe auch [2] S. 233. Die Kosten für den Gasnetzanschluss von Biogaskunden sind vom Netzbetreiber zu 75 Prozent zu tragen. Der Anlagenbetreiber übernimmt 25 Prozent. Die Unterstellung von wälzfähigen Kosten mit einem Anteil von 100 Prozent für den Vergleich der Investitionskosten führt im Ergebnis zu Ungenauigkeiten.

Tabelle 2: Übersicht und Vergleich der berücksichtigten Positionen der Investitionskosten

	NOW Positionen	Abschreibungszeitraum [a]		DVGW Positionen	
		NOW	DVGW		
Elektrolyse	Elektrolyse (60 bar)	30	20	Elektrolyse (Alkali 30 bar)	
			15	Wasseraufbereitung	
			20	O ₂ -Entfernung	
			20	Wärmeübertrager vor O ₂ -Entfernung	
			15	Endtrocknung	
			20	Rohrleitungstechnik und Armaturen	
			15	MSR	
			20	Montagematerial	
Einspeisung ins Gasnetz	entfällt	entfällt	15	Endverdichtung H ₂	
			20	Einspeiseanlage	
			20	Odorierungsanlage	
			20	Netzanschluss	
Pufferspeicher	H ₂ Pufferspeicher	30	20	H ₂ Pufferspeicher 30 bar	
Netzanbindung	Transformator für Netzkupplung	30	20	Trafo + Kabel	
	Gleichrichtereinheit für Elektrolyse		20	Elektrotechnik	
	Transformator für Mittelspannung		entfällt	entfällt	
Gemeinkosten (Investition in Grundstück + Gebäude + Erschließung, Projektierung, Reserve)	Grundstück	30	n.b.	nicht berücksichtigt	
	Gebäude	30	20	Stahlbau	
				Bünnen	
				Isolierung	
				Anstrich	
				Lärmschutz	
				Fundamente	
				Aushub	
				Hülle Maschinen / Elektrolyse / Tanks	
				Sozialgebäude, Werkstätten, Garagen	
				Zaun etc.	
				Befestigung (z.B. Straßen)	
				Umweltausgleichsmaßnahmen	
				Steuerung/Sicherheitseinrichtung	nicht berücksichtigt
				Projektierung	nicht berücksichtigt
				Reserve	Teuerung
	Unvorhergesehenes				
	Transport				
	Montage				
	Baustelleneinrichtung				
	Versicherungen für Bauabschnitte				

	NOW Positionen	Abschreibungszeitraum [a]		DVGW Positionen
		NOW	DVGW	
Kaverne	Erstellung	33	entfällt	entfällt
	Kissengas			
	Messstation			
	Verdichter			
	Druckreduzierung			
	Trocknungsanlage			
	Infrastruktur OTA			
Reserve				
GuD Kraftwerk 270 MW(e)		20	entfällt	entfällt
Füllstation für HD-Trailer	Verdichter	30	entfällt	entfällt
	Stellplätze, Gebäude, Erschließung, Verrohrung, etc.			

Quelle: Eigene Darstellung nach [1] und [2]³⁰

Fazit: Die Berechnung der Investitionskosten beruht auf verschiedenen Herangehensweisen. Die Systeme weisen in der Wahl der Komponenten (siehe Tabelle 2) und auch in der Dimensionierung grundsätzliche Unterschiede auf (siehe oben Abschnitt 2.2.1.1). Beide Studien berücksichtigen die Investitionskosten über eine Annuitätenberechnung und ähneln sich in diesem Ansatz methodisch.³¹ Der jeweils gewählte Zinssatz ist mit sieben³² bzw. acht³³ Prozent ebenfalls ähnlich. Beide Studien unterstellen eine hundertprozentige Fremdkapitalfinanzierung, da weder Eigenkapital erwähnt noch ein Gesamtkostenkapitalzinssatz berechnet wird.

Die Abschreibungszeiträume weichen deutlich voneinander ab. Die NOW-Studie kalkuliert den Abschreibungszeitraum allgemein auf 30 Jahre und abweichend für das Kraftwerk 20 Jahre.³⁴ Die DVGW-Studie hingegen nimmt grundsätzlich 20 Jahre und bei einzelnen Komponenten 15 Jahre an (siehe Tabelle 2).³⁵ Die langen Abschreibungszeiträume resultieren in geringeren Wasserstoffgestehungskosten bei gleichem Volumen.

Aufgrund der vielfältigen Unterschiede fällt es schwer, die Investitionskosten zu vergleichen. Um dennoch einen Überblick zu erhalten, wird folgende Herangehensweise gewählt:

1. Die einzelnen Positionen der Investitionskosten werden in Schwerpunkten zusammengefasst und für diese Bereiche summiert.
2. Die Investitionskosten in absoluten Zahlen werden unter Berücksichtigung der Abschreibungszeiträume und gewählten Verzinsung in einer Annuitätenrechnung zu jährlich

³⁰ Nach [1] S. 67, 75, 80, 92, 110 und persönlicher Mitteilung Autor von [2].

³¹ [1] S. 160 // [2] S. 236

³² Tatsächlich ist beträgt der Zinssatz sechs Prozent zzgl. einem Prozent Risikoaufschlag, d.h. in Summe sieben Prozent.

³³ [1] S. 160

³⁴ [1] S. 160

³⁵ [2] S. 236

anfallenden Kosten umgerechnet. Die jährlichen Beträge werden als konstant angenommen. Hierfür wird vereinfachend folgende Formel zugrunde gelegt:

Formel 3³⁶

$$\text{Annuität} = IK_0 \cdot (1+i)^n \cdot \left(\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right)$$

IK_0	<i>Investitionskosten im Jahr 0 in Euro</i>
i	<i>Zins in Prozent</i>
n	<i>Laufzeit in Jahren</i>

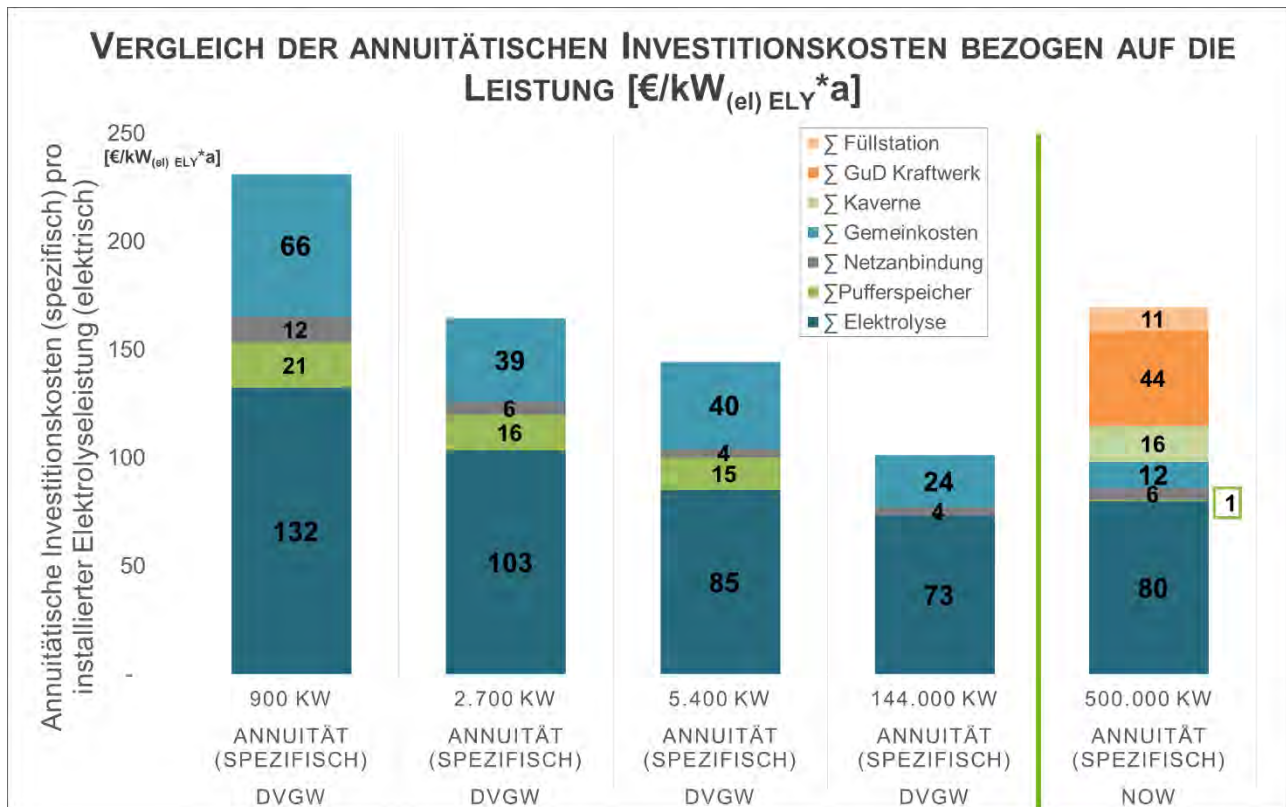
Die Annuitätenmethode ist eine in der Praxis verbreitete Methode zum Vergleich von Varianten für Investitionsvorhaben.³⁷ Der Studienvergleich möchte einerseits gegenüber stellen, welche Kosten für die Investition berücksichtigt sind und andererseits die resultierenden Gestehungskosten (bzw. notwendigen Erlöse) für eine Einheit Wasserstoff in beiden Studien nachvollziehbar vergleichen. Hierfür reicht die bloße Betrachtung der Investitionskosten gerade nicht aus, es bedarf vielmehr der zusätzlichen Berücksichtigung der Abschreibungszeiträume und Kapitalzinsen.

Die folgende Abbildung 6 stellt die spezifischen Investitionskosten bezogen auf die elektrische Nennleistung des Elektrolyseurs gegenüber. Eine Gegenüberstellung der absoluten Investitionskosten ließe bedingt durch die deutlichen Größenunterschiede der Nennleistung und hieraus resultierenden deutlichen Kostenunterschieden in beiden Studien keinen Vergleich der Kosten zu, so dass hier eine spezifische Darstellung der Kosten gewählt wird.

³⁶ [8] S. 167.

³⁷ [8] S. 183

Abbildung 6: Vergleich annuitätischer Investitionskosten



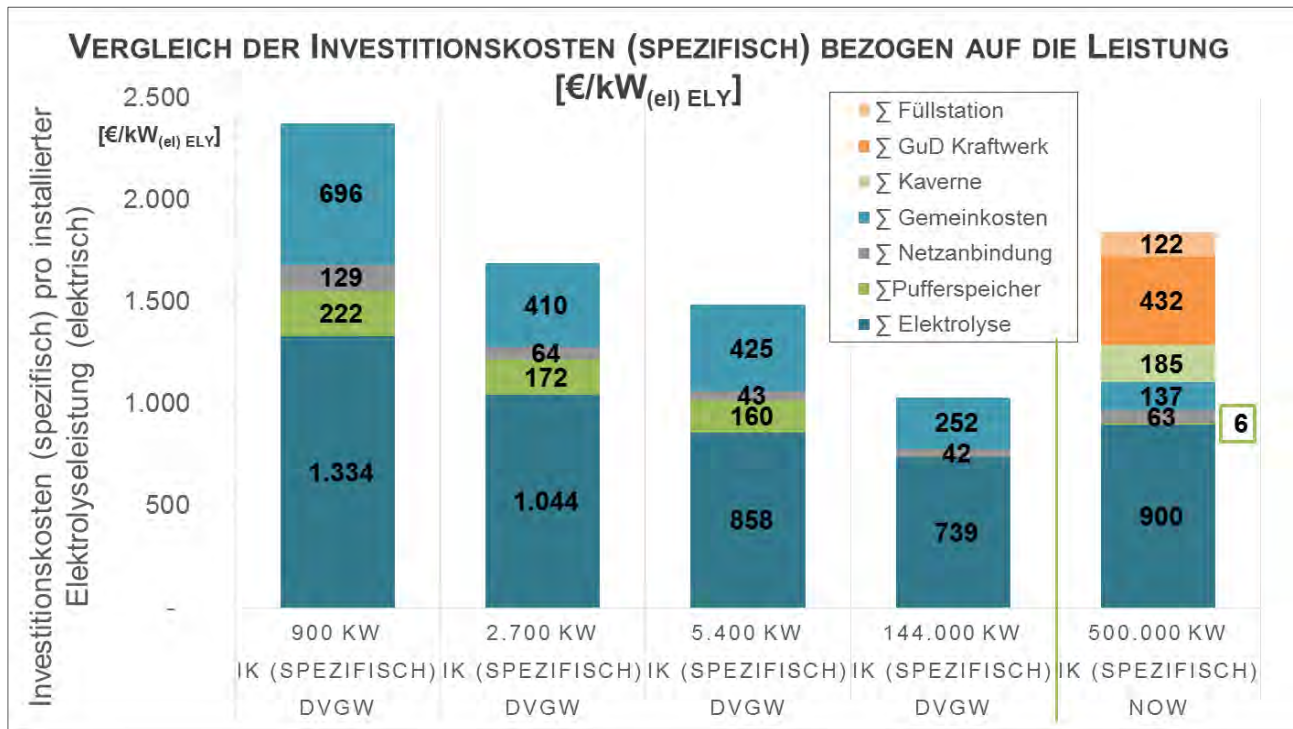
Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung nach [1] und [2]

Die Investitionskosten für Kaverne, GuD Kraftwerk und Füllstation, wie in Abbildung 6 dargestellt, sind ausschließlich im Anlagenkonzept der NOW-Studie enthalten und bleiben in der weiteren Auswertung unberücksichtigt. Durch den Vergleich wird erkennbar, dass die spezifischen annuitätischen Investitionskosten bezogen auf die Nennleistung der Elektrolyse mit zunehmender Anlagengröße sinken. Die Kosten für Elektrolyse, Pufferspeicher, Netzanbindung (Strom) und Gemeinkosten betragen in der Summe

- 231 €/kW_(el) ELY*a (900 kW; DVGW),
- 164 €/kW_(el) ELY*a (2.700 kW; DVGW),
- 144 €/kW_(el) ELY*a (5.400 kW; DVGW),
- 101 €/kW_(el) ELY*a (144.00 kW; DVGW),
- 99 €/kW_(el) ELY*a (500.000 kW; NOW),

Mit zunehmender Nennleistung der Anlagen der DVGW-Studie kommen Skaleneffekte zum Tragen. Die NOW Anlage hat die niedrigsten spezifischen annuitätischen Investitionskosten. Bei Betrachtung der spezifischen Investitionskosten (ohne Berücksichtigung von Kapitalverzinsung und Abschreibung) wird dies relativiert, wie die folgende Abbildung 7 zeigt.

Abbildung 7: Vergleich spezifischer Investitionskosten (IK) für Kernkomponenten



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung nach [1] und [2]

Die Gegenüberstellung der spezifischen Investitionskosten bezogen auf die Nennleistung der Elektrolyse zeigt, dass die Anlage der NOW-Studie, zwar eine deutlich höhere Leistung hat (500.000 kW_(el) ELY), die spezifischen Investitionskosten in der Summe mit 1.106 €/kW_(el) ELY denen der Anlage der DVGW-Studie (144.000 kW_(el) ELY) mit 1.033 €/kW_(el) ELY gleicht. Obwohl die Berechnung der Investitionskosten hinsichtlich der Komponentenauswahl, wie oben in Tabelle 2 deutlich wird, von vielen Unterschieden geprägt ist, liegen die spezifischen Investitionskosten bezogen auf die Nennleistung beider Studien jedoch in ähnlichen Größenordnungen.

Im Anschluss an den Vergleich der Investitionskosten, der von vielfältigen Unterschieden geprägt ist, folgt nun die Betrachtung der Betriebskosten beider Studien, die deutlich mehr Gemeinsamkeiten aufzeigt.

2.2.2 Vergleich der Betriebskosten

Die Betriebskosten setzen sich aus fixen und variablen Bestandteilen zusammen. Die variablen Betriebskosten werden von den Kosten für Strom dominiert. Beide Studien legen der Berechnung eine Befreiung von den Stromnebenkosten (z.B. Netzentgelte, EEG Umlage) zu Grunde. Die DVGW-Studie rechnet in Abweichung von der NOW-Studie für Nebenprozesse wie Verdichtung und Trocknung mit Bruttostromkosten, einschließlich aller Umlagen.

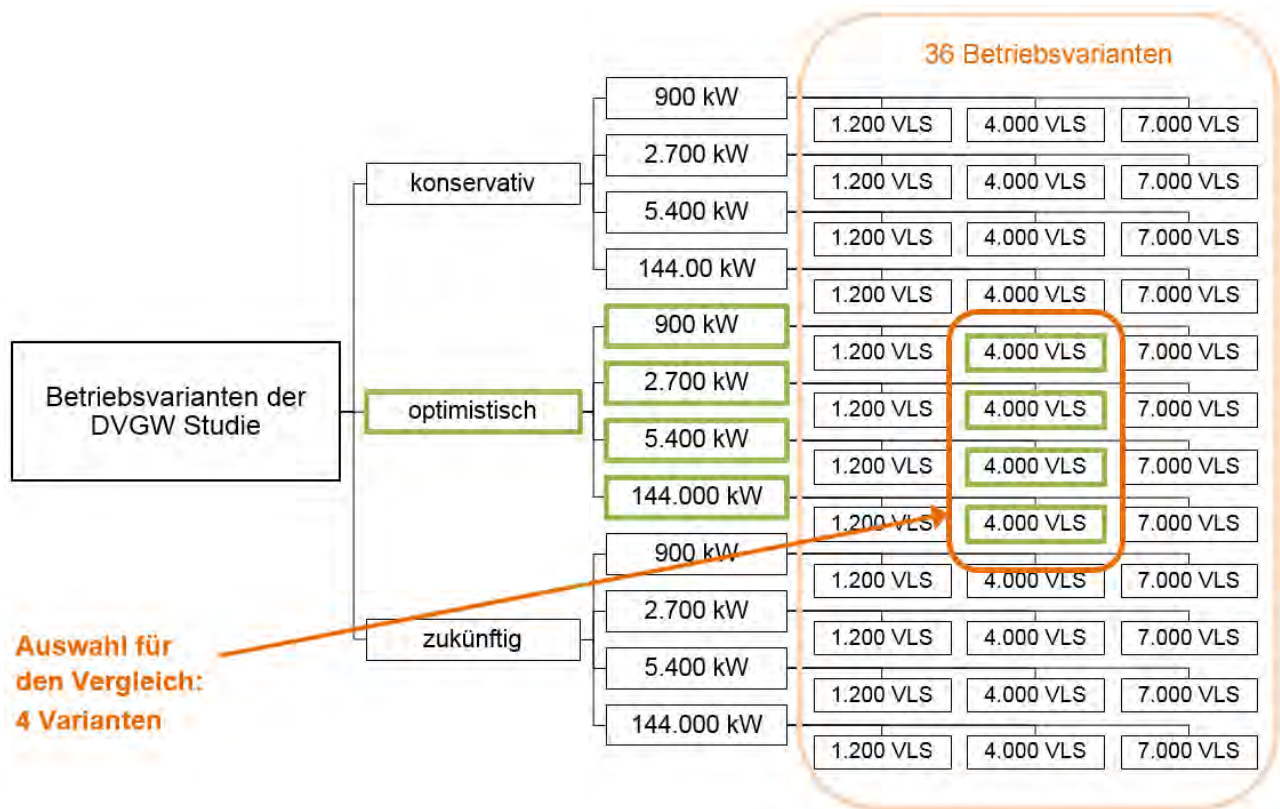
Die Betriebskosten beider Studien werden für eine Vielzahl von Betriebsvarianten ermittelt, deren Vergleich einerseits sehr umfangreich ist und andererseits auch unübersichtlich in seiner Darstellung wäre. Um die Betriebskosten zu vergleichen, wird eine kleine Anzahl von Referenzvarianten herausgesucht. Die Untersuchung der DVGW-Studie betrachtet 36 Varianten, wovon vier für den

hiesigen Vergleich herangezogen werden. Die NOW-Studie unterscheidet 23 Betriebsvarianten, aus denen drei repräsentative herausgesucht werden. Die Auswahl wird zunächst erläutert und im Anschluss hieran werden die sieben verbleibenden Betriebsvarianten verglichen.

2.2.2.1 Auswahl der Betriebsvarianten der DVGW-Studie

Die DVGW-Studie berücksichtigt bei der Berechnung der Betriebskosten eine Vielzahl von Betriebsvarianten. Es werden die drei Szenarien (*konservativ*, *optimistisch* und *zukünftig*) ergänzt um jeweils vier Leistungsgrößen der Elektrolyseure (900, 2.700, 5.400 und 144.000 kW_(el)) und diese wiederum jeweils für drei verschiedene Auslastungen (1.200, 4.000 und 7.000 Volllaststunden pro Jahr) berechnet. Hierdurch ergeben sich 36 verschiedene Betriebsvarianten. Diese sind in nachfolgender Abbildung 8 dargestellt und auf vier Betriebsvarianten eingegrenzt (siehe kleineren orangefarbenen Rahmen).

Abbildung 8: Variantenauswahl der DVGW-Studie für den Vergleich der Betriebskosten



Quelle: Eigene Darstellung nach [2]; Optimistisches Szenario: spezifischer Energiebedarf ELY 4,5 kWh_{el}/m³H₂; Investitionskosten 10% geringer als im konservativen Szenario; mittlere Risikoaufschläge; Abschreibungszeiträume zw. 15 und 20 Jahren

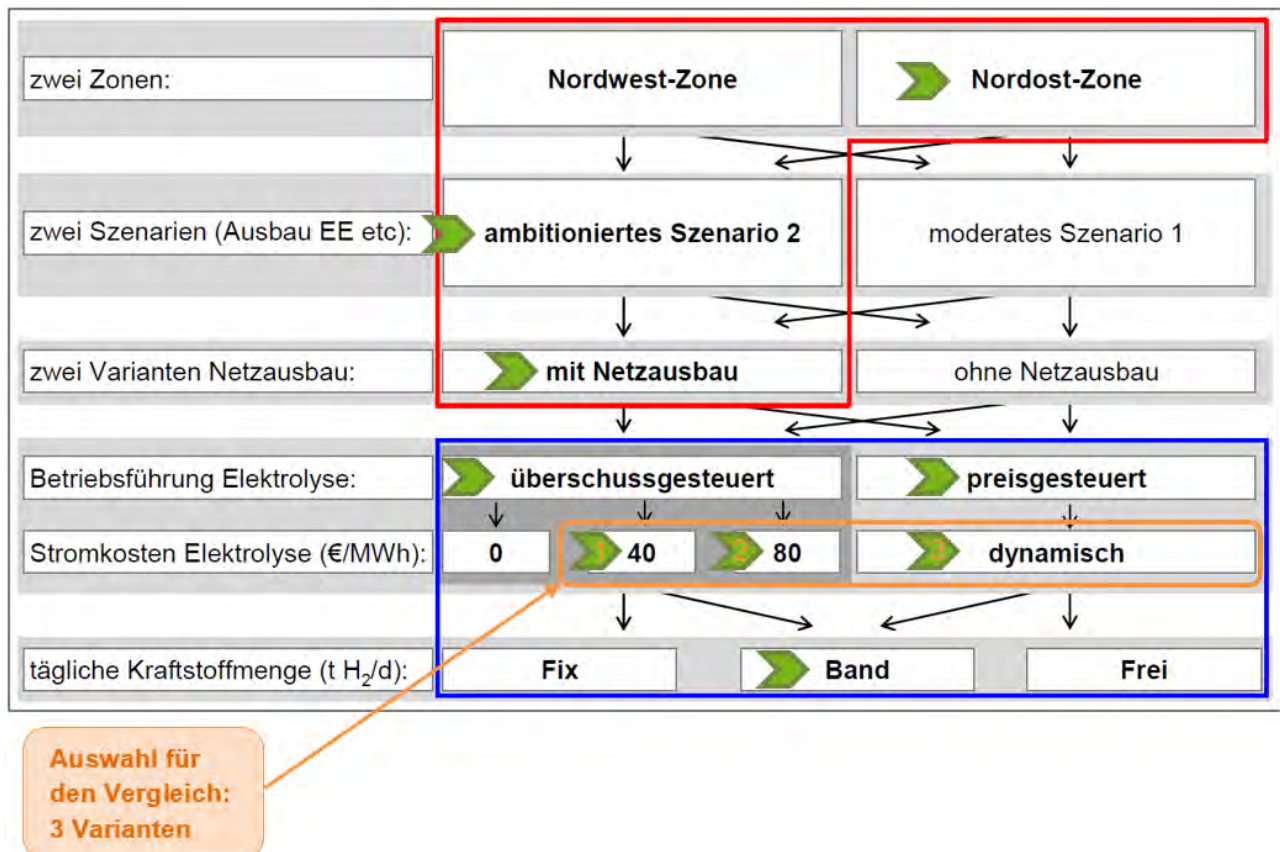
Hauptaugenmerk für die Variantenauswahl sind mittlere System- und Betriebsvarianten einschließlich einer möglichst großen Übereinstimmung der Randbedingungen mit der Auswahl der Betriebsvarianten der NOW-Studie. Die Beschränkung auf das *optimistische* Szenario folgt der Einschränkung, die bereits bei der Betrachtung der Investitionskosten herangezogen wird, um konsistent zu bleiben. Die vier Leistungsklassen weisen in den Betriebskosten teils deutliche Unterschiede auf, deren Gegenüberstellung als nützlich eingeschätzt wird. Aus diesem Grunde wird

hier keine Verkürzung vorgenommen, sie werden alle vier in den Vergleich einbezogen. Die Betriebskosten für die drei verschiedenen Auslastungen (1.200, 4.000 und 7.000 Volllaststunden pro Jahr) unterscheiden sich ebenfalls deutlich. Die Betrachtung der spezifischen Betriebskosten³⁸ hingegen, zeigte große Ähnlichkeiten trotz verschiedener Auslastung, so dass im Ergebnis nur die mittlere Auslastung mit 4.000 Volllaststunden in den Vergleich einbezogen wird. Die anderen Betriebsvarianten werden im Sinne einer verbesserten Übersichtlichkeit des Vergleichs nicht gegenübergestellt.

2.2.2.2 Auswahl der Betriebsvarianten der NOW-Studie

In die simulierte Berechnung der Erlöse in der NOW-Studie fließen Betriebskosten für eine Vielzahl von Betriebsvarianten ein. Die nachfolgende Abbildung 9 enthält eine Übersicht der verschiedenen Betriebsvarianten. Die schwarzen Pfeile beschreiben die Kombinationen, die in der NOW-Studie betrachtet werden, insgesamt handelt es sich um 23 verschiedene Varianten.

Abbildung 9: Variantenauswahl der NOW-Studie für den Vergleich der Betriebskosten



Quelle: Angepasste Darstellung nach [1] S. 186 Übersicht der simulierten Fälle. Die grünen Pfeile zeigen die Optionen, die in der Variantenauswahl für den Betriebskostenvergleich in der NOW-Studie berücksichtigt werden.

³⁸ Spezifische Betriebskosten werden für fixe Betriebskosten bezogen auf die elektrische Leistung der Elektrolyse und für variable Betriebskosten bezogen auf die eingesetzte elektrische Arbeit für die Elektrolyse berechnet.

Die Variantenauswahl orientiert sich an mittleren System- und Betriebsvarianten einschließlich einer möglichst großen Übereinstimmung der Randbedingungen mit der Auswahl der Betriebsvarianten der DVGW-Studie. Die rot eingerahmten Kombinationen „Nordwest, Szenario 2³⁹, mit Netzausbau⁴⁰“ bzw. „Nordost, Szenario 2, mit Netzausbau“ werden in der Auswertung der NOW-Studie als Basisfall bezeichnet. Die überschussgesteuerte Betriebsweise (kurz: überschussgesteuert) verwendet nur Überschussstrom zur Wasserstoffherstellung. Die Stromkosten für die Elektrolyse werden in drei Varianten unterschieden:

- 0 €/MWh⁴¹
- 40 €/MWh
- 80 €/MWh⁴²

Die preisgesteuerte Betriebsweise (kurz: preisgesteuert) enthält keine Restriktionen für den Bezug von Strom, der Einsatz des Wind-Wasserstoff-Systems wird so optimiert, dass zu Zeiten relativ niedriger Preise Strom für die Elektrolyse bezogen wird.⁴³ Negative Strombezugskosten werden im Modell für die Simulation ausgeschlossen.⁴⁴

Aus den beschriebenen Varianten werden in der NOW-Studie Erlöse für 23 Betriebsvarianten simuliert. Für den Vergleich der Betriebskosten in dieser Synopse werden drei exemplarische Betriebsvarianten herausgesucht. Es wird der Basisfall für die Nordost Zone, nicht hingegen die Alternativfälle, betrachtet (Nordost-Zone, ambitioniertes Szenario 2, mit Netzausbau). Die drei ausgewählten Betriebsvarianten der NOW-Studie lassen sich wie folgt beschreiben und unterscheiden:

- Betrieb überschussgesteuert + Strompreis **40 €/MWh_(el)** + 3.052 VLS
- Betrieb überschussgesteuert + Strompreis **80 €/MWh_(el)** + 3.052 VLS
- Betrieb **preisgesteuert** + Strompreis dynamisch + **5.629 VLS**

Die drei Varianten sind in der obigen Abbildung 9 mit einem orangefarbenen Rahmen hervorgehoben. Die grünen Pfeile in Abbildung 9 geben einen Überblick, welche der Optionen innerhalb der drei ausgewählten Varianten mit berücksichtigt werden.

2.2.2.3 Vergleich der Betriebskosten anhand ausgewählter Betriebsvarianten

Die beiden Studien berücksichtigen als Betriebskosten die in der nachfolgenden Tabelle 3 enthaltenen Positionen. Zur Orientierung werden die fixen und variablen Betriebskosten an je einem Betriebskonzept exemplarisch mit Werten hinterlegt. Aufgrund des deutlichen Größenunterschieds

³⁹ [1] S. 32. Szenario 2 (ambitioniert) orientiert sich am Basisszenario 2010 A der Leitstudie des BMU.

⁴⁰ [1] S. 38f. „Mit Netzausbau“ bedeutet in der NOW-Studie, dass ein Teil des geforderten Ausbaus der dena-Netzstudie II umgesetzt wird. Es wird angenommen, dass bis 2020 ein Viertel und bis 2030 die Hälfte des dort ermittelten zusätzlich erforderlichen Übertragungsbedarfs zugebaut wird.

⁴¹ Erläuterung: Entspricht in etwa den variablen Kosten von WEA und PVA.

⁴² Erläuterung: Leitet sich aus der erwarteten Anfangsvergütung für Onshore-Windenergieanlagen ab, die im Jahr 2020 installiert werden und diese Vergütung dann für 20 Jahre erhalten.

⁴³ [1] S. 189.

⁴⁴ [1] S. 188.

lassen sich die Konzepte anhand der absoluten Werte nur unter Schwierigkeiten vergleichen, so dass es sich in Tabelle 3 im Schwerpunkt um einen Vergleich der berücksichtigten Positionen handelt.

Der Begriff *fixe* Betriebskosten bezeichnet einen Absolutbetrag (€/a) der Betriebskosten, der unabhängig vom Verbrauch bzw. der produzierten Energiemenge anfällt. Die spezifischen Kosten pro produzierter Einheit steigen bei sinkender Produktion, weil diese immer anfallenden Kosten auf eine kleinere Energiemenge umgelegt werden.⁴⁵ Werden die *fixen* Betriebskosten bezogen auf die produzierte Menge Wasserstoff als Maßstab angegeben, so beeinträchtigt dies die Vergleichbarkeit, da die Betriebskonzepte unterschiedliche Produktionsmengen enthalten. Aus diesem Grund wird als Maßstab für den Vergleich die installierte Leistung der Elektrolyse herangezogen.

Variable Betriebskosten werden als Absolutbetrag proportional zur verbrauchten Energiemenge berechnet (für die Wasserstofferzeugung in der Regel die Strombezugskosten). Ihr spezifischer Wert pro produzierter Energieeinheit bleibt konstant.⁴⁶

⁴⁵ [8] S. 192.

⁴⁶ [8] S. 192.

Tabelle 3: Übersicht über berücksichtigte Positionen der Betriebskosten anhand zwei konkreter Beispiele

NOW (Jahr 2030)		DVGW (Jahr 2020)	
	Betriebskosten (absolut)		Betriebskosten (absolut) ⁴⁷
Leistung [kW _(el) ELY]	500.000 kW		144.00 kW
MWh _(el) für Elektrolyse	1.526.000 MWh/a		576.000 MWh/a
Volllaststunden pro Jahr	3.052 VLS/a		4.000 VLS/a
Einheit	[€/a]	Einheit	[€/a]
∑ fixe Betriebskosten⁴⁸	19.222.950		4.194.372
Netzanbindung	138.950	Wartung & Reparatur	4.072.452
Elektrolyse	18.000.000	Katalysator (incl. Entsorgung) + Schmiermittel	121.920
Pufferspeicher	60.000		
Gemeinkosten	1.024.000		
Kaverne	1.490.100		
GuD Kraftwerk 270 MW _(el)	2.990.520		
Füllstation	1.830.000		
∑ variable Betriebskosten	66.457.800		24.777.965
Strom (ELY+NP)	66.000.000	Stromkosten ELY	23.040.000
		Stromkosten NP	1.048.000
Elektrolyse ⁴⁹	457.800	Wasser	139.968
GuD Kraftwerk 270 MW _(el) ⁵⁰	3.601.360	Entsalzung	497.664
		Personal	52.333

Quelle: Eigene Darstellung und eigene Berechnung nach [1] und [2] mit Stromkosten ELY von ca. 40 €/MWh

Die *fixen* Betriebskosten beruhen in beiden Studien vornehmlich auf den Kosten für Wartung und Reparatur. In der DVGW-Studie wird darüber hinaus als gesonderte Position der Katalysator und Schmiermittel aufgeführt. Ob diese Position in der NOW-Studie ebenfalls erfasst ist, lässt sich aus der Studie nicht entnehmen. Des Weiteren enthalten beide Studien *variable* Betriebskosten, wie z.B. die Kosten für Strom, Wasser und Wasseraufbereitung. Die DVGW-Studie berücksichtigt zusätzlich Personalkosten; diese Kostenposition findet in der NOW-Studie keine Erwähnung. Die Betriebskosten für Kaverne, GuD Kraftwerk und Füllstation sind grau hinterlegt. Hier unterscheiden sich beide Studien, wie bereits erläutert, aufgrund der Anlagenkonzepte. Im nachfolgenden Kostenvergleich in Abbildung 10 bleiben diese Positionen außen vor, um die Vergleichbarkeit zu erhöhen.

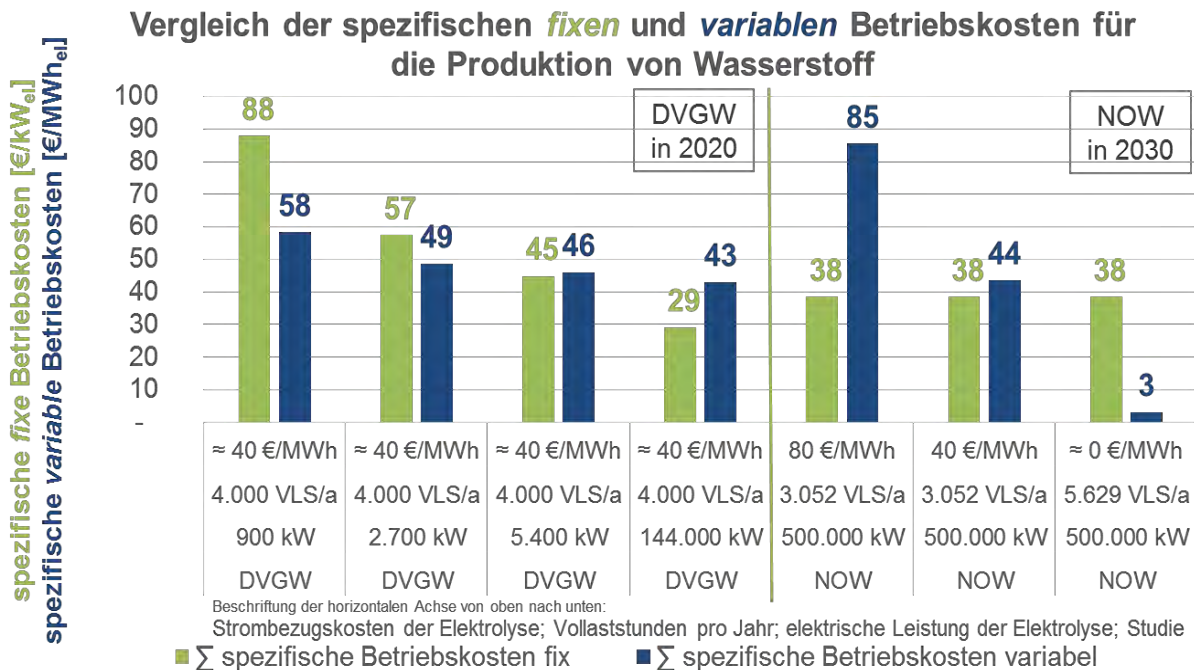
⁴⁷ Siehe [2] S. 238 und Hintergrundinformationen aus der Gestehungskostenkalkulation.

⁴⁸ [1] S. 67, 75, 78, 80, 92, 108.

⁴⁹ [1] S. 75. Enthält Wasser, Wasseraufbereitung, Stickstoff.

⁵⁰ [1] S. 96. Enthält Wasser, Abwasser, Schmierstoff, Wartung etc..

Abbildung 10: Vergleich der spezifischen *fixen* und *variablen* Betriebskosten anhand ausgewählter Betriebskonzepte (ohne Untergrundspeicher, GuD, Füllstation)



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung nach [1] und [2]

Auswertung der spezifischen *fixen* Betriebskosten

Die spezifischen *fixen* Betriebskosten werden ermittelt, indem die absoluten Kosten ins Verhältnis mit der elektrischen Leistung der Elektrolyseeinheit gesetzt werden. Sie bleiben in dem System der NOW-Studie konstant bei 38 €/kW_(el). Der Simulation dieser Studie liegt der Systemtyp G-1 zu Grunde, so dass in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nur eine Leistungsgröße von 500.000 kW_(el) betrachtet wird. Die Berechnung in der DVGW-Studie hingegen betrachtet vier verschiedene Leistungsgrößen. Die spezifischen *fixen* Betriebskosten nehmen mit zunehmender Anlagengröße ab. Hier sind Skalierungseffekte berücksichtigt, indem die Kosten für Wartung und Reparatur an die Investitionskosten für die Elektrolyseeinheit gekoppelt sind (in Höhe von vier Prozent), sich jedoch die sonstigen Investitionskosten für die Errichtung der Anlage etc. anteilig in den *fixen* Betriebskosten nicht niederschlagen. Der Vergleich legt den Schluss nahe, dass die DVGW-Studie (mit 29 €/kW_(el)) von einem größeren Kostensenkungspotential durch Anlagenskalierung ausgeht als die NOW-Studie (mit 38 €/kW_(el)). Die *fixen* Betriebskosten sinken in der DVGW-Studie bei der größten Anlage auf ein Drittel im Vergleich zur kleinsten Anlage (von 88 auf 29 €/kW_(el)).

Auswertung der spezifischen *variablen* Betriebskosten

Die spezifischen *variablen* Betriebskosten sind in der NOW-Studie bereits bezogen auf die elektrische Arbeit, die für den Betrieb des Systems genutzt wird, angegeben. Die von den Autoren der DVGW-Studie bereitgestellten Daten enthalten die absoluten *variablen* Betriebskosten. Diese sind analog zu den Angaben in der NOW-Studie in spezifische Zahlen umgewandelt.

Die Auswertung der *variablen* Betriebskosten oben in Abbildung 10 zeigt, dass die *variablen* Kosten, die in der Simulation der NOW-Studie in die Berechnung eingegangen sind, in den ausgewählten Szenarien sehr starke Unterschiede aufweisen (3 - 85 €/MWh_(el)). Hierbei spielen die Stromkosten

eine tragende Rolle; die Vollaststunden hingegen wirken sich nicht entscheidend aus. Die Stromkosten sind als Eingangsparameter in verschiedener Höhe in die Simulation eingeflossen. Für das in Abbildung 10 links abgetragene Betriebskonzept (NOW; 500.000 kW; 3.052 VLS/a) wird ein Strombezugspreis für die Elektrolyse von 40 €/MWh_(el) festgelegt; im Ergebnis betragen die spezifischen *variablen* Kosten für Strom ca. 43 €/MWh_(el).⁵¹ Das zweite ausgewählte Betriebskonzept (NOW; 500.000 kW; 3.052 VLS/a) entspricht im Wesentlichen diesem Konzept. Es weicht lediglich der Strompreis ab und ist für die Elektrolyse auf 80 €/MWh determiniert und liegt im Ergebnis bei 85 €/MWh_(el). Von diesen Konzepten setzt sich das dritte Betriebskonzept (NOW; 500.000 kW; 5.629 VLS/a) mit einem Strompreis von ca. 2,8 €/MWh_(el) wiederum deutlich ab; der Strombezugspreis für die Elektrolyse war in der Simulation nicht festgelegt, sondern ergab sich dynamisch.⁵²

Alle drei ausgewählten Betriebskonzepte der NOW-Studie beruhen auf Simulationsergebnissen für Preise in 2030 an der Strombörse für den Day-ahead Markt (mit Netzausbau⁵³) des Szenarios 2⁵⁴. Im Mittel betragen sie sowohl für die Zone Nordost als auch für die Zone Nordwest 24 €/MWh_(el) (im Vergleich zu 2010 von 45 €/MWh_(el)).⁵⁵ Hier handelt es sich um Nettostrompreise; Stromnebenkosten bleiben unberücksichtigt. Aufgrund der niedrigen Preise können Anlagen mit Strombezugspreisen von 0 €/MWh_(el) in mindestens 5.629 VLS/a betrieben werden.⁵⁶

Die in der DVGW-Studie betrachteten Betriebskonzepte enthalten sinkende spezifische *variable* Betriebskosten mit steigender Anlagengröße bei gleichbleibenden Vollaststunden. Ähnlich wie in der NOW-Studie, bilden auch hier die Stromkosten einen Großteil der *variablen* Betriebskosten. Sie fallen anteilig mit 68 €/MWh_(el) in der kleinsten Anlage (900 kW) recht hoch aus. Bei den anderen drei ausgewählten Anlagen (2.700, 5.400, 144.000 kW_(el)) bewegen sie sich jedoch im Bereich von 53-59 €/MWh_(el). Für alle vier Betriebskonzepte betragen die Kosten für den Strombezug 40 €/MWh_(el) für die Elektrolyse. Die Stromkosten für Nebenprozesse (z.B. Verdichtung, Trocknung) betragen 125 €/MWh_(el), da die Befreiung von Stromnebenkosten (wie z.B. den Netzentgelten oder der EEG Umlage) ausschließlich für die Elektrolyse und nicht für die Nebenprozesse angenommen ist.

Fazit aus dem Vergleich der Investitions- und Betriebskosten: Die methodischen Herangehensweisen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beider Studien weichen stark voneinander ab. Während die NOW-Studie eine Betrachtung der Kosten einerseits und Erlöse andererseits für ein Wind-Wasserstoff-System mit Rückverstromung im GuD Kraftwerk und

⁵¹ 40 €/MWh ist ein Eingangsparameter der Simulation, siehe [1] Tab. 7-8 S. 195. Die etwas höher ausfallenden Stromkosten beinhalten auch den Strom für Verdichtung und Trocknung des Wasserstoffs, aus der Grundlast und aus der Herstellung der Startmenge Arbeitsgas in der Kaverne. [1] S. 194.

⁵² Dynamischer Strompreis ergibt sich beim preisgesteuerten Betrieb. D.h. Strom für die Elektrolyse in Überschussphasen (0 €/MWh) und auch außerhalb dieser Phasen gekauft. Negative Strompreise sind in der Simulation unterbunden; [1] S. 176; 194.

⁵³ [1] S. 38f. „Mit Netzausbau“ bedeutet in der NOW-Studie, dass ein Teil des in der dena-Netzstudie II geforderten Ausbaus umgesetzt wird. Es wird angenommen, dass bis 2020 ein Viertel und bis 2030 die Hälfte des dort ermittelten zusätzlich erforderlichen Übertragungsbedarfs zugebaut wird.

⁵⁴ [1] S. 32. Szenario 2 (ambitioniert) orientiert sich am Basisszenario 2010 A der Leitstudie des BMU **Fehler! Textmarke nicht definiert.**

⁵⁵ [1] S. 176 Tab. 7-4.

⁵⁶ [1] S. 195.

Versorgung in der Mobilität über Trailer mittels einer Simulation anstellt, berechnet die DVGW-Studie die Gestehungskosten und betrachtet damit einseitig die Kostenseite.

Die Auswertung der spezifischen Kosten zeigt hingegen zahlreiche Ähnlichkeiten. Die spezifischen annuitätischen **Investitionskosten** für Elektrolyse, Pufferspeicher, Netzanbindung und Gemeinkosten liegen in der NOW-Studie mit insgesamt 98 €/kW_(el)*a leicht unterhalb der Investitionskosten der größten Anlage der DVGW-Studie mit insgesamt 101 €/kW_(el)*a. Die spezifischen annuitätischen Investitionskosten in der DVGW-Studie steigen mit sinkender Anlagengröße deutlich. In der NOW-Studie wird dieser Einfluss nicht betrachtet. Einzig die in der Aufstellung der spezifischen annuitätischen Investitionskosten enthaltene Position Gemeinkosten ist in der DVGW-Studie mit 24 – 66 €/kW_(el)*a deutlich umfangreicher als in der NOW-Studie mit 12 €/kW_(el)*a (vergleiche Abbildung 6).

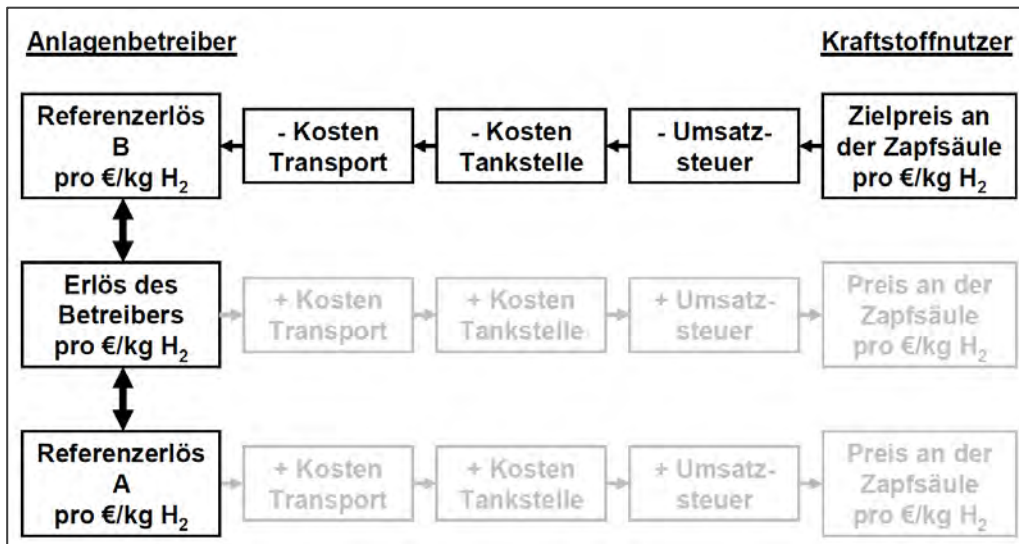
Die *fixen* **Betriebskosten** der NOW-Studie liegen innerhalb der Bandbreite, die in der DVGW-Studie angenommen ist (vergleiche Abbildung 10). Die *variablen* Betriebskosten werden in beiden Studien vornehmlich von den Kosten für den Strombezug bestimmt. Die DVGW-Studie bezieht in die Betrachtung die Stromnebenkosten für Nebenprozesse der Elektrolyse ein. Ob der für die Elektrolyse bezogene Strom tatsächlich zukünftig von Stromnebenkosten wie der EEG-Umlage und den Netzentgelten befreit bleibt bzw. wird, ist abzuwarten. In der NOW-Studie bleiben die Stromnebenkosten gänzlich unberücksichtigt. Angesichts der aktuell in der Öffentlichkeit vielfach diskutierten hohen Stromnebenkosten, werden diese Annahmen als optimistisch eingeschätzt, da eine entsprechende Zustimmung auf politischer Ebene zur Befreiung erforderlich wäre. Sollten zukünftig die Stromnebenkosten teilweise oder vollständig zu zahlen sein, so wirkt sich dies in steigenden Gestehungskosten bzw. erforderlichen Erlösen aus. Die Personalkosten bleiben in der NOW-Studie unberücksichtigt. Einerseits sind die Personalkosten ein typischer Bestandteil einer Gestehungskostenbetrachtung und sollten berücksichtigt werden.⁵⁷ Andererseits schlagen sie sich anteilig nur wenig in den Gestehungskosten nieder, so dass die Beschränkung auf Kosten für Wartung und Reparatur das Ergebnis wenig verändert.

⁵⁷ Vergleiche [8] S. 192.

2.2.3 Übersicht zu Referenzkosten und Referenzerlösen anderer Energieträger

Beide Studien betrachten Referenzkosten für Wasserstoff, der konventionell aus Erdgas hergestellt wird, sowie erzielbare Erlöse verglichen mit dem Benzinpreis (jeweils ohne Steuern). Die Herangehensweise der NOW-Studie wird in folgender Abbildung 11 dargestellt.

Abbildung 11: Übersicht zur Ermittlung von Referenzerlösen



Quelle: [1] S. 171f Veranschaulichung der Referenzerlöse: Der Zielpreis an der Zapfsäule beträgt 10 €/kg_{H2}, den der Endkunde an der Tankstelle zu zahlen hat.⁵⁸

Der Referenzerlös B beruht auf einem Zielpreis an der Zapfsäule von 10 €/kg_{H2}, basiert folglich auf der Sicht des Kraftstoffnutzers. Der Referenzerlös A beruht auf den Erzeugungskosten von Wasserstoff aus der Reformierung von Erdgas von 2,13 €/kg_{H2}, basierend auf der Sicht eines ggf. konkurrierenden Anbieters.

⁵⁸ Berechnung in Anlehnung an Benzinkosten für ein vergleichbares Fahrzeug mit Verbrennungsmotor unter Beachtung des Verbrauchs von 6 Litern pro 100 km. Der Antrieb des wasserstoffbetriebenen Fahrzeugs erfolgt mit einer Brennstoffzelle und einem Verbrauch von 1 kg_{H2} pro 100 km. Etwaige Kosten nach dem Energiesteuergesetz für die Nutzung als Kraftstoff sind für Wasserstoff nach § 1 Abs. 3 Nr. 1 nicht berücksichtigt. Die zukünftige Befreiung von der Kraftstoffsteuer bleibt abzuwarten.

Die Referenzerlöse der NOW-Studie sowie die Referenzkosten bzw. -preise der DVGW-Studie werden in folgender Tabelle 4 verglichen.

Tabelle 4: Referenzkosten bzw. -preise für andere Energieträger

Energieträger	Kostenart	Stand	Kosten [€/kg _{fuel}]	Kosten [€/MWh _{Brennwert}]	
Wasserstoff	Preis H ₂ an der Tankstelle ohne Steuern, Transport, etc.	2014	5,96 (Referenzerlös B) ⁵⁹	151	●
Wasserstoff aus Erdgas	Erzeugungskosten	2014	2,13 (Referenzerlös A)	54	
Wasserstoff aus Erdgas	Erzeugungskosten	Mai 2012	1,18	30	
Erdgas	Grenzübergangspreis	Mai 2012	0,99	25	●
Erdgas	Preis an der Tankstelle ohne Steuern	Mai 2012	2,56	65	
Benzin	Preis an der Tankstelle ohne Steuern	Mai 2012	3,19	81	
Diesel	Preis an der Tankstelle ohne Steuern	Mai 2012	3,00	76	
Biogas	Erzeugungskosten	Mai 2012	3,19	81	

Quelle: Eigene Darstellung nach [2] S. 241 und [1] S. 172f

Die Kosten bzw. Preise sind zur leichteren Vergleichbarkeit pro Masseinheit und Energieinheit (brennwertbezogen) angegeben. Die Referenzkosten bzw. -preise erfassen hierbei einen möglichen Absatz des Wasserstoffs in der Mobilität, der stofflichen Nutzung in der chemischen Industrie und als Brennstoff durch Einspeisung ins Erdgasnetz.

Der Referenzpreis für Wasserstoff aus der NOW-Studie mit 5,96 €/kg liegt deutlich über vergleichbaren Referenzpreisen für Erdgas als Brennstoff mit 0,99 €/kg. Diese beiden Werte beschreiben gleichzeitig den oberen und unteren Rand für Referenzbetrachtungen auf Preis- bzw. Kostenbasis. Der (grau dargestellte) Vergleich mit dem Preis an der Tankstelle von Erdgas, Benzin und Diesel (abzgl. Steuern) ist nur bedingt geeignet, da hier der Verbrauch bezogen auf die zurückgelegte Strecke eine entscheidende Rolle spielt. Durch verschiedene Antriebstechniken stellt der Preis pro Masseinheit allein kein geeignetes Vergleichsmerkmal dar.

2.2.4 Vergleich der Gestehungskosten bzw. notwendigen Erlöse

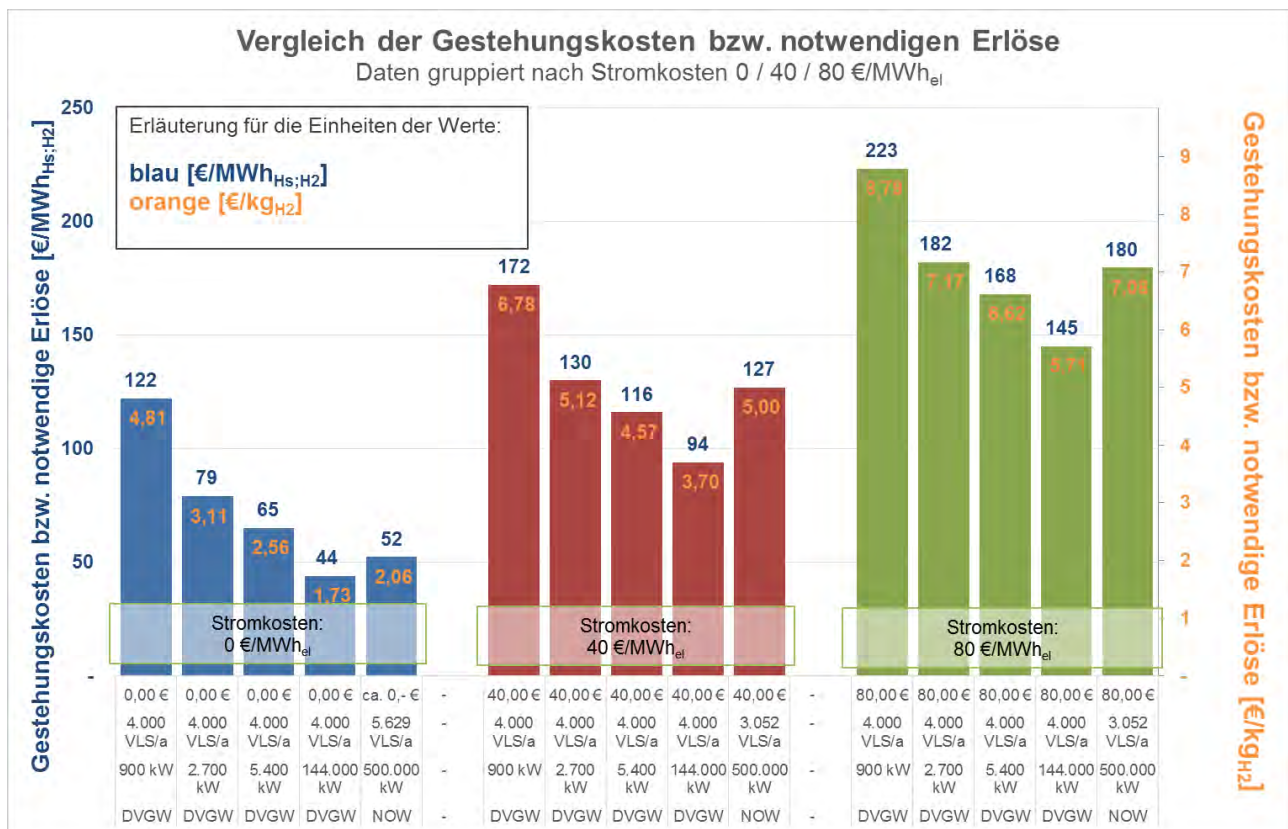
Die Gestehungskosten von (erneuerbarem) Wasserstoff können ein zentrales Merkmal für die zukünftige Marktintegration für die Elektrolyse sein. Die Höhe hängt von vielerlei Randbedingungen

⁵⁹ [1] S. 172; Dieser Erlös basiert auf Zielwert von 10 €/kg H₂, den der Endkunde an der Tankstelle zu zahlen hat. Siehe für detaillierte Informationen oben Fn. 58.

und getroffenen Annahmen ab, wie allein der Vergleich beider Studien in den vorhergehenden Kapiteln deutlich macht. Die Unterschiede der Systemtypen, wie die Nennleistung der Elektrolyse, die sonstigen Systemkomponenten sowie die verschiedene jährliche Auslastung lassen einen direkten Vergleich unter Angleichung der den Preis beeinflussenden Faktoren allein durch die in den Studien enthaltenen Angaben nicht zu.

Nichtsdestotrotz enthält die folgende Abbildung 12 einen übersichtsartigen Vergleich dieser so verschiedenen Anlagen. Die Ergebnisse des Vergleiches sind aufgrund der genannten Unterschiede nur beschränkt aussagefähig.

Abbildung 12: Vergleich der Gestehungskosten bzw. notwendigen Erlöse



Quelle: Eigene Darstellung nach [1] S. 195 und [2] S. 246. (Gestehungskosten (DVGW) enthalten alle Investitions- und Betriebskosten einschließlich Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz. Notwendige Erlöse (NOW) zur Deckung aller Investitions- und Betriebskosten einschließlich Untergrundspeicher (UGS), Trailer, GuD Kraftwerk.)

Verglichen werden die drei bereits erläuterten Betriebsvarianten der NOW-Studie mit jeweils vier Betriebskonzepten der DVGW-Studie (Szenario *optimistisch*, 4.000 VLS/a)⁶⁰ zu den äquivalenten Stromkosten (0, 40 bzw. 80 €/MWh_{el}) der jeweiligen NOW Betriebsvarianten. Es wird insbesondere darauf verwiesen, dass die betrachteten Volllaststunden zwischen den NOW Betriebsvarianten und

⁶⁰ Eine weitere methodische Unzulänglichkeit dieses Vergleichs besteht darin, dass die wälzbaren Kosten für den Gasnetzanschluss in den Gestehungskosten der DVGW-Studie enthalten sind, in der NOW-Studie hingegen nicht. Vgl. [2] S. 246.

den DVGW Betriebsvarianten abweichen. Für den Vergleich wird versucht ähnliche Größenordnungen heranzuziehen.

Die Simulation der NOW-Studie beruht auf einer Kosten- und Erlösrechnung und kalkuliert, im Gegensatz zur DVGW-Studie, nicht die Gestehungskosten. In der NOW-Studie wird für die verschiedenen Szenarien der notwendige Erlös für Wasserstoff als Kraftstoff ausgewiesen. Der notwendige Erlös wird in der Studie beschrieben als der mindestens erforderliche Erlös für Kraftstoff pro Kilogramm, um den Betrieb eines Wind-Wasserstoff-Systems jeweils kostendeckend darzustellen.⁶¹ Der notwendige Erlös wird für den in Abbildung 12 dargestellten Vergleich herangezogen. Die Optimierungsrechnung der NOW-Studie lässt alternativ Erlöse aus Rückverstromung und Teilnahme am positiven Regelleistungsmarkt zu. Der Erlös für Kraftstoff deckt also nur einen Teil der Gestehungskosten. In zwei der drei betrachteten NOW Betriebszenarien wird der produzierte Wasserstoff zu 93 Prozent und im dritten Szenario zu 61 Prozent als Kraftstoff genutzt. Die verbleibenden Mengen Wasserstoff werden im GuD Kraftwerk zur Stromerzeugung eingesetzt.⁶²

Beide Studien sind für verschiedene Nutzungsbereiche für regenerativen Wasserstoff erstellt. Die NOW-Studie konzentrierte sich auf den Einsatz von Wasserstoff in der Mobilität. Die DVGW-Studie untersuchte hingegen dessen Einspeisung ins Gasnetz und somit die Nutzung von Wasserstoff als dem Erdgas zugemischtem Brennstoff. Der Vergleich zeigt einerseits die daraus resultierenden Unterschiede, verdeutlicht jedoch auch die vielfältigen Ähnlichkeiten bei der Erzeugung von Wasserstoff aus Basis regenerativer Energien. Hierauf aufbauend werden in den folgenden Kapiteln Wertschöpfungsketten sowohl für einzelne als auch für kombinierte Nutzungspfade entwickelt.

⁶¹ [1] S. 170.

⁶² Vergleiche [1] S. 195.

3. AP 1: Gegenüberstellung der Wertschöpfungsketten für die Integration von Wasserstoff / Power-to-Gas

3.1 Begriffsdefinition

In diesem Abschnitt werden Begriffe näher erläutert, die in den folgenden Kapiteln wiederkehrend verwendet werden.

Wertschöpfungskette:	Wertschöpfungsketten (WSK) sind Technologielinien, welche aus verschiedenen Elementen (z.B. Netzanschluss, Elektrolyseur, Gasaufbereitung, Untergrundspeicher - UGS, Erlöstechniken usw.) zusammengesetzt sind. Sie bilden in diesem Fall die Kette vom Stromnetzanschluss über Wasserstoff-Erzeugung bis zur Verwendung z.B. in der chemischen Industrie (stoffliche und / oder energetische Nutzung), Einspeisung ins Gasnetz zur Versorgung von Endkunden oder als Kraftstoff in der Mobilität.
Einzelmodell:	Einzelmodelle sind Wertschöpfungsketten, welche nur einen bestimmten Nutzungspfad (z.B. Mobilität) abbilden und technisch für diesen ausgelegt sind. Die Anlagendimensionierung und damit die korrespondierenden Investitionskosten und Berechnung der Gesteuerungskosten erfolgt in diesem Fall für den jeweiligen (einzelnen) Nutzungspfad.
Kombinationsmodell:	Kombinationsmodelle sind eine Zusammenfassung von WSK insbesondere im Bereich der Verwendung. Die Anlagendimensionierung und damit die Zusammenstellung der Investitionen und Berechnung der Gesteuerungskosten erfolgt unter Berücksichtigung unterschiedlicher Weiter- und Endnutzung. In diesem Kontext können Synergieeffekte genutzt werden. Die absoluten Investitionskosten sind jedoch meist höher als bei den Einzelmodellen.
Referenzpreise:	Referenzpreise sind Nettopreise (ohne Steuern, Umlagen und Abgaben) für Waren oder Dienstleistungen, wie sie aktuell am Markt üblich sind (z.B. Wasserstoff aus Steam-Reformer).
Grenzkosten:	Grenzkosten sind die jeweils maximalen Strombezugskosten für die, unter den gegebenen Randbedingungen, ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb gerade noch möglich ist. Im Rahmen der Untersuchung wurden hierzu nur die reinen Betriebskosten der Anlage, d.h. keine Investitions-, Abschreibungs- oder sonstigen Kosten (Entsorgung), berücksichtigt, um die Grenzkosten für die unterschiedliche Endnutzung zu ermitteln.

3.2 Methodik der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Grundlage der wirtschaftlichen Berechnung bilden die Investitionskosten der einzelnen Komponenten, Elemente und Nebenanlagen (z.B. Stromanschluss, Elektrolyseur inklusive Peripherie, Installation / Errichtung, Zwischen- und Untergrundspeicher usw.) innerhalb der WSK, die aus Angaben der in AP 0 untersuchten Studien, den Autoren zugänglichen Projektinformationen sowie konkreten Marktdaten (z.B. Herstellerangaben) zusammengestellt wurden. In der vorliegenden Untersuchung sind die relevanten Kostenpositionen zu den Investitionen im beiliegenden Foliensatz sowie ein Auszug davon in folgender Tabelle für die Elektrolyse detailliert aufgeschlüsselt. Darin enthalten sind auch die Degressionsfaktoren für Anlagen bis 10 MW_{el}. Ähnliche Aufstellungen zu Kosten und Degressionsfaktoren für die weiteren Komponenten, Elemente und Nebenanlagen sind in die Betrachtungen der hier vorliegenden Studie eingeflossen.

Tabelle 5: Spezifische Investitionen des Elektrolyseurs (Auszug der Gesamtkostenstruktur)

Leistung des Elektrolyseurs*	Kosten / Degressionsfaktoren
0,1 – 0,4 MW	1.200 EUR/kW _{el} / 1,00
0,5 – 0,9 MW	1.100 EUR/kW _{el} / 0,92
1,0 – 4,9 MW	1.000 EUR/kW _{el} / 0,84
5,0 – 10,0 MW	900 EUR/kW _{el} / 0,75
> 10,0 MW	900 EUR/kW _{el} / 0,75

* in Elektrolyseur enthalten: Elektrolyse-Stack, Wasseraufbereitung, Gastrocknung/-reinigung, Piping, Abwärmebehandlung, Heizung, Gleichrichter, MSR

Der abgebildete Leistungsbereich für Elektrolyseure spiegelt die aktuell am Markt verfügbaren und in Demonstrationsprojekten umgesetzten Anlagengrößen wider. Die gezeigten Kosten beziehen sich dabei immer auf die gesamte Elektrolyse (Stack) inklusive Wasseraufbereitung, Gastrocknung, Piping, Gleichrichter, MSR (intern) und Heizung / Abwärmebehandlung. Reine Stackpreise werden seitens der Hersteller als sensible Daten angesehen und daher nicht veröffentlicht.

Nachfolgend wird näher auf die zugrundeliegende Rechenmethodik eingegangen. In die Berechnung der Wasserstoff-Gestehungskosten fließen folgende Haupteinflussgrößen ein:

- die Zusammenstellung der Investitionen,
- die Berechnung der Annuitäten sowie
- die avisierten Volllaststunden und
- die potentiellen Strombezugskosten

Ausgangspunkt der Berechnung bildet die Auslegung der elektrischen Anlagenleistung des Elektrolyseurs, welche unter Berücksichtigung abgeschlossener Projekte (u.a. NOW- und DVGW-Studien aus AP 0) und avisierten Betrachtungsfällen festgelegt wurde. Entsprechend der elektrischen Anlagenleistung der Elektrolyse wurden die weiteren Komponenten und Nebenanlagen innerhalb der WSK dimensioniert und mit jeweiligen Kosten hinterlegt. Die Summe aller Kosten der

Elektrolyse sowie weiterer Komponenten und Nebenanlagen sind die Haupteinflussgrößen, aus denen die absoluten Gesamtinvestitionen für die betrachteten Einzel- und Kombinationsmodelle ermittelt werden. Die Auslegung der Elektrolyse bestimmt so maßgeblich die Gesamtinvestitionskosten. Weiterhin wurden zu den absoluten Gesamtinvestitionen jeweils ein bestimmter prozentualer Kostenfaktor für Planung / Genehmigung / Management, Ausgleichmaßnahmen sowie Unvorhergesehenes aufgeschlagen. Die Summe der Gesamtinvestitionen inklusive der Zuschläge bilden die anlagenseitigen Investitionen zur Berechnung der Wasserstoff-Gestehungskosten.

Die Berechnung der Wasserstoff-Gestehungskosten erfolgt nach der Annuitätenmethodik gemäß der Richtlinienreihe VDI 2067 „Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen“. Grundlage der Annuitätenmethode sind die im Vorfeld ermittelten Investitionskosten der Gesamtanlage. Des Weiteren wurden Faktoren, Kosten sowie Zeiteinheiten für folgende Positionen, die orientierend aus dem Betrieb von Biogasanlagen sowie aus aktuell recherchierten Quellen oder Projekten stammen, zusammengestellt:

- Zinssatz und Risikozuschlag
- Abschreibungszeiten der Anlageninvestitionen
- Personalkosten und Zeitintervalle (Grundpersonal, Techniker, Betriebsleiter)
- Verbräuche (z.B. Wasser, auf Grundlage der ermittelten Wirkungsgrade)
- Kosten für Wartung und Reparatur (prozentualer Kostenfaktor von Investitionssumme)
- Entsorgungskosten
- Versicherung
- Deckungsbeitrag (Fixkosten)

Abschließend wurde zur Berechnung der Gestehungskosten avisierte Volllaststunden und potenzielle Strombezugskosten der Elektrolyse, als relevante Kenngrößen für den Anlagenbetrieb, für unterschiedliche zu betrachtende Szenarien definiert. Die Ausgabe der Gestehungskosten erfolgt unterteilt in kapitalgebundene-, betriebsgebundene-, verbrauchsgebundene- und Entsorgungskosten, welche sich aus den o.g. Faktoren, Kosten sowie deren Zeiteinheiten ergeben. Die Summe dieser Gestehungskosten ergeben letztendlich die tatsächlichen Wasserstoff-Gestehungskosten, spezifisch angegeben u.a. pro Kubikmeter oder Kilowattstunde. Abschließend erfolgt ein Vergleich der ermittelten Wasserstoff-Gestehungskosten mit den am Markt erzielbaren Netto-Preisen (Referenzpreisen) aus konkurrierender Herstellung / Vertrieb.

Bei der Ermittlung der Wasserstoff-Gestehungskosten wurden Steuern, Umlagen, Netzentgelte u.ä. nicht berücksichtigt.

Die Methodik zur Einzel- und Kombinationsmodellbetrachtung ist grundlegend gleich. Im Kapitel 3.5 wird aufgrund der Untersuchungsrelevanz detaillierter auf die Investitionskosten und Gestehungskosten der Kombinationsmodelle eingegangen.

3.3 Herangehensweise und Einzelmodellbetrachtung

Auf Grundlage der Ergebnisse aus AP 0 „Studiensynopse“ (Kapitel 2) wurden folgende WSK, nach Art der Wasserstoffnutzung differenziert, identifiziert und untereinander verglichen (vgl. auch Folie 40):

- „Erdgasnetz“
- „Rückverstromung“
- „Industrie“
- „Mobilität“
- „Technische Gase“

Aus diesem Überblick der unterschiedlichen WSK werden in diesem Kapitel konkrete Einzelmodelle gebildet und diese wirtschaftlich analysiert. Konkret bedeutet dies, dass die Anlagendimensionierung und damit die Zusammenstellung der Investitionen und Berechnung der Gesteungskosten lediglich auf eine Nutzungsmöglichkeit fokussiert. Dazu wurden die Komponenten vom Stromanschluss über Wasserstoffherzeugung (Elektrolyse) bis zur Erlöstechnik (z.B. Gasnetz, Blockheizkraftwerk - BHKW) einzeln aufgestellt, analysiert und die Anlagen- und Betriebsparameter (z.B. elektrische Leistung, Volllaststunden, Strombezugskosten) für jede WSK spezifisch ausgelegt. Weiterführende Informationen sind im Anhang des beiliegenden Foliensatzes zu finden.

Folgende fünf WSK (Einzelmodelle) werden in diesem Kapitel wirtschaftlich untersucht, um eine Größenordnung der Gesteungskosten einzelner Nutzungspfade zu ermitteln (vgl. Folie 42):

Einzelmodell 1 Gasnetz – Lieferung per Pipeline an Endkunden

Erzeugung sowie Einspeisung und Transport von Wasserstoff im Gasnetz inklusive Pufferspeicher (Tank); Stromnetzentlastung

Einzelmodell 2 Brennstoffzelle / BHKW – Rückverstromung (lokal)

Erzeugung und Speicherung (Erdgasnetz) von Wasserstoff inklusive Rückverstromung mittels Brennstoffzelle / BHKW; Stromnetzentlastung / -stabilisierung

Einzelmodell 3 Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) – Rückverstromung (lokal)

Erzeugung und Speicherung (Gasspeicher) von Wasserstoff inklusive Rückverstromung mittels GuD; Stromnetzentlastung / -stabilisierung

Einzelmodell 4 Wasserstoffnetz – Industrie

Erzeugung sowie Bereitstellung von Wasserstoff für chemische Prozesse inklusive Gasspeicher

Einzelmodell 5 Mobilität – Einsatz von dezentraler Technik in der Mobilität

Erzeugung sowie Bereitstellung von Wasserstoff in dezentralen Einheiten für die Mobilität; Versorgung mehrerer Tankstellen mittels Trailer

Als Berechnungsgrundlage wurden 2.000 VLS, ein Strombezugspreis für die Elektrolyse und Nebenanlagen von 20 EUR/MWh_{el} sowie ein Gesamtwirkungsgrad von 65%_{ELY,HS} (Elektrolyse inklusive Nebenanlagen, Stand Projektbeginn) angesetzt. Aktuelle, erst nach Abschluss der Berechnungen in dieser Studie verfügbare, Informationen zeigen dass die die in Deutschland

errichteten Pilotanlagen einen Gesamtwirkungsgrad von 70%_{HS} (PEM, 30 bar) bzw. 77%_{HS} (alkalisch) erreichen. Diese Angaben sind zukünftig in Berechnung einzubeziehen und wirken sich geringfügig positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus. Die Ergebnisse und die Referenzpreise (netto) sind in Folie 50 dargestellt.

Laut der Aussage von verschiedenen Betreibern kann Wasserstoff in Großreformeranlagen aus Erdgas aktuell zu Gestehungskosten von 1,00 – 4,00 €/kg_{H2} hergestellt werden [3], [4]. Diese Angabe hängt jedoch stark von den Leistungsparametern der Produktionsanlage ab. Ein industrielles Interesse an „grünem“ Wasserstoff besteht laut Aussage der Marktteilnehmer ab einem Marktpreis von etwa 5 €/kg_{H2} [3]. In der NOW-Studie wurden als Grenzkosten für die Produktion aus Reformeranlagen ein Wasserstoffpreis von 2,13 €/kg_{H2} ermittelt, welcher in den folgenden Betrachtungen als Benchmark zu Grunde gelegt wird. Für den mobilen Bereich sind entsprechend der NOW-Studie Grenzkosten von 5,96 €/kg_{H2} (Preis an der Tankstelle abzüglich Umsatzsteuer, Transport, Betrieb Tankstelle) anzusetzen. [1]

Wie die auf der Folie 50 dargestellte Gegenüberstellung der ermittelten Gestehungskosten und der aktuell am Markt erhobenen (Netto-)Preise (Referenzpreise) für etablierte Energieträger zeigt, befinden sich die ermittelten Wasserstoff-Gestehungskosten nur im Sektor „Industrie: 7,54 €/kg_{H2}“, sowie „Mobilität: 11,65 €/kg_{H2}“ in einem annähernd wirtschaftlichen Bereich (oder aufgrund der Bereitschaft einen Mehrwert für Wasserstoff als „sauberer Kraftstoff“ zu leisten). Die Einzelmodelle „Gasnetz“ und „Rückverstromung“ sind aufgrund der konkurrierenden Preise (Erdgaspreis, Biogaspreis, Strompreise, usw.) bzw. der vergleichsweise geringen Wirkungsgrade der Rückverstromung aktuell nicht wirtschaftlich darstellbar.

Zusammenfassend kann erläutert werden, dass die ermittelten Gestehungskosten für „grünen“ Wasserstoff aus Einzelmodellen höher sind als die am Markt erzielbaren (Netto-)Preise für etablierten „grauen“ Wasserstoff. Wie der Vergleich deutlich macht, ist eine wirtschaftliche Wasserstoffherzeugung, welche ausschließlich einen Nutzungspfad (Einzelmodell) bedient, aktuell nur schwer bzw. nicht darstellbar. Im Folgenden werden daher die Kombinationen verschiedener Nutzungspfade (Kombinationsmodelle) hinsichtlich ihrer Synergiepotenziale betrachtet.

Ergänzend wird darauf hingewiesen, dass aus der Nutzung von erneuerbaren Gasen resultierende Vorteile (z.B. Vermeidung von Treibhausgasemissionen) derzeit keine preisliche Würdigung am Markt finden. Für einen objektiven Vergleich ist es aber erforderlich den Wert der Nachhaltigkeit zu quantifizieren. In der vorliegenden Arbeit wurden jedoch lediglich die marktüblichen Preise (ohne Berücksichtigung der Nachhaltigkeit) zum Vergleich herangezogen, da diese die aktuelle Situation widerspiegeln. Bei Änderung dieser Situation könnte sich schnell ein anderes Bild ergeben. Entsprechende Betrachtungen sind jedoch nicht Teil dieser Untersuchung.

3.4 Kombinationsmodellbetrachtung

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der Hauptvorteil der Kombination mehrerer WSK in der verbesserten Wirtschaftlichkeit liegt. Denn damit kann eine Verteilung der anfallenden Investitionskosten für die Technik, Installation usw. auf mehrere Erlöspfade stattfinden. Darüber hinaus kann die elektrische Leistung der Elektrolyse deutlich gegenüber den Einzelpfaden erhöht werden, wodurch Synergieeffekte genutzt und letztlich eine Kostenreduktion hinsichtlich spezifischer Investitionskosten, Errichtung, Betrieb / Wartung und Finanzierung (Verzinsung) erreicht werden können. Auch die Investitionskosten für Speicher- und Erlöstechnologien, welche bei Einzelpfaden

einen beträchtlichen Kostenanteil ausmachen, können so besser ausgenutzt werden und somit zu einer Reduzierung der spezifischen Kosten beitragen. Auch sind aufgrund der Skalierung technologische Verbesserungen bei Kombinationsmodellen stärker wirksam (Folie 52).

Für die weitere Betrachtung zur Aufstellung der Investitionen und zur Ermittlung der Gesteungskosten wurden die folgenden drei Kombinationsmodelle definiert (Folie 53-54):

1. Kombinationsmodell Industrie:

- Hauptversorgung: Wasserstoff für chemische Prozesse (z.B. Düngemittelherstellung, Fetthärtung) / brenntechnische Anwendungen (Schnittstelle ist Eingang zur Endnutzung) inklusive Bevorratung im Untergrundspeicher
- Integrierte Anwendung:
 - Mobilität – Versorgung von 36 Tankstellen (Umkreis 30 km) mittels Trailer (Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge)
 - Rückverstromung – mittels BHKW / Brennstoffzelle und Berücksichtigung von Stromnetzentlastung / -stabilisierung, Regelleistungsbereitstellung
- Optional: Gasnetz – Einspeisung und Transport von Wasserstoff im Gasnetz

2. Kombinationsmodell Mobilität:

- Hauptversorgung: Mobilität – Versorgung von 36 Tankstellen (Umkreis 30 km) mittels Trailer (Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge)
- Integrierte Anwendung:
 - Rückverstromung – mittels BHKW / Brennstoffzelle und Berücksichtigung von Stromnetzentlastung / -stabilisierung, Regelleistungsbereitstellung
- Zusatz: Gasnetz – Einspeisung und Transport von Wasserstoff im Gasnetz (bivalente Nutzung der Trailerabfüllung für die Einspeisung ins Erdgasnetz)

3. Kombinationsmodell Gasnetz:

- Hauptversorgung: Erzeugung sowie Bereitstellung von Wasserstoff für Einspeisung ins Erdgasnetz
- Integrierte Anwendung:
 - Mobilität – Erzeugung sowie Bereitstellung inklusive Speicherung (Untergrundspeicher) von Wasserstoff für die Mobilität (Brennstoffzellenfahrzeuge); Versorgung von 36 Tankstellen (Umkreis 30 km) mittels Trailer (Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge)
 - Brennstoffzelle – Rückverstromung – mittels BHKW / Brennstoffzelle und Berücksichtigung von Stromnetzentlastung / -stabilisierung, Regelleistungsbereitstellung inklusive Speicherung (Untergrundspeicher) von Wasserstoff, Rückverstromung mittels Brennstoffzelle, Dienstleistungen: Stromnetzentlastung / -stabilisierung, Regelleistungsbereitstellung (positiv: Rückverstromung Brennstoffzelle / negativ: Elektrolyse / optimierter Anlagenbetrieb)

In den Folien 55-57 werden die o.g. Kombinationsmodelle und ihrer zugrunde gelegten Anlagenkenndaten für die weitere Untersuchung und Berechnung ausführlich dargestellt. Die Auslegungsgrundlagen der Elektrolyseurleistungen, Wirkungsgrade der Erlöstechnologien sowie die Speichergrößen sind entsprechend den Fußnoten in den dort aufgeführten Tabellen zu entnehmen.

3.5 Investitionskosten und Gestehungskosten der Kombinationsmodelle

3.5.1 Investitionskosten

Anhand der im Projekt definierten Rahmenbedingungen konnten für die Kombinationsmodelle die jeweilige Gesamtinvestitionssumme und die Verteilung der Investitionskosten auf einzelne Elemente ermittelt werden. So wurden für die Kombinationsmodelle entsprechend der Auslegung (Folien 55-57) Investitionssummen von 385 Mio. € („Industrie“), 45 Mio. € („Mobilität“) und 84 Mio. € („Gasnetz“) ermittelt. Die jeweilige Kostenverteilung der Elemente innerhalb des Kombinationsmodells ist in den Folien 60-62 dargestellt. Zusätzlich sind in Folie 60 die Kostenschwerpunkte mittels eines „roten €-Symbols“ hervorgehoben.

Mit Abstand der größte Kostenfaktor in allen Kombinationsmodellen ist die Investition in die Elektrolysetechnik. Diese verursacht jeweils mehr als die Hälfte der Gesamtkosten. Einen weiteren erheblichen Kostenfaktor stellt, sofern erforderlich, die Netzanbindung (Transformator, Gleichrichter, Umspannwerk) dar. Diese liegt im Bereich von 7 – 12% der Gesamtkosten je Kombinationsmodell. Weitere kostenintensive Positionen sind Unvorhergesehenes und Kosten für die Planung und Genehmigung der Anlage, jeweils etwa 10% der Gesamtkosten (Kombinationsmodell Industrie).

Im Vergleich zur Elektrolyse, trägt der Untergrundgasspeicher deutlich geringer zu den erforderlichen Investitionskosten bei. Für die Langzeitspeicherung sind Untergrundspeicher, aufgrund ihrer Kapazität und den spezifischen Kosten, technisch und wirtschaftlich erforderlich. Sie stellen damit einen nicht substituierbaren Kostenfaktor dar. Die alternative Möglichkeit der Einlagerung von Gasmengen bis etwa 700.000 Nm³ in Röhrenspeichern ist spezifisch deutlich teurer. Eine Alternative zur physischen Speicherung besteht in der bilanziellen Einspeisung bzw. Entnahme von Wasserstoff über das bestehende Erdgasnetz.

Auch auf die jeweils notwendigen Zusatz- und Erlöstechnologien (z.B. Einspeiseanlage, Wasserstoffnetz, Brennstoffzelle, BHKW,...) entfällt ein erheblicher leistungsabhängiger Kostenanteil. In Summe beträgt dieser etwa 5% der Gesamtinvestition je Kombinationsmodell. Dies wirkt sich z.T. deutlich auf die Wirtschaftlichkeit der betreffenden Wertschöpfungsketten aus.

3.5.2 Ermittlung der Wasserstoff-Gestehungskosten

Bei der Ermittlung der Gestehungskosten für Wasserstoff innerhalb der einzelnen Kombinationsmodelle wurde der gleiche Betrachtungsansatz wie bei der Einzelpfadanalyse gewählt. So sind in den Gestehungskosten die Kapitalgebundenen-, Personal-/Wartungs-, Entsorgungs- und Verbrauchskosten enthalten. Diese fließen als fixe Kosten in die Berechnung ein. Der Preis für den Strombezug der Elektrolyse sowie der Nebenanlagen wurde für die Berechnung mit 20 €/MWh_{el} bei einer Laufzeit von 2.000 bzw. 4.000 VLS angenommen. In Folie 64 bzw. Abbildung 13 sind die Gestehungskosten von Wasserstoff nach den kapitalgebundenen, verbrauchgebundenen sowie Personal- und Wartungskosten dargestellt.

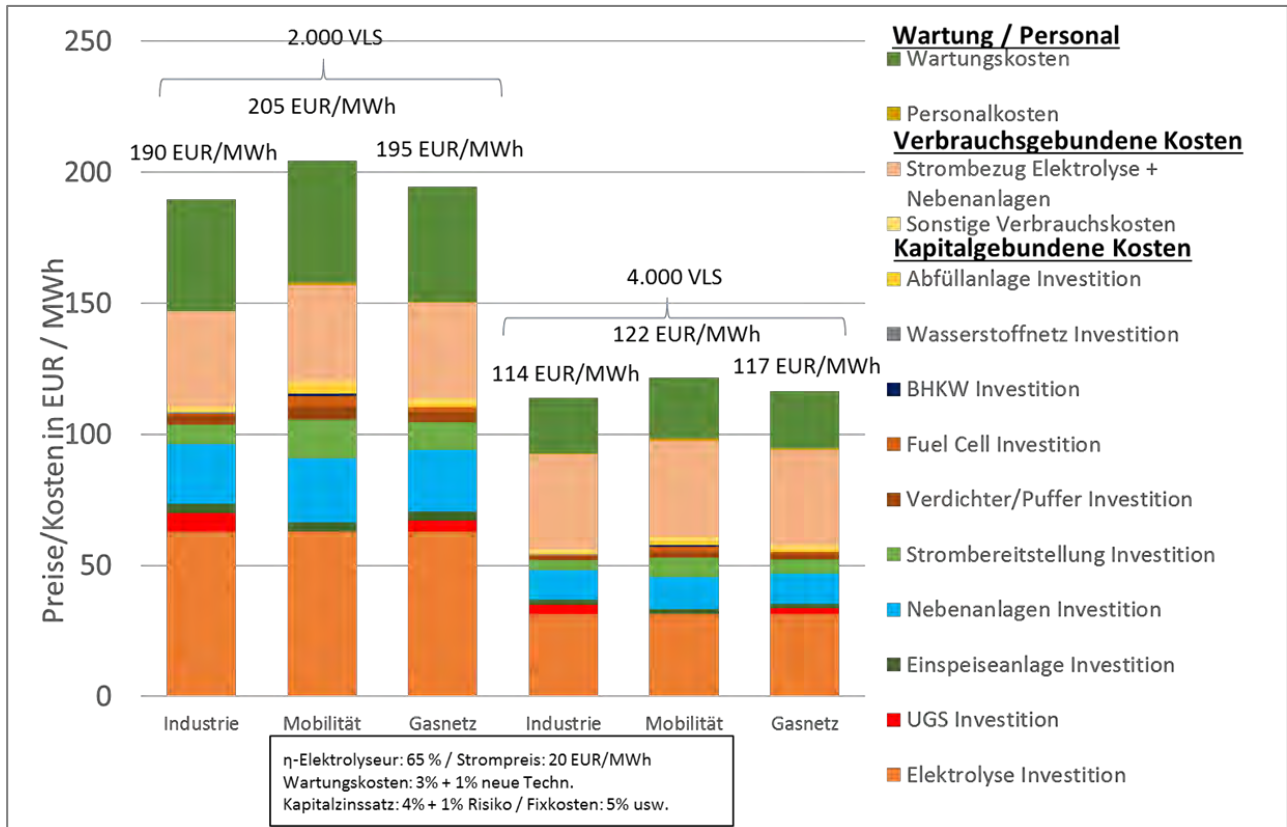


Abbildung 13: Wasserstoff-Gestehungskosten Kombinationsmodelle Industrie, Mobilität, Gasnetz

Dazu sind in den Folien 65-66 und in Tabelle 6 die Ergebnisse der Kombinationsmodelle (für 4.000 VLS / 20 EUR/MWh_{el}) und die äquivalente Umrechnung der Gestehungskosten auf die einzelnen Nutzungspfade sowie die Referenzpreise (Folie 50) abgebildet. In der Kopfzeile sind die betrachteten Kombinationsmodelle: Industrie, Mobilität und Gasnetz wiederzufinden. In den Zeilen darunter werden jeweils die einzelnen Gestehungskosten für die Nutzungspfade infolge der Kombination ausgewiesen. In der Tabelle sind die Gestehungskosten des jeweiligen Kombinationsmodells mit „fett“ gesetzter Schrift dargestellt. Die letzte Spalte zeigt die Referenzpreise (ohne Steuern und Umlagen) mit denen die Gestehungskosten konkurrieren.

Tabelle 6: Spezifische Gesteungskosten verschiedener Kombinationsmodellen (4.000 VLS / 20 EUR/MWh_{el}, Tabelle ist in Spalten zu lesen)

Kombinationsmodell	Industrie	Mobilität	Gasnetz	Referenzpreise (ohne Steuer und Umlagen)
Industrie	4,49 EUR/kg_{H2}	-	-	2,13 EUR / kg _{H2} [1]
Mobilität	4,49 EUR/100 km ² (äquivalent EUR/kg _{H2})	4,79 EUR/100 km² (äquivalent EUR/kg_{H2})	4,59 EUR/100 km ² (äquivalent EUR/kg _{H2})	5,96 EUR / kg _{H2} [1]
Brennstoffzelle	18,98 Cent/kWh _{el} ¹	20,29 Cent/kWh _{el} ¹	19,41 Cent/kWh _{el} ¹	13,87 Cent/kWh _{el} Haushalt 2014, Energieerzeugung, Beschaffung und Lieferung [5]
BHKW	27,12 Cent/kWh _{el} ¹	28,98 Cent/kWh _{el} ¹	-	
Gasnetz	11,39 Cent/kWh _{H2}	12,17 Cent/kWh _{H2}	11,64 Cent/kWh_{H2}	Erdgas: 3-4 Cent/kWh _{H2} (Grenzübergang), Biogas: 9 Cent/kWh _{H2}) [6]

¹ Bezogen auf elektrischen Wirkungsgrad (Brennstoffzelle: 60%_{el}, BHKW: 42%_{el}, GuD: 50%_{el})
² 1 kg Wasserstoff pro 100 km (Brennstoffzelle + Elektroantrieb)

Nach vorliegendem Vergleich zwischen Einzel- und Kombinationsmodellen unter Berücksichtigung der Leistungsgrößen (Elektrolyse, Erlöstechnologien,...) können die Gesteungskosten, im Vergleich zu Einzelpfaden, durch die Anwendung von Kombinationsmodellen deutlich reduziert werden (teilweise bis über 30%, siehe Folie 65). Des Weiteren zeigt ein erster Ausblick in diesem Kapitel den starken Einfluss der Volllaststunden auf die Gesteungskosten. So bewirkt die Verdoppelung von 2.000 auf 4.000 VLS eine Reduzierung der Gesteungskosten um rund 40 %. Das Kombinationsmodell Industrie erreicht, mit 190 bzw. 114 €/MWh, die geringsten Gesteungskosten. Die absoluten Kosten der einzelnen Kombinationsmodelle liegen jedoch nah beieinander. So erreicht das Kombinationsmodell Mobilität, mit 205 bzw. 122 €/MWh, nur geringfügig höhere, aber im Vergleich die höchsten Gesteungskosten. Eine Wirtschaftlichkeit zeichnet sich bei dieser Betrachtung jedoch nur bei 4.000 VLS im Vergleich zur mobilen Erlösmöglichkeit ab.

3.5.3 Grenzkostenanalyse

Bei der Ermittlung der Grenzkosten für die Wasserstoffproduktion der Kombinationsmodelle, die grundsätzlich der Methodik der Wirtschaftlichkeitsberechnung von Einzel- und Kombinationsmodellen folgt, fließen ausschließlich die verbrauchsgebundenen Parameter / Kosten ein, da von einer existierenden Anlage ausgegangen wird und somit die Investitionskosten und damit die resultierenden kapitalgebundenen Gestehungskosten entfallen. Weiterhin fließen die Personal-/Wartungs- und die Entsorgungskosten ebenfalls nicht in die Gestehungskostenrechnung mit ein, da diese einen sehr geringen Einfluss auf die Gestehungskosten ausüben. Ebenfalls unberücksichtigt bleiben Steuern, Netzentgelte, Umlagen usw.

Die verbrauchsgebundenen Parameter für die Grenzkostenanalyse sind die variablen Kosten des Strombezugs für Elektrolyse und Nebenanlagen, die Wasserverbrauchs- und -aufbereitungskosten. Letztere zwei Positionen wurden aufgrund ihres geringen Einflusses auf das Ergebnis jedoch vereinfacht als fixe Kosten angenommen. In Folie 69 sind die sich aus der Berechnung ergebenden, maximalen Strombezugskosten aufgeführt. Dem gegenübergestellt finden sich zusätzlich die äquivalenten Referenzpreise der einzelnen Kombinationsmodelle.

Dieser Betrachtungsansatz zeigt, dass beim Kombinationsmodell „Mobilität“ auch bei hohen Strombezugskosten von bis zu 88 €/MWh_{el} die „zulässigen“ Grenzkosten von 5,96 €/kg_{H2} nicht überschritten werden. Auch das Kombinationsmodell der „Rückverstromung“ über Brennstoffzellen zeigt mit 47 €/MWh_{el} eine vergleichsweise hohe Obergrenze für den Strombezug. Für das Kombinationsmodell „Industrie“ können maximal Strombezugskosten in Höhe von 31 €/MWh_{el} angesetzt werden, da der Preisbenchmark nur Strombezugskosten bis 20 €/MWh_{el} zulässt.

3.6 Sensitivitätsbetrachtungen

Zur Evaluation der bisherigen Ergebnisse und insbesondere zur Identifizierung von Forschungsschwerpunkten wurde abschließend eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Diese beinhaltet neben der Variation der Strompreise und der Anzahl der VLS auch mögliche zukünftige und als realistisch eingeschätzte Kostenreduktionen einzelner Komponenten (Elektrolyse, UGS, Einspeiseanlage,...) und technologische Entwicklung (Wirkungsgrad Elektrolyse). Eine Übersicht zu den Eingangsdaten zur Sensitivitätsanalyse findet sich in Folie 72 wieder.

Das Ergebnis der Sensitivitätsbetrachtung zeigt, dass der Strompreis und die Anzahl der VLS den größten Einfluss auf die Gestehungskosten besitzen. Konkrete Kostenreduzierungspotenziale werden an dieser Stelle aufgrund der breiten Betriebsmöglichkeiten von Strombezug und VLS-Anzahl nicht wiedergegeben. Der Bezug von „günstigem“ Strom und die Realisierung von hohen VLS sollte jedoch grundsätzlich angestrebt werden. Für die zuvor betrachteten Kombinationsmodelle (Durchschnittsbetrachtung für alle Kombinationsmodelle) ergeben sich folgende Reduzierungen der Gestehungskosten zu den untersuchten Sensitivitätsbetrachtung (Folie 73, bei Unterstellung der Entwicklung von Preisen und der Performance Folie 72):

- Kostenreduktion nur Elektrolyse: 16 - 17%
- Wirkungsgraderhöhung Elektrolyse: 13%
- Kostenreduktion (UGS, BHKW, Brennstoffzelle): 1 - 2%

Hierbei ist zu erwähnen, dass der Einfluss der Kostenreduktion von Zusatz- und Erlöstechnologien (UGS, BHKW, Brennstoffzelle) abhängig von der berücksichtigten Leistungsgröße innerhalb des Kombinationsmodells und daher sehr unterschiedlich ist.

Durch Kombination mehrerer Sensitivitätsoptionen besteht die Möglichkeit in Summe eine erhebliche Reduktion der Gestehungskosten zu erreichen. So können die Gestehungskosten im „Idealfall“ (Kostenreduktion UGS, BHKW, Brennstoffzelle + Wirkungsgraderhöhung Elektrolyse + Kostenreduktion Elektrolyse) um 29% verringert werden. Ein „Moderater Ansatz“ (Wirkungsgraderhöhung Elektrolyse + Kostenreduktion Elektrolyse) zeigt eine Kostenreduktion um immerhin 27 % (Folie 74).

Die Sensitivitätsanalyse bestätigt damit die These, dass eine Kombination verschiedener WSK zu Kombinationsmodellen eine wesentliche Kostenreduktion und damit eine verbesserte Wirtschaftlichkeit bewirken können. Die Potenzialerschließung erfordert demzufolge die Forschung, Entwicklung und Erprobung neuer Anlagenprojekte. In Folie 75 ist eine Übersicht der Gestehungskostensenkungspotenziale von Wasserstoff für das Kombinationsmodell „Industrie“, ausgehend vom Einzel- über Kombinationsmodell bis hin zur den betrachteten Sensitivitätsoptionen abgebildet.

4. AP 2: Ermittlung des Forschungs- und Entwicklungsbedarfes

Aus den Ergebnissen des „Studienvergleich“ (AP 0) und „Gegenüberstellung der Wertschöpfungsketten für die Integration von Wasserstoff / Power-to-Gas“ (AP 1) sind die F&E-Aufgaben abzuleiten, die die Technologie am wirkungsvollsten (im technisch wirtschaftlichem Sinn) verbessern. Die hierbei ermittelten Schwerpunkte lassen sich thematisch in die Bereiche Kostenoptimierung, innovative kombinierte Nutzungspfade, Betriebsweise und technische Entwicklung einteilen.

Bei der Optimierung der Anlagenkosten liegt der Schwerpunkt auf einer Reduzierung der Investitionskosten neuer Anlagen. Die Kostenschwerpunkte liegen grundsätzlich bei der Elektrolyseanlage, der Netzanbindung und den Erlöstechnologien (Brennstoffzelle, BHKW, Tankstelle usw.). Demnach sollte hier der Forschungsschwerpunkt, neben der technischen Optimierung, vor allem auf die Reduktion der spezifischen Kosten dieser Anlagenbestandteile gesetzt werden. Gleichzeitig empfiehlt sich auch bei mäßigen Optimierungsaussichten, wie etwa für Wasserstoff-UGS und Einspeiseanlagen, weiter aber mit nachgeordneter Priorität an der Kostenreduktion dieser Anlagen zu arbeiten. Weitere hohe Kostenblöcke sind die Planung, Genehmigung und Sicherheiten für unvorhergesehene Ausgaben. Hier gilt es diese im Rahmen weiterer Pilotanlagen genau zu quantifizieren und Kostensenkungspotenziale auch durch Pionierarbeit für Standardisierungsmaßnahmen zu heben.

Hinsichtlich der Nutzungspfade des Wasserstoffs zeigt die Untersuchung, dass Kombinationsmodelle erhebliche Vorteile gegenüber der Nutzung von Einzelpfaden besitzen. So können die Gestehungskosten durch Kombinationsmodelle um mehr als 30% reduziert werden. Das Ziel sollte daher sein, Systeme zu entwickeln, welche in sich technisch und betrieblich für eine vielseitige Anwendung von Wasserstoff abgestimmt sind. Die zu diesem Zweck konzipierten Anlagen können, im Vergleich zu den Einzelanwendungen, in ihrer Elektrolyseleistung erheblich erweitert werden. Die dadurch gehobenen Synergieeffekte wirken sich letztlich positiv auf alle Kostenpositionen (Investitionen, Errichtung, Betrieb, Gestehungskosten usw.) aus. Bei der Realisierung hierauf ausgerichteter Pilotprojekte müsste demzufolge verifiziert werden in wie weit eine Umsetzung möglich ist und ob die gewünschten / avisierten Kosteneinsparungen erreicht werden können.

Ein weiterer Forschungsschwerpunkt ist das Betriebsregime der Elektrolyse-Anlagen. Die Auswertung der durchgeführten Sensitivitätsbetrachtung hat ergeben, dass eine Umsetzung von hohen VLS, sowie der Bezug von „günstigem“ Strom das größte Kostensenkungspotenzial der Wasserstoff-Gestehungskosten besitzen. Um diese Potenziale nutzbar zu machen ist es erforderlich, bei der Umsetzung zukünftiger Pilotanlagen im Vorfeld geeignete und nachhaltige Vorzugsstandorte zu identifizieren. Eine Orientierung könnte durch einen Potenzialatlas gegeben werden. Die essentielle Aufgabe eines möglichst günstigen Strombezugs obliegt ebenfalls der Betriebsführung und orientiert sich an den Geschäftsmodellen („Stromeinkauf“). Die Grenzkostenbetrachtung unter Kapitel 3.5.3 kann ein Ansatz hierfür darstellen.

5. AP 3: Wichtige Themen für Demonstrationsprojekte auf Grundlage der Erkenntnisse der Metastudie

Auf Grundlage der Ergebnisse der vorangegangenen Arbeitspakete werden in diesem Kapitel Ideen für die Ausgestaltung zukünftiger Demonstrationsprojekte entwickelt. Inhaltliche Schwerpunkte werden identifiziert und in einem beispielhaften Grobkonzept eines denkbaren Vorhabens zusammengeführt. Zu diesem Zweck wurden die oben vorgestellten Forschungsschwerpunkte zunächst auf ihre Schnittstellen und Unterschiede hin untersucht. Hierzu wurden die verschiedenen Aspekte herausgearbeitet und untereinander abgeglichen. Als Ergebnis des Abgleiches konnten die verschiedenen F&E-Schwerpunkte den Themenbereichen Gasinfrastruktur, Nebenanlagen, Geschäftsmodelle und Elektrolysetechnik zugeordnet werden. Auf Folie 81 sind die Ergebnisse der Gegenüberstellung mit der genauen Aufstellung der Forschungsschwerpunkte und deren thematische Einordnung zusammengefasst.

Ergänzend zu der Studienbetrachtung wurde eine Analyse von Elektrolyseur-Projekten im europäischen Raum durchgeführt (Folie 82). Die Aufstellung zeigt, dass die insgesamt 19 Projekte sowohl in der Elektrolysetechnik (alkalisch, PEM) als auch in deren Leistungsklassen ein breites Feld abdecken. Lediglich im mehrstelligen MW-Bereich existiert momentan kein bekanntes Projekt. Die Errichtung einer Anlage im zweistelligen Elektrolyseleistungsbereich (z.B. 10 – 20 MW_{el}) wäre demzufolge ein neuer Ansatz. Daneben offenbart ein Vergleich der Nutzungspfade der einzelnen Projekte einen weiteren möglichen Ansatz zur Ausgestaltung zukünftiger Demonstrationsprojekte. So zeigt sich, dass der Großteil der Anlagen jeweils nur ein oder zwei Nutzungspfade beschreiten. Eine Verknüpfung mehrerer Einzelpfade im Rahmen eines für diesen Anwendungsfalls optimierten Gesamtanlagenkonzeptes (damit die Umsetzung eines Kombinationsmodells) wäre ein innovativer Ansatz der auf die bestehenden Erfahrungen aus den laufenden Pilotvorhaben aufbauen kann.

Als Kombinationsmodelle bieten sich grundsätzlich alle untersuchten Nutzungspfade, jedoch insbesondere „chemische Industrie“ und „Mobilität“, an. Keine der derzeit umgesetzten und im Bau / Planung befindlichen Anlagen in Europa sieht derzeit eine direkte Lieferung von „grüner^{am}“ Wasserstoff für die chemische Industrie vor. Somit wäre die Umsetzung dieses Nutzungspfades absolut neu und innovativ. Ergänzend hierzu ist die Herstellung von Wasserstoff als Kraftstoff (Mobilität) als ein weiteres Kombinationsmodell aufgrund der hohen Erlöse anzustreben.

Entsprechend dem Studienvergleich, der Betrachtung umgesetzter Elektrolyseur-Projekte sowie den Erkenntnissen der vorangegangenen Kapitel fasst die folgende Abbildung 14 relevante Themen für denkbare zukünftige Demonstrationsvorhaben zusammen. Hauptaugenmerk des Konzeptes ist die Verbindung mehrerer Einzelmodelle zu einem Kombinationsmodell. In der erfolgten Betrachtung hat sich das Kombinationsmodell „Mobilität“, bedingt durch hohes Erlöspotential, als vielversprechend erwiesen. Darüber hinaus wird die Versorgung der „chemischen Industrie“ als ein weiterer Hauptpfad einbezogen. Demzufolge beinhaltet das Kombinationsmodell als Hauptnutzungspfade die stoffliche Nutzung des erzeugten Wasserstoffs in der chemischen Industrie und die Bereitstellung als Kraftstoff für die Mobilität. Als Nebenpfade sollen zusätzlich die Einspeisung in das Gasnetz und die Rückverstromung über den Einsatz einer Brennstoffzelle integriert werden. Eine Zwischenspeicherlösung in innovativen Obertageanlagen (z.B. Metallhydridspeicher) trägt ebenfalls zum Neuheitsgrad bei. Der Strombezug erfolgt entweder über einen Netzanschluss und / oder durch Integration der Anlage in einen Erzeugungsstandort erneuerbarer Energie (z.B. Windpark). Themenschwerpunkt ist dabei die systemische Optimierung des Gesamtkonzeptes.

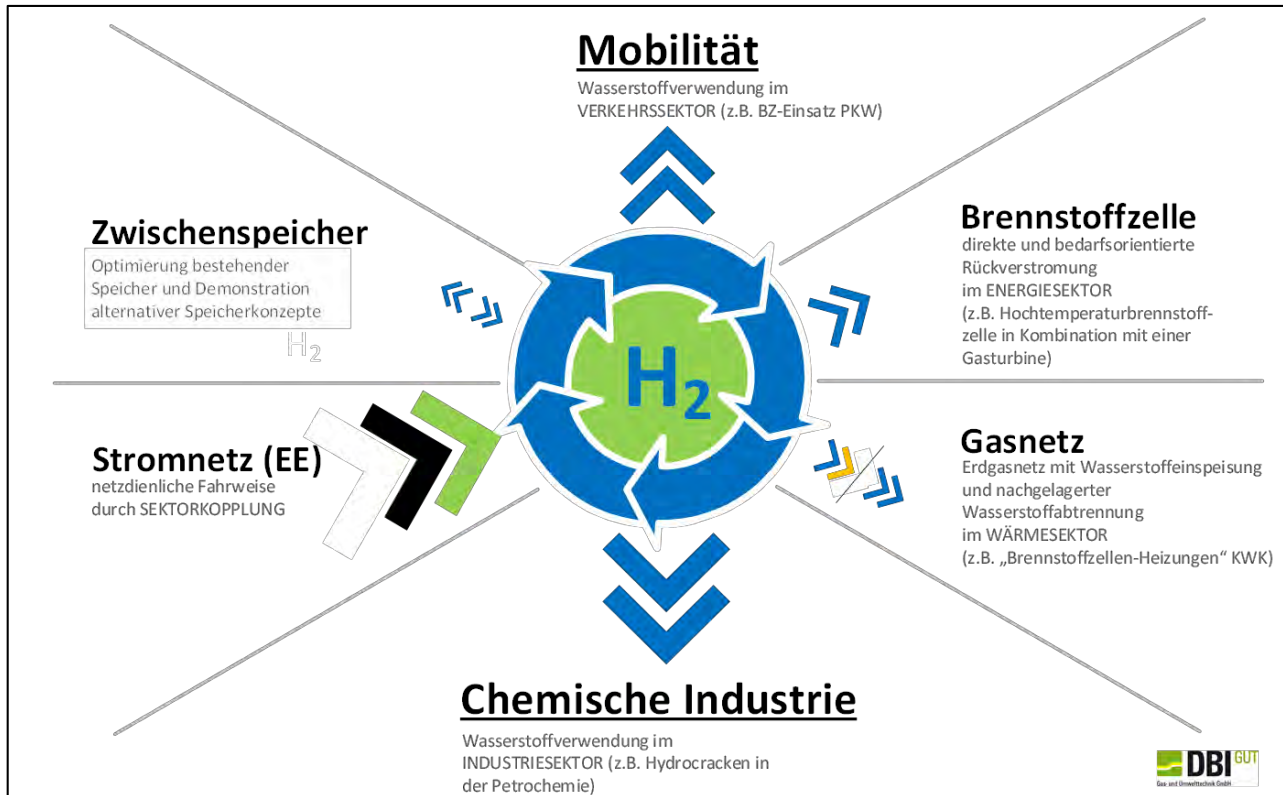


Abbildung 14: Kombinationsmodell „Chemische Industrie + Mobilität“ mit Nebenerlöspfad

Die Präqualifikation der Elektrolyse für den Regelenergiemarkt bei gleichzeitiger direkter physischer Verknüpfung mit einem Windpark wäre ein weiteres Alleinstellungsmerkmal. So könnten zusätzlich netzdienliche Leistungen erbracht und die Netzsicherheit mit Hilfe von Erneuerbaren Energien (z.B. Windkraftanlagen) gestärkt werden. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die technische Integration einer entsprechenden Anlage auf Verteilnetzebene (Nieder- oder Mittelspannung) an einem neuralgischen Punkt. So könnte die Anlage zum einen in Zeiten großer EE-Einspeisung netzentlastend wirken und zum anderen gleichzeitig das tatsächliche Stromeinspeisepotential für EE in dieser Region erhöhen. Hierzu müsste jedoch eine Anpassung der elektrischen Leistung erfolgen. In diesem Sinne spielt die technische Optimierung der Stromnetzanbindung (Trafo, Gleichrichter, Umspannwerk) und deren Kostenverifizierung eine wichtige Rolle.

Des Weiteren empfiehlt sich für ein innovatives Demonstrationsprojekt eine druckseitige Anpassung des erzeugten Wasserstoffs an die Bedürfnisse der Anwenderseite. Hierfür eignet sich der Einsatz einer Druckelektrolyse, welche auf den vom Anwender benötigten Gasdruck abgestimmt ist und somit den Einsatz einer Zwischenverdichtung erspart. Um den Schwerpunkt des Demonstrationsprojektes auf die Gesamtsystemnutzung zu richten, sollte die Nutzung der anfallenden Produkte Wärme (aus dem Einsatz einer Hochtemperatur-Elektrolyse) und Sauerstoff eingegliedert werden. Eine Auskoppelung dieser Produkte und deren Integration in z.B. chemische Prozesse oder Prozesse lokaler Abnehmer bilden einen weiteren innovativen Ansatz. Dabei sollte gleichzeitig eine Einbindung der chemischen Industrie hinsichtlich möglicher Forschungsbedarfe und Zielparame-ter zum Wasserstoffeinsatz erfolgen. So gilt es z.B. sensible Verbrennungsprozesse auf einen möglichen erhöhten Wasserstoffeinsatz vorzubereiten und Konzepte zur stofflichen Wasserstoffnutzung zu erarbeiten bzw. zu verbessern.

Ein weiterer Schwerpunkt für einen systemischen Ansatz ist die Erprobung und Optimierung von Nebenanlagen und Erlöstechnologien. Hierrunter fallen neben der Anwendung einer Brennstoffzellenlösung für die Rückverstromung, als Alleinstellungsmerkmal im Kontext von Power-to-Gas, auch die Optimierung der Einspeiseanlagen für Wasserstoff- bzw. Erdgasnetze, um Vorteile für z.B. Gasnetzbetreiber (Einsparung Prozessgaschromatographen) zu generieren. Dazu kann die Einspeisung ins Erdgasnetz mit erhöhter Wasserstoffkonzentration (z.B. > 10 Vol.-% Wasserstoff als Inselnetzlösung) einen weiteren Schwerpunkt darstellen. Als Ergänzung zum Hauptnutzungspfad „Mobilität“ bietet dieser zusätzliche Möglichkeiten zum Ausbau der Erdgas- und Wasserstoffmobilität. Mit Hilfe von Wasserstoff-Abtrennmembranen könnten bestehende Erdgastankstellen flexibel reines Erdgas und / oder reinen Wasserstoff aus Erdgasnetz (Mischnetz) dem Kunden zur Verfügung stellen, sofern laufende F&E-Arbeiten erfolgreich weitergeführt und Membrantechnologien die zur Bereitstellung hochreinen Wasserstoffs erforderliche technologische Reife und Zuverlässigkeit erreichen können.

Neben den verschiedenen neuen Ansätzen sollten auch bereits bekannte technische und kostenspezifische Zielstellungen der Nebenanlagen, Erlös- und Anwendungstechnologien weiter verfolgt werden. Diese sind insbesondere die Systemoptimierungen zwischen Erzeugung und den verschiedenen Nutzern untereinander, Erhöhung der Wirkungsgrade einzelner Komponenten sowie die Kostenreduktionen der Anwendungstechnologien. Zur Umsetzung dieser Ziele ist die Unterstützung und Einbindung von Herstellern und Experten erforderlich.

Die Entwicklung und Umsetzung eines Demonstrationsprojekts im Bereich „Mobilität / Industrie“, dass wie in den Kombinationsmodellen beschrieben, verschiedene Nutzungspfade kombiniert, versprache einen deutlichen Erfahrungszugewinn für die Systemoptimierung. Dieser Wissens- und Erfahrungszugewinn könnte den Markteintritt der Technologie unterstützen. Gelingt dies und sinken hierdurch die Gestehungskosten, so dient dies im Ergebnis allen Nutzungsmöglichkeiten. Die Nutzung der durch die Kombination von Anwendungspfaden zu erreichenden Synergieeffekte unterstützt damit auch die Einspeisung ins Gasnetz, d.h. den Verwendungspfad der sich, bedingt durch die niedrigen Referenzpreise von Erdgas, aktuell im schwierigsten Marktumfeld befindet. Dies kann sich deutlich ändern, wenn Gas aus regenerativer Erzeugung stärker in den Fokus der Endverbraucher und / oder der politischen Entscheidungsträger rückt. Wird durch das Demonstrationsprojekt eine erfolgreiche Etablierung der Technologie für die Bereiche Mobilität und Industrie unterstützt, so werden insbesondere Reduzierungen bei den Herstellungskosten von Elektrolyseanlagen erwartet. Diese wirken sich ebenfalls positiv auf alle Nutzungspfade aus.

6. Zusammenfassung

Ziel der Untersuchung ist es die Erkenntnisse von Studien aus dem Umfeld von DVGW und NOW zu Power-to-Gas und Wind-Wasserstoff zusammenzuführen. Darüber hinaus soll auf Grundlage einer sektorübergreifenden Analyse von Wertschöpfungsketten Optimierungspotenzial identifiziert werden. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse sollen Themen für zukünftige Forschung und Entwicklung ermittelt und Ideen für Demonstrationsprojekte entwickelt werden. In diesem Kontext wurden folgende Teilaufgaben durchgeführt:

- AP 0: Studienvergleich
- AP 1: Gegenüberstellung der Wertschöpfungsketten
- AP 2: Ermittlung des Forschungs- und Entwicklungsbedarfes
- AP 3: Ideen zur Ausgestaltung zukünftiger Demonstrationsprojekte

Die im AP 0 zu vergleichende Studie der NOW „Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem“ (2014) mit der Studie des DVGW „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“ (2013) untersuchen jeweils Nutzungsmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff. Die Studien ähneln sich daher in ihrer grundsätzlichen Ausrichtung, zeigen jedoch im Detail diverse Unterschiede.

So weisen die betrachteten Nutzungskonzepte im Studienvergleich grundsätzliche Unterschiede auf. Auf der anderen Seite zeichnen sie sich wiederum durch einander ergänzende Betrachtungen aus. Das in der NOW-Studie verfolgte Nutzungskonzept stellt den Verkauf von erneuerbarem Wasserstoff als Kraftstoff, zur Rückverstromung und Teilnahme am Regelleistungsmarkt (Strom) in den Fokus. Die DVGW-Studie hingegen verfolgt die Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz und dessen entsprechende Nutzung als Brennstoff. Wie die Nutzungskonzepte ergänzen sich ebenfalls die Anlagenkonzepte. Die DVGW Studie untersucht Power-to-Gas Anlagen mit geringer bis mittlerer Elektrolyseleistung von 0,9 MW_(el) bis 144 MW_(el), die NOW Studie betrachtet ein einziges System mit einer Nennleistung in Höhe von 500 MW_(el). Die Nutzungskonzepte werden im Anlagenkonzept der NOW Studie durch eine untertägige Speicherung in einer Kaverne, ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk und eine Füllstation für Trailer mit 100 Stellplätzen ergänzt.

Beide Studien untersuchen sowohl die Verfügbarkeit von Strom aus regenerativer Erzeugung für den Einsatz in der Elektrolyse als auch die Mengen überschüssigen Stroms. Im Detail treten hierbei deutliche Unterschiede auf. Die DVGW Studie prognostiziert für die Wasserstoffproduktion verfügbare Strommengen an Netzknotenpunkten für das Jahr 2020 und die NOW Studie, bezogen auf die gesamtdeutsche Stromerzeugungskapazität, unterschieden in drei Zonen (Nordwest-, Nordost- und Restdeutschland), für das Jahr 2030.

Den Wirtschaftlichkeitsberechnungen liegen verschiedene methodische Ansätze zu Grunde. Die NOW Studie nutzt eine Kosten- und Erlösrechnung, um den Einsatz der Anlagen zu optimieren, wohingegen die DVGW Studie eine Gestehungskostenrechnung vornimmt. Beide Studien untersuchen eine Vielzahl von System- und Betriebsführungsvarianten, die auf eine repräsentative Auswahl eingeschränkt wurde, um den Vergleich übersichtlicher zu gestalten. Trotz der verschiedenen Systemkonzepte und Nennleistungsgrößen der Elektrolyse bewegen sich die spezifischen Investitionskosten in ähnlichen Größenordnungen: 1.106 €/kW_{el;ELY} NOW Studie und 1.033 €/kW_{el;ELY} DVGW Studie (144 MW_{el;ELY}).

Aus beiden Studien wird übereinstimmend ersichtlich, dass die *variablen* Betriebskosten vornehmlich durch die Stromkosten für den Betrieb der Elektrolyse bestimmt werden. Die Höhe der *fixen* Betriebskosten liegen trotz der großen Unterschiede in den Leistungsklassen in der gleichen Größenordnung: etwa 29-57 €/kW_{el;ELY} (DVGW Studie) und 38 €/kW_{el;ELY} (NOW Studie).

Aufgrund der beschriebenen Unterschiede ist der methodische Vergleich der Gestehungskosten bzw. notwendigen Erlöse nur wenig belastbar. Dennoch lassen sich Ähnlichkeiten ableiten. Die Gestehungskosten bewegen sich zwischen 3,70 - 5,12 €/kg_{H2} (DVGW Studie; mit Ausnahme der kleinsten Anlage; 4.000 VLS) und 5,00 €/kg_{H2} (NOW Studie; 3.052 VLS) bei Strombezugskosten in Höhe von 40 €/MWh_{el}.

Auf Grundlage der Ergebnisse aus AP 0 „Studienvergleich“ wurden spezifische Wertschöpfungsketten zur Wasserstoffnutzung identifiziert sowie weiterführende Betrachtungen zu Nutzungsmöglichkeiten ergänzt. Dabei wurden im ersten Schritt singuläre Nutzungspfade betrachtet (Einzelmodelle), entsprechende Wertschöpfungsketten erstellt und Gestehungskosten für Wasserstoff ermittelt. Anschließend wurden Kombinationsmodelle von Nutzungsmöglichkeiten analysiert. Hinsichtlich der Einzelmodellbetrachtungen konnte festgestellt werden, dass bei einem Vergleich mit den aktuellen Referenzerlösen für andere Energieträger die ermittelten zukünftigen Gestehungskosten für Wasserstoff nicht konkurrenzfähig sind. Hier muss erwähnt werden, dass die Nachhaltigkeit von „grünem Wasserstoff“ in den heutigen Marktmechanismen nicht gewürdigt wird, woraus sich ein systemischer Nachteil für dieses Produkt ergibt. Aus der Erkenntnis der nicht abbildbaren Wirtschaftlichkeit wurden Kombinationsmodelle verschiedener Nutzungspfade insbesondere mit Blick auf mögliche Synergien erstellt und hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Vorteile näher untersucht. Kombinationsmodelle vereinen mehrere Wertschöpfungsketten technisch miteinander. Die Investitionskosten für Haupt- und Nebenanlagen sowie Erlöstechnologien (Brennstoffzelle, BHKW, Tankstelle usw.), welche bei Einzelmodellen einen erheblichen Kostenanteil ausmachen, können so auf mehrere Nutzungspfade verteilt werden und reduzieren die Gestehungskosten. Darüber hinaus kann die elektrische Leistung der Elektrolyse deutlich, gegenüber dem Einzelmodell, erhöht werden, wodurch Synergieeffekte genutzt und damit letztlich die spezifischen Investitions- und Betriebskosten einer solchen Anlage reduziert werden können. Einen weiteren Vorteil entfalten die Kombinationsmodelle darin, dass bereits vorhandene Anlagen (z.B. Untergrundspeicher, Messtechnik, Einspeiseanlagen,...) durch alle Einzelmodelle genutzt werden können.

Die Wasserstoffgestehungskosten wurden für drei Kombinationsmodelle ermittelt (Industrie, Mobilität und Gasnetz) und detailliert bewertet. Für die Ermittlung der Gestehungskosten wurden die Erkenntnisse aus den beiden zugrunde liegenden Studien herangezogen und in Rücksprache mit den Projektpartnern verifiziert bzw. angepasst. Darüber hinaus flossen weitere Kostenzusammenstellungen von Herstellern zu Haupt- und Nebenkomponenten ein. Bei der Ermittlung der Gestehungskosten wurden für die Berechnungen zwei Ansätze gewählt. Als Erstes wurden in den Gestehungskosten die Kapital-, Personal-, Wartungs-, Entsorgungs- und Verbrauchskosten berücksichtigt (äquivalenter Ansatz wie Einzelmodellbetrachtungen). Der Strombezug für die Elektrolyse sowie Nebenanlagen wurde für die Berechnung mit 20 €/MWh_{el} bei einer Laufzeit von 2.000 bzw. 4.000 VLS angenommen. Als Zweites wurden für die Berechnung ausschließlich die verbrauchsgebundenen Kosten (Strombezug für die Elektrolyse und Nebenanlagen) einbezogen, um so die Grenzkosten für den Strombezug zu ermitteln. Die Kapital- (Berücksichtigung von Investitionen), die Personal-, Wartungs- und die Entsorgungskosten blieben

in dieser Variante unberücksichtigt. Steuern, Netzentgelte sowie Umlagen fanden in den Berechnungen ebenso keine Beachtung.

Das Ergebnis der Kostenaufstellung zu den Investitionen zeigt, dass der größte Kostenfaktor in allen Kombinationsmodellen die Elektrolysetechnik ist. Diese verursacht je Kombinationsmodell mehr als die Hälfte der Gesamtkosten. Einen weiteren erheblichen Kostenfaktor stellten die Netzanbindung (Transformator, Gleichrichter, Umspannwerk), die Erlöstechnologien (Brennstoffzelle, BHKW, Tankstelle usw.) sowie die Positionen für Unvorhergesehenes und Kosten für die Planung und Genehmigung der Anlage dar. Für die letzten beiden Kostenpunkte gilt es, diese durch den Bau weiterer Pilotanlagen und Standardisierungsmaßnahmen zu reduzieren. Nach der Ermittlung und dem Vergleich der Gestehungskosten zwischen Einzel- und Kombinationsmodellen kann hierzu ausgesagt werden, dass die Gestehungskosten von Kombinationsmodellen, durch die enthaltenen Nutzungskombinationen, deutlich unter denen der Einzelmodelle liegen. Teilweise können durch die Nutzung der Synergien bei kombinierten Nutzungspfaden Reduzierungen von über 30% erreicht werden. Das Kombinationsmodell Industrie erreicht dabei die geringsten Wasserstoffgestehungskosten von 7,47 EUR/kg_{H2} (entspricht 7,47 EUR/ 100 km bei Verbrauch von 1 kg_{H2}/100km in der Mobilität), bei den festgelegten Annahmen (2.000 VLS; Strombezugskosten von 20 EUR/MWh_{el}). Die Gestehungskosten der anderen Kombinationsmodelle liegen in einer vergleichbaren Größenordnung. So erreicht das Kombinationsmodell Mobilität mit 8,05 EUR/kg_{H2} nur geringfügig höhere, aber im Vergleich die höchsten Gestehungskosten. Dies resultiert daraus, dass Skalierungseffekte bei den Investitionen für einen Leistungsbereich von <1 bis 10 MW_{el} (Elektrolyse) nach aktuellem Kenntnisstand am größten ausgeprägt sind. Eine Verifizierung der Degressionsfaktoren darüber hinaus, kann erst durch eine konkrete Projektrealisierung erfolgen.

Eine Wirtschaftlichkeit zeichnet sich im Vergleich zu den vorhandenen Erlösmöglichkeiten bei 4.000 VLS und Strombezugskosten von 20 EUR/MWh_{el} im mobilen Bereich ab. Die weiteren Nutzungspfade Industrie und Gasnetz zeigen Gestehungskosten, welche sich im Vergleich zur Einzelpfadbetrachtung deutlich an eine Wirtschaftlichkeit annähern.

Der zweite Betrachtungsansatz (Grenzkostenermittlung für bestehende Anlagen) zeigt als Ergebnis, dass die Mobilität auch bei relativ hohen Strombezugskosten von bis zu 88 €/MWh_{el} wirtschaftliche Erlöse erzielen kann. Auch die Rückverstromung über Fuel Cells zeigen mit 47 €/MWh_{el} eine vergleichsweise hohe Obergrenze für tolerable Strombezugskosten. Für die Industrie können nur maximal Strombezugskosten von 31 €/MWh_{el} angesetzt werden, da die Referenzkosten für Wasserstoff aus Reformierungsanlagen relativ niedrig sind und damit der Wettbewerbsdruck hoch ist. Die WSK Gasnetz zeigt mit 20 €/MWh_{el} einen sehr geringen tolerablen Strombezugskostenhöchstsatz, da der Vergleichspreis von Erdgas gering ist. Es ist zu beachten, dass die durchgeführte Betrachtung der Gestehungs- und Grenzkosten den heute gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen sowie Investitionskosten und Referenzkosten entsprechen. Die zukünftige Entwicklung der Regelungen, Techniken und Kosten ist schwer vorauszusehen bzw. heute nicht eindeutig quantifizierbar. Dazu werden derzeit die Vorteile von erneuerbar-erzeugten Gasen preislich nicht ausreichend gewürdigt. Die Bewertung der Rahmenbedingungen ist aber nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

Zur Evaluation der bisherigen Ergebnisse wurde abschließend eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Diese beinhaltet neben der Variation der Strompreise und der Anzahl der VLS auch mögliche Kostenreduktionen einzelner Komponenten (Elektrolyse, UGS, Einspeiseanlage usw.) und technologische Entwicklung (Wirkungsgrad). Das Ergebnis zeigt, dass der Strompreis und die Anzahl der VLS den größten Einfluss auf die Gestehungskosten nehmen. Der Einfluss der

Kostenreduktion durch Zusatz- und Erlöstechnologien (Untergrundspeicher, BHKW, Brennstoffzelle usw.) ist hingegen abhängig von der berücksichtigten Leistungsgröße innerhalb der WSK und daher sehr unterschiedlich.

Hinsichtlich des ermittelten Forschungs- und Entwicklungsbedarfes lassen sich die Schwerpunkte thematisch in die Bereiche Kostenoptimierung, innovative kombinierte Nutzungspfade, Betriebsweise und technische Entwicklung einteilen. Bei der Optimierung der Anlagenkosten liegt der Entwicklungsschwerpunkt auf einer Verringerung der Investitionskosten neuer Anlagen. Die Kostenschwerpunkte betreffen grundsätzlich die Elektrolyseanlage, Netzanbindung und Erlöstechnologien (Brennstoffzelle, BHKW, Tankstelle usw.). Gleichzeitig sollten auch Komponenten mit geringerem Optimierungspotenzial, wie etwa für Wasserstoffspeicherung in Untergrundspeichern und bei Einspeiseanlagen, weiter an der Kostenreduktion gearbeitet werden. Hinsichtlich der Nutzungspfade des Wasserstoffs zeigen die Untersuchungen, dass Kombinationsmodelle erhebliche Vorteile gegenüber der Nutzung von Einzelpfaden besitzen. Das Forschungsziel sollte daher sein, Systeme zu entwickeln, welche in sich technisch und betrieblich für eine vielseitige Anwendung von Wasserstoff abgestimmt sind. Bei der Realisierung eines hierauf ausgerichteten Demonstrationsprojektes muss verifiziert werden in wie weit eine Umsetzung möglich ist und die gewünschten Kosteneinsparungen erreicht werden können.

Ein weiterer Forschungsschwerpunkt ist die Optimierung des Betriebsregimes von Elektrolyse-Anlagen. Ziel dieser Optimierung ist es die Anzahl der Volllaststunden zu erhöhen. Hierzu ist es erforderlich bei der Umsetzung zukünftiger Pilotanlagen im Vorfeld geeignete und nachhaltige Vorzugsstandorte zu identifizieren. Eine Orientierung könnte durch einen Potenzialatlas gegeben werden. Im Verbundvorhaben „WESpe – Wissenschaftliche Forschung zu Windwasserstoff-Energiespeichern, Teilvorhaben: Gaseinspeisung und Untergrundgasspeicherung“ fand bereits eine Methodenentwicklung zur Bewertung von potenziellen Power-to-Gas-Standorten statt. Dabei wurden Bewertungskriterien wie z.B. Strom- und Gasnetze, Untergrundspeicher, genehmigungsrechtliche Aspekte und Ökonomie berücksichtigt. Diesen Ansatz gilt es fortlaufend um die Nutzungs- und Absatzmöglichkeiten für Wasserstoff (Mobilität, Industrie usw.) und den Nebenprodukten Sauerstoff und Wärme zu erweitern. Die, ebenfalls für die Betriebsführung, essentielle Frage des günstigen Strombezugs ist Aufgabe der Marktteilnehmer und orientiert sich an den Geschäftsmodellen. Darüber hinaus bietet ein Demonstrationsprojekt die Möglichkeit, Forschungsschwerpunkte zu adressieren, um beispielsweise eine Dekarbonisierung der Mobilität zu erreichen und einen volkswirtschaftlich sinnvollen Wasserstoffanteil in den verschiedenen Bereichen (via Transport und Verteilung im Erdgasnetz) zu bestimmen.

Zur Ableitung von Forschungsschwerpunkten, die im Rahmen eines Demonstrationsprojektes adressiert werden können, wurde eine Analyse von Elektrolyse-Projekten im europäischen Raum durchgeführt. Die Auswertung zeigt dabei, dass die Verknüpfung mehrerer Einzelpfade und damit die Umsetzung eines kombinierten Kombinationsmodells einen bisher wenig verfolgten Ansatz darstellen. Der Schwerpunkt der Nutzungspfadkombination sollte dabei, wegen der hohen Erlösmöglichkeit, auf der „Mobilität“ und der Versorgung der „chemischen Industrie“ mit „grünem“ Wasserstoff als gemeinsames Kombinationsmodell liegen. Neben der stofflichen Nutzung von Wasserstoff in Chemieprozessen sollten auch die Nebenprodukte (Sauerstoff und Wärme) in die chemische Industrie integriert oder im Fall von Wärme zur Versorgung lokal ansässiger Verbraucher genutzt werden. All diese Punkte in Kombination führen zu einer Alleinstellung des Konzeptes. Dazu kann eine Dimensionierung der Elektrolyseleistung im mehrstelligen MW-Bereich ein weiterer Ansatzpunkt sein. Zur Erprobung von neuen Betriebskonzepten für die Haupt- und Nebenanlagen

sollten auch innovative Einsatzbereiche wie der netzdienliche Betrieb z.B. zur Entlastung von Stromverteilnetzen im Fokus des Demoprojektes stehen. Eine weitere innovative Komponente stellt die Rückverstromung als integrierter Nutzungspfad mittels Brennstoffzellentechnologie dar. Für den Sektor der Energieversorgung wäre die Demonstration einer Einspeisung ins Erdgasnetz mit einem Anteil von mehr als 10 Vol.-% Wasserstoff ein richtungsweisender erster Schritt. So könnten zukünftig z.B. durch den Einsatz von Membrantechnologien (im Falle des erfolgreichen Abschlusses laufender F&E-Aktivitäten) Wasserstoff- und Erdgastankstellen versorgt und so die Erreichung der CO₂-Minderungspotenziale in der Mobilität unterstützt werden.

Durch die Entwicklung und Umsetzung von Demonstrationsprojekten, wie sie in den Kombinationsmodellen beschrieben wurden, könnte ein deutlichen Zugewinn an Wissen und Erfahrung, nicht nur in Bezug auf die einzelnen Systemkomponenten, sondern insbesondere auch im Hinblick auf die Systemoptimierung erreicht werden. Die damit voraussichtlich zu erzielende Senkung der Gestehungskosten kann den Markteintritt der Technologie unterstützen. Dies wiederum würde allen Nutzungspfaden, wie z.B. der Einspeisung ins Gasnetz, zugutekommen. Verstärkt werden kann dieser Effekt durch potentielle Kostendegressionen (insbesondere für die Elektrolysetechnik) aufgrund des vermehrten Einsatzes der Technologie in den Kombinationsmodellen Mobilität und Industrie. Zukünftige potentielle Änderungen im Markt für erneuerbaren Wasserstoff zur Nutzung als Brennstoff durch Einspeisung ins Gasnetz sind in die Betrachtungen dieser Studie nicht eingeflossen.

Die Metastudie stellt fest, dass das Gelingen der Energiewende durch sektor-übergreifende Anlagen zur Bereitstellung von erneuerbaren Wasserstoff unterstützt wird, da durch diesen Ansatz die Gesamtkosten deutlich bis zu 30% reduziert werden können. Es wird daher empfohlen, im Rahmen von Demonstrationsvorhaben diese Erkenntnisse zu verifizieren. Weiterhin wird es als sinnvoll angesehen Forschung und Entwicklung mit dem Fokus auf Kombination von Wertschöpfungsketten sowie auf die Kostenreduzierung / Effizienzsteigerung der Einzelkomponenten auszurichten.

Wir bedanken uns bei der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH) und dem Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) für das entgegengebrachte Vertrauen, die Finanzierung und die konstruktive sowie intensive fachliche Unterstützung bei der Erstellung dieser Metastudie.

7. Weiterführende Ergebnisse aus der Diskussion / Workshop

In der Diskussion bzw. aus den Workshops bei der NOW und DVGW wurde deutlich, dass es neben den o.g. Empfehlungen wichtig ist, auch den gesellschaftlichen Nutzen der Technologie und den Kombinationsmodellen zu betrachten und hervorzuheben. Als Beispiele werden hierfür die Kohlenstoffdioxid-Vermeidungskosten und die Synergien mit einem reduzierten Stromnetzausbau explizit genannt. Für zukünftige Demonstrationsprojekte wird darüber hinaus eine durchgehende nachhaltigkeitsorientierte, systemanalytische Begleitung (u.a. auf der Ebene der Programmbegleitung und unter Einbezug zahlreicher weiterer praxisrelevanter Aspekte, z.B. Genehmigungsverfahren, Nutzerfreundlichkeit, Anwendung von Lebenszyklus basierter Methoden, Erfassung des kumulierten Energieaufwands usw.) empfohlen. Im NOW-Projekt „Begleitforschung 50-Tankstellen-Programm im Rahmen des Nationalen Innovationprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ wird ein solcher Ansatz bereits verfolgt.

Es wurden auch die Rollen unterschiedlicher Akteure rund um das Thema Power-to-Gas (Energiespeicherung, alle potenziellen Nutzungspfade) besprochen. Die Verantwortung der Industrie ist es, Standardanlagen zu entwickeln. Dazu könnten der DVGW und weitere Organisationen unterstützen, indem vereinfachte Zugangsverordnungen und Regelwerke / Standards entwickelt werden. In einem ersten Schritt wird sich der DVGW dem Thema mit einem Genehmigungsleitfaden für Power-to-Gas-Anlagen (für die Einspeisung in die Erdgasinfrastruktur) widmen.

Die Wichtigkeit von sinnvollen Standards wird von mehreren Seiten bestätigt. Als positives Beispiel wird die Mobilitätsbranche genannt. Hier haben Standards den internationalen Markt geöffnet und damit Kostenreduktionen bewirkt. Daher wird empfohlen, diese Themen auch aus einer europäischen Perspektive zu betrachten.

Als Vorschlag für weitere Schritte, wird vorgeschlagen, die Wertschöpfungsketten um weitere wichtige Akteure und noch ausstehende einheitliche Standards zu ergänzen. Außerdem wurde empfohlen eine Vollkostenbetrachtung durchzuführen, um auf dieser Grundlage eine Roadmap für Power-to-Gas zu erstellen.

Literaturverzeichnis

- [1] A. Acht, F. Crotogino, S. Donadei, F. Genoese, R. Hamelmann, P. Horvath, S. Krause, J. Lehmann, J. Michaelis, A. Miede, C. Sponholz, K. Stolzenburg und M. Wietschel, „Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem: Abschlussbericht,“ PLANET GbR; Fachhochschule Lübeck Projekt GmbH; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; Institut für Energie und Umwelt e.V.; KBB Underground Technologies GmbH in Abstimmung mit der Nationalen Organisation Wasserstoff und Brennstoffzelle, 2014.
- [2] G. Müller-Syring, M. Henel, W. Köppel, H. Mlaker, M. Sterner und T. Höcher, „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz,“ 2013.
- [3] DBI, "Linde AG Workshop", TU Cottbus, 2014.
- [4] DBI, "Rücksprache mit Air Liquid", 2013.
- [5] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V (BDEW), "Durchschnittlicher Strompreis pro Haushalt", 2014.
- [6] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., "Erdgaspreise Deutschland 1. Halbjahr 2013", 2014.
- [7] ARAL, „Kraftstoffpreise,“ [Online]. Available: <http://www.aral.de/kraftstoffe-und-preise/kraftstoffpreise/netto-spritpreise.html>. [Zugriff am 02. 2015].
- [8] P. Konstantin, "Praxisbuch Energiewirtschaft", 3. aktualisierte Auflage Hrsg., Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2013.
- [9] Verein Deutscher Ingenieure (VDI), "VDI 2067: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung"; Entwurf September 2010, Blatt 1, 2010.

Anlagenverzeichnis

- 1 Folien zum Bericht (Langfassung)



Metastudie zur Untersuchung der Potenziale von Wasserstoff für die Integration von Verkehrs- und Energiewirtschaft

Gert Müller-Syring, Marco Henel, Anja Wehling, Martin Weiße (mw²)

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Abschlusspräsentation zum Bericht

Im Auftrag des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) und der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH)

Bonn, 23. Juni 2015, Endversion 25. April 2016



Agenda



- Hintergrund und Ziele der Metastudie NOW und DVGW
- Vergleich zentraler Studien von NOW und DVGW zum Thema Integration von regenerativem Wasserstoff in Verkehrs- und Energiewirtschaft
- Gegenüberstellung der Wertschöpfungsketten für die Integration von Wasserstoff / „Power-to-Gas“
- Vorschläge zu Demokonzepten auf Grundlage der Erkenntnisse der Metastudie

HINTERGRUND UND ZIELE DER METASTUDIE ÜBERBLICK DER ARBEITSPAKETE



Hintergrund und Ziele der Metastudie NOW



- Nationales Innovationsprogramm H₂- und BZ-Technologie (NIP)
 - Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien primär als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge (Integration EE, Erhöhung Effizienz, Reduzierung Emissionen → Beitrag Energiewende und MKS)
 - Wirtschaftliche Attraktivität Kraftstoffmarkt ermöglicht Schaffung Leitmarkt für stationäre Energiespeicher und klimaneutrale Gasversorgung Industrie (Integration EE in Verkehrs- und Energiesektor gemäß Energiekonzept)

- Erschließung sektor-übergreifender Potenziale erforderlich
 - Sektor-übergreifender Einsatz von regenerativem Wasserstoff birgt Synergiepotenziale (breitere Marktnachfrage nach Schlüsseltechnologien wie Elektrolyse begünstigt Innovation und Kostensenkung, gemeinsame Nutzung von Infrastruktur ermöglicht Skaleneffekte, etc.)
 - Zum besseren Verständnis von Synergiepotenzialen und Optionen für sektor-übergreifenden Technologieeinsatz ist Untersuchung zentraler Wertschöpfungsketten notwendig (Verkehr, Speicherung, Industrie)

Hintergrund und Ziele der Metastudie DVGW



- Leitszenario des DVGW „Gas als Partner der Energiewende“
 - Das bestehende Erdgassystem bietet die Möglichkeit der Speicherung und des Transportes von EE in Form von Erneuerbaren Gasen
 - Kopplung der unterschiedlichen Energiesysteme und –märkte mit PtG
 - Heben von Synergien mit anderen Märkten (Mobilität, Industrie etc.)
 - Nutzung und Weiterentwicklung etablierter technischer Regeln

- Technologieentwicklung braucht Partnerschaften über Systemgrenzen
 - Gemeinsame Entwicklung von Schlüsseltechnologien schafft breite Basis in verschiedenen Segmenten
 - Signale an Herstellermarkt zur Entwicklung und Optimierung neuer Technologien mit dem Ziel der Kostensenkung und Effizienzsteigerung
 - Schaffung integrierter technischer Systeme zur Optimierung systemischer Gesamtkosten

Übersicht der Arbeitspakete → Schwerpunkte



- **AP 0:** Vergleichende Analyse der Studien von NOW* und DVGW**
- **AP 1:** Zusammenstellung und Analyse der Wertschöpfungsketten
- **AP 2:** Ermittlung des Forschungs- und Entwicklungsbedarfes
- **AP 3:** Entwicklung eines Grobkonzeptes für ein Demonstrationsprojekt
- **AP 4:** Vorbereitung eines Abschlussworkshops zur Diskussion der Ergebnisse und Weiterentwicklung des Demonstrationsprojektes

* *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem BMVI/NOW 2014*

** *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz DVGW 2013*

VERGLEICH ZENTRALER STUDIEN VON NOW UND DVGW ZUM THEMA INTEGRATION VON REGENERATIVEM WASSERSTOFF IN VERKEHRS- UND ENERGIEWIRTSCHAFT



Studienvergleich Überblick



- Allgemeines
- Stromquellen- und mengen
- Wirkungsgrade
- Auswahl von Betriebsvarianten für den Vergleich
- Vergleich der Investitionskosten
- Vergleich der Betriebskosten
- Gegenüberstellung der Referenzkosten bzw. –preise
- Übersicht der Gestehungskosten
- Zusammenfassung der Ergebnisse

Ziele des Studienvergleichs



- Ziel war der Vergleich folgender Studien hinsichtlich Synergien unter Beachtung von:
 - Annahmen und Methodiken
 - Bewertung der Vergleichbarkeit der Ergebnisse

Veröffentlicht
im März 2014
(221 Seiten)



Veröffentlicht
im Februar 2013
(249 Seiten)



Studienvergleich

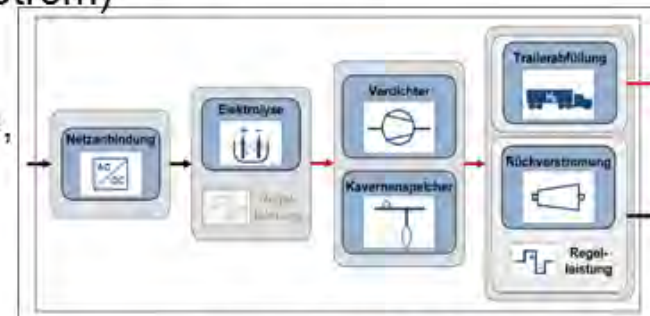
Komplementäre Vermarktungskonzepte



■ Vermarktungskonzepte beider Studien komplementär:

NOW: Verkauf von EE-H₂ als Kraftstoff, zur Rückverstromung, Bereitstellung von Regelleistung (Strom)

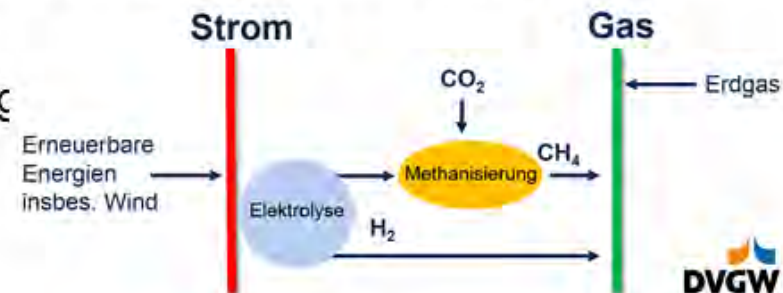
- ☒ Unterschied u.a.:
Saisonale Speicherung in Kaverne, GuD Kraftwerk und Füllstation für Trailer (Mobilität)



Quelle: NOW S. 57 Systemtyp G-1

DVGW: Verkauf von EE-H₂ im Erdgas als Mischgas bzw. EE-CH₄ (Einspeisung ins Gasnetz)

- ☒ Unterschied u.a.: Herstellung von synthetischem Methan



Studienvergleich

Verschiedene Konzepte für Strom aus regenerativer Erzeugung



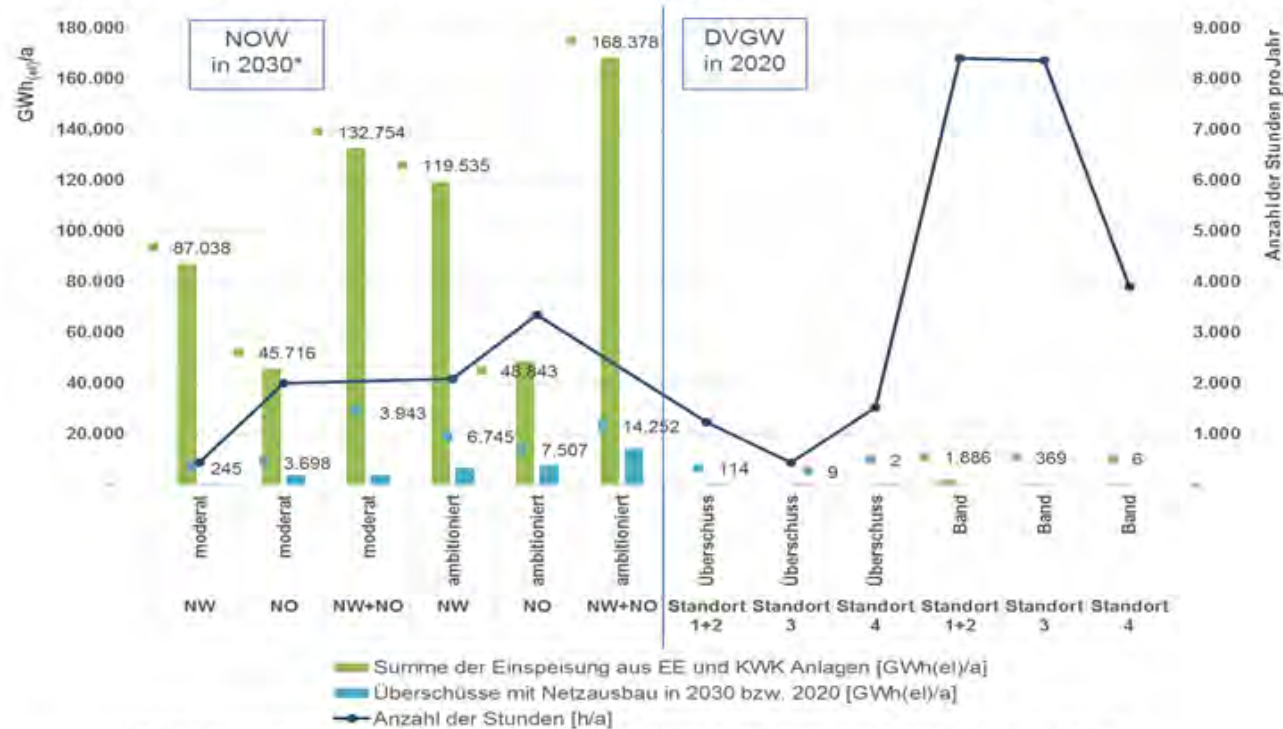
- Stromquellen Gemeinsamkeiten → hauptsächlich aus regenerativen Quellen wie WEA, PVA bei physischer Verfügbarkeit, d.h. keine bilanzielle Betrachtung (z.B. mittels Grünstromzertifikaten)
- (DVGW) *lokales* Stromangebot:
 - **Band** beschreibt physisch vorhandenes Stromangebot aus WEA und PVA
 - **Überschuss**, wenn Stromangebot aus EE > Stromnachfrage, fehlende Übertragungskapazität im Stromnetz und Mindestmenge elektrischer Arbeit zum Betrieb der ELY vorhanden
- (NOW) *regionales* Stromangebot umfasst Stromüberschüsse:
 - **Überschussgesteuert**, wenn Stromangebot aus EE > Stromnachfrage, fehlende Übertragungskapazität im Stromnetz, zzgl. „must-run“ Kapazitäten
 - **Preisgesteuert**, nutzt häufig Spotmarktpreise für elektrische Arbeit von 0 €/MWh, produziert jedoch auch in anderen Zeiten (dynamischer Strompreis).

Studienvergleich

Strommengen und jährliche Verteilung weichen deutlich ab



Potentiell verfügbare Mengen elektrischer Arbeit pro Jahr für Elektrolyse & jährliche Verteilung



* Zahlen entstammen dem Szenario mit Netzausbau. Sie weichen jedoch nicht wesentlich vom Szenario ohne Netzausbau ab.

Erläuterungen: Abkürzung NW steht für Zone Nordwest und NO für Zone Nordost in Deutschland.

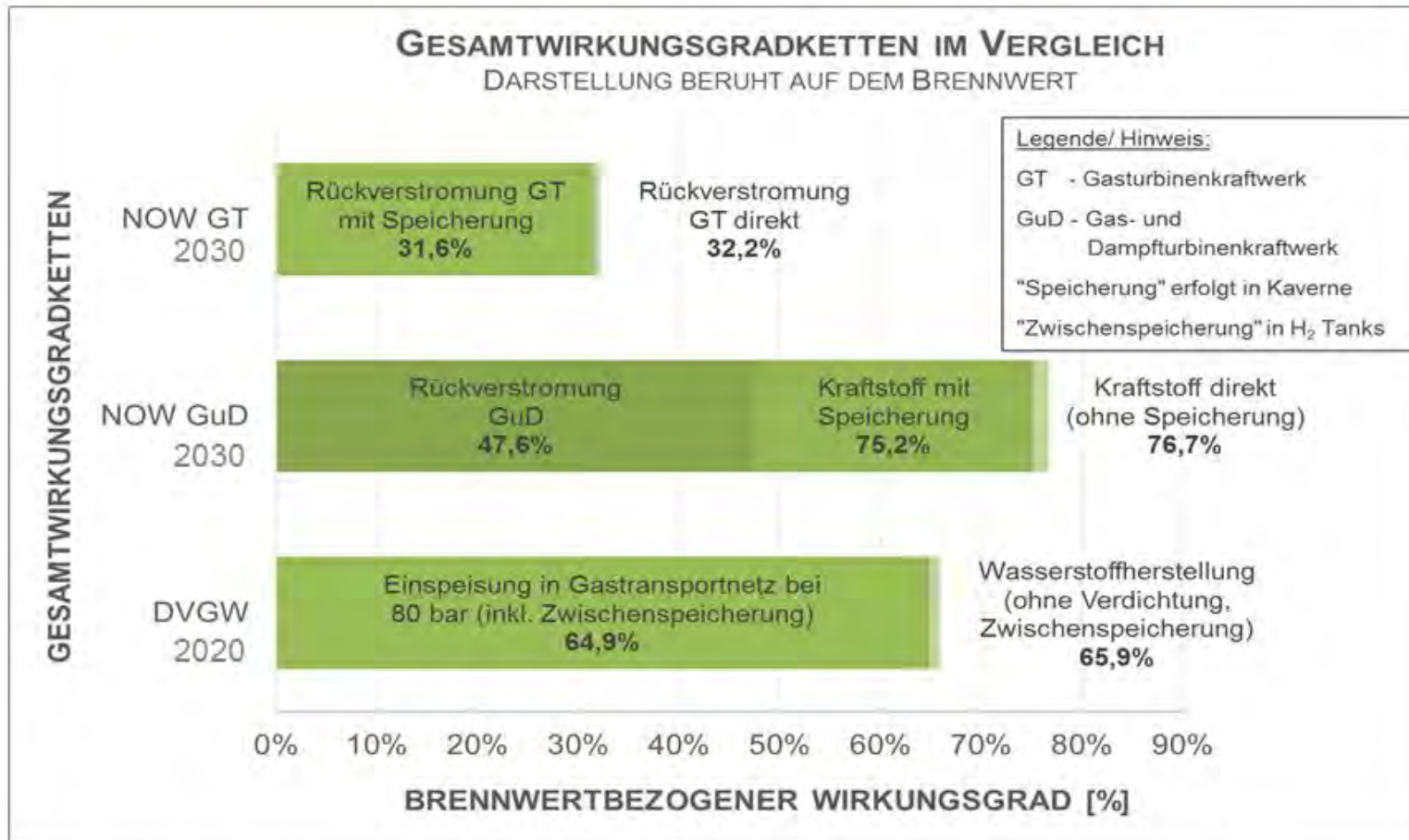
* Zahlen entstammen dem Szenario mit Netzausbau. Sie weichen jedoch nicht wesentlich vom Szenario ohne Netzausbau ab.

Szenarien **moderat** bzw. **ambitioniert** beziehen sich auf Rahmenbedingungen wie Ausbau EE, Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, Übertragungskapazitäten zw. den Zonen, Preisentwicklung von Brennstoffen und CO2 Zertifikaten, Entwicklung Stromnachfrage.



Studienvergleich

Gesamtwirkungsgradketten - Übersicht



Studienvergleich

Wirkungsgrade - Erläuterung



- Beide Studien veröffentlichen die Gesamtwirkungsgrade der verschiedenen Nutzungspfade. Detaillierte Darstellung der Wirkungsgradketten sind nicht enthalten. (Wirkungsgradangaben der einzelnen Bauteile hingegen schon – die Zuordnung ist jedoch schwierig.)
- NOW betrachtet den Heizwert; DVGW den Brennwert
- Systemwirkungsgrad für die **Wasserstoffherstellung** und -nutzung unterscheidet sich um 10 Prozent:
 - ☒ NOW: 75 Prozent
 - ☒ DVGW: 65 Prozent

Studienvergleich

Wirkungsgrade in der Wirtschaftlichkeitsberechnung



- Wirkungsgrade bzw. spezifischer Bedarf elektrischer Arbeit der Elektrolyse unterscheiden sich in beiden Studien von den Gesamtwirkungsgradketten

Studie	Horizont	Heizwert- bezogener Wirkungs- grad	Brennwert- bezogener Wirkungs- grad	Heizwert H ₂	Brennwert H ₂	spezifischer Energiebedarf der ELY
		η_{H_i} [-]	η_{H_s} [-]	H_{i,H_2} [kWh/m ³]	H_{b,H_2} [kWh/m ³]	[kWh _{el} /m ³ H ₂]
NOW	2030	0,70	0,82*	3,00	3,54	4,3* ●
DVGW <i>konservativ</i>	2020	0,63*	0,74*			4,8
DVGW <i>optimistisch</i>	2020	0,67*	0,79*			4,5
DVGW <i>zukünftig</i>	2020	0,70*	0,82*			4,3 ●

- DVGW: starke Bandbreite von 74 Prozent (Szenario *konservativ*) bis zu 82 Prozent (Szenario *Zukunft*).
- Wirkungsgrad H_s für den Elektrolysebetrieb in NOW-Studie und DVGW-Studie (Szenario *Zukunft*) stimmt überein: 82 Prozent

Studienvergleich

Auswahl der Betriebsvarianten für die CAPEX und OPEX



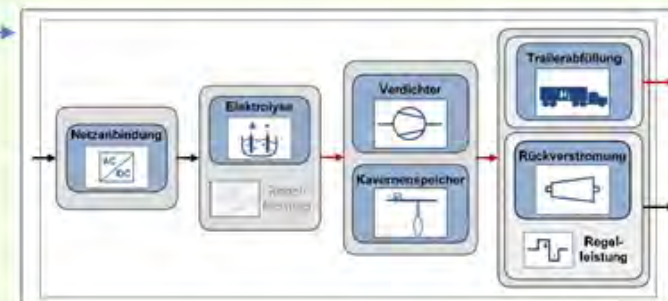
Gas- und Umwelttechnik GmbH



- NOW – Die Untersuchung der Betriebsführung wird anhand des festgelegten **Systemtyp (G-1)** vorgenommen.

- Nennleistung ELY **500.000 kW_(el)**
- Speicherung in Kaverne mit AGV_(H₂) **4.000 t**
- Leistung des Kraftwerks (Rückverstromung) **270 MW_(el)**
- Abfüllstation mit 100 Stellplätzen für Trailer

- (Hinweis: keine neg. Regelleistung, nur pos. Regelleistung)



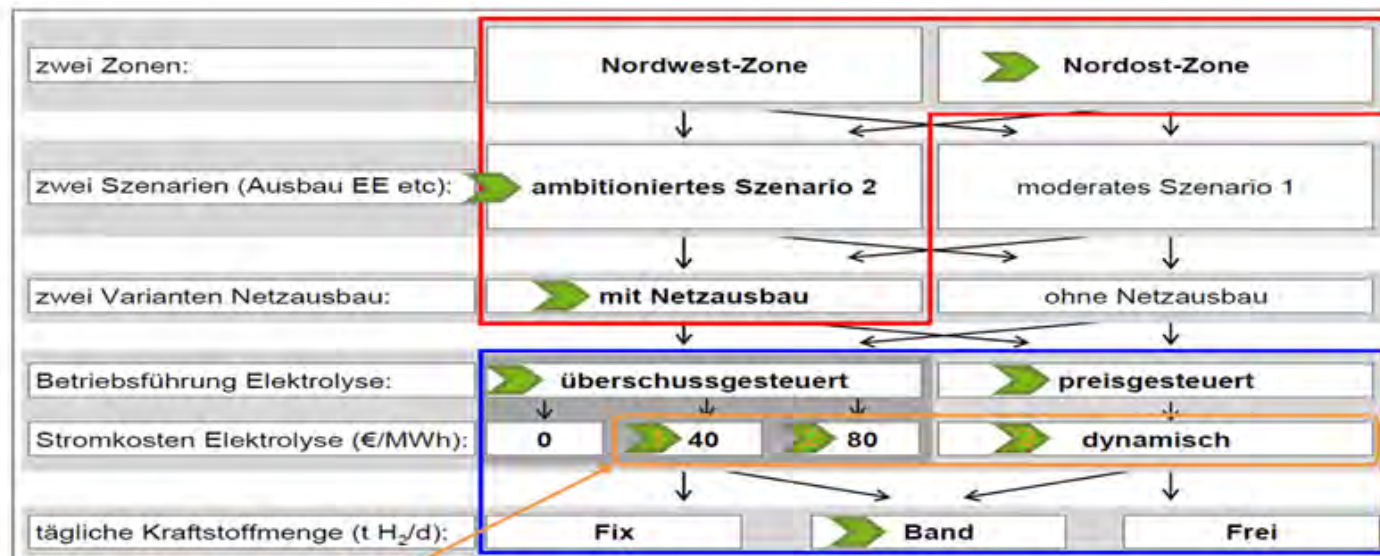
Quelle: NOW S. 57

Studienvergleich

Auswahl der NOW Betriebsvarianten für die Metastudie



- NOW untersucht nur **1 Systemvariante** (Typ G1):
Nennleistung ELY **500.000 kW_(el)** + H₂ Kaverne + Trailerabfüllstation
- Auswahl von **3 Betriebsvarianten** (von ursprünglich 23 Varianten)



**Auswahl für den Vergleich:
3 Varianten**

Kriterien für die Auswahl: Mittlere Betriebsvarianten und möglichst große Übereinstimmung der Randbedingungen mit Auswahl der Betriebsvarianten in der DVGW-Studie.

Studienvergleich

Auswahl der Betriebsvarianten für die CAPEX und OPEX



- NOW – ursprünglich wurden 23 Betriebsvarianten untersucht. Hier erfolgt Einschränkung auf 3 Betriebsvarianten für den Vergleich.
(In der Auswahl enthaltene Varianten sind grün markiert)
 - **Szenario Basisfall** oder Alternativfälle
 - Anteil EE: Szenario 1 (konservativ) oder **Szenario 2 (optimistisch)**
 - **Zone Nordost** oder Nordwest
 - **Mit moderatem Netzausbau** oder ohne Netzausbau
 - Betrieb der Elektrolyse: **überschussgesteuert oder preisgesteuert**
 - Strompreis Elektrolyse [€/MWh(el)]: 0, **40, 80, dynamisch**
 - Vollaststunden Elektrolyse: **3.052, 5.629**, 7.043 oder 7.797
- Vergleich der Investitions- und Betriebskosten erfolgt für die NOW-Studie anhand des Systemtyp G-1 mit Nennleistung Elektrolyse von 500.000 kW_(el) und den folgenden 3 Betriebsvarianten:

Studienvergleich

Überblick der Betriebsvarianten für die Metastudie



- Auswahl der Betriebsvarianten für den Vergleich der Investitions- und Betriebskosten

NOW: Auswahl für Metastudie von **3 Betriebsvarianten:**

- **Einheitliches System:** Nennleistung ELY 500.000 kW_(el) + H₂ Kaverne + Trailerfüllstation
 - Betrieb überschussgesteuert + Strompreis **40 €/MWh_(el)** + 3.052 VLS
 - Betrieb überschussgesteuert + Strompreis **80 €/MWh_(el)** + 3.052 VLS
 - Betrieb **preisgesteuert** + Strompreis dynamisch + **5.629 VLS**

(Parameter der 3 gewählten Varianten: Zone Nordost, Szenario (Ausbau EE etc.) ambitioniert, mit Netzausbau)

Erläuterung: ELY - Elektrolyse

Studienvergleich

Auswahl der System- und Betriebsvarianten für die Metastudie



- DVGW – ursprünglich wurden 36 System- und Betriebsvarianten untersucht. Hier erfolgt Einschränkung auf 4 Varianten für den Vergleich. (In der Auswahl enthaltene Varianten sind grün markiert)
 - 4 Leistungsklassen des Elektrolyseurs (900, 2.700, 5.400, 144.000 kW_(el))
 - 3 verschiedene Vollaststunden (1.200, 4.000, 7.000 VLS/a)
 - Grund: Die Auswertung der spezifischen Betriebskosten bei fixen und variablen zeigt kaum Unterschiede, deshalb wurde die Darstellung auf das mittlere Szenario beschränkt.
 - 3 Szenarien (konservativ, optimistisch, zukünftig)
 - Grund: Betrachtung des mittleren Szenarios

DVGW: Auswahl für Metastudie von 4 System-/Betriebsvarianten:

- Nennleistung ELY 900 kW + 4.000 VLS + optimistisches Szenario
- Nennleistung ELY 2.700 kW + 4.000 VLS + optimistisches Szenario
- Nennleistung ELY 5.400 kW + 4.000 VLS + optimistisches Szenario
- Nennleistung ELY 144.000 kW + 4.000 VLS + optimistisches Szenario

(Parameter der 4 gewählten Varianten: Strombezugskosten ELY 40 €/MWh_{el} + Nebenprozesse 125 €/MWh_{el})

Studienvergleich

Vergleich der Investitionskosten - Übersicht



■ Vergleich der Investitionskosten

- Berechnung methodisch ähnlich; beide Studien nutzen eine Annuitätenrechnung.
- Zinssatz der Annuitätenrechnung vergleichbar:
7 % (DVGW) und 8 % (NOW)
- Parallele: 100 % Fremdkapitalfinanzierung wird angenommen.
- Betriebsstunden unterscheiden sich; beide Studien untersuchen jedoch Betriebsführungskonzepte mit variierenden Volllaststunden jährlich
- Abschreibungszeiträume unterscheiden sich stark
NOW ca. 30 Jahre (außer GuD Kraftwerk 20 Jahre)
DVGW ca. 20 Jahre (teils 15 Jahre)
→ dies wirkt sich spürbar auf die Berechnung der Investitionskosten aus.

- Vorgehen:
 1. Schritt Vergleich der Komponenten und
 2. Schritt Vergleich der Investitionskosten

Studienvergleich Investitionskosten (qualitativ)

1. Schritt: Auszug



Gegenüberstellung der enthaltenen Komponenten bzw. Positionen für die Investitionskosten

Detailgrad zw. Studien sehr verschieden

- Abschreibungszeiträume:
- NOW ca. 30 Jahre (GuD 20 Jahre)
 - DVGW 15 bis 20 Jahre

	NOW Positionen	Abschreibungszeitraum [a]		DVGW Positionen
		NOW	DVGW	
Elektrolyse	Elektrolyse (60 bar)	30	20	Elektrolyse (Alkali 30 bar)
			15	Wasseraufbereitung
			20	O ₂ -Entfernung
			20	Wärmeübertrager vor O ₂ -Entfernung
			15	Endtrocknung
			20	Rohrleitungstechnik und Armaturen
			15	MSR
			20	Montagematerial
Einspeisung ins Gasnetz	entfällt	entfällt	15	Endverdichtung H ₂
			20	Einspeiseanlage
			20	Odorierungsanlage
			20	Netzanschluss
Pufferspeicher	H ₂ Pufferspeicher	30	20	H ₂ Pufferspeicher 30 bar
Netzanbindung	Transformator für Netzkupplung	30	20	Trafo + Kabel
	Gleichrichtereinheit für Elektrolyse		20	Elektrotechnik
	Transformator für Mittelspannung		entfällt	entfällt
Gemeinkosten (Investition in Grundstück + Gebäude + Erschließung, Projektierung, Reserve)	Grundstück	30	n.b.	nicht berücksichtigt
	Gebäude	30	20	Stahlbau
				Bünnen
				Isolierung
				Anstrich
				Lärmschutz
				Fundamente
				Aushub
				Hülle Maschinen / Elektrolyse / Tanks
				Sozialgebäude, Werkstätten, Garagen
			Zaun etc.	
	Erschließung			Befestigung (z.B. Straßen)
	Steuerung/Sicherheitseinrichtung			Umweltausgleichsmaßnahmen
	Projektierung			nicht berücksichtigt
	Reserve			nicht berücksichtigt
				Teuerung
				Unvorhergesehenes
				Transport
				Montage
				Blattstelleneinrichtung
				Versicherungen für Bauabschnitte

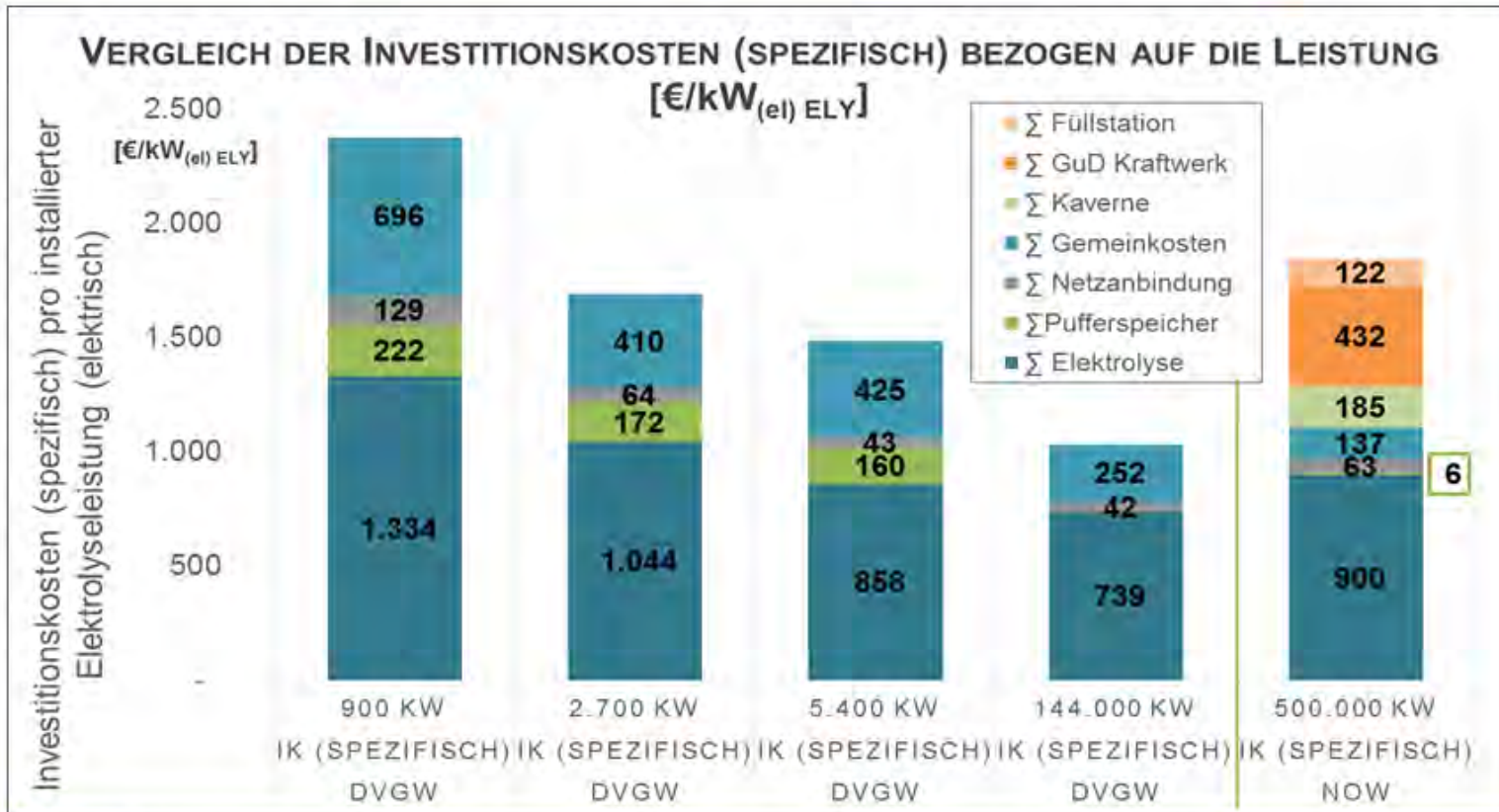
Metastudie DVGW-NOW-DBI

Studienvergleich

Spezifische Investkosten für Kernkomponenten vergleichbar



Gas- und Umwelttechnik GmbH



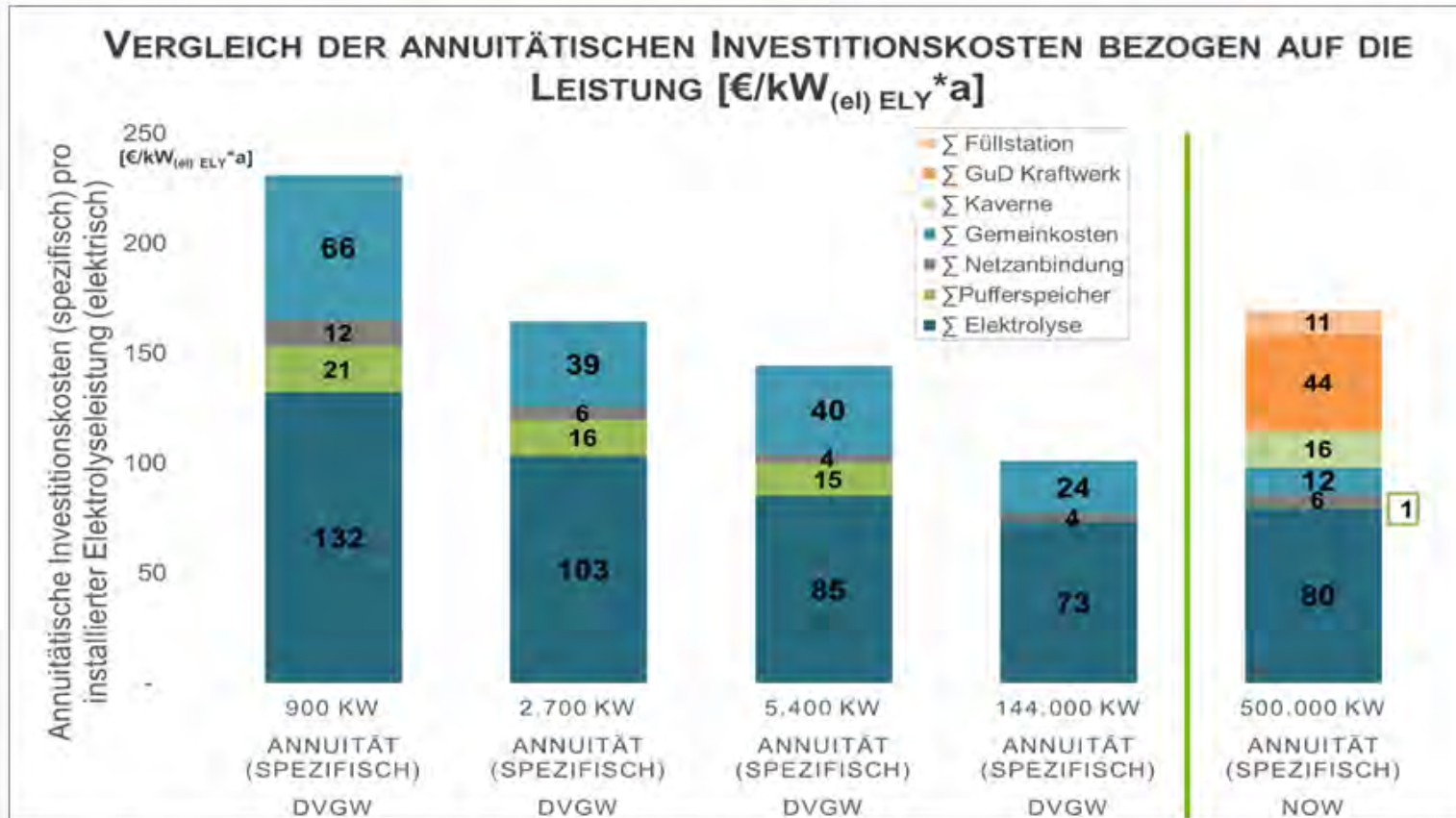
- ➔ Spezifische Investitionskosten für Wasserstoffherzeugung vergleichbar bei ca. 1.100 €/kW_{ELY:el} (gilt für NOW und größte Anlage DVGW)
- ➔ Spezifische Investitionskosten sinken anteilig bei steigender Anlagengröße.

Studienvergleich

Spezifische, annuitätische Investitionskosten ähnlich



Gas- und Umwelttechnik GmbH



Hinweis: Die Investitionskosten in absoluten Zahlen wurden unter Berücksichtigung der Abschreibungszeiträume und der jeweiligen Verzinsung in einer Annuitätenrechnung zu jährlich anfallenden Kosten umgerechnet.

Studienvergleich

Vergleich der Investitionskosten - Auswertung



- Formel für die Berechnung der annuitätischen Investitionskosten

$$\text{Annuität} = IK_0 \cdot (1+i)^n \cdot \left(\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right)$$

IK_0	<i>Investitionskosten im Jahr 0 in Euro</i>
i	<i>Zins in Prozent</i>
n	<i>Laufzeit in Jahren</i>

- Kurze Auswertung der quantitativen Gegenüberstellung:
 - Vergleichbare Kosten für die ELY.
 - Kosten für Pufferspeicher bei DVGW anteilig höher.
 - Spezifische Gemeinkosten bei DVGW höher als bei NOW. Begründung aus den Studien nur unter großen Unsicherheiten ableitbar.
 - Kaverne, GuD Kraftwerk und Füllstation spezifisch für NOW Wind-Wasserstoff System.

Studienvergleich

Vergleich der Betriebskosten - Übersicht



■ Vergleich der Betriebskosten

- Große Unterschiede in der Berechnungsmethodik
 - NOW: **Kosten- und Erlösrechnung** für Wasserstoff als Treibstoff bzw. zur Stromerzeugung.
 - DVGW: **Gestehungskostenrechnung** für Wasserstoff zur Einspeisung ins Gasnetz (zusätzlich Benchmark mit Referenzerlösen anderer Energieträger).
- Beide Studien unterscheiden zwischen *fixen* und *variablen* Betriebskosten
 - *Fixe* Betriebskosten: Vornehmlich Kosten für Wartung & Reparatur
 - *Variable* Betriebskosten: Vornehmlich Kosten für den Bezug von Strom
- Zu variablen Betriebskosten für Strombezug: Beide Studien gehen künftig von einer Befreiung von der EEG-Umlage und Stromnebenkosten aus.
 - Die DVGW-Studie berücksichtigt Strom für Nebenprozesse der Elektrolyse mit 125 €/MWh. Die NOW-Studie nicht. Diese Kosten betragen nur einen geringen Teil der variablen Betriebskosten.

- Vorgehen:
 1. Schritt Vergleich der Positionen und
 2. Schritt Vergleich der *fixen* und *variablen* Betriebskosten

Studienvergleich

Vergleich der Betriebskosten - qualitativ



NOW (Jahr 2030)		DVGW (Jahr 2020)	
	Betriebskosten (absolut)		Betriebskosten (absolut)
Leistung [kW _(el) ELY]	500.000 kW		900 kW
MWh _(el) für Elektrolyse	1.526.000 MWh/a		3.600 MWh/a
Volllaststunden pro Jahr	3.052 VLS/a		4.000 VLS/a
	Einheit [€/a]		Einheit [€/a]
Σ fixe Betriebskosten	19.222.950		78.518
Netzanbindung	138.950	Wartung & Reparatur	78.518
Elektrolyse	18.000.000	Katalysator (incl. Entsorgung) + Schmiermittel	565
Pufferspeicher	60.000		
Gemeinkosten	1.024.000		
Kaverne	1.490.100		
GuD Kraftwerk 270 MW _(el)	2.990.520		
Füllstation	1.830.000		
Σ variable Betriebskosten	66.457.800		246.193
Strom (ELY+NP)	66.000.000	Stromkosten ELY	180.000
Elektrolyse	457.800	Stromkosten NP	9.000
GuD Kraftwerk 270 MW _(el)	3.601.360	Wasser	972
		Entsalzung	3.888
		Personal	52.333

Studienvergleich

Vergleich der Betriebskosten – Betriebsvarianten (Wdhlg.)



- Erinnernde Zusammenfassung der gewählten Betriebsvarianten, die auch dem Vergleich der Betriebskosten zu Grunde liegt.

NOW: Auswahl für Metastudie von **3 Betriebsvarianten:**

- **Einheitliches System:** Nennleistung ELY 500.000 kW_(el) + H₂ Kaverne + Trailerfüllstation
 - Betrieb überschussgesteuert + Strompreis **40 €/MWh_(el)** + 3.052 VLS
 - Betrieb überschussgesteuert + Strompreis **80 €/MWh_(el)** + 3.052 VLS
 - Betrieb **preisgesteuert** + Strompreis dynamisch + **5.629 VLS**

(Parameter der 3 gewählten Varianten: Zone Nordost, Szenario (Ausbau EE etc.) ambitioniert, mit Netzausbau)

DVGW: Auswahl für Metastudie von **4 System-/Betriebsvarianten:**

- Nennleistung ELY **900 kW** + 4.000 VLS + optimistisches Szenario
- Nennleistung ELY **2.700 kW** + 4.000 VLS + optimistisches Szenario
- Nennleistung ELY **5.400 kW** + 4.000 VLS + optimistisches Szenario
- Nennleistung ELY **144.000 kW** + 4.000 VLS + optimistisches Szenario

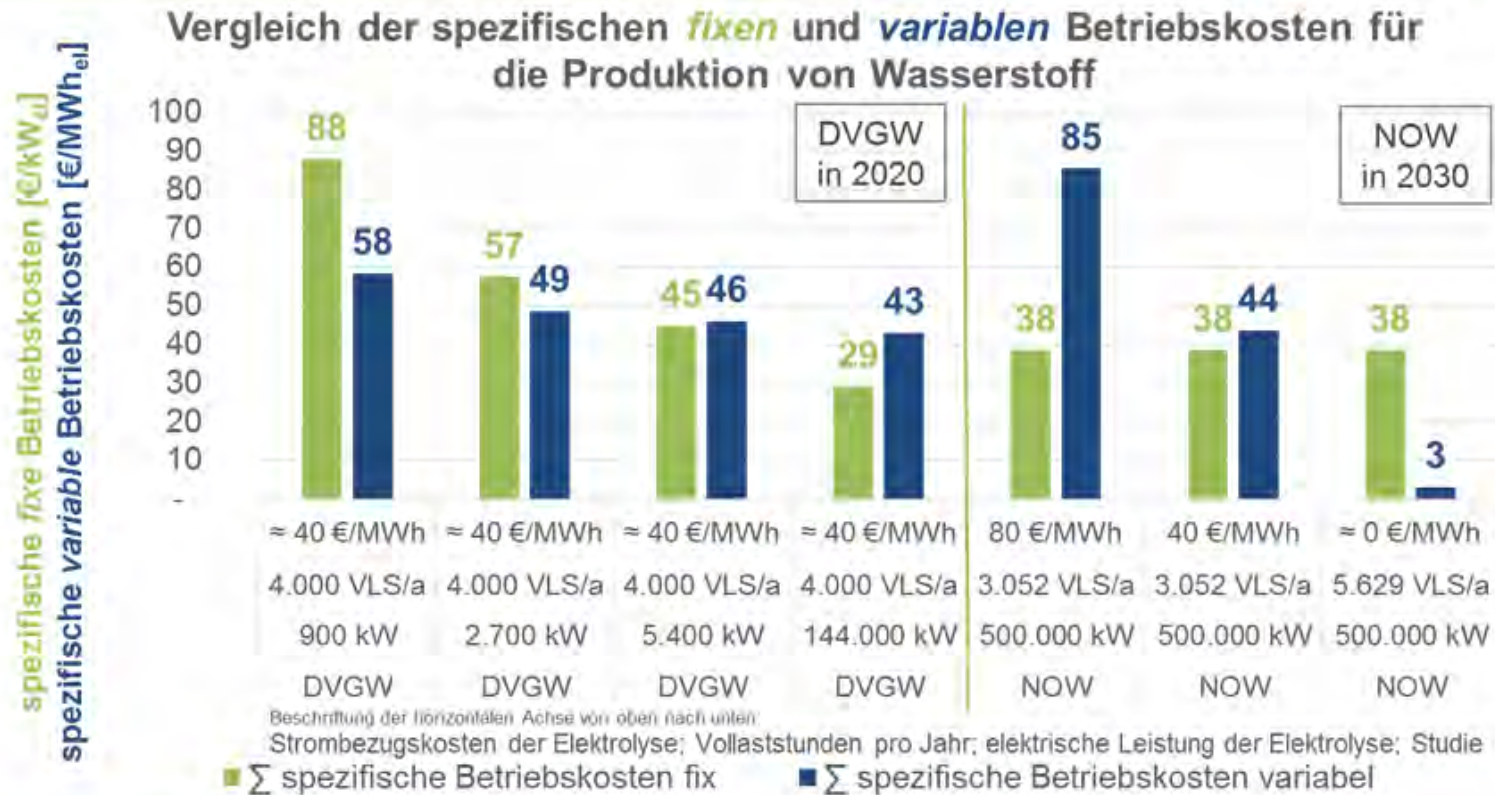
(Parameter der 4 gewählten Varianten: Strombezugskosten ELY 40 €/MWh_{el} + Nebenprozesse 125 €/MWh_{el})

Studienvergleich

Höhe der spezifischen Betriebskosten ähnlich



Gas- und Umwelttechnik GmbH



- ➔ Höhe und Zusammensetzung der Betriebskosten ähnlich (soweit Strombezugskosten sich gleichen)
- ➔ Fixe Betriebskosten sinken anteilig bei steigender Anlagengröße

Studienvergleich

Referenzkosten und -preise für Wasserstoff u.a. Energieträger



Gas- und Umwelttechnik GmbH



Energieträger	Kostenart	Stand	Kosten [€/kg _{fuel}]	Kosten [ct/kWh _{Brennwert}]
Wasserstoff	Preis H ₂ an der Tankstelle ohne Steuern, Transport, etc.	2014	5,96 (Referenzerlös B) ¹	15,12 ●
Wasserstoff aus Erdgas	Erzeugungskosten	2014	2,13 (Referenzerlös A)	5,40
Wasserstoff aus Erdgas	Erzeugungskosten	Mai 2012	1,18	3,00
Erdgas	Grenzübergangspreis	Mai 2012	0,99	2,50 ●
Biogas	Erzeugungskosten	Mai 2012	3,19	8,10

¹ NOW S. 172; Dieser Erlös basiert auf Zielwert von 10 €/kg H₂, den der Endkunde an der Tankstelle zu zahlen hat.

Studienvergleich

Vergleich der Gestehungskosten für Wasserstoff



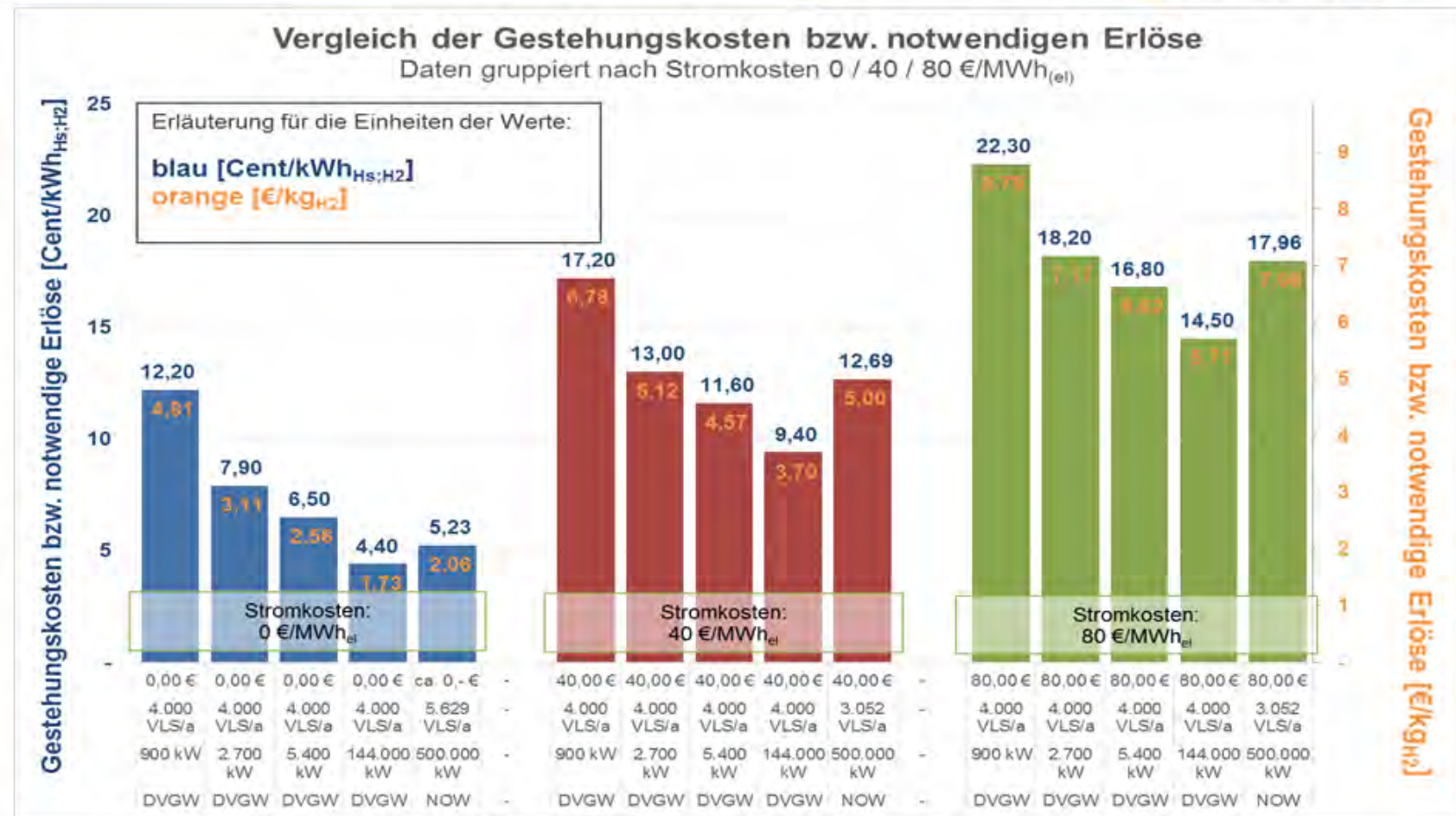
- Vergleich der Gestehungskosten (DVGW) mit notwendigen Erlösen (NOW) ist aufgrund der unterschiedlichen Systemtypen, wie z.B. die Nennleistung der Elektrolyse, die sonstigen Systemkomponenten (Kaverne, GuD, etc.) sowie die verschiedene jährliche Auslastung nur sehr beschränkt aussagekräftig.

(Es handelt sich eher um eine orientierende Darstellung auf der folgenden Folie.)

- Auswahl für den Vergleich der Gestehungskosten (DVGW) mit notwendigen Erlösen (NOW) enthält
 - die 4 bekannten System-/Betriebsvarianten der DVGW-Studie mit Strombezugskosten von je
 - 0 €/MWh_(el)
 - 40 €/MWh_(el)
 - 80 €/MWh_(el) → insgesamt 12 System-/Betriebsvarianten
 - und die 3 bekannten Betriebsvarianten der NOW-Studie.

Studienvergleich

Vergleich der Gestehungskosten für Wasserstoff



Gestehungskosten (DVGW) :
 Notwendige Erlöse (NOW) :

enthalten alle Investitions- und Betriebskosten einschließlich Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz zur Deckung aller Investitions- und Betriebskosten einschließlich UGS, Trailer, GuD

ZUSAMMENFASSUNG STUDIENSYNPOSE (AP 0)



Zusammenfassung der Ergebnisse

Studienvergleich



- Komplementäre Anlagen- und Vermarktungskonzepte
 - NOW:** Kraftstoff als Hauptnutzung (Mobilität) vs.
 - DVGW:** Brennstoff als Hauptnutzung (Einspeisung ins Gasnetz)
- Deutlich unterschiedliche elektrische Nennleistung der Anlagenkonzepte:
 - NOW:** 500 MW_{el} // **DVGW:** 0,9-144 MW_{el}
 - mit ähnlichen Grundkomponenten (Elektrolyse) und darüber hinaus enthalten:
 - NOW:** Saisonale Speicherung in H₂-Kaverne, GuD Kraftwerk, Trailerfüllstation
 - DVGW:** Methanisierung
- Strom stammt hauptsächlich aus regenerativen Quellen (WEA, PVA, etc.)
- Spezifische Investkosten für Kernkomponenten vergleichbar ($\approx 1.100 \text{ €/kW}_{\text{ELY,el}}$) trotz abweichender Abschreibungszeiträume (NOW $\approx 30\text{a}$ // DVGW $\approx 20\text{a}$)
- Zusammensetzung und Höhe der (spezifischen) Betriebskosten ähnlich:
 - Hauptbestandteil der **fixen** Betriebskosten: Wartung & Reparatur
 - Hauptbestandteil der **variablen** Betriebskosten: Stromkosten
- Ähnliche Gestehungskosten bzw. notwendige Erlöse trotz verschiedener Betriebs- und Systemkonzepte
 - DVGW** 3,70 - 5,12 €/kg_{H2} (4.000 VLS/a; in 2020) // **NOW** 5,00 €/kg_{H2} (3.052 VLS/a; in 2030)

GEGENÜBERSTELLUNG DER WERTSCHÖPFUNGSKETTEN FÜR DIE INTEGRATION VON WASSERSTOFF / „POWER-TO-GAS“

Gesamtüberblick



Agenda Wertschöpfungsketten



- Motivation, Definition und Gesamtüberblick der Wertschöpfungsketten
- Zusammenfassung der betrachteten Wertschöpfungsketten – Einzel- und Kombinationsmodelle
- Investitions- und Gestehungskosten
- Sensitivitätsbetrachtungen
- Zusammenfassung der Ergebnisse
- Diskussion

Arbeitsinhalt der Analyse der WSK



- Identifizierung der wesentlichen Technikkomponenten verschiedener WSK als Grundlage für die Ermittlung der Investitions- und Gestehungskosten für diese Elemente
- Ermittlung der Kosten für die Elemente auf Grundlage von Kosten und Ansätzen aus den beiden Studien / Herstellerangaben und unter Berücksichtigung des zukünftigen Senkungspotenzials
- Analyse der Wirtschaftlichkeit der WSK durch Ermittlung und Vergleich der typischen Benchmark-Preise unterschiedlicher Erlösmöglichkeiten
- Identifizierung von Kostenreduktionsmöglichkeiten im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse
- Identifizierung von Optimierungsbedarf (kostenintensive Elemente) und damit F&E-Schwerpunkten unter Berücksichtigung weiterer wirtschaftlicher Effekte

Ziele der Wertschöpfungskettenanalyse



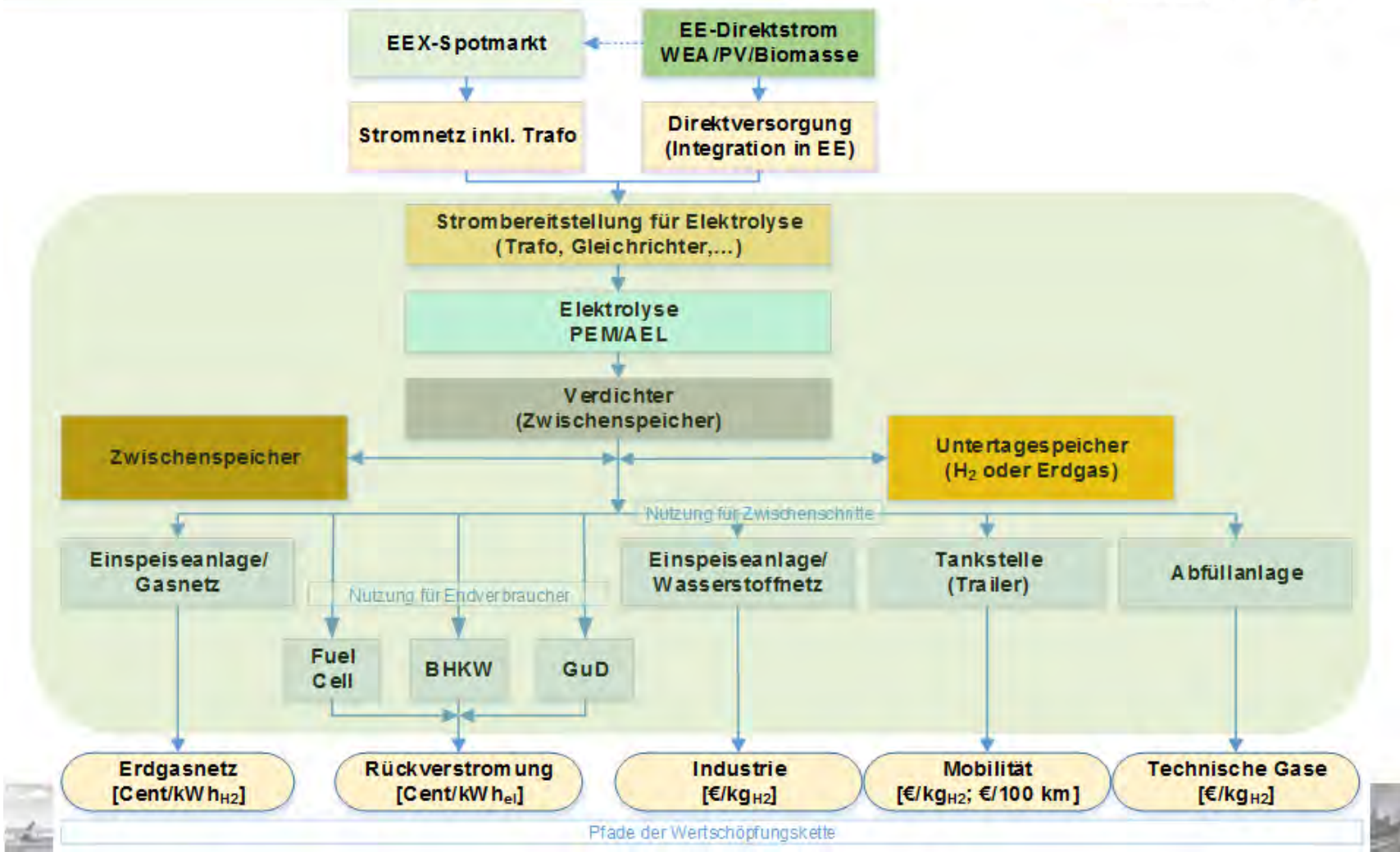
- Dient der Ermittlung und Begründung wesentlicher Themen für Forschung und Entwicklung
- Anhand der Wertschöpfungsketten werden
 - die Kosten (Investitions-, Betriebs- und Gestehungskosten) für die einzelnen Elemente ermittelt
 - die Endverbraucherpreise für Wasserstoff/Endenergie abgeleitet
 - das Kostensenkungspotenzial durch F&E-Entwicklungen bestimmt
- Anhand der Endverbraucherpreise können
 - Handlungsempfehlungen für Forschung und Entwicklung abgeleitet und
 - Geschäftsmodelle entwickelt, bewertet, verbessert werden
 - die Potenziale verschiedener Märkte für EE-Gase bewertet werden

Definition von Wertschöpfungskettenanalyse



- Wertschöpfungsketten (WSK) sind Technologielinien, welche aus verschiedenen Elementen (z.B. Netzanschluss, Elektrolyseur usw.) zusammengesetzt sind. Sie bilden in diesem Fall die Kette vom Stromnetzanschluss über Wasserstoff-Erzeugung bis zur Verwendung z.B. in der chemischen Industrie, Einspeisung ins Gasnetz zur Versorgung von Endkunden oder als Kraftstoff in der Mobilität.
- Einzelmodelle sind Wertschöpfungsketten, welche nur einen bestimmten Nutzungspfad (z.B. Mobilität) abbilden und technisch für diesen ausgelegt sind. Die Anlagendimensionierung und damit die korrespondierenden Investitionskosten und Berechnung der Gestehungskosten erfolgt in diesem Fall für den jeweiligen (einzelnen) Nutzungspfad.
- Kombinationsmodelle sind eine Zusammenfassung von WSK insbesondere im Bereich der Verwendung. Die Anlagendimensionierung und damit die Zusammenstellung der Investitionen und Berechnung der Gestehungskosten erfolgt unter Berücksichtigung unterschiedlicher Weiter- und Endnutzung. In diesem Kontext können Synergieeffekte genutzt werden. Die absoluten Investitionskosten sind jedoch meist höher als bei den Einzelmodellen.
- Politische Rahmenbedingungen oder Geschäftskonzepte sind nicht Bestandteil von Wertschöpfungsketten, wirken aber auf diese.

Gesamtüberblick der Wertschöpfungsketten



GEGENÜBERSTELLUNG DER WERTSCHÖPFUNGSKETTEN FÜR DIE INTEGRATION VON WASSERSTOFF / „POWER-TO-GAS“

Gestehungskosten eigenständige Wertschöpfungsketten
Vorstellung kombinierter Wertschöpfungsketten



Definition und Beschreibung von eigenständigen Einzelmodellen



- **1. Einzelmodell: Gasnetz – Lieferung per Pipeline an Endkunden**
 - Erzeugung sowie Einspeisung und Transport von Wasserstoff im Gasnetz; Stromnetzentlastung
- **2. Einzelmodell : Brennstoffzelle / BHKW – Rückverstromung (lokal)**
 - Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff inkl. Rückverstromung mittels Brennstoffzelle / BHKW; Stromnetzentlastung / -stabilisierung
- **3. Einzelmodell : GuD – Rückverstromung (lokal)**
 - Erzeugung und Speicherung (Untergrundgasspeicher) von Wasserstoff inkl. Rückverstromung mittels GuD; Stromnetzentlastung / -stabilisierung
- **4. Einzelmodell : Wasserstoffnetz – Industrie**
 - Erzeugung sowie Bereitstellung von Wasserstoff für chemische Prozesse inkl. Gasspeicher
- **5. Einzelmodell : Mobilität – Einsatz von dezentraler Technik in der Mobilität**
 - Erzeugung sowie Bereitstellung von Wasserstoff in dezentralen Einheiten für die Mobilität; Versorgung mittels Trailer von mehreren Tankstellen

Ermittlung der Gestehungskosten der Einzelmodelle Methodik



- Auf Grundlage der Studienergebnisse und der Recherche von Literaturquellen erfolgte eine Bewertung der Einzelmodelle hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit
- Methodisch wurden dabei folgende Arbeitsschritte vorgenommen:
 - Definition der zu analysierenden Einzelmodelle und Auslegung der Leistungsgrößen anhand ausgewählter (zu erwartender / realistischer) Versorgungsszenarien
 - Zusammenstellung von Investitionskosten auf vorliegender Datenbasis (Quellen: DVGW, NOW, Herstellerangaben, interne Rücksprachen)
 - Festlegung und interne Abstimmung der Rahmenparameter (z.B. Zinssätze, Abschreibungen, Volllaststunden, Strombezugskosten, Wartung usw.) zur Berechnung der Gestehungskosten
 - Vergleich der ermittelten Gestehungskosten sowie mit den am Markt erzielbaren Netto-Preisen

Investitionskosten zur Ermittlung der Gesteungskosten von Einzelmodellen (Auszug)



- Die Angaben, entsprechend der Leistungsbereiche, stammen aus abgeschlossenen DVGW-Projekten und Rücksprachen mit Herstellern sowie DBI-internen Kenntnissen (z.B. Abgleich Biogasanlagen)
- Die Kostendegression / Skalierungseffekte können aufgrund der derzeit umgesetzten Leistungsbereiche bis etwa 10 MW_{el} relativ gut abgeschätzt werden – die Effekte für höhere Leistungen können bisher nur konservativ berücksichtigt werden

Leistung Elektrolyse	Elektrolyse (komplett) EUR pro kW	Auf- stellung / Bau	Zwischen- speicher	Verdichter	MSR	Medien	Einspeise- anlage
ab 0,1 MW bis 0,4 MW	1.200 €	30.000 €	80.000 €	60.000 €	12.000 €	5.000 €	250.000 €
ab 0,5 MW bis 0,9 MW	1.100 €	40.000 €	80.000 €	160.000 €	12.000 €	5.000 €	300.000 €
ab 1 MW bis 4,9 MW	1.000 €	40.000 €	160.000 €	350.000 €	12.000 €	7.000 €	400.000 €
ab 5 MW bis 10 MW	900 €	50.000 €	240.000 €	500.000 €	15.000 €	10.000 €	500.000 €

Annahmen zur Ermittlung der Gesteungskosten von Einzelmodellen (Auszug)



- Elektrolyseanlage (alkalisch inkl. Periph.) 900 €/kW_{el} (> 10 MW_{el}) ...
1.200 €/kW_{el} (≤ 0,4 MW_{el}) [3]
- Verdichter Beispiel: 500.000 € (5 - 10 MW_{el}) [4]
- Unterspeicher 1,00 €/Nm³ Arbeitsgas [5]
- Einspeiseanlage Beispiel: 500.000 € (5 - 10 MW_{el}) [4]
- Wartungskosten 3% + 1% neuer
Technologieansatz
- Kapitalzinssatz 4% + 1% Risikozuschlag
- Fixkosten 5%
- Versicherung 2%
- Elektrolyse $\eta = 65\%_{\text{ELY}}$ (inkl. Nebenanlagen)
- Rückverstromung $\eta = 60\%_{\text{Brennstoffzelle}}$, $\eta = 42\%_{\text{BHKW}}$

Kostenstruktur Wertschöpfungsketten

Auszug: Netzanschluss / Strombezug



- **Stromanschluss Kabel** **100 €/m (Ansatz 1.000 m)**
 (Mischpreis, inkl. Planung, Bauleitung, Rechtserwerb bis 20 kV) [1]
- **Trafo (380/110, 110/20, 20/0,4kV)** **14...17 €/kVA**
 (abhängig von Leistung der Elektrolyse) [2], [16]
- **Umspannwerk ab 10 MW_{el} Elektrolyse** **3,0 Mio. €**
 (zur Netzanbindung erforderlich) [2], [16]
- **Hochleistungsstromrichter** **50 €/kW_{el}**
 (abhängig von Leistung der Elektrolyse) [2]
- → Kosten aus DVGW / NOW-Studien verifiziert

Kostenstruktur Wertschöpfungsketten

Auszug: Haupt- und Nebenkostenkomponenten



- Elektrolyseanlage (komplett) 900... 1.200 €/kW_{el}
(Skaleneffekte, leistungsanhängig) [3]
- Verdichter inkl. Pufferspeicher
Gemäß Auslegung [4]
- Tanks 80.000 € pro Tank
(110 Nm³ je 50 bar) [11]
- Unterspeicher 1,00 €/Nm³ Arbeitsgas
(Erdgas = 0,5...0,8 €/Nm³, Komplettanlage) [5]
- Planung, Genehmigung, Management,... 10% von Gesamtinvestition
- Aufstellung, Bau, Zaun,... 6% von Gesamtinvestition
- Ausgleichsmaßnahmen 1,5% von Gesamtinvestition
- Unvorhergesehenes 10% von Gesamtinvestition
- → Kosten aus DVGW / NOW-Studien verifiziert

Kostenstruktur Wertschöpfungsketten

Auszug: Zusatz- und Erlöstechnologien



■ Einspeiseanlage

einfach, inkl. MSR-Technik

Gemäß Auslegung [4]

■ Wasserstoffnetz

2,5 Mio. €

(2,5 km Stahl, DN 150 PN 25 + 0,5 km Kunststoff, DN 150 PN 25, Odorierung, Verteilungsleitung 0,5 km Kunststoff, DN 50 PN 10, 10 HAL) [7]

■ Brennstoffzelle

4.000 €/kW_{el}

(Komplettanlage) [8]

■ BHKW

1.000... 1.375 €/kW_{el}

(Erdgas-BHKW, Komplettanlage) [9], [16]

■ Abfüllanlage für Trailer

1,2 Mio. €

(Kostenabschätzung/Skalierung, Komplettanlage) [2, 11]

■ → Kosten aus DVGW / NOW-Studien verifiziert

Grundparameter zur Ermittlung der Wasserstoff-Gestehungskosten

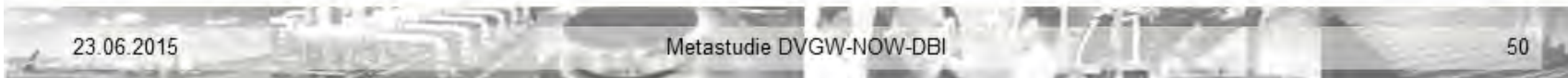


- | | |
|--|---|
| ■ Strompreise (EEX-Strombörse) | 20 EUR/MWh (Haupt- und Nebenanlagen) |
| ■ Wartungskosten | 3% + 1% neuer Technologieansatz |
| ■ Kapitalzinssatz | 4% + 1% Risikozuschlag |
| ■ Fixkosten | 5% |
| ■ Versicherung | 2% |
| ■ Elektrolyse | $\eta = 65\%$ (inkl. Nebenanlagen)
(50.000 h; Abschreibung 20 Jahre) |
| ■ Brennstoffzelle | $\eta = 60\%$ (Abschreibung 20 Jahre) |
| ■ BHKW | $\eta = 42\%$ (Abschreibung 20 Jahre) |
| ■ → Betrachtungsansätze aus DVGW / NOW-Studien verifiziert | |

Gestehungskosten aus eigenständigen Wertschöpfungsketten im Vergleich zu Referenzpreisen



Wertschöpfungskette	Gestehungskosten für Wasserstoff (2.000 VLS, Strombezug: 20 EUR/MWh, 65% _{ELV})
1. Gasnetz	20,98 Cent/kWh _{H₂} (Erdgas: 3-4 Cent/kWh, Biogas: 9 Cent/kWh) [12]
2a. Brennstoffzelle	49,98 Cent/kWh _{el} ¹ (13,87 Cent/kWh Haushalt 2014) [13]
2b. BHKW	58,29 Cent/kWh _{el} ¹ (13,87 Cent/kWh Haushalt 2014) [13]
3. GuD	48,96 Cent/kWh _{el} ¹ (13,87 Cent/kWh Haushalt 2014) [13]
4. Industrie	7,54 EUR/kg _{H₂} (1-4 EUR/kg aus SR, 5 EUR/kg Industrie-Interesse, NOW: 2,13 EUR / kg) [2], [15]
5. Mobilität	11,65 EUR/100 km _{H₂} ² (äquivalent 11,65 EUR/kg) (Super 1,50 EUR/l, 8 Liter Verbrauch: 12,00 EUR/100 km, Diesel 1,30 EUR/l, 5 Liter Verbrauch: 6,50 EUR/100 km inkl. Steuer, Umlagen; NOW: 5,96 EUR / kg _{H₂}) [2], [15]
¹ Bezogen auf elektrischen Wirkungsgrad (Brennstoffzelle: 60%, BHKW: 42%, GuD: 50%) ² 1 kg Wasserstoff pro 100 km (Brennstoffzelle + Elektroantrieb)	



Gestehungskosten aus eigenständigen Wertschöpfungsketten Fazit



- Die ermittelten Gestehungskosten für **grünen** Wasserstoff sind höher als die am Markt erzielbaren (Netto-)Preise für **grauen** Wasserstoff
 - „Industrie“
 - Gestehungskosten Wasserstoff aus Großreformeranlage (Erdgas) 1 - 4 €/kg_{H2} (Herstellera.)
 - Interesse an „grünem“ Wasserstoff bei Gestehungskosten von <5 €/kg_{H2} (Herstellera.)
 - **7,54 EUR/kg_{H2}, Referenzwert: 2,13 EUR/kg_{H2}, NOW-Studie**
 - „Mobilität“
 - Kosten für Kraftstoff (im September 2014): Super bei 12 €/100 km inkl. Steuer, Abgaben usw. (Preis pro Liter: 1,50 €, 8 Liter Verbrauch)
 - **11,65 EUR/kg_{H2}**
 - **Referenzwert: 5,96 EUR/kg_{H2}, NOW-Studie (Grundlage für weitere Betrachtungen)**
 - „Gasnetz“ und „Rückverstromung“
 - **20,98 Ct/kWh_{H2}, Referenzwert: Erdgas: 3-4 Ct/kWh, Biogas: 9 Ct/kWh [12]**
 - **49-58 Ct/kWh_{el}, Referenzwert: Haushalt: 13,87 Ct/kWh_{el} 2014 [13]**
- **Erkenntnis → Gestehungskostenreduzierung* erforderlich daher erfolgt eine Betrachtung von WSK-Kombinationsmodellen**

* Vorteile von EE-Gasen werden z.Z. preislich nicht ausreichend gewürdigt die Bewertung der Rahmenbedingungen ist aber nicht Gegenstand dieser Untersuchung

Vorteil von Kombinationsmodellen gegenüber Einzelfaden



- Die Investitionskosten für Haupt- und Nebenanlagen sowie Erlöstechnologien, welche bei Einzelfaden einen erheblichen Kostenanteil ausmachen, können auf mehrere Erlöspfade verteilt werden und reduzierend wirken
 - Z.B. Stromanschluss, Gleichrichtung, Energiemessung Gas, Flächen, Einfriedung
- Elektrische Leistung der Elektrolyse kann gegenüber den Einzelfaden deutlich erhöht werden, da weitere Anwendungen bedient werden → Skaleneffekte
- Durch die Kombination von Wertschöpfungsketten sind
 - F&E Vorhaben haben sektor-übergreifend ein höheres Potenzial
 - Verbessert sich die Wirtschaftlichkeit von Windwasserstoff-/Power-to-Gas Anlagen
 - Kostenreduzierungen durch höhere Stückzahlen/installierte Leistungen initiierbar
- **Diese Effekte sind für alle Nutzungspfade verwendbar damit werden positive Effekte auch für integrierte Erlöspfade z.B. für Gasnetzeinspeisung geschaffen**

Definition und Beschreibung von Kombinationsmodellen Industrie + Mobilität



■ Kombinationsmodell „Industrie“

- Hauptversorgung: Wasserstoff für chemische Prozesse (z.B. Düngemittelherstellung, Fetthärtung) / brenntechnische Anwendungen (Schnittstelle ist Eingang zur Endnutzung) inkl. Untergrundspeicher
- Integrierte Anwendung:
 - Mobilität – Versorgung mittels Trailer von 36 Tankstellen
 - Rückverstromung – mittels BHKW / Brennstoffzelle und Berücksichtigung von Stromnetzentlastung / -stabilisierung, Regelleistungsbereitstellung
 - Gasnetz – Einspeisung und Transport von Wasserstoff im Gasnetz

■ Kombinationsmodell „Mobilität“ (Brennstoffzellenfahrzeuge)

- Hauptversorgung: Mobilität – Versorgung mittels Trailer von 36 Tankstellen
- Integrierte Anwendung:
 - Rückverstromung – mittels BHKW / Brennstoffzelle und Angebot von Dienstleistungen: Stromnetzentlastung / -stabilisierung, Regelleistungsbereitstellung
 - Gasnetz – Einspeisung und Transport von Wasserstoff im Gasnetz

Definition und Beschreibung von Kombinationsmodellen Gasnetz



■ Kombinationsmodell Gasnetz

- Hauptversorgung: Erzeugung sowie Bereitstellung von Wasserstoff für Einspeisung ins Erdgasnetz
- Integrierte Anwendung:
 - Mobilität – Erzeugung sowie Bereitstellung inkl. Speicherung (UGS) von Wasserstoff für die Mobilität; Versorgung mittels Trailer von 36 Tankstellen
 - Brennstoffzelle – Rückverstromung– Erzeugung sowie Bereitstellung inkl. Speicherung (Untergrundspeicher) von Wasserstoff, Rückverstromung mittels Brennstoffzelle, Dienstleistungen: Stromnetzentlastung / -stabilisierung, Regelleistungsbereitstellung (pos.: Rückverstromung Brennstoffzelle / neg.: Elektrolyse / optimierter Anlagenbetrieb)

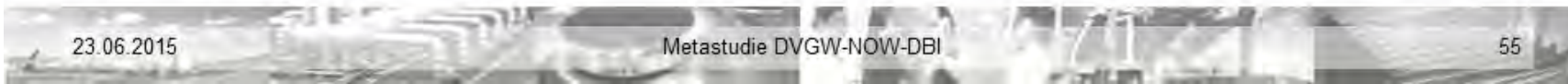
Anlagengrundlagen Beispielauslegung des Kombinationsmodell Industrie



	<u>Industrie</u>	<u>Mobilität</u>	<u>Rückverstromung</u> <u>, pos. / neg.</u> <u>Regelenergie</u>	<u>Gasnetz</u>	<u>Summe</u>
Elektrolyseleistung	210 MW _{el} ¹	+ 20 MW _{el} ²	+ 5 MW _{el} ³	Zusatzoption	235 MW_{el}
Kapazität Speicher	21 Mio. m ³ ⁴	+ 2,0 Mio. m ³ ⁵	+ 0,5 Mio. m ³ ⁶	-	24 Mio. m³ UGS (gerundet)
Zusatz- und Erlöstechnologie	Einspeiseanlage + Wasserstoffnetz	Abfüllanlage (Trailer)	BHKW 250 kW _{el} Brennstoffzelle 350 kW _{el} ⁷	Einspeiseanlage bereits vorhanden	alle aufgeführten Erlöstechnologien

Auslegungsgrundlage 2.000 VLS

- ¹ 10% Produktionserweiterung Steam-Reformer in Chemiestandort Leuna, Szenario 2020 (10.000 m³/h Wasserstoff, 96% Versorgungsgarantie)
- ² Zentrale Anlage zur Versorgung von 36 Tankstellen, Laufleistung 20.000 km/a, Anzahl/Verbrauch: 230 Brennstoffzellenfahrzeuge = 1 kg_{H₂}/100 km
- ³ Einsatz zur Netzstabilisierung innerhalb WEA-Park, Bereitstellung von negativer Regelenergie (Annahme 500 VLS Abrufe pro Jahr)
- ⁴ Speicherkapazität für Einspeiserate von 500 VLS (42.000 m³/h) Elektrolyse → Reichweite 85 Tage bei Ausspeiserate von 10.000 Nm³/h Wasserstoff
- ⁵ Speicherkapazität für Einspeiserate von 500 VLS (3.000 m³/h) Elektrolyse → Reichweite 45 Tage bei Ausspeiserate von 900 Nm³/h Wasserstoff
- ⁶ Speicherkapazität für Einspeiserate von 500 VLS (1.000 m³/h) Elektrolyse → Reichweite 120 Tage bei Ausspeiserate von 170 Nm³/h Wasserstoff (Verbrauch BHKW pro Stunde)
- ⁷ Verfügbare Anlagen-Leistung für Wasserstoff, η_{BHKW} = 42%, η_{Brennstoffzelle} = 60%, Bereitstellung von positiver Regelleistung / Rückverstromung (Verbrauch 170 m³/h, bilanzielle Entnahme möglich → ~ 3.000 VLS Laufzeit bei prognostizierten 500 VLS Abrufen negativer Regelenergie)



Anlagengrundlagen Kombinationsmodell Mobilität



■ Hauptversorgung: Mobilität

	<u>Mobilität</u>	<u>Rückverstromung, pos. / neg. Regelenergie</u>	<u>Gasnetz</u>	-	<u>Summe</u>
Elektrolyseleistung	20 MW _{el} ¹	+ 5 MW _{el} ²	Möglichkeit gegeben	-	25 MW _{el}
Kapazität Speicher	20.000 m ³ ³	bilanzielle Einspeisung / Entnahme ins / aus Gasnetz	-	-	20.000 m ³ (gerundet)
Zusatz- und Erlöstechnologie	Abfüllanlage (Trailer)	BHKW 250 kW _{el} Brennstoffzelle 350 kW _{el} ⁴	Einspeiseanlage	-	alle aufgeführten Erlöstechnologien

Auslegungsgrundlage 2.000 VLS

¹ Zentrale Anlage zur Versorgung von 36 Tankstellen, Laufleistung 20.000 km/a, Anzahl/Verbrauch: 230 Brennstoffzellenfahrzeuge = 1 kg_{H₂}/100 km

² Einsatz zur Netzstabilisierung innerhalb WEA-Park, Bereitstellung von negativer Regelenergie (Annahme 500 VLS Abrufe pro Jahr)

³ Speicherkapazität: 4 Tanks je 110 Nm³ Wasserstoff (Speicherdruck 50 bar) → Versorgung von 5 Trailern je 3.500 Nm³ Wasserstoff

⁴ Verfügbare Anlagen-Leistung für Wasserstoff, η_{BHKW} = 42%, η_{Brennstoffzelle} = 60%, Bereitstellung von positiver Regelleistung / Rückverstromung (Verbrauch 170 m³/h, bilanzielle Entnahme möglich → ~ 3.000 VLS Laufzeit bei prognostizierten 500 VLS Abrufen negativer Regelenergie)

Anlagengrundlagen Kombinationsmodell Gasnetz



Hauptversorgung: Gasnetz

	<u>Gasnetz</u>	<u>Mobilität</u>	<u>Rückverstromung, pos. / neg. Regelenergie</u>	-	<u>Summe</u>
Elektrolyse- leistung	25 MW _{el} ¹	+ 20 MW _{el} ²	+ 5 MW _{el} ³	-	50 MW_{el}
Kapazität Speicher	0,5 Mio. m ³ ⁴	+ 2,0 Mio. m ³ ⁵	+ 0,5 Mio. m ³ ⁶	-	3 Mio. m³ UGS (gerundet)
Zusatz- und Erlöstechnologie	Einspeiseanlage	Abfüllanlage (Trailer)	BHKW 250 kW _{el} Brennstoffzelle 350 kW _{el} ⁷	-	alle aufgeführten Erlöstechnologien

Auslegungsgrundlage 2.000 VLS

¹ Auslegung aufgrund einer DBI-Analyse eines Transportnetzbetreibers bei Zumischung 2 Vol.-% Wasserstoff

² Zentrale Anlage zur Versorgung von 36 Tankstellen, Laufleistung 20.000 km/a, Anzahl/Verbrauch: 230 Brennstoffzellenfahrzeuge = 1 kg_{H₂}/100 km

³ Einsatz zur Netzstabilisierung innerhalb WEA-Park, Bereitstellung von negativer Regelenergie (Annahme 500 VLS Abrufe pro Jahr)

⁴ Pufferspeicher im der anderen Pfade integriert UGS

⁵ Speicherkapazität für Einspeiserate von 500 VLS (3.000 m³/h) Elektrolyse → Reichweite 45 Tage bei Ausspeiserate von 900 Nm³/h Wasserstoff

⁶ Speicherkapazität für Einspeiserate von 500 VLS (1.000 m³/h) Elektrolyse → Reichweite 120 Tage bei Ausspeiserate von 170 Nm³/h Wasserstoff (Verbrauch BHKW pro Stunde)

⁷ Verfügbare Anlagen-Leistung für Wasserstoff, η_{BHKW} = 42%, η_{Brennstoffzelle} = 60%, Bereitstellung von positiver Regelleistung / Rückverstromung (Verbrauch 170 m³/h, bilanzielle Entnahme möglich → ~ 3.000 VLS Laufzeit bei prognostizierten 500 VLS Abrufen negativer Regelenergie)

GEGENÜBERSTELLUNG DER WERTSCHÖPFUNGSKETTEN FÜR DIE INTEGRATION VON WASSERSTOFF / „POWER-TO-GAS“

Investitions- und Gestehungskosten

Kombinierte Wertschöpfungsketten (Kombinationsmodelle)



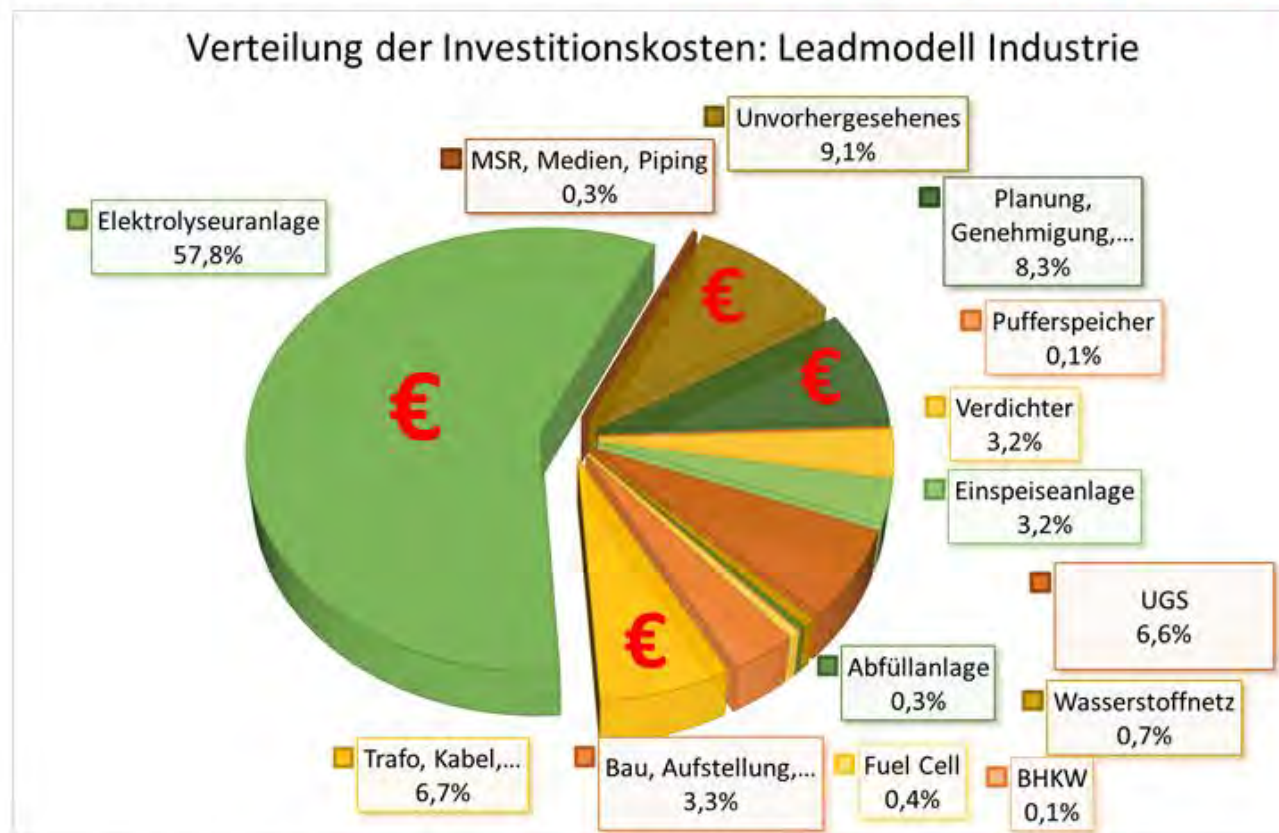
Bewertung der Kombinationsmodelle Methodik



- Auf Grundlage der Studienergebnisse und der Recherche von Literaturquellen erfolgte eine Bewertung der Kombinationsmodelle hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit
- Methodisch wurde nach dem gleichen Prinzip der Einzelmodellanalyse vorgegangen

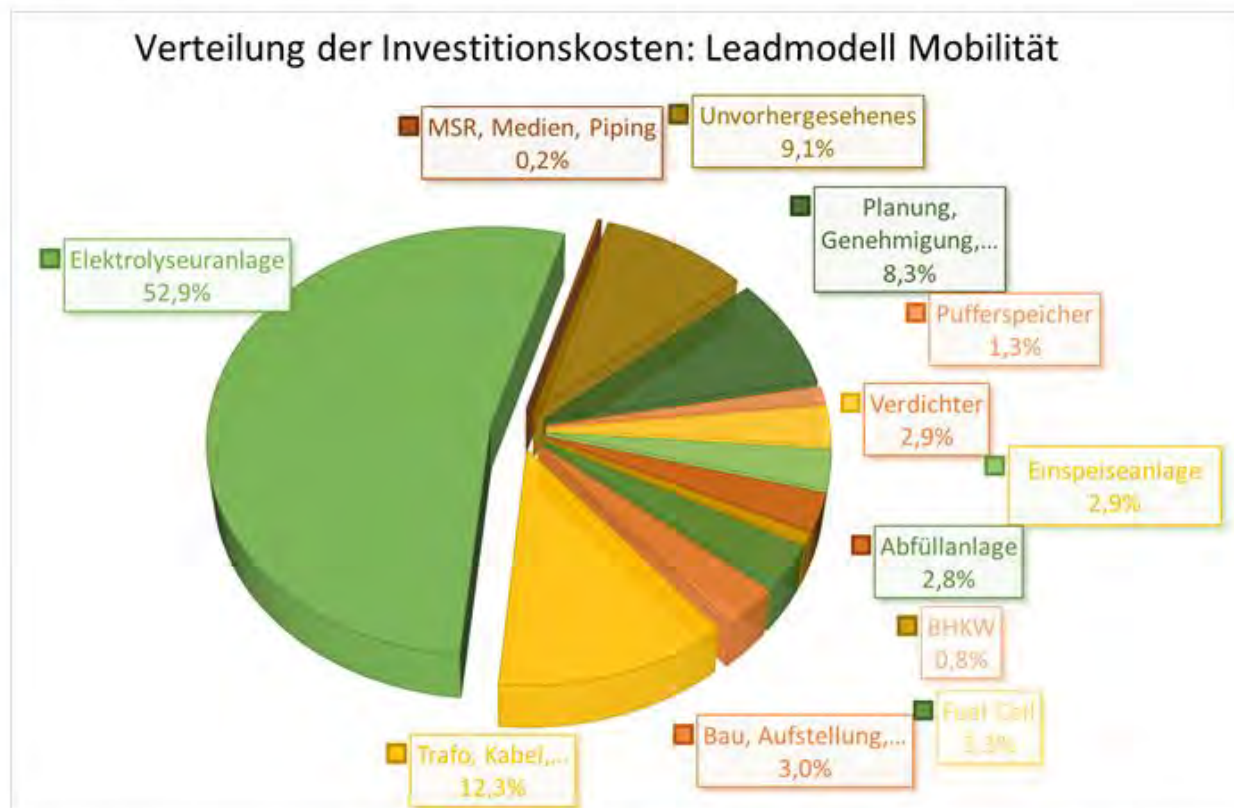
Verteilung der Investitionskosten Kombinationsmodell „Industrie“

■ Gesamtinvestition: 385 Mio. EUR € - Kostenintensive Elemente



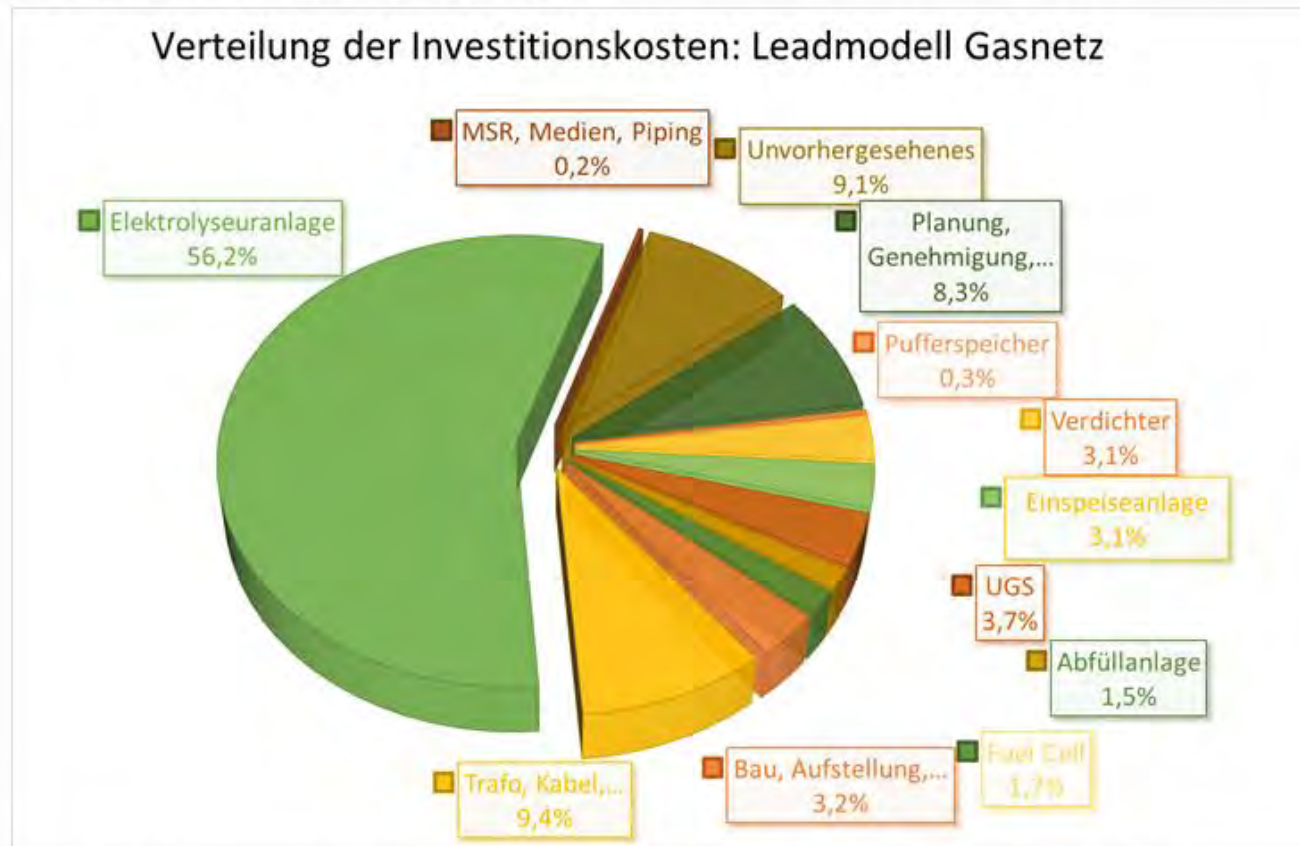
Verteilung der Investitionskosten Kombinationsmodell „Mobilität“

■ Gesamtinvestition: 45 Mio. EUR



Verteilung der Investitionskosten Kombinationsmodell „Gasnetz“

■ Gesamtinvestition: 84 Mio. EUR



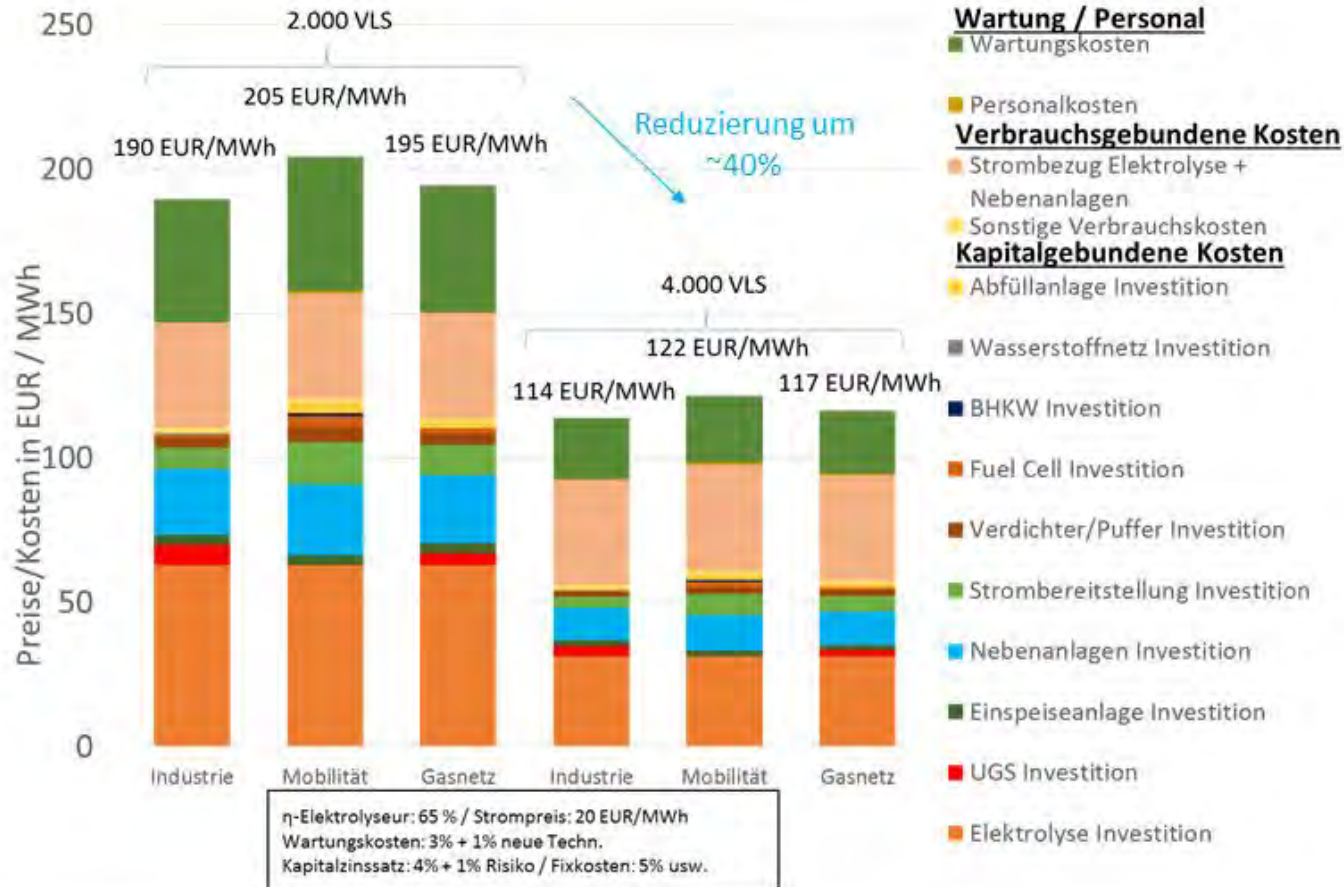
Annahmen zur Ermittlung der Gesteungskosten von Kombinationsmodellen (Auszug)



- Elektrolyseanlage (alkalisch inkl. Periph.) 900 €/kW_{el} [3]
- Verdichter g. Auslegung inkl. Pufferspeicher [4]
- Unterspeicher 1,00 €/Nm³ Arbeitsgas [5]
- Einspeiseanlage g. Auslegung einfach [4]
- Wartungskosten 3% + 1% neuer Technologieansatz
- Kapitalzinssatz 4% + 1% Risikozuschlag
- Fixkosten 5%
- Versicherung 2%
- Elektrolyse $\eta = 65\%_{\text{ELY}}$ (inkl. Nebenanlagen)
- Rückverstromung $\eta = 60\%_{\text{Brennstoffzelle}}, \eta = 42\%_{\text{BHKW}}$

Einfluss der Volllaststunden auf die Gestehungskosten

Kombinationsmodelle Industrie + Mobilität + Gasnetz
(2.000 / 4.000 VLS bei Stromkosten von 20 EUR/MWh)



Vergleich Gestehungskosten Wasserstoff eigenständige und kombinierte Wertschöpfungsketten 2.000 VLS / 20 EUR/MWh_{el}



Kombi- nations- modell	Einzelmodell (Folie 30)	Kombinationsmodell Industrie	Kombinationsmodell Mobilität	Kombinationsmodell Gasnetz	Kostenreduzierung in % (niedrigster Ansatz)
Industrie	7,54 EUR/kg _{H2}	7,47 EUR/kg	-	-	1 %
Mobilität	11,65 EUR/kg	7,47 EUR/100 km ² (äquivalent EUR/kg)	8,05 EUR/100 km² (äquivalent EUR/kg)	7,65 EUR/100 km ² (äquivalent EUR/kg)	30 %
Brennstoff- zelle	49,98 Cent/kWh _{el} ⁽¹⁾	31,61 Cent/kWh _{el} ⁽¹⁾	34,08 Cent/kWh _{el} ⁽¹⁾	32,39 Cent/kWh _{el} ⁽¹⁾	32 %
BHKW	58,29 Cent/kWh _{el} ⁽¹⁾	45,15 Cent/kWh _{el} ⁽¹⁾	48,69 Cent/kWh _{el} ⁽¹⁾	-	16 %
Gasnetz	20,98 Cent/kWh _{H2}	18,96 Cent/kWh _{H2}	20,45 Cent/kWh _{H2}	19,44 Cent/kWh_{H2}	3 %

Fett: Hauptnutzungspfad des Kombinationsmodells

¹ Bezogen auf elektrischen Wirkungsgrad (Brennstoffzelle: 60%, BHKW: 42%, GuD: 50%)

² 1 kg Wasserstoff pro 100 km (Brennstoffzelle + Elektroantrieb)

Gegenüberstellung der Gestehungskosten Wasserstoff (Kombinationsmodelle vs. Referenzkosten äquivalente Umrechnung auf Nutzungspfade, 4.000 VLS / 20 EUR/MWh_{el})



WSK	Industrie	Mobilität	Gasnetz	Kostenvergleich (ohne Steuer und Umlagen)
Industrie	4,49 EUR/kg	-	-	1-4 EUR/kg aus Steam-Reformer, 5 EUR/kg Industrie-Interesse [14] → 2,13 EUR / kg (NOW-Studie, Erdgasreformer) [2]
Mobilität	4,49 EUR/100 km ² (äquivalent EUR/kg)	4,79 EUR/100 km² (äquivalent EUR/kg)	4,59 EUR/100 km ² (äquivalent EUR/kg)	Kraftstoff Nettopreise: Super 0,48 EUR/l, 8 Liter Verbrauch: 3,84 EUR/100 km; Diesel 0,54 EUR/l, 5 Liter Verbrauch: 2,70 EUR/100 km) [15] → 5,96 EUR / kg (NOW-Studie, Referenzlös A) [2]
Brennstoff- zelle	18,98 Cent/kWh _{el} ¹	20,29 Cent/kWh _{el} ¹	19,41 Cent/kWh _{el} ¹	13,87 Cent/kWh Haushalt 2014, Energieerzeugung, Beschaffung und Lieferung [13]
BHKW	27,12 Cent/kWh _{el} ¹	28,98 Cent/kWh _{el} ¹	-	
Gasnetz	11,39 Cent/kWh _{H2}	12,17 Cent/kWh _{H2}	11,64 Cent/kWh_{H2}	Erdgas: 3-4 Cent/kWh _{H2} (Grenzübergang), Biogas: 9 Cent/kWh _{H2}) [12]

Fett: Hauptnutzungspfad des Kombinationsmodells

¹ Bezogen auf elektrischen Wirkungsgrad (Brennstoffzelle: 60%, BHKW: 42%, GuD: 50%)

² 1 kg Wasserstoff pro 100 km (Brennstoffzelle + Elektroantrieb)

TOP 6 GEGENÜBERSTELLUNG DER WERTSCHÖPFUNGSKETTEN FÜR DIE INTEGRATION VON WASSERSTOFF / „POWER-TO-GAS“

Grenzkostenermittlung Strombezug



Ermittlung der Grenzkosten für den Strombezug Methodik



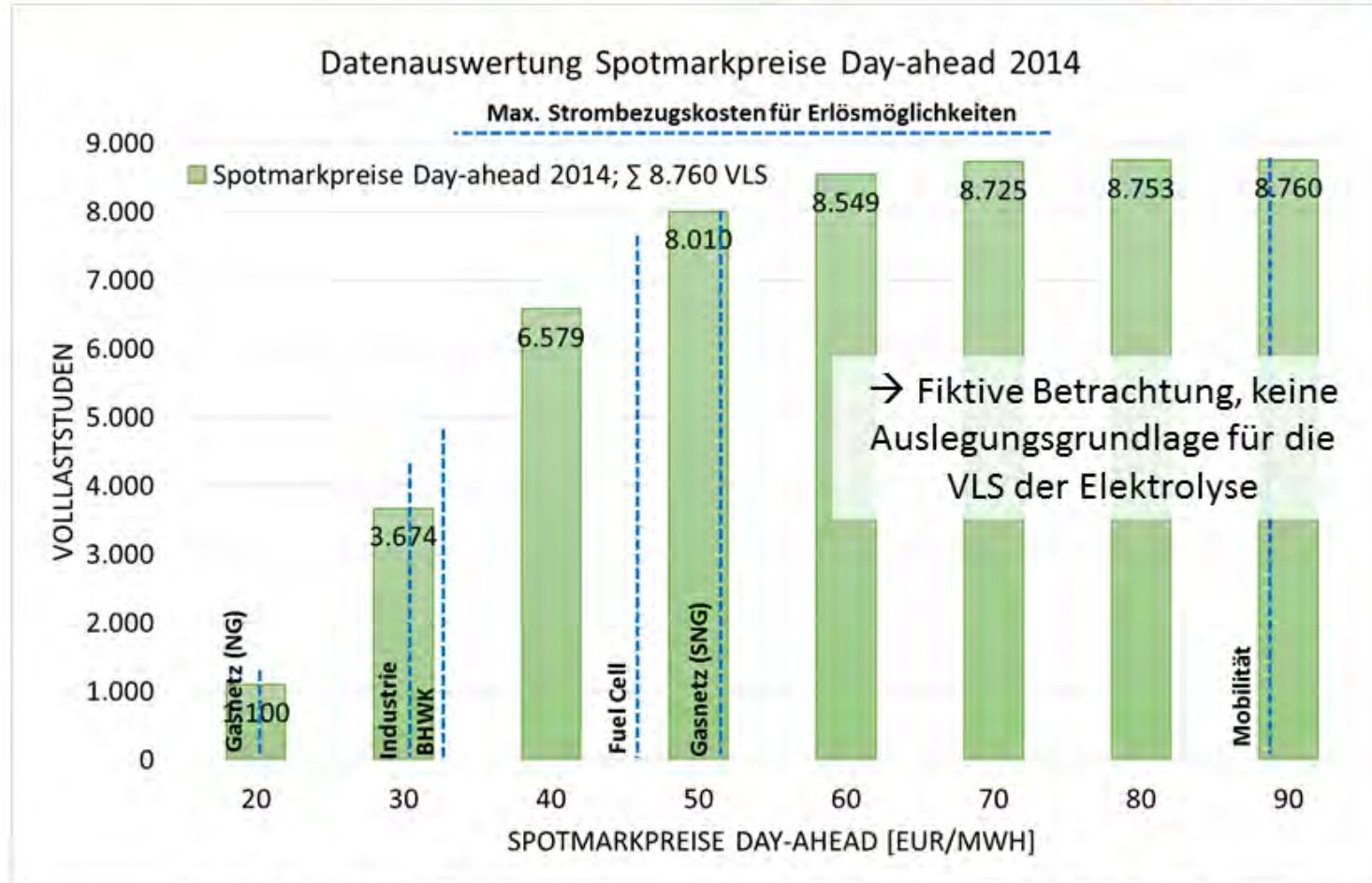
- Ermittlung der Grenzpreise (bei denen die Anlagen noch wirtschaftlich betrieben werden kann) ausschließlich für die verbrauchsgebundenen Kosten bei denen in den Wertschöpfungsketten die Referenzpreise nicht überschritten werden
- Folgende verbrauchsgebundene Parameter werden berücksichtigt:
 - **Strombezug Elektrolyse + Nebenanlagen (variabel)**
 - Wasserverbrauch (fixiert, da keine erheblichen Auswirkungen)
 - Wasseraufbereitung (fixiert, da keine erheblichen Auswirkungen)
- Die Kapitalgebundenen-, Personal / Wartungs- und Entsorgungskosten sind in diesem Betrachtungsansatz nicht enthalten
- Steuern, Netzentgelte, Umlagen finden in den Berechnungen ebenso keine Beachtung

Ermittlung der Grenzkosten für den Strombezug für die Elektrolyse und Nebenanlagen



WSK	Max. Strombezugskosten für Elektrolyse / Nebenanlagen	Referenzkosten (netto) verschiedenen Quellen	Äquivalente Umrechnung der Referenzkosten
Industrie	31 EUR/MWh _{el}	2,13 EUR/kg _{H2}	54 EUR/MWh _{H2}
Mobilität	88 EUR/MWh _{el}	5,96 EUR/kg _{H2}	151 EUR/MWh _{H2}
Brennstoffzelle (η _{el} =60%)	47 EUR/MWh _{el}	13,87 Cent/kWh _{el}	55 EUR/MWh _{H2}
BHKW (η _{el} =42%)	33 EUR/MWh _{el}	13,87 Cent/kWh _{el}	83 EUR/MWh _{H2}
Gasnetz	52 EUR/MWh _{el}	9 Cent/kWh _{H2} (SNG)	90 EUR/MWh _{H2}
	20 EUR/MWh _{el}	3,5 Cent/kWh _{H2} (NG)	35 EUR/MWh _{H2}

Auswertung Spotmarktpreise 2014 und Skizzierung der Strombezugskosten für die Erlösmöglichkeiten



GEGENÜBERSTELLUNG DER WERTSCHÖPFUNGSKETTEN FÜR DIE INTEGRATION VON WASSERSTOFF / „POWER-TO-GAS“

Sensitivitätsbetrachtung Gesteuerungskosten



Sensitivitätsbetrachtung Methodik und Parametervariationen



■ Ausgangspunkt für Sensitivitätsbetrachtung

- Strompreise: 20 EUR/MWh_{el}
- Volllaststunden: 4.000 VLS

■ Sensitivitätsbetrachtung – technologische und Kostenentwicklung

- Spezifischer Wirkungsgrad (ELY): 65...75%_{ELY}
- Erwartetes Kostenreduktionspotenzial Hauptkomponenten (bis 2025):
 - Elektrolyseur 30%
 - Brennstoffzelle 30%
 - Unterspeicher 10%
 - Einspeiseanlage 10%
 - Wasserstoffnetz 10%
 - BHKW 10%
 - Abfüllanlage 10%

Sensitivitätsbetrachtung Einflussparameter auf die Gesteherungskosten für Wasserstoff



- Reduzierungspotenzial der Gesteherungskosten (in %) unter Berücksichtigung unterschiedlicher Sensitivitäten (als Durchschnittsbetrachtung für alle Kombinationsmodelle)

	Kostenreduktion (UGS, BHKW, Brennstoffzelle,...) (um 10...30%)	η Elektrolyse (65% → 75%)	Kostenreduktion nur Elektrolyse (um 30%)
Reduzierung der Gesteherungskosten	1-2%	13%	16-17%

- Die Ermöglichung von hohen VLS sowie der Bezug von „günstigen“ Strom haben das größte Kostensenkungspotenzial der Wasserstoff-Gesteherungskosten gegenüber dem Ausgangsszenario
- Die Höhe der möglichen Kostenreduktion sind von der Leistungsgröße der Elektrolyse, BHKW, Brennstoffzelle etc. abhängig

Sensitivitätsbetrachtung Bewertung der kombinierten Potenziale (mehrere Parameter)



- Durch Kombination mehrerer Sensitivitätsoptionen mögliche Reduktion der Gesteungskosten in % (als Durchschnittsbetrachtung für alle Kombinationsmodelle)

Kombinationstyp	Kostenreduktion (UGS, BHKW, Brennstoffzelle,...) (um 10...30%)	η Elektrolyse (65% → 75%)	Kostenreduktion	Reduzierung um weitere
Idealfall	Ja	Ja	Ja	→ 29 %
Moderater Ansatz	Nein, da Technik ausgereift	Ja	Ja	→ 27 %

- Die Gesteungskosten der drei Kombinationsmodelle bei 20 EUR/MWh_{el} und 4.000 VLS (siehe Folie 46) können durch Wirkungsgradverbesserung und Kostenreduzierung von Elektrolyse / Nebenanlagen noch einmal um 27 bzw. 29 % reduziert werden
- Die Potenzialerschließung erfordert Forschung, Entwicklung und Demonstration

Übersicht der Gestehungskostensenkungspotenziale von Wasserstoff



WSK	<u>Einzelmodell</u> (20 EUR/MWh _{elr} 2.000 VLS)	<u>Kombinationsmodell</u> <u>Industrie</u> (20 EUR/MWh _{elr} 2.000 VLS)	<u>Kombinationsmodell</u> <u>Industrie</u> (20 EUR/MWh _{elr} 4.000 VLS)	<u>Kombinationsmodell</u> <u>Industrie</u> (20 EUR/MWh _{elr} 4.000 VLS) + Wirkungsgrad- optimierung und Lernkurvenreduzierung NA	Referenzpreise (ohne Steuer und Umlagen)
Industrie	7,54 EUR/kg _{H2}	7,47 EUR/kg	4,49 EUR/kg	3,30 EUR/kg	→ 2,13 EUR / kg
Mobilität	11,65 EUR/kg	7,47 EUR/100 km ^{l2} (äquivalent EUR/kg)	4,49 EUR/100 km ^{l2} (äquivalent EUR/kg)	3,30 EUR/100 km ^{l2} (äquivalent EUR/kg)	→ 5,96 EUR / kg
Brennstoffzelle	49,98 Cent/kWh _{el} ¹	31,61 Cent/kWh _{el} ¹	18,98 Cent/kWh _{el} ¹	13,96 Cent/kWh _{el} ¹	13,87 Cent/KWh _{el}
BHKW	58,29 Cent/kWh _{el} ¹	45,15 Cent/kWh _{el} ¹	27,12 Cent/kWh _{el} ¹	19,95 Cent/kWh _{el} ¹	
Gasnetz	20,98 Cent/kWh _{H2}	18,96 Cent/kWh _{H2}	11,39 Cent/kWh _{H2}	8,38 Cent/kWh _{H2}	Erdgas: 3-4 Cent/kWh _{H2} Biogas: 9 Cent/kWh _{H2}

¹ Bezogen auf elektrischen Wirkungsgrad (Brennstoffzelle: 60%, BHKW: 42%, GuD: 50%)

² 1 kg Wasserstoff pro 100 km (Brennstoffzelle + Elektroantrieb)

ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE (AP 1)



Zusammenfassung

Wertschöpfungsketten (AP 1)



- Der Investitionskostenschwerpunkt aller betrachteten Wertschöpfungsketten (Einzel- und Kombinationsmodelle) liegt grundsätzlich bei der Elektrolyseanlage, Netzanbindung sowie den Erlöstechnologien
- Der Forschungsschwerpunkt sollte demzufolge stets neben der technischen Optimierung auch auf die Reduzierung spezifischen Kosten der o.g. Elemente gerichtet sein
- Weitere kostenintensive Elemente sind Positionen für Unvorhergesehenes und Kosten für die Planung und Genehmigung der Anlage, welche durch den Bau weiterer Pilotanlagen genauer zu quantifizieren sind
- Die wirtschaftliche Analyse der WSK zeigt das Kombinationsmodelle erhebliche Vorteile gegenüber Einzelpfaden haben, die eine Reduzierung der Gesteuerungskosten von über 30% erwirken können
- Durch die Integration von mehreren Geschäftsmodellen können Elektrolyseanlagen in ihrer Leistung und Anwendungen für Wasserstoff erweitert werden und heben betriebliche, finanzielle und wirtschaftliche Synergieeffekte

Zusammenfassung

Wertschöpfungsketten (AP 1)



- Bei der Ermittlung der Gestehungskosten liegen die absoluten Kosten aller betrachteten Kombinationsmodelle nah beieinander und demonstrieren dabei eine deutlich Annäherung zur Wirtschaftlichkeit (netto Referenzkosten bzw. -preise) gegenüber Einzelpfaden
- Für den mobilen Bereich zeichnet sich tendenziell eine Wirtschaftlichkeit entsprechend der Berechnungsgrundlagen aller Kombinationsmodelle ab
- Der Betrachtungsansatz zur Grenzkostenermittlung zeigt dazu, dass die „Mobilität“ und „Rückverstromung“ mittels Brennstoffzellen auch bei relativ hohen Strombezugskosten wirtschaftliche Erlöse erzielen können
- Für die „Industrie“ und „Gasnetz“ können nur sehr geringe Strombezugskosten angesetzt werden, da die Referenzkosten bzw. -preise für Wasserstoff aus Reformierungsanlagen und Grenzübergang Erdgas relativ niedrig sind
- **Hierzu muss ergänzt werden, dass diese Ansätze zur Ermittlung der Gestehungs- und Grenzkosten den heute gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen sowie Investitionen und Referenzkosten entspricht**

Zusammenfassung

Sensitivitätsbetrachtung (AP 1)



- Die Auswertung der Sensitivitätsbetrachtungen hat ergeben, dass eine Umsetzung von hohen VLS sowie der Bezug von „günstigen“ Strom das größte Kostensenkungspotenzial der Gestehungskosten haben
- Der Einfluss der Kostenreduktion von Zusatz- und Erlöstechnologien (UGS, BHKW, Brennstoffzelle usw.) ist hingegen abhängig von der berücksichtigten Leistungsgröße innerhalb der WSK und daher sehr unterschiedlich
- Die Kombination standortspezifischer, strombezugs- und technisch-optimierter als auch kostenreduzierter Aspekte muss neben der Bildung von Kombinationsmodellen im Fokus liegen, da hier zusammen erhebliche Potenziale zur Kostenreduktion bestehen
- Allein bei einer Reduzierung der Investitionskosten und Wirkungsgradverbesserungen lassen sich in Summe die Wasserstoff-Gestehungskosten um etwa 29% reduzieren

WICHTIGE THEMEN FÜR DEMONSTRATIONSPROJEKTE AUF GRUNDLAGE DER ERKENNTNISSE DER METASTUDIE

F&E-Bedarf



Vergleich F&E-Bedarf der DVGW und NOW-Studie Schnittstellen und weitere F&E-Schwerpunkte (Schlagwörter)



		DVGW	Schnittstellen	NOW
Gemeinsame und weitere F&E-Schwerpunkte	Elektrolyse-technik	<ul style="list-style-type: none"> - Druckelektrolyse (Erzeugung-Nutzer-Konzept) - Platzbedarf - Wärmeauskopplung und Sauerstoffnutzung - Lebensdauer 	<ul style="list-style-type: none"> - Wirkungsgradoptimierung - Dynamische Fahrweise - Reduzierung spezifischer Investitionskosten 	<ul style="list-style-type: none"> - Erweiterung der Modulgrößen - Identifizierung und Erprobung geeigneter Materialien
	Geschäftsmodelle	<ul style="list-style-type: none"> - Gasnetzbetreiber (Zusatzgas,...) - Fairer Marktzutritt für EE-Gase in das Gasnetz 	<ul style="list-style-type: none"> - Fairer Marktzutritt für Windwasserstoff/EE-Gase - Stromnetzbetreiber (Regelenergie, Entlastung,...) - Windparkbetreiber (Abschaltungsvermeidung,...) - Sonstige Modelle (Speicherung, „grünes Gas“, Kraftstoff, CO2-Vermeidung,...) 	<ul style="list-style-type: none"> - Fairer Marktzutritt für Wind-Wasserstoff-Systeme - Klärung von energierechtlichen Fragestellungen
	Nebenanlagen	<ul style="list-style-type: none"> - Einspeiseanlage - Zwischenspeicher - Fernüberwachung und -steuerung - Steuerungssoftware für Strombezugskonzepte - Netzanbindung 	-	-
	Gasinfrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> - Verdichter - UGS - CNG1-Tanks - chemische Anwendung - ... 	<ul style="list-style-type: none"> - Kavernenspeicherung: Eignung von Materialien, Nachweis der Dichtheit, Messtechnik,...) - Rückverstromung: Gasmotoren, Brennstoffzellen, Gasturbine, GuD-Technik 	-

Auswahl Wind-Wasserstoff /PtG-Demoprojekte (Schwerpunkt Wasserstoff)



Gas- und Umwelttechnik GmbH



Standort	Elektrolyseleistung	Elektrolyse-technik	Strombezug	Nutzungspfade					
				Gasnetz	Mobilität	Rückverstromung	Trailerabfüllung	UGS-Speicherung	Wärmeauskopplung
Stuttgart	400 kW	ALK			x				
Freiburg	40 kW	PEM			x		x		
Prenzlau	600 kW	ALK		x		x	x		
Falkenhagen	2.000 kW	ALK		x					
Flughafen BER	500 kW	ALK			x	x	x		
Hamburg	-	ALK			x				
Frankfurt/M.	400 kW	PEM		x					
Grapzow	1.000 kW	ALK	nicht eindeutig	(x)		x			x
Ibbenbüren	150 kW	PEM	zuordenbar*	x					(x)
Herten	150 kW	ALK			x	x			
Cottbus	145 kW	ALK							
Linz (Österreich)	6 kW	PEM		x					x
Sotavento (Spanien)	300 kW	ALK				x			
Mainz)	6.000 kW	PEM		x			x		
(Reußenköge)	-	PEM				x			
(Stuttgart)	370 kW	ALK							
(Berlin)	7 kW	PEM		x					
(Hamburg)	1.000 kW	PEM		x					
(Etzel)	2.000-6.000 kW	PEM/ALK						x	
Sonnenspeicher (Österreich)	-	-						x	

(...) – im Bau oder in Planung

* Grundsätzliche Unterscheidung zwischen: 1.) Physische Versorgung mit „grünem“ Strom (Stromspitzen aus regenerativ erzeugten Strom / Hauptnutzung, Anbindung an lokalen Erzeuger) 2.) Bilanzielle Versorgung mit „grünem“ Strom („Graustrom“ + Zertifikate)

Vorschlag für wichtige Themen in Demoprojekten



Gas- und Umwelttechnik GmbH



Zwischenspeicher

Optimierung bestehender Speicher und Demonstration alternativer Speicherkonzepte

Stromnetz (EE)

netzdienliche Fahrweise durch SEKTORKOPPLUNG

Mobilität

Wasserstoffverwendung im VERKEHRSEKTOR (z.B. BZ-Einsatz PKW)

Brennstoffzelle

direkte und bedarfsorientierte Rückverstromung im ENERGIESEKTOR (z.B. Hochtemperaturbrennstoffzelle in Kombination mit einer Gasturbine)

Gasnetz

Erdgasnetz mit Wasserstoffeinspeisung und nachgelagerter Wasserstoffabtrennung im WÄRMESEKTOR (z.B. „Brennstoffzellen-Heizungen“ KWK)

Chemische Industrie

Wasserstoffverwendung im INDUSTRIESEKTOR (z.B. Hydrocracken in der Petrochemie)



Vorschlag für wichtige Themen in Demoprojekten



- Schwerpunkt der abgeleiteten Themenschwerpunkte ist die „Mobilität“ aufgrund der hohen Erlösmöglichkeit und die Versorgung der „chemischen Industrie“ mit „grünem“ Wasserstoff in Kombination mit weiteren Nutzungspfaden z.B. „Gasnetz“
- Neben der stofflichen Nutzung von Wasserstoff in Chemieprozessen sollte auch die Nutzung von Nebenprodukten (Sauerstoff und Wärme) in der chemischen Industrie oder von lokalen Verbrauchern als Alleinstellungsmerkmale integriert werden
- Die Erprobung von neuen technischen Konzepten für die Elektrolyse z.B. Optimierung der Erzeuger-Nutzer-Anforderungen durch den Einsatz einer Druckelektrolyse sowie die Hochtemperaturelektrolyse für die Erweiterung der Wärmenutzungsmöglichkeiten sind wichtige Themen
- Erprobung der PEM-Brennstoffzellentechnologie in großen Leistungsbereichen für das Erbringen von Systemdienstleistungen und Regelenergie durch Rückverstromung von Wasserstoff wird ebenfalls als zu untersuchende Anwendung eingeschätzt
- → **Demonstration eines systematischen Kombinationsmodells mit dem Ziel einer optimierten Wirtschaftlichkeit (Kosteneffizienz)**

Vorschlag für wichtige Themen in Demoprojekten



- Verifizierung der Entlastungspotenziale stromnetzdienlichen Verhaltens z.B. in Stromverteilnetzen
- Einspeisung ins Erdgasnetz mit einem Anteil von mehr als 10 Vol.-% Wasserstoff, öffnet weitere Nutzungspfade z.B. über Abtrenntechnologien und verbessert Primärenergiefaktor
 - Die Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur für den Transport von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen (WSK: Einspeisung ins Erdgasnetz)
 - F&E für Wasserstoff-Abtrennmembranen als eine Technologie zur Etablierung einer netzbasierten Gasmobilität (Wasserstoff und Erdgas)
- Nutzung von Konzentrationspotenzial/Synergien durch eine Elektrolyseurleistung im multi-MW-Bereich
- Konkretisierung heute noch schwer zu quantifizierender Kostenblöcke Planung und Genehmigung, und Sicherheitszuschlag für neue Technologien
- Optimierung der Zwischenspeicherung als wichtiges Element für Betrieb/Design

Fazit



- Es wurde gezeigt das in beiden Sektoren die Annahmen zur Ermittlung als auch die tatsächlichen Gestehungs- und Betriebskosten in einer ähnlichen Größenordnung liegen → sektor-übergreifender Konsens
- Die durchgeführte Analyse von Einzelmodellen zeigt auf, dass die Gestehungskosten für Wasserstoff über den heutigen Marktpreisen liegen
- Die Kombination verschiedener Nutzungspfade verbessert die Situation (um ca. 30%)
- Die Senkung der Strombezugskosten und Steigerung der Vollaststunden führt zu einer erheblichen Reduzierung der Gestehungskosten (Referenzpreis in Mobilität erreicht und Industrie könnte grünen Wasserstoff nutzen)
- Die Verbesserung von Wirkungsgrad und Investitionskosten kann zu einer weiteren Reduzierung um ca. 30% führen (Rückverstromung mit BZ erreicht Referenzpreis)
- Sektor-übergreifende F&E sowie Demonstration mit starker Integration weiterer Anwendungen verbessert die Situation für alle Nutzungspfade durch F&E-Ergebnisse und stückzahlbedingte Kostensenkungen → wichtig für das Gelingen der Energiewende
- Wichtige F&E-Themen sind die Kombination von Wertschöpfungsketten sowie die Kostenreduzierung/Effizienzerhöhung der Einzelkomponenten

ZUSAMMENFASSUNG AP 2, 3



Kurzzusammenfassung

Demonstrationsprojekt (AP 2, 3)



- Die ausgewerteten derzeit umgesetzten und in Bau / Planung befindlichen PtG-Anlagen in Europa rücken derzeit keine direkte Lieferung von „grünen“ Wasserstoff für die chemische Industrie in den Fokus.
- Darüber hinaus ist die Herstellung von Wasserstoff als Kraftstoff (Mobilität) als ein weiteres Kombinationsmodell aufgrund der hohen Erlösgrenzkosten anzustreben.
- Neben der Erprobung von neuen technischen Konzepten für die Elektrolyse (z.B. Druckelektrolyse) sollten auch innovative Einsatzbereiche zur Stromnetzintegration (z.B. Entlastung der Stromverteilnetzebene) im Fokus möglicher Demoprojekte stehen, welche sowohl technische als auch wirtschaftliche Vorteile erwirken.
- Weitere innovative technische Konzepte als integrierte Pfade stellen die Rückverstromung mittels Brennstoffzelle und die Einspeisung ins Erdgasnetz mit einem Anteil > 10 Vol.-% Wasserstoff als Insellösung dar.
- Dazu bieten die vorgeschlagenen Themen für Demoprojekte ausreichend Potenzial zur Platzierung von Forschungsschwerpunkten im Kontext der Energiewende sowie der Wasserstofftoleranz des Erdgasnetzes.



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Ihr Ansprechpartner

Gert Müller-Syring

Fachgebietsleiter
Gasnetze/ Gasanlagen

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
D-04229 Leipzig

Tel.: (+49) 341 24571-29

Fax: (+49) 341 24571-36

E-Mail: gert.mueller-syring@dbi-gut.de

Web: www.dbi-gut.de



Quellen



- [1] Thomas von der Heide, Terrawatt Planungsgesellschaft mbH, Rücksprache 23.10.2014
- [2] Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem, 2014
- [3] Kostenzusammenstellung nach Herstellerangaben und Projekten (DVGW, NOW, Siemens, McPhy, ITM, Hydrogenics,...)
- [4] Entsprechend Angeboten, Herstellerangaben, Projekt-Kalkulation
- [5] Preisorientierung an Erdgas-UGS, VNG Gasspeicher und DBI Steffen Schmitz, 2014
- [6] Kosten-Nutzen-Analyse im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas, PwC, Kapitel 6.2.2. Kugel- und Röhrenspeicher, Seite 53, März 2013
- [7] Kostenabschätzung zur Herstellung eines Wasserstoffverteilnetzes inkl. Hausanschlussleitungen, MITNETZ GAS, 2014
- [8] Kostenabschätzung, DBI Dr. Jörg Nitzsche, 2014
- [9] Kostenangebot, HTWK Leipzig, Prof. Michael Kubessa, 2014
- [10] Kostenabschätzung nach Dateninput NOW GmbH, Dr. Oliver Ehret, DBI Marco Henel, 2014
- [11] Kostenabschätzung, Marco Henel, DBI, 2014

Quellen



- [12] Erdgaspreis Deutschland 1. Halbjahr 2013, VCI, 2013 / Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2014
- [13] BDEW, Durchschnittlicher Strompreis pro Haushalt, 2014
- [14] DBI, Rücksprache mit Air Liquide, 2013 / Linde AG Workshop Tu Cottbus, 2014
- [15] <http://www.aral.de/kraftstoffe-und-preise/kraftstoffpreise/netto-spritpreise.html>, Februar 2015
- [16] Rücksprache mit Martin Weiße im Rahmen der Metastudie, 24.02.2015, Leipzig
- [17] DBI intern