

SIMULATION ZUR ERMITTLUNG VON EINSATZPOTENTIALEN DER ALKALISCHEN DRUCKELEKTROLYSE IM HINBLICK AUF DIE VERSORGUNG WASSERSTOFFBASIERTER APPLIKATIONEN IM HEUTIGEN UND ZUKÜNFTIGEN ENERGIESYSTEM

Von der Fakultät für Maschinenbau, Elektro- und Energiesysteme
der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus – Senftenberg
zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften

genehmigte Dissertation

vorgelegt von

M.Sc.
André Voigt

geboren am 16.05.1986 in Eberswalde-Finow

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. Georg Möhlenkamp
Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Hans Joachim Krautz
Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Fabian Mauß
Tag der mündlichen Prüfung: 11.03.2024

SIMULATION ZUR ERMITTLUNG VON
EINSATZPOTENTIALEN DER ALKALISCHEN
DRUCKELEKTROLYSE IM HINBLICK AUF DIE
VERSORGUNG WASSERSTOFFBASIERTER
APPLIKATIONEN IM HEUTIGEN UND
ZUKÜNFTIGEN ENERGIESYSTEM

André Voigt

A series of several parallel white lines of varying lengths and positions, all slanted upwards from left to right, creating a dynamic, abstract graphic element in the bottom right corner of the cover.

KURZFASSUNG

In einem von erneuerbaren Energien dominierten Energiesystem spielen Speichertechnologien eine zentrale Rolle. Im Rahmen der deutschen Energiewende entstehen momentan mehrere Demonstrationsprojekte, in welchen regenerativer Strom mittels Wasserelektrolyse in Form von Wasserstoff gespeichert wird und sektorenübergreifend Anwendung findet.

Zur technischen und ökonomischen Bewertung von Szenarien, welche bereits heute von Relevanz sind, werden im Rahmen dieser Arbeit Simulationen durchgeführt. Hierfür werden mehrere auf regenerativen Energien und Wasserstoff basierende Systempfade mit den Zielapplikationen Wasserstoffbereitstellung für Industrieanwendungen, Wasserstoff-Gasnetzeinspeisung und Rückverstromung entworfen. Darüber hinaus wird auch ein zukünftiges Szenario zur saisonalen Stromspeicherung betrachtet.

Als Voraussetzung der Simulation werden die in den Systempfaden vorkommenden Komponenten in Matlab/Simulink von Grund auf abgebildet und je nach Zielstellung logisch miteinander verschalten. Die Elektrolyseanlage als zentrale Komponente verfügt hierbei über den höchsten Detailgrad. Zur Erhebung technischer Kennfelder als auch zur Charakterisierung des Betriebsverhaltens werden weitreichende Untersuchungen an einem realen Druckelektrolyseur durchgeführt, woraufhin eine Implementierung der erhobenen Daten in das Modell erfolgt. Die Energiebereitstellung in den Simulationen geschieht mittels Windkraft und Photovoltaik, welche direkt oder zur Wasserstoffherstellung genutzt wird. Der Wasserstoff wird je nach Einsatzstrategie weiter verdichtet, einer Speicherlösung zugeführt und anschließend rückverstromt. Zur Deckung des Wasserstoffbedarfs bzw. der Stromabnahmeprofile wird eine Sensitivitätsanalyse zur Dimensionierung der Systemkomponenten durchgeführt. Der Hauptfokus liegt hierbei auf der Sicherstellung der Versorgungssicherheit.

Aufgrund seines Detailgrades schließt das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell die Lücke zwischen der Komponenten- und der Systemmodellierung. Somit findet es in der zielgerichteten Analyse von realen Wasserstoff-Versorgungspfaden seine Anwendung.

Aufbauend auf der technischen Simulation werden die rechtlichen Rahmenbedingungen der Systempfade dargestellt und anhand eines spezifisch angepassten Kostenmodells die Wasserstoff- und Stromgestehungskosten berechnet sowie die Kostenverteilung hinsichtlich der Kostenbestandteile und Komponenten dargestellt.

Die Hauptfaktoren der Gestehungskosten liegen in der Strombereitstellung, gefolgt von der Elektrolyse. Für die Wasserstoffspeicherung und Rückverstromung fallen vergleichsweise geringe Kosten an. Der angesetzte Zinssatz und eventuelle Abgaben haben einen wesentlichen Einfluss auf die Strom- und Wasserstoffkosten. Die Höhe der anfallenden Abgaben ist stark vom Anwendungsfall abhängig und muss für jeden Einzelfall gesondert betrachtet werden. Ein maßgeblicher Entfall von Abgaben liegt bei der Eigenversorgung ohne Leitung durch ein öffentliches Netz vor.

Schlüsselwörter: Power-to-Gas, PtG, alkalische Druck-Elektrolyse, erneuerbarer Wasserstoff, Systemmodell, Modellierung, Simulation, Matlab Simulink

ABSTRACT

In an energy system dominated by renewable energies, storage technologies play a central role. In the context of the German energy transition, several demonstration projects are currently being developed in which renewable electricity is stored in the form of hydrogen by means of water electrolysis and applied across sectors.

For the technical and economic evaluation of scenarios, which are already relevant today, simulations are carried out in the context of this work. For this purpose, several system paths based on renewable energies and hydrogen are designed with the target applications of hydrogen supply for industrial applications, hydrogen gas grid feed-in and reverse power generation. In addition, a future scenario for seasonal electricity storage is also considered.

As a basis for the simulation, the components occurring in the system paths are mapped from scratch in Matlab/Simulink and logically interconnected depending on the objective. The electrolysis system as the central component has the highest level of detail. Extensive investigations are carried out on a real pressure electrolyser to determine technical characteristics and to characterize the operating behaviour, whereupon the collected data is implemented in the model. The energy supply in the simulations is provided by wind power and photovoltaics, which is used directly or for hydrogen production. Depending on the application strategy, the hydrogen is further compressed, fed to a storage solution and then converted back into electricity. To cover the hydrogen demand or the power consumption profiles, a sensitivity analysis is performed to dimension the system components. The main focus here is on ensuring security of supply.

Due to its level of detail, the model developed in this thesis closes the gap between component and system modeling. Thus, it finds its application in the targeted analysis of real hydrogen supply paths.

Based on the technical simulation, the legal framework of the system paths is presented and the hydrogen and electricity production costs are calculated by using a specifically adapted cost model as well as the cost distribution with regard to the cost elements and components is presented.

The main factors of the production costs are the electricity supply, followed by the electrolysis. Comparatively low costs are incurred for hydrogen storage and reconversion to electricity. The interest rate applied and any levies have a significant influence on the costs of electricity and hydrogen. The amount of the levies depends strongly on the case of application and must be considered separately for each individual case. There is no need to pay levies in the case of self-supply without a transmission through a public network.

Keywords: power-to-gas, PtG, alkaline pressure electrolysis, renewable hydrogen, system model, modeling, simulation, Matlab Simulink

INHALTSVERZEICHNIS

KURZFASSUNG.....	i
ABSTRACT.....	ii
INHALTSVERZEICHNIS	iii
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	vii
TABELLENVERZEICHNIS	ix
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	xi
KONSTANTENVERZEICHNIS	xii
1 Motivation und Herausforderung	1
1.1 Energiewende in Deutschland	1
1.2 Einordnung von Wasserstoff in den energietechnologischen Kontext.....	2
1.2.1 Derzeitige Bedeutung von Wasserstoff	2
1.2.2 Wasserelektrolyse als Baustein der zukünftigen Energieversorgung	3
1.3 Zielstellung der Arbeit	4
1.4 Herangehensweise und Lösungsstrategie (Methodik).....	6
2 Power-to-Hydrogen Systeme – Stand von Ausbau und Technik.....	9
2.1 Anlagentechnik.....	9
2.1.1 Potential erneuerbarer Energieerzeugung	9
2.1.2 Elektrolyse – Hersteller- und Anlagenübersicht.....	12
2.1.3 Demonstrationsanlagen	13
2.1.4 Infrastrukturen.....	15
2.1.5 Speicherung.....	17
2.1.6 Rückverstromung und Anwendung	19
2.2 Modellierung.....	21
2.2.1 System-Modellierung	21
2.2.2 Elektrolyse-Modelle (AEL)	23
3 Grundlagen und Forschungsschwerpunkte Elektrolyse.....	27

3.1	Prinzipien der Wasserelektrolyse	27
3.2	Verfahrensbeschreibung der alkalischen Elektrolyse	29
3.2.1	Aufbau und Verfahrensweise der Elektrolyseanlage inkl. Peripherie	29
3.2.2	Stackaufbau.....	31
3.3	Kurzdarstellung der elektrochemischen Grundlagen der alkalischen Elektrolyse	33
3.4	F&E-Arbeiten auf dem Gebiet der Wasserelektrolyse	36
4	Erstellung der Modellkomponenten	37
4.1	Beschreibung der verwendeten Zeitreihen	37
4.1.1	Windkraft	37
4.1.2	Photovoltaik	39
4.1.3	Temperatur	40
4.1.4	Residuallasten	40
4.1.5	Strom-Abnahmeprofile Stadt	41
4.1.6	Wasserstoff-Abnahmeprofile Industrie	41
4.2	Modellbeschreibung der Systemkomponenten	41
4.2.1	Windkraft- und Photovoltaikanlage.....	42
4.2.2	Wasserstoff-Speichertank	42
4.2.3	Wasserstoff-Röhrenspeicher	48
4.2.4	Wasserstoff-Kavernenspeicher	48
4.2.5	Wasserstoff-Verdichter	49
4.2.6	Wasserstoff-Gasturbine	51
4.3	Modellierungsschwerpunkt Elektrolyse.....	53
4.3.1	Stack.....	54
4.3.2	Gasabscheider	62
4.3.3	Druckregelung und Standby-Verhalten	67
4.3.4	Wärmeübertrager	67
4.3.5	Wasserstoff-Reinigungs- und Trocknungsanlage	68
4.3.6	Pumpen	69
4.3.7	VE-Wasserversorgung	70
4.3.8	Leistungsversorgung	70

4.3.9	Kühlung.....	71
4.3.10	Stickstoff- und Druckluftversorgung.....	71
4.3.11	Eigenverbräuche.....	72
4.3.12	Parametrierung, Skaleneffekte, Technologiefortschreibung	72
4.4	Abbildung von Instandhaltungs- und Wartungszyklen.....	73
4.5	Modellierung der Systemsteuerung	74
4.5.1	PtHy_1	75
4.5.2	PtHy_2	76
4.5.3	PtHy_3	77
4.5.4	PtHy_4	79
4.6	Definition von Systemgrenzen und technischen Kennzahlen.....	79
5	Rechtliche Rahmenbedingungen	85
5.1	Begriffsdefinitionen.....	85
5.2	Entflechtung	87
5.3	Strompreiszusammensetzung.....	87
5.4	Befreiung von Strompreisbestandteilen bei Power-to-Gas.....	89
5.5	Förderung erneuerbarer Energien	92
5.6	Sonstige Vermarktungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien	95
5.7	Gasnetz.....	96
5.8	Rechtsrahmen Power-to-Gas.....	98
6	Kostenmodell.....	103
6.1	Kostenanalyse der Systemkomponenten	103
6.2	Berechnungsformel der Strom- und Wasserstoff-Gestehungskosten	110
7	Szenarienanalyse.....	115
7.1	Definition der Szenarien.....	115
7.2	Methodik der Szenarienanalyse.....	116
7.2.1	Techno-ökonomische Grundannahmen	116
7.2.2	Anwendung der rechtlichen Rahmenbedingungen.....	117
7.2.3	Simulation und technische Systembewertung.....	120
7.2.4	Ökonomische Szenarienbewertung.....	121

7.3	Szenario PtHy_1	122
7.3.1	Wasserstoff-Versorgung eines Industriestandortes	122
7.3.2	Simulation und technische Systembewertung	124
7.3.3	Ökonomische Szenarienbewertung	126
7.4	Szenario PtHy_2	131
7.4.1	Wasserstoffeinspeisung in ein Erdgasnetz mit variabler, erzeugungsgerechter Zuführung	131
7.4.2	Simulation und technische Systembewertung	132
7.4.3	Ökonomische Szenarienbewertung	133
7.5	Szenario PtHy_3	136
7.5.1	strom-autarkes Energiesystem (Kleinstadt)	136
7.5.2	Simulation und technische Systembewertung	137
7.5.3	Ökonomische Szenarienbewertung	140
7.6	Szenario PtHy_4	142
7.6.1	großvolumige, saisonale Speicherung und Rückverstromung für ein wasserstoffbasiertes Energiesystem	142
7.6.2	Simulation und technische Systembewertung	144
7.6.3	Ökonomische Szenarienbewertung	146
8	Zusammenfassung	149
	ANHÄNGE	xiv
	LITERATURVERZEICHNIS	xxvi

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1: Methodik	6
Abbildung 2-1: Jährliche Entwicklung der Windenergieleistung an Land in Deutschland (Deutsche WindGuard 2020)	10
Abbildung 2-2: erforderliche Entwicklung der Brutto-EE-Leistung für ein 85 %-Szenario bis 2050 (ISE 2016)	11
Abbildung 2-3: H2-Toleranz ausgewählter Elemente im Erdgasnetz (nach DVGW 2013)	17
Abbildung 3-1: links: Elektrolysestack; rechts: Explosionszeichnung Elektrolysezelle	32
Abbildung 4-1: zeitliche Leistungsverteilung, Referenzprofil Windkraft	38
Abbildung 4-2: Verteilung Leistungsänderung, Referenzprofil Windkraft	38
Abbildung 4-3: Jahresgang, Referenzprofil Windkraft	39
Abbildung 4-4: Jahresgang, Referenzprofil Photovoltaik	40
Abbildung 4-5: Jahresgang, Referenzprofil Temperatur	40
Abbildung 4-6: Kennlinie Wasserstoff-Brennstoffmengenverbrauch in Abhängigkeit der elektrischen Gasturbinen-Leistung	52
Abbildung 4-7: schematischer Aufbau einer Elektrolyseanlage und Systemgrenzen	54
Abbildung 4-8: Stromdichte-Zellspannungs-Kennlinien (Messwerte)	55
Abbildung 4-9: Stoffkreisläufe Elektrolyseurmodell	63
Abbildung 4-10: Gasqualität „konventionelles Design“	65
Abbildung 4-11: Leistungsverteilung innerhalb der Elektrolyseur-Betriebsklassen	76
Abbildung 5-1: Zusammensetzung des Strompreises zum 1. April 2018 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr (nach BNetzA 2018)	87
Abbildung 7-1: Systempfad PtHy_1	123
Abbildung 7-2: PtHy_1a, Sensitivitätsanalyse Versorgungssicherheit	125
Abbildung 7-3: PtHy_1ab_SG, Jahresgang Speicherdruck	126
Abbildung 7-4: PtHy_1ab_G_A, Jahresgang Speicherdruck	126
Abbildung 7-5: Systempfad PtHy_2	132
Abbildung 7-6: Systempfad PtHy_3	136
Abbildung 7-7: Logik Systempfad PtHy_3	137
Abbildung 7-8: PtHy_3, Sensitivitätsanalyse Versorgungssicherheit	138
Abbildung 7-9: Auszug Lastprofil PtHy_3 (Beispielkonfiguration)	139
Abbildung 7-10: PtHy_3_SG, Jahresgang Speicherdruck	139
Abbildung 7-11: PtHy_3_G_A, Jahresgang Speicherdruck	139
Abbildung 7-12: Systempfad PtHy_4	144
Abbildung 7-13: PtHy_4_2030, Jahresgang Kavernendruck	145

Abbildung 7-14: PtHy_4_2050, Jahresgang Kavernendruck 145

Abbildung A-1: Isentropenexponent κ von Wasserstoff in Abhängigkeit von Druck und Temperatur . xvii

Abbildung A-2: PtHy_1b, Sensitivitätsanalyse Versorgungssicherheit xx

Abbildung A-3: Lastverteilung angepasste Residuallasten (blau - Last je Klasse, rot - summierte Last)
..... xxi

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1: Volllaststunden Windenergieanlagen 2-5 MW in Deutschland 2018 (ISE 2018a)	9
Tabelle 2-2: Sensitivität des Windpotentials in Abhängigkeit des Abstandes zu Wohnflächen nach (UBA 2013).....	12
Tabelle 2-3: Herstellerübersicht (Auswahl nach Geitmann 2017, Buttler und Spliethoff 2018)	13
Tabelle 2-4: Power-to-Hydrogen-Anlagen / Projekte in Deutschland	14
Tabelle 2-5: Elektrolyseanlagen im Rahmen der „Reallabore der Energiewende“ (nach BMWi 2019a)	14
Tabelle 2-6: Wobbe-Index, Brennwert und relativer Luftbedarf von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen nach (DVGW-EBI 2016).....	16
Tabelle 2-7: Brennstoffzellen – Typen und Anwendungen (nach Klell et al. 2018)	19
Tabelle 2-8: Überblick Langzeitstudien Energiesystem Deutschland	22
Tabelle 3-1: Vergleich Elektrolysetechnologien	29
Tabelle 4-1: Speicher-Modell Input-/Output-Parameter	42
Tabelle 4-2: Kennwerte Gasturbinenmodell	52
Tabelle 4-3: Technologiefortschreibung Elektrolysemodell	73
Tabelle 4-4: Bestandteile der Systempfade	74
Tabelle 4-5: Betriebsmodi Elektrolyseanlage	82
Tabelle 5-1: Vorschläge zur Anpassung des Rechtsrahmens für Power-to-Gas (Auswahl nach AssmannPeiffer 2019).....	100
Tabelle 6-1: ökonomische Parameter für Systemkomponenten	104
Tabelle 7-1: Überblick Systempfade.....	115
Tabelle 7-2: Übersicht Subszzenarien	116
Tabelle 7-3: Anwendung der rechtlichen Rahmenbedingungen	119
Tabelle 7-4: Subszzenarien Systempfad PtHy_1.....	124
Tabelle 7-5: Dimensionierung PtHy_1	124
Tabelle 7-6: PtHy_1: 10 ökonomischste Konfigurationen mit Versorgungssicherheit >99 %	128
Tabelle 7-7: PtHy_1: Kennwerte der ökonomischsten Konfiguration	129
Tabelle 7-8: PtHy_1: quantitative Kostenverteilung der ökonomischsten Konfiguration.....	130
Tabelle 7-9: Dimensionierung PtHy_2.....	133
Tabelle 7-10: PtHy_2: 10 ökonomischste Konfigurationen mit Versorgungssicherheit >99 %	134
Tabelle 7-11: PtHy_2: Kennwerte der ökonomischsten Konfiguration	135
Tabelle 7-12: PtHy_2: quantitative Kostenverteilung der ökonomischsten Konfiguration.....	135
Tabelle 7-13: Dimensionierung PtHy_3.....	138
Tabelle 7-14: PtHy_3: 10 ökonomischste Konfigurationen mit Versorgungssicherheit >99 %	140
Tabelle 7-15: PtHy_3: Kennwerte der ökonomischsten Konfiguration	141

Tabelle 7-16: PtHy_3: quantitative Kostenverteilung der ökonomischsten Konfiguration	141
Tabelle 7-17: Kenngrößen REMod-Studie, 85 %-Szenario (Auswahl)	143
Tabelle 7-18: Übersicht Jahressummen PtHy_4_2030 (gerundet).....	145
Tabelle 7-19: Übersicht Jahressummen PtHy_4_2050 (gerundet).....	145
Tabelle 7-20: Dimensionierung PtHy_4	146
Tabelle 7-21: PtHy_4: quantitative Kostenverteilung der Konfiguration	147
Tabelle A-1: Ausgabewerte Elektrolysemodell.....	xviii
Tabelle A-2: Ausgabewerte Wasserstoff-Speichermodell.....	xviii
Tabelle A-3: Ausgabewerte Gasturbinenmodell.....	xix
Tabelle A-4: Ausgabezeitreihen Power-to-Gas-Systemmodell.....	xix
Tabelle A-5: Kennwerte Power-to-Gas-Systemkonfiguration	xix
Tabelle A-6: technische Kennwerte der ökonomischsten Systemkonfigurationen	xxii
Tabelle A-7: PtHy_1: quantitativer Einfluss der Kostenfaktoren der ökonomischsten Konfiguration ..	xxiv
Tabelle A-8: PtHy_2: quantitativer Einfluss der Kostenfaktoren der ökonomischsten Konfiguration ..	xxv
Tabelle A-9: PtHy_3: quantitativer Einfluss der Kostenfaktoren der ökonomischsten Konfiguration ..	xxv

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzung	Bedeutung
AEL	Alkalische Elektrolyse
AMEL	Anionenaustauschmembran-Elektrolyse
BHKW	Blockheizkraftwerk
BK	Betriebsklasse
BOL	Balance-of-Plant, Nebenanlagen/Peripherie
BOL	Begin of Life, Lebensdaueranfang
CCU	Carbon Capture und Utilization, Kohlenstoffabscheidung und -nutzung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ELA	Elektrolyseanlage
ETS	EU-Emissions Trading System
GT	Gasturbine
i.N.	im Normzustand / Normbedingungen: Temperatur $T_N = 273.15 \text{ K}$, $t_N = 0 \text{ °C}$, Druck $p_N = 101\,325 \text{ Pa} = 1.013\,25 \text{ bar}$ engl.: STP - standard temperature and pressure
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Costs of Electricity (auch LEC - Levelized Electricity Costs)
LCOHy	Levelized Costs of Hydrogen
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
NPV	Net Present Value (bzw. NPC - Net Present Costs)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PEMEL/PEM	Protonenaustauschmembran-Elektrolyse
PGM	Platingruppenmetall
PPA	Power Purchase Agreement
PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
RTA	(Wasserstoff-) Reinigungs- und Trocknungsanlage
RV	Rückverstromung
SLP	Standardlastprofil
SNG	Synthetisches Erdgas
SOEL	Solid-Oxide-Elektrolyse
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
THG	Treibhausgas
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VLS	Volllaststunden
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WKA	Windkraftanlage

KONSTANTENVERZEICHNIS

Formelzeichen	Konstantenbezeichnung	Zahlenwert und Einheit
e_0	Elementarladung (Ladung eines Elektrons bzw. Protons)	$e_0 = 1.6021 \cdot 10^{-19} \text{ C}$
F	Faradaykonstante (Ladungsmenge eines Mol Elementarladungen)	$F = e_0 \cdot N_A = 96\,485 \text{ C mol}^{-1}$
N_A	Avogadrozahl (Teilchen je Stoffmenge)	$N_A = \frac{N}{n} = 6.023 \cdot 10^{23} \text{ mol}^{-1}$
R	allgemeine Gaskonstante	$R = 8.3144 \text{ J K}^{-1} \text{ mol}^{-1}$
V_m^0	molares Normvolumen eines idealen Gases	$V_m^0 = \frac{RT_0}{p_0} = 22.414 \text{ l mol}^{-1}$

Die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Symbole sind unmittelbar im Text oder in den Formeln erläutert. Die jeweiligen Bezeichnungen erfolgen unter Angabe der Einheiten.

1 Motivation und Herausforderung

1.1 Energiewende in Deutschland

Klimaschutz und ökologische Nachhaltigkeit finden in der heutigen Gesellschaft einen immer höheren Stellenwert. Die anthropogene Treibhausgasemission wird als Ursache für die fortschreitende globale Temperaturerhöhung und das frequentierte Auftreten von Wetterextremen aufgefasst. Somit besteht in Deutschland die Zielstellung bis zum Jahr 2050 annähernd treibhausgasneutral zu werden. Als konkretes Ziel hat die Bundesregierung im Klimaschutzplan 2050 dafür eine Treibhausgasreduktion um 80-95 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 festgelegt. Dieses soll stufenweise in den Abschnitten 2020: 40 %, 2030: 55 %, 2040: 70 % geschehen. Als zentrale Handlungsfelder werden in Deutschland die Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft herausgestellt. (BMU 2016)

Das erstgenannte ruft mit 313 Mio. t CO₂-Äquivalent im Jahr 2017 einen Anteil von ca. 41 % der energiebedingten Treibhausgasemissionen hervor und spielt zum Erreichen der Klimaschutzziele eine zentrale Rolle. (UBA 2019c) Nach dem Sondergutachten des Sachverständigenrates für Umweltfragen lässt sich dieser Sektor kostengünstiger CO₂-neutral gestalten als die anderen. (SRU 2011)

Einhergehend mit dem Reduktionsziel ist lediglich ein geringer Verbrauch an fossilen Energieträgern zulässig. Die Elektrifizierung weiterer Sektoren ist somit unabdingbar und muss ebenfalls aus erneuerbar produziertem Strom als Energiequelle oder daraus gewonnener synthetischer Kraftstoffe geschehen, welches einen großdimensionalen Ausbau an volatilen, erneuerbaren Energieträgern erfordert. (ISE 2013)

Nach anerkannter Studienlage sind in Europa die nutzbaren Potentiale an erneuerbaren Energien geeignet, um bei entsprechender Erweiterung von Energiespeicher- und Verteilstrukturen der Stromnachfrage im gesamten Jahresverlauf gerecht zu werden und sowohl zeitliche als auch geographische Unstetigkeit in der Energieerzeugung auszugleichen. (SRU 2011)

Im Rahmen der Energiewende soll das gesamte System der Energieversorgung umstrukturiert werden. Ein zentraler Bestandteil ist hierbei die Substitution fossiler und nuklearer Energieträger durch erneuerbare Energien. Dieses beinhaltet eine Abkehr von zentralen Erzeugungsinfrastrukturen, welche gezielt gesteuert der Nachfrage angepasst werden und mit einem Netzausbau der top-down-Verteilung einhergehen. Beim Einsatz vieler, dezentraler Energieerzeuger muss die Nachfragedeckung mittels eines an die Verfügbarkeit der erneuerbaren Energiequellen angepassten Speicher- und Verteilsystems gewährleistet werden. (Servatius et al. 2012)

Die Elektrolysetechnologie gilt als eines der zentralen Elemente in einem erneuerbar dominierten Energiesystem. Somit ist es möglich erneuerbar gewonnenen Strom in Wasserstoff umzuwandeln, welcher anschließend über lange Zeiträume (saisonal) hinweg und im großdimensionalen Maßstab (TWh) gespeichert werden kann. Wasserstoff kann als technisches Gas vielen Anwendungen zugeführt

und somit sektorenübergreifend eingesetzt werden. Neben der Rückverstromung besteht auch die Einsatzmöglichkeit im Wärme- oder Verkehrssektor sowie als Rohstoff für Industrieprozesse.

1.2 Einordnung von Wasserstoff in den energietechnologischen Kontext

1.2.1 Derzeitige Bedeutung von Wasserstoff

Die derzeitige Hauptanwendung findet Wasserstoff in der chemischen Industrie, in Raffinerieprozessen und der Pharmazie. Hier stellt er den Ausgangsstoff zur Ammoniak- und Methanolherstellung dar bzw. wird für die Verarbeitung von Erdöl eingesetzt. Zur Herstellung von Wasserstoff finden momentan sehr energieintensive Prozesse ihren Einsatz. So wird Wasserstoff vorwiegend aus fossilen Ressourcen mittels Dampfreformierung von Erdgas sowie durch die katalytische Zersetzung von Erdöl gewonnen. Lediglich 4 % des heutigen Wasserstoffes wird durch Elektrolyseverfahren hergestellt. (Łukajtis et al. 2018)

In Deutschland findet durch Elektrolyse gewonnener Wasserstoff momentan vor allem Einsatz im Mobilitätsbereich. Durch staatliche Subventionen gefördert gibt es zahlreiche Demonstrationsprojekte, in welchen Brennstoffzellenfahrzeuge vor allem im ÖPNV eingesetzt werden. Neben Bussen weisen auch Lkw und Züge ein großes Potential auf, wohingegen der Einsatz im Schiffs- und Flugverkehr noch weiter entfernt ist. In diesem Zuge hat auch der Ausbau der Tankstelleninfrastruktur begonnen. So sollen laut dem Industriebündnis „H2 Mobility“ im Jahr 2021 über 100 H₂-Tankstellen in Betrieb sein.

Der Einsatz von Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Wärmemarktes ist momentan nicht vorrangig, obwohl bereits erste BHKW mit Brennstoffzellen auf dem Markt verfügbar sind. Weiterhin besteht auch die Möglichkeit die Gasheizung auf ein Wasserstoff-Methan-Gemisch bzw. reines H₂ umzurüsten oder gasbetriebene Wärmepumpen anstelle elektrischer zu verwenden. Momentan werden zur nachhaltigen Wärmeversorgung Forschungsbestrebungen in Richtung Hochtemperaturwärmepumpen durchgeführt. Der Industriesektor ist bis dato kaum dekarbonisiert. Bisher gilt dort Wasserstoff als Ausgangsstoff und Nebenprodukt, jedoch nicht als Energieträger. Potentiell könnte Wasserstoff Erdgas als Brennstoff in vielen Prozessen ersetzen und beispielsweise durch das Verfahren der Direktreduktion wesentlich zu einer emissionsarmen Stahl- und Zementerzeugung beitragen. Dieser Bereich befindet sich jedoch momentan noch im Forschungsstadium.

Im Elektrizitätssektor können durch den Ausbau erneuerbarer Energien im Zusammenhang mit der Elektrolyse als Speichertechnologie im großen Maßstab CO₂-Emissionen vermieden werden. Hierbei kann Wasserstoff als Speichermedium dienen oder weiter zu Methangas synthetisiert werden. Letzteres hat durch den zusätzlichen Umwandlungsschritt einen schlechteren Wirkungsgrad und es wird THG-neutrales CO oder CO₂ benötigt. Dafür kann dieses Synthesegas direkt in die bereits vorhandene Erdgasinfrastruktur eingespeist und den momentan gängigen Endanwendungen sektorenübergreifend zugeführt werden. Die Rückverstromung des Wasserstoffes mittels Brennstoffzellen bzw. H₂-Motoren

dient bei mangelnder Verfügbarkeit von Sonnen- und Windenergie der Deckung der Nachfrage im Stromnetz. (Staffell et al. 2019)

In Deutschland haben sich mehrere Verbände und Organisationen gegründet, welche Wasserstofftechnologien und den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur vorantreiben wollen.

- Clean Energy Partnership (CEP)
- Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV)
- Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH)
- Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU)
- H2 Mobility
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA)

Auch von Regierungsseite ist u.a. durch die „Nationale Wasserstoffstrategie“ mehrerer Bundesministerien vorgesehen, Deutschland zum internationalen Vorreiter im Bereich grüner Wasserstoff zu machen. Speziell mit dem Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP II) und dem 7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende“ mit dem Aufruf „Reallabore der Energiewende“ sollen die Forschung, Entwicklung und Umsetzung im Rahmen der Energiewende gefördert werden.

1.2.2 Wasserelektrolyse als Baustein der zukünftigen Energieversorgung

Wasserstoff als Speichergas soll der Vermeidung von THG-Emissionen dienen. Dieser ist jedoch nur nachhaltig, wenn er durch erneuerbare Energien hergestellt wird. Wasserstoff wird als Brennstoff mit großem Potential im Transport- und Wärmesektor gesehen sowie als Langzeitspeicher für die Stromversorgung und Ausgangsprodukt für (petro-)chemische Prozesse.

Neben der direkten Nutzung von erneuerbaren Energien und Strom aus erneuerbaren Quellen werden in Deutschland auch gasförmige Energieträger, vor allem CO₂-freier Wasserstoff, als grundlegender Baustein der Energiewende angesehen. Wasserstoff dient als Basis für weitere Energieträger und für schwer elektrifizierbare Bereiche. Demnach soll Wasserstoff u.a. genutzt werden, um technisch aus der Atmosphäre abgeschiedenes CO₂ in nutzbare Stoffe wie Methangas umzuwandeln. Im Verkehr ist der Einsatz von Wasserstoff ergänzend zur batterieelektrischen Mobilität vorgesehen. In der Industrie soll erneuerbar hergestellter Wasserstoff die bisherige Nutzung von Wasserstoff oder Koks aus fossilen Rohstoffen in Raffinerien oder zur Stahlerzeugung ersetzen. Mittels Abscheidung und stofflicher Verwertung von CO₂ (Carbon Capture und Utilization, CCU) kann durch Wasserstoff auch die Dekarbonisierung in Bereichen wie der Zement-, Glas- und Keramikindustrie realisiert werden. (BMWi 2019b)

Zur Ermittlung des zukünftigen Bedarfs an Anlagen zur erneuerbaren Energiegewinnung und an Speichertechnologien wurden von mehreren Forschungsinstituten Systemmodelle entwickelt. Bei den durchgeführten Systembetrachtungen wurden alle Energiesektoren (inkl. Elektrizität, Wärme, Verkehr) betrachtet und unter Variation von Randbedingungen jeweils das volkswirtschaftlich optimierte Energiesystem berechnet. Hierbei wurde eine Vielzahl von Konzepten zur

Energieerzeugung, -umwandlung, -speicherung, -verteilung und -nutzung integriert. Darüber hinaus erfolgte auch die Integration von Wasserstofftechnologien (wie z.B. der Kavernenspeicherung) in das Energiesystem. Je nach Szenario wurden unterschiedliche Annahmen und Schwerpunkte gesetzt. Die Ergebnisse der Studien geben eine mögliche Struktur eines Energiesystems mit dominantem Anteil an erneuerbaren Energien wieder. Bei einem erneuerbaren Anteil von 40 % der Energieerzeugung (ca. 2020/2025) wird noch kein wesentlicher Bedarf an Kurz- und Langzeitspeichern vorhergesagt. Die Flexibilität wird durch konventionelle Kraftwerke und Abregelungsmaßnahmen von EE-Anlagen erreicht. Bei einem 80 % Szenario (2050) werden Kurzzeitspeicher mit einer Größe von 14 GW / 70 GWh und Langzeitspeicher von Größe von 18 GW / 7.5 TWh prognostiziert. (VDE-ETG 2012) Bei zwei weiteren großen Studien liegen die Werte für verschieden aufgebaute 80 %-Szenarien (CO₂-Reduktion bezogen auf 1990) für das Jahr 2050 im Wesentlichen bei einer installierten Leistung von 80-150 GW Photovoltaik, 90-130 GW Windkraft und 35-45 GW Elektrolyse. (ISE 2013; DLR 2015a) Bei 80+ %-Szenarien kommt es zu einem deutlichen Anstieg der installierten Leistungen. In einem beispielhaften Szenario mit 85 % CO₂-Reduktion steigt die installierte Leistung auf 166 GW PV (174 TWh jährlich), 201 GW Wind (504 TWh jährlich) und 75 GW Elektrolyse mit Wasserstoffeinsatz für Transport, Wärme- und Stromerzeugung bei einer jährlichen H₂-Speichermenge von 100 TWh und einer Batteriekapazität von 74 GWh. (ISE 2016) Bei einer reinen Betrachtung des Elektrizitätssektors in einem 100 % erneuerbaren Szenario werden konservativen Schätzungen zufolge die benötigten Erzeugungstechnologien mit Photovoltaik in Höhe von 120 GW und Windkraft in Höhe von 105 GW sowie Langzeitspeicher mit einer Kapazität von 80 TWh angenommen. (UBA 2010)

1.3 Zielstellung der Arbeit

Inhalt und Neuheitsgrad

Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Bewertung verschiedener Power-to-Gas-Systeme vorgenommen. Ausgehend von der Gewinnung erneuerbarer Energien mit gekoppelter Wasserstoffherzeugung und -speicherung werden Systempfade zur Wasserstoffbereitstellung in den Bereichen Industrie, Brennstoffversorgung und Rückverstromung betrachtet. Ebenso werden Berechnungen für zukünftige, wasserstoffbasierte Energiesysteme vorgenommen. Als Grundlage der Analyse von sinnvollen Einsatzstrategien werden numerische Modelle der Systemkomponenten von Grund auf erstellt und Simulationen für diverse Konfigurationen durchgeführt. Der Neuheitsgrad dieser Dissertationsschrift stellt der Detailgrad des erarbeiteten dynamischen, semi-empirischen, multiphysikalischen Systemmodells mit Schwerpunkt auf der Elektrolyse inklusive Peripherie dar sowie die gekoppelten Module zur technisch-ökonomischen Auswertung der Simulationsergebnisse. Das Elektrolyseurmodell weist neben realen Kennfeldern auch ein realitätsgetreues Dynamik- und Regelverhalten auf und grenzt sich somit wesentlich zu bereits bestehenden Modellen ab. Für die durchzuführenden Systemsimulationen werden Teilmodelle, welche eine zeitlich hochaufgelöste Berechnung in Sekundenschrittweite ermöglichen, erstellt und logisch miteinander verknüpft. Dieses ist elementar, um der Abbildung des dynamischen Verhaltens der technischen Komponenten gerecht zu werden. Die

Systemkonfigurationen werden hinsichtlich ihrer technischen Eignung bewertet. Darauf aufbauend werden, unter Beachtung der regulatorischen Rahmenbedingungen, ökonomische Analysen durchgeführt. Die Hauptzielstellung ist es, Aussagen über die Wirtschaftlichkeit für konkrete Power-to-Gas-Szenarien zu treffen. Hierbei wird ausschließlich die Nutzung von Wasserstoff bewertet, wobei Konzepte zur Methanisierung nicht betrachtet werden. Ebenso wird mit dieser Arbeit ein Ausblick zur sinnvollen Anpassung von rechtlichen Rahmenbedingungen zur Nutzung von Wasserstoff als Energieträger in mehreren Sektoren gegeben.

In den behandelten Szenarien wird neben der Wasserstoffversorgung von Industrieprozessen auch die Wasserstoffherstellung zur Brennstoffbereitstellung und zur Gasnetzeinspeisung untersucht. Ein weiteres, ebenfalls bereits heute relevantes Szenario ist die Betrachtung eines elektrisch autarken Systems mit Rückverstromung des Wasserstoffes. Als Zukunftsszenario wird die saisonale Speicherung als Teil eines wasserstoffbasierten Energiesystems betrachtet.

Anwendung

Mit dem Modell wird die Grundlage für Simulationen zur Beantwortung von Fragestellungen der unternehmerischen Sinnhaftigkeit von Projekten bzw. deren Optimierung gegeben. Das Modell kann somit als Auslegungstool für Power-to-Gas Projekte verwendet werden und einen wesentlichen Beitrag für Investitionsentscheidungen bilden. Die einzelnen Komponenten des Modells lassen sich in diversen Parametern, wie dem dynamischen Verhalten und der Effizienz, anpassen. Zur Betrachtung von weiteren, in dieser Arbeit nicht abgedeckten Szenarien, kann das System an die reale Situation angepasst werden. Hierzu können die Logikverknüpfungen geändert und das System um zusätzliche Bestandteile erweitert werden. Ebenso können bestehende Prozessketten beim Vorhandensein von realen Daten abgebildet und eine Optimierung durchgeführt werden. Das Modell ist aufgrund seiner Komplexität nicht für die Benutzung durch einen Endverbraucher vorgesehen und geeignet. Änderungen und Anpassungen an das jeweilige Szenario, sowohl Logik als auch Komponentencharakteristik betreffend, müssen im Detail in Matlab/Simulink vorgenommen werden.

Abgrenzung zu bisherigen Arbeiten

Das Modell schließt die Lücke zwischen Grundlagenmodellen und umfassenden Systembetrachtungen. Erstgenannte agieren auf Elektrolysezellebene bzw. Komponentenebene zur Betrachtung von speziellen Phänomenen der jeweiligen Technologie und sind daher sehr rechenintensiv. Darüber hinaus stellen diese Modelle für den Einsatz in Systempfadanalysen einen nicht benötigten Detailgrad dar. Bisher bestehende Modellabbildungen von Elektrolyseuren sind hingegen stark vereinfacht und somit weitestgehend ungeeignet, um die verfahrenstechnischen Charakteristiken und das dynamische Verhalten abzubilden, welches wiederum die Stärke des in dieser Arbeit entwickelten Modelles ist. Die vereinfachten Modelle eignen sich hingegen für grobe Analysen zur deutschlandweiten Sektorenkopplung, sind jedoch für spezielle Pfaduntersuchungen aufgrund ihrer niedrigen Auflösung mit Schrittweiten größer/gleich einer Stunde ungeeignet. Bisher gab es erst wenige Ansätze, wie die Arbeit von Vivas et al. (2017), welche sich dieser speziellen Thematik angenommen haben.

1.4 Herangehensweise und Lösungsstrategie (Methodik)

Die Dissertationsschrift baut auf einem Forschungsprojekt des Wasserstoff- und Speicherforschungszentrum der BTU Cottbus - Senftenberg (Fischer et al. 2018) auf. In diesem wurden verschiedene Bausteine regenerativer Wasserstoffsysteme einschließlich Produktion, Speicherung, Verteilung und Nutzung sowie deren Zusammenspiel untersucht. Die auf dem Forschungsprojekt basierenden Inhalte wurden maßgeblich vom Autor der vorliegenden Arbeit erstellt, wobei er in der Formulierung der Forschungsfragen, der Entwicklung von Methoden und Modellen sowie der Systemanalyse einschließlich der Interpretation der Ergebnisse federführend war.

Zur Durchführung der Systemanalyse werden verschiedene Einsatzszenarien zur Nutzung von regenerativ hergestelltem Wasserstoff in mehreren Sektoren erarbeitet und deren rechtlicher Hintergrund dargestellt. Die Systembewertung der Szenarien basiert auf dem in Abbildung 1-1 dargestellten Inhalten. Die Hauptabschnitte sind die Erstellung eines Power-to-Gas-Modells, die Durchführung von Szenarienanalysen mittels Simulation und die techno-ökonomische Auswertung.

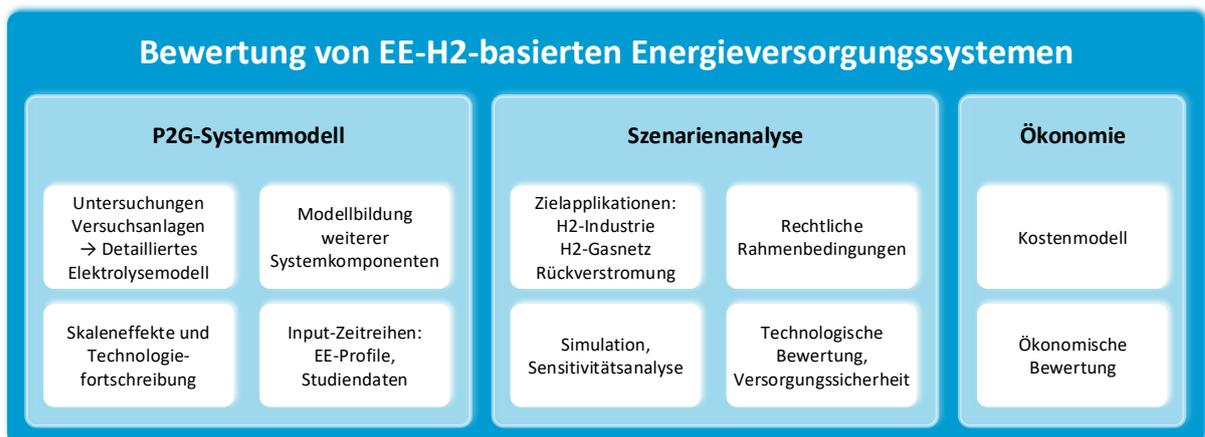


Abbildung 1-1: Methodik

Die in diesen Szenarien benötigten technischen Komponenten werden mittels Matlab/Simulink grundlegend als numerische Modelle neu erstellt. Der Schwerpunkt wird hierbei auf die Elektrolyseeinheit als wasserstofferzeugende Komponente gelegt. Zur detaillierten Darstellung werden neben numerischen Betrachtungen auch Messreihen am Elektrolyseur des Wasserstoff- und Speicherforschungszentrums der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus - Senftenberg aufgenommen und die wesentlichen Züge der Anlagencharakteristik im Modell integriert. Ebenso werden die verfahrenstechnischen Merkmale des Elektrolyseprozesses abgebildet und Eigenschaften zur realistischen Betriebsweise hinterlegt. Die Simulation wird mit einer kleinen Berechnungsschrittweite von einer Sekunde ausgeführt, sodass es potentiell auch für Berechnungen im Regelleistungsmarkt eingesetzt werden kann. Nachfolgend werden die Teilmodelle je nach Einsatzstrategie logisch zu einem Gesamtsystem verbunden und eine Grobabschätzung des sinnvollen Simulationsbereiches vorgenommen. Sowohl bei der Modellerstellung als auch bei der Auswahl des für die

Jahressimulationen zu verwendenden Rasters wurde ein Kompromiss zwischen Detailgrad und Simulationszeit getroffen. Aufbauend auf der Entwicklung von Methoden zur Bewertung von Power-to-Gas-Systemen und der Erstellung umfangreicher Analysetools erfolgt deren funktionelle Betrachtung. Hierbei wird für jedes Hauptszenario, unter Variation diverser Systemparameter, eine auf die technische Umsetzbarkeit abzielende Simulation durchgeführt. Auf Grundlage dieser Sensitivitätsanalyse wird eine ökonomische Bewertung der technisch geeigneten Konfigurationen durchgeführt und anhand eines im Rahmen dieser Arbeit entworfenen Kostenmodells die Strom- und Wasserstoffgestehungskosten der einzelnen Szenarien ermittelt.

2 Power-to-Hydrogen Systeme – Stand von Ausbau und Technik

2.1 Anlagentechnik

2.1.1 Potential erneuerbarer Energieerzeugung

Photovoltaik

Für die Globalstrahlung in Deutschland wurden vom Deutschen Wetterdienst die mittleren Jahressummen über den Zeitraum von 1981-2010 aufgezeichnet. Die Jahres-Werte schwanken zwischen 951 und 1 261 kWh/m². Der deutsche Mittelwert beträgt 1 054 kWh/m². (DWD 2019)

Für Photovoltaikanlagen wird als Durchschnitt mehrerer Studien aktuell ein Wert von ca. 800 Volllaststunden (VLS) angenommen, wobei für 2050 ein Wert von durchschnittlich ca. 950 VLS prognostiziert wird. Momentane Zellwirkungsgrade liegen für monokristalline Siliziumzellen bei 18-24 % und für polykristalline Siliziumzellen bei 15-20 %. Hierbei gehen Studien von einer zukünftigen Effizienzsteigerung aus. (AEE 2013)

Windkraft

Die Volllaststunden von Windkraftanlagen sind deutlich höher. Diese betragen momentan onshore 2 100 VLS und offshore 3 500 VLS. Anlagentypische VLS für Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von 2-5 MW in verschiedenen Regionen Deutschlands im Jahr 2018 sind in Tabelle 2-1 angegeben. Zukünftige Entwicklungen gehen von Volllaststunden in Höhe von 2 300 onshore und 3 800 offshore aus. (AEE 2013)

Tabelle 2-1: Volllaststunden Windenergieanlagen 2-5 MW in Deutschland 2018 (ISE 2018a)

Standort	Volllaststunden
Offshore - sehr gute Standorte	4 500
Offshore - mittlere Entfernung von Küste	3 600
Offshore - geringe Entfernung von Küste	3 200
Onshore - Küstennähe und windreiche Standorte	3 200
Onshore - Norddeutschland	2 500
Onshore - Binnenland Deutschland	1 800

Die kumulativ installierte Windleistung sowie der jährliche Zubau bis einschließlich 2019 sind in Abbildung 2-1 dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, dass es in den Jahren 2018 und insbesondere im Jahr 2019 einen enormen Rückgang im Zubau neuer Windkraftanlagen gab, obwohl die Ausschreibungshöhe zur EEG-Förderung im Jahr 2019 höher als in den Vorjahren war. Somit ist 2019 das Jahr mit dem niedrigsten Zubau seit 20 Jahren. Die Durchschnittswerte des onshore

Anlagenzubaues im Jahr 2019 liegen bei einer Anlagenleistung von ca. 3.3 MW mit einem Rotordurchmesser von 119 m, einer Nabenhöhe von 133 m und einer Gesamthöhe von 193 m. Haben Altanlagen ihr technisches oder wirtschaftliches Lebensende erreicht, erfolgt ein Rückbau oder ein Repowering. Neu geplante Typen von Windkraftanlagen sind wesentlich größer, wodurch eine höhere Anlagenleistung ermöglicht wird. Ein Repowering ist oftmals nicht möglich, da neue Anlagen auf der ursprünglichen Projektfläche nicht genehmigungsfähig sind. Durch das Auslaufen von Förderungen im Rahmen des EEG wird der wirtschaftliche Druck auf Altanlagen weiter steigen und ein weiterer erheblicher Rückbau wahrscheinlich. (Deutsche WindGuard 2020) Der aktuelle Zubau liegt wesentlich unter der ausgeschriebenen Größenordnung von ca. 3 GW jährlich (2017-2020), obwohl Windkraft einen wesentlichen Wirtschaftsfaktor darstellt. Ein Grund hierfür sind fehlende Genehmigungen und erhöhte Genehmigungs- und Realisierungszeiträume. Neben der Begrenzung der Ausbauflächen in der Regionalplanung und durch den Flugverkehr hat auch die momentane Diskussion über Mindestabstände zu Siedlungen einen sehr maßgeblichen Einfluss. Weiterhin ist fast 40 % der genehmigten Anlagenleistung durch eine deutlich gestiegene Anzahl an gerichtlichen Klagen betroffen. Davon richtet sich ca. ein Drittel gegen bereits in Betrieb befindliche Anlagen, welche daraufhin den Betrieb einstellen müssen. Der Hauptklagegrund ist in 70 % der Fälle der Artenschutz. Den Lärmschutz betreffen lediglich 17 % der Klagen. Diese Gegebenheiten beeinflussen die Planungssicherheit für Windkraftprojekte deutlich. (IW 2020; UBA 2019a; FA Wind 2019)

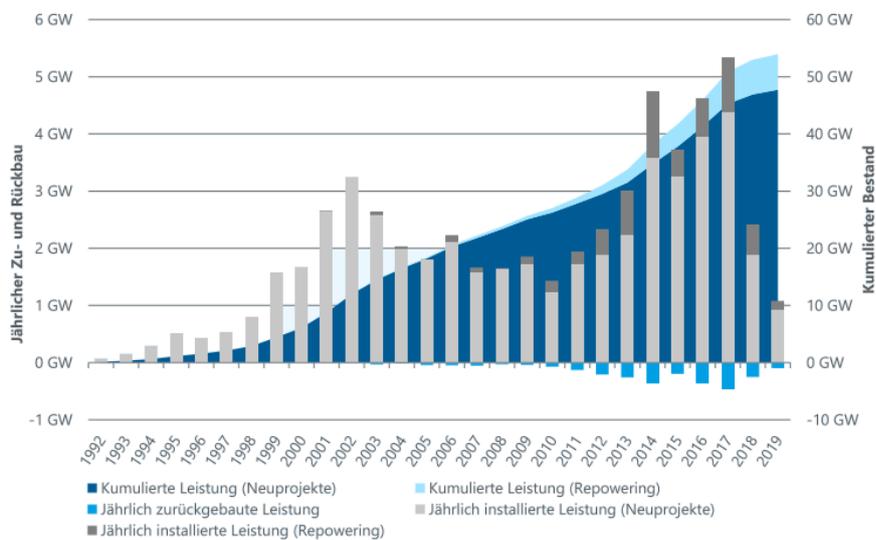


Abbildung 2-1: Jährliche Entwicklung der Windenergieleistung an Land in Deutschland (Deutsche WindGuard 2020)

Ausbaupotential

Für ein zukünftiges Energieszenario mit einer CO₂-Reduktion von 85 %, welches die Sektoren Verkehr, Strom, Industrie und Wärme bedient, wird entsprechend ISE (2016) ein EE-Ausbau in Höhe einer installierten Leistung von 170 GW Photovoltaik, 170 GW Windkraft an Land und 30 GW Windkraft auf See erforderlich. Diese Angaben befinden sich im Rahmen der in Kapitel 1.2.2 betrachteten Szenarien zur Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs. Der hierfür benötigte jährliche Ausbau der

aufgeführten Technologien ist unter Berücksichtigung des technischen Ausbaupotentials in Abbildung 2-2 dargestellt. Hierbei wird deutlich, dass unter derzeitiger zurückhaltender Entwicklung des EE-Ausbaus die gesetzten Ziele zur CO₂-Reduktion und der dafür benötigte Umbau des Energiesystems nicht erreicht werden können.

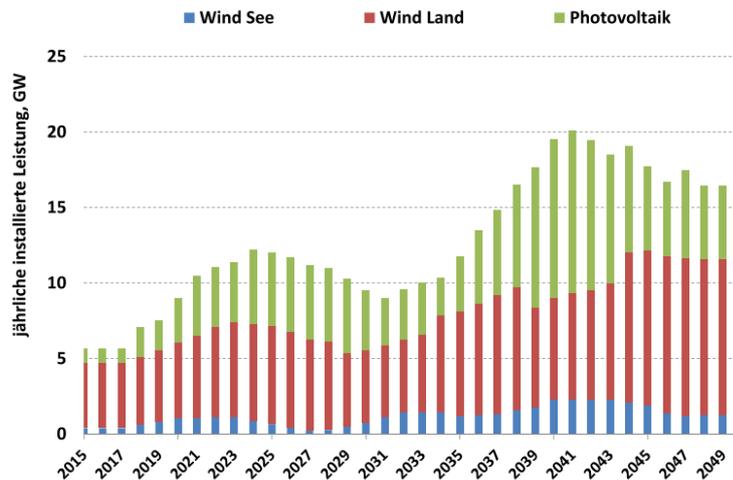


Abbildung 2-2: erforderliche Entwicklung der Brutto-EE-Leistung für ein 85 %-Szenario bis 2050 (ISE 2016)

In Deutschland gibt es verschiedene Annahmen zum technisch-ökologischen Leistungspotential. Nach (WWF 2018) sind 5 % der Landesfläche für den Bau von EE-Anlagen in Form von Windkraft und Freiflächen-Photovoltaik verfügbar. Für diese Analyse wurden zunächst Wohn- und Verkehrsflächen sowie Wald- und Wasserflächen wie auch weitere naturschutzrelevante Flächen ausgenommen. Eine weitere Reduzierung wurde zur Gewährung von Mindestabständen zu Siedlungen vorgenommen. In dieser Studie wird für eine vollständig erneuerbare Energieversorgung im Jahr 2050 von einem Flächenbedarf von 2.5 % der Landesfläche bei Fokus auf Windkraft (178 GW Wind onshore, 51 GW Wind offshore, 154 GW PV) bzw. von 2 % bei Fokus auf Photovoltaik (115 GW Wind onshore, 51 GW Wind offshore, 313 GW PV) ausgegangen.

Laut BWE (2011) und IWES (2011) ist eine Flächennutzung für Windkraftanlagen an Land von 2 % für sehr realistisch anzusehen. Dieses entspricht einer installierten Leistung von 189 GW bzw. einem Jahresertrag von 390 TWh/a. Das Potential der Windkraftnutzung auf See wird von IWES (2013) mit einer Größe von 54 GW bzw. 258 TWh/a angegeben. In UBA (2010) wird das Photovoltaikpotential mit 275 GW (248 TWh/a) angegeben. Die Angaben für Windkraftnutzung werden hingegen mit 60 GW onshore und 45 GW offshore beziffert.

In der Arbeit von Permien und Enevoldsen (2019) wurde ein gesellschaftlich-technischer Windatlas für Deutschland erstellt. Bei dieser Betrachtung zum Ausbaupotential wurden neben dem theoretischen Potential auch technische, gesellschaftliche und landschaftliche Beschränkungen in ein Geoinformationssystem eingearbeitet. Hierbei wurde herausgestellt, dass sich diese Beschränkungen teilweise flächenmäßig überschneiden, welches in anderen Ausarbeitungen bisher oftmals nicht detailliert betrachtet wurde. Demnach sind die in Deutschland verfügbaren Flächen für den Ausbau von onshore Windkraft höher und werden mit zusätzlich knapp 1 000 GW angegeben.

Nach Untersuchungen von UBA (2013) sind für den onshore Windkraftausbau neben Betrachtungen zum Artenschutz insbesondere die politischen Rahmenbedingungen bezüglich der siedlungsnahen Errichtung moderner Anlagen, wie in Tabelle 2-2 dargestellt, sehr entscheidend. Ebenso hat die wirtschaftliche Betrachtung von Mindestauslastungen der Anlagen eine große Rolle. Setzt man das Kriterium der Mindestanlagenauslastung ausschließlich für Schwachwindanlagen an, so sinkt der gemeinsame Ertrag von Stark- und Schwachwindanlagen bei geforderten 2 800 VLS/a auf 41 %. Bei der Anforderung von 2 200 VLS/a ist eine Reduzierung auf 83 % des Ertrages zu verzeichnen, wobei bei 1 600 VLS/a mit 99 % Ertrag kaum eine Minderung eintritt.

Tabelle 2-2: Sensitivität des Windpotentials in Abhängigkeit des Abstandes zu Wohnflächen nach (UBA 2013)

Abstand zu Wohnbauflächen	600 m	800 m	1 000 m	1 200 m	2 000 m
Anteil des ermittelten Flächenpotentials	100 %	66.3 %	40.9 %	24.8 %	2.8 %

2.1.2 Elektrolyse – Hersteller- und Anlagenübersicht

In Deutschland haben Wasser-Elektrolyseure im Niedertemperaturbereich bereits Marktreife erlangt, auch wenn die Produktionskapazität in Vergleich zu den benötigten Wasserstoffmengen (siehe Kapitel 1.2.2) momentan noch stark begrenzt ist. So haben in den letzten Jahren einige Betriebe mit der Produktion von Wasser-Elektrolyseuren begonnen bzw. die Produktionskapazitäten ausgebaut.

Teilweise nutzen diese Firmen jahrzehntelange Erfahrungen aus dem Bereich der Chlor-Alkali-Elektrolyse bzw. haben sich aus Firmenübernahmen und -zusammenschlüssen historischer Elektrolysehersteller gegründet. Einige dieser Firmen bieten auch weitere Produkte und Dienstleistungen im Bereich Wasserstoff und Power-to-Gas an.

Bisherige Stackgrößen wurden mit einer elektrischen Leistungsaufnahme von 2 MW gebaut. Stackgrößen von bis zu 10 MW sind in Planung. Die Anlagenleistung lässt sich durch die Kopplung mehrerer Stacks und den modularisierten Aufbau der Systeme beliebig erweitern. Neben den atmosphärischen Elektrolyseuren liegt der bisher realisierte Anlagendruck im Wesentlichen im Bereich von 30-40 bar. Eine Übersicht internationaler Elektrolyseherstellern befindet sich in Tabelle 2-3.

Tabelle 2-3: Herstellerübersicht (Auswahl nach Geitmann 2017, Buttler und Spliethoff 2018)

Hersteller	Typ	nom. H ₂ -Produktionsrate je Modul in m ³ /h (i.N.)	elektr. Leistung je Modul in MW _{AC} (berechnet)	Druck in bar(g)
Areva H2Gen	PEM	4 000	20	35
EM Korea	AEL	300	1.6	8
Enapter	AEM	0.5	-	35
Honda	PEM	0.7	-	350
H-Tec Systems	PEM	100	0.5	30
Hydrogenics	AEL	60	0.3	10
	PEM	300	1.5	30
Giner	PEM	400	2	40
iGas energy	PEM	120	0.65	40
Inabata Europe	AEM	1	-	35
ITM Power	PEM	2 000	10	20
Linde	AEL	-	-	25
McPhy Energy	AEL	400	2	30
Nel Hydrogen	AEL	485	2.1	atm.
Peric	AEL	600	2.8	15
Proton OnSite	PEM	400	2.1	30
Siemens	PEM	225	1.25	35
Sunfire	SOEL	40	0.15	10
Suzhou Jingli Hydrogen Equipment	AEL	1 000	4.7	16
Teledyne Energy System	AEL	500	2.7	10
ThyssenKrupp	AEL	-	-	atm.
Tianjin Mainland Hydrogen Equipment	AEL	400	1.76	30

2.1.3 Demonstrationsanlagen

In Deutschland wurden in den letzten Jahren einige Demonstrations- und Forschungsanlagen vor allem im Bereich der alkalischen und der PEM-Elektrolyse errichtet. Eine beispielhafte Übersicht der wesentlichen Projekte ist in Tabelle 2-4 ersichtlich. Weitere deutsche und internationale Power-to-Gas-Projekte sind in Thema et al. (2019) aufgelistet. Die Elektrolyseure sind teilweise direkt mit erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen wie Windkraftanlagen gekoppelt bzw. verfügen über eine nachgeschaltete Methanisierungseinheit zur Produktion von synthetischem, „grünen Erdgas“. Die bisher umgesetzte Elektrolyseanlagengröße beträgt 6 MW, wobei mehrere Elektrolyseure zu einer Anlage verschalten werden. Einzelelektrolyseure mit einer Stackgröße von bis zu 2 MW sind momentaner Stand der Technik. Bei Druckanlagen wird zumeist ein Zieldruck von 30-40 bar erreicht. Mit nachgeschalteter Wasserstoffaufbereitung werden Produktgasqualitäten des Reinheitsgrades 5.0 sichergestellt.

Tabelle 2-4: Power-to-Hydrogen-Anlagen / Projekte in Deutschland

Projekt/Ort	Typ	elektr. Leistung in MW	Errichtungsjahr
AUDI e-gas	AEL	6	2013
Energiepark Mainz	PEM	6	2014
regelflexible Elektrolyse-H2-Anlage Hamburg Reitbrook	PEM	5	2017
WindGas Falkenhagen	PEM	2	2014
WindGas Haßfurt	PEM	1.25	2016
WindGas Hamburg	PEM	1	2015
Windpark RH2-WKA Grapzow	AEL	1	2012
WindGas Haurup	-	1	2020
Multi-Energie-Tankstelle H2BER Schönefeld	-	0.5	2014
Hybridkraftwerk Prenzlau		0.5	2011
Wasserstofftankstelle Stuttgart Talstraße	AEL	0.32	2011
CO2RRECT Niederaußen	MW	0.3	2013
Strom zu Gas - Thüga-Gruppe Frankfurt/Main	MW	0.3	2014
„Stromlückenfüller“ Reussenköge	PEM	0.2	2015
Power-2-Hydrogen-Tankstelle Hamburg	MW	0.19	2015
RWE-Demonstrationsanlage Ibbenbüren	PEM	0.15	2015
GrInHy Salzgitter	SOC	0.15	2016

Im Rahmen des Ideenwettbewerbes „Reallabore der Energiewende“ sollen weitere Power-to-Gas-Anlagen errichtet werden. Eine Übersicht der vorgesehenen Elektrolyseurgrößen ist in Tabelle 2-5 gegeben.

Tabelle 2-5: Elektrolyseanlagen im Rahmen der „Reallabore der Energiewende“ (nach BMWi 2019a)

Projekt/Ort	elektr. Leistung in MW	Bundesland
CCU P2C Salzbergen	tba	NS
DOW Stade – Green MeOH	tba	NS
Element Eins	100	NS
H2 Wyhlen	10	BW
Norddeutsches Reallabor	77	HH, SH, MV
Reallabor Westküste 100	30	SH
Energiepark Bad Lauchstädt	35	SA
GreenHydroChem Mitteldeutsches Chemiedreieck	50 / 100	SA
H2Stahl	tba	NRW
HydroHub Fenne	17.5	SL
Referenzkraftwerk Lausitz	10 / 100	BB

Entsprechend den Ausführungen von Schnuelle et al. (2019) werden die Beschränkungen im Ausbau von Power-to-X-Technologien nicht auf technischer Ebene gesehen. Momentan verhindern zum einem regulatorische Vorgaben erfolgsversprechende Geschäftsmodelle. Eine tiefere Behandlung der rechtlichen Rahmenbedingungen findet in Kapitel 5 statt. Zum anderen erfordert es auch eine starke Kostenbelastung für fossile Energieträger um Power-to-X attraktiv zu machen. Beim Vergleich mit dem fossilen System müssen auch die Kosten des auftretenden Klimawandels bzw. für den Klimaschutz berücksichtigt werden. Ressourcen für Katalysatoren werden bisher als unkritisch angesehen, hierbei

könnten aber angesichts eines weitverbreiteten Anlagenbaus auch Engpässe entstehen. Ebenso muss man berücksichtigen, dass bei einem dezentralen Ausbau kleiner Anlagen ggf. Kostensenkungspotentiale durch modularisierte Prozesse mit gemeinsam verwendeten, peripheren Prozessabschnitten ungenutzt bleiben. Weiterhin wird angemerkt, dass mit steigendem Effizienzgrad auch die Investitionskosten bezogen auf die nominelle Produktionsrate sinken.

2.1.4 Infrastrukturen

Momentan erfolgt der Großteil der Wasserstoffversorgung, z.B. die Belieferung von Wasserstoff-Tankstellen via Trailer-Anlieferung, da in Deutschland lediglich zwei nennenswerte Netze zur Leitung von Wasserstoff existieren. Ein 240 km langes Netz wird bereits seit mehreren Jahrzehnten im Rhein-Ruhr-Gebiet, mit Durchsätzen von bis zu 100 000 m³/h betrieben. Der hierfür benötigte Wasserstoff wird durch Reformierungsprozesse hergestellt. Aus diesem Netz werden regionale Großabnehmer beliefert und in diesem Zusammenhang auch das größte Abfüll-Center für Wasserstoff in Europa betrieben. (Air Liquide 2020) Ein weiteres Netz mit einer Länge von 90 km besteht in der mitteldeutschen Chemieregion, in welcher ebenfalls ein Bedarf von 100 000 m³/h besteht. Bis in die zweite Hälfte des 20. Jahrhunderts wurden in Europa die Gasnetze weitgehend mit Stadtgas, welches einen Wasserstoffgehalt von ca. 50 % (Volumenanteil) aufwies, betrieben. Dieses ablösend erfolgte der Einsatz von Erdgas.

Die Einspeisung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz ist bis zu einem niedrigen Prozentsatz zulässig. Die Nutzung dieser Infrastruktur, auch in Zusammenhang mit der hohen Kapazität der verbundenen Kavernenspeicher, dient der indirekten Stromspeicherung. Unter Beachtung brenntechnischer Kennwerte wie Brennwert, Dichte und Wobbe-Index (siehe Tabelle 2-6) wird ein einstelliger Wasserstoffanteil weitgehend als unkritisch angesehen. (DVGW 2011; BT 2019) Der Wobbe-Index von Wasserstoff liegt zwischen den Nennwerten von Erdgasen der Gruppe L (12.4 kWh/m³ (i.N.)) und der Gruppe H (15 kWh/m³ (i.N.)), wobei bis 2030 eine sukzessive Umstellung des deutschen Erdgasnetzes von L- auf H-Gas erfolgen soll. (BNetzA 2019) Da der volumenbezogene Brennwert von Wasserstoff nur ca. ein Drittel des Brennwertes von Erdgas beträgt, findet bei einer Wasserstoffzumischung mit einem Volumenanteil von 20 % eine Energieinhaltsreduktion des Gemisches um ca. 15 % statt. Der relative Luftbedarf von Wasserstoff im Vergleich zu Methan beträgt 25 %. Bei Betrachtungen für zukünftige Zumischungen wird ein Volumenanteil von 20 % als (sicherheits-)technisch geeignet angesehen. Hierbei sind jedoch Beschränkungen durch an das Netz angeschlossene Abnehmer zu beachten, welche gegebenenfalls technische Modifikationen erforderlich machen. Ebenso kann eine Anpassung der vorhandenen Messtechnik im Bereich der abrechnungsrelevanten Mengenbestimmung und Brennwertmessung erforderlich werden. (DBI GUT 2010) Im Vergleich zu Erdgas wird angenommen, dass Wasserstoff zumindest in typischen Niederdruckinfrastrukturen ähnliche Leckageraten aufweist. (Hormaza Mejia et al. 2020)

Tabelle 2-6: Wobbe-Index, Brennwert und relativer Luftbedarf von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen nach (DVGW-EBI 2016)

H₂-Volumenanteil in %	0	12.5	25	50	100
CH₄-Volumenanteil in %	100	87.5	75	50	0
oberer Wobbe-Index Ws in kWh/m³ (i.N.)	14.85	14.40	13.95	13.07	13.43
Brennwert Hs in kWh/m³ (i.N.)	11.06	10.12	9.18	7.30	3.54
Relativer Luftbedarf in %	100	91	81	63	25

Bei der Einspeisung von Wasserstoff als Zusatzgas kann es aufgrund lokaler und zeitlich variierender Schwankungen in der Durchströmung von Gasfernleitungs- und verteilnetzen zu einer mangelnden Vermischung kommen. Die jeweiligen regionalen Gegebenheiten können stark schwanken und es zu erhöhten Wasserstoffkonzentrationen in einzelnen Netzabschnitten kommen. (Sternner und Stadler 2014) Aufgrund unterschiedlicher Anforderungen auf Seiten der Gasabnehmer kann gegenwärtig kein europäisch einheitlicher Grenzwert für den Wasserstoffanteil festgelegt werden. Eine Betrachtung für den Einzelfall wird dringend empfohlen. (DIN EN 16723-2 2017) In Abbildung 2-3 ist die H₂-Toleranz ausgewählter Elemente der Erdgasinfrastruktur dargestellt (Stand 2013). Hinsichtlich der Verdichtertechnik ist anzumerken, dass ein Erdgemisch mit Wasserstoff einen verringerten Brennwert besitzt. Zur Lieferung der gleichen Energiemenge muss somit ein höherer Volumenstrom auf benötigtem Druckniveau gewährleistet werden. Dieses bedingt eine erhöhte Verdichterleistung und erfordert ggf. eine Anpassung des Verdichters. Die Notwendigkeit einer Modifikation an Wärmeübertragern und Heizungsanlagen ist nicht gegeben. (DVGW 2014) Weiterhin ist in Diskussion ob für Wasserstoff eine separate Infrastruktur notwendig ist oder ob eine Zuspeisung bzw. Umnutzung bereits vorhandener Erdgasinfrastruktur sinnvoll ist. (UBA 2019b) Momentan sollen die Regelwerke für einen höheren Wasserstoffanteil im Erdgasnetz angepasst werden. Darüber hinaus ist eine einsatzspezifische Prüfung zwischen der Errichtung von Gas- und Stromnetzen hinsichtlich Übertragungsverlusten, Kosten und weiterer Parameter vorzunehmen. Planungen zu dem Ausbau und der Verstärkung des Strom- und Gasnetzes werden jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern bzw. den Fernnetzbetreibern im Rahmen von Netzentwicklungsplänen getroffen. Hierbei werden in Abhängigkeit unterschiedlicher Entwicklungspfade des Energiesystems verschiedene Szenarien des Netzausbaus dargestellt.

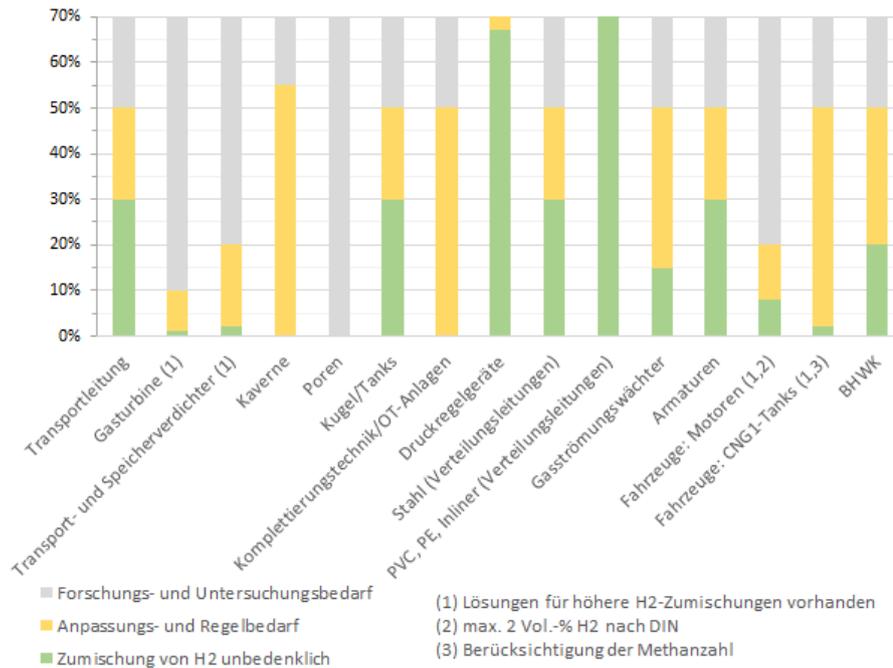


Abbildung 2-3: H₂-Toleranz ausgewählter Elemente im Erdgasnetz (nach DVGW 2013)

Einen Überblick über Druck- und Gasreinheitsanforderungen für weitere Wasserstoffanwendungen ist in den Ausführungen von Benschmann et al. (2016) gegeben.

2.1.5 Speicherung

Die Speicherung von komprimiertem, gasförmigem Wasserstoff entspricht dem Stand der Technik. Die Speichermethoden sind kommerziell verfügbar, mit geringen Kosten behaftet und verfügen über hohe Speichervolumina. Die gängigste und seit Jahrzehnten im Einsatz befindliche Methode zur Wasserstoffspeicherung sind obertägige Druckspeicher in Form von Zylinder-, Röhren- und Kugelspeichern. Diese Speicherformen weisen jeweils eine Kapazität von weit unterhalb 1 Mio. Norm-Kubikmeter an gasförmigen Wasserstoff bei einem Druck von bis zu 100 bar auf. Eine Vielzahl der heute betriebenen Speicher besitzen eine Zulassung für den Betrieb mit wasserstoffhaltigem Stadtgas. Wasserstoff-Tankstellen werden bei Drücken von 700 bar betrieben und auch die chemische Industrie stellt einen Einsatzbereich reiner Wasserstoff-Speicher dar. Werkstoffe, welche für Wasserstoffkonzentrationen von 100 % unter zyklischen Belastungen auch hinsichtlich des Diffusionsvermögens von Wasserstoff geeignet sind, sind erprobt. In Hinblick auf den Vorgang der Wasserstoffversprödung haben sich austenitische Stähle und Kompositmaterialien bewährt. Feuchtigkeit im gespeicherten Gas kann zum Rosten des Behälters führen und Versprödungserscheinungen verstärken. Diesem kann durch ein Beschichten der Behälterinnenwand entgegengewirkt werden. Für die mechanische Kompression von 5 bar auf 900 bar werden ca. 5 Verdichterstufen benötigt, wobei der reale Energieaufwand hierfür ca. 2.5 bis 5 kWh/kg (ca. 6 - 12.5 % des Brennwertes) entspricht. Je nach Anwendungsfall sind neben den Kosten auch die Speicherkapazität (Energienmenge), die Ein- und Ausspeichergeschwindigkeit (Leistung) und der Speicherzeitraum Auswahlkriterien der Speichertechnologie. Vor allem im mobilen Bereich sind auch

die gravimetrische und volumetrische Energiedichte sowie das Verhältnis der Masse des gespeicherten Mediums zum Gewicht des Speichers von Bedeutung. Weitere Speichertechnologien für Wasserstoff sind beispielsweise die Gasverflüssigung, Metall-Hydrid-Speicher und LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier). (DVGW 2014; Sterner und Stadler 2014; Klell et al. 2018)

Für die großvolumige Erdgas-Speicherung, mit einer mittleren Kapazität von knapp 500 Mio. Normkubikmeter (je Kaverne), werden in Deutschland Untertage-Gasspeicher in geologischen Formationen verwendet. Mit vergleichsweise geringen Kosten und Flächenverbrauch können Speicherdrücke über 200 bar erzielt werden. Vor allem im Nordseeküstenbereich sowie in Mitteldeutschland sind hierzu die geeigneten geologischen Bedingungen vorhanden. Von den möglichen Formen der Untertagespeicherung sind künstlich erschaffene Salzkavernen für die Wasserstoffspeicherung am besten geeignet. Salzkavernen können mittels Brunnen durch in-situ-Laugung erschlossen werden. (Wang et al. 2018) Untersuchungen zur Form von Salzkavernen wurden von Wang et al. (2013) durchgeführt. Da das Wirtsgestein gegenüber Gasen inert ist und biochemische Reaktionen aufgrund der geringen spezifischen Kontaktfläche zwischen Gas und Sole keinen entscheidenden Einfluss haben, wird von einer hohen Gasreinheit ausgegangen. Neben der hohen Dichtigkeit gegenüber Gasaustritten eignen sich Kavernen für hohe Ein- und Ausspeicherraten sowie häufige Lastwechsel. (Lemieux et al. 2019) In Großbritannien und den USA sind reine Wasserstoffkavernen bereits seit vielen Jahren in Betrieb. Die Umnutzung bereits vorhandener Untertage-Erdgasspeicher für die Wasserstoffspeicherung lässt sich mit heutigen technischen Möglichkeiten realisieren. Ein zentraler Bestandteil von Salzkavernenspeichern ist neben der Kaverne an sich die Obertageanlage. Die wesentlichen Komponenten der Kopfanlage sind der Brunnen, die Gaskompressoren und die Druckreduzierstation sowie Wasserabscheider, Kühleinheit und Filter. (Ozarslan 2012) Nach konservativen Einschätzungen des Ausbaupotentials können bis 2050 ca. 400 weitere Salzkavernen in Deutschland erschlossen werden, womit sich das maximal nutzbare Arbeitsvolumen von 21.6 Mrd. auf 36.8 Mrd. Normkubikmeter erhöht. Bei der Speicherung von reinem Wasserstoff ergibt sich somit eine Speicherkapazität von über 100 TWh, welche dem in Kapitel 1.2.2 studienseitig angenommenen Bedarf gerecht wird. Weltweit wird langfristig aus Kapazitätsgründen von einer Kombination aus Kavernen- und Porenspeichern ausgegangen. (Sterner und Stadler 2014; UBA 2010) Momentan wird bei der Wasserstoffspeicherung in Porenspeichern ein maximaler Biogas-Volumenanteil von 5 % empfohlen, da die Gefahr einer möglichen mikrobiologischen Schwefelwasserstoff Bildung besteht. (DVGW 2011, 2014)

Zur Befüllung von Kavernen sind industrielle Verdichter mit einer Antriebsleistung im zweistelligen MW-Bereich, welche direkt für die Kompression von Wasserstoff geeignet sind, auf dem Markt verfügbar. Durch die Herstellung von Druckwasserstoff in Druckelektrolyseuren kann eine Reduzierung der Verdichterstufen und somit eine Kosteneinsparung in der Kompressortechnik erreicht werden. Eine Druckanhebung ausgehend von einem Anfangsdruck von ca. 20 - 40 bar auf einen Speicherdruck zwischen 200 und 250 bar ist bereits großvolumig im Bereich von 1 000 m³/h Wasserstoff (im Normzustand) möglich.

2.1.6 Rückverstromung und Anwendung

Brennstoffzelle

Die zentrale Technologie für die Rückverstromung von Wasserstoff ist die Brennstoffzelle. Diese stellt die elektrochemische Umkehrreaktion des Elektrolyseprozesses dar. Für den Betrieb von Brennstoffzellen können neben Wasserstoff auch weitere Brennstoffe, wie beispielsweise Kohlenwasserstoffe eingesetzt werden. Als Oxidationsmittel kann reiner Sauerstoff und auch Luft verwendet werden. Die wesentlichen Typen von Brennstoffzellen mit ihren typischen Anwendungsbereichen sind in Tabelle 2-7 dargestellt.

Die derzeitigen Anwendungen von Brennstoffzellen sind breit gefächert. Im Mobilitätsbereich erfolgt der Einsatz vor allem für Pkw, ÖPNV, Schwerlasttransporte sowie für Schienen-, Schiff- und Flugverkehr. Der Einsatz von Wasserstoff im Individualverkehr ist als Stand der Technik anzusehen. Momentan bestehen ca. 100 Wasserstofftankstellen in Deutschland. Der Machbarkeitsnachweis für den Einsatz im ÖPNV wurde bereits in mehreren Städten erbracht.

Tabelle 2-7: Brennstoffzellen – Typen und Anwendungen (nach Klell et al. 2018)

Typ	Leistung in kW	Betriebstemp. in °C	Anwendung
Alkalische BZ	10-100	60-80 °C	Fahrzeuge
Polymerelektrolytmembran BZ	0.1-500	NT: 60-120 °C, HT: 120-200 °C	Fahrzeuge
Phosphorsaure BZ	bis 10 000	160-200 °C	Kleinkraftwerke
Schmelzkarbonat BZ	bis 100 000	ca. 650 °C	Kraftwerke
Oxidkeramische BZ	bis 100 000	ca. 1 000 °C	Kraftwerke, Hilfstriebwerk

Aktuelle Projekte beschäftigen sich damit Brennstoffzellenantriebe (Elektromotoren) auch für den Schwerlasttransport sowie den Schienen- und Flugverkehr einzusetzen. Stationäre Anwendungen dienen u.a. der Stromerzeugung als BHKW in Wohnhäusern oder in Kraftwerken, zumeist mit kombinierter Nutzung der Abwärme. Vor allem stationäre Anwendungen sind momentan weit verbreitet. (Klell et al. 2018)

Motoren

Im Entwicklungsstadium befinden sich Wasserstoff-Verbrennungsmotoren. Hier gibt es momentan vor allem Aktivitäten zum Fortschreiten des Einsatzes in Nutzfahrzeugen und stationären Systemen. Ein Motor der Firma 2G Energy AG mit knapp 300 kW elektrischer Leistung ist bereits in Betrieb. Auch sollen große Blockheizkraftwerke (BHKW) für reinen Wasserstoff kompatibel gestaltet werden. Im Pkw-Bereich finden ebenfalls Arbeiten an wasserstoffbetriebenen Motoren statt. Forschungs- und Demonstrationsprojekte werden derzeit zur Entwicklung von Großmotoren und zum Einsatz von Wasserstoff-Motoren in Zügen umgesetzt. (Geitmann 2020) Bei Erdgasmotoren wird aktuell eine

Wasserstoffkonzentration von bis zu 2 % (Volumenanteil) empfohlen. Aber auch höhere Volumenanteile bis zu 10 % gelten als möglich. Durch die internationale Spezifikation UN ECE R 110 ist der Grenzwert des Volumenanteils von Wasserstoff in Stahltanks von Erdgasfahrzeugen mit 2 % angegeben. (DIN EN 16723-2 2017)

Ein Überblick über Druck- und Gasreinheitsanforderungen für weitere Wasserstoffanwendungen ist in den Ausführungen von Bensmann et al. (2016) gegeben.

Gasturbinen

Gasturbinen, welche mit reinem Wasserstoff betrieben werden, benötigen Anpassungen im konstruktiven Design. Durch den Einsatz von Wasserstoff entstehen u.a. veränderte Gasströme und eine erhöhte Flammgeschwindigkeit. Das Brennstoff-Luft-Verhältnis wird ebenfalls geändert sowie der Wassergehalt des Abgasstromes. Durch die erhöhten Verbrennungstemperaturen werden höhere Wirkungsgrade angestrebt. Im Gegenzug erfordert dieses Anpassungen hinsichtlich der Materialauswahl bzw. Materialentwicklung und ein verbessertes Kühlsystem. Die Emission von Kohlenstoffdioxid, Schwefeldioxid und nicht verbrannten Kohlenwasserstoffen wird vermieden, jedoch wird einhergehend mit den erhöhten Flammentemperaturen eine verbesserte Stickoxidkontrolle benötigt. (DOE 2015)

Erdgasturbinen können sensibel auf die Zumischung von Wasserstoff reagieren. Somit wird die Zumischung von einigen Gasturbinenherstellern auf einen Volumenanteil von 5 %, teilweise sogar auf 1 % begrenzt. (DVGW 2011) Die genannten 5 % Volumenanteil sind durch kleinere konstruktive Anpassungen oder Parameter-Einstellungen erreichbar. Neuere und auch überarbeitete Anlagen können Volumenanteile bis zu 15 % aufnehmen. (DIN EN 16723-2 2017)

Nach Firmenangaben von General Electric verfügen einige ihrer Gasturbinen die Eigenschaft auch mit hohen Anteilen von Wasserstoff als Brennstoff betrieben zu werden. Insbesondere einige Class B- und Class E-Turbinen können bereits heute als reine Wasserstoffturbinen eingesetzt werden. Die elektrische Leistung der H₂-Gasturbinen wird im Bereich von ca. 40-300 MW angegeben. (GE 2019a, 2019b) Auch Siemens gibt an industrielle Gasturbinen mit einer elektrischen Nennleistung im Bereich von ca. 30-70 MW ausschließlich mit Wasserstoff betreiben zu können. (Siemens 2018) Ebenso sind wasserstoffbetriebene Mikrogasturbinen mit einer elektrischen Leistung bis 2 MW auf dem Markt verfügbar.

Forschung zur Modifizierung von leistungsstarken Gasturbinenbrennern für den Einsatz von 100 % Wasserstoff wurde u.a. von Cappelletti und Martelli (2017) durchgeführt. In der Arbeit Ditaranto et al. (2020) wird die Gasrezirkulation diskutiert, welches ein Verdünnen oder Vormischen des Brennstoffes unnötig macht und die NO_x-Emissionen gleichzeitig gering hält. Ein Review zu aktuellen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zur Stromgewinnung in wasserstoffbetriebenen Gasturbinen wurde von du Toit et al. (2018) durchgeführt. In der Arbeit wurden diverse Forschungsgebiete zur Verwendung von Brennstoffen mit hohem Wasserstoffanteil in Gasturbinen adressiert und eine Zusammenfassung von getesteten Systemen gegeben.

Rohstoff

Die Anwendung als Rohstoff findet Wasserstoff vor allem in der Chemie, Raffinerietechnik und Metallurgie. Typische Beispiele hierfür sind die Ammoniakherstellung mittels Haber-Bosch-Verfahren, die Entschwefelung und das Cracking von Mineralölprodukten, das Fischer-Tropsch-Verfahren, die Methanolherstellung sowie Metallreduktionsverfahren. Die Zumischung von Wasserstoff in erdgasbasierten Industrieprozessen muss im Detail betrachtet werden. So könnte z.B. der Einsatz dieses Gemisches als Prozessgas, Hilfsstoff oder Kraftstoff negative Auswirkungen haben, welches ggf. Anpassungen erforderlich macht. Ebenso werden erhöhte Instandhaltungsmaßnahmen für Netze und Anlagen erwartet. (DBI GUT 2010)

2.2 Modellierung

2.2.1 System-Modellierung

Die Bewertung von zukünftigen Energiesystemen, welche auf einen hohen erneuerbaren Energieanteil basieren, wird momentan anhand mehrerer modellbasierter Analysen durchgeführt. Hierbei steht das grundlegende Ziel die Treibhausgasemission, vor allem von Kohlenstoffdioxid, weitgehend zu reduzieren. In diesen Modellen wird versucht dem Energiebedarf der einzelnen Sektoren mit weitgehendem Verzicht auf fossile Brennstoffe gerecht zu werden. Hierzu werden systematisch die einzelnen Verbraucher aufgeschlüsselt und unter Einführung neuer Technologien analysiert, inwiefern Energie- bzw. CO₂-Einsparungen und der Einsatz erneuerbar erzeugter Energie möglich ist. Aufgrund der breit gefächerten Struktur des bestehenden Energiesystems und der Vielzahl an möglichen Substituenten ergibt sich eine sehr komplexe Betrachtung. Ein Gewichten verschiedener Technologien muss sowohl nach technischen und ökonomischen Anforderungen, also auch hinsichtlich ökologischer und sozialer Gesichtspunkte geschehen.

Um eine Abschätzung zukünftig möglicher Szenarien vorzunehmen, wurde in den einzelnen Studien je nach Herangehensweise ein anderer Fokus gesetzt und gleichzeitig unterschiedliche Annahmen getroffen. Einige dieser Analysen betrachten sowohl das transformierte Energiesystem als auch dessen Umwandlungsprozess, bei welchem die Struktur der Energie- und Stoffströme schrittweise, wesentlich geändert wird. Da diese Modelle den Zeithorizont zumeist bis zum Jahr 2050 betrachten, wird oftmals in einer Schrittweite von einer Stunde gerechnet. Dieses ist ausreichend um das Energiesystem als Vorhersage in seiner groben Struktur abzubilden und unter den getroffenen Annahmen ein Optimum zu finden sowie generelle Aussagen zu treffen. Mit dieser Zielstellung für das deutsche Energiesystem angefertigte Modelle und Studien sind im Wesentlichen in Tabelle 2-8 aufgelistet. Für Detailbetrachtungen und der Untersuchung des genauen Einflusses auf die einzelnen Komponenten ist ein solches System nicht vorgesehen. Dieses lässt sich auch nicht realisieren, da sich einige Technologien noch im Entwicklungsstadium befinden.

Tabelle 2-8: Überblick Langzeitstudien Energiesystem Deutschland

Autor	Jahr	Titel
Agora	2014	Stromspeicher in der Energiewende
Agora	2018	Die Energiewende im Stromsektor
Dena	2010	Netzstudie II
DIW	2015	Stromspeicher als zentrales Element der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien (StoRES)
DLR, IWES, IFNE	2012	Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global
EWI, GWS, Prognos	2014	Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose
ISE	2015	Was Kostet Die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050
ISE	2013	Energiesystem Deutschland 2050
ISI	2017	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland
IWES	2014	Roadmap Speicher Speicherbedarf Für Erneuerbare Energien – Speicheralternativen – Speicheranreiz – Überwindung Rechtlicher Hemmnisse
IWES	2014	Geschäftsmodell Energiewende
IWES	2014	Roadmap Speicher
Öko-Institut, Energynavics	2016	Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen
Öko-Institut, ISE	2015	Klimaschutzszenario 2050
Plantet GbR	2014	Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem
SRU	2011	Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung
UBA	2019	Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors
UBA	2010	Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen
VDE	2018	Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger
VDE	2012	Energiespeicher für die Energiewende
WWF	2018	Zukunft Stromsystem II

Ein Vergleich international erstellter System-Modelle und Szenarien mit einem hohen erneuerbaren Energieanteil wurde in Zerrahn et al. (2018) vorgenommen. Die ausgeführten Betrachtungen werden neben globaler und kontinentaler auch auf nationaler Ebene durchgeführt. Die Kopplung von Sektoren unter Einsatz von Speichern verschiedener Energiearten, Flexibilitätsoptionen und deren Interaktion miteinander spielen in den untersuchten Modellen eine wesentliche Rolle. Die Optimierung erfolgte unter Voraussetzung definierter klimapolitischer Zielstellungen hinsichtlich des Kostenminimums. Reviews zu weiteren internationalen Analysen, welche den Einfluss von regenerativ hergestellten Wasserstoff auf den Energiemarkt untersuchen wurden von Zerrahn und Schill (2017) und von Maggio et al. (2019) angefertigt. Eine Übersichtsstudie zu Energiesystemanalysen für Zukunftsszenarien in Deutschland wurde von ISI (2018) erstellt.

Jenseits der Studien mit Betrachtungen auf nationaler Ebene gibt es auch spezialisierte Untersuchungen zu einzelnen Systemabschnitten, welche sich z.B. mit dem Transport von Wasserstoff (Demir und Dincer 2018), der Speicherdimensionierung (Franzen und Madlener 2017), der Nutzung von Überschussenergie (Gutiérrez-Martín et al. 2009) oder der Optimierung des Energiemanagements in erneuerbaren H₂-Systemen befassen (Vivas et al. 2017).

2.2.2 Elektrolyse-Modelle (AEL)

In den vergangenen Jahren wurden einige Modelle von alkalischen Elektrolyseuren bzw. von deren Hauptkomponenten der elektrochemischen Zelle erstellt. Die Modellansätze zur Darstellung alkalischer Elektrolyseure reichen von rein empirischen Modellen, wobei das System als Wirkungsgradmodell abgebildet wird, bis hin zu Modellen, welche detailliert interne Zellprozesse darstellen.

Elektrolysezelle

Ein zentrales Beispiel für die Modellierung der Elektrolysezelle sind die Publikationen von Ulleberg (1998, 2003). Dieser hat ein mathematisches Modell entwickelt um die charakteristische Stromstärke-Zellspannungs-Kennlinie mit Hilfe von empirischen Anlagendaten abzuschätzen. Das entwickelte Polynom besteht aus mehreren Parametern, welche an die Geometrie der jeweiligen Anlage angepasst und numerisch mittels nichtlinearer Regression berechnet werden müssen. Somit können Aussagen über die Kinetik der Elektrodenreaktion in Kombination mit den in der Zelle auftretenden Überspannungen in Abhängigkeit der Temperatur getroffen werden. Ebenso wurde ein Modell zur Abschätzung des thermischen Verhaltens des Elektrolyseurs erstellt.

Ein Vergleich von atmosphärischer Elektrolyse mit anschließender Kompression und der Druckelektrolyse wurde von Onda et al. (2004) durchgeführt. Hierbei wurden Formeln für die Berechnung der freien Enthalpie G , der Enthalpie H und der Entropie S von Wasserstoff, Sauerstoff und Wasser in Abhängigkeit von Druck und Temperatur erstellt. Darüber hinaus wurde ein Polynom zur Berechnung der temperaturabhängigen reversiblen und thermoneutralen Zellspannung entworfen.

Ansätze zur semi-dynamischen Modellierung des alkalischen Elektrolyseprozesses inklusive der Abbildung thermodynamischer Phänomene wurden von Ursúa und Sanchis (2012) erarbeitet. Hierbei wurde der Fokus auf die Darstellung zellinterner Prozesse gelegt, ein Modell entworfen und mit experimentellen Daten validiert.

Ein eindimensionales Matlab/Simulink-Modell einer alkalischen Elektrolysezelle wurde von Abdin et al. (2017) erstellt. Dieses enthält mehrere Parameter zur Anpassung an diverse Zellkonfigurationen mit unterschiedlicher Geometrie und Materialien. Das Modell basiert zu einem größeren Anteil auf physikalischen Grundlagen, wodurch es sich von semi-empirischen Modellen abhebt. Neben Massenbilanzen und der Abbildung von Diffusionsvorgängen wurden auch Formeln zur Darstellung verschiedener Überspannungsanteile entworfen. Multidimensionale Modelle sind geeignet für Detailbetrachtungen von Komponenten um Optimierungen durchzuführen, jedoch für großskalige Abbildungen von Energiesystemen ungeeignet. Somit spielt die Vereinfachung von Modellen eine entscheidende Rolle bei der Analyse von komplexen Systemen. Das von Abdin et al. (2017) entwickelte statische Zellmodell ist vereinfacht und aufgrund seines geringen Rechenaufwandes geeignet um in ein Elektrolyseurmodell eingebunden und für Simulationen auf Systemebene verwendet zu werden.

Das Betriebsverhalten hat im Vergleich zum stationären Zustand einen Einfluss auf die Wasserstoffproduktionsrate. Die einhergehende thermische und stromstärkenbasierte Trägheit,

insbesondere bei großen Systemen sowie Teillastbetrachtungen bei der Betriebsführung sind zu beachten. (Bergen et al. 2009)

Weitere Untersuchungen auf Detailebene wurden von El-Askary et al. (2015) durchgeführt, welcher die Abbildung von Gasblasenphänomenen auf physikalischer und mathematischer Ebene vorgenommen hat.

Elektrolysesystem

Ein Modell eines alkalischen Elektrolyseurs wurde durch Hug et al. (1993) erstellt. Mit diesem konnten Aussagen zur Zellspannung, Wirkungsgraden und Nebenverbräuchen getroffen werden. Ebenso wurden Betrachtungen zum thermischen Verhalten und der Gasreinheit durchgeführt.

Das von Ulleberg (2003) entwickelte Modell einer alkalischen Elektrolyseanlage basiert auf der mathematischen Darstellung von Prozessen der Thermodynamik, des Wärmetransportes und empirischer, elektrochemischer Zusammenhänge. Das Modell dient der Vorhersage von Zellspannung, Wasserstoffproduktion, Wirkungsgraden und Temperaturentwicklung.

Die beiden vorangegangenen Modelle sind auf einen speziellen Elektrolyseur ausgerichtet und behandeln den Einfluss von Druck, Elektrolytkonzentration und Gasblasenverhalten nicht.

Von Hammoudi et al. (2012) wurde ein multi-physikalisches Matlab/Simulink Modell eines alkalischen Elektrolyseurs entwickelt. Mit diesem können Vorhersagen über den Energieverbrauch und die Produktionsrate unter Vorgabe von Designparametern und diversen änderbaren Betriebsparametern inklusive der Betrachtung von Blasenphänomen getroffen werden. Ebenso werden elektrochemische und thermische Effekte betrachtet sowie die Geometrie und das Strömungsverhalten. Zur Parametrierung des Modells reichen wenige experimentelle Daten aus. Die Simulationen ergaben, dass die Druckelektrolyse eine höhere Effizienz als atmosphärische Elektrolyseure mit anschließender Kompression aufweisen.

Das von Henao et al. (2014) entworfene Simulationstool eines alkalischen Elektrolyseurs wurde mit Matlab (Simulink, SimPowerSystems) umgesetzt. Das entwickelte physikalische Modell der Zelle betrachtet elektrochemische Eigenschaften von Elektroden sowie die elektrischen Eigenschaften von Elektrode, Membran und Elektrolyt. Ebenso wurden Betrachtungen zur Thermodynamik und zu Überspannungsanteilen durchgeführt. Anschließend wurde ein elektrisches Modell, welches Analogien zu physikalischen Effekten eines Elektrolyseurs abbildet, erstellt. Mit diesem statischen Modell lässt sich der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs und die Stromstärke als Funktion von Spannung, Temperatur, Druck und Elektrolytkonzentration berechnen. Ebenso wurde das Anfahrverhalten des Elektrolyseurs untersucht und darüber hinaus kann das Modell für Simulationen auf Systemebene eingebunden werden.

Ein semi-empirisches Matlab-Modell zur Vorhersage des elektrochemischen Verhaltens eines alkalischen Elektrolysesystems wurde von Sánchez et al. (2018) entwickelt. Spezieller Fokus wurde auf die Abbildung der Polarisationskurve und der Darstellung des Faraday-Wirkungsgrades als Funktion

von Druck, Temperatur und Stromdichte gelegt. Unter Verwendung von nicht-linearer Regression wurde eine Korrelation zu vorhandenen Messdaten erstellt. Das Modell soll als Design- und Optimierungstool dienen.

Ein Aspen Plus Modell einer alkalischen Elektrolyseanlage wurde von Sánchez et al. (2020) erstellt. Dieses dient der Abbildung von Zellwiderständen und der Berechnung der Zellspannung. Weitere Untersuchungskriterien waren die Gasqualität und die Erstellung von Massen- und Energiebilanzen. Unter Beachtung der Balance of Plant können Aussagen zur Effizienz des Systems getroffen werden. Das Modell wurde mit erhobenen Teststanddaten validiert.

Weniger detaillierte bzw. nicht validierte Modelle wurden unter anderen von Meurer et al. (1999), Takahashi et al. (2010) und Amores et al. (2014) erstellt.

3 Grundlagen und Forschungsschwerpunkte Elektrolyse

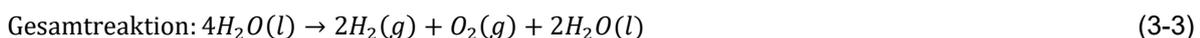
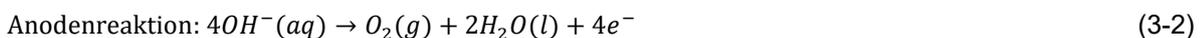
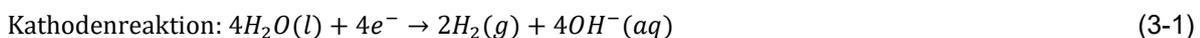
3.1 Prinzipien der Wasserelektrolyse

Das Prinzip der Wasserelektrolyse beruht auf der elektrochemisch erzwungenen Spaltung von Wasser in seine elementaren Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff. Im Gegensatz zum Prinzip der Thermolyse, bei welcher bei hoher Temperatur eine direkte thermische Spaltung erfolgt, muss die Reaktion durch einen elektrischen Ladungsfluss hervorgerufen werden. Dieses wird in der Regel durch das Anlegen einer Gleichspannung zwischen Kathode und Anode, mit einem dazwischen befindlichen Elektrolyten, erreicht. Einhergehend mit dem Ladungsfluss erfolgt an der Grenzfläche zwischen den Elektroden und dem Elektrolyten eine elektrochemische Reaktion.

Zur Herstellung von Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse sind im Wesentlichen drei Verfahren zu nennen, wobei neben der alkalischen Elektrolyse (AEL) und der PEM-Elektrolyse (PEMEL) als kommerzielle Anwendungen noch die Hochtemperaturelektrolyse mit Festoxidelektrolyten (SOEL) existiert. Der grundlegende Unterschied dieser Technologien liegt in den für den Ladungstransport eingesetzten Ionen, welche durch den Elektrolyten bestimmt werden. Bei der erstgenannten Technologie wird zusätzlich zu der klassischen Variante an der alkalischen Elektrolyse mit anionenleitfähiger Festelektrolytmembran (AEMEL) und der Elektrolyse im Mitteltemperaturbereich bis 150 °C geforscht. Die wesentlichen Merkmale dieser Technologien werden im Folgenden dargestellt.

AEL

Die alkalische Elektrolyse gilt als älteste der genannten Technologien und findet seit über 100 Jahren kommerzielle Anwendung. Derzeitig sind Stacks mit einer elektrischen Nennleistung von 2 MW und einem Wasserstoffdruck von 40 bar verfügbar. Namensgebend ist die Verwendung einer Metallhydroxid-Lösung, meist $\text{KOH}_{(aq)}$ oder $\text{NaOH}_{(aq)}$, als Elektrolyt. An der Kathode entsteht Wasserstoff und an der Anode Sauerstoff. Die Ionenleitung erfolgt durch Hydroxidionen (OH^-).

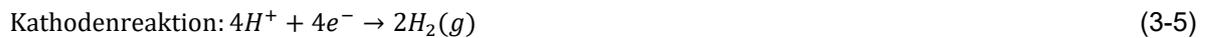


Eine ausführliche Beschreibung der Technologie wird in den Kapiteln 3.2 und 3.3 vorgenommen. Die alkalische Elektrolyse ist im Vergleich zu den anderen Technologien relativ preiswert und weist eine hohe Lebensdauer auf. Bei diesem Verfahren wird auf den Einsatz von Edelmetallen verzichtet.

PEMEL

Die PEM-Elektrolyse wird ebenfalls im Druckbereich von 40 bar betrieben und erreicht Stackleistungen von 2.5 MW. PEM steht als Abkürzung für "Proton Exchange Membrane" bzw. "Polymer Electrolyte

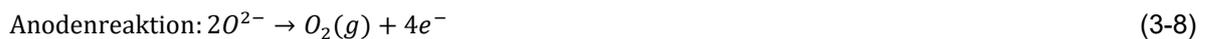
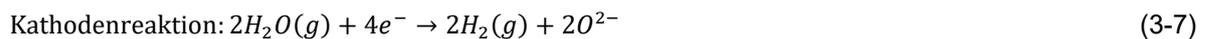
Membrane". Die Ionenleitung erfolgt durch Protonen, welche von der sauerstoffbildenden Anode zur wasserstoffbildenden Kathode fließen, wobei folgende Reaktionen auftreten.



Die PEM-Elektrolyse zeichnet sich durch einen vereinfachten verfahrenstechnischen Aufbau, hohe Stromdichten, einen erweiterten Teillastbereich sowie den flexiblen Betrieb mit kurzen Kaltstartzeiten aus. Neben dem Differenzdruckbetrieb stellt der Verzicht von flüssigen hochkorrosiven Medien einen weiteren Vorteil dar.

SOEL

Die Hochtemperaturelektrolyse (auch Festoxidelektrolyse / Solid Oxide Electrolysis (SOEL) genannt) weist momentan einen Demonstrationscharakter auf. Erste Systeme befinden sich im Betrieb, jedoch liegt die Entwicklungsstufe weit hinter den Technologien der AEL und PEMEL. Für den Ladungstransport kommen O^{2-} -Ionen zum Einsatz, welche in einem Festelektrolyten gebunden sind.



Die Hochtemperaturelektrolyse zeichnet sich insbesondere durch die hohe Betriebstemperatur aus. Bei dieser wird ein Teil der zur Wasserspaltung benötigten Energie thermisch zugeführt, wodurch sich der Anteil der elektrisch zuzuführenden Energiemenge verringert und der elektrische Wirkungsgrad deutlich erhöht wird. Auch der Betrieb im thermoneutralen Punkt ermöglicht hohe Systemwirkungsgrade. Dieses Verfahren kommt ohne den Einsatz von Edelmetallen aus und ein reversibler Betrieb als Brennstoffzelle ist prinzipiell möglich. Aufgrund der Notwendigkeit des Aufheizvorgangs ist dieses System nicht für den dynamischen Betrieb geeignet. Eine Größenbeschränkung liegt seitens des keramischen Elektrolyten vor.

AEMEL

Bei der AEM-Elektrolysetechnologie kommt eine anionenleitfähige Membran mit Festelektrolyten zum Einsatz. Durch den Verzicht auf Elektrolytlösung im System bzw. den Einsatz einer lediglich niedrig konzentrierten Lauge können kostengünstigere Bauteile verwendet werden. Ebenso ist die AEM-Technologie somit umweltfreundlicher und sicherer als die konventionelle AEL. Durch die Verwendung von nicht Platingruppenmetallen als Katalysatoren wird hinsichtlich Kostenreduktion und Nachhaltigkeit ein Vorteil gegenüber der PEMEL erzielt.

Tabelle 3-1: Vergleich Elektrolysetechnologien nach (Dickschas und Smolinka 2019), (Vincent und Bessarabov 2018), Herstellerangaben

Parameter	AEL	PEMEL	SOEL	AEMEL
Stack-Produktionsrate in m ³ H ₂ i.N. /h	760	500	> 50	0.5
Stack-Nennleistung in kW	bis 3 400	bis 2 500	kW-Bereich	2.4
nominelle spezifische Leistung in kWh/m ³ H ₂ i.N.	4.2–5.8	4.5–6.8	3.6–4 (H ₂ +Dampf)	4.5–5
Elektrolyt	KOH _(aq)	Polymer-elektrolyt-membran	Feststoff-elektrolyt	Anionen-austausch-membran
Elektroden	Raney-Nickel	Edelmetall	Zirkonia	nichtplatin-gruppen Metall
Stromdichte in A/cm ²	bis 0.5	bis 2.5	bis 1	> 1
Zellspannung in V	1.7–2.2	1.8–2	0.7–1.5	1.8–2
Betriebstemperatur in °C	bis 90	bis 80	700-900	bis 80
Betriebsdruck in bar	atm.–200	atm.–40	atm.–25	35
Zellfläche in m ²	<4	<0.3	cm ² -Bereich	cm ² -Bereich
Kaltstartzeit	< 1 h	Minuten	< 1 h	Minuten
Lastbereich in %	20–100	5–100	30–100	10–100
Entwicklungsstadium	kommerziell	kommerziell	Demobetrieb	Einzelfertigung

3.2 Verfahrensbeschreibung der alkalischen Elektrolyse

3.2.1 Aufbau und Verfahrensweise der Elektrolyseanlage inkl. Peripherie

Verfahrensbeschreibung

Bei der alkalischen Elektrolyse ist der Elektrolytkreislauf der zentrale Bestandteil des Systems. Zellstack und Gasabscheider sind mit Lauge gefüllt. Bei druckbeaufschlagten Systemen wird die Elektrolytlösung mit einer Zirkulationspumpe in die Zellen gepumpt, welche hydraulisch parallel geschaltet sind. Zwischen Endanode und Endkathode wird eine Spannung angelegt, welche einen Stromfluss durch die elektrisch in Reihe geschalteten Zellen erzwingt. Der einhergehende Übergang von Elektronenleitung zur ionischen Leitung bedingt elektrochemische Reaktionen, bei welchen an den Kathoden Wasserstoff und an den Anoden Sauerstoff gebildet wird. Anoden- und Kathodenraum sind durch eine anionenleitfähige Membran getrennt, welche ein Vermischen der entstandenen Gase weitgehend verhindert. Die entstehenden Gas-Elektrolytgemische der einzelnen Zellen werden, getrennt nach Kathoden- und Anodenseite, zusammengeführt und in die jeweiligen Gasabscheider geleitet. In diesen findet durch gravimetrische Abscheidung eine Trennung zwischen Gas- und Flüssigphase statt. Durch Kontrolle der Verweilzeit wird sichergestellt, dass die in der Gasphase befindlichen Tröpfchen niedersinken und die in der Flüssigphase befindlichen Gasbläschen aufsteigen. Die Lauge wird nach

dem Durchströmen eines Wärmeübertragers wieder in den Stack gepumpt. Der Wärmeübertrager dient zur Auskopplung der im Prozess entstandenen Wärmemenge, welche durch den Stromfluss und die elektrischen Widerstände in den Zellen entsteht. Die optimale Betriebstemperatur liegt bei ca. 80 °C, bei welcher eine gute Leitfähigkeit des Elektrolyten vorliegt und Korrosionserscheinungen beherrschbar sind.

Beim Elektrolytkreislauf unterscheidet man zwischen gekoppelter und getrennter Ausführung. Im gekoppelten Kreislauf wird die Lauge von Wasserstoff- und Sauerstoffabscheider zusammengeführt und in den Stack gepumpt, wobei sich der Elektrolytstrom auf Anoden- und Kathodenseite aufteilt. Vorteilhaft an diesem Konzept ist, dass im Elektrolytkreislauf nur ein Wärmeübertrager und eine Zirkulationspumpe benötigt werden. Bei der getrennten Ausführung wird die Lauge des Wasserstoffabscheiders nur den Kathodenseiten der Zellen zugeführt. Auf der Sauerstoff- /Anodenseite wird analog verfahren. Die Gasabscheider sind lediglich zur Verbesserung des Konzentrations- und Druckausgleichs der beiden Seiten durch eine Verbindungsleitung verbunden. In den Gasabscheidern sammeln sich die erzeugten Produktgase an. Nach Erreichen des Nenn-Betriebsdruckes werden die Regelventile geöffnet und die Gase über Gaskühler und Kondensatabscheider abgelassen.

Das Kaliumhydroxid verbleibt weitestgehend im Prozess, lediglich die Konzentration der Elektrolytlösung wird durch die Wasserspaltung und anschließender Ableitung des feuchten Wasser- und Sauerstoffes erhöht. Um der Konzentrationserhöhung entgegenzuwirken muss dem Prozess Wasser durch eine Druckpumpe zugeführt werden. Dieses erfolgt intervallweise füllstandgesteuert in den Gasabscheidern.

Der Wasserstoff wird anschließend weiteren Prozessabschnitten, in welchen die Gasreinigung und -trocknung erfolgt zugeführt. Hierbei wird der Wasserstoff zuerst durch einen Partikelfilter geleitet, in welchem sich die im Wasserstoffstrom befindlichen KOH-Partikel an einem Adsorptionsmittel anlagern. Da sich im Wasserstoff prozessbedingt anteilig noch Sauerstoff befindet, erfolgt im nächsten Schritt die katalytisch geförderte Rekombination zu Wasserdampf. Der feuchte Wasserstoff wird durch einen Kühler geleitet und das Kondensat abgeschieden. Nachfolgend wird der mit einer Restfeuchte beladene Wasserstoff durch eine wechselseitig betriebene Trocknerkolonne mit Molekularsiebschüttung geleitet. Im Prozess wird eine Kolonne durch die Trocknung des Wasserstoffes beladen, wobei die andere Kolonne regeneriert wird. Hierzu wird trockener Wasserstoff durch die Kolonne geleitet, welcher das zuvor adsorbierte Wasser austrägt.

Der gereinigte und getrocknete Wasserstoff weist anschließend eine Gasqualität im Industriestandard 5.0 auf und kann einem Speicher oder einer Anwendung zugeführt werden.

Peripherie

Als zentrale Komponente des Elektrolysesystems agiert die Anlagensteuerung. In dieser ist das Mess-, Steuerungs- und Regelungskonzept hinterlegt. Neben der Verarbeitung von Signalen der Messstellen, erfolgt auch die Ansteuerung von Aggregaten, Pumpen und Armaturen. Ebenso werden

sicherheitstechnische Einrichtungen überwacht. Über die Leittechnik erfolgt die Bedienung des Elektrolyseurs, welcher auch weitestgehend automatisiert betrieben werden kann.

Zum Hervorrufen der elektrochemischen Reaktion in den Zellen wird als weitere Kernkomponente eine Gleichstromversorgung benötigt. Die im System produzierte Wasserstoffmenge ist abhängig von der Anzahl der Zellen und proportional zur Stromstärke.

Als Edukt für den Elektrolyseprozess dient demineralisiertes Wasser. Hierfür wird in einer Umkehrosmoseanlage Leitungswasser von Bestandteilen und Elementen entfernt, welche das System verunreinigen und den Prozess schädigen können. Insbesondere sollen somit negative Einwirkungen auf die Leistungsfähigkeit der auf den Elektroden aufgetragenen Katalysatoren sowie der Membran unterbunden werden.

Um das System bei der Inbetriebnahme oder für den Fall von Wartungen zu inertisieren wird eine Stickstoffversorgung benötigt. Dieses dient der Sicherheit und ist zwingend notwendig um das Entstehen von explosionsfähigen Gemischen zu vermeiden.

Eine Versorgung mit Steuerluft ist notwendig um Ventile anzusteuern. Hierzu wird Luft durch einen Kompressor verdichtet und in einem Vorratsbehälter gespeichert. Je nach Einstellung werden die Ventile zum Öffnen bzw. zum Schließen mit Druckluft angeströmt.

Zur Wärmeauskopplung aus dem Elektrolysesystem wird eine Kühlwasserversorgung benötigt. Über jeweils vorgesehene Wärmeübertrager wird die Kühlung des Elektrolytkreislaufes, der Produktgase, der Reinigungs- und Trocknungsanlage sowie der Transformator-/Gleichrichtereinheit sichergestellt.

3.2.2 Stackaufbau

Stacks (Zellenstapel) in Elektrolyseanlagen werden zumeist in bipolarer Anordnung, wie in Abbildung 3-1 links dargestellt, ausgeführt. In diesem Konzept erfolgt die elektrische Verschaltung der einzelnen Zellen in Reihe. Jede Zelle besteht aus zwei Halbzellen (Kathoden- und Anodenseite), welche durch eine Membran voneinander getrennt werden. Bei der zero-gap-Anordnung liegen die Elektroden der beiden Halbzellen direkt an der Membran an. Die stoffliche Trennung zwischen den jeweiligen Zellen erfolgt durch eine Bipolarplatte (Mittelblech), an welchen jeweils die Kathode der einen Zelle und die Anode der benachbarten Zelle angebracht und elektrisch leitend verbunden sind. Der schematische Aufbau ist in Abbildung 3-1 rechts dargestellt. Der Stromanschluss erfolgt an beiden Stackenden über die Endkathode und die Endanode. Bei diesem Konzept ist die Stromstärke über alle Zellen gleich und die Stackspannung ergibt sich aus der Summe der Zellspannungen. Hydraulisch hingegen werden die Zellen parallel durchflossen, wobei jeweils alle kathodischen Halbzellen als Wasserstoffpfad und alle anodischen Halbzellen als Sauerstoffpfad verbunden sind. Die Medienleitung erfolgt durch die mit Bohrungen und Fräsungen versehenen Zellrahmen, wobei sich im zusammengesetzten Stack eine Kanalstruktur ergibt. Der Medieneintritt erfolgt im unteren Bereich der Zelle und der Medienaustritt im oberen Bereich.

Im Vergleich zum monopolaren Konzept ist die Stromstärke relativ gering, welches einen Kostenvorteil in der Ausführung von Strom- und Spannungswandler darstellt. Größere Systeme mit vielen Zellen und somit vergleichsweise hoher Stackspannung sind gegen Berühren durch das Bedienpersonal

abzusichern, da die hohe Berührungsspannung eine Gefahrenquelle darstellt. Die Reparatur oder der Austausch einer einzelnen Zelle bedingen das Öffnen des gesamten Stacks und stellt somit einen erhöhten Arbeitsaufwand dar.

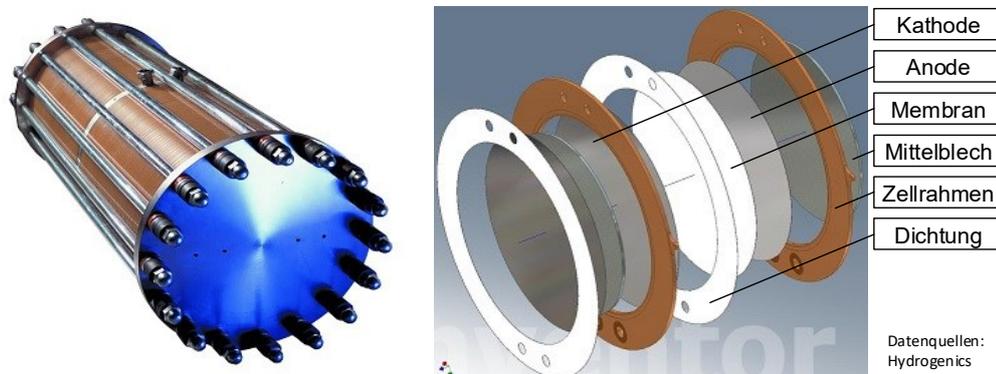


Abbildung 3-1: links: Elektrolysestack; rechts: Explosionszeichnung Elektrolysezelle

Heute ist der Bau von alkalischen Druckelektrolyseuren mit über 100 Zellen bei einem Durchmesser von 1 m möglich. Die einzelnen Zellbestandteile können in Serie gefertigt und zu Zellen montiert werden. Die Skalierbarkeit des Elektrolyseurs ist durch die Variation der Zellanzahl, welche zu einem Stack gestapelt und mit Dichtungen verpresst werden, gegeben. Um die Systeme möglichst kompakt zu gestalten, wird durch konstruktive Lösungen die Zelldicke und somit die Stacklänge möglichst geringgehalten. Dieses erfordert wiederum hohe Präzision bei der Fertigung und der Montage.

Nachfolgend sind die zentralen Aufgaben und gewünschten Eigenschaften der einzelnen Zellkomponenten zusammengestellt. Die **Zellrahmen** stellen das Gehäuse des Stacks dar und werden zwischen den Endplatten eingespannt. Mittels eines angepassten Dichtungskonzeptes erfolgt die Abdichtung zur Umgebung und die Druckhaltung im Stack wird ermöglicht. Neben der Halterung von Mittelblechen und Membranen wird durch den Rahmen auch die Stoffzufuhr in die Zelle sowie die Stoffabfuhr aus der Zelle realisiert. Durch die **Bipolarplatten** werden die Zellen stofflich voneinander getrennt. Sie dienen der Halterung der Elektroden und der Stromleitung zwischen den Zellen und sollten somit einen möglichst geringen ohmschen Widerstand besitzen. Die Endplatten stellen die elektrische Verbindung zum äußeren Leiterkreis dar. An den Phasengrenzen zwischen den katalysatorbeschichteten **Elektroden** und dem Elektrolyten findet die elektrochemische Reaktion statt. Zur Reduzierung von Überspannungen sollten die Katalysatoren eine hohe elektrochemische Aktivität und große reaktive Oberfläche besitzen. Der Stromfluss soll über der Elektrodenfläche möglichst homogen erfolgen und einen gleichmäßigen Stoffumsatz sicherstellen. Seitens der Anordnung der Elektroden soll zur Reduzierung der Überspannung der Abstand zur Membran und zur Gegenelektrode möglichst geringgehalten werden. **Strömungstechnisch** soll die Eduktzuführung in die Reaktionszone sowie die Produktabfuhr effektiv gestaltet sein. Hierzu soll das Gasblasenwachstum entsprechend geleitet werden und die Gasabfuhr auf der membranabgewandten Seite erfolgen. Ebenso sollen die Katalysatoren unempfindlich gegenüber elektrochemischer Degradation und Katalysatorvergiftung sein. Die **Membranen** sind im Wesentlichen für die Trennung von Kathoden- und Anodenraum zuständig.

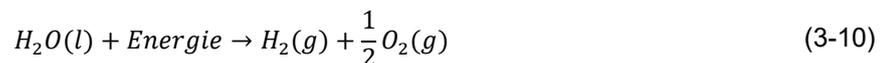
Diese sollen ein hohes Gasseparationsvermögen und eine selektive Ionendurchlässigkeit mit niedrigem Durchtrittswiderstand für Hydroxidionen aufweisen. Auch die Resistenz gegen Verblockung ist für Membranen elementar. Der **Elektrolyt** dient dem ionischen Ladungstransport und soll somit eine hohe ionische Leitfähigkeit aufweisen. Auch stellt er das Edukt für den Prozess dar. **Allgemeine Anforderungen** sind die langzeitlich Beständigkeit gegenüber korrosiven Medien, hohen Temperaturen und mechanischen Belastungen wie Strömungen und zyklischen Druckwechseln. Auch die Verfügbarkeit, das Umweltgefährdungspotential und ökonomische Faktoren stellen zentrale Anforderungen dar.

3.3 Kurzdarstellung der elektrochemischen Grundlagen der alkalischen Elektrolyse

Die für die alkalische Wasserelektrolyse bedeutsamen physikalischen und elektrochemischen Grundlagen wurden bereits in den Ausführungen zur Untersuchung von Einflussparametern auf den alkalischen Elektrolyseprozess ausführlich erläutert. (Voigt 2014, Kap. 3 und Kap. 4) In dieser Arbeit erfolgt lediglich eine Kurzdarstellung der grundlegenden, theoretischen Prinzipien.

Bei dem Prozess der Wasserelektrolyse wird Wasser elektrochemisch in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Die an den Elektroden stattfindenden Teilreaktionen sind in den Reaktionsgleichungen (3-1) bis (3-3) dargestellt.

Die umgesetzte Stoffmenge ist entsprechend des Faradayschen Gesetzes direkt proportional zur Menge der ausgetauschten Ladungsträger.



$$Q = I \cdot t = z \cdot e_0 \cdot N_A \cdot \frac{m}{M} = z \cdot F \cdot \frac{m}{M} = z \cdot F \cdot n \quad (3-11)$$

$$I = \frac{dQ}{dt} = \frac{dn}{dt} \cdot z \cdot F \quad (3-12)$$

<p>Q ausgetauschte Ladungsmenge in C I Stromfluss in A t Zeit in s e_0 Elementarladung $e_0 = 1.6021 \cdot 10^{-19} C$ \triangleq Ladung eines Elektrons bzw. Protons N_A Avogadrozahl $N_A = 6.023 \cdot 10^{23} mol^{-1}$ \triangleq Teilchen N je Stoffmenge n</p>	<p>m Masse in kg M Molare Masse in kg/mol, $M = \frac{m}{n}$ n Stoffmenge in mol F Faradaykonstante $F = e_0 \cdot N_A = 96\,485 \frac{C}{mol}$ \triangleq Ladungsmenge eines Mol Elementarladungen z Ladungszahl</p>
--	--

Die für diesen Prozess benötigte Energiemenge entspricht der Reaktionsenthalpie $\Delta_R H$, welche nach dem Satz von Hess unabhängig vom Reaktionsweg ist und aus der Differenz der Bildungsenthalpien der Reaktionsprodukte und -edukte berechnet werden kann. Die Bildungsenthalpie gibt an, welche Wärmemenge bei der Bildungsreaktion der Verbindung aus seinen Elementen freigesetzt wird und im Umkehrschluss für dessen Zersetzung benötigt wird.

Ist die Reaktionsenthalpie $\Delta_R H < 0$ so wird bei der Reaktion Energie freigesetzt und diese als exotherme Reaktion bezeichnet. Wird hingegen für die Reaktion Energie verbraucht handelt es sich um eine endotherme Reaktion mit $\Delta_R H > 0$.

Die Triebkraft einer Reaktion kann mittels der freien Reaktionsenthalpie $\Delta_R G$ quantifiziert werden, welche die zugeführte oder verrichtete Arbeit einer Reaktion angibt. Auch diese errechnet sich aus der Differenz von Reaktionsprodukten und -edukten. Die Reaktion befindet sich im Gleichgewicht wenn $\Delta_R G = 0$ ist. Bei $\Delta_R G < 0$ verläuft die Reaktion freiwillig in Richtung der Reaktionsprodukte und wird als exergonisch bezeichnet. Bei $\Delta_R G > 0$ handelt es sich um eine endergonische Reaktion, welche nicht freiwillig verläuft und durch die Zuführung externer Arbeit erzwungen werden muss.

$$\Delta_R H_m = \sum_i v_i \Delta_B H_{m,i} \quad (3-13)$$

$$\Delta_R G_m = \sum_i v_i \Delta_B G_{m,i} \quad (3-14)$$

$\Delta_R H_m$ molare Reaktionsenthalpie in $\text{J}\cdot\text{mol}^{-1}$ $\Delta_B H_m$ molare Bildungsenthalpie in $\text{J}\cdot\text{mol}^{-1}$ v_i Stöchiometrie Koeffizient der Reaktionskomponente, Index i	$\Delta_R G_m$ freie molare Reaktionsenthalpie in $\text{J}\cdot\text{mol}^{-1}$ $\Delta_B G_m$ freie molare Bildungsenthalpie in $\text{J}\cdot\text{mol}^{-1}$
---	---

Die stromlos gemessene Potentialdifferenz $\Delta\varphi$ einer galvanischen Zelle wird auch als elektromotorische Kraft (EMK) bezeichnet und gibt die maximal erreichbare Zellspannung an.

$$\Delta\varphi = \varphi_{\text{Kathode}} - \varphi_{\text{Anode}} \quad (3-15)$$

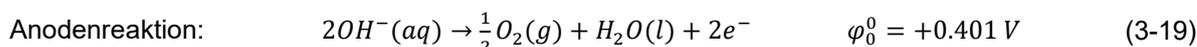
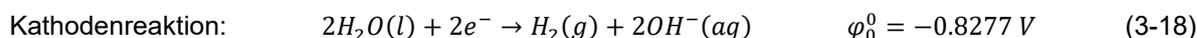
Diese Potentialdifferenz unterliegt einer Konzentrationsabhängigkeit, welche mittels der Nernst-Gleichung berechnet werden kann.

$$\varphi = \varphi^0 + \frac{R \cdot T}{z \cdot F} \cdot \ln \frac{c(\text{Ox})}{c(\text{Red})} \quad (3-16)$$

$$\varphi_{T=298,15 \text{ K}} = \varphi^0 + \frac{0,059159 \text{ V}}{z} \cdot \log \frac{c(\text{Ox})}{c(\text{Red})} \quad (3-17)$$

φ^0 Standardpotential des Redoxpaares in V R allgemeine Gaskonstante $R = 8,3144 \frac{\text{J}}{\text{K}\cdot\text{mol}}$ z elektrochemische Wertigkeit, Anzahl der bei der Oxidation oder Reduktion je Formelumsatz übergehenden Elektronen F Faradaykonstante $F = e_0 \cdot N_A = 96\,485 \frac{\text{C}}{\text{mol}}$	T Temperatur in K $c(\text{Ox}), c(\text{Red})$ Produkt der Konzentrationen aller Reaktionsteilnehmer auf Seiten der oxidierten/reduzierten Form des Redoxpaares; die jeweiligen stöchiometrischen Koeffizienten treten als Exponenten auf
---	---

Im Falle der alkalischen Elektrolyse ergeben sich bei pH=14 für die Reaktionen der Halbzellen des Redoxpaares folgende Standardgleichgewichtspotentiale, wodurch sich die Standardgleichgewichtsspannung U_0^0 zu -1.229 V ergibt. Diese Potentialdifferenz beschreibt einen idealen, rein theoretischen Wert.



Die im idealen Fall für den Elektrolyseprozess benötigte Zellspannung steht im direkten Zusammenhang zur (freien) Enthalpie. Die als reversible Gleichgewichts- bzw. Zersetzungszellspannung ΔU_{rev}^0 bezeichnete Größe entspricht der Energiemenge, welche mindestens in Form von elektrischer Energie für die Reaktion aufgebracht werden muss. Die Herleitung zum Zusammenhang zwischen elektrischer Arbeit und freier Enthalpie ist in Anhang 1 aufgeführt.

$$\Delta U_{rev}^0 = \Delta\varphi_{rev}^0 = -\frac{\Delta_R G_m^0}{z \cdot F} = -\frac{237,14 \text{ kJ} \cdot \text{mol}^{-1}}{2 \cdot 96\,485 \text{ C} \cdot \text{mol}^{-1}} = -1,229 \text{ V} \quad (3-20)$$

Wird für den Prozess der Wasserspaltung die benötigte Energiemenge rein elektrisch zugeführt, ergibt sich die notwendige Zellspannung in der Elektrolysezelle aus der Reaktionsenthalpie $\Delta_R H^0$ und wird als thermoneutrale Zellspannung ΔU_{th}^0 bezeichnet.

$$\Delta U_{th}^0 = \Delta \varphi_{th}^0 = -\frac{\Delta_R H_m^0}{z \cdot F} = -\frac{285.83 \text{ kJ} \cdot \text{mol}^{-1}}{2 \cdot 96\,485 \text{ C} \cdot \text{mol}^{-1}} = -1.481 \text{ V} \quad (3-21)$$

Anhand der thermoneutralen Zellspannung $U_{th}^0 = 1.48 \text{ V}$ lässt sich beim Elektrolyseprozess der ideale spezifische Energiebedarf zur Herstellung eines Kubikmeters Wasserstoff im Normzustand herleiten.

$$\left. \begin{array}{l} P = U \cdot I \\ n = \frac{I}{z \cdot F} \\ t = \frac{z \cdot F}{p \cdot V} \end{array} \right\} \frac{P \cdot t}{V_N} = \frac{|U_{th}^0| \cdot p_N \cdot z \cdot F}{R \cdot T_N} = 3.54 \frac{\text{kWh}_{\text{elektr}}}{\text{m}^3 (\text{H}_2 \text{ i.N.})} \quad (3-22)^1$$

P	elektr. Leistung in W
U	Spannung in V
I	Stromstärke in A
n	Stoffmenge in mol
t	Zeit in s
z	Ladungszahl

F	Faradaykonstante $F = e_0 \cdot N_A = 96\,485 \frac{\text{C}}{\text{mol}}$
p	Druck in Pa
V	Volumen in m^3 , V_N (i.N.)
R	allgemeine Gaskonstante $R = 8.3144 \frac{\text{J}}{\text{K mol}}$
T	Temperatur in K

Somit lässt sich auch über die Angabe des spezifischen Energiebedarfs von Elektrolysesystemen ein thermodynamisch basierter Vergleich zum Elektrolyseprozess in einem idealen System anstellen.

Überspannungen

Die in der Praxis aufzuwendende Energiemenge für die Wasserelektrolyse ist aufgrund von im realen System auftretenden Verlusten höher, wodurch der theoretisch aufzubringende Spannungswert um weitere Überspannungsanteile ($U_{Anode}, U_{Kathode}$) zur Klemmenspannung U_{Kl} erhöht wird.

$$U_{Kl}(I) = U_{rev}(p, T, c) + U_{Anode} + U_{Kathode} + I \cdot R_Z \quad (3-23)$$

Die entsprechenden ohmschen Widerstände R_Z treten in den elektrischen Leitern wie den Elektroden, der Membran und dem Elektrolyten auf. Die Leitfähigkeit des Elektrolyten ist stark temperatur- und konzentrationsabhängig. Ebenso haben sich im Elektrolyten befindliche Gasblasen einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss, da diese den effektiven Querschnitt wesentlich verringern können. Zu den nicht-ohmschen Überspannungsanteilen gehört die Durchtrittüberspannung. Diese tritt an der Grenzfläche zwischen Elektrode und Elektrolyt auf und wird durch die kinetische Hemmung des Elektronenübergangs während der elektrochemischen Reaktion hervorgerufen. Bei hohen Stromdichten erhöht sich der Einfluss der Konzentrationsüberspannung, welche durch den begrenzten Stofftransport von elektrochemisch aktiven Verbindungen zum Reaktionsort bedingt wird. Eine zusätzliche Hemmung kann die Reaktionsüberspannung bei gekoppelten bzw. vor- oder nachgelagerten Reaktionen sowie die Bedeckung der Elektroden und die Verunreinigung der Katalysatorfläche oder der Membran darstellen. Der sich durch diese zusätzlichen Widerstände ergebende erhöhte Leistungsaufwand dient nicht direkt dem Elektrolyseprozess, sondern wird in der Zelle zu Wärme umgewandelt.

¹ $\frac{P \cdot t}{V_N} = \frac{1.48 \text{ V} \cdot 101\,325 \text{ Pa} \cdot 2 \cdot 96\,485 \frac{\text{C}}{\text{mol}}}{8.314 \frac{\text{J}}{\text{mol} \cdot \text{K}} \cdot 273.15 \text{ K}} \cdot \frac{\text{h}}{3\,600 \text{ s}} \cdot \frac{\text{k}}{1\,000} = \frac{3.5396 \text{ kWh}}{\text{m}^3 (\text{H}_2 \text{ i.N.})}$

$\left[\frac{P \cdot t}{V} \right] = \frac{\text{V}}{1} \cdot \frac{\text{Pa}}{1} \cdot \frac{\text{C}}{\text{mol}} \cdot \frac{\text{h}}{\text{s}} \cdot \frac{\text{mol} \cdot \text{K}}{\text{J}} \cdot \frac{1}{\text{K}} = \frac{\text{W}}{\text{A}} \cdot \frac{\text{N}}{\text{m}^2} \cdot \frac{\text{A} \cdot \text{s}}{\text{mol}} \cdot \frac{\text{h}}{\text{s}} \cdot \frac{\text{mol} \cdot \text{K}}{\text{N} \cdot \text{m}} \cdot \frac{1}{\text{K}} = \frac{\text{Wh}}{\text{m}^3}$

3.4 F&E-Arbeiten auf dem Gebiet der Wasserelektrolyse

AEL

Bei der Entwicklung der alkalischen Elektrolyse ist die Erhöhung der Stromdichte eines der zentralen Themenfelder. Dieses soll durch neuartige Komponenten und Zellkonzepte realisiert werden. Hierzu werden Zellgeometrien und 3D-strukturierte Elektroden erprobt und Untersuchungen zur Zweiphasenströmung durchgeführt. Zur Verringerung der Überspannung wird ein weiterer Fokus in der Katalysatorforschung gelegt. Einhergehend wird die Entwicklung von Verfahren zur Fertigung von Elektroden und zum Aufbringen von elektrochemisch aktiven Katalysatorschichten vorangetrieben. Weitere Forschung wird in Richtung der Membransynthese und der Untersuchung von Kontaktwiderständen an Bipolarplatten unternommen. Auf verfahrenstechnischer Seite sind die Erhöhung der Gasreinheit, insbesondere im Teillastbetrieb sowie die Erhöhung des Druckbereiches zentrale Themen. Auch die Erhöhung des Temperaturbereiches und das Wärmemanagement bilden Untersuchungsbereiche, wobei gleichzeitig auch die Themenfelder Lebensdauer und Degradationsbeständigkeit adressiert werden. Eine Kostenreduzierung wird im Herstellungsprozess und der industriellen Serienfertigung sowie der Modularisierung der Systeme gesehen.

PEMEL

Bei der PEM-Elektrolyse werden in mehreren Bereichen Entwicklungspotentiale adressiert. Im Bereich der Stackentwicklung liegt der Fokus auf der Materialforschung und der Erprobung fortschrittlicher Zellkonzepte. Eine Effizienzerhöhung soll durch verbesserte, degradationsbeständige Katalysatoren und höhere Betriebstemperaturen erreicht werden. Hierdurch soll eine Erhöhung der aktiven Fläche und eine Reduzierung der Katalysatorbeladung ermöglicht werden. Auch sollen neue Beschichtungsverfahren entwickelt und etabliert werden. Seitens der Membranen wird eine Verbesserung hinsichtlich der Erhöhung der elektrischen Leitfähigkeit und der Verbesserung des Gasseparationsvermögens angestrebt. Ein weiterer wesentlicher Faktor hierbei ist die Dickenreduzierung unter Erhalt der Langzeitstabilität. Zur Kostenreduzierung werden vor allem Konzepte hinsichtlich des Anlagen-Scaleups, der Serienfertigung und der Optimierung der Nebenanlagen untersucht. Ebenso wird eine weitere Druckerhöhung der Systeme geplant. (Schmidt et al. 2017), (Forschungsnetzwerke Energie 2021)

4 Erstellung der Modellkomponenten

Für die Simulation zur Bewertung der in Kapitel 7 dargestellten wasserstoffbasierten Systempfade wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Power-to-Gas-Systemmodell erstellt und hierfür die einzelnen in den Betrachtungen vorkommenden Systemkomponenten modelliert. Die zentrale Komponente stellt die alkalische Elektrolyseanlage dar, für dessen Modellierung vom Autor praktische Untersuchungen an einer realen Anlage durchgeführt und ausgewertet wurden. Die verwendeten Input-Zeitreihen basieren auf realen Wetterdaten (Windkraft und Photovoltaik), studienbasierten Daten (Residuallasten) und standardisierten Lastprofilen.

Für die jeweiligen Systempfade wurden die Komponenten in der Modellierungsumgebung miteinander verknüpft und die Logik entsprechend des technischen Betriebsführungskonzeptes implementiert. Das Modell wurde in Abhängigkeit des Anwendungsfalles mit Parametern zur Technologiefortschreibung und zur Beachtung von Skaleneffekten erweitert.

4.1 Beschreibung der verwendeten Zeitreihen

4.1.1 Windkraft

Als Datenbasis für die in der Simulation verwendeten Windleistungs-Zeitreihen werden die Anlagendaten von insgesamt 12 realen Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von jeweils 2 MW verwendet. Der Standort dieser Windkraftanlagen sind zwei Windfelder im Umfeld von Berlin. Die Daten liegen in 5-minütiger Auflösung für die Jahre 2012 bis 2014 vor. Zur Erstellung eines repräsentativen Jahresprofils wird der arithmetische Mittelwert der erbrachten Arbeit über alle Anlagen und Jahre gebildet. Hierfür ergibt sich ein durchschnittlicher Nutzungsgrad von 2 931 Volllaststunden, welches wie in Kapitel 2.1.1 dargestellt einem gemäßigt windreichen Standort entspricht. Zur weiteren Aufbereitung der Kurven erfolgt eine Skalierung der vorliegenden Leistungsprofile auf die durchschnittlichen Volllaststunden und daraufhin eine zeitbasierte Aufteilung der Leistungswerte in Leistungsbänder von 5 % der installierten Anlagenleistung. Diese Verteilung ist in Abbildung 4-1 dargestellt. Die Aufteilung des Leistungsgradienten erfolgt in Leistungsgradientenbändern von 1 % der installierten Anlagenleistung (Abbildung 4-2). Hierbei wird die Änderung der Leistung innerhalb von 5 Min. betrachtet, wobei auch Änderungen in kleineren Zeitintervallen möglich sind. Für beide Betrachtungen wird als Vergleich der mehrjährige, arithmetische Mittelwert der einzelnen Anlagen-Leistungsbänder gebildet. Dabei ist ersichtlich, dass Windkraftanlagen den zeitlich überwiegenden Teil bei kleiner Leistung operieren und prozentual gesehen, vorwiegend niedrige Laständerung erfahren.

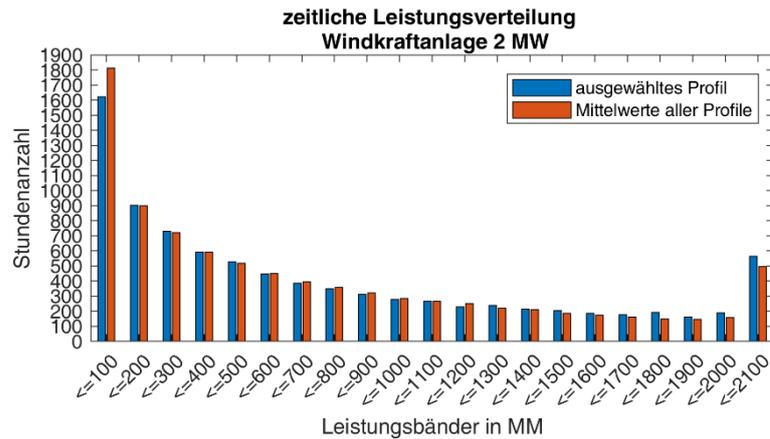


Abbildung 4-1: zeitliche Leistungsverteilung, Referenzprofil Windkraft

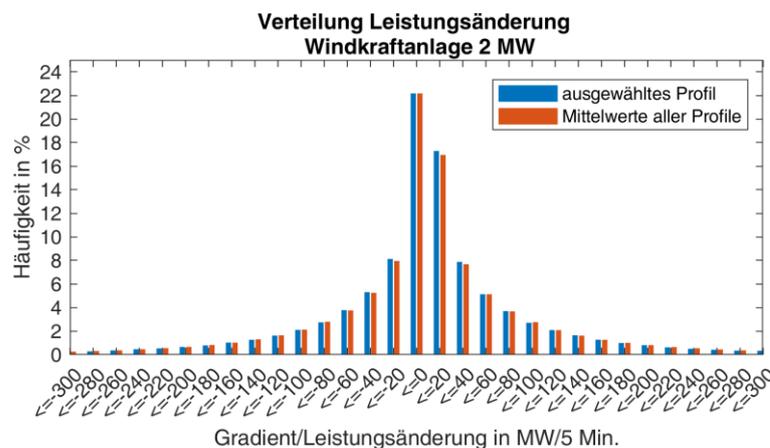


Abbildung 4-2: Verteilung Leistungsänderung, Referenzprofil Windkraft

Anschließend wird die jeweilige Leistungs- und Gradienten-Verteilung mit den ermittelten Durchschnittswerten verglichen, wobei als Vergleichskriterien die normale sowie quadratische Abweichung und das Bestimmtheitsmaß berechnet werden. Die hierbei bestimmten Unterschiede zwischen den einzelnen Anlagen-Kurven sind sehr gering. Für die Leistungsverteilung liegt das Bestimmtheitsmaß aller Zeitreihen bei über 99.9 % und das der Gradientenverteilung bei der Mehrheit der Kurven bei ca. 98 %, trotz der sehr schmalen Bändereinteilung.

Anhand der Ergebnisse kommt es zur Auswahl einer Zeitreihe, welche in Abbildung 4-1 und Abbildung 4-2 als ausgewähltes Profil bezeichnet ist. Dieses Windleistungsprofil weist 3 129 VLS auf und wird als Zeitreihe für die Simulationen verwendet. Die Auswahl der Zeitreihe mit einer erhöhten Volllaststundenanzahl basiert auf der Annahme einer technologischen Weiterentwicklung. Die Jahresverteilung ist in Abbildung 4-3 als spezifische Leistung angegeben. Eine Regelmäßigkeit im Tagesverlauf ist nicht ersichtlich. Bei der Betrachtung der Monatssummen ist generell erkennbar, dass in den Wintermonaten ein höheres Windaufkommen als in den Sommermonaten vorliegt, wobei sich die Monatssummen der einzelnen Jahre sowohl qualitativ als auch quantitativ unterscheiden und nicht verallgemeinert werden können.

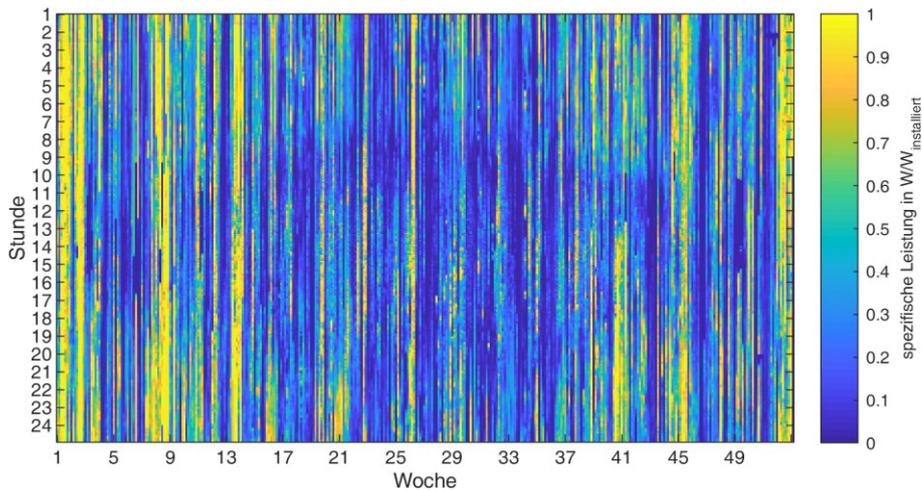


Abbildung 4-3: Jahresgang, Referenzprofil Windkraft

Für zukünftige Betrachtungen ist eine Aktualisierung der Zeitreihen des Windleistungsprofils sinnvoll. Moderne Anlagen besitzen eine höhere installierte Leistung und eine andere Nabenhöhe. Da in den verschiedenen Höhenschichten unterschiedliche Windgeschwindigkeiten herrschen kommt es zu einer Verschiebung des Energieerzeugungsprofils. Eine weitere Verschiebung kommt zustande, da neue Anlagen veränderte Kennlinien besitzen, welche den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Anlagenleistung bzw. prozentualer Anlagenleistung abbilden.

4.1.2 Photovoltaik

Als Ausgangsbasis für die Simulation stehen Photovoltaikzeitreihen mit Angabe der spezifischen Leistung als momentane Anlagenleistung je installierter Leistung zur Verfügung. Diese stammen von einem realen Photovoltaikfeld, ebenfalls in der Nähe von Berlin. Die über Jahrzehnte gemittelte Solareinstrahlung in Berlin beträgt ca. $1\,030\text{ kWh m}^{-2}$ und liegt somit entsprechend Kapitel 2.1.1 im deutschen Mittel. Die Daten liegen in 5-minütiger Auflösung für die Jahre 2012 bis 2014 vor. Für die Ermittlung eines Jahresprofils wird der arithmetische Mittelwert der erbrachten Arbeit über alle Anlagen und Jahre berechnet. Hierbei ergibt sich ein durchschnittlicher Nutzungsgrad von 960 Volllaststunden, auf welchen die vorhandenen Leistungsprofile skaliert werden. Unter Beachtung einer technologischen Weiterentwicklung wird ein Profil mit einer erhöhten Volllaststundenzahl von 991 für die Simulationen verwendet. Die Ausrichtung der Photovoltaikanlage mit welcher die Messwerte aufgenommen wurden weicht geringfügig von der optimalen Ausrichtung 180° Süden und einer Neigung von 30° ab. Zur Korrektur der Ausrichtung der Modulebene in die optimale Richtung werden die Zeitreihen mit dem Korrektur-Faktor 1.05 multipliziert. Die hierbei auftretende Verzerrung der Kurve, sowohl in qualitativer als auch quantitativer Hinsicht, wird aufgrund der geringen Differenz nicht betrachtet. Qualitativ weisen die Profile der drei betrachteten Jahre sowohl hinsichtlich Leistungsverteilung und Gradienten eine sehr große Ähnlichkeit auf. Bei deren Betrachtung ergeben sich jährlich ca. 7 000 Stunden in welchen eine spezifische Leistungsabgabe von kleiner 20 % erfolgt, wobei ca. 99 % der Leistungsänderungen (bezogen auf ein Zeitintervall von 5 Min.) kleiner als 3.5 % der installierten Gesamtleistung sind. Quantitativ ist in Abbildung 4-4 zu erkennen, dass zur Jahres- und zur Tagesmitte die höchsten Werte

zu verzeichnen sind und sich somit auch die höchste Stromproduktion ergibt. Als Photovoltaik-Referenzprofil wird der mit dem Windprofil in Einklang stehende Jahresgang gewählt.

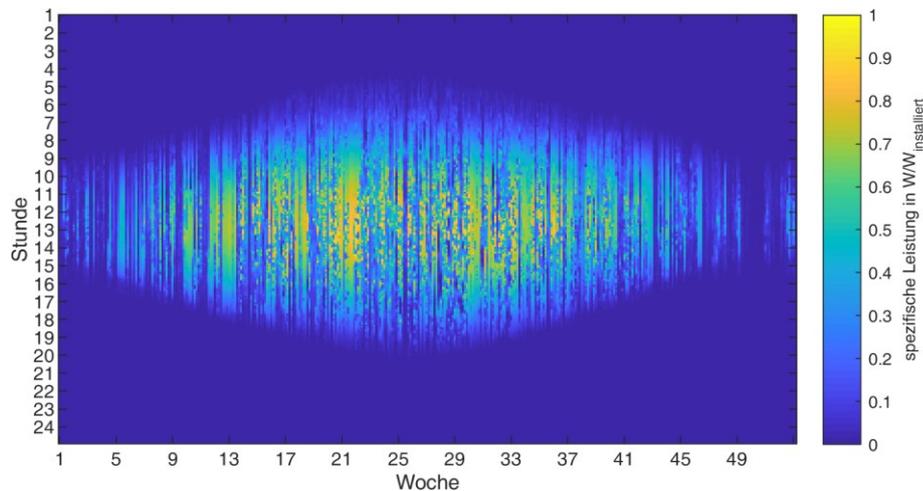


Abbildung 4-4: Jahresgang, Referenzprofil Photovoltaik

4.1.3 Temperatur

Zur Abbildung der Außentemperatur im Systemmodell wurde die Jahreskurve des Jahres 2012 aus dem Archiv des Deutschen Wetterdienstes verwendet. (DWD 2021) Die Messwerte wurden an einem Standort in Rand-Berlin in Bodennähe aufgenommen. Abbildung 4-5 zeigt den Jahresverlauf der in stündlicher Auflösung vorliegenden Werte.

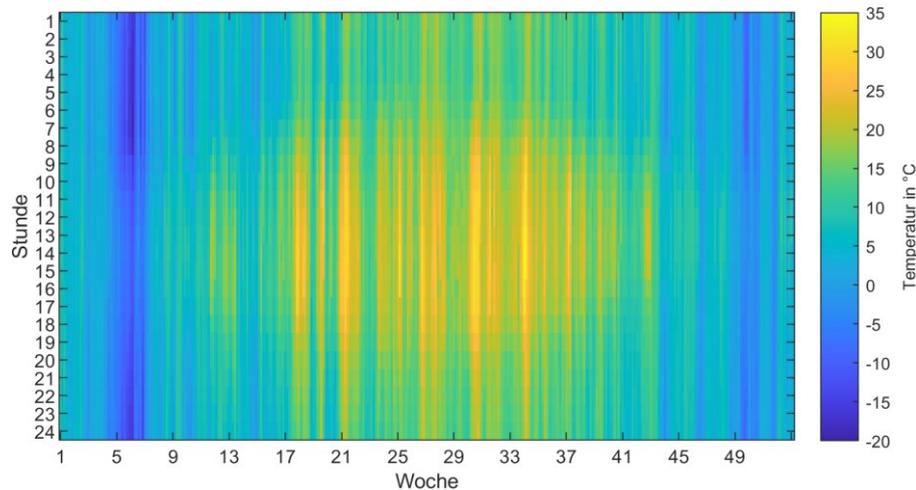


Abbildung 4-5: Jahresgang, Referenzprofil Temperatur

4.1.4 Residuallasten

Die verwendeten Zeitreihen zur Abbildung eines Systems mit Power-to-Hydrogen und Rückverstromung von Wasserstoff in großvolumigen Maßstab entstammen aus dem REMod-D-Modell (ISE 2013, 2016) und basieren auf angepassten Residuallastkurven (siehe Kap. 7.6.1). Im REMod-D-Modell erfolgt die Abbildung aller relevanten Energiesektoren Deutschlands. Die Systemgestaltung erfolgt hinsichtlich der Prämisse der Reduktion von CO₂-Emissionen unter Einsatz eines volkswirtschaftlichen Optimierers. Das zugehörige Szenario PtHy_4 ist in Kapitel 7.6.1 beschrieben, in welchem ebenfalls Angaben zu

den verwendeten Kurven, als abgewandelte Residuallasten gemacht wurden. Die verwendeten Zeitreihen betrachten die Jahre 2030 und 2050 und liegen in stündlicher Auflösung vor. Im Jahr 2030 liegt die mittels Power-to-Hydrogen umgesetzte elektrische Arbeit bei ca. 9 200 GWh mit einer maximalen Leistung von 4 GW und einer Betriebsstundenanzahl von 2 500. Für das Jahr 2050 erhöht sich die elektrische Arbeit der Elektrolyse auf ca. 142 700 GWh und die maximale elektrische Leistung auf 67 GW. Die Betriebsstundenanzahl beträgt 3 600. Für die Rückverstromung von Wasserstoff wird die vorliegende Rückverstromungskurve skaliert, sodass diese im Einklang mit der zuvor produzierten Wasserstoffmenge steht. Im Jahr 2030 wird an 3 600 Stunden Rückverstromung betrieben und im Jahr 2050 an 2 200 Stunden.

4.1.5 Strom-Abnahmeprofile Stadt

Grundlage des Abnahmeprofiles stellen die Standardlastprofile (SLP) des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft dar. (BDEW 2017) Generell werden diese für folgende Haupt-Abnehmergruppen entwickelt.

- H0 Haushalt, Privatverbrauch, gegebenenfalls geringfügig gewerblicher Bedarf
- G0 Gewerbe allgemein, Mittelwert der Gesamtgruppe
- L0 Landwirtschaft allgemein, Mittelwert der Gesamtgruppe

Die Lastprofile sind repräsentativ und stellen die tagesweise Charakterisierung der Stromabnahmen dar, wobei diese einer Abhängigkeit von Tagesarten und Saisonarten unterliegen. Durch die Aneinanderreihung von Tagesprofilen kann ein Jahresverlauf generiert werden.

Als Abnahmeprofile für die Stromversorgung einer Stadt wird in dieser Arbeit das H0D-Standardlastprofil in 15-minütiger Auflösung herangezogen. Dieses allgemeine Haushaltsprofil wurde mit der Dynamisierungsfunktion des BDEW als Jahresprofil dynamisiert. (BDEW 1999)

4.1.6 Wasserstoff-Abnahmeprofile Industrie

Die Wasserstoffabnahme der industriellen Anwendung wird unter der Annahme, dass die dortigen Prozesse im Regelfall im 24/7-Betrieb laufen als konstant angenommen. Der Bedarf an Wasserstoff wird auf 1 200 m³/h (i.N.) bzw. 0.03 kg/s festgelegt und entspricht dem Bedarf eines im südlichen Brandenburg ansässigen Industrieunternehmens.

4.2 Modellbeschreibung der Systemkomponenten

Die einzelnen technischen Hauptkomponenten der betrachteten Szenarien wurden in Matlab/Simulink abgebildet. Diese sind als dynamische arbeitende Komponenten ausgeführt, in welchen die Berechnung von Stoffwerten und Systemeigenschaften in Abhängigkeit der aktuellen Zustandsgrößen in sekundlicher Auflösung stattfindet. Besonderer Fokus liegt auf der Abbildung der Systemcharakteristik unter Beachtung von Massen- und Energiebilanzen. Die Teilmodelle besitzen diverse Eingangsparameter, aus welchen der Systemzustand und die gewünschten Ausgangsparameter berechnet werden und somit zu einem System verschalten werden können.

Für die Komponenten wird jeweils die im Modell hinterlegte Logik dargestellt und die den Berechnungen zugrundeliegenden elektrochemischen und physikalischen Zusammenhänge unter Angabe von Formeln erläutert.

Die angegebenen Formeln zur Berechnung von Stoffwerten sind im Bereich der in dieser Arbeit betrachteten Parameter gültig. Zur Verwendung der Formeln außerhalb dieser Arbeit wird empfohlen den in der jeweiligen Originalquelle angegebenen Gültigkeitsbereich zu überprüfen.

4.2.1 Windkraft- und Photovoltaikanlage

Eine Modellierung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt. Die Modellbildung würde dazu dienen ausgehend von Wetterdaten die Anlagenleistung und somit den Ertrag der Anlage zu simulieren. Da bereits reale Leistungs- und Ertragsdaten als Messwerte vorliegen (siehe Kap. 4.1.1 und Kap. 4.1.2) können diese direkt verwendet werden.

4.2.2 Wasserstoff-Speichertank

Der im Modell abgebildete Speichertank besitzt ein Speichervermögen von 300 kg Wasserstoff bei maximal 40 bar. Die Modellierung des Speichertanks dient der Berechnung des Tankdrucks und des Masseninhaltes sowie des Wasserstoffstromes beim Befüll- und Entleerungsvorgang. Hierbei werden die verschiedenen Stoffwerte berechnet, um die jeweiligen Zustandsgrößen des Wasserstoffes zu berechnen.

Tabelle 4-1: Speicher-Modell Input-/Output-Parameter

Eingangsdaten	geometrisches Volumen, Soll-Eingangs-Massenstrom Wasserstoff, Druck des Wasserstoffs am Eingang, Temperatur des Wasserstoffs am Eingang, Soll-Ausgangs-Massenstrom Wasserstoff, Umgebungstemperatur
Ausgangsdaten	Eingangs-Massenstrom Wasserstoff, Ausgangs-Massenstrom Wasserstoff, Masseninhalt Speicher, Wasserstoff-Druck im Speicher, Wasserstoff-Temperatur im Speicher, Anzahl notwendiger Tankwechsel, Massenstrom Wasserstoff Überströmventil
konstante Parameter	Initialwerte für Druck und Temperatur, zulässiger Mindest-/Maximaldruck, Geometriedaten, Gegendruck am Ausgang, Verlustrate, Druckwechselvermögen

In Abhängigkeit der von außen vorgegebenen Sollwerte wird im Betrieb grundlegend zwischen Ein- und Ausspeichervorgang unterschieden. Initial wird ausgehend vom festgelegten Minimaldruck (Puffergasanteil) und dem maximal zulässigen Druck die Berechnung der Grenzwerte von minimaler und maximaler Wasserstoffmasse im Tank durchgeführt. Es erfolgt eine Bilanzierung der in das System ein- und ausgespeisten Stoffmenge unter Beachtung der maximal zulässigen Massenströme. Neben der Hinterlegung der nachfolgend beschriebenen Logik wurden auch Wasserstoffverluste mittels einer Abdampftrate von 0.1 % je Tag berechnet und Aussagen zum Tankwechsel hinsichtlich des Druckwechselvermögens getroffen.

Der Befüllvorgang setzt als Grundbedingung das Vorhandensein eines Soll-Eingangsmassenstromes voraus. Ebenso muss der Eingangsdruck höher als der Tankdruck und der Tankfüllstand kleiner als der Maximalwert sein. Wenn der Tank fast voll oder die Gastemperatur im Tank zu hoch ist, findet eine

Begrenzung der Befüllrate statt. Aufbauend auf der Berechnung der Mischgastemperatur findet die Berechnung der Wasserstoffmasse im Tank und des Tankdruckes statt. Beim Überschreiten des maximalen Druckes wird ein Auslass von Wasserstoff über das Überströmventil simuliert.

Beim Entleerungsvorgang wird ein Soll-Ausgangsmassenstrom vorausgesetzt. Weitere Begrenzungen ergeben sich hinsichtlich des minimalen Füllstandes, der Unterschreitung der Minimaltemperatur und durch den Gegendruck der Endanwendung.

Thermische Betrachtungen

Eine zentrale Rolle der Berechnungen stellt die thermische Zustandsgleichung idealer Gase mit Realgasanpassungen für Wasserstoff dar (siehe unten). Zur Beschreibung des thermischen Verhaltens des Systems erfolgte die Berechnung der Mischgastemperatur T_{misch} entsprechend der Richmann'schen Mischungsregel.

$$\sum_{i=1}^n c_i \cdot m_i \cdot T_i = T_{\text{misch}} \sum_{i=1}^n c_i \cdot m_i \quad (4-1)$$

T_{misch}	Mischgastemperatur	T	Temperatur
c	spez. Wärmekapazität	i	chemische Spezies
m	Masse	n	Anzahl der Spezies

Für die Betrachtungen wird von einer homogenen Temperaturverteilung im Tank ausgegangen. Der Einfluss der Befüllungsgeschwindigkeit und des einhergehenden vertikalen Temperaturgradienten werden vernachlässigt.

Die Wärmekapazität C beschreibt das Verhältnis von zugeführter Wärmemenge und der resultierenden Temperaturänderung eines Stoffes. Bei isobarer Prozessführung entspricht die Wärmemenge der Änderung der Enthalpie und bei isochorer Prozessführung der Änderung der inneren Energie.

$$C_m = \frac{1}{n} \cdot \frac{\partial Q}{\partial T} \quad (4-2)$$

$$C_p = \left(\frac{\partial H}{\partial T} \right)_p \quad C_v = \left(\frac{\partial U}{\partial T} \right)_v \quad (4-3)$$

C_m	molare Wärmekapazität	p	Druck
Q	Wärme	V	Volumen
H	Enthalpie	T	Temperatur
U	innere Energie	n	Stoffmenge

Die Wärmekapazitäten verschiedener Stoffe bei Normaldruck werden in der Datenbank NIST (2020) als universelles, temperaturabhängiges Polynom angegeben. Nachfolgend sind die Parameter zur Berechnung der Wärmekapazitäten von Wasserstoff und Sauerstoff aufgeführt.

$$C_p^0 = A + B \cdot t + C \cdot t^2 + D \cdot t^3 + E \cdot t^{-2} \quad \text{in } \text{J} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1} \quad (4-4)$$

t	Temperatur in K/1000		
A	33.066178,	A	31.32234,
B	-11.363417,	B	-20.23531,
C	11.432816,	C	57.86644,
D	-2.772874,	D	-36.50624,
E	-0.158558	E	-0.007374

Unter Verwendung von in der NIST-Datenbank gegebenen Stoffwerte wurden in dieser Arbeit Polynome zur Berechnung der isobaren und isochoren Wärmekapazitäten von Wasserstoff und Sauerstoff als Funktion von Temperatur und Druck erstellt. Die Formeln und Parameter sind in Anhang 2 gegeben. Die Berechnung der Wärmekapazitäten weiterer Stoffe erfolgt in Kapitel 4.3.2.

Die mit der Druckänderung im Tank hervorgehende Temperaturänderung wurde entsprechend der isentropen Zustandsänderung berechnet.

$$T^\kappa \cdot p^{1-\kappa} = konst. \quad (4-5)$$

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (4-6)$$

T Temperatur p Druck	κ Isentropen- /AdiabateneXponent
-----------------------------	---

Weiterhin wurden Berechnungen zu Wärmeverlusten (siehe unten) und Betrachtungen zum Joule-Thomson-Effekt (siehe unten) durchgeführt. Durch den Joule-Thomson-Effekt wird die Abkühlung/Erwärmung von Gasen bei deren Expansion/Kompression beschrieben.

Wärmeübertragung

Die drei grundlegenden Mechanismen der Wärmeübertragung sind die Wärmeleitung, die Konvektion und die Wärmestrahlung. Den Speichertank betrachtend findet Energietransport durch das Ein- und Ausströmen eines Massenstromes an Wasserstoff, welcher thermische Energie enthält, statt. Die dem System durch diesen Mechanismus zugeführte oder aus dem System abgeführte Wärmemenge lässt sich anhand der Differenz der temperaturbehafteten Massenströme und deren Wärmekapazitäten berechnen.

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (4-7)$$

\dot{Q} ein-/ausgetragener Wärmestrom in W \dot{m} Massenstrom des Mediums in kg·s ⁻¹	c_p spez. Wärmekapazität des Mediums in J·kg ⁻¹ ·K ⁻¹ ΔT Temperaturdifferenz zur Bezugstemperatur in K
---	---

Wärmeleitung mit innerer und äußerer Konvektion (ohne Stoffaustausch) findet an der Behälterwand statt. Der Wärmestrom wird über die Mantel- und Deckfläche des Zylindertanks übertragen. Zur Berechnung für die Außenseite wird die Umgebungstemperatur im Freien herangezogen.

$$\dot{Q}_{Mantel} = \frac{2\pi \cdot l \cdot (T_i - T_a)}{\frac{1}{\alpha_i \cdot r_i} + \frac{\log\left(\frac{r_a}{r_i}\right)}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_a \cdot r_a}} \quad (4-8)$$

$$\dot{Q}_{Deck} = 2 \cdot \frac{\pi \cdot r_i^2 \cdot (T_i - T_a)}{\frac{1}{\alpha_i} + \frac{s}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_a}} \quad (4-9)$$

\dot{Q} Wärmestrom in W T Temperatur in K α Wärmeübergangskoeffizient in W·m ⁻² ·K ⁻¹ λ Wärmeleitfähigkeit in W·m·K ⁻¹	r Behälterradius in m l Behälterhöhe/-länge in m \square_i Behälterinnenseite \square_a Behälteraußenseite/Umgebung
---	--

Ein weiterer Mechanismus der Wärmeübertragung stellt die Wärmestrahlung dar. Diese wurde aufgrund ihres vergleichsweise geringen Einflusses im Modell nicht berücksichtigt.

$$\dot{Q}_{radiation} = \varepsilon \cdot \sigma \cdot (A_{Mantel} + 2 \cdot A_{Deck}) \cdot (T_{Körperoberfläche}^4 - T_{Umgebung}^4) \quad (4-10)$$

ε Emissionsgrad σ Stefan Boltzmann Konstante $\sigma = 5.67 \cdot 10^{-8} \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^4$	A Fläche in m ² T Temperatur in K
--	---

Im Modell wird ein 90 m³ Standardtank mit zulässigem Betriebsdruck von über 40 bar und einem zulässigen Temperaturbereich von -20 bis 49 °C abgebildet. Die Tankwandung ist mit einer Wandstärke von 30 mm und ohne Liner ausgeführt. Die zulässige Lastspielzahl beträgt 7 000 bei Druckwechsel

zwischen 0-50 bar bzw. 21 000 bei Druckwechsel zwischen 10-45 bar. Der einer Befüllung durch den Elektrolyseur mit max. 40 bar ergibt sich eine speicherbare Masse von 300 kg Wasserstoff.

Entsprechend des Datenblattes liegt die Wärmeleitfähigkeit des Stahles bei $\lambda=40-45 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ (bei $20 \text{ }^\circ\text{C}$). In der Literatur wird von mehreren Autoren der äußere Wärmeübergangskoeffizient α_a für den Wärmeübergang zwischen Tankwandung und der Umgebung im Bereich von $5-10 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ angegeben. (Woodfield et al. 2007; Melideo et al. 2014; Reddi et al. 2014; Bourgeois et al. 2018) Dieses entspricht dem Größenbereich des Wärmeübergangskoeffizienten von ruhender Luft an Metallwänden. Im Modell wird zur Anpassung an die Außenaufstellung des Behälters ein höherer Wärmeübergangskoeffizient von $\alpha_a=25 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ angenommen, welches im unteren Bereich mäßig bewegter Luft liegt. Eine explizite Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit wird nicht getroffen. Ebenso werden weitere Umwelteinflüsse wie Sonneneinstrahlung und Regen im Modell nicht beachtet. Der innere Wärmeübergangskoeffizient α_i zwischen dem im Tank gespeichertem Wasserstoff und der Tankwandung wird von mehreren Autoren im Bereich von $200-500 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ angegeben. Diese Werte entsprechen einer Schnellbefüllung von Hochdruckspeichern bis 350 bzw. 700 bar, wobei die höheren Werte bei einem geraden Einfüllstutzen auftreten. (Woodfield et al. 2007; Woodfield et al. 2008; Monde et al. 2012; Reddi et al. 2014; Bourgeois et al. 2018) Da die Befüllung im Modell deutlich langsamer vor sich geht und die Befüllzeit sich in einer höheren Größenordnung befindet, wird von einem geringeren Wärmeübergangskoeffizienten ausgegangen. Dieser wird im Modell während des Befüll- und Entleerungsvorganges zu $50 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ und im Stillstand zu $10 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ festgelegt.

Die über die Behälterwand zu-/abgeführten Wärmemenge Q bedingt eine Temperaturänderung ΔT des im Tank gespeicherten Gases.

$$Q = m \cdot c_v \cdot \Delta T \quad (4-11)$$

Reale Gase

Zur vereinfachten Beschreibung des Verhaltens von Gasen kann innerhalb gewisser Grenzen die thermische Zustandsgleichung idealer Gase verwendet werden.

$$p \cdot V = n \cdot R \cdot T \quad (4-12)$$

p Druck in Pa V Volumen in m^3 n Stoffmenge in mol	R allg. Gaskonstante $R = 8.3144 \frac{\text{J}}{\text{K mol}}$ T Temperatur in K
---	--

Aufgrund von real auftretender Wechselwirkungen zwischen den Molekülen ist es zweckmäßig die Abweichung zum realen Verhalten zu beschreiben. Eine Variante ist die Erweiterung der Gleichung um einen stoffabhängigen Realgasfaktor z (Kompressibilitätsfaktor).

$$z(p, T) = \frac{p \cdot V}{n \cdot R \cdot T} \quad (4-13)$$

Eine weitere Möglichkeit stellt die Einführung des Realanteiles dar, welcher die Differenz zwischen idealen und realen Verhalten angibt. Eine dritte Möglichkeit ist die Verwendung von Fugazitäten f bzw. Fugazitätskoeffizienten φ . Die Fugazität stellt einen korrigierten fiktiven Druck dar. Sie weist die gleiche physikalische Einheit wie der Druck auf und ist abhängig von der Temperatur und dem Druck. Der

Fugazitätskoeffizient φ ergibt sich aus dem Quotienten von Fugazität f und Druck p . (Lüdecke und Lüdecke 2020)

$$\varphi = \frac{f}{p} \quad (4-14)$$

Zur näherungsweisen Beschreibung des p-V-T-Verhaltens realer Gase wurden viele Ansätze entwickelt, welche einen möglich großen Zustandsbereich abdecken sollen, wobei zwischen Virialgleichungen, generalisierten Zustandsgleichungen und empirischen Zustandsgleichungen unterschieden wird. Eine theoretisch fundierte Art der Zustandsgleichungen stellen die Virialgleichungen dar. Die Virialgleichungen und deren Koeffizienten werden mittels statischer Thermodynamik aus den Potentialfunktionen der zwischenmolekularen Wechselwirkung abgeleitet. Das Realgasverhalten wird hierbei als Potenzreihenentwicklung von $p \cdot V_m$ oder z nach dem Druck p oder dem reziproken Molvolumen V_m dargestellt. (Klell et al. 2018)

$$z = \frac{p \cdot V_m}{R \cdot T} = 1 + B' \cdot p + C' \cdot p^2 + D' \cdot p^3 + \dots \quad (4-15)$$

$$z = \frac{p \cdot V_m}{R \cdot T} = 1 + \frac{B}{V_m} + \frac{C}{V_m^2} + \frac{D}{V_m^3} + \dots \quad (4-16)$$

Die Entwicklung der Potenzreihe kann in der Praxis aufgrund der abnehmenden Bedeutung nach dem zweiten oder dritten Glied abgebrochen werden.

$$\text{zweiter Virialkoeffizient } B, B' \quad B' = \frac{B}{RT} \quad \text{in Pa}^{-1} \quad (4-17)$$

$$\text{dritter Virialkoeffizient } C, C' \quad C' = \frac{C - B^2}{(RT)^2} \quad \text{in Pa}^{-2} \quad (4-18)$$

Angaben zur Größe des zweiten und dritten Virialkoeffizienten von Wasserstoff und Sauerstoff wurden in den Veröffentlichung von LeRoy und Bowen (1980) und Balej (1985b) gegeben. Mittels dieser lässt sich durch Einsetzen in Formel (4-15) der dimensionslose Realgasfaktor bestimmen.

$$\text{Wasserstoff} \quad B'_{H_2} = \frac{0.24656}{T} - \frac{22.3345}{T^2} \text{ in bar}^{-1}, \quad C'_{H_2} = \frac{-0.11156}{T^2} + \frac{1.8458}{T^{2.5}} + \frac{11.0135}{T^3} - \frac{498.832}{T^4} \text{ in bar}^{-2} \quad (4-19)$$

$$\text{Sauerstoff} \quad B'_{O_2} = \frac{0.51236}{T} - \frac{209.274}{T^2} \text{ in bar}^{-1}, \quad C'_{O_2} = \frac{-0.63919}{T^2} + \frac{8.89}{T^{2.5}} + \frac{214.45}{T^3} - \frac{4.3795 \cdot 10^4}{T^4} \text{ in bar}^{-2} \quad (4-20)$$

Nach Anwendung der Formeln ergibt sich für Wasserstoff für den Druckbereich bis 40 bar(g) (Druckelektrolyseur) ein Realgaskoeffizient von ca. 1.02. Bei höheren Drücken liegt der Koeffizient im Bereich von 1.05 bei 100 bar(g) (Röhrenspeicher) bzw. 1.1 bei 200 bar(g) (Untergrundspeichern). Dieses deckt sich mit den Darstellungen in Klell et al. (2018). Bei Anwendung der thermischen Zustandsgleichung idealer Gase ohne Korrekturfaktor würde für den letztgenannten Fall eine um 10 % zu große Masse berechnet werden.

Modifizierte Virialgleichungen wurden von Kamerlingh Onnes und Benedict-Webb-Rubin entworfen.

Aufbauend auf den thermischen Zustandsgleichungen idealer Gase wurde von van der Waals das Verhalten realer Fluide beschrieben. Unter Beibehaltung der Struktur der Grundgleichung wurde diese um additive Terme der Zustandsgrößen Druck und Volumen ergänzt. Somit können Eigenschaften von Gasteilchen und das Verhalten realer Fluide qualitativ beschrieben werden. Insbesondere vermag die

van-der-Waals-Gleichung das Eigenvolumen der Gasmoleküle und deren anziehende Wechselwirkung zu beschreiben.

$$\text{intensive Form} \quad \left(p + \frac{a}{V_m^2}\right) \cdot (V_m - b) = R \cdot T \quad (4-21)$$

$$\text{extensive Form} \quad \left(p + \frac{n^2 \cdot a}{V^2}\right) \cdot (V - n \cdot b) = n \cdot R \cdot T \quad (4-22)$$

Die Konstanten a und b sind fluidspezifisch und werden experimentell ermittelt. Die Stoffkonstante a wird als Kohäsionsdruck oder Binnendruck bezeichnet und stellt den Anziehungskoeffizienten der Moleküle dar, welcher einer vereinfachten Darstellung der zwischenmolekularen Kräfte entspricht. b wird als Kovolumen oder starres Eigenvolumen der Gasmoleküle bezeichnet. Beide Konstanten weisen in den Betrachtungen der van-der-Waals-Gleichung keine Abhängigkeit von Druck und Temperatur auf. Durch Umformung der van-der-Waals-Gleichung mittels Reihenentwicklung kann diese in Form der Virialgleichung gebracht werden und unter der Voraussetzung eines gemäßigten Druckes ein Zusammenhang zwischen den van-der-Waals-Konstanten und dem zweiten Virialkoeffizienten hergestellt werden. (Lüdecke und Lüdecke 2020)

$$B' = \frac{b - \frac{a}{R \cdot T}}{R \cdot T} \quad \text{in Pa}^{-1} \quad (4-23)$$

$$B = b - \frac{a}{R \cdot T} \quad \text{in m}^3 \cdot \text{mol}^{-1} \quad (4-24)$$

Bei realen Gasen besitzen die innere Energie und die Enthalpie zusätzlich zur Temperaturabhängigkeit auch eine Abhängigkeit bezüglich des Druckes und des Volumens. Die Expansion realer Gase führt somit zu einer Änderung der inneren Energie und der Enthalpie. Die einhergehende Temperaturänderung bei adiabater Expansion ohne äußere Arbeitsleistung (isenthalper Prozess) wird durch den Joule-Thomson-Effekt beschrieben und stellt ein Maß für die Abweichung zum idealen Gasverhalten dar. Durch den Joule-Thomson-Koeffizienten μ_{JT} wird die Richtung und Stärke der mit der Druckänderung verbundenen Temperaturänderung angegeben.

$$\mu_{JT}(p, T) = \left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_H \quad (4-25)$$

Der Joule-Thomson-Koeffizient ist stoffspezifisch und vom Druck und der Temperatur abhängig. Zur Berechnung in größeren Druck- und Temperaturbereichen muss der Koeffizient über den Bereich integriert oder näherungsweise ein mittlerer Koeffizient verwendet werden. Je nach Vorzeichen des Joule-Thomson-Koeffizienten findet bei der Expansion eine Abkühlung ($\mu_{JT} > 0$) oder eine Erwärmung ($\mu_{JT} < 0$) des Gases statt. Bei $\mu_{JT} = 0$ findet keine Temperaturänderung statt. Den Umschlagspunkt zwischen positiven und negativen Joule-Thomson-Koeffizienten stellt die Inversionstemperatur $T_I(p)$ dar, welche druckabhängig ist.

$$T_I = \frac{2 \cdot a}{R \cdot b} \quad \text{in K} \quad (4-26)$$

Der Joule-Thomson-Koeffizient und die Inversionstemperatur eines Gases können aus der thermischen Zustandsgleichung berechnet werden. Für die vereinfachte und vollständige van-der-Waals-Gleichung ergeben sich somit folgende Zusammenhänge. (Lüdecke und Lüdecke 2020)

$$\text{vereinfacht} \quad \mu_{JT}(p, T) = \frac{1}{C_{p,m}} \cdot \left(\frac{2 \cdot a}{R \cdot T} - b \right) \quad \text{in K} \cdot \text{Pa}^{-1} \quad (4-27)$$

$$\text{vollständig} \quad \mu_{JT}(p, T) = \frac{1}{C_{p,m}} \cdot \left(\frac{2 \cdot a}{R \cdot T} - b - \frac{3 \cdot a \cdot b \cdot p}{(R \cdot T)^2} \right) \quad \text{in K} \cdot \text{Pa}^{-1} \quad (4-28)$$

Die van-der-Waals-Konstanten erhält man durch Bildung der ersten und zweiten Ableitung dp/dV der van-der-Waals-Gleichung (4-21) am kritischen Punkt.

$$a = \frac{27}{64} \cdot \frac{R^2 \cdot T_k^2}{p_k} \quad \text{in Pa} \cdot \text{m}^6 \cdot \text{mol}^{-2} \quad (4-29)$$

$$b = \frac{1}{8} \cdot \frac{R \cdot T_k}{p_k} \quad \text{in m}^3 \cdot \text{mol}^{-1} \quad (4-30)$$

| T_k kritische Temperatur, $T_{k,H_2} = 33.2 \text{ K}$

| p_k kritischer Druck, $p_{k,H_2} = 13.15 \cdot 10^5 \text{ Pa}$

Somit ergibt sich für Wasserstoff a zu $0.0244 \text{ Pa} \cdot \text{m}^6 \cdot \text{mol}^{-2}$ und b zu $2.624 \cdot 10^{-5} \text{ m}^3 \cdot \text{mol}^{-1}$. Bei $25 \text{ }^\circ\text{C}$ und 1 bar ergibt sich $C_{p,m} = 28.79 \text{ J} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ und $\mu_{JT} = -0.023 \text{ K} \cdot \text{bar}^{-1}$.

Weitere Zustandsgleichungen zur Abbildung des Joule-Thomson-Effektes wurden von Hosseini und Khoshsima (2020) zusammengefasst.

4.2.3 Wasserstoff-Röhrenspeicher

Das Modell des Röhrenspeichers ist analog zum Modell des Wasserstoff-Speichertanks aufgebaut. Unterschiede bestehen in den geometrischen Abmaßen und im Druckbereich, wodurch sich die zu speichernde Masse an Wasserstoff unterscheidet sowie in der Befüllgeschwindigkeit. Das Speichervermögen des Röhrenspeichers beträgt $43\,200 \text{ kg}$ bei 90 bar . Dieses entspricht einem geometrischen Volumen von $5\,000 \text{ m}^3$, bei einem Durchmesser von 1.4 m . Die Wandstärke des Speichertanks beträgt 30 mm . Ein weiterer Unterschied besteht in der Wärmeübertragung durch den Einfluss der Bodentemperatur. Die Werte für den inneren Wärmeübergangskoeffizienten und die Wärmeleitfähigkeit wurden analog zum Tankmodell gewählt.

4.2.4 Wasserstoff-Kavernenspeicher

Die Struktur des Kavernenmodells entspricht ebenfalls der des Tankmodells. Anpassungen wurden analog zu den des Röhrenspeichers vorgenommen. Die im Modell abgebildete Salzkaverne besitzt ein geometrisches Volumen von $500\,000 \text{ m}^3$ und befindet sich in einer mittleren Teufe von ca. $1\,000 \text{ m}$. Der Maximaldruck beträgt 190 bar bei einem Kissengasanteil von 60 bar . Das Kissengas wird benötigt um den notwendigen Druck aufrechtzuerhalten, um ein Eindringen von Wasser zu verhindern und die Stabilität der Kaverne sicherzustellen. Aus der Differenz zwischen Kissengasanteil und dem maximalen Kavernendruck ergibt sich die Arbeitsgas-Kapazität. Die Begrenzung des maximalen Druckgradienten in der Kaverne beträgt 10 bar/Tag . (Planet GbR 2014) Diese ergibt sich nicht durch die Kopfanlage, sondern durch die Anforderungen des Deckgebirges. Dieser Wert ist somit nicht anpassbar und darf auch nicht kurzfristig überschritten werden. Die Temperatur des umliegenden Gesteins wurde mit $45 \text{ }^\circ\text{C}$ als konstant angenommen. Dieses entspricht auch den Ausführungen von Ozarslan (2012) und Maton et al. (2013), wobei erstgenannter eine Gleichung der Gesteinssalzttemperatur in Abhängigkeit der Teufe angibt. Die Parameter für den Wärmeübergang wurden analog zum Tankmodell gewählt.

$$\vartheta = 12 + 0.03 \cdot H \quad (4-31)$$

| ϑ Temperatur in °C

| H Teufe in m

Als Wärmeübergangskoeffizient wird vereinfacht ein konstanter Wert von $\alpha=30 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ angenommen. (Li et al. 2019) Die Kaverne wird als zylinderförmig und formstabil angesehen. Biologische Reaktionen durch Bakterien sind im Modell nicht abgebildet. Es wird angenommen, dass der Wasserstoff in der Kaverne mit Wasser gesättigt ist.

4.2.5 Wasserstoff-Verdichter

Die Speicherung von Wasserstoff bei Speicherdrücken, welche den Druck der Elektrolyseanlage übersteigen erfordert eine vorherige Verdichtung. Entsprechend den Untersuchungen von Onda et al. (2004) ist die atmosphärische Elektrolyse mit anschließender Kompression des Wasserstoffes energieaufwendiger als die Druckelektrolyse mit vorangegangener Verdichtung des Feed-Wassers bei rein theoretischer Betrachtung des idealen Energieaufwandes bei Elektrolyseprozess und Verdichtung. Nach diesem Gesichtspunkt ist die Druckelektrolyse zu bevorzugen und ggf. die direkte Einspeisung vom Elektrolyseur in den Speichertank möglich. Zur Speicherung des Wasserstoffes in Kavernen, deren Druck den der Elektrolyseanlage signifikant übersteigt, wird eine weitere Kompression erforderlich. Kompressoren hoher Leistungsklassen verfügen über einen hohen Durchsatz an Wasserstoff, welcher bei der Komprimierung erwärmt wird. Die Höhe der Temperaturänderung ist wesentlich abhängig vom Druckverhältnis des Kompressors. Eine Endtemperatur von 200 °C sollte nach Böge (2009) nicht überschritten werden und somit das Druckverhältnis je Stufe nicht größer als drei bis vier sein. In Bensmann et al. (2016) wird eine maximale Verdichtertemperatur von 135 °C angegeben. Eine Abfuhr der durch die Verdichtung entstandenen Wärmemenge ist auch bei Kühlung nur eingeschränkt möglich, wodurch der Vorgang annähernd als adiabat beschrieben werden kann. Eine isotherme Kompression wird aufgrund des geringeren Leistungsbedarfs angestrebt. Zur Annäherung an die isotherme Verdichtung wird die Kompression in mehrere Stufen mit Zwischenkühlung unterteilt. Die Zwischenkühlung benötigt Energie, verringert aber im Vergleich zum stufenlosen adiabaten Prozess den Kompressionsenergiebedarf in den folgenden Kompressionsstufen sowie die Endtemperatur. Um das Gas auf Ausgangstemperatur zurück zu kühlen, muss die gesamte adiabate Verdichtungsleistung durch isochore Kühlung abgeführt werden. Bei Schnellbefüllungen von Speichern kann das Konzept der Vorkühlung angewandt werden. Ggf. ist bei wasserdampfhaltigem Wasserstoff eine Entwässerung durch Kondensatbildung in den Kühlern notwendig. Bei mehrstufigen Verdichtern wird der Arbeitsbedarf am geringsten wenn das Druckverhältnis in allen Stufen gleich ist. In diesem Fall ergibt sich das Gesamtdruckverhältnis aus der Multiplikation der einzelnen Druckverhältnisse der Stufen. Folglich ist bei vollständiger Rückkühlung auch der Arbeitsaufwand in allen Stufen gleich und in Summe geringer als die Verdichtung in nur einer Stufe. Weiterhin gleichen sich die Verdichtungstemperaturen der Zwischenstufen, sofern bei gleichem Druckverhältnis nach jeder Stufe eine Rückkühlung auf Ausgangstemperatur erfolgt. Die technische Arbeit W_t beim Kompressionsprozess setzt sich aus der Volumenänderungsarbeit und den Verschiebearbeiten zusammen. Die folgend aufgeführten Formeln gelten für die adiabate Kompression.

$$W_{t,rev} = C_{p,m} \cdot z \cdot n \cdot T_1 \cdot \left(\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right)$$

$$= \frac{\kappa}{\kappa-1} \cdot z \cdot n \cdot R \cdot T_1 \cdot \left(\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right) = \frac{\kappa}{\kappa-1} \cdot z \cdot p_1 \cdot V_1 \cdot \left(\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right)$$
(4-32)

$$\frac{p_{zw}}{p_1} = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{1}{i}}$$
(4-33)

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad \frac{T_{zw}}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{1}{i} \cdot \frac{\kappa-1}{\kappa}}$$
(4-34)

$W_{t,rev}$	reversible, technische Arbeit in J	R	allg. Gaskonstante $R = 8.3144 \frac{J}{K \cdot mol}$
$C_{p,m}$	molare, isobare Wärmekapazität	κ	Isentropen- /Adiabatexponent $\kappa = \frac{C_{p,m}}{C_{v,m}}$
z	Realgasfaktor (Kompressibilitätsfaktor)	i	Anzahl der Druckstufen
n	Stoffmenge	\square_1	Anfangszustand
T	Temperatur	\square_2	Endzustand
p	Druck	\square_{zw}	Zwischenstufe
V	Volumen		

Die isotherme Kompressionsarbeit $W_{t,isotherm}$ beträgt hingegen:

$$W_{t,isotherm} = n \cdot R \cdot T \cdot \ln \left(\frac{p_2}{p_1} \right)$$
(4-35)

Die Wärmekapazitäten, der Isentropenexponent und der Realgasfaktor sind temperatur- und druckabhängig. Aufgrund der mit der Kompression einhergehenden Größe des Druck- und Temperaturbereiches sollte eine Anpassung der Werte vorgenommen werden. Die in Tabellenwerken aufgeführten Daten sind oftmals direkt für einen spezifischen Zustand angegeben. Zur Vereinfachung kann für einen einzelnen Stoff, sofern der Wertebereich relativ klein ist, mit der mittleren Wärmekapazität gerechnet werden. Hierbei ist die Wärmekapazität der mittleren Temperatur des Temperaturintervalls zu bestimmen.

$$C_m|_{\vartheta_1}^{\vartheta_2} = \frac{\int_{\vartheta_1}^{\vartheta_2} C_m dt}{\vartheta_2 - \vartheta_1} \quad \text{in } J \cdot mol^{-1} \cdot K^{-1}$$
(4-36)

$$C_m|_{\vartheta_1}^{\vartheta_2} = \frac{C_m|_{0^\circ C}^{\vartheta_2} \cdot \vartheta_2 - C_m|_{0^\circ C}^{\vartheta_1} \cdot \vartheta_1}{\vartheta_2 - \vartheta_1} \quad \text{in } J \cdot mol^{-1} \cdot K^{-1}$$
(4-37)

C_m	molare Wärmekapazität in $J \cdot mol^{-1} \cdot K^{-1}$	ϑ	Temperatur in $^\circ C$
-------	--	-------------	--------------------------

Der Isentropenexponent berechnet sich nach $\kappa = C_{p,m} \cdot C_{v,m}^{-1}$. Zur Berechnung der isobaren und isochoren Wärmekapazitäten von Wasserstoff und Sauerstoff wurden, anhand der in NIST (2020) tabellierten Stoffwerte, Polynome als Funktion von Temperatur und Druck erstellt. Diese sind in Anhang 2 ersichtlich. Hierbei wird neben der Temperaturabhängigkeit auch eine Druckabhängigkeit deutlich, während der Isentropenexponent von Wasserstoff, wie in Abbildung A-1 (Anhang 2) dargestellt, keinen größeren Schwankungen unterliegt. Zur Vereinfachung der Berechnungen wurde im Verdichter-Modell ein konstanter Isentropenexponent verwendet. Gemittelt über den relevanten Druck- und Temperaturbereich (1-200 bar, 20-100 $^\circ C$) ergibt sich ein Wert von $\kappa = 1.41$, wobei die höchste Abweichung in diesem Bereich 0.015 (ca. 1 %) beträgt.

Die Verdichterleistung $P_{Verd.}$ lässt sich entsprechend des Stoffstromes des zu verdichtenden Mediums aus der technischen Arbeit unter Beachtung des mechanischen und isentropen

Verdichterwirkungsgrades η_{mech} und η_{is} bestimmen. Diese werden in EC (2003) exemplarisch als $\eta_{mech} = 0.9$ und $\eta_{is} = 0.75 - 0.85$ angegeben. Der im Modell angenommene Gesamtwirkungsgrad liegt bei 0.72 und unterliegt einer Technologiefortschreibung. Für die modellhafte Abbildung im Betrachtungsjahr 2030 wird dieser auf 0.75 und für das Jahr 2050 auf 0.77 festgelegt.

$$P_{Verd.} = \frac{W_t}{t} \cdot \frac{1}{\eta_{mech}} \cdot \frac{1}{\eta_{is}} \quad \text{in W} \quad (4-38)$$

$\left. \begin{array}{l} P_{Verd.} \\ W_t \\ t \end{array} \right\}$	$\begin{array}{l} \text{Verdichterleistung in W} \\ \text{technische Verdichterarbeit in J} \\ \text{Zeit in s} \end{array}$	$\left. \begin{array}{l} \eta_{mech} \\ \eta_{is} \end{array} \right\}$	$\begin{array}{l} \text{mechanischer Wirkungsgrad} \\ \text{isentropen Wirkungsgrad} \end{array}$
--	--	---	---

Um den Kompressor möglichst kontinuierlich betreiben zu können und somit einen Teillastbetrieb sowie on/off-Betrieb zu unterbinden erweist es sich als sinnvoll vor dem Kompressor einen Pufferspeicher vorzusehen. In diesem kann der Wasserstoff der Elektrolyseanlagen zwischengespeichert und anschließend kontinuierlich komprimiert werden.

Im Vergleich zur atmosphärischen Elektrolyse mit anschließender Gaskompression wird bei der Druckelektrolyse kein zusätzlicher Gaskompressor benötigt bzw. es kommt zu einer Verringerung der notwendigen Kompressionsstufen. Bei der Druckelektrolyse wird Wasser als Edukt per Hochdruckpumpe komprimiert und dem System zugeführt. Die benötigte Pumpenleistung (siehe Formel (4-71)) dient zur Überwindung des Druckunterschiedes, wobei die Förderhöhe vernachlässigbar ist. Sie ist wesentlich geringer als die zur Kompression der äquivalenten Menge an Wasserstoff benötigten Leistung. Bei der Druckelektrolyse ist jedoch der geringfügig erhöhte Energiebedarf für den Elektrolyseprozess im Stack und der zusätzliche konstruktive Aufwand, welcher mit Druckanwendungen einhergeht zu beachten.

Untersuchungen zur Effizienz im Hinblick auf den Einfluss des Elektrolyseurbetriebsdruckes und dem finalen Speicher-/Lieferdruck der Power-to-Gas-Anwendung wurden von Bensmann et al. (2016) durchgeführt. Ebenso widmete sich Roy et al. (2006) weiteren Effizienzbetrachtungen zum Vergleich von atmosphärischen und Druckelektrolyseuren.

4.2.6 Wasserstoff-Gasturbine

Im Modell der stationären Gasturbine wurden verschiedene Größenordnungen abgebildet. Mittels Parameterauswahl kann zwischen elektrischen Leistungen von 2 MW, 36 MW und 286 MW gewählt werden. Die leistungsspezifischen Kennlinien wurden basierend auf vordefinierten Elementen der Epsilon-Gasturbinenbibliothek erstellt. Die Software Epsilon dient der Berechnung von thermodynamischen Prozessen von Kraftwerken. (Steag 2021) Zur Abbildung des dynamischen Verhaltens der Gasturbinen wurden Kenngrößen aus der Fachliteratur entnommen und im Modell implementiert.

Zur Abbildung der Leistungscharakteristik in Matlab wurden Modelle existierender CH₄-Gasturbinen aus der Epsilon-Bibliothek verwendet. Grundlage stellen die in den Modellen hinterlegten Kennwerte und Kennlinien der Gasturbinen dar, aus welchen sich leistungsabhängige Brennstoffmassenströme berechnen lassen. Letztgenannte sind in Abbildung 4-6 für die drei modellierten Größenklassen der

Gasturbinen dargestellt. Zur Durchführung der Berechnungen mit Wasserstoff wurde eine Erhöhung der Rauchgastemperatur angenommen. Die Berechnung des Wasserstoff-Massenstromes erfolgte entsprechend des Brennstoffwärmemengenäquivalentes gemessen am Heizwert. Die für den Verbrennungsprozess und die Kühlung notwendige Luftmenge wurde ebenso angepasst. Um eine schnelle Performanceanpassung im Modell vornehmen zu können, wurde der Bedarf an Wasserstoff in der Leistungskennlinie mit einem externen definierbaren Parameter versehen. Um eine Technologiefortschreitung abzubilden wurde dieser Faktor im Zieljahr 2020 auf 100 %, im Jahr 2030 auf 97.5 % und im Jahr 2050 auf 92.5 % festgelegt.

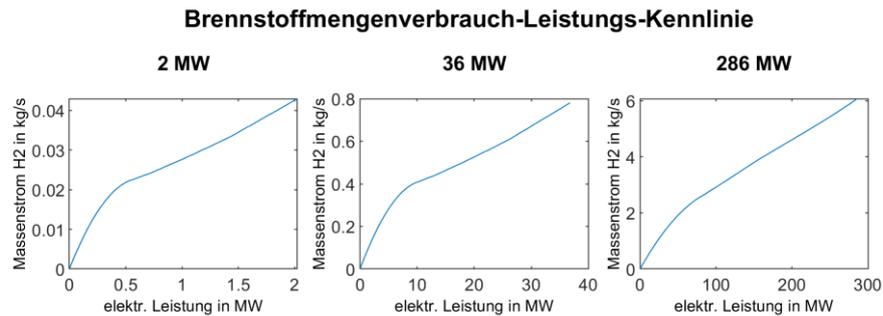


Abbildung 4-6: Kennlinie Wasserstoff-Brennstoffmengenverbrauch in Abhängigkeit der elektrischen Gasturbinen-Leistung

Grundlegend werden die in dieser Arbeit erstellten Gasturbinenmodelle hinsichtlich der maximalen elektrischen Leistung unterschieden. Neben der Begrenzung der maximalen Leistung unterscheiden sich die Varianten auch hinsichtlich der technisch begrenzten Teillastfähigkeit im Betrieb der Gasturbine und der Startleistung bei Netzsynchrisation. Die Startzeiten und die Hochfahrgeschwindigkeit sind abhängig vom Betriebszustand der Gasturbine und hängen somit auch von der Stillstandzeit ab. Die Anlagendynamik und das Teillastverhalten sind im Modell umgesetzt. Die positiven und negativen elektrischen Leistungsgradienten werden in Abhängigkeit der Last und des Betriebszustandes bestimmt. Ebenso ist eine Prozedur zum geordneten Hoch- und Runterfahren der Anlage hinterlegt. Der elektrische Eigenbedarf beim Anfahrprozess findet ebenfalls Beachtung.

Tabelle 4-2: Kennwerte Gasturbinenmodell

Max. elektr. Turbinenleistung	2 MW	36 MW	286 MW
Einschaltgrenze (Verhältnis Sollleistung zu max. elektr. GT-Leistung)	0.25	0.25	0.25
Startleistung bei Netzsynchrisation	0.15 MW	2.5 MW	20 MW
Anfahrzeit (Kaltstart bis Netzsynchrisation)	2 Min.	4 Min.	6 Min.
max. elektrischer Leistungsgradient im Warmzustand	19 %/Min.	14 %/Min.	9 %/Min.

Gasturbinen sind insbesondere für kurze Anfahrzeiten und schnelle Lastwechsel geeignet. Folgende Darstellung sind beispielhaft für eine Gasturbine vom Typ SGT5-4000F mit einer Nennleistung von 292 MW angegeben, welche der größten der drei im Modell abgebildeten Gasturbinen ähnelt. Beim Kaltstart nach längerem Stillstand wird die Gasturbine innerhalb von 1-2 Minuten mittels

generatorbetriebenen Anfahrumsrichter aus dem Stillstand oder aus sehr kleiner Drehzahl bis auf Zünddrehzahl (500-1000 Min.⁻¹) beschleunigt. Nach der Zündung wird die Gasturbine kontinuierlich weiter beschleunigt und ab einer Drehzahl von über 2000 Min.⁻¹ wird das Anfahrssystem außer Betrieb genommen. Danach beschleunigt das Verbrennungssystem weiter bis auf die Synchrondrehzahl von 3000 Min.⁻¹ (50 Hz) und nach insgesamt 6 Minuten findet Netzsynchrosynchronisation des Generators bei einer Leistungsbeaufschlagung von 20 MW statt. Die weitere Leistungssteigerung erfolgt mit 13 MW/Min. bzw. mit 5 % Generatorleistung je Minute, wobei Abweichungen in der Startdauer und den Anfahrgradienten je nach Fahrweise auftreten. Eine höhere Dynamik im Anlagenbetrieb mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten bis zu 20 %/Min. bedingt eine geringere Lebensdauer bzw. einen höheren Wartungsaufwand. Beim Abfahren der Gasturbine wird diese in der Leistung reduziert und entlastet, wobei diese daraufhin ungesteuert bis zur Übernahme der Drehvorrichtung ausläuft. Ein endgültiges Auskühlen ist nach einem Tag erfolgt, woraufhin der Wellenstrang stillgesetzt wird. Beim störungsbedingten Lastabwurf wird die Maschine schlagartig bis auf Leerlaufbetrieb entlastet. (DVGW 2013; Lechner und Seume 2019)

4.3 Modellierungsschwerpunkt Elektrolyse

Die Elektrolyseanlage stellt die wesentliche Komponente der Betrachtungen in der vorliegenden Arbeit dar. Zur Bewertung des Einsatzes in einem EE-Wasserstoff-System wurde im Rahmen dieser Dissertationsschrift ein dynamisches Modell eines skalierbaren, alkalischen Elektrolysesystems erstellt. Dieses teilweise phänomenologische Modell basiert auf Grundlage erhobener Messdaten und der Berechnung physikalischer und elektrochemischer Größen. Im Modell wurden Messdaten, Kennfelder und Funktionsprinzipien hinterlegt, welche unter maßgeblicher Mitwirkung des Autors am Wasserstoff- und Speicherforschungszentrum der BTU Cottbus - Senftenberg im Rahmen eines Forschungsprojektes (Fischer et al. 2018) an einem realen 100 kW Elektrolyseur (Baujahr 2012) ermittelt wurden. Nach Aussage des Elektrolyseurherstellers erfolgten in den nachfolgend umgesetzten Baureihen verfahrenstechnische Anpassungen, welche vor allem eine starke Verbesserung im Bereich der Gasqualität und der Nebenverbräuche bedingen. Dieses wird im Modell bereits berücksichtigt. Neben der verfahrenstechnischen Abbildung wurden auch Charakteristika der Systemdynamik und die Logik der Anlagensteuerung im Modell implementiert. Aufgrund des Detailgrades ist das Elektrolysemodell die ausschlaggebende Komponente für die Simulationsgeschwindigkeit des Gesamtsystems. Somit wurden Vereinfachungen unter Beibehaltung der grundlegenden Anlagencharakteristik getroffen.

Im Vergleich zum Testsystem wurden Anpassungen hinsichtlich der Elektrolyseurgröße und Bauart vorgenommen. Als Basisgröße des Elektrolyseurmodells wurde eine Leistungsgröße von 1 MW je Stack festgelegt, welche zur Verwendung im Power-to-Gas-Modell entsprechend der Anforderungen kaskadiert werden kann. Die schematische Abbildung eines Elektrolysesystems ist in Abbildung 4-7 dargestellt, welche auch die wesentlichen Kreisläufe und Stoffströme abbildet. Entsprechend dieses Prinzips wurden die Hauptkomponenten der Elektrolyseanlage sowie die Nebenanlagen in den

gezeigten Modellgrenzen abgebildet und die Wechselwirkung der Komponenten durch die Implementierung einer Steuerungslogik und mehrerer Regelkreise realisiert. Für die Elektrolyseurkomponenten des Zellstacks, der Gasabscheider und weiterer Hauptbestandteile des Elektrolyseurs wurden detaillierte Modelle unter Betrachtung von Zell-Spannung, Thermodynamik, Gasqualität und weiterer Systemparameter erstellt. Es erfolgte ebenso die Modellierung der Nebenanlagen (Transformator/Gleichrichter, Wasseraufbereitung, Kühlung, Gasreinigung- und Trocknung) und deren elektrischer Eigenverbrauch. Die Teilsysteme lassen sich frei parametrieren. Die allgemeine Funktionsweise des Elektrolyseurs ist in Kapitel 3.2.1 beschrieben. Diese Beschreibung dient zum Verständnis über das Zusammenspiel der nachfolgend beschriebenen Komponenten im Modell. Weiterhin wurden Module zur Ausgabe von Zeitreihen und Kennwerten erstellt. Innerhalb des Modells der Elektrolyseanlage wurde der Schwerpunkt auf die in den nachfolgenden Unterkapiteln beschriebenen Komponenten gesetzt.

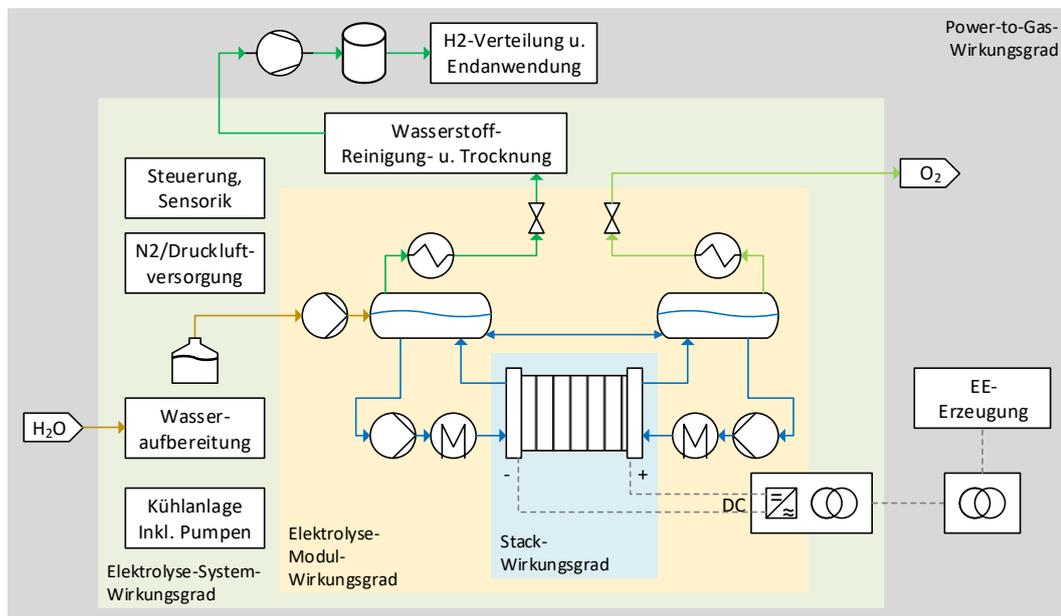


Abbildung 4-7: schematischer Aufbau einer Elektrolyseanlage und Systemgrenzen

Als technische Parameter des im Modell abgebildeten Elektrolyseurs mit einer Nennleistung von 1 MW wurden ein Betriebsdruck von nominal 40 bar und eine Betriebstemperatur von nominal 80 °C festgelegt. Der spezifische Energiebedarf im Nennbetriebspunkt liegt bei 4.9 kWh_(AC)·m⁻³ Wasserstoff im Normzustand unter Betrachtung der Eigenverbräuche. Weitere technische Parameter und Kennwerte wurden in Anlehnung an technischen Datenblättern, Funktionsbeschreibungen und Betriebsanweisungen der vorliegenden Elektrolyseanlage gewählt und ggf. auf die erhöhte Nennleistung adaptiert. Darüber hinaus fließen auch Daten und Herstellerinformationen weiterer Elektrolyseanlagen in die Parametrierung ein.

4.3.1 Stack

Die elektrische Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs beträgt im Nennpunkt 1 MW. Der Stack ist in elektrischer Reihenschaltung von 162 Zellen designt und besitzt eine Gesamtlänge von 2.8 m. Der

geometrische Elektrodendurchmesser beträgt jeweils 1.1 m, wodurch sich bei einer Zellspannung von 1.8 V im Nennpunkt eine Stromdichte von $4\,500\text{ A}\cdot\text{m}^{-2}$ ergibt. Die für die Berechnung der Stromdichte zugrundeliegende Fläche ist die geometrische Oberfläche der als Lochblech ausgeführten Elektrode. Eine Verringerung der Zellanzahl und somit der Stacklänge würde unter Beibehaltung der Stackleistung und der Stromdichte zu einer Vergrößerung des Zelldurchmessers führen. Die Stromstärke würde sich erhöhen und die Leistungstechnik müsste entsprechend angepasst werden, welches einen erheblichen Kostenfaktor darstellen würde. Beispielhaft würde eine Reduzierung der Zellanzahl auf 100 Stück die Gesamtoberfläche des Stacks um ca. 15 % erhöhen, wodurch sich die zur Wärmeübertragung zur Verfügung stehende Fläche nur geringfügig ändern würde. Die Stromstärke würde sich jedoch von 3 430 A auf 5 560 A wesentlich erhöhen. Weiterhin haben auch konstruktive Kriterien Einfluss auf die Wahl des Verhältnisses von Stacklänge zu -durchmesser.

Die zentralen Elemente des Stackmodells sind die Abbildung der Stoffströme, der elektrochemischen Reaktionen und Stoffumsätze, die Bestimmung der Zellspannung und thermische Betrachtungen.

Zellspannung

Die DC-Zellspannung wurde als Lookup-Tabelle basierend auf am realen, alkalischen Elektrolyseur erhobener Messdaten statischer Betriebszustände hinterlegt (Fischer et al. 2018). Sie ist betragsmäßig die Gesamtzellspannung aus der theoretischen Zellspannung und allen Überspannungsanteilen in der Zelle. Der Massenanteil von Kaliumhydroxid im Elektrolyten des Elektrolyseurs beträgt $w_{\text{KOH}}=0.28$ und stellt einen wesentlichen Faktor für die Effizienz des Elektrolyseurs dar. Der Einfluss der Elektrolytkonzentration und der Temperatur auf die elektrische Leitfähigkeit des Elektrolyten wurde von Gilliam et al. (2007) untersucht.

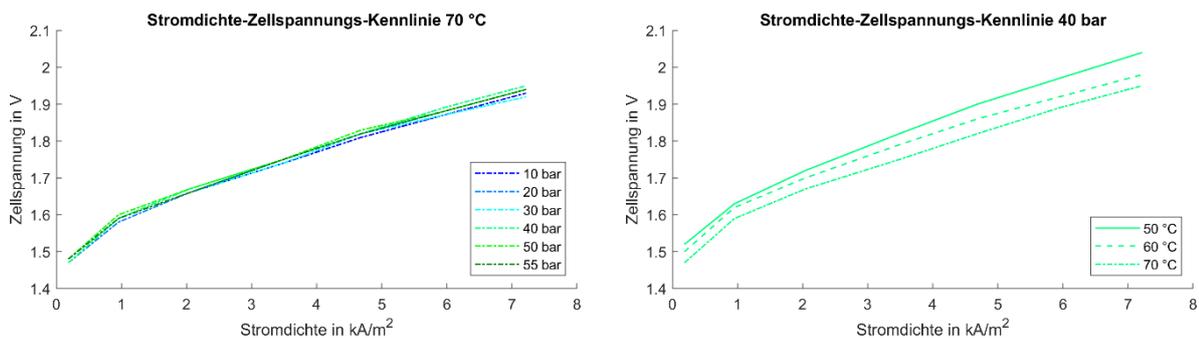


Abbildung 4-8: Stromdichte-Zellspannungs-Kennlinien (Messwerte)

Die Kennlinien in Abbildung 4-8 betrachtend, ist eine deutliche Abhängigkeit der Zellspannung von der geometrischen Stromdichte ersichtlich. Diese weist im Bereich größer $1\text{ kA}\cdot\text{m}^{-2}$ einen annähernd linearen Anstieg auf. Der Kurvenanstieg ist nur marginal druckabhängig (links), sinkt jedoch mit steigender Temperatur, welches zu unterschiedlichen Anstiegen und somit zu einer Spreizung der Kurven führt (rechts).

Weiterhin ist eine deutliche Ausprägung hinsichtlich des Einflusses der Temperatur erkennbar und liegt bei allen Drücken und insbesondere mit steigenden Stromdichten vor. Mit steigender Temperatur kommt

es zu einem deutlichen Sinken der Zellspannung. Die Ursache der Abnahme der Zellüberspannung liegt in der erhöhten Elektrolytleitfähigkeit sowie in der erhöhten katalytischen Aktivität und Austauschstromdichte der Elektroden.

Der Einfluss des Druckes auf die Zellspannung ist marginal. Es ist lediglich ein geringfügiger Anstieg der Zellspannung mit steigendem Druck zu erkennen. Dieses ist theoretisch durch entgegengesetzt wirkende Einflüsse zu erklären. Positiv für die Effizienz des Prozesses ist das beim Druckbetrieb verringerte Gasvolumen in den Zellen, welches eine Erhöhung des effektiven Elektrolytquerschnittes für die Ionenleitung bedingt. Die Verringerung der Gasblasengröße führt jedoch zu einer Hemmung der Ablösung der Gasblasen von der Elektrodenoberfläche und auch zu einer Verringerung der Aufstiegs geschwindigkeit der Gasblasen, wodurch diese länger im Elektrolyten verweilen. Erweiterte Untersuchungen zu zellspannungsbeeinflussenden Gasblaseneffekten wurden u.a. von Vogt (2012) und Mandin et al. (2013) durchgeführt und die Arbeiten weiterer Autoren von Bayer (2000) und Hreiz et al. (2015) zusammengefasst. Die annähernde Unabhängigkeit der gemessenen Stackspannung vom Betriebsdruck des Elektrolyseurs wurde bereits von weiteren Autoren (Janßen et al. 2008; Ursúa et al. 2013) festgestellt. Diese Beobachtung wurde auch bei PEM-Systemen gemacht. (Siemens 2013) Aus energetischer Sicht ergibt sich der praktische Nutzen, dass bei der Druckelektrolyse lediglich der Energiebedarf für die Kompression des Wassers aufgewendet werden muss (siehe Kap.4.3.6), während bei der atmosphärischen Elektrolyse anschließend die energieintensivere Kompression des Wasserstoffes notwendig ist (siehe Kap. 4.2.5).

Die Zellspannung wurde im Modell in Abhängigkeit der aktuellen geometrischen Stromdichte, der Temperatur des Elektrolyten im Stack und des Betriebsdruckes abgebildet. Zur Berechnung der Stackspannung wurde die Zellspannung mit der Zellanzahl multipliziert.

Die Spannung am Gleichrichter erhöht sich entsprechend dem ohmschen Gesetz durch den elektrischen Widerstand R in den Kupferkabeln zwischen Stack und der Gleichstromquelle. Weiterhin treten Kontaktwiderstände auf.

$$R_{Cu} = R_{Cu,20^{\circ}C} \cdot (1 + \alpha_{t_b} \cdot (\vartheta - \vartheta_b)) \quad \text{in } \Omega \cdot m \quad (4-39)$$

$$R_{Leitung} = \frac{R_{Cu} \cdot l}{A \cdot n} \quad \text{in } \Omega \quad (4-40)$$

R_{Cu}	spezifischer Widerstand Kupfer	l	Länge der Leitung
α_{ϑ_b}	Lineartemperaturkoeffizient in $^{\circ}C^{-1}$	A	Querschnitt der Leitung
ϑ_b	Bezugstemperatur $20^{\circ}C$	n	Anzahl paralleler Leitungen
t	Temperatur des Leiters		

Die über den Stack und die Zuleitungen angelegte Gleichspannung wird im Modell in Abhängigkeit des Ist-Stromstärkesignals und der momentanen Betriebsparameter berechnet. Die Spannung und die daraus resultierende elektrische Leistung werden als Signale zum Teilmodell Leistungsversorgung (Kapitel 4.3.8) geleitet.

Stoffströme

Ein zentraler Bestandteil des Stackmodells ist die Bilanzierung der ein- und ausgehenden Stoffströme. Das Eingangsmedium ist Kalilauge, welche als definierter Volumenstrom in den Stack gepumpt wird.

Mittels der temperaturabhängigen Dichte wird die Masse des Fluides bestimmt. Hierzu wurden die Werte von Akerlof und Bender (1941) verwendet. Im Modell wird eine Gleichverteilung der Kalilauge auf die einzelnen Zellen des Stacks angenommen. Zur Vereinfachung wird ebenfalls eine Gleichverteilung des Elektrolyten auf Wasserstoff- und Sauerstoffseite der Zellen vorausgesetzt. Dieses wird in Abbildung 4-9 dargestellt. In der Realität geschieht bei einem gekoppelten Kreislauf die Aufteilung des gesamten Elektrolyt-Massenstromes am Zelleingang auf Katholyt- und Anolytseite anteilig des Gegendruckes auf der jeweiligen Seite.

Ein Teil des Wassers der Elektrolytlösung wird entsprechend der Reaktionsgleichungen in Formeln (3-18) und (3-19) im Stack umgesetzt. Der Stoffumsatz erfolgt nach dem Faradayschen Gesetzes direkt proportional zur Stromstärke. In Abweichung zu Formel (3-12) ist beim realen Elektrolyseprozess noch die Stromausbeute β zu betrachten. Die umgesetzte Stoffmenge an Wassermolekülen im Stack ergibt sich bei der elektrischen Reihenschaltung der Zellen durch die Multiplikation der je Zelle umgesetzten Stoffmenge mit der Anzahl der Zellen. Effekte zum Stofftransport wie Diffusionserscheinungen und der elektroosmotische Drag, welcher Konzentrationsunterschiede zwischen den Halbzellen bewirkt, werden vernachlässigt, da im nachfolgenden Prozessschritt durch die hydraulische Kopplung in den Gasabscheidern eine Mischung erfolgt.

$$\dot{n}_{H_2O} = \frac{n_{H_2O}}{t} = \frac{I}{z \cdot F} \cdot n_{Zelle} \cdot \beta \quad \text{in mol} \cdot \text{s}^{-1} \quad (4-41)$$

n	Stoffmenge in mol	F	Faradaykonstante $F = e_0 \cdot N_A = 96\,485 \frac{\text{C}}{\text{mol}}$
t	Zeit in s	\triangleq	Ladungsmenge eines Mol Elementarladungen
I	Stromfluss in A	z	Ladungszahl $z = 2$
n_{Zelle}	Anzahl der Zellen im Stack	β	Stromausbeute

Zur Bilanzierung am Ausgang des Stacks werden jeweils die Massenströme aller Kathoden- und aller Anodenseiten der Zellen zusammengefasst. Die sich ergebende Zwei-Phasen-Strömung besteht aus dem eingangsseitigen Laugemassenstrom, welcher um den Anteil der umgesetzten Stoffmenge an Wasser verringert ist und den produzierten Produktgasen. Die Massenströme werden als Signale zum Teilmodell Gasabscheider geleitet. In Kapitel 4.3.2 erfolgt eine Übersicht aller Stoffströme des Elektrolysemodells. Der Wasserdampfanteil im produzierten Wasserstoff und Sauerstoff wurde an dieser Stelle nicht bestimmt. Die Betrachtung erfolgt in den dem Strömungsverlauf folgenden Komponenten, den Gasabscheidern und Gaskühlern.

Energetische Betrachtung

Aus der messtechnisch erhobenen, negativen Gesamtzellspannung kann analog zu Formel (3-21) die gesamte Energiemenge bestimmt werden, welche zur Durchführung des Elektrolyseprozesses benötigt wird und dem System zugeführt werden muss. Diese Energiemenge enthält somit alle Überspannungsanteile, welche beim Prozess auftreten. Der Anteil der zugeführten Energiemenge, welcher die theoretisch für die Reaktion benötigte Energiemenge übersteigt, resultiert aus den in der Zelle auftretenden Widerständen. Dieser zusätzliche Energieanteil ist analog zur Höhe der Überspannungen und wird in der Zelle als Wärme frei.

Die Kalilauge und damit auch das Reaktionsedukt Wasser besitzen beim Hineinströmen in die Zelle Zelleingangstemperatur. In der Zelle wird durch die elektrochemische Reaktion ein Teil des Wassers der Elektrolytlösung zu Wasserstoff und Sauerstoff zersetzt. Die Gase als Reaktionsprodukt und die Kalilauge werden in der Zelle durch die überspannungsbedingte Wärmefreisetzung erwärmt und verlassen diese mit Zellausgangstemperatur. Zwischen Zelleingang und -ausgang herrscht ein annähernd konstanter Betriebsdruck. Weiterhin erfolgt eine Wärmeabfuhr aus dem System an die Umgebung.

Die theoretische Reaktionsenthalpie $\Delta_R H_{m,p,T}$ lässt sich durch Spezifizierung von Formel (3-13) aus den Bildungsenthalpien $\Delta_B H_{m,i,p,T}$ der einzelnen chemischen Spezies i bestimmen. Bei der Wasserelektrolyse ergibt sich somit für die Reaktionsenthalpie Formel (4-42). Die Bildungsenthalpie ist definiert als die Enthalpieänderung, welche bei der Bildungsreaktion einer Substanz aus deren Elementen auftritt. Die Enthalpiewerte unterliegen einer Druck- und insbesondere einer Temperaturabhängigkeit. Da während des Prozesses keine Standardbedingungen vorliegen, müssen die Werte entsprechend den vorliegenden Zustandsgrößen angepasst werden.

$$\Delta_R H_{m,p,T} = \Delta_B H_{m,H_2(g),p,T_{aus}} + 0.5 \cdot \Delta_B H_{m,O_2(g),p,T_{aus}} - \Delta_B H_{m,H_2O(l),p,T_{ein}} \quad (4-42)$$

Die molare Standardbildungsenthalpie von Wasser beträgt $\Delta_B H_{m,H_2O(l),25^\circ C}^0 = -285.83 \text{ kJ} \cdot \text{mol}^{-1}$.

Die Umrechnung der Reaktionsenthalpie von Standard- auf Prozessbedingungen bedarf der Integration von Termen zur Temperatur- und Druckkorrektur im entsprechenden Intervall. Die Temperaturanpassung mit dem ersten Integralterm in Formel (4-43) wird auch als Kirchhoffsches Gesetz bezeichnet. Die partielle Ableitung in diesem Term entspricht der stöchiometrisch gewichteten Summe der isobaren molaren Wärmekapazitäten $C_{m,p,i}$ der Reaktionspartner. (Behr et al. 2010) Die Wärmekapazität stellt das Verhältnis von zugeführter Wärme und damit verbundener Temperaturänderung eines Stoffes dar. Zur Vereinfachung von Berechnungen zur Enthalpie können die Wärmekapazitäten der jeweiligen Spezies auch über das Betrachtungsintervall gemittelt und mit der Temperaturdifferenz multipliziert werden. Formeln zur Berechnung von stoffspezifischen, temperaturabhängigen Wärmekapazitäten werden in Kapitel 4.3.2 gegeben.

$$\Delta_R H_{m,p,T} = \Delta_R H_{m,T_0}^0 + \int_{T_0}^T \left(\frac{\partial \Delta_R H_m}{\partial T} \right)_p dT + \int_{p_0}^p \left(\frac{\partial \Delta_R H_m}{\partial p} \right)_T dp \quad (4-43)$$

$$C_{p,m,i} = \int_{T_0}^T \left(\frac{\partial H_{m,i}}{\partial T} \right)_p dT \quad (4-44)$$

$\Delta_R H_{m,p,T}$	Reaktionsenthalpie	p	Druck
$C_{m,p,i}$	isobare molare Wärmekapazität	T	Temperatur

Die Werteanpassung von Wasser in Abhängigkeit von Druck und Temperatur erfolgte unter Verwendung der Stoffwertesammlungen der HSZG (2020). Für die Enthalpiewerte von Wasserstoff und Sauerstoff wurden nach NIST (2020) zunächst bei Standarddruck eine Temperaturanpassung und anschließend nach LeRoy und Bowen (1980) eine Druckanpassung bei der entsprechenden Temperatur durchgeführt.

$$H_{m,t}^0 - H_{m,T_0}^0 = A \cdot t + B \cdot \frac{t^2}{2} + C \cdot \frac{t^3}{3} + D \cdot \frac{t^4}{4} + E \cdot t^{-1} + F \quad \text{in kJ} \cdot \text{mol}^{-1} \quad (4-45)$$

t Temperatur in K/1000 Wasserstoff: A 33.066178, B -11.363417, C 11.432816, D -2.772874, E -0.158558, F -9.980797	T_0 298.15 K Sauerstoff: A 31.32234, B -20.23531, C 57.86644, D -36.50624, E -0.007374, F -8.903471
--	--

$$H_{m,p,t} - H_{m,t}^0 = \left(b_1 + \frac{2 \cdot b_2}{T} \right) \cdot p + \left(c_1 + \frac{1.25 \cdot c_2}{T^2} - \left(b_1 + \frac{2 \cdot b_2}{T} \right) \cdot B \right) \cdot \frac{p^2}{R \cdot T} \quad \text{in J} \cdot \text{mol}^{-1} \quad (4-46)$$

T Temperatur in K p Druck in bar $\cdot 10^{-1}$ Wasserstoff: b_1 20.5 cm ³ ·mol ⁻¹ b_2 -1 857 cm ³ ·K·mol ⁻¹ c_1 -351 cm ⁶ ·mol ⁻² c_2 12 760 cm ³ ·K ^{0.5} ·mol ⁻¹ B $b_1+b_2 \cdot T^{-1}$ in m ³ ·mol ⁻¹	R allg. Gaskonstante $R = 8.3144 \frac{\text{J}}{\text{K mol}}$ Sauerstoff: b_1 42.6 cm ³ ·mol ⁻¹ b_2 -17 400 cm ³ ·K·mol ⁻¹ c_1 -2 604 cm ⁶ ·mol ⁻² c_2 61 457 cm ³ ·K ^{0.5} ·mol ⁻¹ B $b_1+b_2 \cdot T^{-1}$ in m ³ ·mol ⁻¹
--	--

Weitere Formeln zur Temperaturanpassung der Enthalpiewerte von Wasser, Wasserstoff und Sauerstoff bei Standarddruck wurden durch Onda et al. (2004) dargestellt.

Bei dem Prozess der elektrolytischen Wasserspaltung ist zu beachten, dass die Produktgase mit Wasserdampf gesättigt sind. Somit muss ebenfalls Energie für die Verdampfung des Wassers aufgebracht werden. Dieses wurde im Stackmodell zur Reduzierung der Rechenzeit während der Simulation vernachlässigt und erfolgt zusammengefasst in den Teilmodellen Gasabscheider und Wärmeübertrager (Gaskühler). Zur Berechnung der Verdampfungsenthalpie von Wasser kann die Datenbank der HSZG (2020) verwendet werden. Eine Formel zur Berechnung der Verdampfungsenthalpie $\Delta_v h$ diverser Stoffe in Abhängigkeit der Temperatur ist in Stephan et al. (2019) gegeben, wobei nachfolgend die Parameter für Wasser angegeben sind.

$$\Delta_v h = R_s T_k \left(A \left(1 - \frac{T}{T_k} \right)^{\frac{1}{3}} + B \left(1 - \frac{T}{T_k} \right)^{\frac{2}{3}} + C \left(1 - \frac{T}{T_k} \right) + D \left(1 - \frac{T}{T_k} \right)^2 + E \left(1 - \frac{T}{T_k} \right)^6 \right) \quad \text{in J} \cdot \text{g}^{-1} \quad (4-47)$$

R_s spez. Gaskonstante $R_s = R \cdot M^{-1}$ in J·g ⁻¹ ·K ⁻¹ Wasser: $R_{H_2O} = 0.462 \text{ J} \cdot \text{g}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ A 6.85307 C -2.937595 E 8.397378	T_k kritische Temperatur in K $T_{k,H_2O} = 647.1 \text{ K}$ B 7.43804 D -3.282093
--	---

Die während des Prozesses durch Stromzuführung in Zelle bzw. Stack freiwerdende Wärmemenge kann als Differenz zwischen der gesamten, elektrisch zugeführten Energiemenge und der theoretisch für die Reaktion der Wasserzersetzung benötigten Energiemenge berechnet werden. Da diese Größen stoffmengenbezogen sind, erfolgt die Wärmefreisetzung im Verhältnis des Reaktionsumsatzes. Analog zur Enthalpie kann dieser Zusammenhang auch mittels der real gemessenen Zellspannung und der thermoneutralen Zellspannung dargestellt werden.

$$\dot{Q} = (U_{Zelle} - \Delta U_{th}^0) \cdot z \cdot F \cdot \dot{n} \quad \text{in J} \cdot \text{s}^{-1} \quad (4-48)$$

\dot{Q} freigesetzte Wärmemenge U_{Zelle} real. gemessene Zellspannung ΔU_{th}^0 thermoneutrale Zellspannung	\dot{n} Stoffmengenstrom in mol·s ⁻¹ F Faradaykonstante $F = e_0 \cdot N_A = 96\,485 \frac{\text{C}}{\text{mol}}$ z Ladungszahl
--	--

Die im System freiwerdende Wärme führt zur Erwärmung der Lauge auf Stackausgangstemperatur. Im Modell wird die Erwärmung der Produktgase rechnerisch bereits in der Reaktionsenthalpie berücksichtigt. Analog zu Kapitel 4.2.2 findet der Wärmeaustausch des Stacks mit der Umgebung

ebenfalls Beachtung. Die Stackwandung besteht aus zwei Schichten, wobei die Innenschicht aus einem Hochleistungspolymer (Wandstärke 50 mm, Wärmeleitfähigkeit $\lambda=0.26 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ bei $20 \text{ }^\circ\text{C}$) und die Außenschicht aus Edelstahl 1.4571 (Wandstärke 5 mm, Wärmeleitfähigkeit $\lambda=15 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ bei $20 \text{ }^\circ\text{C}$) besteht. Der Wärmeübergangskoeffizient zwischen der Lauge und dem Behälter wird bei Anlagenbetrieb als Funktion der Elektrolytgeschwindigkeit dargestellt. Die Strömungsgeschwindigkeit ergibt sich durch Division des Volumenstromes durch den durchströmten Querschnitt, wobei eine Korrektur zur Darstellung der in der runden Zelle variierenden Querschnittsfläche angewandt wird.

$$\alpha = 2100 \cdot v^{0.5} + 580 \quad \text{in } \text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1} \quad (4-49)$$

| α Wärmeübergangskoeffizient Flüssigkeit | v Strömungsgeschwindigkeit in $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$

Der innere Wärmeübergangskoeffizient bei Nennlast liegt damit bei ca. $\alpha_i=650 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$, welches die Größenordnung zwischen freier Strömung und erzwungener Strömung darstellt. In dieser sehr langsamen Strömung muss zur Abbildung der Verwirbelung durch die entstehenden Gasblasen der Wärmeübergangskoeffizient erhöht werden. Bei Anlagenstillstand verringert sich der Wert. Diese Auswirkungen im inneren Wärmeübergangskoeffizienten sind aufgrund der hohen Wanddicke des schlecht wärmeleitenden Polymers und des geringen äußeren Wärmeübergangskoeffizienten für den gesamten Wärmedurchgang sehr geringfügig. Zur Vereinfachung wird in dieser Arbeit für den Wärmeübergang im Stack ein pauschaler Wert von $500 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ angenommen. Der äußere Wärmeübergangskoeffizient zwischen Stack und Umgebung wird auf $\alpha_a=7 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ festgelegt, welcher der Größenordnung von ruhender Luft entspricht. Die Umgebungstemperatur wird mit konstant $15 \text{ }^\circ\text{C}$ angenommen.

Gekoppelt mit der Wärmezufuhr bzw. dem Wärmeaustausch erfolgt die Berechnung der Mischtemperatur der ein- und ausgehenden Massenströme des Stacks nach Formel (4-1). Hierbei wird von einer homogenen Vermischung ausgegangen, wodurch die Mischtemperatur der Stackausgangstemperatur entspricht. Diese wird als Signal zum Teilmodell Gasabscheider (siehe Kap. 4.3.2) geleitet. Betrachtungen zur Gasqualität befinden sich nicht im Abschnitt der Stackmodellierung, sondern werden anschließend in der Komponente Gasabscheider durchgeführt.

Exkurs Realanpassung der freien Reaktionsenthalpie

Analog zur Nernst-Gleichung (3-16) erfordert die Berechnung der freien Reaktionsenthalpie der Wasserselektrolyse unter alkalischen Bedingungen einer Anpassung an das Realverhalten. Diese wird im Speziellen durch eine Druck- bzw. Konzentrationsanpassung der an der Reaktion teilnehmenden Spezies unter konstanter Temperatur und Molalität realisiert. Die Partialdrücke der Gase ergeben sich aus der Differenz des Gesamtdruckes im System und des Wasserdampfdruckes.

$$\Delta_R G_m = \Delta_R G_m^0 + RT \ln \prod_i a_i^{v_i} \quad \text{in } \text{J}\cdot\text{mol}^{-1} \quad (4-50)$$

$$a_{\text{H}_2} = (p - p_w) \cdot \frac{p_{\text{H}_2}^0}{p_{\text{H}_2}} \quad a_{\text{O}_2} = (p - p_w) \cdot \frac{p_{\text{O}_2}^0}{p_{\text{O}_2}} \quad (4-51)$$

$$\Delta_R G_{m,T} = \Delta_R G_{m,T}^0 + RT \cdot \ln \left(\frac{\varphi_{H_2} \cdot p_{H_2} \cdot \left(\frac{\varphi_{O_2} \cdot p_{O_2}}{p^0} \right)^{\frac{1}{2}}}{p^0} \right) \quad \text{in J} \cdot \text{mol}^{-1} \quad (4-52)$$

$T, b(KOH)$

$\Delta_R G_m$ freie molare Reaktionsenthalpie in $\text{J} \cdot \text{mol}^{-1}$ R allg. Gaskonstante a_{H_2}, a_{O_2} Aktivität der Gase $(a_i)_T = \left(\frac{f_i}{f_i^0} \right)_T = \left(\frac{\varphi_i p_i}{p_i^0} \right)_T$ f Fugazität, φ Fugazitätskoeffizient a_{H_2O} chem. Aktivität von Wasser $a = \gamma \cdot c$ c Konzentration, γ Aktivitätskoeffizient	T Temperatur p Gesamtdruck p_w Dampfdruck p_{H_2}, p_{O_2} Partialdruck von Wasserstoff, Sauerstoff b Molalität v Stöchiometrikoeffizient i Index
--	---

Zur Bestimmung der Aktivität der Produktgase wurden von Balej (1985a) als Realanpassung die temperatur- und druckabhängigen Fugazitätskoeffizienten von Wasserstoff und Sauerstoff ermittelt.

$$\ln \varphi_{H_2} = \frac{(20.5 \cdot T - 1857) \cdot p}{83.1447 \cdot T^2} + \frac{(-351 \cdot T^2 + 12\,760 \cdot T^{1.5} - (20.5 \cdot T - 1857)^2) \cdot p^2}{1.4009 \cdot 10^4 \cdot T^4} \quad (4-53)$$

$$\ln \varphi_{O_2} = \frac{(42.6 \cdot T - 17\,400) \cdot p}{83.1447 \cdot T^2} + \frac{(-2\,604 \cdot T^2 + 61\,457 \cdot T^{1.5} - (42.6 \cdot T - 17\,400)^2) \cdot p^2}{1.4009 \cdot 10^4 \cdot T^4} \quad (4-54)$$

φ Fugazitätskoeffizient p Gesamtdruck in bar	T Temperatur in K
---	---------------------

Der temperaturabhängige Wasserdampfdruck kann mittels der sehr genauen, aber komplexen Bridgeman-Aldrich Gleichung angegeben werden. (Bridgeman und Aldrich 1964)

$$\log p_w = A + Y_1 - B \cdot (1 + C \cdot \vartheta) \cdot Y_2 \quad \text{in atm} \quad (4-55)$$

$Y_1 = D \cdot \frac{\vartheta - 187}{\vartheta + E}$ $Y_2 = \frac{\left(\frac{3 \cdot 3^{\frac{1}{2}}}{2 \cdot 1.87^3} \right) \cdot (X - 0.01 \cdot \alpha) \cdot (1.87^2 - (X - 0.01 \cdot \alpha)^2)}{100}$ $X = 0.01 \cdot (\vartheta - 187)$ $\alpha = Z^2 \cdot \frac{(1.87^2 - Z^2)}{F \cdot (1 + G \cdot \vartheta)}$ $Z = -1.87 + 3.74 \cdot \left(H - K \cdot \operatorname{acosh} \left(\frac{L}{\vartheta + M} \right) \right)$	$A = 1.06423320$ $B = 1.0137921$ $C = 5.83531 \cdot 10^{-4}$ $D = 4.16385282$ $E = 237.098157$ $F = 0.30231574$ $G = 3.377565 \cdot 10^{-3}$ $H = 1.152894$ $K = 0.745794$ $L = 654.2906$ $M = 266.778$
---	---

p_w Dampfdruck in bar	ϑ Temperatur in $^{\circ}\text{C}$
-------------------------	--

Weiterführend wurden von Balej (1985b) der Wasserdampfdruck über Kaliumhydroxidlösung in Abhängigkeit der Temperaturen und Molalität bestimmt und zur Darstellung der Wasseraktivität in Kaliumhydroxidlösung temperaturabhängige Aktivitätswerte für verschiedene Elektrolytmolalitäten angegeben.

$$\log p_{w(KOH)} = -0.01508 \cdot b - 0.0016788 \cdot b^2 + 2.25887 \cdot 10^{-5} \cdot b^3 + (1 - 0.0012062 \cdot b + 5.6024 \cdot 10^{-4} \cdot b^2 - 7.8228 \cdot 10^{-6} \cdot b^3) \cdot \left(35.4462 - \frac{3\,343.93}{T} - 10.9 \log T + 0.004165 \cdot T \right) \quad \text{in bar} \quad (4-56)$$

$$\log a_{w(KOH)} = -0.0225 \cdot b + 0.001434 \cdot b^2 + \frac{(1.38 \cdot b - 0.9254 \cdot b^2)}{T} \quad (4-57)$$

a Aktivität b Molalität in $\text{mol}_{\text{Stoff}}/\text{kg}^{-1} \text{Lösungsmittel}/\text{kg}^{-1} \text{Solvens}$	p_w Dampfdruck in bar T Temperatur in K
---	--

Kompaktere Formeln zur Berechnung des Wasserdampfdruckes, auch über Kalilauge wurden von LeRoy und Bowen (1980) und von Balej (1985b) entwickelt. Der Vollständigkeit halber sind diese nachfolgend aufgeführt.

$$\log p_w^0 = 35.4462 - \frac{3\,343.93}{T} - 10.9 \log T + 0.004165 \cdot T \quad \text{in bar} \quad (4-58)$$

$$\ln p_w^0 = 37.04 - \frac{6\,276}{T} - 3.416 \ln T \quad \text{in atm} \quad (4-59)$$

$$\ln p_{w(KOH)} = 0.01621 - 0.138 \cdot b + 0.1933 \cdot b^{0.5} + 1.024 \ln p_w^0 \quad \text{in atm} \quad (4-60)$$

p_w	Dampfdruck in bar	T	Temperatur in K
b	Molalität in mol _{Stoff/Solvat} · kg ⁻¹ _{Lösungsmittel/Solvens}		

Weitere Betrachtungen zu realen Gasen und Fugazitätskoeffizienten sind in Kapitel 4.2.2 (Wasserstoff-Speichertank) aufgeführt.

4.3.2 Gasabscheider

Die Gasabscheider dienen der Gas- und Flüssigtrennung des vom Stack kommenden Zweiphasengemisches. Aufgrund der Trennung von Wasserstoff- und Sauerstoffpfad ist jeweils ein separater Gasabscheider vorhanden. Diese wurden im Modell zylinderförmig mit einem Durchmesser von 1.1 m und einer von Länge 2.4 m konzipiert, wodurch ein Volumen von ca. 2.3 m³ ergibt.

Stoffströme

Ein wesentlicher Bestandteil im Gasabscheidermodell stellt die Bilanzierung der Massenströme dar. Für die Umsetzung im Gesamtkonzept ist es notwendig auch weitere Komponenten des Elektrolysesystems in die Betrachtung mit einzubeziehen. Ausgehend von der Elektrolytpumpe wird in Abhängigkeit der Stack-Stromstärke Kalilauge in den Stack gepumpt. In diesem wird ein Teil der Elektrolytlösung elektrochemisch in Prozessgas (Wasserstoff bzw. Sauerstoff) umgesetzt woraufhin das Zweiphasengemisch in die Gasabscheider gelangt. Im Gasabscheider baut sich durch die zunehmende Gasmenge Druck auf. Beim Erreichen des Zieldruckes wird mittels Druckregelung das Gas aus den Gasabscheidern entlassen. In Abhängigkeit der Prozessbedingungen enthält der Gasmassenstrom einen Anteil an Wasserdampf. Beim Durchfließen des dem Gasabscheider nachgeschalteten Gaskühlers wird ein Teil des Wasserdampfes kondensiert und gekühlt zurückgeleitet. Der Hauptteil des noch immer Wasserdampf enthaltenden Gasstromes wird über die Reinigungs- und Trocknungsanlage zum Systemausgang geleitet. Als Bypass zum Hauptstrom wird während des Anlagenbetriebes ein definierter Volumenstrom der Gase über die Prozessgasanalyse abgeleitet. Weiterhin verlassen kleinere Mengen des Gasstromes das System durch Gascrossover über den anderen Gasabscheider. Sämtliches im Stack produziert Prozessgas verlässt somit das System. Dieses und der darin enthaltene Wasserdampf wird dem Gasabscheider wieder massenmäßig über die Speisewasserpumpe zugeführt. Um den Bilanzkreis zu schließen wird die Menge an Elektrolytlösung, welche in den Gasabscheider gepumpt, im nächsten Rechenschritt wieder entnommen.

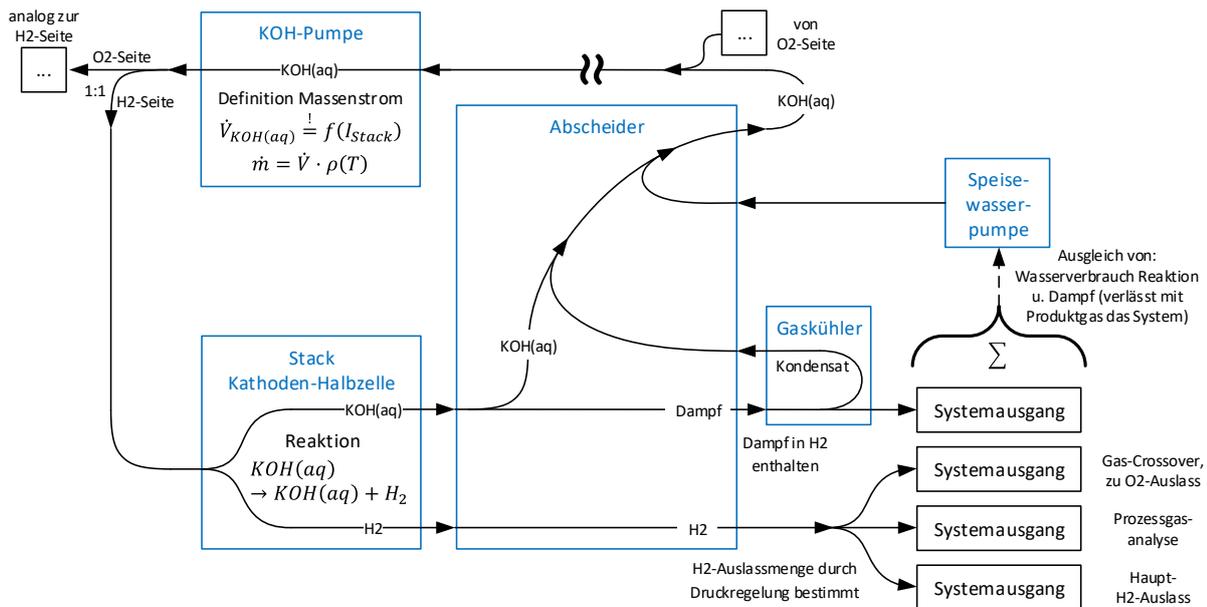
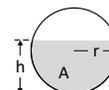


Abbildung 4-9: Stoffkreisläufe Elektrolyseurmodell

Dieses erfolgt abzüglich der dem Abscheider entnommenen Dampfmenge und zusätzlich der Menge an rückfließendem Kondensat und hineingepumptem Speisewasser. Die Vorgänge laufen im Modell in der Wasserstoff- und Sauerstoffseite analog ab, wobei in der Praxis jedoch die Speisewasserversorgung ausschließlich auf der Wasserstoffseite erfolgt.

In der Realität sind beide Abscheider hydraulisch miteinander gekoppelt. Durch die Gasproduktion von Wasserstoff und Sauerstoff im Verhältnis 2:1 und durch Regelabweichungen beim Gasauslass kommt es zu einem unterschiedlichen Druckaufbau auf beiden Seiten, welches eine Füllstandverschiebung in den Gasabscheidern bewirkt. Die Füllstandregelung wirkt diesem durch gezielten Gasauslass entgegen, wodurch die Füllstanddifferenz im Normalbetrieb lediglich bis zu 20 cm beträgt. In der Praxis erfolgt die Zuführung des Speisewassers nicht simultan mit dem Verbrauch, sondern in Abhängigkeit des Elektrolytfüllstandes in den Gasabscheidern. Zwischen dem Füllstand und der sich im Gasabscheider befindlichen Elektrolytmenge besteht ein direkter Zusammenhang. Diese lässt sich bei der Annahme eines horizontalen, zylinderförmigen Abscheiders durch die bedeckte Oberfläche eines Kreises in Abhängigkeit von der Höhe darstellen. Zur Vereinfachung des Systems wird im Modell eine konstante Elektrolytmenge angenommen, welche zu gleichen Teilen auf beide Gasabscheider verteilt ist.

$$A = r^2 \cdot \arccos\left(1 - \frac{h}{r}\right) - (r - h) \cdot \sqrt{2 \cdot r \cdot h - h^2} \quad (4-61)$$



A	bedeckte Oberfläche	h	Höhe, Füllstand
r	Kreisradius		

Druckberechnung

Aufgrund der Annahme einer konstanten Flüssigkeitsmasse in den Gasabscheidern wird das Gasvolumen lediglich durch die Geometrie der Behälter und die Elektrolytdichte bestimmt. Betrachtungen zur Dichte von Wasser und Kaliumhydroxidlösung in Abhängigkeit der Temperatur und

der Elektrolytkonzentration wurden von Akerlof und Bender (1941) vorgenommen und tabelliert dargestellt. Unter Verwendung der Tabellenwerte wurde in dieser Arbeit ein Polynom zur Beschreibung der temperaturabhängigen Dichte von Wasser erstellt und darauf aufbauend entsprechend den Angaben von Gilliam et al. (2007) eine Exponentialfunktion zur Beschreibung des Einflusses des KOH-Massenanteils entworfen.

$$\rho_{H_2O} = -1 \cdot 10^{-7} \cdot \vartheta^4 + 4 \cdot 10^{-5} \cdot \vartheta^3 - 0.0069 \cdot \vartheta^2 + 0.0334 \cdot \vartheta + 999.8 \quad \text{in kg} \cdot \text{m}^{-3} \quad (4-62)$$

$$\rho_{KOH(aq)} = \rho_{H_2O} \cdot e^{0.84 \cdot w_{KOH(aq)}} \quad \text{in kg} \cdot \text{m}^{-3} \quad (4-63)$$

ρ	Dichte in $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$		ϑ	Temperatur in $^{\circ}\text{C}$
$w_{KOH(aq)}$	Massenanteil Kaliumhydroxid in Lösung			

Da im Gasabscheidermodell von gleichverteilten Elektrolytmassen ausgegangen wird, erfolgt die Druckberechnung für die Wasserstoff- und die Sauerstoffseite separat. Der Gasdruck wird analog zu den Ausführungen in Kapitel 4.2.2 (Wasserstoff-Speichertank) entsprechend der thermischen Zustandsgleichung idealer Gase unter Einführung einer Realgasanpassung in Abhängigkeit der Prozessparameter Druck und Temperatur berechnet. Die Realgasfaktoren wurden nach Formel (4-15) berechnet und unter Einsatz der Virialkoeffizienten für Wasserstoff (Formel (4-19)) und Sauerstoff (Formel (4-20)) angewandt. Nach diesem erfolgt mit steigender Temperatur und sinkendem Druck eine Annäherung an das ideale Gasverhalten. Der Einfluss auf das Gasverhalten im Elektrolyseur ist gering. Bei der Praxis entsprechenden nominalen Prozessparametern beträgt der Realgaskoeffizienten für Wasserstoff $z_{H_2} = 1.02$ und für Sauerstoff $z_{O_2} = 0.99$. In Klell et al. (2018) werden für Wasserstoff in diesen Druckbereich ebenfalls vergleichbar geringe Realgasabweichungen beschrieben. Der Gesamtdruck im System ergibt sich als Mittelwert der Wasserstoff- und der Sauerstoffseite.

Gasqualität

In Abhängigkeit des Systemdruckes und der vorliegenden Stromdichte treten Verunreinigungen der Produktgase auf. So wird prozessbedingt der Wasserstoff in geringem Maße durch Gascrossover mit Sauerstoff vermischt. Ebenso tritt im Sauerstoffpfad ein Anteil an Wasserstoff auf.

Zur Untersuchung dieses Einflusses wurden an einem realen, alkalischen Elektrolyseur Messwerte erhoben (Fischer et al. 2018). Die Messwerte basieren auf einem konventionellen Elektrolyseurdesign mit gekoppelten Kreisläufen. Nach Rücksprachen mit einem Elektrolyseurhersteller erfolgen in neuen Baureihen verfahrenstechnische Anpassungen, durch welche starke Verbesserungen im Bereich Gasqualität und hinsichtlich der Nebenverbräuche erzielt werden. Die modelltechnische Umsetzung erfolgt nach dem fortschrittlichen Design. In Abbildung 4-10 ist die Vermischung von Wasserstoff bzw. Sauerstoff mit dem jeweils anderen Gas in Abhängigkeit der Stromdichte für verschiedene Betriebsdrücke aufgetragen. Die Stromdichte hat signifikanten Einfluss auf die Gasqualität, welches sich insbesondere im Minimallast- und Überlastbetrieb bemerkbar macht. Mit steigender Stromdichte kommt es zu einem Anstieg von Sauerstoff im Wasserstoffpfad wohingegen es gleichzeitig zu einer Reduzierung von Wasserstoff im Sauerstoffpfad kommt. Generell ist eine Verschlechterung der Gasqualität mit steigendem Druck zu verzeichnen.

Aufgrund der mit der Größe einhergehenden Trägheit des Testsystems, welche die Erhebung der Datenbasis aufwändig gestaltet, steht lediglich eine relativ geringe Anzahl an Messpunkten zur Verfügung. Den Kurven wird in dieser Arbeit als Vereinfachung eine lineare Abhängigkeit unterstellt. Für die Charakteristik der Gasqualität sind der verfahrenstechnische Aufbau und die eingesetzten Membranen von entscheidender Bedeutung.

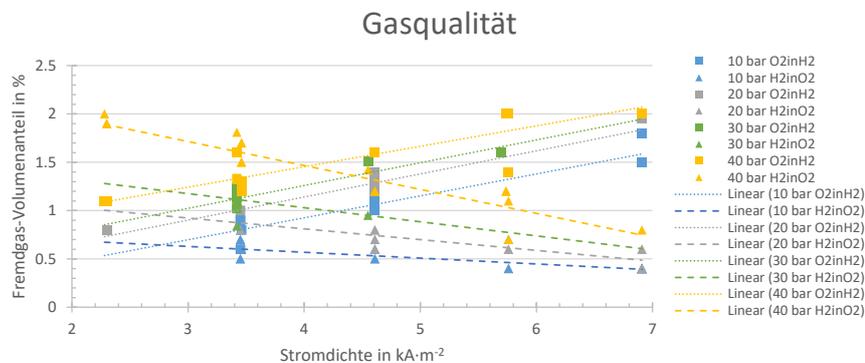


Abbildung 4-10: Gasqualität „konventionelles Design“

Die im annähernd statischen Betrieb erhobenen Messwerte geben an, welche Gasqualität sich im jeweiligen Betriebszustand einstellt. In der modelltechnischen Umsetzung wird angenommen, dass diese der Gasqualität der im Stack erzeugten Produktgase entspricht. Die Betrachtungen erfolgen für die Wasserstoff- und die Sauerstoffseite getrennt. Durch Umrechnung der Messwerte in eine Massenbelastung und der Masse der produzierten Gase wird berechnet, welche Menge an Fremdgas in den jeweiligen Gasabscheider eingeleitet wird. Die aktuelle Gasqualität wird durch Summierung der Fremdgasmasse in den einzelnen Zeitschritten und anschließender Division durch die Masse des sich in dem Abscheider befindlichen Produktgas berechnet. Wenn anschließend Produktgas mit der soeben errechneten Qualität aus dem Gasabscheider entnommen wird, verringert sich wiederum die Masse an Fremdgas.

Untersuchungen zur Gasqualität in der alkalischen Elektrolyse wurden von weiteren Autoren durchgeführt (Hug et al. 1993; Schug 1998; Ursúa et al. 2013; Haug et al. 2017; Sánchez et al. 2018). Die verwendeten Testsysteme unterscheiden sich in ihrer Größe (Laborzelle bis 100-kW-Anlage) und in den Betriebsparametern der Messdatenerhebung. Generell ist bei allen Autoren ein Anstieg des H₂-in-O₂-Volumenanteiles bei geringen Stromstärken aufgeführt. Dieser erfolgt zwischen den Autoren unterschiedlich, teilweise mit einem exponentiellen Anstieg bei niedrigen Stromdichten bzw. mit annähernd linearem Anstieg. Ebenso sind deutliche Unterschiede in der Höhe der H₂-in-O₂-Verunreinigung festzustellen, wobei diese bei allen Autoren stets deutlich höher als die O₂-in-H₂-Verunreinigung sind. Entgegen den Messungen in dieser Arbeit wird von den anderen Autoren ein Anstieg des O₂-in-H₂-Wertes bei geringen Stromstärken festgestellt. Ferner wurde von Haug et al. (2017) neben der Stromdichte, dem Druck und der Temperatur auch der Einfluss der Elektrolytkonzentration und -zirkulation sowie des Prozessaufbaus auf die Gasqualität untersucht.

Hierbei wurde in einem kleinen Testsystem herausgestellt, dass beim Prinzip der getrennten Elektrolytkreisläufe der H₂-in-O₂-Wert deutlich in der Größenordnung von ca. 1:5 reduziert wird.

Energetische Betrachtungen

Zur Temperaturberechnung im Gasabscheider wird entsprechend Kapitel 4.2.2 die Richmann'sche Mischungsregel angewandt, wobei die ein- und ausgehenden Massenströme mit ihrer jeweiligen Temperatur sowie zusätzliche Wärmesenken berücksichtigt werden. Hierbei wird von einer vollständigen Durchmischung und somit von einer homogenen Temperaturverteilung ausgegangen.

Die temperaturabhängigen Wärmekapazitäten von Wasserstoff, Sauerstoff und Wasser werden der Datenbank NIST (2020) entnommen.

$$C_p^0 = A + B \cdot t + C \cdot t^2 + D \cdot t^3 + E \cdot t^{-2} \quad \text{in J} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1} \quad (4-64)$$

t Temperatur in K/1000 Wasserstoff (g): A 33.066178, B -11.363417, C 11.432816, D -2.772874, E -0.158558 Wasser (l): A -203.6060, B 1 523.290, C -3 196.413, D 2 474.455, E 3.855326	Sauerstoff (g): A 31.32234, B -20.23531, C 57.86644, D -36.50624, E -0.007374
--	---

In dieser Arbeit wird ausgehend von den Angaben in Wagner und Kruse (1998) ein Polynom zur Beschreibung der temperaturabhängigen Wärmekapazität von Wasserdampf bei Sättigungsdampfdruck erstellt.

$$c_{p_{H_2O(g)}} = 8 \cdot 10^{-8} \cdot \vartheta^3 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot \vartheta^2 + 0.009 \cdot \vartheta + 1.8874 \quad \text{in kJ} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1} \quad (4-65)$$

c_p spezifische Wärmekapazität in kJ·kg ⁻¹ ·K ⁻¹	ϑ Temperatur in °C
--	------------------------------

In den Ausführungen von Le Bideau et al. (2019) sind verschiedene Stoffwerte von Elektrolytlösungen aus unterschiedlichen Quellen zusammengetragen. Dabei werden u.a. Formeln zur Berechnung der spezifischen isobaren Wärmekapazität von Kaliumhydroxidlösung bei verschiedenen Gültigkeitsbereichen aufgeführt. Explizit werden mehrere Werte bei einem Massenanteil von 0.3 und 0.36 in Abhängigkeit der Temperatur angegeben. Anschließend wurden für diese Arbeit die Werte im Temperaturbereich von 0-80 °C linearisiert und auf einen Massenanteil von 0.28 extrapoliert.

$$c_{p,KOH(aq),w=0.28} = 3\,015 + 1.4 \cdot \vartheta \quad \text{in kJ} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1} \quad (4-66)$$

c_p spezifische Wärmekapazität in kJ·kg ⁻¹ ·K ⁻¹	ϑ Temperatur in °C (0-80 °C)
--	--

Betrachtungen zum Wärmeübergang an die Umgebung werden entsprechend Kapitel 4.2.2 durchgeführt. Die Wandstärke der Gasabscheider beträgt 25 mm mit einer Wärmeleitfähigkeit des Materials von $\lambda=15 \text{ W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ (bei 20 °C). Der Wärmeübergangskoeffizient zwischen der Lauge bzw. dem Gas und der Behälterwandung kann bei Anlagenbetrieb als Funktion der Elektrolytgeschwindigkeit dargestellt werden (Formel (4-49) und (4-67)). Zur Berechnung der Strömungsgeschwindigkeit der Lauge bzw. der Gase werden die jeweiligen Volumenströme im Gasabscheider und deren durchflossene Querschnitte herangezogen. Aufgrund der Lage der Ein- und Ausgänge an den Enden der Gasabscheider wird angenommen, dass die gesamte Länge durchflossen wird.

$$\alpha = 12 \cdot v^{0.5} + 2 \quad \text{in W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1} \quad (4-67)$$

α Wärmeübergangskoeffizient Gas	v Strömungsgeschwindigkeit in m·s ⁻¹
--	---

In den Gaskühlern findet eine Abkühlung der die Gasabscheider verlassenden Wasserstoff- bzw. Sauerstoffströme statt. Das mit Wasser beladene Produktgas wird hierbei teilweise kondensiert und auf eine Temperatur von 15 °C abgekühlt. Die Wasserbeladung der Produktgase gibt das Stoffmengenverhältnis von Wasserdampf zu Produktgas an. Die Berechnung erfolgt nach den Ausführungen von Balej (1985b) basierend auf dem Dampfdruck über Kaliumhydroxidlösung (Formel (4-56) und Realgasanpassungen (Formel (4-15)). Da das Gas im Nennbetrieb bei einem Betriebsdruck von 40 bar aus den Gasabscheidern entlassen wird und die Elektrolytkonzentration konstant ist ($w=0.28$), lässt sich die Abhängigkeit der Wasserdampfbeladung auf die Temperatur reduzieren. Im Rahmen dieser Arbeit wurde zur Vereinfachung des Modells ein auf die vorliegenden Prozessparameter angepasstes Polynom entwickelt. Da die Abweichung zwischen Wasserstoff und Sauerstoff sehr gering ist wurde ein allgemeingültiges Polynom aus den Mittelwerten erzeugt.

$$r_{H_2O(g),H_2/O_2} = (2.87 \cdot 10^{-8} \cdot \vartheta^3 - 1.637 \cdot 10^{-6} \cdot \vartheta^2 + 4.795 \cdot 10^{-5} \cdot \vartheta - 3.53 \cdot 10^{-5})_{w(KOH(aq))=0.28,p=40bar} \quad (4-69)$$

$r_{H_2O(g),H_2/O_2}$ Wasserdampfbeladung von H₂ bzw. O₂ | ϑ Temperatur in °C

Die im Gasstrom enthaltene Wassermasse verringert sich zwischen Ein- und Ausgang des Gaskühler. Die Differenz fällt als Kondensat an und es findet ein Rückfluss in den jeweiligen Gasabscheider statt. Die für die Kondensation benötigte Kühlleistung wird nach Formel (4-68) berechnet. Weitere Kühlleistung wird für die Abkühlung des Produktgases und des Wassers/Wasserdampfes benötigt.

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p(T) \cdot \Delta T \quad \text{in W} \quad (4-70)$$

\dot{Q} Wärmestrom in W | c_p spezifische Wärmekapazität in J·kg⁻¹·K⁻¹
 \dot{m} Massenstrom in kg·s⁻¹ | T Temperatur in K

Der Elektrolytkühler dient der Abführung der im Prozess entstandenen Wärmemenge aus dem Elektrolytkreislauf. Die Temperatur sollte im gesamten Kreislauf die Designtemperatur nicht überschreiten. Die Temperatur hinter dem als Wärmequelle fungierenden Stack wird somit als Referenztemperatur herangezogen und sollte möglichst bei 80 °C gehalten werden. Die Regelung der Kühlerausgangstemperatur (und somit der Stackeingangstemperatur) erfolgt in Abhängigkeit des Elektrolytmassenstromes und der stromstärkebedingten Wärmeerzeugung im Stack. Die Kühlleistung berechnet sich nach Formel (4-70) in Abhängigkeit des Massenstromes des Elektrolyten und der Temperaturdifferenz zwischen Ein- und Ausgang des Kühlers. In der Praxis wird die Wärmeauskopplung aus dem Elektrolytkreislauf anhand des Kühlmittelmassenstromes geregelt, sodass die Stacktemperatur entsprechend der Sollwertvorgabe gehalten wird.

4.3.5 Wasserstoff-Reinigungs- und Trocknungsanlage

Die Reinigungs- und Trocknungsanlage (RTA) dient zur Entfernung von Fremdpartikeln im produzierten Wasserstoff. Ebenso werden Verunreinigungen mit Sauerstoff sowie enthaltener Wasserdampf entfernt. Am Ausgang der RTA liegt der Wasserstoff nach Industriestandard in einer Reinheit von 5.0 vor.

Die Implementierung zur Abbildung der Logik der RTA und des folgenden Speichertanks bzw. der Endanwendung basiert auf Betriebszuständen. Entsprechend der im Modell umgesetzten Logik erhält die RTA den Einschaltbefehl sofern der Elektrolyseurdruck größer als 30 bar ist und den Druck in der

RTA übersteigt. Daraufhin wird der im Elektrolyseur produzierte Wasserstoff in die RTA geleitet, woraufhin sich in dieser der Druck aufbaut. In diesem Zuge erhält auch der Speicher den Zuschaltbefehl und wird entsprechend des Druckanstieges in der RTA direkt aus dieser befüllt.

Beim Ausschalten des Elektrolyseurs wird entsprechend der Druckregelung der Solldruck gesenkt und Wasserstoff wird in Richtung RTA (sofern aktiv) oder Abblaseleitung entlassen, wodurch der Druck in den Gasabscheidern sinkt. Dieses geschieht im Modell unabhängig vom Gegendruck der RTA. Ist die RTA in Betrieb erhält sie den Ausschalt-Befehl sobald der Elektrolyseurdruck kleiner als 30 bar oder dem RTA-Druck ist. Die Verbindung zum Tank wird dabei ebenfalls getrennt. Der weitere Druckabbau des Elektrolyseurs erfolgt daraufhin über die Abblaseleitung.

Ein Druckabbau in der RTA findet statt, wenn der Elektrolyseur-Solldruck kleiner als der Tankdruck oder als 30 bar ist und gleichzeitig der Elektrolyseur-Istdruck unter den Tankdruck oder unter 30 bar (mit entsprechenden Toleranzen) abfällt. Hierbei wird die RTA bis auf 25 bar entspannt. Sofern der Tankdruck kleiner als der Druck in der RTA ist wird der Wasserstoff direkt in den Tank geleitet und ansonsten über die Abblaseleitung abgelassen.

Die Berechnung des Druckanstieges in der RTA erfolgt entsprechend der Eingangs- und Ausgangsmassenströme. Ein Stoffumsatz findet durch die Rekombination des Sauerstoffs (Massenanteil entsprechend der Gasqualität) mit Wasserstoff statt, welches eine Erhöhung des Massenstromes an Wasser bedingt. Prozessbedingt findet in der Kolonne eine Erwärmung auf 250 °C mit nachfolgender Abkühlung auf 17 °C und einhergehender Kondensation statt. Die Kühlleistung wird analog zu Kapitel 4.3.4 Wärmeübertrager berechnet. Zur weiteren Gastrocknung werden Adsorberkolonnen mit Wasser beladen. Für die Regeneration wird laut Datenblatt ein Wasserstoffbedarf in Höhe von 5 % der zu trocknenden Wasserstoffmenge benötigt. Der Eigenstromverbrauch der RTA wird laut Datenblatt mit einer elektrischen Arbeit von 0.017 kWh je zu reinigenden Normkubikmeter Wasserstoff beziffert.

4.3.6 Pumpen

In alkalischen Druckelektrolyseanlagen kommen sowohl Strömungs- als auch Verdrängerpumpen zum Einsatz. Die in den Anlagen als Elektrolytpumpen bezeichneten Pumpen dienen zur Gewährleistung der Elektrolytzirkulation im Elektrolysesystem (Zwangszirkulation Elektrolytkreislauf). Sie versorgen den Stack kontinuierlich mit Kaliumhydroxidlösung und fördern ebenso den Abtransport der Produktgase aus dem Stack in die Gasabscheider. Die Umwälzrate kann je nach Systemgröße in Abhängigkeit der am Stack anliegenden Stromstärke, welche die Höhe des Stoffumsatzes bedingt, geregelt werden. Bei maximaler Stromstärke wurde im Modell ein Gesamtelektrolytvolumenstrom von 9 m³ je Stunde gewählt, wobei das Stackvolumen ca. 2.5 m³ und das Gasabscheidervolumen jeweils ca. 2.3 m³ beträgt. Aufgrund der hydraulischen Kopplung von Ein- und Ausgang der Pumpe ist der zu überwindende Druckunterschied sehr gering. Der Stromverbrauch der Elektrolytpumpe wurde bei maximalem Volumenstrom von 9 m³ je Stunde mit 3.4 kW angenommen. Dieser Wert wurde aus Angaben verschiedener Hersteller ermittelt und ist als konservativ anzusehen.

Als weiterer Anlagenbestandteil kommen sogenannte Speisewasserpumpen zum Einsatz, welche zur Förderung des aufbereiteten Wassers in die unter Druck stehende Anlage dienen. Dieses kann intervallweise mittels Dosierpumpen realisiert werden. Zur Überwindung des Druckunterschiedes zwischen Saug- und Druckseite muss die Pumpenleistung in Abhängigkeit des Volumenstromes erbracht werden.

$$P_{Pumpe} = \frac{\Delta p \cdot \dot{V}_1}{\eta_{ges.}} \quad \text{in W} \quad (4-71)$$

P_{Pumpe}	Pumpenleistung in W	\dot{V}	Fördervolumenstrom in $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$
Δp	Druckdifferenz in Pa	$\eta_{ges.}$	Gesamtwirkungsgrad

Bei Nennlast ergibt sich ein stündlicher Wasserbedarf von ca. 170 Liter aufbereitetem Wasser. Bei diesem Volumenstrom wurde für die Dosierpumpe ein Stromverbrauch von 1.2 kW angenommen. Dieser Wert liegt Herstellerangaben zugrunde.

Weitere Pumpen sind die Kühlmittelpumpen zur Verteilung des Kühlmittels an die verschiedenen Stellen der Wärmeauskopplung oder befinden sich im Inneren von Aggregaten, wie beispielsweise der Kühleinheit.

4.3.7 VE-Wasserversorgung

Die Speisewasserversorgung dient der Bereitstellung von aufbereitetem Wasser als Edukt für den Elektrolyseprozess. Weiterhin dient das Speisewasser zum Ausgleich von Wasseraustritten im Elektrolysesystem, sodass die Elektrolytkonzentration konstant gehalten wird. Die hierfür vorgesehene Umkehrosmoseanlage wird mit Leitungswasser gespeist und hat eine Permeat-Ausbeute von 50 %. Das Wasser wird in einem Vorratsbehälter gespeichert und von der Speisewasserpumpe in den Prozess dosiert. Für die Speisewasseraufbereitung wurde basierend auf Herstellerangaben eine elektrische Leistungsaufnahme von 680 W bei einer Produktionsleistung von 170 Litern Permeat je Stunde angenommen.

4.3.8 Leistungsversorgung

Die Hauptbestandteile der Leistungsversorgung sind der Transformator und der Gleichrichter. Ersterer dient zur Transformierung der (Netz-)Spannung an die Elektrolyseurspannung. Die sich im Elektrolyseur einstellende Spannung richtet sich nach dem Betriebszustand und ist maßgeblich abhängig von der anliegenden Stromstärke. Im Gleichrichter erfolgt die Wandlung von Wechselstrom in den für den Elektrolyseprozess benötigten Gleichstrom.

Die Nennleistung der im Modell abgebildeten Leistungsversorgung beträgt $1 \text{ MW}_{(AC)}$. Das Modell rechnet zwischen einer Teillast von 0 % bis zu einer Überlast von 120 %. Durch Steuerung der Eingangssignale wird jedoch sichergestellt, dass sich die Elektrolyseurleistung weitestgehend über 30 % bewegt. Bei der praxisnahen Anlagenauslegung stellt die installierte Leistung im Regelfall den Nennpunkt dar, da sich der aus einem kurzzeitigen Überlastbetrieb ergebende Mehraufwand nicht rechtfertigt.

Zur Abbildung der Betriebscharakteristik wurden am realen Elektrolyseur Untersuchungen zu Anfahrbetrieb, Kaltstartverhalten sowie dem dynamischen Verhalten durchgeführt und ermittelte Kennwerte im Modell hinterlegt. Durch die Leistungsregelung folgt die Elektrolyseurleistung den Vorgaben des variablen Leistungssollwertes. Die Umrechnung der AC-Leistung in DC-Leistung erfolgt in Abhängigkeit des Lastpunktes anhand der hinterlegten Gleichrichter-Kennlinie, welche auf technischen Herstellerangaben eines 1 000 kVA Umrichters und konservativen Annahmen basiert. Hierbei wird auch die Höhe der zu kühlenden Verlustleistung bestimmt. Mittels Rückkopplung der momentanen Stackspannung (abhängig von Stromstärke, Druck und Temperatur) wird die Stromstärke aus dem Leistungswert berechnet. Die Stromanstiegsgeschwindigkeit ist mit einer Rampe von maximal $150 \text{ A}\cdot\text{s}^{-1}$ versehen, um sprungartige Änderungen im System zu unterbinden. Die Stromstärke ist weiterhin in Abhängigkeit des aktuellen Elektrolyseurdruckes limitiert, um eine zu hohe Gasproduktion bei geringem Betriebsdruck zu vermeiden. Somit wird die maximale Stromstärke erst ab einem Betriebsdruck von 10 bar angelegt.

4.3.9 Kühlung

Die Kühlanlage dient zur Abführung der Prozesswärme aus dem System. Diese ist in der Praxis oftmals in Außenaufstellung in Containerbauweise ausgeführt. Am Kühlmittelkreislauf sind der Elektrolytkreislauf, die Prozessgaskühlung, die Leistungsversorgung und die Wasserstoff Reinigungs- und Trocknungsanlage angebunden.

In diesen Komponenten wurde jeweils die auszukoppelnde Wärmemenge berechnet, welche im Teilmodell der Kühlung zusammengefasst werden. Das angenommene Verhältnis von Kühlleistung zu elektrischer Leistung des Kühlaggregates beträgt in Anlehnung an die Produktdaten verschiedener Baureihen 4.5. Anhand der summierten Wärmemenge, welche aus dem Elektrolyseur abgeführt werden muss, wird der benötigte Kühlmittelvolumenstrom bei einer Temperaturspreizung von $6 \text{ }^\circ\text{C}$ berechnet. Die sich daraus ergebende Pumpenleistung der Kühlmittelpumpen für die einzelnen Kühlstränge wird im Verhältnis von 0.06, elektrische Leistung (in kW) zu Volumenstrom (in $\text{m}^3\cdot\text{h}^{-1}$) berechnet.

4.3.10 Stickstoff- und Druckluftversorgung

Die Versorgung mit Stickstoff und Druckluft wird in dieser Arbeit nicht gesondert behandelt. Stickstoff wird für die Inertisierung des Systems benötigt. Beim Ausschalten des Elektrolyseurs wird der Anlagendruck auf 2 bar(a) abgebaut und gehalten. Auch nach längerem Stillstand der Anlage kann diese ohne vorheriges Stickstoffspülen wieder in Betrieb gehen. Ein Inertisierungsprozess wird lediglich für die In- und Außerbetriebnahme des Elektrolyseurs sowie ggf. für Wartungsarbeiten notwendig, wodurch der Bedarf an Stickstoff geringgehalten wird. Die Druckluftversorgung wird für die Ansteuerung von Ventilen benötigt. Der Stromverbrauch für den Kompressor ist nicht gesondert bilanziert, sondern wird pauschal über die Eigenverbräuche erfasst.

4.3.11 Eigenverbräuche

In Elektrolysesystemen treten weitere Nebenverbräuche auf. Diese dienen hauptsächlich der Versorgung der Leit- und Prozesstechnik sowie der Sicherheitstechnik. Weiterhin wird Strom zum Betreiben eines Kompressors für die Bereitstellung von Steuerluft für Ventile benötigt. Auch die Beleuchtung, Raumlüftung und die Heizung zur Aufrechterhaltung einer Temperatur von permanent über 5 °C zur Sicherstellung des Frostschutzes benötigen Energie.

Der Stromverbrauch für Kühleinheit, Pumpen (Elektrolyt, Speisewasser, Kühlmittel), Wasserstoff Reinigungs- und Trocknungsanlage sowie für die Wasseraufbereitungsanlage werden im Modell ermittelt. Zur Darstellung der weiteren Verbräuche wird ein pauschaler Faktor verwendet, welcher den Eigenstrombedarf während des Anlagenbetriebes und im Standby als Anteil der installierten Gesamtleistung angibt. Die Parametrierung ist in Kapitel 4.3.12 beschrieben.

4.3.12 Parametrierung, Skaleneffekte, Technologiefortschreibung

Im Elektrolyseurmodell wurden Parameter zur schnellen Anpassung von Performancekenngrößen implementiert. Somit können die Kennfelder für die Stackspannung und die Gasqualität über Faktoren angepasst werden. Mittels eines weiteren Faktors kann die Höhe des gesamten Strombedarfs der in Kapitel 4.3.11 bilanzierten Nebenkomponenten angepasst werden. Ebenso kann über einen Faktor der sonstige Eigenstrombedarf pauschal als Anteil zur maximalen elektrischen Leistungsaufnahme des Systems festgelegt werden.

Eine Reduzierung der Gesamtnebenverbräuche wird durch die Einsparung bei der Nutzung gemeinsamer peripherer Anlagen begründet. Bisherige 1 MW-Anlagen sind modular aufgebaut und profitieren nur geringfügig von gemeinsam genutzter Peripherie. Nach DLR (2015b) werden im Jahr 2030 alkalische Elektrolyseanlagen mit einer Kapazität von 100 MW bei einer Stackgröße von 5 MW errichtet. Hierbei wird von atmosphärischen Elektrolyseuren ausgegangen, welche eine erhöhte Leistungsdichte bei einer Betriebstemperatur von 95 °C aufweisen. Bei Multi-MW-Anlagen ergibt sich ein vergleichsweise geringerer Aufwand für Komponenten als bei Einzelanlagen. Vorteile bieten die gemeinsame Nutzung von Hoch- und Mittelspannungstransformator, Elektrolytmanagement, Wasseraufbereitung, Druckluftversorgung, Gasaufbereitungsanlage, Niederdruckspeicher und Kompressoren. Auch können Vereinheitlichungen in der Prozessüberwachung und -steuerung getroffen werden. Durch die Reduktion von Nebenkomponenten steigt der Systemwirkungsgrad an. Weitere Effizienzverbesserungen können durch die Weiterentwicklung von Stackmaterialien und durch eine verbesserte Verfahrenstechnik erreicht werden.

Tabelle 4-3: Technologiefortschreibung Elektrolysemodell

Zielsystem	2020	2030	2050
Faktor Stackspannung	0.98	0.91	0.85
Faktor Eigenstrombedarf insg.	0.90	0.85	0.75
Anteil Eigenstrombedarf zu inst. Leistung	0.01	0.01	0.01
Faktor Gasqualität H ₂ in O ₂ und O ₂ in H ₂	0.5	0.4	0.3
spez. Leistungsbedarf in kWh·m ⁻³ H ₂ (i.N.)	4.95	4.56	4.29
Elektrolyse-Gesamtwirkungsgrad in %	71.8	77.9	82.7

In Summe ergibt sich mit dieser Parametrierung für den im Modell abgebildeten Elektrolyseur im Nennpunkt ein Eigenstromanteil von 4.8 % der installierten Leistung (Bezugsjahr 2020), welcher mit weiterem technologischen Fortschritt auf 3.7 % in 2030 und auf 2.8 % in 2050 sinkt. Dieses liegt in der Größenordnung der Einschätzung von DLR (2015b) für PEM-Systeme, welche die Peripherieleistung pauschal mit 8 % der installierten Leistung bei einer 5 MW-Anlage bzw. mit 2 % bei einer 100 MW-Anlage angeben. Die Standby-Leistung wird dort konstant mit 1.5 % der installierten Leistung angegeben und sonstige Verbraucher werden mit 5 % der Peripherieleistung veranschlagt.

4.4 Abbildung von Instandhaltungs- und Wartungszyklen

Eine Abbildung von Instandhaltungs- und Wartungszyklen wird im Rahmen dieser Arbeit nicht gesondert durchgeführt. Bei den Profilen der erneuerbaren Energieerzeugung handelt es sich um real erhobene Leistungsmessdaten, welche bereits geplante und ungeplante Ausfälle der Windkraft- und Photovoltaikanlagen beinhalten. Die Elektrolyseure, Wasserstoffspeicher, Kompressoren und Gasturbinen werden modular, parallel betrieben. Je nach tatsächlicher Leistung erfolgt nach der im Modell hinterlegten Betriebsstrategie eine Leistungsverteilung in verschiedene Betriebsklassen. Dieses bewirkt, dass nicht zwangsweise alle Elemente gleichzeitig im Betrieb sind, sondern durch gezielte Abschaltung einzelner Elemente die Verbleibenden im gewünschten Betriebspunkt betrieben werden (siehe Kap. 4.5).

Beim Ausfall von einzelnen Elementen können diese in Realität vorübergehend außer Betrieb genommen und dafür andere Elemente aktiviert werden bzw. deren Leistung auf die bereits im Betrieb befindlichen Elemente verteilt werden. Beim Ausfall gemeinsam genutzter peripherer Anlagen kann jedoch auch ein größerer Leistungsteil wegfallen. Für alkalische Druckelektrolyseanlagen im Multi-MW-Maßstab werden von DLR (2015b) die für den Wartungsfall anfallenden Stillstandverluste mit 2 % angenommen. Nach Einschätzung von NOW (2011) beträgt die Verfügbarkeit von industriellen Druckelektrolyseuren bei 98 %.

4.5 Modellierung der Systemsteuerung

Eine ausführliche Beschreibung sowie die Bewertung der im Rahmen dieser Arbeit analysierten Power-to-Gas-Szenarien erfolgt in Kapitel 7. Die Beschreibung des generellen Systemmodellbaus und der szenarienabhängigen Steuerung wird an dieser Stelle vorangestellt.

Zur Durchführung von Simulationen und als Grundlage der bilanziellen Bewertung wurde ein dynamisches Power-to-Gas-Systemmodell erstellt. Hierbei werden entsprechend der Zielstellung der verschiedenen Power-to-Gas-Ketten die benötigten Teilmodelle zu einem Gesamtmodell zusammengefügt und eine Logik zum Betrieb der Teilanlagen als Gesamtsystem implementiert. Zur Verschaltung der Teilmodelle miteinander wurden deren Ein- und Ausgänge kompatibel zueinander ausgeführt. Die wechselseitige Beeinflussung der Systemkomponenten erfolgt in Abhängigkeit der Betriebsweise, wobei diese entsprechend des Steuerungs- und Regelungskonzeptes zu- und abgeschaltet bzw. in deren Leistung angepasst werden. Durch die Implementierung einer logischen Rückkopplung werden Sollwertvorgaben der Komponenten innerhalb der Realisierbarkeit des Szenarios weitestgehend umgesetzt. Neben der Verknüpfung der Systemkomponenten erfolgt deren technische Kaskadierung. Grundlegend hierfür ist die komponentenweise, leistungsbezogene Aufteilung in Betriebsklassen.

Das Gesamtmodell besteht in Abhängigkeit des betrachteten Systempfades (siehe Kap. 7.1) aus verschiedenen zum Einsatz kommenden Komponenten. Ein Überblick der abgebildeten Szenarien und der eingesetzten Technologien ist in Tabelle 4-4 gegeben. Im Wesentlichen bestehen alle Pfade aus der erneuerbaren Energieerzeugung (EE-Erz.) durch Windkraft (Wind) oder Photovoltaik (PV) oder abgeleiteter negativer Residuallasten (Resi). Der somit produzierte Strom wird in einer Druck-Elektrolyseanlage (ELA) in Wasserstoff umgewandelt und nach optionaler Verdichtung (Verd.) einem Speicher zugeführt. Anschließend erfolgt die stoffliche Nutzung in einer Endanwendung (Anw.) wie der Industrie (H2 Ind.) oder die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz (H2 Netz). Alternativ erfolgt eine Rückverstromung (RV) in Gasturbinen (GT) zur Bedienung von Standardlastprofilen (SLP) einer Stadt oder von angepassten positiven Residuallasten (Resi).

Tabelle 4-4: Bestandteile der Systempfade

Systempfad	EE-Erz	ELA	Verd.	Speicher	RV	Anw.
PtHy_1	Wind+PV	AEL		Tank		H2 Ind.
PtHy_2	Wind+PV	AEL				H2 Netz
PtHy_3	Wind+PV	AEL	Verd.	Röhre	GT	SLP
PtHy_4	neg. Resi	AEL	Verd.	Kaverne	GT	pos. Resi

Generell erfolgt bei allen Systempfaden über die gesamte Power-to-Gas-Kette eine Bilanzierung sämtlicher Soll- und Istwerte der elektrischen Leistung und der Wasserstoffmassenströme, wodurch

während des Simulationslaufes auftretende Überschüsse und Mängel festgestellt werden können. Die berechneten Werte werden kontinuierlich ausgegeben. Somit ist eine nachfolgende technische und ökonomische Auswertung möglich.

4.5.1 PtHy_1

Stromerzeugung durch erneuerbare Energien

Zur Abbildung der regenerativen Energieerzeugung wurden im Modell Zeitreihen der elektrischen Leistungsabgabe von EE-Erzeugungsanlagen hinterlegt. Diese basieren auf real existierenden Windkraft- und Photovoltaikanlagen und wurden zu repräsentativen Profilen zusammengefasst. Die im Modell darzustellenden installierten Anlagenleistungen können jeweils über einen Parameter festgelegt werden. Mittels der Zeitreihen wird ein Jahresgang in detaillierter zeitlicher Auflösung dargestellt.

Stromaufteilung auf die Elektrolyseure

Während der Simulation erfolgt in jedem Zeitschritt eine Summation der erneuerbar erzeugten Energiemenge. Diese wird gebündelt in Richtung der Elektrolyseure geleitet. Ist je nach Sub-Szenario eine Leistungsrosselung der Elektrolyseanlage erforderlich, so erfolgt bei hohen EE-Leistungen zuvor eine dynamisch verstärkte Leistungsabsenkung, wenn der Füllstand im Wasserstoffspeicher 96 % übersteigt. Dieses dient um eine schlagartige Reduktion der Elektrolyseleistung bei komplett gefülltem Tank zu verhindern. Eine Leistungsreduktion unterhalb der momentan ausgespeicherten Wasserstoffmenge (Äquivalent) findet nicht statt.

Um die Anzahl an zu simulierenden Elektrolyseuren zu begrenzen, wird eine asynchrone Aufteilung der anliegenden Leistung in 10 Betriebsklassen (BK) von Elektrolyseuren vorgenommen. Innerhalb einer Betriebsklasse arbeiten alle Elektrolyseure synchron. Somit ist die Simulation eines stellvertretenden Elektrolyseurs je BK hinreichend. Es befindet sich nicht zwingend die gleiche Anzahl von Elektrolyseuren in jeder BK. Entsprechend der installierten Gesamtelektrolyseleistung wird die den jeweiligen BK zugeordnete installierte Elektrolyseleistung statisch festgelegt. Hierzu erfolgt die Verteilung der installierten Leistung über die Betriebsklassen möglichst gleichmäßig in 1 MW-Schritten und startet (alle 10 MW wiederholend) bei der ersten BK.

Zur Leistungsaufteilung auf die Betriebsklassen wird die aktuelle Leistung auf die installierte Gesamtleistung normiert und dieser Wert einheitlich jeder Betriebsklasse zugewiesen. Im Umkehrschluss ergibt sich durch Multiplikation dieser Werte mit der Anzahl der in der jeweiligen Betriebsklasse befindlichen Elektrolyseur (je 1 MW) in Summe die anliegende Gesamtleistung.

Um einen Betrieb der Elektrolyseure (jeweils stellvertretend für eine BK) im unteren Teillastbereich auszuschließen erfolgt bei niedriger Leistung eine Abschaltung von Betriebsklassen. So werden beim Unterschreiten der anliegenden Leistung kleiner 30 % der installierten Gesamtleistung schrittweise Betriebsklassen außer Betrieb genommen und die aktuelle Leistung auf die verbleibenden BK aufgeteilt. Hierbei erfolgt die Aufteilung anhand der normierten Last, wobei die Anzahl der Elektrolyseure innerhalb der Betriebsklassen nicht gesondert berücksichtigt wird. Für den Fall der gleichen Elektrolyseuranzahl in allen BK ist die Leistungsverteilung beispielhaft in Abbildung 4-11 dargestellt. Um bei schwankender

Leistung ein kurzfristiges An- und Abschalten von Elektrolyseuren (Betriebsklassen) zu unterbinden unterliegt die Leistungsverteilung einer Glättung. Hierfür wird der mittlere Leistungswert der letzten halben Stunde als Referenzwert für die Anzahl der in Betrieb befindlichen Betriebsklassen verwendet.

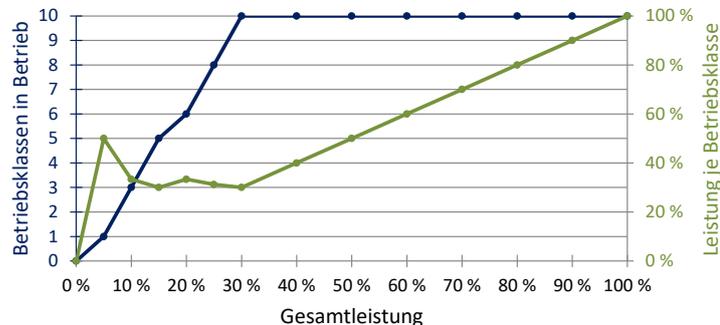


Abbildung 4-11: Leistungsverteilung innerhalb der Elektrolyseur-Betriebsklassen

Die für den Elektrolyseprozess zur Verfügung stehende AC-Leistung der einzelnen Betriebsklassen wird im Vorfeld um den Eigenbedarf der Elektrolyseanlagen verringert und daraufhin dem Elektrolysemodell als Leistungssollwert zugeführt. Sollte der Eigenbedarf der Elektrolyseure, welcher auch im Anlagenstillstand anteilig anfällt, durch die EE-Erzeugung nicht gedeckt werden können, wird dieser bilanziert und muss durch eine zusätzliche Strombereitstellung ausgeglichen werden.

Durch die Leistungseinspeisung in die Elektrolyseure wird Wasserstoff produziert und nach der Reinigung entsprechend des Betriebsverhaltens unter Druck zur Weiterverwendung verfügbar. Dieses geschieht elektrolyseurintern in Abhängigkeit des aktuellen Speicherdruckes. Der in den einzelnen betriebsklassenrepräsentativen Elektrolyseuren produzierte Wasserstoff wird daraufhin mit der Anzahl der in den jeweiligen Betriebsklassen befindlichen Elektrolyseure multipliziert und summiert.

Wasserstoffspeicherung bzw. -bereitstellung für die Endanwendung

Der sich ergebende Gesamtwasserstoffmassenstrom der bei 40 bar produzierenden Elektrolyseure wird ohne weitere Kompression direkt als Solleingangswert dem Speichersystem zugeführt. Der Wasserstoffspeicher ist entsprechend der definierten SpeichergroÙe als einzelne parallel betriebene Tanks mit einer Speicherkapazität von jeweils 300 kg ausgeführt. Hierdurch ist es hinreichend einen einzelnen Tank als repräsentatives System zu simulieren. In Abhängigkeit der Höhe des Wasserstofferzeugungsprofils der Elektrolyseanlage und des Wasserstoffabnahmeprofils des Endverbrauchers (Industrieanwendung bei 2 bar) erfolgt eine direkte Zuleitung. Die Differenz der Profile wird dem Speichersystem zugeführt oder entnommen, sofern dieses nicht zu einer Über- oder Unterschreitung der Grenzen des Gesamtfüllstandes (2 bis 40 bar) führt.

4.5.2 PtHy_2

Der Systempfad PtHy_2 entspricht von der erneuerbaren Energieerzeugung und der Wasserstoffproduktion im Elektrolyseur der Funktionsweise des Systempfades PtHy_1. Ein Wasserstoffspeicher existiert in diesem Systempfad nicht. Eine Begrenzung der Elektrolyseleistung in

Abhängigkeit des Speicherfüllstandes wie im SubszENARIO von PtHy_1 findet somit nicht statt. Der in den Elektrolyseanlagen produzierte Wasserstoff wird direkt der Erdgasnetzeinspeisung bei einem konstanten Gegendruck von 30 bar zugeführt.

4.5.3 PtHy_3

Die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien erfolgt analog zu Systempfad PtHy_1. Als Stromabnahmeprofil zur Versorgung einer Stadt dient ein synthetisiertes Standardlastprofil. Der produzierte EE-Strom wird zur direkten Deckung der Verbrauchskurve eingesetzt.

Bei Stromüberschuss wird die Differenz direkt den Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffproduktion mit anschließender Verdichtung zugeführt. Überschüssiger Wasserstoff, welcher nicht vom Speicher aufgenommen werden kann, wird in das öffentliche Gasnetz eingespeist. Eine Begrenzung der Elektrolyseleistung wird somit in diesem Szenario nicht betrachtet. Die Aufteilung auf Betriebsklassen von Elektrolyseuren erfolgt analog zu PtHy_1. In den Elektrolyseuren wird wie in PtHy_1 beschrieben in Abhängigkeit des Strominputs Wasserstoff erzeugt. Übersteigt der Stromüberschuss die von den Elektrolyseuren und Verdichtern aufzunehmende Leistung, wird der Überschuss verworfen bzw. in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Wasserstoffverdichtung

Der gesamte Wasserstoffoutput aller Elektrolyseure wird dem Verdichtermodell zugeführt, in welchem der Wasserstoff direkt auf Röhrenspeicherdruck weiter komprimiert wird. Hierfür wurde im Modell ein Verdichter abgebildet, welcher stellvertretend entsprechend des Durchflusses für mehrere Verdichter in paralleler Schaltung steht. Der verdichtete Wasserstoffmassenstrom wird nachfolgend direkt dem Speicher zugeführt. Eine vorherige Niederdruckspeicherung zur Verstetigung des Verdichterbetriebes wurde im Modell nicht abgebildet. Wenn die erneuerbare Energieversorgung auf null absinkt, gehen die Elektrolyseanlagen in den Standbybetrieb. Mit Erreichen der maximalen Standbyzeit erfolgt ein Druckabbau und der im Elektrolysesystem befindliche Wasserstoff wird dem Speicher zugeführt. Die für die Komprimierung benötigte Energiemenge kann in diesem Fall im Modell nicht erneuerbar bereitgestellt werden. Dieses lässt sich in der Realität durch eine prädiktive Betriebsführung und den Einsatz von Niederdruckpufferspeichern vermeiden. Die Anzahl der für das jeweilige Szenario notwendigen Verdichter und Niederdruckspeicher wird in der ökonomischen Betrachtung berücksichtigt.

Wasserstoffspeicherung

Die Speicherung des verdichteten Wasserstoffes erfolgt ähnlich der Beschreibung in PtHy_1, wobei diese als einzelner Röhrenspeicher mit einer Speicherkapazität von 43 200 kg ausgeführt ist. Sollte der Speicher vollständig gefüllt sein, wird der überschüssige in den Elektrolyseuren produzierte Wasserstoff dem Erdgasnetz zugeführt. Die Entnahme von Wasserstoff wird nachfolgend beschrieben.

Stromerzeugung via Gasturbine

Sollte durch die EE-Erzeugung der aktuelle Strombedarf der Stadt nicht gedeckt werden können, wird ein Leistungssignal an den Rückverstromungsstrang im Modell geleitet. Sofern notwendig wird die Anfrage an elektrischer Leistung auf die Mindestleistung einer Gasturbine angehoben. Nachfolgend wird der Füllstand des Wasserstoffspeichers geprüft. Sollte dieser auf unter 104 % der Kissengasmasse sinken, erfolgt eine dynamische Drosselung der Gasturbinenleistungsanfrage. Die Leistung wird hierbei jedoch nicht unter das Leistungsäquivalent der momentan dem Speicher zugeführten Wasserstoffmenge abgesenkt. Sollte der Wasserstoffspeicher vollständig geleert sein, wird die Rückverstromungsanfrage auf null abgesenkt.

Je nach Höhe der vorgesehenen installierten Gasturbinenleistung variiert die Anzahl an Gasturbinen. Um nicht alle Gasturbinen gleichzeitig im Modell abbilden zu müssen, wird zur Reduzierung der Rechenleistung eine Aufteilung auf 10 Betriebsklassen (BK) vorgenommen. Die zu installierende Gesamtleistung ergibt sich aus einem Vielfachen der Gasturbineneinzelleistung und wird ggf. aufgerundet. Die Verteilung der Gesamtleistung auf die Betriebsklassen erfolgt stufenweise in Leistungsschritten, welche der installierten Gasturbineneinzelleistung entsprechen. Beginnend bei der ersten BK werden alle BK mit der Leistung einer einzelnen Gasturbine gefüllt. Dieser Vorgang wiederholt sich, bis die gesamte installierte Leistung auf die Betriebsklassen verteilt ist. Somit ergibt sich die installierte Leistung bzw. die Anzahl an Gasturbinen je BK. Je Betriebsklasse wird eine stellvertretende Gasturbine im Modell abgebildet. Die während des Simulationsvorganges variierende Gasturbinenleistung wird auf die Betriebsklassen verteilt. Hierbei wird beginnend bei der ersten BK die installierte Leistung der einzelnen Betriebsklassen vollständig beaufschlagt und erst bei einer Überschreitung eine weitere BK hinzugeschaltet.

Im nächsten Schritt wird die Leistungsanfrage an die Gasturbinen um deren aktuellen Eigenverbrauch erhöht, sodass die für die Endanwendung zur Verfügung stehende elektrische Leistung nicht vermindert wird. Bei prädiktiver Betriebsführung könnte durch frühere Zuschaltung einer weiteren BK die zum Gasturbinenstart benötigte Leistung durch die zuvor in Betrieb gegangene BK ausgeglichen werden. Die Stromerzeugung mit einhergehendem Wasserstoffverbrauch in der Gasturbine erfolgt entsprechend des Leistungssollwertes. Die für die Endanwendung zur Verfügung stehende Leistung ergibt sich aus der elektrischen Leistungsgeneration der Gasturbinen abzüglich deren Eigenverbräuchen. Die Leistung und der Wasserstoffverbrauch je BK ergibt sich aus dem Produkt der Anzahl der Gasturbinen je Betriebsklasse und der zum betrachteten Zeitpunkt auftretenden Leistung bzw. dem Verbrauch der für die jeweilige BK stellvertretend abgebildeten Gasturbine. Der elektrische Strom wird der Stadt zur Deckung ihres Bedarfes zur Verfügung gestellt. Die zum Gasturbinenbetrieb benötigte Wasserstoffmenge wird dem Speichersystem entnommen. Ein ggf. auftretender Mangel an Wasserstoff bzw. in der Stromerzeugung wird bilanziert und muss durch das öffentliche Stromnetz oder einer anderweitigen, zusätzlichen Bereitstellung ausgeglichen werden. Eine prädiktive Steuerung der Gasturbinen unter Zuhilfenahme von EE-Erzeugungsprognosedaten findet im Modell nicht statt.

4.5.4 PtHy_4

Für die Szenarien der saisonalen Rückverstromung werden auf negativen Residuallasten basierende Power-to-Hydrogen-Zeitreihen als Profile zur erneuerbaren Strombereitstellung verwendet. Als Strom-Abnahmeprofile dienen aus positiven Residuallasten abgeleitete Rückverstromungsprofile. Die Zeitreihen wurden für die Zeithorizonte 2030 und 2050 erstellt. Eine Überschneidung beider Kurven findet somit nicht statt, wodurch eine direkte Stromzufuhr ausgeschlossen ist. Der gesamte Strom wird dem Elektrolysesystem und der Verdichtereinheit zugeführt (Stromüberschuss) und sämtlicher Strombedarf wird mittels Rückverstromung bereitgestellt (Strommangel). Der Elektrolyseurbetrieb bei Stromüberschuss erfolgt wie in PtHy_1 beschrieben. Die Wasserstoffverdichtung ist analog zu PtHy_3 und die Wasserstoffspeicherung analog zu PtHy_1 mit Kavernenspeicher ausgeführt. Bei Strommangel erfolgt die Bereitstellung des gespeicherten Wasserstoffes, welcher anschließend der Gasturbine zur Stromerzeugung zugeführt wird. Bei dem Ausspeichervorgang aus dem Kavernenspeicher wird Energie für die Wasserstofftrocknung benötigt. Dieser Energiebedarf muss zusätzlich durch die Gasturbine bereitgestellt werden, wodurch sich der Wasserstoffverbrauch erhöht. Der für die Gastrocknung benötigte elektrische Energiebedarf liegt nach Planet GbR (2014) bei 0.25 % der auf den Brennwert bezogenen Energiemenge des ausgespeicherten Wasserstoffes. Von Michalski (2016) wird der für die Trocknung benötigte Energieaufwand deutlich geringer eingeschätzt. Aufgrund der geringen Größenordnung des Energieaufwandes wird dieser im Modell vernachlässigt. Die Rückverstromung über Gasturbinen ist entsprechend den Ausführungen zu PtHy_3 mit geänderter Leistungsklasse gestaltet.

4.6 Definition von Systemgrenzen und technischen Kennzahlen

Im Bereich Power-to-Gas dienen Kennzahlen der Bewertung von Komponenten bzw. von Systemen. In der Literatur variieren Kenngrößen jedoch in ihrer Bedeutung. Insbesondere verwenden Elektrolyseurhersteller Definitionen und Systemgrenzen und -bezeichnungen nicht einheitlich. Für eine Vergleichbarkeit von Systemen ist somit eine einheitliche Verwendung von Kennwerten und Bilanzgrößen notwendig. Zur technischen Bewertung der Systemkomponenten sowie deren Betriebsverhalten im Gesamtsystem werden verschiedene Kennzahlen definiert. Hierbei wird sich an den von ISE (2018b) und Siemens (2019) beschriebenen Konventionen orientiert. Ebenso werden Kenngrößen zur Charakterisierung der Systempfade festgelegt. Weitere Terminologien für Niedertemperatur-Wasserelektrolyseanlagen werden von JRC (2018) festgelegt.

Elektrolyse

Die in dieser Arbeit verwendeten Systemgrenzen für die Elektrolyseanlage sind in Abbildung 4-7 dargestellt. Auf Zellebene werden verschiedene Wirkungsgrade definiert. Diese beziehen sich sofern nicht anderweitig vermerkt auf den Nennpunkt des Elektrolysesystems und zum Beginn of Life (BOL).

Der Spannungswirkungsgrad gibt das Verhältnis von thermoneutraler Zellspannung zur realen Zellspannung an und dient zur Bestimmung der Höhe der Überspannungen in der Zelle bzw. im Stack. Er beschreibt somit die Effizienz des Reaktionssystems aus katalysatorbeschichteten Elektroden, Membran, Zellgeometrie, Strömungsverhalten und Elektrolyten in Abhängigkeit der Betriebsparameter.

$$\text{Spannungs-Wirkungsgrad} \quad \eta_v = \frac{U_{th}(p, T)}{U_{Zelle}(j, p, T)} \quad (4-72)$$

$|$ U_{th} thermoneutrale Zellspannung $|$ U_{Zelle} reale Zellspannung

Der Faraday-Wirkungsgrad ist als Verhältnis der real produzierten und am Stackausgang verfügbaren Wasserstoffmenge zur theoretisch, entsprechend des Stromflusses nach dem Faradayschen Gesetz (Formel (3-12)), produzierten Wasserstoffmenge definiert. Dieser beschreibt zellinterne Strom- und Wasserstoffverluste.

$$\text{Faraday-Wirkungsgrad} \quad \eta_i = \frac{n_{H_2,real}}{n_{H_2,theo.}} \quad (4-73)$$

$|$ $n_{H_2,real}$ real produzierte Wasserstoffstoffmenge im Stack (Kathodenseite) $|$ $n_{H_2,theo.}$ theoretisch produzierte Wasserstoffstoffmenge im Stack (Kathodenseite)

Zur Bewertung der Gesamteffizienz der Zelle wird der Zell-Wirkungsgrad herangezogen. Dieser setzt sich aus dem Spannungs- und dem Faraday-Wirkungsgrad zusammen. Er beschreibt ausschließlich die Zelle bzw. den Stack.

$$\text{Zell-Wirkungsgrad} \quad \eta_z = \eta_v \cdot \eta_i \quad (4-74)$$

$|$ η_v Spannungs-Wirkungsgrad $|$ η_i Faraday-Wirkungsgrad

Zur Beschreibung von Elektrolyseanlagen dient unter anderen der Modul-Wirkungsgrad. Dieser bezieht sich auf die elementaren Komponenten der Anlage und ist somit vom Standort unabhängig. Der Modul-Wirkungsgrad kann für Vergleichsmessungen herangezogen werden. Die Kernkomponente innerhalb dieser Bilanzierung stellt der Stack dar, wodurch sich eine starke Herstellerspezifität ergibt. Definiert wird der Modul-Wirkungsgrad aus dem Verhältnis des Wasserstoff-Massenstromes am Modulausgang (Druckregelventil nach Gasabscheider und Gaskühler) und der elektrischen AC-Leistung am Gleichrichter zusammen mit der Leistungsaufnahme von Elektrolyt- und Speisewasserpumpe, für einen bestimmten Betrachtungszeitraum.

$$\text{Elektrolyse-Modul-Wirkungsgrad} \quad \eta_{Mod.} = \frac{\int \dot{m}_{H_2,Mod.} dt \cdot H_s}{\int P_{el.,Mod.} dt} \quad (4-75)$$

$|$ $\dot{m}_{H_2,sys.}$ gesamte Wasserstoffmassenstrom am Modulausgang $|$ $P_{el.,Mod.}$ elektrische Modulleistung, enthält: Gleichrichter sowie Elektrolyt- u. Speisewasserpumpe
 $|$ H_s Brennwert

Zur umfassenderen Beschreibung kann der System-Wirkungsgrad herangezogen werden. Dieser umfasst weitere Nebenanlagen und ist somit von deren Konzeption abhängig. Hierbei wird im Betrachtungszeitraum der Wasserstoff-Massenstrom am Systemausgang nach Reinigungs- und Trocknungsanlage (RTA) bilanziert, wobei der Wasserstoff-Verbrauch für die Regeneration der RTA mit eingerechnet wird. Weitere Wasserstoff-Verluste entstehen durch den Bypass der Prozessgasanalyse und den Gascrossover. Im Verhältnis wird hierzu die elektrische Leistung des Moduls zuzüglich Spannungsumwandlung im Transformator betrachtet. Hinzu kommen die Verbräuche durch Wasseraufbereitungsanlage, Reinigungs- und Trocknungsanlage, Kühlung inklusive der Pumpen zur

Verteilung der Kühlflüssigkeit, Druckluftversorgung, Anlagensteuerung, Sicherheitseinrichtung und alle weiteren Verbräuche, welche direkt zum Betreiben der Elektrolyseanlage notwendig sind.

$$\text{Elektrolyse-System-Wirkungsgrad} \quad \eta_{\text{sys.}} = \frac{\int \dot{m}_{\text{H}_2, \text{Sys.}} \cdot dt \cdot H_s}{\int P_{\text{el., Sys.}} \cdot dt} \quad (4-76)$$

$\dot{m}_{\text{H}_2, \text{Anl.}}$	gesamter Wasserstoffmassenstrom am Systemausgang	$P_{\text{el., Sys.}}$	elektrische Systemleistung
H_s	Brennwert		

Power-to-Gas

Zur Beschreibung von Systemketten wird der Power-to-Gas-Wirkungsgrad je nach Anwendungsfall definiert. Dieser umfasst die Niederspannungstransformation des Stromes, die elektrochemische Umwandlung, den Transport von Wasserstoff sowie ggf. dessen Kompression und Speicherung bis hin zur Verwendung in der Endanwendung. Zur vollständigen Beschreibung der Systemkette ist ggf. noch die EE-Erzeugung und der (lokale) Stromtransport in die Bilanzierung mit einzubeziehen.

Abhängig von der Nutzung des produzierten Wasserstoffes ist bei der Ermittlung von Kennzahlen zu unterscheiden, ob diesen der Heizwert oder der Brennwert zugrunde gelegt wird. Bei reiner Betrachtung des Elektrolyseurs als technischen Apparat bzw. bei der chemischen Nutzung des Wasserstoffes sollte der Brennwert verwendet werden. Dem Elektrolyseur wird das Wasser flüssig zugeführt und die Reaktion ausschließlich durch die Zuführung von elektrischer Energie herbeigeführt. Eine zusätzliche Einkopplung von Wärme erfolgt nicht. Hierbei wird die Reaktion mittels der Reaktionsenthalpie, welche dem Brennwert entspricht, beschrieben. Der brennwertbezogene Wirkungsgrad gibt die Nähe zur idealen Prozessführung an. Die brennwertbasierte Bilanzierung kann auch zur Power-to-Gas-Wirkungsgradberechnung herangezogen werden, sofern keine Wasserstoffnutzung erfolgt (Well-to-Tank) und dient in diesem Fall dem Technologievergleich verschiedener Power-to-Gas-Konzepte. Findet eine rein energetische Verwertung des Wasserstoffes, also die Umwandlung in thermische, mechanische oder elektrische Energie statt, sollte sich auf den Heizwert bezogen werden. Dieses ist bei der Systemanalyse zur Bilanzierung des Wirkungsgrades der Gesamtkette zweckmäßig.

Modelltechnische Umsetzung

Zur Durchführung der Analyse der Systemketten werden im Rahmen dieser Arbeit weitere technische Kenngrößen definiert und ermittelt. Diese dienen der Bewertung der Komponenten und des Gesamtsystems bei jeweiliger Betriebsführung. Hierfür wurden in der Simulationsumgebung Ausgabemodule programmiert. Diese geben diverse Kenndaten der Elektrolyseanlage, der Gasturbine und des Speichers an. Weiterhin erfolgt die Ausgabe von diversen das Systemverhalten charakterisierenden Zeitreihen und Kennwerten. Eine ausführliche Übersicht ist in Anhang 3 gegeben. Aus diesen Kenngrößen und Zeitreihen können weitere Kennwerte abgeleitet werden. Die Betrachtung zu ökonomischen Kennwerten erfolgt gesondert in Kapitel 6.2.

Die wichtigsten technischen Kenngrößen zur Beschreibung von Elektrolyseuren sind zentrale Angaben wie die Nennleistung, Betriebsdruck und -temperatur und das Teillastvermögen. Zur Effizienzbeschreibung unter Nennlast und im dynamischen Betrieb dienen der spezifische Energiebedarf, die Wasserstoffproduktionsrate und der System-Wirkungsgrad. Bei Elektrolyseuren wird zwischen verschiedenen Betriebsmodi unterschieden. Diese werden in dieser Arbeit unabhängig von der jeweiligen Betriebstemperatur des Elektrolyseurs definiert. Die Betriebs- bzw. Standby-Zeit geben die jeweilige Zeit des Elektrolyseurs in diesen Betriebsmodi, während der Dauer der Simulationszeit an.

Tabelle 4-5: Betriebsmodi Elektrolyseanlage

Betriebsmodus	Anlagenzustand
Betrieb	Wasserstoffproduktion, Anlage unter Druck
Teillast	Leistungsaufnahme < Nennleistung
Nennlast	Leistungsaufnahme = Nennleistung
Überlast	Leistungsaufnahme > Nennleistung
Standby	keine Wasserstoffproduktion, Anlage unter Druck
Stillstand	keine Wasserstoffproduktion, Stopp-Druck
außer Betrieb	keine Wasserstoffproduktion, Anlage inertisiert

Neben der detaillierten Charakterisierung der Elektrolyseanlage erfolgt die Beschreibung der weiteren Komponenten innerhalb dieser Arbeit durch generelle Kennwerte. Die Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien werden maßgeblich durch die installierte Leistung und die Volllaststunden beziehungsweise den Jahresertrag beschrieben. Beim Kompressor erfolgt die Angabe des Wasserstoffdurchsatzes und des Gesamt-Wirkungsgrades. Bei den Speichertechnologien sind das geometrische Volumen sowie der minimale und der maximale Druck, aus welchen sich die Speicherkapazität ableiten lässt, entscheidend. Weiterhin wird der mittlere Füllstand und die Anzahl der Speicherzyklen während des Simulationszeitraumes berechnet. Bei der Gasturbine ist die elektrische Nennleistung eine ausschlaggebende Größe. Zur Effizienzbeschreibung dienen der leistungsspezifische Brennstoffbedarf und der elektrische Bruttowirkungsgrad. Ergänzend sind Angaben zum Betriebsverhalten wie die Gasturbinendynamik und technische Grenzwerte. Die Abnahmepprofile von Wasserstoff bzw. von Strom werden durch die Höhe der Abnahme und deren zeitliche Verteilung charakterisiert. Generelle Kennwerte im Power-to-Gas-System sind Angaben zu Betriebszeit und Volllaststunden. Weiterhin ist die Profilgüte als Verhältnis von Ist- zu Sollwert eine essenzielle Größe. Sie beschreibt die Relation von Bedarf zu verfügbarem Massenstrom bzw. verfügbarer Leistung, aus welcher sich die Versorgungssicherheit als zentrale Größe berechnen lässt. Die Versorgungssicherheit wird aus dem Quotienten der über den Betrachtungszeitraum von der Anwendung benötigten und der tatsächlich bereitgestellten und auch verwendeten Quantität ermittelt. Je nach Anwendungsfall wird hierzu die Wasserstoffmenge oder die elektrische Energiemenge als Bezugsgröße verwendet.

Die während des Simulationsdurchlaufes ermittelten Kenngrößen von Elektrolyseuren und Gasturbinen unterliegen einer systematischen Abweichung. Die Mittelwertbildung erfolgt gewichtet nach der

Betriebszeit bzw. der Leistung der für die jeweilige Betriebsklasse abgebildeten Elektrolyseure (siehe Kap. 4.5). Die auftretende Unschärfe basiert auf dem Umstand, dass zwischen den Betriebsklassen die Anzahl der in Betrieb befindlichen Elemente aufgrund des externen Systemaufbaus dynamisch variieren kann. Eine exakte Bilanzierung würde eine daraufhin angepasste Gewichtung erforderlich machen. Auf eine Implementierung dieser Korrektur wurde aufgrund der geringen zu erwartenden Abweichung und in Hinblick auf Einsparung von Rechenkapazität verzichtet. Die zur Anlagencharakterisierung unter Nennlast ermittelten Kenngrößen bleiben hiervon unberührt. Zur Berechnung der Stoffströme in der Systemkette wurden die zum jeweiligen Zeitpunkt in Betrieb befindlichen Elemente der Betriebsklassen berücksichtigt.

5 Rechtliche Rahmenbedingungen

In den folgenden Unterkapiteln wird Bezug zu mehreren gesetzlichen Regelwerken genommen. Stand der Ausarbeitung ist Mai 2021. Anpassungen zum Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021) wurden bereits vorgenommen. Die Ausführungen in dieser Arbeit fassen den rechtlichen Rahmen in Deutschland in Hinblick auf Power-to-Gas-Anwendungen zusammen. Im Sinne der Übersichtlichkeit wurden Inhalte gekürzt und vereinfacht dargestellt. Zur rechtlichen Begutachtung im Einzelfall ist grundsätzlich der entsprechende Gesetzestext in der jeweils gültigen Fassung heranzuziehen.

5.1 Begriffsdefinitionen

Energie aus erneuerbaren Quellen / erneuerbare Energie

Als erneuerbare Energie gelten nach Artikel 2 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (RED II 2018) Energien, welche aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen gewonnen werden. Wörtlich genannt sind u.a. Wind, Sonne (Solarthermie und Photovoltaik), geothermische Energie, Wasserkraft und Energie aus Biomasse/Biogas.

Im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG2021 2020) gilt Energie aus Wasserstoff nicht als erneuerbare Energie.

Netz, Netzbetreiber

Als Netz gilt nach § 3 Nr. 35 EEG die Gesamtheit, aller untereinander verbundenen technischen Einrichtungen, welche durch Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität zur allgemeinen Versorgung dienen. Als Netzbetreiber gilt nach Nr. 36 jeder Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität. Dieses ist unabhängig von der Spannungsebene. Gemäß § 3, Nr. 2-7, 10 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 2018) wird zwischen den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen, Elektrizitätsverteilernetzen, Energieversorgungsnetzen, Fernleitungsnetzen, Gasversorgungsnetzen, Gasverteilernetzen und Übertragungsnetzen unterschieden. In Deutschland gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber, welche nach Regionen aufgeteilt sind: Amprion, TenneT, TransnetBW, 50Hertz.

Anlage

Als Anlage im Sinne von § 3 Nr. 1 EEG sind Einrichtungen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien definiert. Hierzu zählen auch Einrichtungen, welche zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, aufnehmen und in elektrische Energien umwandeln.

Gas, Biogas, Speichergas

Seit den 2018 in Kraft getretenen Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes wird nach § 3 Nr. 10c EnWG Wasserstoff ebenfalls als Biogas eingeordnet, sofern dieser mittels Wasserelektrolyse erzeugt worden ist und wenn der hierzu verwendete Strom nachweislich zu mindestens 80 % aus regenerativen Quellen, entsprechend der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, stammt. Selbiges gilt für synthetisches Erdgas, sofern das zur Methanisierung eingesetzte Kohlenstoffdioxid/-monoxid entsprechend dem o. g. Anteil regenerativ erzeugt wurde. Laut dem Erneuerbare-Energien-Gesetz § 3 Nr. 11 EEG wird Wasserstoff jedoch nicht als Biogas angesehen, da es nicht durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen wird.

Wasserstoff kann nach § 3 Nr. 42 EEG jedoch als Speichergas gelten, sofern es ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird und zur Zwischenspeicherung von Strom dient. Eine Beschränkung auf Wasserstoff ist in dieser Definition nicht enthalten.

Allgemein als Gase definiert sind nach § 3 Nr. 19a EnWG u.a. durch Wasserelektrolyse erzeugter Wasserstoff sowie durch anschließende Methanisierung hergestelltes Methan.

Gasnetzzugang

Biogas entsprechend § 3 Nr. 10c des Energiewirtschaftsgesetzes, welches z.B. aus Power-to-Gas-Anlagen erzeugt wurde, darf nach § 32 Abs. 1-3 der Gasnetzzugangsverordnung nur in das Gasversorgungsnetz eingespeist werden, wenn dieses auf Erdgasqualität aufbereitet wird. (GasNZV 2017)

Letztverbraucher

Als Letztverbraucher ist nach § 3 Nr. 33 des EEG jede natürliche oder juristische Person, welche Strom verbraucht definiert. Unter die Definition des EnWG § 3 Nr. 25 fallen jene Personen, welche Energie für den eigenen Verbrauch kaufen. Dieses umfasst auch den Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile. Auch Power-to-Gas-Anlagen welche Strom zwischenspeichern und anschließend unter Berücksichtigung der Speicherverluste wieder zurückspeisen, werden als Letztverbraucher definiert.

Transportkunde

Als Transportkunden im Gasbereich entsprechend EnWG § 3 Nr. 31b gelten neben Großhändlern und Gaslieferanten inklusive der Handelsabteilung eines vertikal integrierten Unternehmens auch Letztverbraucher.

Eigenversorgung

Als Eigenversorgung ist nach § 3 Nr. 19 des EEG der Verbrauch von Strom aus einer selbst betriebenen Stromerzeugungsanlage im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang, ohne Leitung durch ein Netz der allgemeinen Versorgung definiert. Der unmittelbare räumliche Zusammenhang wird nach BNetzA

(2016) beispielsweise für dasselbe Grundstück und Betriebsgelände gesehen. Im Sinne von § 2 Nr. 2 StromStG wird als Eigenerzeuger derjenige, der Strom zum Selbstverbrauch erzeugt, definiert.

5.2 Entflechtung

Im Zuge der Novellierung des EnWG im Jahr 1998 erfolgte die Entflechtung (unbundling) der Marktrollen des Netzbetreibers und des Stromhandels. Dieses soll zu einem Angleichen der Wettbewerbsbedingungen führen. Unternehmen, welche gleichzeitig Energieversorger und Netzbetreiber waren, befanden sich bis dahin im Vorteil, da Sie ihren eigenen Strom zu niedrigeren Konditionen durch ihr Netz leiten konnten. Die Entflechtung ermöglicht dem Endkunden die freie Wahl des Energieversorgers, unabhängig davon, an welchem Verteilnetz er angeschlossen ist. Auch Energieversorger können bei Strombezug auf dem Energiemarkt den Stromhändler frei wählen. Auf Übertragungsnetzebene funktioniert das Konzept der Netzneutralität. Ausnahmeregelungen bestehen für Verteilnetzbetreiber, welche wenige Anschlüsse bereitstellen.

5.3 Strompreiszusammensetzung

Der Strompreis für Endverbraucher setzt sich aus mehreren Anteilen zusammen, wobei die Energiebeschaffung lediglich ca. ein Fünftel des Gesamtpreises ausmacht. Die Strompreiszusammensetzung ist in Abbildung 5-1 exemplarisch angegeben.

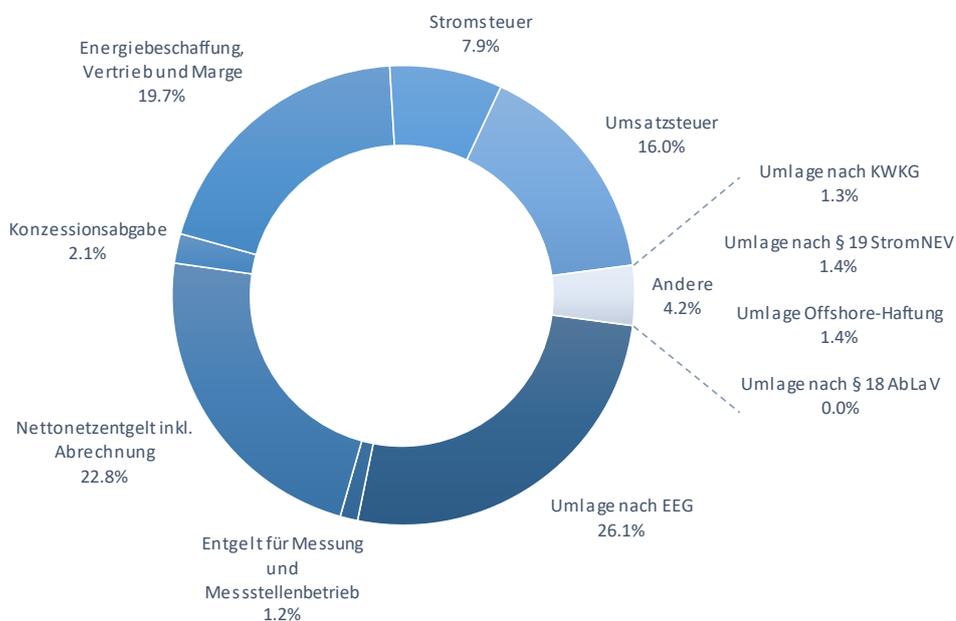


Abbildung 5-1: Zusammensetzung des Strompreises zum 1. April 2018 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr (nach BNetzA 2018)

Hierbei ist zu beachten, dass es u.a. je nach Abnehmertyp und Abnahmemenge zu Unterschieden in der Zusammensetzung kommen kann und ggf. Ausnahmeregelungen zur Geltung kommen. Somit ist es für Speichertechnologien entscheidend welche weiteren Anteile, beispielsweise in Form von Steuern,

Umlagen, Abgaben und Entgelten für den Strombezug anfallen. Ebenso ist es von Bedeutung, welche Anteile bei der Ausspeicherung und dem Weiterverkauf des Stromes angerechnet werden.

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über die wesentlichen Strompreisbestandteile gegeben. Dabei werden neben der zu erbringenden Leistung auch Zahlungserbringer und Zahlungsempfänger genannt. Weiterhin wird auf die Höhe des Betrages und die gesetzlichen Grundlagen eingegangen. Die folgenden Angaben wurden mit Hilfe des Energielexikons der Bundesnetzagentur zusammengetragen. (BNetzA 2021)

Netzentgelt

Ein großer Bestandteil des Strompreises ist das Netzentgelt. Dieses ist von jedem Netznutzer, der Strom oder Gas durch das Versorgungsnetz leitet, an den Netzbetreiber zu entrichten. Strom- bzw. Gaslieferanten leiten diese Kosten an den Letztverbraucher weiter. Die Höhe des für die Stromleitung durch das Netz erhobenen Entgeltes wird unter staatlicher Regulierung vom Netzbetreiber festgelegt und weist regionale Unterschiede auf. Das Netzentgelt ist bei Strom nicht abhängig von der Länge der genutzten Leitung. Die gesetzliche Grundlage für dieses Entgelt stellt § 20 EnWG sowie die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV 2019) und die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV 2017) dar.

EEG-Umlage

Auch die EEG-Umlage stellt einen hohen Anteil des Strompreises dar. Diese dient der Vergütung von EE-Anlagen, welche Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen. Die Vergütung wird vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) an den EE-Anlagenbetreiber gezahlt. Die EEG-Umlage hingegen wird von den Letztverbrauchern als Anteil der Strombezugskosten erhoben. Hierzu gehören nach § 61 EEG auch Eigenversorger. Die Höhe der Umlage richtet sich nach dem Differenzbetrag zwischen den Erlösen des durch den ÜNB an der Strombörse vermarkteten EE-Stromes und dem festgelegten Vergütungssatz der EE-Erzeugung. Alternativ kann bei einer Direktvermarktung des Stromes der Differenzausgleich auch durch die Marktprämie erfolgen. Ein zusätzlicher Anreiz für die Direktvermarktung wird durch die Marktprämie gegeben. Sonderregelungen gelten für bestimmte stromkostenintensive Unternehmen, Schienenbahnen und Eigenversorger unter bestimmten Voraussetzungen. Geregelt wird dieses durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der steigenden Anzahl an EEG-geförderten Anlagen steigt auch die Summe der Differenzbeträge und infolge auch die Höhe der EEG-Umlage. Neben dem Börsenpreis haben auch der aktuelle EEG-Kontostand und die Liquiditätsreserve Einfluss auf die Höhe der EEG-Umlage.

Weitere Umlagen

Neben der EEG-Umlage werden noch weitere Umlagen erhoben. Zum einen findet hierdurch die Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG 2018) statt. Eine weitere Umlage dient dem Ausgleich entgangener Erlöse des Netzbetreibers, welche durch reduzierte individuelle Netzentgelte einzelner Netznutzer zustande kommen. Die regulatorische

Grundlage hierfür stellt § 19 der Stromnetzentgeltverordnung dar. Für die Befreiung von bestimmten Strompreisbestandteilen gibt es eine Vielzahl von Ausnahmeregelungen. Beispielsweise zur Förderung von atypischer Netznutzung durch Spitzenlastverlagerung in Schwachlastzeiten oder zur Entlastung stromintensiver Produktionsprozesse, um deren Konkurrenzfähigkeit zu gewährleisten. Der Umfang dieser Regelungen richtet sich stark nach dem Jahresverbrauch, dem Wirtschaftssektor und nach Verbrauchsschwellen. Für nicht privilegierte Stromabnehmer führt dieses zu einer höheren Belastung, da sich deren Umlage entsprechend erhöht. (Zapf 2017) Weiterhin werden nach dem Energiewirtschaftsgesetz Entschädigungszahlungen an Betreiber von Offshore-Windparks zum Ausgleich von Unzugänglichkeit des Netzanschlusses gezahlt. Zusätzlich werden die Kosten für die Errichtung und den Betrieb von Anbindungsleitungen von Offshore-Windparks erhoben. Die Vergütung für gezielte Lastsenkungen zur Erhaltung der Netzstabilität werden durch die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV 2016) festgelegt.

Konzessionsabgaben

Konzessionsabgaben werden von Netzbetreibern an Gemeinden für die Benutzung der öffentlichen Straßen und Wege zur Verlegung von Strom- und Gasleitungen entrichtet. Die Netzbetreiber wiederum legen die Abgaben auf den Strompreis um. Die Höhe der Abgabe richtet sich nach dem Energieliefervertrag und teilweise nach Einwohnerzahl, Nutzungszweck und Kundengruppe. Die Konzessionsabgaben werden durch die Konzessionsabgabeverordnung (KAV 2006) geregelt.

Stromsteuer

Die Stromsteuer ist eine Verbrauchssteuer für elektrischen Strom, welche anfällt, wenn Strom aus dem Versorgungsnetz entnommen wird. Sie muss vom Stromerzeuger, welcher die Kosten wiederum auf den Letztverbraucher umlegt bzw. vom Eigenerzeuger, welcher Strom zum Selbstverbrauch bezieht, entrichtet werden. Diese staatliche Regulierung findet durch das Stromsteuergesetz (StromStG 2019) statt.

Umsatzsteuer

Die Umsatzsteuer wird durch kommerzielle Stromanbieter erbracht, welche diese wiederum von den Letztverbrauchern erheben. Sie ist die Verbrauchssteuer für die Entnahme von elektrischem Strom aus dem Versorgungsnetz und wird staatlich durch die Umsatzsteuerdurchführungsverordnung (UStDV 2019) und das Umsatzsteuergesetz (UStG 2019) reguliert.

5.4 Befreiung von Strompreisbestandteilen bei Power-to-Gas

Durch § 17 Absatz 1 EnWG ist der Anschluss von Erzeugungs- und Speicheranlagen für elektrischen Strom an Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze geregelt. Demnach hat der Anschluss durch den

Betreiber von Energieversorgungsnetzen in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht diskriminierungsfrei und transparent zu erfolgen. Nach § 8 Abs. 1 EEG hat der Anschluss von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen in kürzest möglicher Entfernung und geeigneter Spannungsebene bzw. am technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt an das Netz zu erfolgen. Entsprechend § 16 Abs. 1 EEG sind die Kosten für den Anschluss der Erzeugungsanlage an den Netz-Verknüpfungspunkt durch den Anlagenbetreiber zu tragen.

Im Zusammenhang mit Power-to-Gas finden beim Bezug von Strom einige Regelungen zur Befreiung von Strompreisbestandteilen Anwendung.

Netzentgelt

Für die Einspeisung elektrischer Energie ist nach § 15 StromNEV grundsätzlich kein Netzentgelt zu entrichten.

Nach § 19 Abs. 4 StromNEV wird Letztverbrauchern zur Stromspeicherung mit anschließender Rückverstromung ein individuelles Netzentgelt mit weiterer Verringerung bei netzdienlichem Verhalten eingeräumt. Eine Entgeltbefreiung für Stromspeicher wie Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen ergibt sich nach § 118 Abs. 6 EnWG für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme, sofern sie bis 2026 in Betrieb genommen werden. Dieses gilt auch bei Graustrombezug.

Bei Stromdirektleitung und bei Eigenverbrauch, jeweils ohne Leitung über das öffentliche Versorgungsnetz, fällt kein Netzentgelt an. (dena 2018)

EEG-Umlage

Elektrolyseure werden beim Strombezug als Letztverbraucher im Sinne des Energierechts eingestuft und müssen demnach die EEG-Umlage entrichten.

Nach **§ 61a EEG** erfolgt ein Entfall der EEG-Umlage bei Eigenversorgern bei Erfüllung mindestens einer der folgenden Voraussetzungen:

- Wenn der bezogene Strom in der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird (Kraftwerkseigenverbrauch). Hierzu zählen auch die Neben- und Hilfsanlagen.
- Wenn die Stromerzeugungsanlage weder unmittelbar noch mittelbar an ein Stromnetz der allgemeinen Versorgung angeschlossen ist.
- Wenn die Eigenversorgung vollständig aus selbst produzierten EE-Strom erfolgt und wenn der nicht selbst verbrauchte Strom ohne Anspruch auf Förderung (Einspeisevergütung, Marktprämie) in das Netz eingespeist wird.

Nach § 61b EEG sind durch Eigenversorger lediglich 60 % der EEG-Umlage zu zahlen, wenn im betrachteten Kalenderjahr für die EE-Stromerzeugungsanlage bzw. für die Rückverstromungsanlage von zwischengespeicherter Energie ausschließlich erneuerbare Energien eingesetzt werden.

Nach § 61e EEG entfällt die EEG-Umlage für Bestandsanlagen, wenn der Letztverbraucher die Stromerzeugungsanlage als Eigenversorger betreibt und den Strom selbst verbraucht. Hierbei darf der

Strom nur durch ein Netz der allgemeinen Versorgung geleitet werden, wenn dieser im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird. Bestandsanlagen sind unter anderem Anlagen, welche nicht nach Ablauf des Jahres 2017 erneuert, erweitert oder ersetzt worden sind.

Nach § 61j EEG wird die EEG-Umlage im vollen oder anteiligen Maße erhoben, sofern eine Stromerzeugungsanlage an das Übertragungsnetz angeschlossen ist sowie auch bei direkter Stromlieferung an Letztverbraucher, welche nicht mit dem Stromerzeugungsanlagenbetreiber identisch sind.

Nach **§ 61i EEG** wird die EEG-Umlage für zwischengespeicherten Strom verringert. Beim Strombezug (Einspeicherung) verringert sich die EEG-Umlage in der Höhe, in welcher bei der Stromerzeugung (Ausspeicherung) und anschließend dem Endverbrauch die EEG-Umlage gezahlt wird. Diese kann jedoch keine negativen Werte annehmen. Darüber hinaus entfällt die EEG-Umlage auf die Differenz zwischen ein- und ausgespeister Strommenge (Speicherverluste). Ebenso findet eine Verringerung für Strombezug zur Erzeugung von Speichergas, welches in das Erdgasnetz eingespeist wird, statt. Hierbei jedoch nur in der Höhe, in der das Speichergas zur Stromerzeugung eingesetzt wird und auf diesen Strom die EEG-Umlage gezahlt wird.

Besondere Ausgleichsregelungen werden in Teil 4 Abschnitt 2 EEG festgelegt. Nach § 64 EEG bestehen somit eine Reihe von Ausnahmeregelungen für stromkostenintensive Unternehmen deren Jahresverbrauch 1 GWh übersteigt. Diese Unternehmen sollen nur so weit zur EEG-Umlage beitragen, wie es mit der internationalen Wettbewerbssituation vereinbar ist.

Eine weitere Umlagereduzierung ergibt sich aus § 69b EEG für die Herstellung grünen Wasserstoffes. Die Anforderungen an die Herstellung grünen Wasserstoffes nach § 93 EEG sind in § 12i der Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (BT 2021) festgelegt.

weitere Umlagen und Konzessionsabgabe

Eine Befreiung von Power-to-Gas-Anlagen von sonstigen Umlagen im Allgemeinen erfolgt nicht. (Encon 2018) Lediglich bei der Stromdirektnutzung ohne Leitung über das öffentliche Versorgungsnetz besteht keine Pflicht zur Zahlung der KWK-Umlage, von netzentgeltgekoppelten Abgaben und der Konzessionsabgabe. (Bredow 2016; dena 2018)

Stromsteuer

Die gesetzlichen Regelungen zur Steuerbefreiung und -ermäßigung sind in §§ 9 ff StromStG festgelegt. Somit erfolgt eine Befreiung der Stromsteuer unter anderen für:

- Strom aus EE-Erzeugungsanlagen > 2 MW Nennleistung, welcher vom Anlagenbetreiber vor Ort zum Selbstverbrauch entnommen wird, sofern dieser nicht (auch nicht bilanziell) ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird
- Strom, welcher zur Stromerzeugung entnommen wird (z.B. für Neben- und Hilfsaggregate)
- Strom aus EE-Erzeugungsanlagen ≤ 2 MW Nennleistung, wenn

- Selbstverbrauch durch Anlagenbetreiber im räumlichen Zusammenhang zur Anlage
- Entnahme durch Letztverbraucher in räumlichen Zusammenhang zur Anlage
- Strom aus Anlagen ≤ 2 MW, welcher am Ort der Erzeugung verwendet wird und weder mittel- noch unmittelbarer Netzanschluss besteht

Eine Steuererlassung, -erstattung bzw. -vergütung erhalten nach § 9a Abs. 1 StromStG produzierende Gewerbe für viele energieintensive Prozesse. Hierzu zählt u.a. auch Strom, welcher für die **Elektrolyse** entnommen wird. Dieses ist unabhängig von der Rückverstromung sowie von dem zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträger.

5.5 Förderung erneuerbarer Energien

Die Förderung von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen ist durch das EEG festgelegt. Nach § 19 EEG haben Betreiber von regenerativen Erzeugungsanlagen für den erzeugten Strom Anspruch auf

- Marktprämie nach § 20 EEG,
- Einspeisevergütung nach § 21 Abs.1 EEG oder
- Mieterstromzuschlag nach § 21 Abs. 3 EEG (für Strom aus Solaranlagen auf Wohngebäuden).

Diese Ansprüche bestehen nur sofern der EE-Anlagenbetreiber keinen Anspruch auf eine Entgeltzahlung seitens des Netzbetreibers als Ausgleich vermiedener Netzentgelte vorgelagerter Netzebenen nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV erhebt. (§ 19 Abs. 2 EEG) Die genannten EEG-Ansprüche bestehen nach § 19 Abs.3 EEG auch, wenn der Strom vor der Netzeinspeisung zwischengespeichert wurde. Der Anspruch besteht dann für die aus dem Speicher in das Netz eingespeiste Strommenge. Hierbei ist auch ein gemischter Einsatz von Speichergasen möglich. Laut § 21b Abs. 2 darf der durch die EE-Anlagen produzierte Strom prozentual auf verschiedene Veräußerungsformen inklusive der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a aufgeteilt werden. Bei Inanspruchnahme der Vergütung darf nach §27a der erzeugte Strom nicht für die Eigenversorgung genutzt werden. Eine Ausnahme besteht, wenn der Strom durch EE-Erzeugungsanlagen, welche am selben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, verbraucht wird. Generell besteht nach § 80 EEG ein Doppelvermarktungsverbot für Strom aus erneuerbaren Energien.

Nach § 25 EEG erfolgt eine garantierte Förderung konstanter Höhe für die Dauer von 20 Jahren. Die Höhe dieser Ansprüche richtet sich laut § 23 EEG nach den als Berechnungsgrundlage **anzulegenden Werten** für EE-Strom, in welchen die **Umsatzsteuer nicht enthalten** ist. Die Vergütungssätze hängen im Wesentlichen von der Art der EE-Anlage, deren installierte Leistung und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme ab. Der festgelegte Vergütungssatz unterliegt einer zeitlich gestaffelten Absenkung, wobei sich im Gegenzug aufgrund des technologischen Fortschritts und der erhöhten Nachfrage die Anschaffungskosten reduzieren.

Nach § 21 EEG sind Betreiber von Neuanlagen zur EE-Erzeugung **größer 100 kW verpflichtet** den in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeisten Strom mit Anspruch auf die Zahlung einer **Marktprämie direkt zu vermarkten**. Lediglich bei Neuanlagen bis 100 kW installierter Leistung besteht

Anspruch auf Einspeisevergütung und Mieterstromzuschlag. Für Bestandsanlagen gelten abweichende Regelungen.

Entsprechend § 11 Abs. 1 EEG hat die Abnahme des EE-Stromes durch den Netzbetreiber vorrangig zu erfolgen. Das Recht von EE-Anlagenbetreibern, den erzeugten Strom ohne Inanspruchnahme der o.g. Zahlungen direkt zu vermarkten, bleibt laut § 21a EEG weiterhin gewährleistet. Dieses wird als sonstige Direktvermarktung betitelt.

Direktvermarktung

EE-Anlagenbetreiber können den von ihren Anlagen erzeugten Strom direkt vermarkten. Ab einer Anlagengröße, welche 100 kW übersteigt, ist die Direktvermarktung verpflichtend. Bei der Direktvermarktung wird der erzeugte EE-Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist und an der Strombörse vermarktet. Diese Aufgabe kann der Anlagenbetreiber an einen Direktvermarkter übergeben. Hierfür zahlt der Direktvermarkter dem Anlagenbetreiber eine Vergütung, welche sich aus dem an der Börse erzielten Erlösen des Stromverkaufes abzüglich einer Provision für die Vermarktung ergibt. Weiterhin hat der Anlagenbetreiber Anspruch auf die Zahlung einer Marktprämie.

Marktprämie

Die Inanspruchnahme von finanziellen Förderungen für Strom aus größeren Neuanlagen bedingt nach § 22 EEG eine erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung nach Teil 3 Abschnitt 3 EEG durchgeführten Ausschreibung der Bundesnetzagentur. Dieses gilt u.a. für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen ab 750 kW installierter Leistung sowie für Biomasseanlagen ab 150 kW. Wie bereits zuvor für Freiflächenphotovoltaikanlagen eingeführt, ist mit dem Inkrafttreten des EEG im Jahr 2017 ein Ausschreibungsmodell zur Ermittlung der Förderhöhe von Windenergie- und Biomasseanlagen sowie sonstiger Solaranlagen bindend. Die Ausschreibungen dienen der wettbewerblichen Ermittlung der Marktprämie bzw. des anzulegenden Wertes, welcher die Förderhöhe bestimmt. Die Ausschreibungsrunden sind nach EE-Erzeugungstyp getrennt und erfolgen zu festgelegten Zeitpunkten. Im Gebot muss neben des Gebotswertes auch die Gebotsmenge und ein direkter Projektbezug angegeben werden. Die Bieter erhalten den Zuschlag im Umfang ihres Gebotes. Die jeweiligen Ausschreibungen sind hinsichtlich der zu installierenden Leistung begrenzt, wodurch der EE-Ausbau gesteuert werden soll. Bei einer Überzeichnung der Ausschreibung wird der Zuschlag an die Bieter mit den niedrigsten Geboten erteilt, bis das Ausschreibungsvolumen erreicht ist. Dieses dient zur Förderung des Wettbewerbes.

Der Anspruch auf Marktprämie besteht nach § 20 Abs. 1 EEG nur für Strom welcher direkt vermarktet wird. Die Anlagen müssen vom Direktvermarkter fernsteuerbar sein, welches bedeutet, dass der jeweilige Ist-Einspeisewert abgerufen werden kann und die Möglichkeit besteht die Einspeiseleistung ferngesteuert zu regeln. Somit kann im Falle einer Überlastung der Stromnetze die Einspeisung der dezentralen Anlagen gedrosselt werden. Die Höhe der Marktprämie ergibt sich aus dem Differenzbetrag des an der Strombörse vermarkteten EE-Stromes und regulativ festgelegten Vergütungssätzen.

Die Höhe der Marktprämie ergibt sich nach Anlage 1 zu § 23a EEG aus der Differenz des anzulegenden Wertes (Vergütung) und dem jeweiligen Monatsmarktwert (Börsenwert), wobei sich diese je nach Energieträger stark unterscheidet. Die Marktprämie kann keine negativen Werte annehmen.

Für Windenergie an Land wird der Monatsmarktwert aus dem durchschnittlichen, mengengewichteten Stundenmittelwert berechnet. Die Berechnungen für Windenergie auf See und solare Strahlungsenergie erfolgen analog. Für Biomasse und weitere EE-Erzeugungsformen ist als Monatsmarktwert der tatsächliche Monatsmittelwert am Spotmarkt anzulegen. Die Monatsmarktwerte sowie die jeweils tatsächlich erzeugten Strommengen müssen vom ÜNB in stündlicher Auflösung veröffentlicht werden.

Nach **§ 27a EEG** darf von Anlagen, welche einen Zahlungsanspruch auf Marktprämie erheben, der produzierte Strom nicht zur **Eigenversorgung** verwendet werden. Ausgenommen ist u.a. Strom, welcher von EE-Erzeugungsanlagen verbraucht wird, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind.

Ist für EE-Erzeugungsanlagen größer 100 kW die Direktvermarktung nicht möglich, kann entsprechend § 21 Abs. 1 EEG eine zeitlich begrenzte Ausfallvergütung beantragt werden. Hierbei reduziert sich nach § 53 Abs. 3 EEG der anzulegende Wert zunächst um 20 %.

Zum Marktprämienmodell gehören neben der Marktprämie auch die Managementprämie zum Ausgleich des bei der Direktvermarktung entstehenden Mehraufwandes. Ebenso gibt es für Biogasanlagen größer 100 kW auch eine Flexibilitätsprämie, welche zur bedarfsgerechten Stromproduktion beitragen soll.

Einspeisevergütung

Die Einspeisevergütung kann nur für Anlagen bis 100 kW installierter Leistung beansprucht werden. Laut § 21 Abs. 2 EEG muss der gesamte durch die EE-Anlage erzeugte Strom dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden, sofern dieser nicht in unmittelbarer räumlicher Anlagennähe verbraucht wird. Ebenso darf mit der Anlage keine Teilnahme am Regelenergiemarkt erfolgen. Nach § 53c EEG verringert sich der anzulegende Wert für Einspeisevergütung und Mieterstromzulage bei einer Stromsteuerbefreiung nach dem Stromsteuergesetz in Höhe dieser Befreiung.

Härtefallregelung

Muss aufgrund eines Netzengpasses die Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen reduziert werden muss nach § 15 EEG der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber für die entgangenen Einnahmen entschädigen, wenn dieser Engpass durch den Netzbetreiber zu vertreten ist.

Netzentgeltzahlung an EE-Strom-Erzeuger

Nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV erhalten Betreiber von dezentralen Strom-Erzeugungsanlagen vom Verteilnetzbetreiber ein Entgelt für die Stromeinspeisung. Die Höhe des Entgeltes entspricht den vermiedenen Netzentgelten von vorgelagerten Netzebenen. Das Entgelt wird nicht gewährt, wenn für die Stromerzeugung die Förderung nach § 19 EEG beansprucht wird. Ferner müssen die Anlagen vor 2023 bzw. bei volatiler Erzeugung vor 2018 in Betrieb genommen worden sein.

Grünstromeigenschaft

Regelung zur Übertragbarkeit der Grünstromeigenschaft mittels Herkunftsnachweisen für Strom aus erneuerbaren Energien, für welchen keine EEG-Förderung beansprucht wird, sind nach § 79 EEG festgelegt. Für direkt vermarkteten Strom aus erneuerbaren Energien unter Beanspruchung von Zahlungen der Marktprämie geschieht die Weitergabe der Grünstromeigenschaft nach § 79a EEG mittels Regionalnachweisen.

5.6 Sonstige Vermarktungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien

Betreiber von EE-Anlagen können den produzierten Strom auch ohne Förderung zum Marktpreis vermarkten. Dieser Vorgang wird im EEG als sonstige Direktvermarktung betitelt. Hierbei bleibt jedoch im Unterschied zur Direktvermarktung im Marktprämienmodell die Grünstrom-Eigenschaft erhalten.

Individuelle Verträge können zwischen Direktvermarkter und den Anlagenbetreibern verhandelt und die Einspeisung entsprechend abgerechnet werden. Hierdurch eröffnen sich neue Erlösmöglichkeiten und die Teilnahme am Energiemarkt. Gesonderte Geschäftsmodelle können sich durch das Erbringen von Regelleistung ergeben. Ebenso kann eine Vermarktung durch Direkthandel oder an der Börse stattfinden und besondere Gewinne durch den Stromverkauf zu Spitzenzeiten des Stromverbrauchs erzielt werden. Der Direktvermarkter erhält vom Anlagenbetreiber für die Vermarktung des durch die Anlagen produzierten Stromes eine Provision. Hierfür übernimmt dieser im Gegenzug beispielsweise regulatorische und verwaltungstechnische Aufgaben, wie den Aufwand für den Marktzugang und das Bilanzkreismanagement. Je nach verhandeltem Preismodell und Vertragslaufzeit ergibt sich für den Anlagenbetreiber eine wirtschaftliche und planerische Sicherheit.

Mittels eines Power Purchase Agreement (PPA) können langfristige Stromlieferverträge abgeschlossen werden. Der Anlagenbetreiber fungiert als Stromanbieter und Stromabnehmer sind Direktabnehmer wie beispielsweise industrielle Großunternehmen oder Stromhändler, welche den Strom weitervermarkten. Hierbei obliegt es dem Kunden, ob er die Strombeschaffung mit allen zugehörigen Aufgaben in Eigenregie durchführt oder einen Dienstleister mit der Strombeschaffung vom Stromerzeuger beauftragt. PPAs sind in Deutschland aufgrund der Förderung mittels Marktprämienmodell wenig verbreitet. Bei einer weiter sinkenden Einspeisevergütung könnte dieses Konzept aber auch für Neuanlagen an Bedeutung gewinnen. Ebenso können PPAs auch eine Option der Anschlussfinanzierung von Altanlagen, deren Förderungszeitraum abgelaufen ist, darstellen.

Nach Ausführungen des Bundesverbandes Windenergie ist in Deutschland die Etablierung von PPAs schwierig. Als Hindernisse für Direktverträge werden momentan die kleinen Projektgrößen, welche für Unternehmen mit hohem Energiebedarf nicht lohnenswert sind, angesehen. Ein weiteres Hindernis ist der Aufwand, welcher mit den Verhandlungen zur Vertragsgestaltung, einhergeht. Die Risiken müssen auf Anlagenbetreiber und Stromkunden verteilt werden. Auch stellt dieses Konzept eine neue Risikostruktur für Investoren dar. PPAs könnten aber auch außerhalb der EEG-Förderung attraktiv

werden, wenn durch den Atom- und Kohleausstieg Energiemengen aus dem Netz genommen werden. Auch könnte es im Rahmen des Emissionsrechtehandels der EU zu einem Preisanstieg für Zertifikate kommen. Die Anforderung an die Industrieunternehmen ihre Treibhausgasemissionen zu senken und die kontinuierliche Reduzierung der Gesamtmenge an handelbaren Emissionsrechten sprechen für weitere Erlösmöglichkeiten mit erneuerbaren Energieträgern. Ein flexibler und kurzfristiger Wechsel zwischen PPA und EEG-Förderung ist nicht möglich. In anderen Ländern wie den USA, Skandinavien, Niederlande und Großbritannien sind PPAs weit verbreitet. (BWE 2018)

Regelenergie, Systemdienstleistung

Für regenerative Gas-Erzeugungsanlagen ist eine Teilnahme am Regelenergiemarkt, sowohl für positive als auch für negative Regelenergie möglich. Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen können hierbei als flexible zu- und abschaltbare Lasten genutzt werden. Darüber hinaus können Erlöse durch eine Netzintegrationsvereinbarung zwischen Netz- und Anlagenbetreiber erzielt werden. Dieses bringt den Vorteil, dass beispielsweise Windenergieanlagen gezielt in den Elektrolyseur einspeisen können und Einspeisemanagement zu Teilen vermieden werden kann.

Vermarktung von regenerativ erzeugtem Gas

Erlösmöglichkeiten für erneuerbares Gas ergeben sich aus der Einspeisung in das Erdgasnetz oder aus Direktlieferungen an Tankstellen und Industriebetrieben. Weitere Bereiche sind die Rückverstromung, oder die Vermarktung als Biokraftstoff oder im Wärmemarkt.

Die Rückverstromung kann nach dem EEG gefördert werden, wobei die Höhe der Förderung jener ohne Zwischenspeicherung entspricht. Hierbei finden die auftretenden Kosten und die mit der Speicherung einhergehenden Umwandlungs-, Speicher- und Transportverluste keine Beachtung. Auf dem Kraftstoffmarkt sind Erlösmöglichkeiten über den Treibhausgasminderungsquotenhandel für biogene Kraftstoffe entsprechend § 37a ff EEG möglich. Im Wärmemarkt können Erlöse im Bereich Power-to-Heat und im Zusammenhang mit dem KWKG erzielt werden.

5.7 Gasnetz

In Teil 6 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV 2017) sind neben der Netzanschlusspflicht und dem Netzzugang weitere Regelungen für Transportkunden (siehe Kapitel 5.1) von Biogas festgehalten. Die Einleitung von Biogas in das Erdgasnetz ist prinzipiell erlaubt. Nach § 32 GasNZV muss das Biogas hierzu auf Erdgasqualität aufbereitet werden und entsprechend § 36 GasNZV hat der Einspeiser sicherzustellen, dass während der Einspeisung das Gas die Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e. V. (DVGW) erfüllt. Gemäß § 34 Abs. 1 GasNZV sind Netzbetreiber dazu verpflichtet Ein- und Ausspeiseverträge vorrangig mit Transportkunden von Biogas abzuschließen und deren Gas vorrangig zu transportieren. Die Verteilung der Netzanschlusskosten wird in § 33 Abs. 1 GasNZV geregelt. Dabei entfallen 75 % der Kosten auf den Netzbetreiber, während der Anschlussnehmer 25 % zu tragen hat. Die Kosten für den

Anschlussnehmer werden hierbei auf 250 000 € begrenzt, sofern die Länge der Verbindungsleitung 10 km nicht überschreitet. In diesem Fall sind die entstehenden Mehrkosten durch den Anschlussnehmer zu tragen. Laut Abs. 8 GasNZV kann der Netzanschluss seitens des Netzbetreibers nur verwehrt werden, wenn die technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit des Netzes nicht gegeben ist. Weiterhin ist der Netzbetreiber verpflichtet kapazitätserhöhende Maßnahmen durchzuführen. Eine Ablehnung des Netzanschlusses seitens des Betreibers des Energieversorgungsnetzes kann laut § 17 Abs. 2 EnWG erfolgen, sofern nachgewiesen wird, dass dieser hinsichtlich betriebsbedingter, wirtschaftlicher oder technischer Gründe nicht möglich oder nicht zumutbar ist. Hierbei muss dargelegt werden welche Maßnahmen für den Netzausbau notwendig wären und welche Kosten hierbei entstehen würden. Nach BNetzA (2014) darf eine Unwirtschaftlichkeit nicht allein durch den intermittierenden Betrieb und der einhergehenden fluktuierenden Einspeisung der anzuschließenden Anlage begründet werden. Angaben zur zeitlichen Abfolge und Fristen eines Netzanschlussbegehrens und des sich daraus ergebenden Netzanschlussvertrages sind in § 33 Abs. 4-6 GasNZV festgelegt. Hierbei muss auch eine garantierte Mindesteinspeisekapazität festgelegt werden. Nach Abs. 2 muss der Netzbetreiber die Verfügbarkeit des Netzanschlusses dauerhaft (zu mindestens 96 %) gewährleisten. Ferner ist dieser für die Wartung und den Betrieb des Netzanschlusses zuständig und trägt ebenso die Kosten für selbige. In § 35 GasNZV ist festgelegt, dass dem Transportkunden für die Ein- und Ausspeisung von Biogas ein erweiterter Bilanzausgleich zusteht, welches die Bilanzkreisabrechnungen vereinfacht.

Entgelte

Transportkunden erhalten nach § 20a GasNEV bei der unmittelbaren Einspeisung von Biogas in das Gasnetz ein pauschales Entgelt von 0.007 €/kWh für vermiedene Netzkosten. Dieses ist vom Netzbetreiber für einen Zeitraum von 10 Jahren nach Inbetriebnahme des Netzanschlusses zu zahlen. Der Anspruch besteht unabhängig von der Netzebene.

Netzentgelte für Gas fallen sowohl bei der Einspeisung als auch bei der Ausspeisung an. Nach § 20b GasNEV wird die als Biogasumlage bekannte Kostenumlegung für den effizienteren Netzanschluss inklusive Wartung und Betrieb, für den erweiterten Bilanzausgleich und für Entgelte vermiedener Netzkosten geregelt. Diese ist in den Gasnetzentgelten enthalten. (Lietz 2019)

Entgeltbefreiung

Nach § 118 Abs. 6 EnWG besteht für Wasserelektrolyse- und Methanisierungsanlagen neben einer Befreiung von Netzentgelten beim Strombezug auch eine Befreiung von Einspeiseentgelten in das Gasnetz. Ebenso ist nach §§ 18 Abs. 1, 19 Abs. 1 GasNEV für die Einspeisung von Gas (inkl. Wasserstoff) in das örtliche Verteilnetz und von Biogas (inkl. Wasserstoff nach EnWG) in das Fernleitungsnetz kein Einspeiseentgelt zu verrichten.

Ein Entfall von Ausspeiseentgelten aus dem Gasnetz findet nicht statt. Auch fallen Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung, Konzessionsabgaben, Umsatzsteuer grundsätzlich an. (Lietz 2019)

Energiesteuer Gas

Die Steuer für Gas ist seit 2006 zusammen mit der Stromsteuer im Energiesteuergesetz (EnergieStG 2020) aufgeführt. Erstere besteuert den Verbrauch von nicht erneuerbaren Energieträgern wie Erdgas, um umweltschädliches Verhalten zu sanktionieren und klimafreundliche Technologien zu fördern.

Für den Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellen-BHKW sind Regelung zur Energiesteuer in § 3 Nr. 2 Energiesteuergesetz festgelegt. Für den Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen bestehen Festlegungen zur Kraftfahrzeugsteuer nach §§ 3, 9 Kraftfahrzeugsteuergesetz (KraftStG 2002).

5.8 Rechtsrahmen Power-to-Gas

Elektrolyse

Die gesetzlichen Regelungen für Power-to-Gas-Anwendungen in Deutschland sind nicht in einer zentralen Rechtschrift zusammengefasst. Da dieses Konzept Schnittmengen zu verschiedenen Bereichen aufweist, ergeben sich die Rahmenbedingungen aus einem Zusammenspiel mehrerer Gesetze, wobei die Zuständigkeit auf mehrere Ministerien verteilt ist. (Encon 2018)

Weitgehende Kritik an der derzeitigen Gesetzeslage besteht, da Power-to-Gas-Anlagen im Sinne des EnWG als Letztverbraucher gelten und somit der Grünstrombezug einer Elektrolyseanlage grundsätzlich voll mit Nebenkosten belastet ist. Im physikalischen Sinne erfolgt jedoch eine Speicherung, also auch eine zeitversetzte Freisetzung des bezogenen Stromes. Hierbei fallen auch beim Ausspeichern verschiedene energierechtliche Kosten an. Lediglich bei einigen Konstellationen, bei welchen kein Anschluss zum Netz der öffentlichen Versorgung besteht, findet diese Doppelbelastung Berücksichtigung. Seitens Interessensverbänden wird argumentiert, dass ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb nur mit durchgehender Anlagenauslastung möglich ist, welches Netzstrom erfordert. Somit sind die bisherigen Geschäftsmodelle für Investoren beschränkt. In zukünftiger Rechtsordnung sollten Speicher ebenfalls eine gesonderte Rolle im Energiesystem erhalten. Die pauschale Einordnung als Letztverbraucher, wenn auch mit Ausnahmeregelungen, wird diesem nicht gerecht. Ebenfalls sollte mit der Einführung einer Speicherdefinition für Rechtsklarheit gesorgt werden.

Auch wird bemängelt, dass der generelle Wert, welchen Wasserstoff und synthetisch erzeugtes Erdgas für das Energiesystem bringen, nicht bzw. nicht angemessen vergütet werden. Dementsprechend erfolgt eine Honorierung des Klimaschutzpotentials nur über die Treibhausgasquote, während die netz- und markttechnische Systemrolle als Speicher- und Sektorenkopplungstechnologie nicht berücksichtigt wird. Somit wird seitens der Interessensverbände eine verbesserte Anrechnung von Wasserstoff und synthetischen Methan auf die Treibhausgasquote gefordert. Diese sprechen sich ebenso für die Öffnung

des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes, des Gebäudeenergiegesetzes sowie von Flottenzielvorgaben für regenerativ erzeugte Gase aus. Weiterhin werden die Einführung von CO₂-Bepreisung, des Sondertatbestandes Stromnebenkosten, einer Mindestquote für Biogase sowie die Definition von Wasserstoff als Energieträger als sinnvoll angesehen. Eine Übersicht über Beschränkungen von Power-to-Gas nach der aktuellen Gesetzeslage und Anpassungsvorschläge sind in Tabelle 5-1 dargestellt. (AssmannPeiffer 2019)

Bio-Kraftstoffe

In §37a BImSchG sind Vorgaben zum Mindestanteil von Biokraftstoffen in fossilen Kraftstoffen festgelegt, welches zu einer Minderung an Treibhausgasemissionen führen soll. Somit ist bis zum Jahr 2020 eine Reduzierung von 6 % gegenüber des Referenzwertes vorgesehen. Bei der Nichterfüllung der Quote werden Sanktionen verhängt.

Nach der Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote (37. BImSchV 2017) sind Wasserstoff und synthetisch hergestelltes Methan (SNG) aus vollständig regenerativ erzeugtem Strom auf die Treibhausgasquote anrechenbar. Hierzu darf der Strom aus erneuerbaren Energien nicht-biogenen Ursprungs nicht aus einem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen werden, sondern muss direkt von einer Stromerzeugungsanlage bezogen werden. Für den Strombezug aus dem Netz bestehen Ausnahmen, z.B. zum Notabfahren der Anlage. Die Anrechnung gilt auch über die Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe hinaus. Ebenso gelten H₂ und SNG nach (38. BImSchV 2019) als fortschrittliche Kraftstoffe zur Erfüllung der festgelegten Unterquote.

Hierbei wird seitens Interessenverbänden gefordert den Strom für die Herstellung der o.g. strombasierten Kraftstoffe auch aus dem allgemeinen Stromnetz beziehen zu dürfen und den entsprechenden Emissionswert anhand der ursprünglichen Energiequelle zu berechnen. Dabei sollte der Strom jedoch ausschließlich regenerativ hergestellt werden und keiner staatlichen Förderung unterliegen (sonstige Direktvermarktung) sowie mittels Herkunftsnachweis zertifiziert werden. Auch sollten bezüglich der Verpflichtung zur Treibhausgasemissionsminderung eindeutige Regelungen zur Mitverarbeitung regenerativen Wasserstoffes im Kraftstoffherstellungsprozess in Raffinerien oder anderen Industriezweigen getroffen werden. Ebenso wird die Anerkennung regenerativen Wasserstoffes zur Emissionsminderung in der chemischen Industrie im Rahmen des EU-Emissions Trading System (ETS) gefordert. Im Sinne der Technologieoffenheit sollte regenerativer Wasserstoff mit anderen Technologien zur CO₂-Vermeidung gleichgestellt werden und ebenfalls eine Mehrfach-Anrechnung auf die Treibhausgasquote erfolgen. Entsprechend Interessenverbänden könnten diese Maßnahmen die Sektorenkopplung sowie die Versorgungssicherheit in einem vorwiegend regenerativen Energiesystem aktiv begünstigen. Ebenso würde sich für europäische Unternehmen ein Wettbewerbsvorteil im Bereich Power-to-Gas mit erheblichem Zukunftspotential ergeben. (Encon 2018)

Tabelle 5-1: Vorschläge zur Anpassung des Rechtsrahmens für Power-to-Gas (Auswahl nach AssmannPeiffer 2019)

aktuelle Gesetzeslage / Kritikpunkt	Vorschlag zur Verbesserung → Effekt
<u>Anrechnung auf THG-Quote</u>	
EE-Anlage darf nicht an das Netz angeschlossen sein und Grünstrom darf nicht über das Netz geliefert werden	<ul style="list-style-type: none"> • H2/SNG auch dann auf Quote anrechenbar, wenn Grünstrom über das Netz zu ELA transportiert wird → ELA könnte Strom aus versch. EE-Anlagen bündeln
H2 muss direkt vertankt werden (kein bilanzieller Transport über das Gasnetz)	<ul style="list-style-type: none"> • SNG auf Quote anrechnen, wenn als H2 eingespeist und bilanziell dem Erdgas entnommen wird → PtG-Anlagen ohne Methanisierungsstufe könnten von der THG-Quote profitieren
Anrechnung von grünem H2, das in Raffinerien eingesetzt wird nicht möglich	<ul style="list-style-type: none"> • grünes H2, das bei der Raffination fossiler Kraftstoffe eingesetzt wird, kann auf die THG-Quote angerechnet werden → Mineralölindustrie könnte THG-Bilanz selbst verbessern, PtG-Anlagenbetreiber könnten grünes H2 an die Mineralölindustrie verkaufen
geringe Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der Förderquote für fortschrittliche Biokraftstoffe (einschl. H2/SNG) → „höherer Druck“ zur Beschaffung von Erfüllungsoptionen der Unterquote, ggf. langfristiges Investitionsinteresse bei Quotenverpflichteten
geringe THG-Quote	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der THG-Quote insgesamt (über die 6 % für 2020 hinausgehend) → Quotenmarkt wird insgesamt ausgeweitet, steigert Nachfrage insgesamt
<u>Öffnung des TEHG für H2/SNG</u>	<ul style="list-style-type: none"> • Anpassung Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG), sodass grünes H2/SNG emissionsmindernd wird → zusätzlicher Absatzmarkt für grünes H2/SNG
<u>Einführung einer CO2-Bepreisung</u>	<ul style="list-style-type: none"> → Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit von PtG Anlagen abhängig von Ausgestaltung, perspektivisch mittelbare Wirkung

Weiterführung Tabelle 5-1: Vorschläge zur Anpassung des Rechtsrahmens für Power-to-Gas (Auswahl nach AssmannPeiffer 2019)

aktuelle Gesetzeslage / Kritikpunkt

Vorschlag zur Verbesserung → Effekt

Reduzierung Stromnebenkosten

- Klarstellung, dass § 118 Abs. 6 S.7 EnWG auch für alle netzentgeltbezogenen Nebenkosten gilt
→ Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen durch günstige Strombezugsoption

• Einführung „Sektorenkopplungsanlagen“

- Erhöhung der Wirtschaftlichkeit der PtX Anlagen, direkte Wirkung

Einführung Mindestquote für „grüne Gase“

- Grün-Gas-Quote für Gasnetz oder Endkundenbelieferung
→ Steigerung der Nachfrage nach grünen Gasen (H2/SNG könnte ebenfalls als grünes Gas anerkannt werden)

Anpassung § 27a EEG2017

- Kombination von EEG-Förderung und Eigenversorgung in PtG-Anlagen
→ ermöglicht wirtschaftlichere Modelle zum Betrieb von PtG Anlagen in Kombination mit EE-Anlagen

6 Kostenmodell

6.1 Kostenanalyse der Systemkomponenten

Die Grundlage der ökonomischen Bewertung stellt das Kostenmodell der einzelnen Systemkomponenten dar. Dieses enthält neben Investitionskosten, auch fixe und variable Betriebskosten sowie Angaben zur technischen Lebensdauer. In der Kostenfunktion findet auch die Abhängigkeit der installierten Anlagengröße sowie die zukünftige Kostenentwicklung Beachtung. Die Abschätzungen der ökonomischen Parameter in dieser Arbeit basiert auf einer Zusammenstellung mehrerer fachspezifischer Literaturquellen. Die bereits in diesem Kapitel referenzierten Szenarien werden in Kap. 7.1 definiert.

allgemeine Kostenbestandteile

Die Investitionskosten treten mit der Installation der Anlagen zu Beginn des Betrachtungszeitraumes sowie bei Neubau nach dem Erreichen der technischen Lebensdauer auf. Diese Kosten werden als spezifischer Wert je installierter Leistung bzw. Kapazität angegeben. Neben den Anlagenkosten ergeben sich noch weitere direkte Projektkosten. Hierzu gehören Kosten für Grundstück und Erschließung (Baumaßnahmen, Infrastruktur, Tiefbau) sowie für Netzanbindung an Gas- bzw. Stromnetz (entsprechend der Spannungsebene). Zusätzliche Kosten ergeben sich für die Finanzierung in Abhängigkeit von Zinssatz und Abschreibungszeitraum. Weitere Kosten entstehen für Planung und Genehmigungen sowie bei der Inbetriebnahme (Montage, Transport) und ggf. für den Rückbau. Im letzten Jahr der Lebensdauer der Komponenten erfolgt eine Reinvestition. Für ggf. auftretende Rückbaukosten wird die Annahme getroffen, dass diese durch den Materialwert gedeckt werden.

Die spezifischen fixen Kosten sind konstante, wiederholend auftretende Kosten zur Deckung der für die Aufrechterhaltung des Betriebes notwendigen Aufwendungen. Sie sind vereinfachend als prozentualer Anteil der jeweiligen Investitionskosten auf Komponentenebene angegeben und treten jährlich auf. Die fixen Betriebskosten dienen zur Deckung von Wartungs-, Instandhaltungs- und Reinigungsarbeiten sowie zur Beschaffung von Material und Ersatzteilen. Weiterhin zählen hierzu die Bedienungs-, Verwaltungs- und Unterhaltskosten (Personal) sowie Kosten für Versicherung, Pacht und Steuern.

Die spezifischen variablen Kosten sind abhängig vom Betrieb der Anlage und direkt an deren Durchsatz bzw. vergleichbare Größen gekoppelt. Sie dienen beispielsweise zur Deckung von Betriebsmitteln und Verbrauchsmaterialien. Zu den verbrauchsgebundenen Betriebskosten zählen die Kosten der eingekauften und verbrauchten Energieträger wie beispielsweise Brennstoffe oder Strom aus dem öffentlichen Netz zur Deckung des Eigenverbrauchs. Hierbei werden die Energiemenge und der Energieeinkaufspreis der jeweiligen Betrachtungsperiode zugrunde gelegt.

Erlöse können durch den Verkauf von Strom- und Wasserstoffüberschüssen generiert werden. Die Vergütung richtet sich nach dem entsprechenden Marktpreis bzw. Abnahmebedingungen.

Der Restwert stellt den Wert der Installationen zu Ende des Betrachtungszeitraumes dar und wird im letzten Jahr den Ausgaben gegengerechnet.

komponentenbasierte Kostenbestandteile

Die Angabe der Parameter untergliedert sich entsprechend der Systemkomponenten nach erneuerbarer Energieerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik, der elektrischen Energieumwandlung und -übertragung, der Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse, der Gasspeicherung, -einspeisung und -leitung sowie der Rückverstromung. Die im Rahmen dieser Arbeit zur ökonomischen Analyse verwendeten Werte sind in Tabelle 6-1 unter Angabe der zur Werteermittlungen herangezogenen Quellen dargestellt.

Tabelle 6-1: ökonomische Parameter für Systemkomponenten

Komponente	2020	2030	2050
Windkraft onshore			
CAPEX in Euro/kW _{elektr.}	1 250	1 150	1 050
OPEX fix in %CAPEX je Jahr	3	3	3
Lebensdauer in Jahren	22.5	25	25
Photovoltaik (Freifläche)			
CAPEX in Euro/kW _{elektr.}	1 050	850	750
OPEX fix in %CAPEX je Jahr	3	2	2
Lebensdauer in Jahren	25	25	25
Quellen: (ISI 2010a), (ISI 2010b), (IEA 2012), (DLR 2012), (Pietzcker et al. 2014), (ISE 2015), (ISE 2016), (Le Duigou et al. 2017), (Schmidt et al. 2017), (ISE 2018a)			
Stromleitung			
CAPEX in Euro/km	500 000	500 000	500 000
OPEX fix in %CAPEX je Jahr	5	5	5
Lebensdauer in Jahren	60	60	60
Quellen: (BPA 2004), (dena 2010), Agora (2014), (FFE 2015)			
Elektrolyse			
	< 100 MW	> 100 MW	> 100 MW
CAPEX in Euro/kW _{elektr.}	1 050	650	500
OPEX fix in %CAPEX je Jahr	4	3	3
Lebensdauer in Jahren	20	25	30
Quellen: (Planet GbR 2014), (Stern und Stadler 2014), (HyUnder 2014), (DLR 2015b), (dena 2016), (ISE 2016), (AEE 2016), (Michalski et al. 2017), (Le Duigou et al. 2017), (Zapf 2017), (Buttler und Spliethoff 2018), (Saba et al. 2018), (DBI GUT 2018), Richtpreisangebote aus 2018, (Böhm et al. 2020)			
H₂-Verdichter			
	1 MW _{elektr.} 30→90 bar	10 MW _{elektr.} 30→200 bar	10 MW _{elektr.} 30→200 bar
CAPEX in Euro/kW _{elektr.}	1.000	750	750
OPEX fix in %CAPEX je Jahr	4	4	4
Lebensdauer in Jahren	20	20	20
Quellen: (Greiner et al. 2007), (Beccali et al. 2013), (Planet GbR 2014), (SBC 2014), (NREL 2014), (Michalski 2016), (e-mobil 2016)			

H ₂ -Gasleitung			
CAPEX in Euro/km	450 000	400 000	400 000
OPEX fix in %CAPEX je Jahr	2.5	2.5	2.5
Lebensdauer in Jahren	30	30	30
Quellen: (BPA 2004), (EC 2005), (Dewit und Faaij 2007), (Yang und Ogden 2007), (Tzimas et al. 2007), (Parker et al. 2010), (van der Zwaan et al. 2011), (LBST 2012), (André et al. 2013), (Baufumé et al. 2013), (FFE 2015)			
H ₂ -Speichertank			
CAPEX in Euro/kg _{H2}	750	700	700
OPEX fix in %CAPEX je Jahr	2	2	2
Lebensdauer in Jahren	30	30	30
H ₂ -Röhrenspeicher			
CAPEX in Euro/kg _{H2}	400		
OPEX fix in %CAPEX je Jahr	2		
Lebensdauer in Jahren	30		
Quellen: (LBST 2001), (EC 2003), (Zoulias et al. 2006), (Jauslin Stebler 2012), (LBST 2012), (Beccali et al. 2013), (Planet GbR 2014), (SBC 2014), (e-mobil 2016)			
H ₂ -Kavernenspeicher 500 000 m ³ _{geom.} inkl. Kopfanlage, ohne Kompressor			
CAPEX in Euro je Kaverne		60 Mio.	60 Mio.
OPEX fix in %CAPEX je Jahr		4	4
Lebensdauer in Jahren		40	40
Quellen: (LBST 2012), (Planet GbR 2014), (HyUnder 2014), (SBC 2014), (Michalski 2016)			
H ₂ -Gasturbine			
CAPEX in Euro/kW _{elektr.}	450	400	400
OPEX fix in %CAPEX je Jahr	2	2	2
OPEX var. in Euro/MWh _{elektr.} (ohne Brennstoff)	10	10	10
Lebensdauer in Jahren	30	30	30
Quellen: (Pilavachi et al. 2009), (dena 2010), (IEA 2012), (Planet GbR 2014), (ISE 2016), (e-mobil 2016), (AEE 2016), (Michalski 2016), (Zapf 2017), (ISE 2018a)			

Bei den **erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen** sind in den Investitionskosten die reinen Anlagenkosten sowie die netztechnische Anbindung enthalten. Diese schließen Kosten für Erschließung, Fundamente, Transport und Montage sowie der elektrischen Infrastruktur mit ein. Projektierungskosten und Kosten für Pacht, Finanzierung und Versicherung sind nicht mit inbegriffen. Die Windkraftanlagen werden als onshore Anlagen betrachtet und die Photovoltaikanlagen als großskalige Freiflächenanlagen.

Die für die **Elektrolyseanlagen** angegebenen Investitionskosten gelten für Turn-Key Anlagen. Diese enthalten periphere Systeme wie Speisewasseraufbereitung, Kühlanlage, Steuerluftversorgung, Wasserstoffreinigung, Mittelspannungstransformator und Gleichrichter. Der Hauptkostenanteil von Elektrolyseuren liegt mit 40-50 % beim Stack. Weitere Kostenanteile eines 1 MW-Elektrolyseurs sind in IRENA (2020) quantitativ unter Angabe des Kostenreduktionspotentials aufgeführt. In NOW (2011) wird

die Annahme getroffen, dass Kosten für Installation und Transport ca. 10 % der Investitionskosten ausmachen. Eine Kostenaufschlüsselung von großskaligen, alkalischen Elektrolyseanlagen in der Größenordnung von 5 MW und 100 MW ist in DLR (2015b) gegeben. Der Flächenbedarf und die Gebäudekosten inklusive der Fundamentbildung werden hierbei auf 1.3 Mio. Euro (5 MW) bzw. 8.7 Mio. Euro (100 MW) geschätzt. Eine weitere Betrachtung der Kosten für Gebäude und Infrastruktur von Elektrolyseanlagen wurde in ISI (2010a) durchgeführt. Diese sind in den hier verwendeten Kosten pauschal mit einbegriffen. Heutige Annahmen für Investitionskosten wurden neben Literaturdaten auch auf Basis von Richtpreisangeboten etablierter Hersteller getroffen. Weiterhin müssen vom Anlagenbetreiber gesonderte Kosten für Pacht, für die Planung und Genehmigungen der Anlage sowie für das Bedienpersonal einkalkuliert werden. Diese werden pauschal als Gemeinkosten zusammengefasst. Eine gesonderte Betrachtung zum Footprint der Anlagen erfolgt im Rahmen dieser Arbeit nicht.

Zur Darstellung der Kostenentwicklung für zukünftige Szenarien wurde auf Studienbasis eine Anpassung in den Kostenwerten vorgenommen. Insbesondere für die Zukunftsszenarien unterliegen die Literaturdaten jedoch einer weiten Streuung. Annahmen zur Technologie- und Kostenentwicklung der alkalischen Elektrolyse wurden von mehreren Autoren getroffen. In Morgan et al. (2013) wird der Einfluss gemeinsam verwendeter Peripherie untersucht. Demnach bedingt ein Upscaling der Peripherie eine Systemvereinfachung sowie eine Kostenreduktion. In den Ausführungen von Schmidt et al. (2017) wird die mögliche Kostenreduktion durch Forschungs- und Entwicklung sowie durch Hochskalierung von Elektrolyseanlagen untersucht. Hierbei wird Bezug auf umfangreiche Expertenbefragungen aus Wissenschaft und Industrie genommen. Ebenso wird der Einfluss einzelner Komponenten auf Kostenreduktion, Lebensdauer und Effizienz angegeben. Durch Saba et al. (2018) erfolgt eine Abschätzung der Investitionskosten in Abhängigkeit der installierten Leistung im Multi-MW-Bereich. In den Analysen von Böhm et al. (2019) und Böhm et al. (2020) wird von einer Kostenreduktion sowohl durch Skalierung von Komponenten (Erhöhung der Einheitengröße/-leistung: sizing-up) sowie durch Technologiefortschreibung (höhere Anzahl an produzierten Einheiten: numbering-up) ausgegangen. In den Ausführungen werden eine Übersicht zur Kostenstruktur von Elektrolyseanlagen und Annahmen zum Einfluss des Upsizings von Einheiten und Systembestandteilen sowie zum Lernverhalten getroffen. Hierbei wird herausgestellt, dass sowohl das Kostenreduktionspotential auf Stackebene durch Scaleup (Zelldurchmesser) begrenzt, als auch die Stackgröße (Zellanzahl) konstruktiv beschränkt sind. Der in der Literatur angegebene Skalierungsfaktor, welcher als Potenz den Zusammenhang zwischen der Größenänderung und der Kostenänderung darstellt, variiert für die alkalische Elektrolyse stark (0.5-0.95). Zukünftig wird von einer signifikanten Erhöhung der Elektrolyseur-Produktionsrate ausgegangen, welche die technologische Lernkurve bedingt. Demnach wird die Gesamtproduktion um einige Größenordnungen steigen und die Investitionskosten stark sinken (30-75 %). Hierbei wird von einer Erhöhung der typischen Anlagengröße in den Multi-MW Bereich ausgegangen. Neben der Kostenreduktion durch Massenproduktion und Materialverbesserung auf Komponentenebene wird auch der Produktionsablauf effizienter gestaltet. In IRENA (2020) wird auf Strategien zur Kostenreduktion auf

Stack- und Systemebene eingegangen. Neben der Lernrate auf Komponentenebene werden auch Annahmen zum Einfluss der Hochskalierung getroffen.

Spezifische fixe Kosten fallen für Wartungen und Reparaturen an sowie für elektrischen Strom (Niederspannung) für die Anlagensteuerung als Betriebsmittel. Spezifische variable Kosten fallen für die Wasserbereitstellung und -aufbereitung sowie für die Stickstoffversorgung an. Nach Planet GbR (2014) sind die variablen Kosten im Vergleich zu den spezifischen fixen Kosten sehr gering und werden vernachlässigt. Der Strombezug wird hierbei separat betrachtet. Als kritische Komponente gilt der Stack, welcher mit einer Lebensdauer von 50 000 Betriebsstunden angegeben wird. Eine Generalüberholung mit Reaktivierung der Elektroden und Diaphragmentausch ist alle 7-12 Jahre empfohlen. Jedoch wurde auch der Betrieb von Anlagen über 20 Jahre ohne Öffnung des Stacks dokumentiert. (NOW 2011) Bei drucklosen Systemen werden in DLR (2015b) die geringeren Materialkosten und die Dauerhaltbarkeit hervorgehoben. Demnach wird eine Lebensdauer von 60 000 Betriebsstunden erwartet, woraufhin eine Generalüberholung ansteht. Im Allgemeinen wird von einer technischen Lebensdauer zwischen 20 und 30 Jahren ausgegangen.

Die **Verdichterkosten** wurden entsprechend des Solldruckes der Anwendung im jeweiligen Szenario recherchiert. In den heutigen Szenarien wird eine Wasserstoffverdichtung von 30 bar auf einen Zieldruck von 90 bar (Röhrenspeicher) vorgenommen, wohingegen für die Zukunftsszenarien der Zieldruck ca. 200 bar (Kavernenspeicher) beträgt. Die in der Literatur verfügbaren Kostenangaben variieren stark. Darüber hinaus wird oftmals keine Unterscheidung zwischen verschiedenen Verdichterarten getroffen. Zur Abschätzung der zu installierenden Verdichterleistung wird von der nominellen Wasserstoffproduktionsrate der Elektrolyseure ausgegangen und die für die Verdichtung bei einem Druckverhältnis von 3 (30→90 bar) bzw. von 7 (30→210 bar) benötigte Leistung abgeschätzt. Zur Erreichung von Druckverhältnissen größer als 4 werden mehrere Verdichter hintereinander geschaltet. Als konservative Annahme wird für die Verdichterleistung in heutigen Szenarien (PtHy_3) 1 % der installierten Elektrolyseleistung angesetzt, wobei diese in 0.5 MW-Schritten gestaffelt ist. Für zukünftige Szenarien (PtHy_4) wird die Verdichterleistung zu 2 % der installierten Elektrolyseleistung festgelegt und durch den maximal zulässigen Massenstrom in die Kaverne begrenzt. Im Szenario PtHy_4 werden die Verdichter am Kavernenstandort zusätzlich in einfacher Redundanz ausgeführt. Nach Planet GbR (2014) beträgt der Wasserstoffdruck bei der Kavernenausspeicherung nach dem Trocknungsprozess ca. 50 bar. Für die Zuführung zur Endanwendung beim Ausspeichervorgang wird in den betrachteten Szenarien keine weitere Kompression benötigt. Zusätzliche Kosten ergeben sich für Pufferspeicher und Gemeinkosten für Gebäude, Grundstück und Planung.

Wasserstoffspeicher in Tankform kommen in heutigen Szenarien zum Einsatz und werden auch zukünftig als Pufferspeicher zur Vergleichmäßigung des Wasserstoffstromes zwischen Elektrolyseur und Verdichter und zur Verringerung von Druckschwankungen eingesetzt. Aufgrund des bereits sehr hohen Entwicklungsstadiums der Speichertanks wird nur noch eine geringe Kostensenkung durch

Technologieentwicklung und Scaleup-Effekte angenommen. Die Betrachtung der Röhrenspeicher findet in dieser Arbeit nur in aktuellen Szenarien Einsatz. Zusätzlich ergeben sich Kosten für Grundstück und Betrieb.

Die in den Szenarien PtHy_3 und PtHy_4 notwendige Verdichterleistung und die Anzahl der Pufferspeicher sind in der ökonomischen Betrachtung berücksichtigt. Zur Vergleichmäßigung des Ansaugdruckes beim Verdichterbetrieb werden als Pufferspeicher Speichertanks mit einer Wasserstoffspeicherkapazität von ca. 300 kg vorgesehen. Somit stehen im Druckbereich zwischen 30 und 40 bar ca. 75 kg zur Entnahme zur Verfügung. In Systempfad PtHy_3 werden bei kontinuierlichem Betrieb von 1 MW installierter Verdichterleistung (30→90 bar) 4 Pufferspeicher für eine 10-minütige Pufferung benötigt. In Systempfad PtHy_4 werden für eine Pufferung von 10 Minuten bei 1 MW Verdichterleistung (30→210 bar) 2 Pufferspeicher benötigt.

Für die Zeithorizonte 2030 und 2050 kommen Salzkavernen mit einem geometrischen Volumen von 500 000 m³ zum Einsatz, wobei für diese der Stückpreis ermittelt wurde. Dieser beinhaltet die Errichtung des Untergrundspeichers sowie die obertägige Infrastruktur inklusive Gebäude, Straßen und Engineering. Die Kopfanlage beinhaltet unter anderem die Trocknungsanlage, die Druckreduzierung und die Messstation. Die Kompressoren werden jedoch gesondert betrachtet.

Die **Wasserstoffleitungen** dienen in den Szenarien zur Verbindung zwischen den Komponenten Elektrolyse, Verdichter, H₂-Speicher, Gasturbine und Gasnetzeinspeisung. Die Kosten sind unter anderem durch die Druckstufe, den Volumenstrom, den Rohrdurchmesser und den Verlegungsort bedingt. Unter Beachtung der zulässigen Strömungsgeschwindigkeit in den Rohrleitungen wird für heutige Szenarien ein Rohrlungsdurchmesser von 10 cm und für zukünftige Szenarien von 20 cm angenommen. Bei den hier getroffenen Kostenannahmen wird von den Investitionskosten der Rohrleitungen inklusive Verlegung ausgegangen.

Gasturbinen kommen im Rahmen dieser Arbeit in mehreren Größenordnungen und zu verschiedenen Zeithorizonten zum Einsatz. Die Investitionskosten richten sich maßgeblich nach der Höhe der installierten Leistung. Die Angaben enthalten keine Kosten für Grundstück, Gebäude und Planung. Die variablen Kosten sind für Betrieb und Wartung angegeben. Die Brennstoffkosten sind nicht enthalten, da der Wasserstoff durch den Systempfad bereitgestellt wird.

Der **Gasnetzanschluss** findet im Rahmen dieser Arbeit bei den aktuellen Szenarien statt. Wie in Kapitel 5.7 beschrieben erfolgt entsprechend der Gasnetzzugangsverordnung die Verteilung der Netzanschlusskosten zu 75 % auf den Netzbetreiber und zu 25 % auf den Anschlussnehmer. Sofern die Anschlussleitung eine Länge von 10 km nicht überschreitet, ist der Kostenanteil des Anschlussnehmers auf 250 000 Euro begrenzt. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Gasnetzanschluss mit pauschal 250 000 Euro angenommen und die vorausgesetzte Nähe zum Gasnetz durch geeignete Standortwahl sichergestellt.

Eine **Gasnetzeinspeisung** ist in bestimmten Szenarien vorgesehen. Für die Erlöse durch den Verkauf der Wasserstoffüberproduktion wird im Rahmen dieser Arbeit pauschal ein konstanter Preis von 1 Euro/kg_{H2} festgelegt. Dieses entspricht den typischen Wasserstoffproduktionskosten bei fossilbasierter Dampfreformierung. (LBST 2013)

Die Haupt-**Stromleitungen** dienen der Verbindung der Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen mit der Elektrolyseanlage, zum Anschluss an das öffentliche Strom-Verteilnetz und zur Verbindung der Rückverstromung via Gasturbine. Im Szenario der Eigenstromversorgung einer Region wird die Annahme getroffen, dass das Stromnetz mit Transformatoren und zugehöriger Infrastruktur bereits vorhanden ist. In dieser Arbeit werden somit die Kosten für die Stromleitung inklusive Verlegung exklusive der Transformatortechnik für den Netzanschluss angegeben.

Die Betrachtung des **Stromnetzanschlusses** erfolgt in dieser Arbeit für die aktuellen Szenarien. Wie in Kapitel 5.4 beschrieben erfolgt entsprechend des Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 der Netzanschluss von Erzeugungsanlagen in kürzest möglicher Entfernung und geeigneter Spannungsebene. Die Anschlusskosten an den Netz-Verknüpfungspunkt sind hierbei durch den Anlagenbetreiber zu tragen. Somit ist das Anschlusskabel durch den Anlagenbetreiber und die Transformator-Stationen durch den Netzbetreiber zu zahlen. In dieser Arbeit wird für den Stromnetzanschluss eine geeignete Standortwahl vorausgesetzt und die Länge der Anschlussleitung mit 5 km angenommen.

Ein **Stromtausch mit dem öffentlichen Netz** wird in bestimmten Szenarien notwendig. Sofern eine Verbindung des Power-to-Gas-Systems zum öffentlichen Stromnetz besteht, kann zusätzlich benötigter Strom für die Eigenversorgung der einzelnen Systembestandteile verwendet werden. Ebenso ist eine Netzeinspeisung von Stromüberschüssen möglich, wodurch eine Abregelung der EE-Erzeugungsanlagen vermieden wird. Als Annahme für die Kosten bei Strombezug und die Erlöse bei Stromveräußerung wird im Rahmen dieser Arbeit pauschal ein Preis von 5 ct/kWh verwendet.

Die **Gemeinkosten** werden pauschal mit jährlich 1 % der summierten Investitionskosten angenommen. Diese dienen der Deckung der Investition für Grundstück, Gebäude und Erschließung sowie der Kosten für Projektierung, Errichtung, Genehmigungen und Finanzierung, sofern jeweilige nicht bereits in den Komponentenkosten enthalten sind. Eine Berechnung des Flächenbedarfs wird im Rahmen dieser Arbeit nicht gesondert durchgeführt. Die Gemeinkosten dienen zusätzlich der Deckung von Personalkosten zur Anlagenbedienung und von Kosten für Versicherungen, sofern diese nicht in den Betriebskosten der Komponenten auftreten. Eine weitergehende Kostenbetrachtung für Grundstück, Gebäude, Erschließung und Projektierung von Power-to-Gas-Systemen wurde von Planet GbR (2014) und eine Betrachtung von Gebäudekosten in ISE (2016) durchgeführt.

Weiterhin dienen die Gemeinkosten pauschal zur Deckung der Versorgungslücke des technischen 99 %-Kriteriums, zur Strombereitstellung der Systemsteuerung sowie zum Ausgleich von Strommangel im Stromeigenverbrauch. Letztgenannter tritt vorwiegend beim Elektrolyse-Standbybetrieb und beim Anfahrprozess der Gasturbinen auf. Hierfür kommen interne Speicherlösungen, welche vollständig erneuerbar gespeist sind, zum Einsatz. Für die Versorgung mit zusätzlichem Strom sind mehrere Technologien wie beispielsweise Batteriespeicher oder Brennstoffzellen geeignet. Die hierfür zu speichernde Energiemenge resultiert jedoch in geringeren Erlösen im Verkauf von Überschüssen, welche durch die Gemeinkosten getragen werden. Ein Stromnetzanschluss ist hingegen nicht gesondert notwendig. Die zusätzliche Bereitstellung von Wasserstoff kann über Traileranlieferung erfolgen. Der Brennstoffeinsatz wird ebenfalls über die Gemeinkosten gedeckt. Weitere technisch mögliche, jedoch nicht regenerative Möglichkeiten zur Bereitstellung von Reservestrom wären Dieselgeneratoren oder der Bezug aus dem öffentlichen Netz, sofern ein Anschluss vorliegt.

Abgaben werden nur in den heutigen Szenarien betrachtet. Diese sind in Kapitel 7.2.2 ausführlich dargestellt.

Die **Strompreiskurven für die zukünftigen Szenarien** 2030 und 2050 entstammen ebenso wie die in Kapitel 4.1.4 beschriebenen Residuallastkurven dem REMod-D-Modell des ISE (2013, 2016). Die Lastprofile von Strombezug und Stromgenerierung der betrachteten Szenarien sind an das Preisprofil gekoppelt.

6.2 Berechnungsformel der Strom- und Wasserstoff-Gestehungskosten

LCOE allgemein

Die Berechnung von Strom- und Wasserstoffgestehungskosten ist für die wirtschaftliche Bewertung von Projekten im Energiebereich von entscheidender Bedeutung. Die Betrachtung der Levelized Costs of Electricity (LCOE, auch LEC Levelized Electricity Costs) ermöglicht den Vergleich von Energiekosten verschiedener Erzeugungstechnologien und Kostenstrukturen und findet als Benchmark international breite Anwendung. Mit ihr können die Erzeugungskosten auf eine einzelne Zahl reduziert werden. Die Auswirkung der betrachteten Technologie auf das gesamtheitliche Energiesystem und sich daraus ergebende externe Kosten sowie die Güte der verbrauchsgerechten Energiebereitstellung finden bei der allgemeinen LCOE-Berechnung hingegen keine Beachtung.

Die LCOE stellen im Wesentlichen eine kostenbasierte Vergleichsrechnung dar. Diese Rechnung ist nicht geeignet um die Wirtschaftlichkeit einer konkreten Anlage zu bestimmen, welches eine ausführlichere Finanzierungsrechnung unter Beachtung aller Einnahmen und Ausgaben auf Grundlage eines Cashflow-Modells benötigt. Ebenso ist keine Risikobewertung oder Marktbetrachtung enthalten, wofür weitere Einflussparameter betrachtet werden müssten. (Zapf 2017; ISE 2018a)

Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt eine vereinfachte Betrachtung. Ohne nähere Analyse der Kapitalstruktur wird der **kalkulatorische Zinssatz** zu **7 %/Jahr** festgelegt. Dieses entspricht nach Konstantin (2017) einem typischen Wert für Projekte im Energiebereich.

LCOE nach Kapitalwertmethode

Bei der Berechnung der Levelized Costs nach der Kapitalwertmethode wird eine Abzinsung (Diskontierung) über den Betrachtungszeitraum vorgenommen. Somit werden die zukünftigen Kostenbestandteile in deren gegenwärtigen Wert bzw. auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt überführt. Dem gegenüber steht der Barwert der Wasserstoffmasse bzw. der elektrischen Energie, welche der Endanwendung zur Verfügung gestellt wird. Resultierend ergeben sich die spezifischen Kosten je Menge an Wasserstoff (Euro/kg) bzw. Netto-Stromerzeugung (Euro/kWh).

Das Wirtschaftlichkeitskriterium stellen die spezifischen Kosten je Produkteinheit dar. Hierzu wird der Kapitalwert NPV als Produkt aus spezifischen Kosten und dem Barwert der jährlich produzierten Energiemenge dargestellt. Dementsprechend kann Formel (6-1) auch folgendermaßen dargestellt werden, wobei auf beiden Seiten der Formel Geldbeträge stehen. (Konstantin 2017)

$$LCOE \cdot \sum_{t=1}^n \left(\frac{W_{elektr.t}}{(1+i)^t} \right) = \frac{Invest_{t=0}}{(1+i)^{t=0}} + \sum_{t=1}^n \left(\frac{Ausgaben - Einnahmen}{(1+i)^t} \right) \quad (6-3)$$

Durch Umformung nach LCOE erhält man den finanzmathematischen Durchschnitt der spezifischen Kosten.

Bei der Berechnung der LCOE werden über die Laufzeit alle zahlungswirksamen Posten unter Berücksichtigung der Bestandteile Investitionskosten, Reinvestitionskosten, fixe Betriebskosten, variable/verbrauchsgebundene Betriebskosten, Restwert (linear), Einnahmen durch Veräußerung von Wasserstoff und Strom sowie Kosten durch Steuern, Umlagen, Entgelte einbezogen und der Summe der erzeugten Energiemenge innerhalb des Betrachtungszeitraumes gegenübergestellt. Dieses erfolgt summiert für alle Komponenten des betrachteten Systems.

Adaption im Rahmen dieser Arbeit

Die im Rahmen dieser Arbeit in die Berechnung mit einbezogene Kostenbestandteile sind in Kapitel 6.1 dargestellt. Resultierend ergibt sich eine Anpassung der LCOE-Formel in Form von Formel (6-4). Zur Berechnung der Levelized Costs of Hydrogen (LCOHy) muss Bezug zur produzierten Wasserstoffmenge genommen werden und als Nenner $\sum_{t=0}^n \left(\frac{m_{H2t}}{(1+i)^t} \right)$ eingesetzt werden.

LCOE

$$= \frac{\frac{Invest_{t=0}}{(1+i)^{t=0}} + \sum_{t=1}^n \left(\frac{Betrieb_{fix,t}}{(1+i)^t} + \frac{Betrieb_{var,t}}{(1+i)^t} + \frac{Gemein_t}{(1+i)^t} + \frac{Abgaben_t}{(1+i)^t} - \frac{Einnahme_t}{(1+i)^t} + \frac{Reinvest_{t=x \cdot l}}{(1+i)^{t=x \cdot l}} - \frac{Restwert_{t=n}}{(1+i)^{t=n}} \right)}{\sum_{t=0}^n \left(\frac{W_{elektr,t}}{(1+i)^t} \right)} \quad (6-4)$$

<i>LCO_{Hy}</i>	levelized costs of hydrogen in EUR/kg _{H₂}	<i>m_{H₂}</i>	Masse Wasserstoff in kg
<i>LCOE</i>	levelized costs of electricity in EUR/kWh _{elektr.}	<i>W_{elektr}</i>	Elektrische Energiemenge in kWh _{elektr.}
<i>Invest</i>	Investitionskosten aller Komponenten	<i>t</i>	betrachtetes Jahr (0 bis n)
<i>Betrieb</i>	Betriebskosten aller Komponenten (fixe und variable)	<i>x</i>	Nummer der derzeitigen Reinvestition der jeweiligen Komponente
<i>Gemein</i>	Gemeinkosten	<i>n</i>	Betrachtungszeitraum
<i>Abgaben</i>	Steuern, Umlagen, Entgelte usw.		30 Jahre
<i>Einnahmen</i>	Investitionskosten aller Technologien	<i>l</i>	Lebensdauer der jeweiligen Komponente
<i>Reinvest</i>	Reinvestitionskosten aller Komponenten	<i>i</i>	jährlicher kalkulatorischer Zinssatz, 7 % je Jahr
<i>Restwert</i>	Restwert aller Komponenten		

Als vereinfachende Annahme wird festgelegt, dass die Investitionen der Systemkomponenten als einmalige Zahlung zu Beginn des ersten Betriebsjahres (bzw. Jahr 0), als Bezugszeitpunkt für die Barwertberechnung, anfällt. Dieses kann auch für mehrjährige Investitionsprojekte angewandt werden, sofern die Investitionsausgabe auch die Kapitalverzinsung (zum Kalkulationszinssatz) während der vorherigen Bauzeit berücksichtigt wird. Die Betriebskosten und -einnahmen sowie die Produktion von Strom bzw. Wasserstoff treten in jedem folgenden Betrachtungsjahr (Jahr 1 bis n) auf. Der **Betrachtungszeitraum** wird zu **30 Jahren** festgelegt, welches der technischen Lebensdauer einiger der betrachteten Power-to-Gas-Komponenten entspricht. Eine Reinvestition erfolgt im letzten Jahr der technischen Lebensdauer der jeweiligen Komponente. Zur Finanzierung werden Rücklagen gebildet und die Diskontierung erfolgt zum kalkulatorischen Zinssatz. Ein Restwert tritt auf, sofern der Betrachtungszeitraum von der Nutzungsdauer abweicht. Der Restwert wird mittels linearer Abschreibung ermittelt. Dessen Barwert wird zum Investitionszeitpunkt berechnet und als Einnahme im letzten Jahr des Betrachtungszeitraumes gegengerechnet.

$$Restwert = Invest \cdot \frac{l - l_{ist,t=n}}{l} \quad (6-5)$$

<i>l</i>	Lebensdauer der jeweiligen Komponente	<i>l_{ist,t=n}</i>	Alter der jeweiligen Komponente im letzten Betrachtungsjahr
----------	---------------------------------------	----------------------------	---

Die Kostensenkung und Lebensdaueranpassung durch Technologiefortschreibung sind in der Berechnung von Reinvestitionen und der Restwertermittlung nicht berücksichtigt. Die in diesem Absatz aufgeführten Positionen werden für alle Komponenten zusammengefasst. Der Wert des initialen und finalen Speicherfüllstandes wird vernachlässigt.

7 Szenarienanalyse

7.1 Definition der Szenarien

Als Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit wurden vier Systempfade entworfen. Die ersten drei Pfade weisen die Größenordnung von Demonstrationsprojekten auf, wie sie momentan in der Startphase des Aufbaus eines regenerativen Energiesystems realisiert werden können. Der vierte Systempfad stellt ein Zukunftsszenario dar, in welchem basierend auf Residuallasten die saisonale Speicherung abgebildet wird.

Tabelle 7-1: Überblick Systempfade

Systempfad	Beschreibung
PtHy_1	kontinuierliche, regenerative H ₂ -Versorgung eines Industriestandortes mit H ₂ -Speicherung
PtHy_2	regenerative H ₂ -Einspeisung in das Erdgasnetz
PtHy_3	Insellösung Strom-Eigenversorgung einer Stadt mit H ₂ -Speicherung und Rückverstromung
PtHy_4	großvolumige, saisonale H ₂ -Speicherung mit Rückverstromung

Die Ausführung der technischen Komponenten in den Szenarien wird nachfolgend beschrieben. Unterszenarien ergeben sich sowohl durch rein technische, ökonomische als auch zeitliche Variation. Als Subszenario für Systempfad PtHy_1 erfolgt eine Unterteilung in PtHy_1a ohne Begrenzung der Elektrolyseleistung bei vollem Wasserstoffspeicher und in PtHy_1b mit Leistungsbegrenzung der Elektrolyseanlage. Im Systempfad PtHy_2 ist keine Begrenzung der Elektrolyseleistung notwendig, da die produzierte Wasserstoffmenge aufgrund der technischen Auslegung immer vom Gasnetz abgenommen werden kann. Dieses Szenario beinhaltet keinen Wasserstoffspeicher. Auch in Systempfad PtHy_3 geschieht keine Elektrolyseurabregelung, da auch hier eine Gasnetzeinspeisung vorhanden ist.

Für die Systempfade PtHy_1, PtHy_2 und PtHy_3 ergeben sich Subszenarien hinsichtlich des Strom- und Gasnetzanschlusses. Grundlegend wird in den Szenarien zwischen Eigenverbrauch mit öffentlichen Gas- bzw. Stromnetzanschluss zur Einspeisung von Überschüssen und Inselnetz ohne öffentlichen Netzanschluss unterschieden. In den mit „_SG“ bezeichneten Unterszenarien besteht eine Verbindung zum öffentlichen Strom- und Gasnetz, um die Veräußerung des Überschussstromes als sonstige Direktvermarktung durchführen zu können und eine Direkteinspeisung in das öffentliche Gasnetz vornehmen zu können. Die mit „_G“ bezeichneten Unterszenarien besitzen einen Zugang zum öffentlichen Gasnetz, um die Gasüberschüsse einzuspeisen. Ein Stromnetzanschluss besteht hingegen nicht. Die Bezeichnung „_A“ symbolisiert eine Insellösung mit Stromautarkie ohne Strom- und Gasnetzanschluss durch vollständig regenerative Eigenversorgung. Hierbei werden für PtHy_1 alle 3 Variationen betrachtet, wohingegen bei PtHy_2 und PtHy_3 aufgrund des technischen Systemaufbaus

lediglich die Subszenerien „_SG“ und „_G“ betrachtet werden. Für das Zukunftsszenario PtHy_4 ergibt sich in Abhängigkeit des Zeithorizontes die Erweiterung mit Angabe des Betrachtungsjahres „_2030“ oder „_2050“.

Tabelle 7-2: Übersicht Subszenerien

Subszenerien	PtHy_1	PtHy_2	PtHy_3	PtHy_4
rein technisch	a, b			
ökonomisch	_SG, _G, _A	_SG, _G	_SG, _G	
zeitlich				_2030, _2050

Für diese Pfade werden technische und wirtschaftliche Betrachtungen durchgeführt. Aus technischer Sicht steht die Sensitivitätsanalyse zur Komponentendimensionierung hinsichtlich der Kriterien Versorgungssicherheit und Anlagenauslastung im Vordergrund. Auch aus wirtschaftlicher Sicht wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Hierbei werden die Gesamtkosten für die jeweilig erzeugte Wasserstoff- bzw. Strommenge ermittelt. Ziel der Modellierung ist es die theoretischen Kosten für Wasserstoff bzw. regenerativen Strom eines technisch und wirtschaftlich optimierten Systems zu ermitteln.

7.2 Methodik der Szenarienanalyse

7.2.1 Techno-ökonomische Grundannahmen

Je nach Unterszenario treten in den Systempfaden Kosten durch verschiedene Komponenten auf, welche nachfolgend beschrieben werden. Die erneuerbare Energieerzeugung erfolgt durch Windkraft und Photovoltaik, wobei die angenommenen Kosten auch Umrichtertechnik und Transformatoren enthalten. Im Zukunftsszenario werden negative Residuallasten mit zugehöriger Strompreiskurve verwendet. Die Elektrolyse befindet sich in direkter Nähe zur EE-Erzeugungsanlage. Die verbindende Stromleitung wird mit einer Länge von 5 km bzw. im Zukunftsszenario für den Kavernenstandort mit 20 km angenommen. Der Stromnetzanschluss erfolgt an ein vorhandenes Mittelspannungsverteilstromnetz. Das Anschlusskabel wird mit einer Länge von 5 km angenommen und durch den Anlagenbetreiber finanziert. Die Kosten für Transformatoren bzw. die Strominfrastruktur in PtHy_3 werden vom Netzbetreiber übernommen. Im Zukunftsszenario gehört die Hochspannungs-/Mittelspannungstechnik zum externen System. Die Elektrolyseanlage enthält bereits die Kosten für zugehörige Umrichtertechnik und einen Mittelspannungstransformator. Die Wasserstoffleitung verbindet in Abhängigkeit der Szenarien die Komponenten Elektrolyseur, Gasnetz, Verdichter, Gasspeicher, Endabnehmer und Rückverstromungseinheit. Die Länge der Gasleitung wird in PtHy_1 mit 2 km und in den Szenarien PtHy_2 und PtHy_3 mit 10 km angenommen. In den Zukunftsszenarien wird mit einer Gasleitungslänge von 20 km am Kavernenstandort gerechnet. Für den Gasnetzanschluss werden in den aktuellen

Szenarien pauschal 250 000 Euro angesetzt. Verdichter werden in den Szenarien PtHy_3 und PtHy_4 (redundante Schaltung) für verschiedene Druckstufen ausgeführt und mit Pufferspeichern ausgestattet. Als Wasserstoffspeicher werden Speichertank, Röhrenspeicher bzw. Kavernen (exklusive Verdichter) betrachtet. Die Rückverstromung erfolgt via Gasturbinen. Durch die Verbraucher entstehen keine weiteren Kosten. Die Wasserstoffzuführung erfolgt zur Industrieanwendung bzw. in das Gasnetz. Strom wird dem (ggf. lokalen) Stromnetz zur Deckung der Haushaltsprofile bzw. der positiven Residuallast zugeführt. Die Gemeinkosten werden jährlich mit 1 % der gesamten Investitionskosten veranschlagt. Für den Zu- und Verkauf von Strom und Wasserstoff werden Preise von 5 ct/kWh_{elektr.} und 1 Euro/kg Wasserstoff angesetzt. Im Zukunftsszenario wird für die positiven Residuallasten eine gekoppelte Strompreiskurve verwendet. Ggf. anfallende Abgaben werden gesondert betrachtet. Eine Betrachtung von Abgaben für das Zukunftsszenario findet nicht statt.

7.2.2 Anwendung der rechtlichen Rahmenbedingungen

Nachfolgend werden die in Kapitel 5 dargestellten rechtlichen Rahmenbedingungen auf die Power-to-Gas-Szenarien PtHy_1, PtHy_2 und PtHy_3 angewandt. Bei der Umsetzung von realen Projekten ist eine Prüfung des Einzelfalles in jedem Fall erforderlich. Eine Darstellung der rechtlichen Rahmenbedingungen für das Szenario PtHy_4 wird nicht durchgeführt, da es sich hierbei um ein Zukunftsszenario handelt.

Grundaufbau System

Für die wirtschaftliche Betrachtung der Power-to-Gas-Szenarien werden folgende grundlegende Bedingungen festgelegt. Prinzipiell ist nach § 22 EEG eine Förderung für regenerative Stromerzeugungsanlagen vorgesehen. Diese ist für die in den Szenarien betrachtete Größenordnung als Direktvermarktung mit Anspruch auf Marktprämie unter Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren festgelegt. Nach § 27a EEG darf bei Inanspruchnahme dieser Förderung der produzierte Strom nicht (auch nicht anteilig) zur Eigenversorgung außerhalb der EE-Erzeugungsanlage verwendet werden. Der Definition nach § 3 EEG entsprechend erfolgt bei der Eigenversorgung der Verbrauch von Strom durch den Betreiber der Strom-Erzeugungsanlage im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zur Erzeugungsanlage, wobei keine Leitung durch das öffentliche Stromnetz vorliegt. Die Eigenversorgung der Elektrolyseanlagen und der weiteren Komponenten ist als fester Bestandteil in den Szenarien vorgesehen. Somit besteht kein Anspruch auf Förderung, es ergeben sich jedoch Reduzierungen hinsichtlich der zu zahlenden Abgaben. Ungeachtet dessen besteht weiterhin die Möglichkeit der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a EEG. Alternativ ist, außerhalb der in dieser Arbeit betrachteten Eigenversorgung, auch eine Direktvermarktung mit Marktprämie möglich, wenn Stromerzeugungsanlage und Elektrolyseanlage verschiedenen Betreibergesellschaften zugeordnet sind.

In allen Szenarien erfolgt die direkte EE-Eigenversorgung aller Komponenten ohne Leitung des bezogenen Stromes durch das öffentliche Netz. Die Wasserstoffleitung erfolgt ebenfalls durch

Direktleitungen ohne Netzzugang. Eine Netzanbindung ist für die Systempfade nicht zwingend notwendig.

Energiebereitstellung und -veräußerung

Der durch die EE-Anlagen produzierte Strom wird anteilig zur Eigenversorgung verwendet und die produzierten Stromüberschüsse werden als Direktvermarktung zum Festpreis veräußert. Das Kriterium der 99 %-Versorgungssicherheit wird technisch durch das System erfüllt. Zum Erreichen einer 100%igen Versorgung kommen erneuerbar gespeiste Kurzzeitspeichertechnologien bzw. eine externe Wasserstofflieferung zum Einsatz.

Der Strombezug der Power-to-Gas-Systemkomponenten wie der Elektrolyseanlage wird vollständig aus selbst produzierten, erneuerbaren Strom durch Direktleitung bereitgestellt. Eine Stromleitung des Eigenbedarfs durch das öffentliche Netz oder ein Strombezug aus diesem finden nicht statt. Die Deckung vom Mangel im Eigenbedarf und der Versorgungslücken im Strombezug finden autark statt. Diese regenerative Strombereitstellung (ohne Netzanbindung) für Zusatzstrombedarf inklusive aller ggf. anfallenden Abgaben wird durch die Gemeinkosten getragen.

Die Wasserstoffherzeugung und -veräußerung erfolgt ohne Förderung und die externe Abnahme von Überschüssen findet ebenfalls zum Festpreis statt. In den Szenarien erfolgt der Wasserstoffbezug per Direktleitung aus eigener Produktion. Ein zusätzlicher Gasbezug aus dem öffentlichen Netz zur Deckung der Anlagenverbräuche und der Versorgungslücke findet nicht statt. Dieser wird ggf. via Traileranlieferung gedeckt und durch die Gemeinkosten getragen. Der Anschluss zum öffentlichen Netz ist nur für eine vorgesehene Gas-Ausspeisung notwendig.

Abgaben

Die Systemgrenzen der wirtschaftlichen Szenarienbetrachtung und die entstehenden Abgaben sowie deren gesetzliche Grundlage (siehe Tabelle 7-3) werden nachfolgend dargestellt. Als Bilanzgrenze für Systempfad PtHy_1 gelten der Strombezug der Systemkomponenten per Eigenversorgung, die Einspeisung in das öffentliche Strom- und Gasnetz bei Überschussveräußerung sowie die interne Wasserstoffnutzung durch den Endverbraucher. PtHy_2 ist analog ohne die interne Wasserstoffnutzung aufgebaut, dafür besteht die reguläre Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz als Bilanzgrenze. In Pfad PtHy_3 erfolgt anstelle der in PtHy_2 beschriebenen regulären Wasserstoffeinspeisung die reguläre Stromnetzeinspeisung, welche die Bilanzgrenze darstellt. Bei den verkauften Strom- und Gasmengen entstehen jedoch für den Letztverbraucher weitere Kosten wie z.B. Stromsteuer und Netzentgelte. Diese befinden sich jedoch außerhalb der Systemgrenzen und werden nicht betrachtet. Für die Direktlieferung von Strom an Dritte fällt zusätzlich die EEG-Umlage an. Je nach Anwendungsfall ergeben sich auch weitere Abgaben.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass bei der in den Szenarien vorgesehenen Eigenversorgung, unabhängig von Überschussveräußerung oder Insellösung, keine Entgelte, Steuern oder Umlagen für

die Erzeugung und den Bezug von Strom und Gas zu zahlen sind. Die Kostenbetrachtung wird somit allein auf die technischen Gegebenheiten beschränkt.

Tabelle 7-3: Anwendung der rechtlichen Rahmenbedingungen

Abgabe / Fall	Anwendung auf Systempfade / generelle Rechtslage
Stromsteuer bei Strom-Netzeinspeisung	generell keine Stromsteuer bei Strom-Einspeisung <ul style="list-style-type: none"> • Stromsteuer fällt nach § 5 StromStG an, wenn Strom aus dem Versorgungsnetz entnommen wird
Stromsteuer bei Strom-Netzentnahme	vollständig befreit <ul style="list-style-type: none"> • Befreiung bei Direkt-Stromleitung (Eigenversorgung), da keine Leitung durch öff. Versorgungsnetz • Befreiung für >2MW inst. EE, wenn vom Betreiber der Anlage vor Ort zum Selbstverbrauch entnommen wird (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG1999), gilt auch für Elektrolyse usw.
EEG-Umlage bei Netzentnahme Strom	vollständig befreit <ul style="list-style-type: none"> • fällt nach § 61 EEG für Letztverbraucher inkl. Eigenversorger ohne Nutzung öff. Strom-Netz an • Befreiung bei Eigenversorgung <ul style="list-style-type: none"> ○ wenn die Stromerzeugungsanlage des Eigenversorgers weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen ist (§ 61a EEG) ODER ○ wenn Eigenversorgung mit Strom vollständig aus EE UND wenn für in das öff. Strom-Netz eingespeisten Strom keine Förderung nach EEG beansprucht wird (§ 61a EEG) ODER ○ [nur 40% der Umlage bei Eigenversorgung, wenn Strom vollständig aus EE (hier prinzipiell Förderung möglich) (§ 61b EEG)] ODER ○ [bei Leitung über das Netz Befreiung für Stromspeicher unter Bedingungen gemäß (§ 61l EEG)]
Netzentgelt bei Strom-Netzeinspeisung	generell kein Entgelt bei Strom-Einspeisung: <ul style="list-style-type: none"> • für die Einspeisung elektrischer Energie ist nach § 15 StromNEV grundsätzlich kein Netzentgelt zu entrichten
Netzentgelt bei Strom-Netzentnahme	vollständig befreit <ul style="list-style-type: none"> • Befreiung bei Direkt-Stromleitung (Eigenversorgung), da keine Leitung durch öff. Versorgungsnetz • (bei Leitung über das öff. Netz Befreiung von Stromspeichern (z.B. ELA+Verd.) in ersten 20 Jahren von Netzentgelten beim Strom-Bezug bei IBN bis 2026 (EnWG 118 Abs. 6))
Netzentgelt Bonuszahlung bei Strom-Netzeinspeisung	kein Anspruch <ul style="list-style-type: none"> • erhalten Betreiber von EE-Erzeugungsanlagen vom Stromverteilnetzbetreiber (bei volatiler Erzeugung mit IBN vor 2018), dann aber keine EEG-Förderung nach § 19 EEG möglich (§ 18 Abs. 1 StromNEV)

Weitere Umlagen bei Netzentnahme Strom (z.B. Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung)	vollständig befreit
Konzessionsabgabe bei Netzentnahme Strom	vollständig befreit
Netzentgelt bei Gas-Netzeinspeisung	vollständig befreit
Netzentgelt bei Gas-Netzentnahme	kommt in Szenarien nicht vor
Netzentgelt Bonuszahlung bei Gas-Netzeinspeisung	vorhanden, wird in wirtschaftlicher Betrachtung vernachlässigt
Weitere Umlagen bei Netzentnahme Gas (z.B. Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung)	kommt in Szenarien nicht vor
Konzessionsabgabe bei Netzentnahme Gas	kommt in Szenarien nicht vor
Gassteuer	irrelevant, da kein Bezug von Erdgas, nur H2-Bezug im internen Netz
Umsatzsteuer bei Netzentnahme Strom	außerhalb Bilanzgrenze, nur auf veräußerte Strommenge
Umsatzsteuer bei Netzentnahme Gas	außerhalb Bilanzgrenze, nur auf veräußerte Gasmenge

7.2.3 Simulation und technische Systembewertung

Die modellhafte Abbildung der in den Power-to-Gas-Szenarien zum Einsatz kommenden Komponenten wurde in Kapitel 4 dargestellt sowie darauf aufbauend deren logische Verschaltung zu Systempfaden allgemeingültig beschrieben. Die beschriebenen Systemmodelle verfügen über mehrere veränderliche Parameter, welche der Systemdimensionierung dienen. Auf dieser Grundlage werden Jahressimulationen zur Analyse verschiedener Einflussfaktoren durchgeführt. Zur Bewertung der Systemkonfigurationen und der Auswirkungen von Parameteränderungen wurden Input-Output-Strukturen entwickelt und im Modell hinterlegt. Mittels dieser erfolgt die Berechnung von

Systemkennzahlen der einzelnen Konfigurationen, unter Herausstellung des technisch optimalen Bereiches. Die Kennwertausgabe der Teilmodelle erfolgt über separate Module.

Sämtliche Komponenten weisen über die gesamte Simulation die ursprüngliche Effizienz bei Beginn ihrer Lebensdauer (BOL) auf. Betrachtungen zur Degradation und einhergehender Wirkungsgradminderung wurden im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt.

Erstellen von Simulationsmatrizen

Zur Ermittlung einer geeigneten Systemdimensionierung erfolgt in Hinblick auf das Abnahmeprofil eine Abschätzung sinnvoller Parametervariationen und Rastergrößen der Systemkomponenten. Im Wesentlichen werden die Stromerzeugung durch Windkraft und Photovoltaik, die Elektrolyseleistung, die Wasserstoffspeicherkapazität und die Rückverstromungsleistung in ihrer Größe variiert. Durch vorherige überschlägliche Rechnungen wurden die nachfolgend aufgeführten Parameterbereiche grob definiert. Die während der Simulationsdurchläufe festgelegten Bereichserweiterungen bzw. -verfeinerungen sind in den folgenden Darstellungen bereits integriert.

Technische Bewertung

Auf Grundlage der Jahressimulationen wurde eine Sensitivitätsanalyse der zuvor ausgewählten Matrixbereiche durchgeführt und technische Parameter zum Systemverhalten ausgegeben, wobei die Versorgungssicherheit das technische Hauptkriterium darstellt. Anhand von Bewertungskriterien wie Wirkungsgraden und Betriebsdauern sowie der Auswertung von Zeitreihen für u.a. Energieverbräuche und Wasserstoffproduktionsrate werden geeignete Systemkonfigurationen weiter analysiert und die Bewertung des Einflusses der Änderung einzelner technischer Parameter durchgeführt. Hierfür werden Bewertungsmatrizen mit den in Kapitel 4.6 definierten Kennwerten erstellt und mittels eines Auswertungstools die einzelnen Simulationsdurchläufe bewertet. Abschließend erfolgt die grafische Darstellung ausgewählter Simulationsergebnisse.

7.2.4 Ökonomische Szenarienbewertung

Der technischen Bewertung nachgelagert wird zur Ermittlung der Systemkosten eine ökonomische Analyse durchgeführt. Hierfür wurde basierend auf Studienbasis ein Kostenmodell (Kapitel 6) der für die Systempfade relevanten Komponenten inklusive zukünftiger Kostenentwicklung erstellt. Weitere Annahmen werden im Kostenmodell für allgemeine ökonomische sowie für komponentenspezifische Parameter und zum Systemaufbau getroffen. Ferner werden die in Kapitel 5 dargestellten rechtlichen Rahmenbedingung hinsichtlich des Anfallens von Abgaben innerhalb der Szenarien angewandt. Die Berechnung der Kosten für den produzierten Wasserstoff und den zum Teil rückverstromten Strom erfolgt mittels Wasserstoff- und Stromgestehungskosten (levelized costs), deren Berechnungsmethode in Kapitel 6.2 eingeführt wurde.

Die hierbei ermittelten Kosten sind nicht als allgemeingültig zu verstehen. Sie weisen eine starke Abhängigkeit hinsichtlich der getroffenen ökonomischen Annahmen sowie der Berechnungsmethode auf. Somit können sie nur im Zusammenhang mit den spezifischen Ausführungen der Kapitel 6 und

7.2.1 bewertet werden. Zur Durchführung von externen Vergleichen der Werte müssen die Bedingungen im Vorfeld betrachtet werden.

Die reinen, losgelösten Stromgestehungskosten unter den zuvor getroffenen Annahmen liegen für Windkraft bei 4.89 ct/kWh und für Photovoltaik bei 11.80 ct/kWh. Unter Einbeziehung der Gemeinkosten erhöhen sich diese Werte auf 5.29 ct/kWh bzw. auf 12.81 ct/kWh. Die Berechnung der Gestehungskosten basiert auf den zuvor definierten, studienbasierten, ökonomischen Annahmen. Diese sind als relativ konservativ anzusehen. Als Vergleich beträgt der zulässige Höchstwert für Ausschreibungen von Windenergie an Land durch das EEG 2021 3.8 ct/kWh. Zuschlags- und Marktwerte für onshore Windenergie sind in Deutsche WindGuard (2020) angegeben.

Die Subszzenarien werden entsprechend der in Kapitel 7.1 eingeführten Terminologie bezeichnet. Hierbei wird zwischen Verkauf von Strom- und Gasüberschuss („_SG“), Verkauf von Gasüberschuss („_G“) und kein Verkauf von Strom- und Gasüberschuss („_A“) unterschieden. Die Veräußerung von Strom- und Gasüberschüssen setzt jeweils einen Zugang zum öffentlichen Netz voraus.

Im Rahmen der Auswertung der Simulationsergebnisse werden für jedes SubszENARIO die theoretischen massenspezifischen Wasserstoffgestehungskosten bzw. die Stromgestehungskosten berechnet. Auf diese Weise werden die Systemdimensionierungen innerhalb der einzelnen Szenarien anhand der Gestehungskosten einem Ranking unterworfen und die nach ökonomischen Parametern optimierte Systemkonfiguration ermittelt. Grundvoraussetzung und technisches Hauptkriterium ist die Erfüllung der Versorgungssicherheit. Anschließend erfolgt ein Vergleich mit konventionellen, nicht erneuerbaren Erzeugungsmöglichkeiten.

Auf diesem aufbauend werden die Szenarien jeweils hinsichtlich des quantitativen Kosteneinflusses ihrer Komponenten untersucht. Hierbei werden die Kostenanteile grundlegend in Investitions- und Betriebskosten sowie nach Einnahmen und Ausgaben durch die Veräußerung bzw. den Bezug von Strom und Wasserstoff untergliedert. Anschließend erfolgt für die jeweiligen Dimensionierungen eine Sensitivitätsanalyse zur Auswirkung der Änderung einzelner Kostenfaktoren auf die Gestehungskosten. Die Analyse beschränkt sich jeweils auf die im Vorfeld bestimmte ökonomischste Konfiguration. Der Einfluss, welchen eine Änderung der ökonomischen Parameter auf das Ranking zur Ermittlung der ökonomischsten Konfiguration hat, bleibt hierbei unbeachtet.

7.3 Szenario PthHy_1

7.3.1 Wasserstoff-Versorgung eines Industriestandortes

Systempfad PthHy_1 stellt ein Szenario von aktueller Bedeutung dar, in welchem die kontinuierliche, regenerative Wasserstoffversorgung eines Industriestandortes betrachtet wird. Hierbei dient die Elektrolyse als einziger Wasserstofferzeuger. Die Elektrolyseanlage wird über ein lokales Netz direkt von regenerativen Energieerzeugungsanlagen gespeist. Die Wasserstofferzeugung erfolgt, aufgrund

der direkten Kopplung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen mit den Elektrolyseanlagen, bei Verfügbarkeit erneuerbar hergestelltem Stromes. Der erzeugte Wasserstoff wird gasförmig in einem Speichertank gespeichert, aus welchem die konstante Abnahme des Industriebetriebes in Höhe von 1 200 m³/h (i.N.) erfolgt. Dieses entspricht dem realen Bedarf eines im südlichen Brandenburg ansässigen Industrieunternehmens.

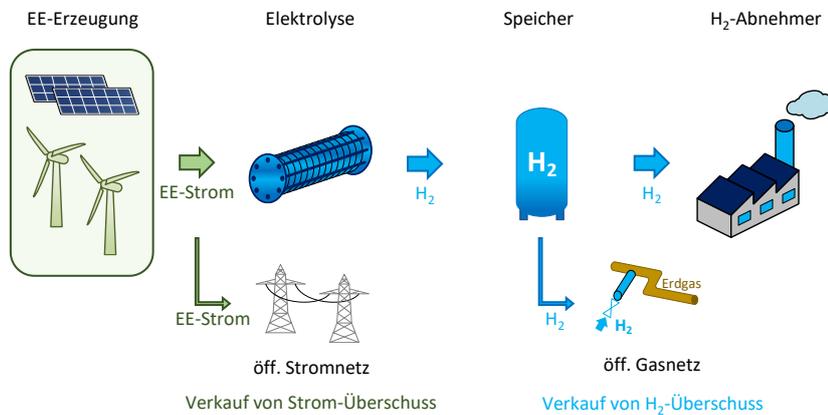


Abbildung 7-1: Systempfad PtHy_1

Der Systempfad 1 wird in zwei Subsznarien untergliedert, welche zur Unterscheidung im Falle des Erreichens der Speicherkapazität dienen. Bei vollem Wasserstoffspeichertank erfolgt in Sub-Pfad 1a keine Drosselung der Elektrolyseanlage und der überschüssige Wasserstoff wird, sofern vorhanden, in das Erdgasnetz eingespeist. Im Sub-Pfad 1b wird eine Drosselung der Elektrolyseleistung bei vollem Speichertank vorgenommen. Bei einem Anstieg der EE-Leistung über die durch die Elektrolyseanlage (ELA) aufzunehmende Leistung werden die erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen abgeregelt bzw. eine Stromnetz-Einspeisung vorgenommen und der Strom veräußert.

SubszENARIO PtHy_1a_A ist nicht zweckmäßig, da kein Gasnetzanschluss vorliegt und keine Abregelung der Elektrolyseleistung erfolgt. Somit muss der Wasserstoffüberschuss verworfen werden, da dieser weder gespeichert noch veräußert werden kann. Dieses führt zu einem unnötigen Betrieb und einhergehendem Verschleiß der Elektrolyseanlagen. Auch das SubszENARIO PtHy_1b_G ist nicht als zweckmäßig anzusehen. In diesem wird aufgrund der Abregelung der Elektrolyseleistung kein Wasserstoffüberschuss produziert, aber trotzdem der Aufwand für den Gasnetzanschluss betrieben. Die Kombinationsmöglichkeiten der Subsznarien sind in Tabelle 7-4 dargestellt.

Tabelle 7-4: Subsznarien Systempfad PtHy_1

Erlösoptionen	Subsznarien (bei vollem H ₂ -Speicher)	
	PtHy_1a keine Begrenzung der Elektrolyseleistung	PtHy_1b mit Begrenzung der Elektrolyseleistung
mit Verkauf von H ₂ - und Stromüberschuss (_SG)	Leistung EE > ELA: Verkauf von H ₂ , Strom EE < ELA: Verkauf von H ₂	Leistung EE > ELA: Verkauf von Strom EE < ELA: Verkauf von Strom
nur Verkauf von H ₂ - Überschuss (_G)	Leistung EE > ELA: Verkauf von H ₂ Verwurf von Strom EE < ELA: Verkauf von H ₂	Leistung EE > ELA: Verwurf von Strom EE < ELA: Verwurf von Strom
ohne Verkauf von H ₂ - und Stromüberschuss (_A)	Leistung EE > ELA: Verwurf von H ₂ , Strom EE < ELA: Verwurf von H ₂	Leistung EE > ELA: Verwurf von Strom EE < ELA: Verwurf von Strom

7.3.2 Simulation und technische Systembewertung

Zur Durchführung einer technischen Sensitivitätsanalyse werden die einzelnen Komponenten nach den Vorgaben in Tabelle 7-5 in ihrer installierten Größe variiert. Die Schrittweite zur Variation der Windkraftleistung beträgt 4 MW, welches der Nennleistung aktuell errichteter Anlagen entspricht. Die Dimensionierung der Photovoltaikanlagen wurde in der gleichen Schrittweite vorgenommen. Die Anzahl der Gesamtvariationen ergibt sich aus dem Produkt der Anzahl der Einzelvariationen. Die Wasserstoffabnahme durch den Industriebetrieb erfolgt konstant. Durch die Simulationen für einen fest definierten Wasserstoffbedarf wird der Rechenaufwand somit um eine veränderliche Größe reduziert. Die technische Hauptzielgröße dieses Systempfades ist es eine möglichst hohe Versorgungssicherheit für die Wasserstoffversorgung des industriellen Abnehmers zu erlangen.

Tabelle 7-5: Dimensionierung PtHy_1

Parameter	Variationsbereich (mit Schrittweite)	
WKA-Leistung	0...(4)...40 MW	
PV-Leistung	0...(4)...40 MW	
ELA-Leistung @40 bar	4...(4)...40 MW (elektr.)	800-8 000 m ³ ·h ⁻¹ (H ₂ i.N.)
H ₂ -Speicher @max. 40 bar	3 000...(3 000)...24 000 kg	33 000-265 000 m ³ (H ₂ i.N.)
H ₂ -Bedarf	0.03 kg·s ⁻¹	1 200 m ³ ·h ⁻¹ (H ₂ i.N.)

Unter Variation der installierten Leistung von Elektrolyse, Wasserstoffspeicher, Windkraft und Photovoltaik ist in Abbildung 7-2 die Versorgungssicherheit für verschiedene Systemkonfigurationen dargestellt. Wie zu erwarten sind die Ergebnisse der Versorgungssicherheit für Szenario PtHy_1a und PtHy_1b annähernd identisch. Die Darstellung von PtHy_1b befindet sich in Anhang 4. In der Darstellung ist zu erkennen, dass es bei zu klein dimensioniertem Elektrolyse- oder Speichersystem,

unabhängig von der Höhe der Energieerzeugung durch Windkraft und Photovoltaik, zu einer Unterversorgung kommt. Generell nimmt die Versorgungssicherheit mit erhöhter installierter Anlagenleistung zu. Ab einer gewissen Dimensionierung der einzelnen Komponenten bedingt eine weitere Erhöhung der installierten Leistung jedoch keine Steigerung der Versorgungssicherheit mehr. In diesem Fall liegt aus technischer Sicht eine Überdimensionierung vor. Der Grenzwert für die Versorgungssicherheit wurde auf 99 % festgelegt und in den Diagrammen mit einer schwarzen Linie gekennzeichnet. Alle diesem Kriterium gerecht werdenden Parameterkonfigurationen werden in der nachfolgenden ökonomischen Analyse betrachtet.

Versorgungssicherheit für verschiedene Anlagendimensionierungen

als Hauptkriterium der technischen Systembewertung ($\geq 99\%$)
für konstanten Wasserstoffbedarf von $1\,200\text{ m}^3/\text{h}$ (i.N.)

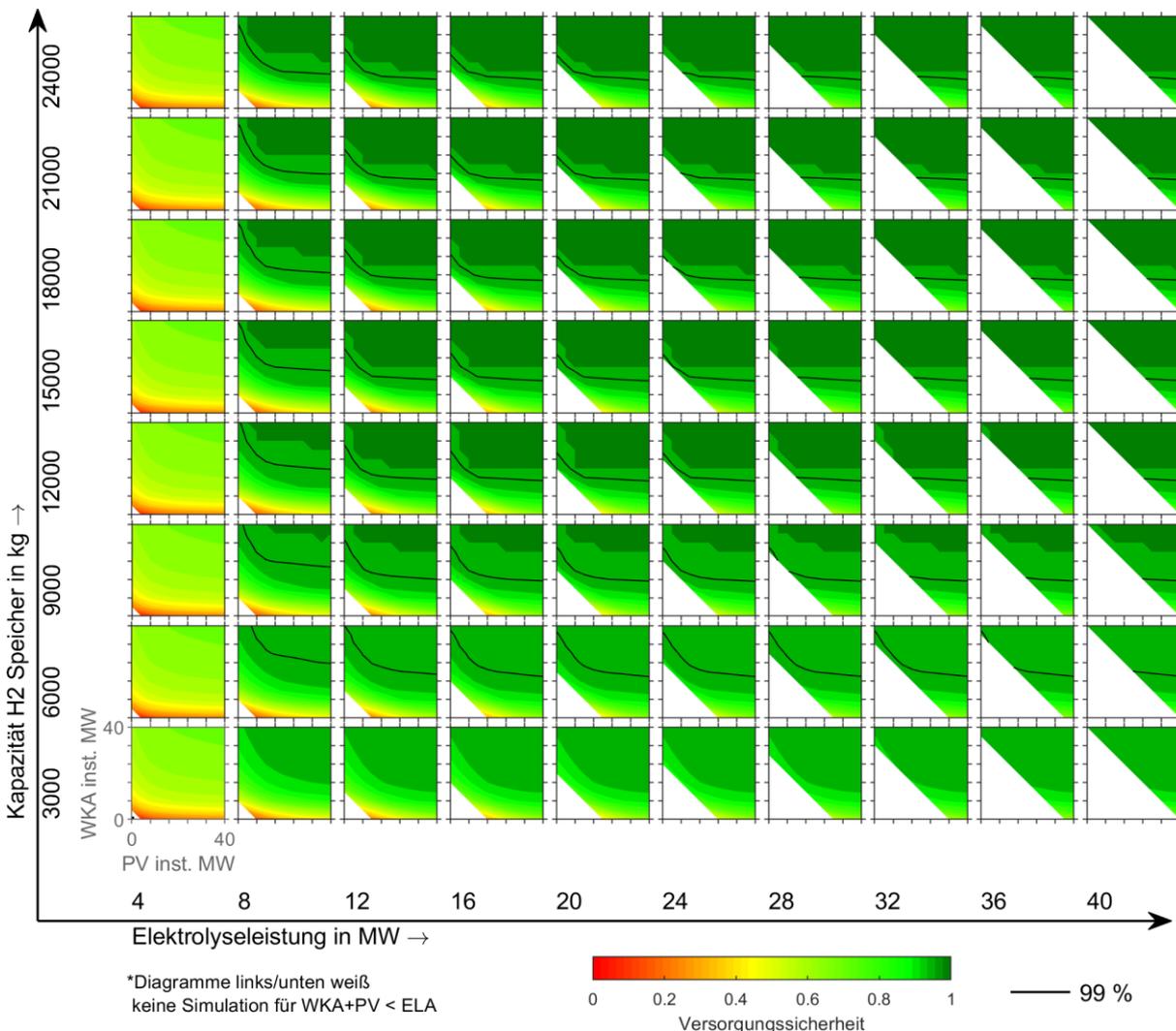


Abbildung 7-2: PtHy_1a, Sensitivitätsanalyse Versorgungssicherheit

Simulationen werden nur für Systemdimensionierungen durchgeführt, in welchen die summierte, installierte Leistung der erneuerbaren Energieerzeugung größer bzw. gleich der Elektrolyseleistung ist.

Die technischen Kennwerte für die ermittelte ökonomischste Systemkonfiguration sind in Anhang 6 aufgeführt.

Die Jahresverläufe der Speicherfüllstände für die ökonomischste Konfiguration der Szenarien PtHy_1a und PtHy_1b sind in Abbildung 7-3 und Abbildung 7-4 dargestellt. Diese werden entsprechend der in Kapitel 7.1 eingeführten Kennzeichnung hinsichtlich der Verbindung zum öffentlichen Stromnetz- und Gasnetz („_SG“), nur zum Gasnetz („_G“) bzw. der Variante als autarkes System („_A“) unterschieden. In den Subszenerarien unterscheidet sich, durch wirtschaftliche Parameter getrieben, die Dimensionierung der Systemkomponenten.

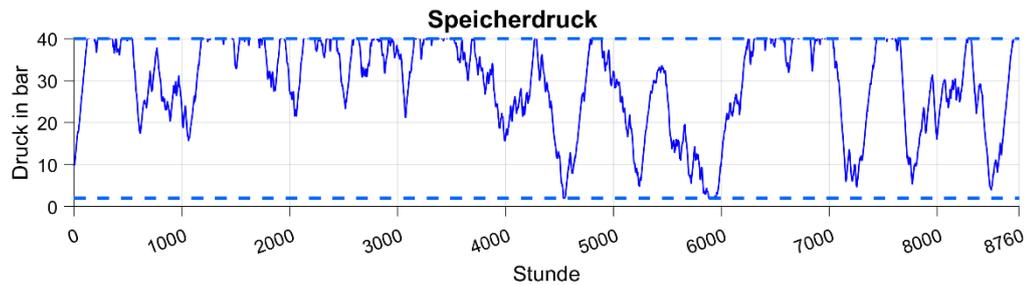


Abbildung 7-3: PtHy_1ab_SG, Jahresgang Speicherdruck

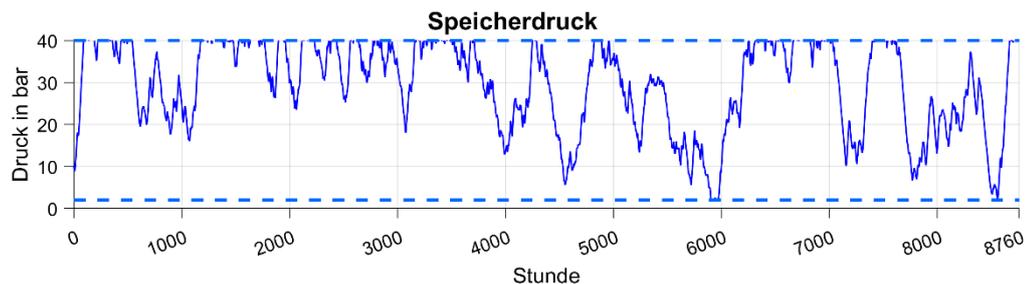


Abbildung 7-4: PtHy_1ab_G_A, Jahresgang Speicherdruck

7.3.3 Ökonomische Szenarienbewertung

Ermittlung des ökonomischen Optimums

In der Simulation werden die theoretischen massenspezifischen Wasserstoffkosten für eine nach ökonomischen Parametern optimierte Systemkonfiguration ermittelt. Die 10 ökonomischsten Dimensionierungen, innerhalb des betrachteten Rasters, sind in Tabelle 7-6 dargestellt. Dieses beinhaltet sowohl die technischen als auch die ökonomischen Subszenerarien.

Die links angeordneten Sub-Diagramme (PtHy_1a) stellen jene Szenarien dar, bei welchen keine Reduzierung der Elektrolyseleistung bei vollständig gefülltem Wasserstoffspeicher vorgenommen wird. Bei diesen kommt es zu einem großen Überschuss an produziertem Wasserstoff und Strom. Die rechts befindlichen Sub-Diagramme (PtHy_1b) geben die Simulationsergebnisse unter der Prämisse der Reduzierung der Elektrolyseleistung wieder. Hierbei wird kein Überschuss an Wasserstoff produziert, jedoch kommt es zu einem weiteren Anstieg des Stromüberschusses.

Die oberen Sub-Diagramme („_SG“) geben die Ergebnisse der Berechnungen unter Einbezug des Verkaufs von Wasserstoff- und Stromüberschuss wieder. Die installierte Windleistung übersteigt die Photovoltaikleistung deutlich, da durch erstgenannte ein höherer Stromertrag bei gleichen Kosten erlangt wird. Die Zielsetzung die höchstmöglichen Erlöse durch den Verkauf von Stromüberschuss zu erreichen und somit die installierte Windleistung zu maximieren ist aufgrund der Kostenannahmen nicht gegeben. Die im Kostenmodell angenommenen Stromgestehungskosten der Windkraft inklusive des Anteils an den Gemeinkosten übersteigen den angenommen Verkaufspreis geringfügig. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist jedoch eine hohe Windleistung in diesen Subszenarien installiert. Die installierte Elektrolyseleistung fällt hierbei hingegen relativ gering aus.

In den unteren Sub-Diagrammen („_G“ + „_A“) wird die Option ohne Verkauf von (Strom-)Überschüssen dargestellt. Dabei kommt es zu einer deutlichen Reduzierung der Windleistung und einem Ausbau der Elektrolyse- und Photovoltaik-Leistung, um die höchste Versorgungssicherheit mit geringsten Kostenaufwendungen zu gewährleisten.

Die jeweils ökonomischsten Konfigurationen für die Sub-Szenarien des Systempfades PtHy_1 sind in Tabelle 7-7 unter Angabe der Dimensionierung, der Überschussproduktionen und der massenspezifischen Wasserstoffkosten angegeben. Weitere technische Angaben zu diesem Szenario sind in Anhang 6 dargestellt.

Zur Eigenversorgung der Industrieanwendung ergeben sich mit dem Verkauf von Wasserstoff- und Stromüberschüssen Wasserstoffkosten von 6.42 Euro/kg. Diese Kosten erhöhen sich auf 8.11 Euro/kg, wenn keine Veräußerung der Überschüsse stattfindet. Die zugrundeliegende Berechnungsformel (Kapitel 6.2) und die in Kapitel 6.1 und 7.2.1 getroffenen ökonomischen Annahmen, insbesondere die Verkaufspreise von Überschüssen, weisen einen großen Einfluss auf die Ergebnisse auf. Die getroffenen Annahmen sind bei der Bewertung der berechneten Kosten in jedem Fall zu berücksichtigen. Die Annahmen für Komponentenpreise sind aus einer Reihe repräsentativer Studien und Quellen abgeleitet, jedoch nicht als allgemeingültig zu verstehen.

Tabelle 7-6: PtHy_1: 10 ökonomischste Konfigurationen mit Versorgungssicherheit >99 %

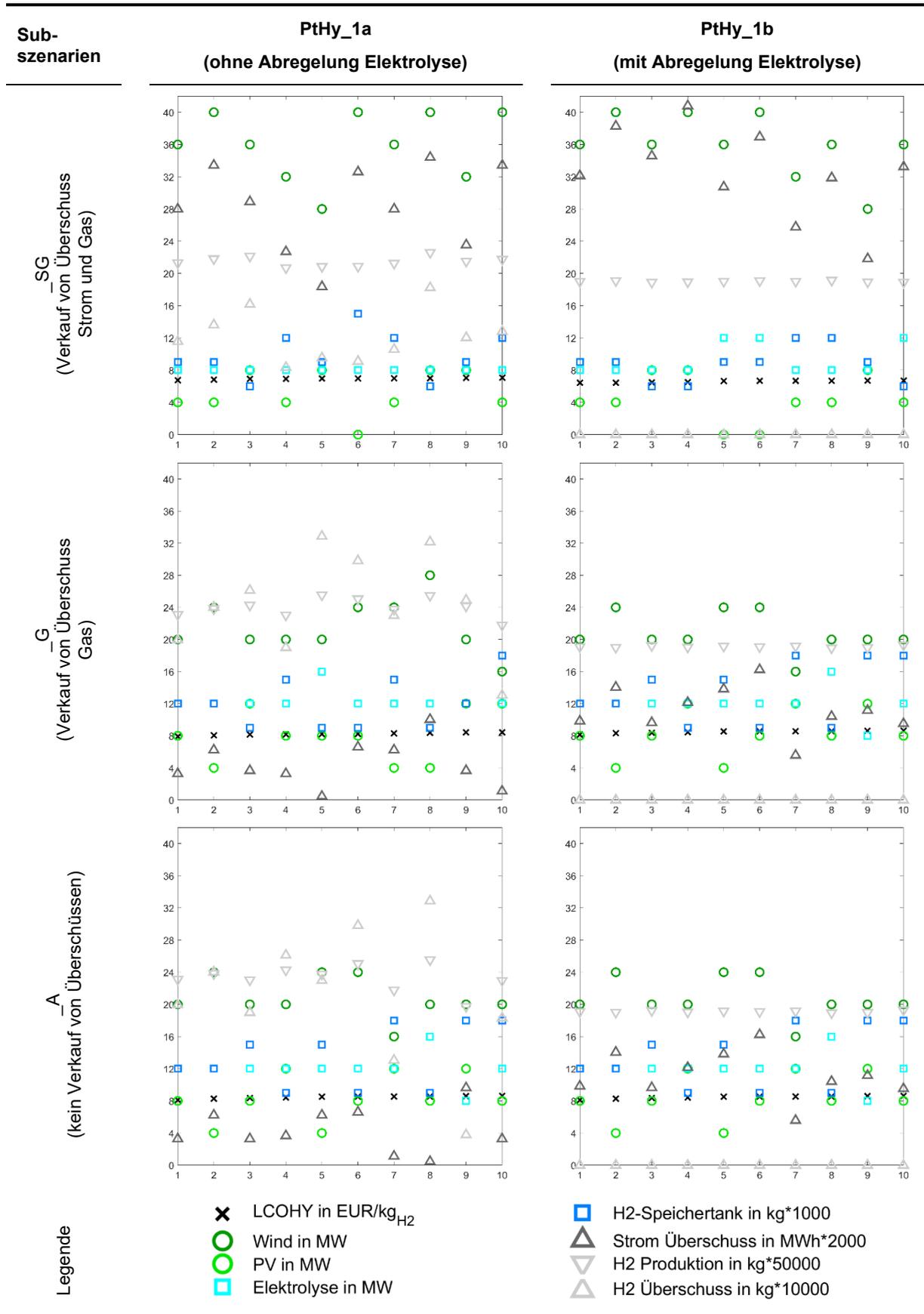


Tabelle 7-7: PtHy_1: Kennwerte der ökonomischsten Konfiguration

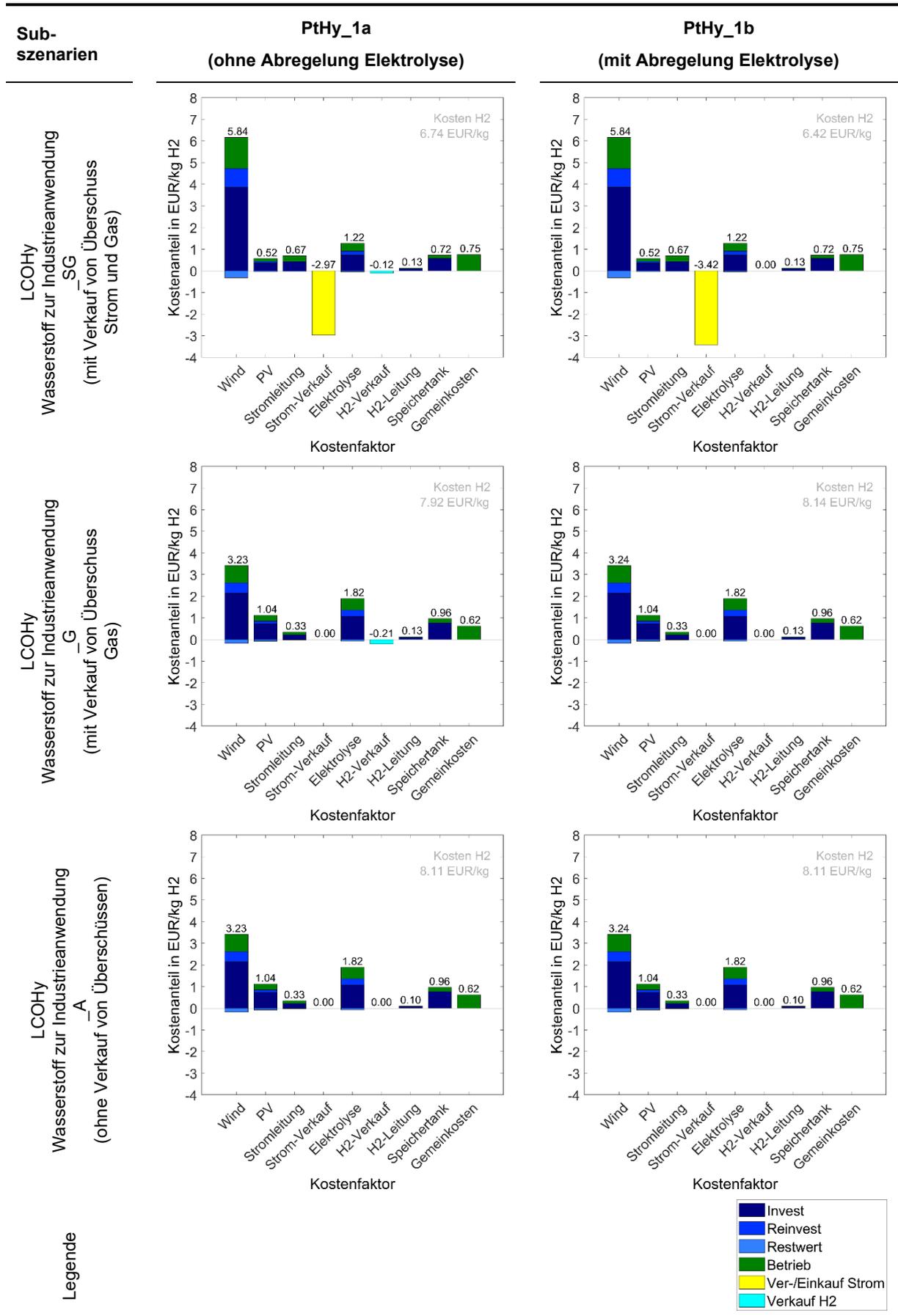
Kennwert	PtHy_1a			PtHy_1b		
	_SG	_G	_A	_SG	_G	_A
Windkraft in MW	36	20	20	36	20	20
Photovoltaik in MW	4	8	8	4	8	8
Elektrolyse in MW	8	12	12	8	12	12
Speicherkapazität in t	9	12	12	9	12	12
Stromproduktion in GWh	117	71	71	117	71	71
Stromüberschuss in GWh	56	7	7	64	20	20
H ₂ -Produktion in t	1 066	1 155	1 155	950	955	955
H ₂ -Überschuss in t	116	199	199	0	0	0
Kosten in EUR/kg _{H2}	6.74	7.92	8.11	6.42	8.14	8.11

Im Vergleich zur Wasserstoffherstellung durch regenerative Energien stehen konventionelle Erzeugungsarten. Die Gestehungskosten für mittels Dampfreformierung bzw. Kohlevergasung hergestellten Wasserstoff sind deutlich niedriger und liegen nach Literaturdaten bei 0.7 - 2 Euro/kg_{H2}. (LBST 2013; Baykara 2018; Yukesh Kannah et al. 2021) Eine Kostenerhöhung von Wasserstoff aus nicht erneuerbaren Quellen ist jedoch zukünftig aufgrund von Abgaben im Zusammenhang mit der Entwicklung des CO₂-Zertifikatspreises zu erwarten. Auch können Vorgaben zur Erfüllung einer Treibhausgasminierungsquote die Herstellung regenerativ produzierten Wasserstoffes vorantreiben. Die Stromdirektabnahme durch Industrieunternehmen zur Wasserstoffherstellung kann für EE-Erzeugungsanlagen nach Ablauf der EE-Förderung durch das EEG eine wirtschaftliche Alternative darstellen.

Quantitative Kostenverteilung

Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf die jeweils wirtschaftlichste Dimensionierung der Sub-Szenarien des Systempfades PtHy_1, welche das Kriterium der Versorgungssicherheit erfüllen. In den Darstellungen in Tabelle 7-8 wird für die jeweilige Systemkonfiguration eine Aufschlüsselung der Kostenanteile entsprechend der in Kapitel 6.1 vorgenommenen Kostenfaktoren vorgenommen. Es erfolgt eine Untergliederung der Kostenanteile sowohl auf die Bestandteile der ökonomischen Berechnungsformel als auch auf die einzelnen Systemkomponenten. In diesen Darstellungen ist die Windkraft, mit ihrer hohen installierten Leistung, als der dominierende Anteil der Wasserstoffgestehungskosten erkennbar.

Tabelle 7-8: PtHy_1: quantitative Kostenverteilung der ökonomischsten Konfiguration



Durch einhergehende Einnahmen aus dem Verkauf von Stromüberschüssen können die Gesamtkosten hingegen um ungefähr ein Drittel gesenkt werden. Der zweithöchste Kostenfaktor liegt in der Wasserstoffherzeugung. Die Erlöse durch den Verkauf von Wasserstoff sind unter den hier getroffenen Annahmen jedoch vernachlässigbar, da ein Großteil der produzierten Wasserstoffmenge direkt für den internen Bedarf der Industrieanwendung bereitgestellt wird. Bei den Betrachtungen ohne Veräußerung der Überschüsse erhöhen sich die Kostenanteile für das Investment und den Betrieb der Elektrolyse- und Photovoltaikanlagen, wohingegen der Kostenanteil der Windkraft deutlich sinkt. Dieses ist im Wesentlichen durch die geänderte Komponentendimensionierung bedingt. Eine Senkung der Gemeinkosten würde erreicht werden, wenn unter Beibehaltung der Abgabenbefreiung ein leistungsmäßig begrenzter Strombezug aus dem öffentlichen Netz möglich wäre. Hierdurch könnten Backup-Technologien innerhalb des Anlagenkonzeptes eingespart werden.

Quantitativer Einfluss einzelner Kostenfaktoren

Im Rahmen der ökonomischen Sensitivitätsanalyse der zuvor behandelten Systemkonfigurationen wird unter Variation der Höhe ausgewählter ökonomischer Parameter die relative Änderung der Wasserstoffkosten berechnet. Hierbei ist bezugnehmend auf die Investment- und Betriebskosten eine Analogie der Ergebnisse zu den Darstellungen der Kostenverteilung auf die einzelnen Kostenfaktoren festzustellen. Der Einfluss der Lebensdauer der jeweiligen Systemkomponenten verhält sich entsprechend indirekt dazu. Von entscheidender Bedeutung ist auch der große Einfluss der Änderung des Zinssatzes und des Verkaufspreises des Stromüberschusses auf die Wasserstoffkosten. Die graphischen Darstellungen der Ergebnisse befinden sich in Anhang 7.

7.4 Szenario PtHy_2

7.4.1 Wasserstoffeinspeisung in ein Erdgasnetz mit variabler, erzeugungsgerechter Zuführung

In Systempfad PtHy_2 wird Wasserstoff regenerativ erzeugt und dynamisch in ein bestehendes Erdgasnetz eingespeist. Dieses stellt ein aktuelles Einsatzszenario für Power-to-Gas-Anwendungen dar. Die Stromerzeugung erfolgt erneuerbar mittels Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Diese sind über ein lokales Stromnetz direkt mit den Elektrolyseanlagen gekoppelt, welche bei EE-Verfügbarkeit Wasserstoff produzieren. Der Wasserstoff wird nicht gespeichert, sondern direkt per Sticheitung in ein vorhandenes Erdgasnetz geleitet.

Bei einer dynamischen Zumischung von Wasserstoff muss auch bei zeitlicher Variation der Durchströmung des Erdgasnetzes die maximale Wasserstoffproduktionsrate abgenommen werden. Hierbei muss unter Beachtung weiterer Wasserstoffeinspeiser eine mangelnde Vermischung ausgeschlossen werden können. Der Grenzwert für die Einspeisung liegt bei einem Volumenanteil von 10 % Wasserstoff.

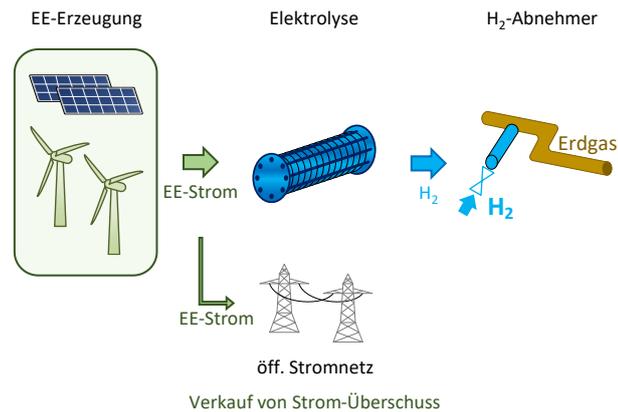


Abbildung 7-5: Systempfad PtHy_2

Der dem Netz un stetig zugeführte Massenstrom ist in Abhängigkeit der gewählten Elektrolyseurleistung begrenzt. Unter Beachtung des Aufnahmevermögens des Gasnetzes erfolgt die Dimensionierung der Elektrolyseure, wodurch deren Leistungsrosselung nicht erforderlich ist und kein Wasserstoffüberschuss entsteht. Ein Überschuss an Strom kann jedoch auftreten, wenn die EE-Erzeugung die installierte Elektrolyseleistung übersteigt. In diesem Fall ist ggf. eine Veräußerung vorgesehen. Mittels der Simulation wird das wirtschaftliche Optimum für Konstellationen der Wasserstoffeinspeisung ermittelt. In den Subszenerarien wird zwischen dem Anschluss an das öffentliche Strom- und Gasnetz („_SG“) und dem alleinigen Anschluss an das Gasnetz („_G“) unterschieden. Ein autarkes Szenario entfällt, da der Gasnetzanschluss einen festen Bestandteil des Szenarios darstellt. Das Kriterium der Versorgungssicherheit ist aufgrund der dynamischen Einspeisemöglichkeit hinfällig.

Als Praxisbeispiel für diese Systemkonfiguration dient die Pilotanlage in Falkenhagen. Der mittels Windkraft produzierte Strom wird in Höhe von bis zu ca. 2 MW zur Wasserstofferzeugung in einem Elektrolyseur genutzt, wobei bis zu 360 m³/h (i.N.) entstehen. Die Gasnetzanbindung erfolgt an ein Hochdruckerdgasnetz, in welches der Wasserstoff bei einem maximalen Betriebsdruck von 55 bar mit bis zu zwei Volumenprozent zugemischt wird. (Fönings 2018)

7.4.2 Simulation und technische Systembewertung

Die Parametervariation der Sensitivitätsanalyse beinhaltet die Möglichkeit einer variablen Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz. Im Vergleich zum konstanten Wasserstoff-Bedarf in PtHy_1 findet hier die Wasserstoffabnahme erzeugungsgetreu bis zu einer definierten Größenordnung statt. Hierdurch kann auf eine Wasserstoffspeicherung verzichtet werden. Die installierte Elektrolyseleistung wird entsprechend der möglichen Wasserstoffabnahme auf einen konstanten Wert festgelegt. Die Parametervariation begrenzt sich somit auf die installierte Leistung von Windkraft und Photovoltaik.

Tabelle 7-9: Dimensionierung PtHy_2

Parameter	Variationsbereich	
WKA-Leistung	0...(2)...40 MW	
PV-Leistung	0...(2)...40 MW	
ELA-Leistung @40 bar	6 MW (elektr.)	1 200 m ³ ·h ⁻¹ (H ₂ i.N.)
H ₂ -Bedarf @30 bar	dynamisch bis 0.03 kg·s ⁻¹	max. 1 200 m ³ ·h ⁻¹ (H ₂ i.N.)

Die Versorgungssicherheit als technisches Kriterium ist im Systempfad PtHy_2 aufgrund der variablen Wasserstoffaufnahme im Gasnetz nicht relevant. Die anschließende ökonomische Auswertung zur Ermittlung der geringsten massenspezifischen Wasserstoffkosten erfolgt somit ohne Einschränkung des Parameterbereiches. Hierbei wird die gesamte durch das Elektrolyseursystem produzierte Wasserstoffmenge bilanziert. Die technischen Systemparameter der ökonomischsten Systemkonfiguration sind in Anhang 6 dargestellt.

7.4.3 Ökonomische Szenarienbewertung

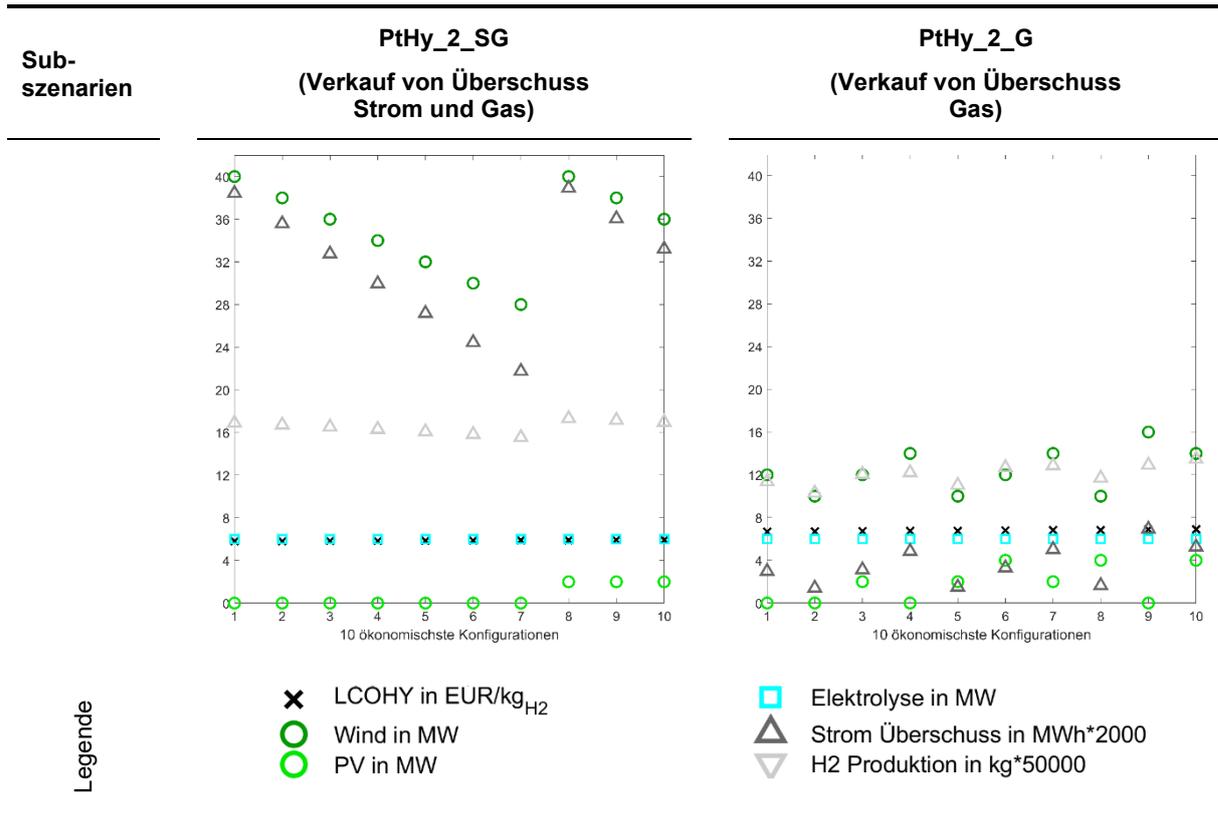
Ermittlung des ökonomischen Optimums

Wie in Tabelle 7-10 dargestellt, erfolgt im SubszENARIO mit Verkauf von Strom- und Gasüberschüssen („_SG“) innerhalb der Betrachtungsgrenzen ein maximaler Windkraftausbau, um einen höchstmöglichen Stromüberschuss zu erlangen. Die reinen Stromgestehungskosten der Windkraftanlagen liegen nach den in dieser Arbeit getroffenen Annahmen knapp unterhalb des angenommenen Stromverkaufspreises. Unter Berücksichtigung der Gemeinkosten kommt es jedoch zu einem geringfügigen Überschreiten dieses Wertes. Trotz dessen wird ein maximaler Windkraftausbau bevorzugt, da dieser zu einem Anstieg der Einnahmen aus dem Stromverkauf und zu einer höheren produzierten Wasserstoffmenge führt, welches sich wiederum in einer Senkung der (massenbezogenen) Wasserstoffgestehungskosten abzeichnet.

Unter den im Rahmen dieser Arbeit getroffenen Annahmen, übersteigen die für Photovoltaik angenommenen Stromgestehungskosten dessen Erlösmöglichkeiten beim Stromverkauf. Somit findet im Ranking ein Ausbau von Photovoltaik erst bei einer deutlichen Reduzierung des Windkraftausbaues statt. Eine Photovoltaik-Installation erfolgt, sobald diese in Kombination mit hoher installierter Windkraft die Erlöse bei geringer Windleistungsinstallation übersteigen.

Im SubszENARIO ohne Berücksichtigung des Stromverkaufes („_G“) fällt der Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsanlagen geringer aus. Hierbei werden die Investitions- und Betriebskosten des Windkraftausbaus und der Elektrolyseanlage in Bezug auf die produzierte Wasserstoffmenge möglichst geringgehalten.

Tabelle 7-10: PtHy_2: 10 ökonomischste Konfigurationen mit Versorgungssicherheit >99 %



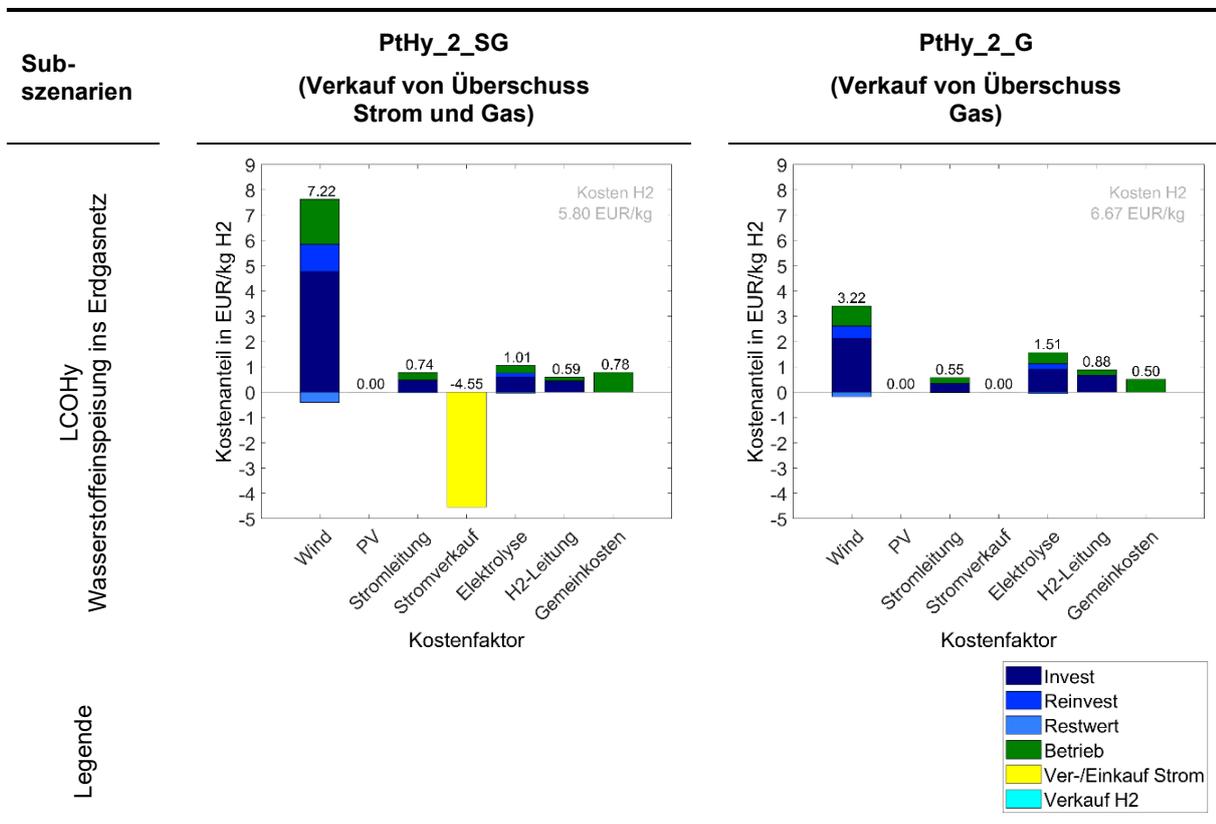
Die Kennwerte der ökonomischsten Dimensionierung im jeweiligen SubszENARIO sind in Tabelle 7-11 dargestellt. Die ermittelten Wasserstoffgestehungskosten liegen bei 5.80 bzw. 6.67 Euro/kg. Diese können um die Gemeinkosten reduziert werden, da die Finanzierung von Zusatztechnologien zum Ausgleich einer Versorgungslücke in diesem Szenario nicht relevant ist. Somit ergeben sich reduzierte Gestehungskosten in Höhe von 5.02 Euro/kg („_SG“) bzw. 6.17 Euro/kg („_G“). Wie bereits in Kapitel 7.3.3 ausgeführt, sind die der Berechnung der Gestehungskosten zugrundeliegenden Annahmen entscheidend.

Diese Kosten liegen über dem Durchschnitt der im Review von Mohammadi und Mehrpooya (2018) zusammengetragenen Kostenangaben, in welchem verschiedene Studien zur Untersuchung der Kopplung von Windkraft bzw. Photovoltaik mit Elektrolyseuren aufgeführt sind. Der Kostenbereich für erneuerbar hergestelltem Wasserstoff wird von LBST (2013) im Bereich von ca. 3.5 - 9.5 Euro/kg angegeben. Unter Annahme des Brennwertes entspricht ein Wasserstoffpreis von 5 Euro/kg knapp 13 ct/kWh. Im Vergleich werden die langfristigen, durchschnittlichen Einkaufspreise von Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen durch dena (2020) im Bereich von 5 - 8 ct/kWh angegeben.

Tabelle 7-11: PtHy_2: Kennwerte der ökonomischsten Konfiguration

Kennwert	PtHy_2		
	_SG	_G	-
Windkraft in MW	40	12	
Photovoltaik in MW	0	0	
Elektrolyse in MW	6	6	
Stromproduktion in GWh	125	37	
Stromüberschuss in GWh	77	6	
H ₂ -Produktion in t	845	568	
H ₂ -Überschuss in t	0	0	
Kosten in EUR/kg _{H2} / ohne Gemeinkosten	5.80 / 5.02	6.67 / 6.17	-

Tabelle 7-12: PtHy_2: quantitative Kostenverteilung der ökonomischsten Konfiguration



Quantitative Kostenverteilung

Die Hauptkostenfaktoren des Szenarios PtHy_2_SG liegen in der Strombereitstellung, welche durch die installierte Leistung der Windkraftanlagen dominiert wird. Einhergehend mit dem hohen Stromüberschuss ergeben sich Einnahmen, welche in ihrer Höhe knapp der Hälfte aller Ausgaben entsprechen. Die Kostenanteile von Elektrolyse, Gemeinkosten sowie Strom- und Gasleitung bewegen sich jeweils im Bereich von ca. einem Zehntel der Windkraftkosten. Im SubszENARIO „_G“ wird die installierte Windleistung stark zurückgefahren. Hierdurch reduziert sich dessen Kostenanteil stark, bleibt aber gefolgt von den Kosten für die Elektrolyseanlage immer noch der dominante Anteil. Die

Kostenverteilung ist in Tabelle 7-12 dargestellt. Darstellungen zum quantitativen Einfluss der Änderung einzelner Kostenfaktoren befinden sich in Anhang 7.

7.5 Szenario PtHy_3

7.5.1 strom-autarkes Energiesystem (Kleinstadt)

Das Szenario des Systempfades PtHy_3 bildet die regenerative Stromeigenversorgung einer Stadt bzw. einer Region mit einem dynamischen Abnahmeprofil von 100 000 MWh jährlich ab. Die Energiegewinnung erfolgt ausschließlich regenerativ mittels Windkraft- und Photovoltaikanlagen und dient der direkten Stromversorgung der Haushalte. Übersteigt die EE-Erzeugung den Strombedarf, erfolgt eine Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyseanlagen sowie dessen Speicherung in Röhrenspeichern. Kann im Falle eines Strommangels die Bedarfskurve nicht direkt gedeckt werden, erfolgt eine Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffs mittels Gasturbinen. Durch die bedarfsgerechte Rückverstromung des regenerativ hergestellten Wasserstoffes wird die Versorgung der Haushalte sichergestellt. Für die Stadt wird eine lokale, bereits existierende Stromverteilinfrastruktur angenommen, wobei die stromseitige Anbindung an das öffentliche Stromnetz optional ist.

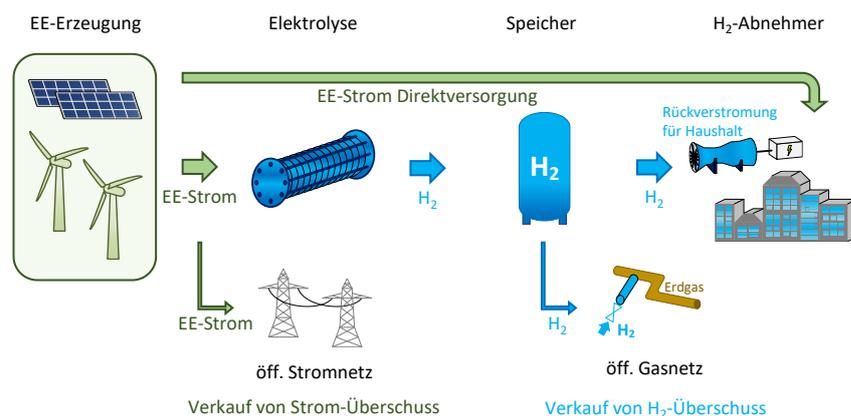


Abbildung 7-6: Systempfad PtHy_3

Anhand der Simulation erfolgt eine Kostenermittlung für die erneuerbare Stromeigenversorgung einer Stadt inklusive Überschussspeicherung und Rückverstromung. Hierfür werden technische und ökonomische Aspekte untersucht. Ein wesentlicher Gesichtspunkt ist die prozentuale Umsetzbarkeit des Lastprofils als Kriterium der 99 % Versorgungssicherheit unter Beachtung von Kostenfaktoren. Ein ggf. darüber hinaus auftretender Strommangel wird durch weitere Kurzzeitspeichertechnologien ausgeglichen.

Als Grundlage dienen Zeitreihen der EE-Erzeugung sowie Standardlastprofile der städtischen Stromabnahme. In einem Sub-Szenario wird die Einspeisung von Stromüberschüssen, welche nicht von der Elektrolyseanlage aufgenommen werden können, in das öffentliche Stromnetz betrachtet. Eine weitere Option ist die Direkteinspeisung von Wasserstoffüberschüssen in das Gasnetz, wodurch einer Begrenzung der Elektrolyseleistung bei vollständig gefülltem Wasserstoffspeicher entgegengewirkt

wird. Das Szenario mit sowohl Strom- als auch Gasnetzanschluss wird mit „_SG“ bezeichnet. Bei alleinigem Gasnetzanschluss erfolgt die Bezeichnung „_G“. Aufgrund der Voraussetzung des bestehenden Gasnetzanschlusses sowie der Annahme, dass die produzierte Menge an Wasserstoffüberschuss immer aufgenommen werden kann, ist eine Abregelung der Elektrolyseleistung nicht notwendig.

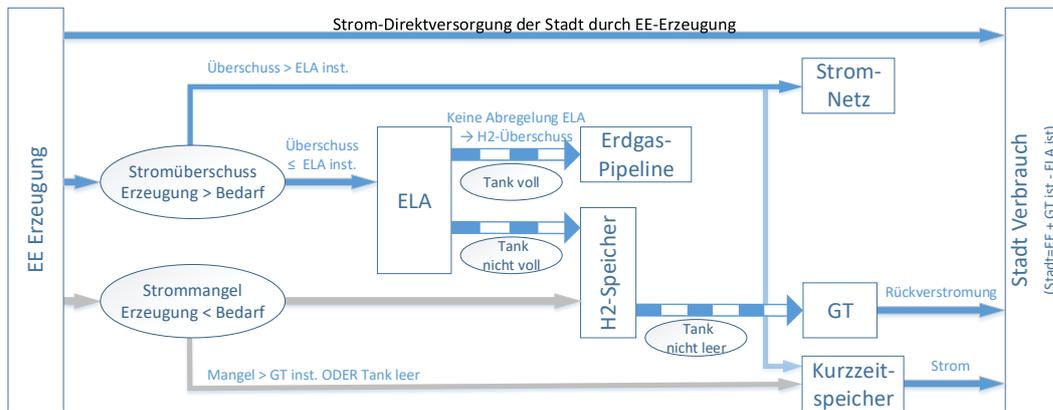


Abbildung 7-7: Logik Systempfad PtHy_3

Ein ähnliches Konzept ist im Rahmen Multi-Energie-Kraftwerk Sperenberg (MEKS) geplant. Hierbei soll ein lokales Stromnetz errichtet werden, welches von Windkraftanlagen gespeist wird. Zur Speicherung des mittels Elektrolyseuren erzeugten Wasserstoffes sollen Röhrenspeicher ertüchtigt werden. Die Rückverstromung soll über eine Gasturbine erfolgen, welche auf den Betrieb mit Wasserstoff umgerüstet werden soll. Parallel hierzu sollen Stromüberschüsse in das öffentliche Netz eingespeist werden. Im Falle eines Strommangels bei leeren Wasserstoffspeichern ist die Option von Strom- bzw. Wasserstoffbezug möglich.

7.5.2 Simulation und technische Systembewertung

Im Rahmen einer Grobsimulation hat sich die Auswahl der modellierten Gasturbinengröße von 2 MW elektrischer Leistung als sinnvoll herausgestellt. Bei der weiteren Bereichseingrenzung wurde, wie in Tabelle 7-13 dargestellt, bei festem Raster von installierter Windkraft- und Photovoltaikleistung, die Elektrolyse- und Gasturbinenleistung variiert und eine konstante Wasserstoff-Speichergröße von 43 200 kg festgelegt.

Tabelle 7-13: Dimensionierung PtHy_3

Parameter	Variationsbereich	
WKA-Leistung	0...(40)...200 MW	
PV-Leistung	0...(40)...200 MW	
ELA-Leistung @40 bar	10...(10)...80 MW (elektr.)	2 000-16 000 m ³ ·h ⁻¹ (H ₂ i.N.)
H ₂ -Speicher @max. 90 bar	43 200 kg	480 000 m ³ (H ₂ i.N.)
GT-Leistung	12...(4)...28 MW (elektr.)	
Strom-Bedarf	100 000 MWh·a ⁻¹	

Die Abdeckung des Strombedarfsprofils als Kriterium der Versorgungssicherheit stellt den technischen Fokus dieses Systempfades dar. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse, unter Variation der installierten Elektrolyse- und Gasturbinenleistung sowie der Variation der installierten Leistung der erneuerbaren Energieerzeugung durch Windkraft und Photovoltaik, sind in Abbildung 7-8 dargestellt. Hier gelten die gleichen, generellen Aussagen wie in Systempfad PtHy_1.

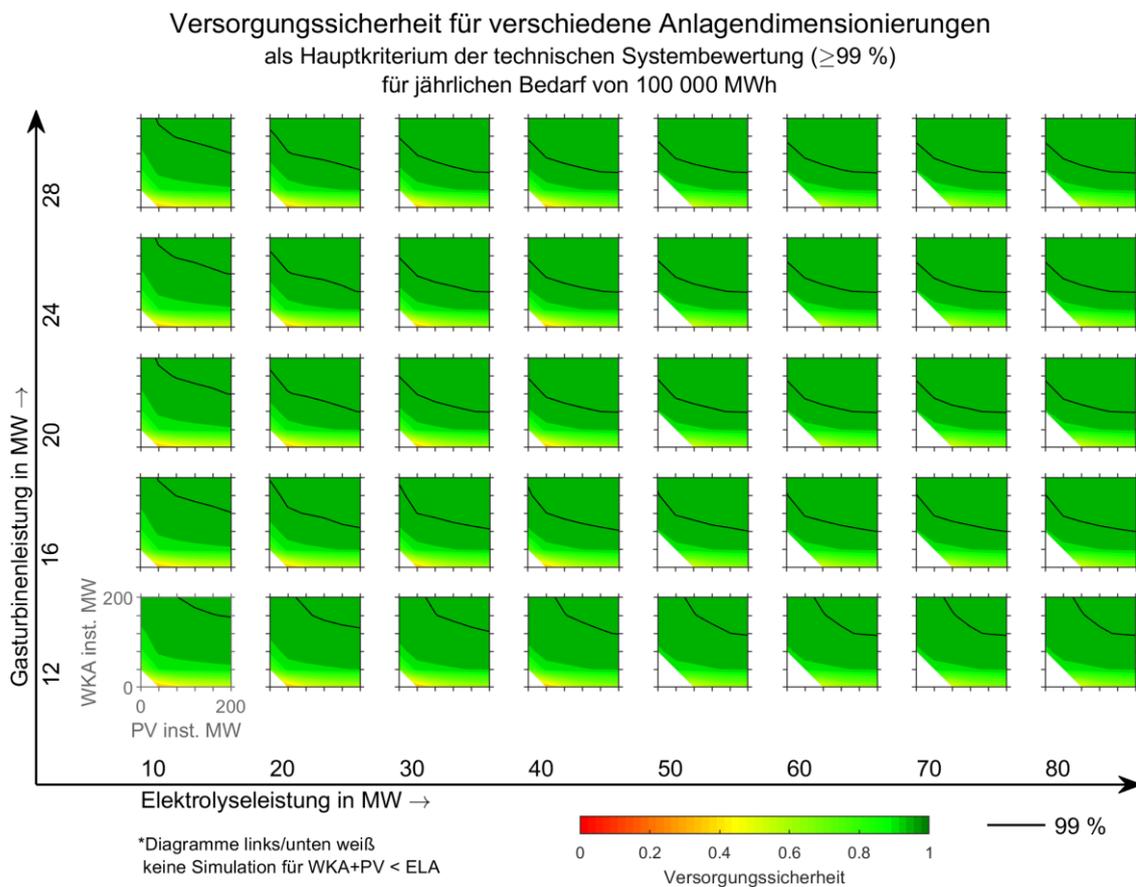


Abbildung 7-8: PtHy_3, Sensitivitätsanalyse Versorgungssicherheit

Zur Veranschaulichung des Systemverhaltens während der Simulation mit Rückverstromung ist in Abbildung 7-9 beispielhaft ein Auszug einer Jahressimulation dargestellt. In diesem soll das Lastprofil der Stadt (SLP) durch Windkraft (WKA) und Photovoltaik (PV) bedient werden. Bei Stromüberschuss folgt der Elektrolyseur (ELA) der Differenzkurve zur Wasserstoffproduktion mit anschließender

Speicherung. Die Gasturbine dient der Rückverstromung (RV) bei Strommangel. Die dargestellten Soll- und Istwerte zeigen das Wechselspiel von Elektrolyseur und Gasturbine, bei Variation von Stromproduktion und -bedarf. Der Ausgleich geschieht entsprechend der Dynamik der Komponenten und innerhalb der Grenzen der installierten Leistung.

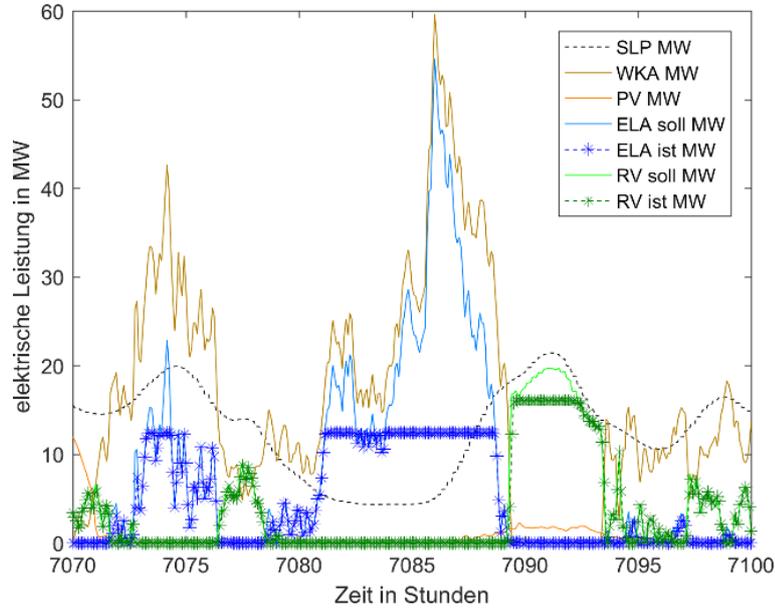


Abbildung 7-9: Auszug Lastprofil PtHy_3 (Beispielkonfiguration)

Die Systemkennwerte der ermittelten ökonomischsten Systemkonfiguration dieses Szenarios sind in Anhang 6 aufgelistet. Die Jahrgänge der Speicherfüllstände sind in Abbildung 7-10 und Abbildung 7-11 dargestellt und werden hinsichtlich des Anschlusses an das öffentliche Gas- und Stromnetz unterschieden.

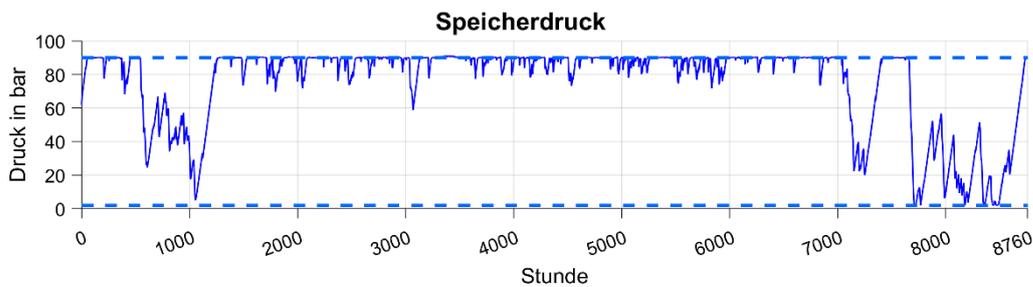


Abbildung 7-10: PtHy_3_SG, Jahrgang Speicherdruck

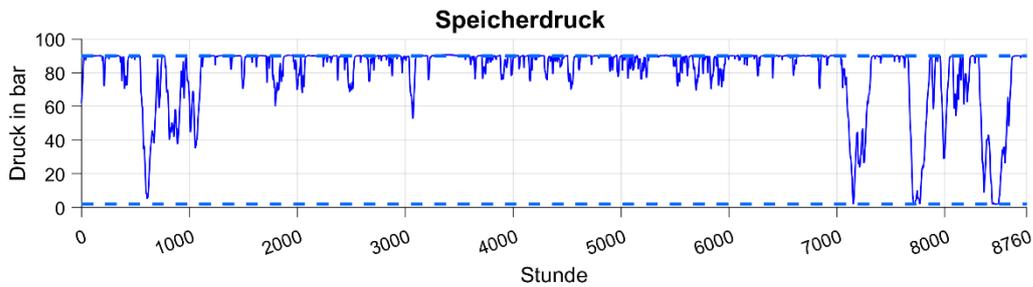


Abbildung 7-11: PtHy_3_G_A, Jahrgang Speicherdruck

7.5.3 Ökonomische Szenarienbewertung

Ermittlung des ökonomischen Optimums

Die Höhe der Stromgestehungskosten für die von der Stadt verbrauchten Energiemenge beträgt in der ökonomischsten Dimensionierung 18.90 ct/kWh_{elektr.} im Subscenario „_SG“ und 31.39 ct/kWh_{elektr.} im Subscenario „_G“. Hierbei wird der Strom im größtmöglichen Maße direkt von den erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen bereitgestellt und bei Mangel anteilig durch die Rückverstromung von Wasserstoff ausgeglichen. Bei einer Erhöhung des für den Verkauf von Stromüberschüssen angenommenen Preises verringern sich die Gestehungskosten für die Strombereitstellung zur Versorgung der Stadt und können in Abhängigkeit der Höhe theoretisch sogar negative Werte annehmen.

Die Betrachtung für die ökonomischsten Dimensionierungen erfolgt unter den in Kapitel 6.1 und 7.2.1 getroffenen Prämissen. Wie in Tabelle 7-14 dargestellt wird ersichtlich, dass eine Maximierung des Windkraftausbaus mit einhergehenden Erlösen aus dem Verkauf von Stromüberschüssen angestrebt wird. Die installierte Photovoltaikleistung ist hingegen gering, da im Vergleich zur Windkraft niedrigere Volllaststunden erzielt werden. Findet keine Veräußerung des Stromüberschusses statt ergibt sich für die installierten Leistungen ein Kompromiss aus einhergehenden Investitions- und Betriebskosten und der produzierten Strommenge unter Einhaltung der Versorgungssicherheit. Technische Kennwerte für die ökonomischsten Konfigurationen sind in Tabelle 7-15 und in Anhang 6 gegeben.

Tabelle 7-14: PtHy_3: 10 ökonomischste Konfigurationen mit Versorgungssicherheit >99 %

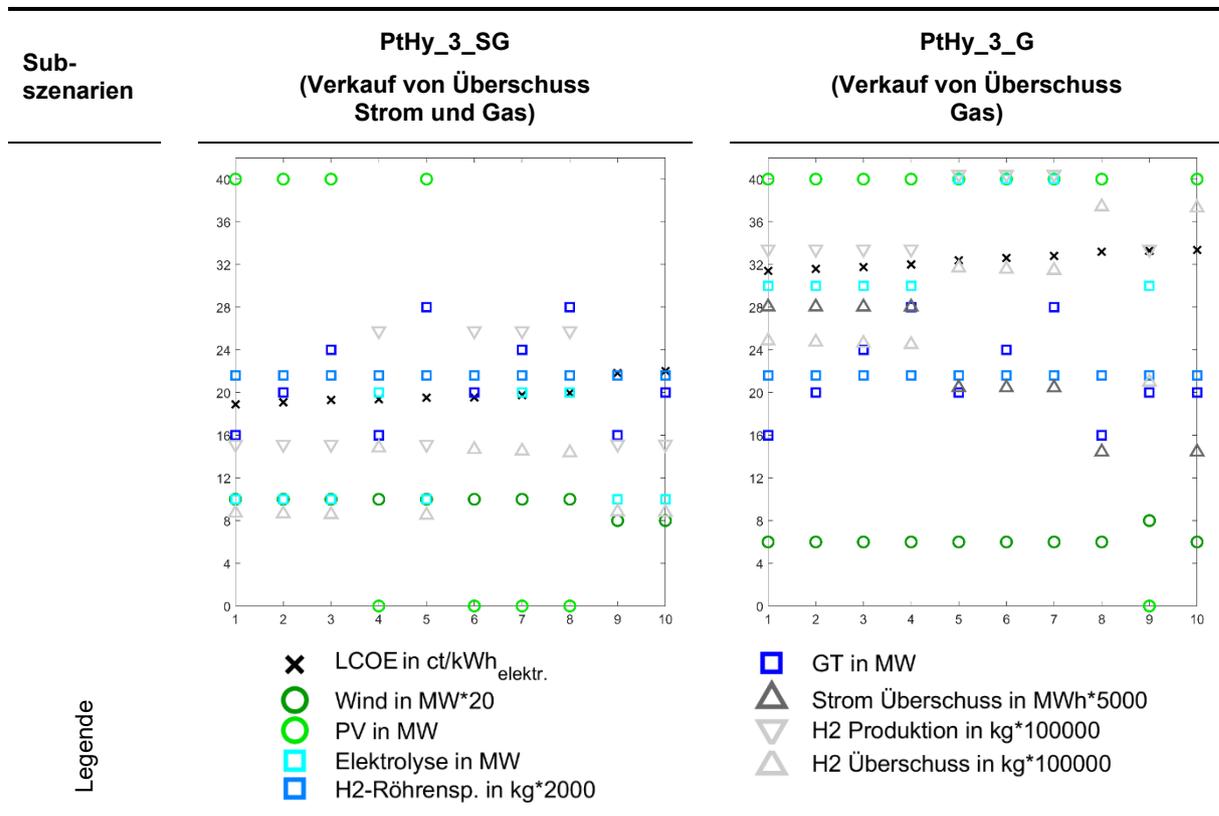


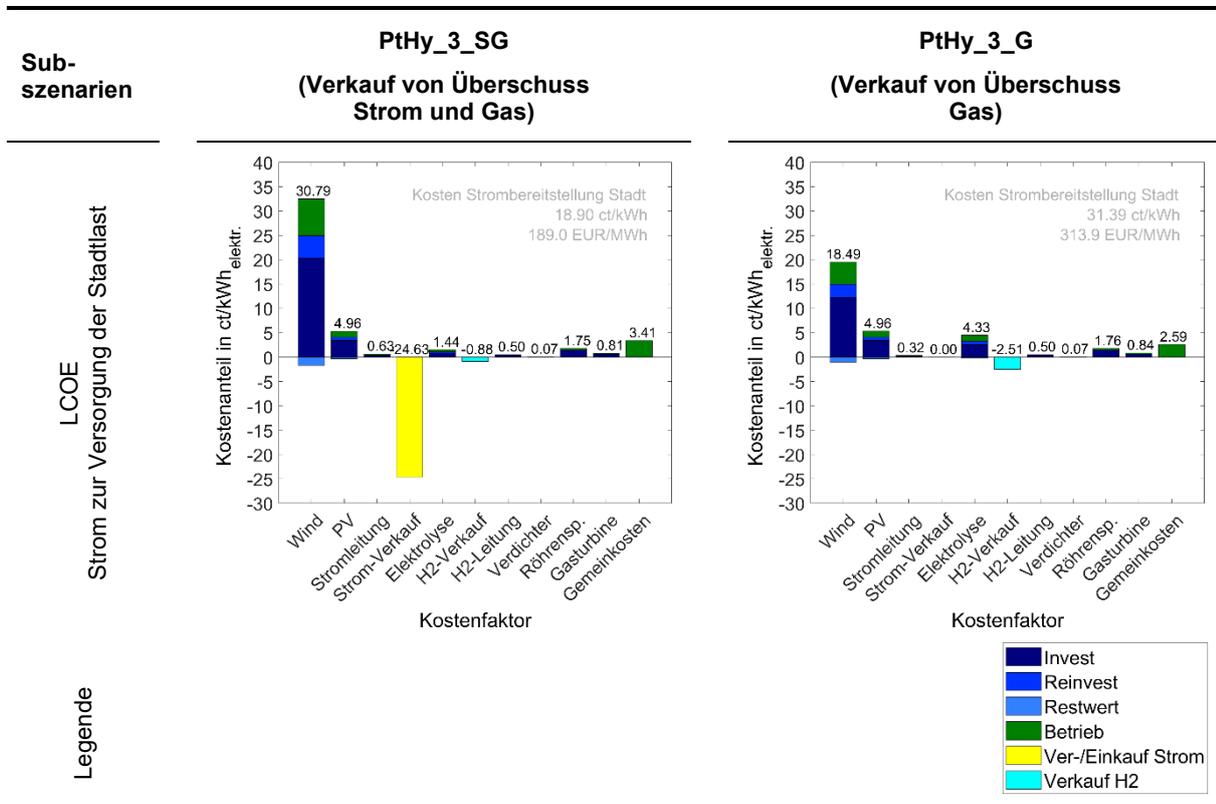
Tabelle 7-15: PtHy_3: Kennwerte der ökonomischsten Konfiguration

Kennwert	PtHy_3		
	_SG	_G	_A
Windkraft in MW	200	120	120
Photovoltaik in MW	40	40	40
Elektrolyse in MW	10	30	30
Speicherkapazität in t	43.2	43.2	43.2
Gasturbine in MW	16	16	16
Stromproduktion in GWh	666	416	416
Stromüberschuss in GWh	488	140	140
Rückverstromung in GWh	8	11	11
H ₂ -Produktion in t	1 513	3 342	3 342
H ₂ -Überschuss in t	872	2 485	2 485
Kosten in EUR/kg _{H2}	18.90	31.39	33.87

Quantitative Kostenverteilung

In der Kostenbetrachtung der ökonomischsten Konfiguration für das Szenario PtHy_3 dominiert, wie in Tabelle 7-16 dargestellt, der Anteil der Strombereitstellung durch Windkraft und in abgeschwächter Form durch Photovoltaik.

Tabelle 7-16: PtHy_3: quantitative Kostenverteilung der ökonomischsten Konfiguration



Einhergehend mit dem hohen Ausbau an EE-Erzeugungsanlagen ergeben sich Stromüberschüsse und im SubszENARIO „_SG“ starke Einnahmen durch deren Verkauf. Im SubszENARIO „_G“ verringert sich der EE-Ausbau und der Ausbau der Elektrolyseanlagen steigt, wobei sich die Kostenanteile analog verhalten. Durch den erhöhten Ausbau an Elektrolyseuren steigt auch der Wasserstoffüberschuss sowie der Erlös durch deren Verkauf. Die Auswirkungen zum quantitativen Einfluss der Änderung einzelner Kostenfaktoren sind in Anhang 7 dargestellt.

7.6 Szenario PtHy_4

7.6.1 großvolumige, saisonale Speicherung und Rückverstromung für ein wasserstoffbasiertes Energiesystem

Systempfad PtHy_4 stellt ein Zukunftsszenario dar, in welchem die großvolumige, saisonale Verschiebung von Stromerzeugung und Stromverbrauch betrachtet wird. Die den Analysen zugrundeliegenden Lastkurven stammen aus der REMod-Studie. (ISE 2016) In der Studie werden CO₂-Reduktionsszenarien für ein volkswirtschaftlich kostenoptimiertes, deutsches Energiesystem der Zeithorizonte 2030 und 2050 unter systemischer Betrachtung aller Energiesektoren analysiert.

Die Untersuchungen im REMod-Modell basieren auf der sektorenübergreifenden Struktur von Energieerzeugung, -Speicher und -Verbrauch. Als Basis dienen dem Modell reale Wetterdaten und prognostizierte Verbrauchsdaten. Wind- und Solargas übernehmen die Funktion des Langzeitspeichers. Neben dem Speicherbedarf im Stromsektor erfolgt auch eine Quantifizierung des Speicherbedarfs im Wärmesektor. Zur Kopplung der Sektoren werden die Speicher weitestgehend über die bereits existierende Gasinfrastruktur entladen. Im Sinne der Optimierung des Energiesystems werden diverse, teilweise neuartige Technologien einbezogen und in ihrer Größe optimiert. Die in der Studie ermittelten jährlichen Gesamtkosten dieses Energiesystems liegen bei ca. 180 Mrd. € und somit in der Größenordnung der Kosten des heutigen, nicht erneuerbaren Energiesystems von 220 Mrd. €. (Sternier und Stadler 2014)

Das Zielsystem dieses Szenarios erfüllt die Anforderungen einer 85%igen Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen gegenüber dem Bezugsjahr 1990 im Jahr 2050. Dem dominierenden Anteil an erneuerbaren Energieträgern ungeachtet, finden auch fossile Energieträger weiterhin in begrenztem Umfang Verwendung. In Tabelle 7-17 ist eine Auswahl der Kenngrößen des Zielsystems hinsichtlich der grundlegenden Erzeugungskapazitäten und Abnahmegrößen aufgelistet. Weitere nicht aufgeführte Bestandteile stellen die Nutzung von Erdgas und Erdöl dar.

Tabelle 7-17: Kenngrößen REMod-Studie, 85 %-Szenario (Auswahl)

Kenngrößen Zielsystem 2050	installierte Leistung – jährlicher Output
EE-Ausbau 2050	
Photovoltaik	166 GW \pm 174 TWh
Windkraft onshore	168 GW \pm 377 TWh
Windkraft offshore	33 GW \pm 127 TWh
Solarthermie	157 GW \pm 81 TWh
Umweltwärme	257 TWh
Rohbiomasse	340 TWh
Speichertechnologien	
Elektrolyse	76 GW \pm 121 TWh (output)
Wasserstoffspeicher	52 GW \pm 101 TWh (output)
Methanisierung	37 GW \pm 35 TWh (output)
Strombedarf	
Verkehr	490 TWh
Strom (Basis-Last)	360 TWh
Industrie (brennstoffbasierte Prozesse)	416 TWh
Wärme (Raumwärme und Trinkwarmwasser)	521 TWh

Für diese Arbeit wurden die Kurven der Original-Studie vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), welche einem stündlichen Zeitraster unterliegen, entsprechend einer priorisierten Wasserstoffnutzung modifiziert. Ausgangspunkt sind Residuallasten, welche die Differenz des momentanen Bedarfs an elektrischer Energie und der gelieferten Leistung erneuerbarer Energien angeben. Negative Residuallasten treten in Zeiten auf, in welchen die EE-Erzeugung größer als der Strombedarf ist. In diesen Situationen können Energiespeicher gefüllt werden bzw. Strom an weitere Energiesektoren geleitet werden. Bei positiven Residuallasten muss die Bedarfslücke durch Energiespeicher oder konventionelle Kraftwerke gedeckt werden.

In der Original-Studie wird aus Stromüberschüssen hergestellter Wasserstoff für die Sektoren Transport, Wärme und die Erzeugung elektrischer Energie verwendet. Ausgehend von den Residuallastkurven wurden für diese Arbeit vom Fraunhofer ISE angepasste Power-to-Hydrogen Profile und skalierte Rückverstromungsprofile erzeugt. Somit lässt sich der wasserstoffbezogene Teil der Studie für die Rückverstromung nachvollziehen. Das Teilsystem umfasst entsprechend Elektrolyseanlagen im GW-Maßstab und mehrere Untergrundwasserstoffspeicher. Die Rückverstromung erfolgt über Wasserstoff-Gasturbinen. Die Residuallast von Gesamtdeutschland wurde in der Studie nicht räumlich aufgelöst. Es wurde die Annahme eines idealen Stromnetzausbaus zugrunde gelegt sowie die Festlegung, dass sich die Elektrolyseanlagen in direkter Nähe der Kavernenspeicher befinden. In dieser Arbeit wird die Berechnung eines stellvertretenden, entsprechend skalierten Kavernenstandortes durchgeführt.

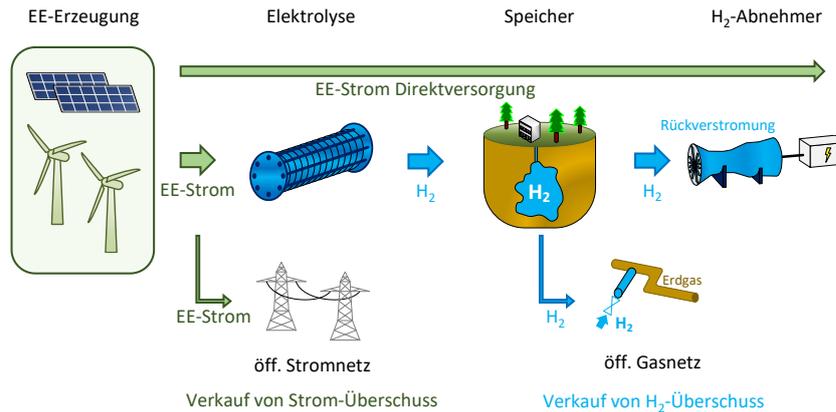


Abbildung 7-12: Systemfad PtHy_4

Die Zielstellung dieses Szenarios stellt eine mehrstufige Systembewertung dar. Für die saisonale Rückverstromung wird hinsichtlich technischer Aspekte die Umsetzbarkeit der Lastprofile untersucht und die optimale Systemdimensionierung ermittelt. Entsprechend der Lastflüsse der Komponenten Elektrolyse, Salzkaverne und Gasturbine werden die benötigten Anlagenkapazitäten aufeinander abgestimmt, wobei der Nachweis der Umsetzbarkeit der Lastprofile je Systemkonfiguration erbracht wird. Darauf aufbauend erfolgt die ökonomische Bewertung und es werden die Wasserstoff- bzw. Stromgestehungskosten der Systemkonfiguration ermittelt. Hierfür stehen Strompreiskurven mit direkter Kopplung zu den angepassten Residuallastkurven zur Verfügung.

7.6.2 Simulation und technische Systembewertung

Zur Abschätzung der Systemdimensionierung wird anhand der vorliegenden Power-to-Hydrogen- und Rückverstromungsprofile eine Vorevaluierung durchgeführt und anschließend der Simulationsbereich bestimmt sowie das Simulationsraster im Zielbereich verfeinert. Ein gleichzeitiger Betrieb von Elektrolyseanlage und Gasturbine ist hierbei, abgesehen von Delay-Zeiten, ausgeschlossen.

Basierend auf der Zeitreihe der Elektrolyseleistung wird das Gasturbinenprofil skaliert und die Anzahl der benötigten Kavernenspeicher ermittelt. Durch Variation der Dimensionierung und initialen Parameter wird sichergestellt, dass das Arbeitsgasvolumen der Kavernen annähernd vollständig ausgeschöpft wird, ohne eine Überschreitung der Grenzbereiche zu erfahren. Der Kavernenfüllstand zu Beginn der Jahressimulation entspricht hierbei dem Füllstand zum Simulationsende. Die Begrenzung durch den maximal zulässigen Druckgradienten der Kavernenspeicher ($\triangleq 3.75 \text{ kg}\cdot\text{s}^{-1}$, siehe Modellkaverne in Kap. 4.2.4) und die daraus resultierende, maximal zu installierende Leistung an Elektrolyseuren und Gasturbinen je Kavernenstandort wird bei dieser Betrachtung eingehalten. Um diese Ein- und Ausspeicherraten zu Erreichen bedarf es 700 MW Elektrolyseleistung, bei einem Systemwirkungsgrad von 75 % und 180 MW Gasturbinenleistung, bei einem Bruttowirkungsgrad von 40 %.

Tabelle 7-18: Übersicht Jahressummen PtHy_4_2030 (gerundet)

→	4 GW Elektrolyse 2 310 VLS ≅ 9.1 TWh _{elektr.}	→	H₂	→	8 · 500 000 m ³ geom. Kaverne ≅ 0.2 · 10 ⁹ kg a ⁻¹ ≅ 7 TWh(H _s), 6 TWh(H _i)	→	H₂	→	0.9 GW Gasturbine 2 520 VLS ≅ 2.3 TWh _{elektr.}	→
---	---	---	----------------------	---	--	---	----------------------	---	--	---

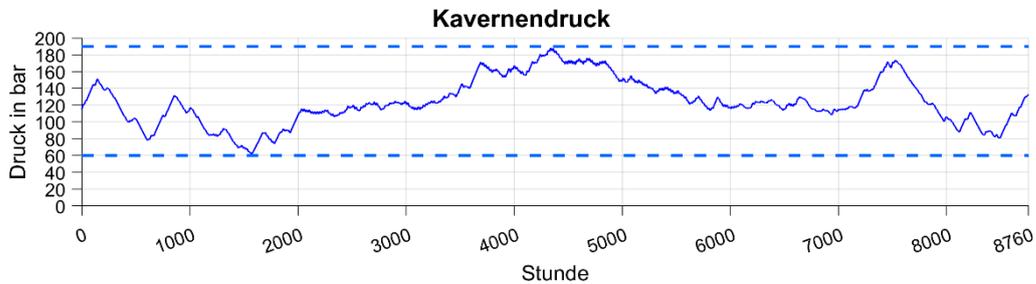


Abbildung 7-13: PtHy_4_2030, Jahresgang Kavernendruck

Für die Zeithorizonte 2030 und 2050 ergeben sich nach o.g. Methodik die in Tabelle 7-18 und Tabelle 7-19 schematisch dargestellten Dimensionierungen. Eine ausführlichere Darstellung der Werte befindet sich in Tabelle 7-20. Die Jahresgänge des simulativ ermittelten Kavernendruckes für die Zukunftsszenarien sind in Abbildung 7-13 und Abbildung 7-14 dargestellt. Die maximalen Einspeise-/Auspeiseraten während der Jahressimulation sind im Jahr 2030 2.7/-2.4 kg·s⁻¹ und im Jahr 2050 2.3/-3.0 kg·s⁻¹ je Kaverne. Der maximal zulässige Druckgradient wird somit zu jedem Zeitpunkt eingehalten.

Tabelle 7-19: Übersicht Jahressummen PtHy_4_2050 (gerundet)

→	67 GW Elektrolyse 2 150 VLS ≅ 145 TWh _{elektr.}	→	H₂	→	170 · 500 000 m ³ geom. Kaverne ≅ 3.0 · 10 ⁹ kg a ⁻¹ ≅ 119 TWh(H _s), 101 TWh(H _i)	→	H₂	→	26 GW Gasturbine 1 630 VLS ≅ 42 TWh _{elektr.}	→
---	--	---	----------------------	---	--	---	----------------------	---	--	---

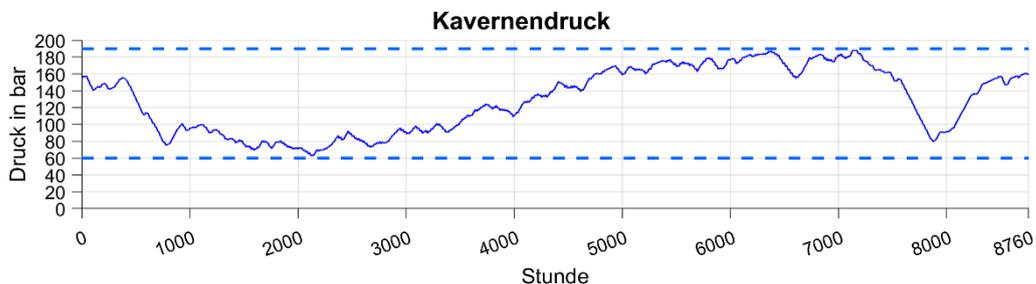


Abbildung 7-14: PtHy_4_2050, Jahresgang Kavernendruck

Mittels dieser Systemparametrierung wird die Power-to-Hydrogen-Kurve durch Elektrolyse und zugehörige Kompression sowie die Rückverstromungskurve durch Gasturbinen in der Simulation, auch

ohne prädiktives Systemverhalten, bereits mit einer Genauigkeit von über 98.5 % für positive Gradienten und von über 99.5 % für negative Gradienten abgedeckt.

Die Lastverteilung der Profile für Wasserstoffproduktion und Rückverstromung ist in Anhang 5, Abbildung A-3 dargestellt. Hierbei ist erkennbar, dass im Bezugsjahr 2030 der Elektrolyseurbetrieb vorwiegend im sehr hohen Lastbereich durchgeführt wird und die zeitliche Leistungsverteilung über die mittleren und niedrigen Lastbereiche relativ gleichmäßig erfolgt. Gleiches zeigt sich in abgeschwächter Form für den Gasturbinenbetrieb. Im Bezugsjahr 2050 liegt ein ähnliches Verhalten vor, wobei der Elektrolyseurbetrieb zusätzlich im niedrigen Lastbereich einen gehäufteten Betrieb aufweist.

Tabelle 7-20: Dimensionierung PtHy_4

Parameter	2030	2050
Lastprofile		
Zeit Wasserstoffproduktion in h je Jahr	2 518	3 627
Zeit Rückverstromung in h je Jahr	3 588	2 208
Elektrolyse		
installierte Leistung in GW	3.96	67.4
elektrische Arbeit in TWh je Jahr	9.14	144.6
Ø Volllaststunden	2 307	2 147
Ø spez. Energiebedarf in kWh·m ⁻³ (H ₂ i.N.)	4.58	4.28
Kavernenspeicher		
Anzahl (500 000 m ³ , 60-190 bar)	8	170
Wasserstoffspeicherung in kg je Jahr in TWh H _s / H _i ²	175·10 ⁶ 6.9 / 5.8	3.02·10 ⁹ 119.1 / 100.7
komplette Speicherzyklen (summiert)	4.9	4.0
Ø Kavernendruck in bar	125	129
Gasturbine		
installierte Leistung in GW	0.92 (25·36.8 MW)	26.02 (91·286 MW)
elektrische Arbeit in TWh je Jahr	2.32	42.3
Ø Volllaststunden	2 521	1 626
Ø elektrischer Bruttowirkungsgrad in %	39.6	42.0

7.6.3 Ökonomische Szenarienbewertung

Quantitative Kostenverteilung

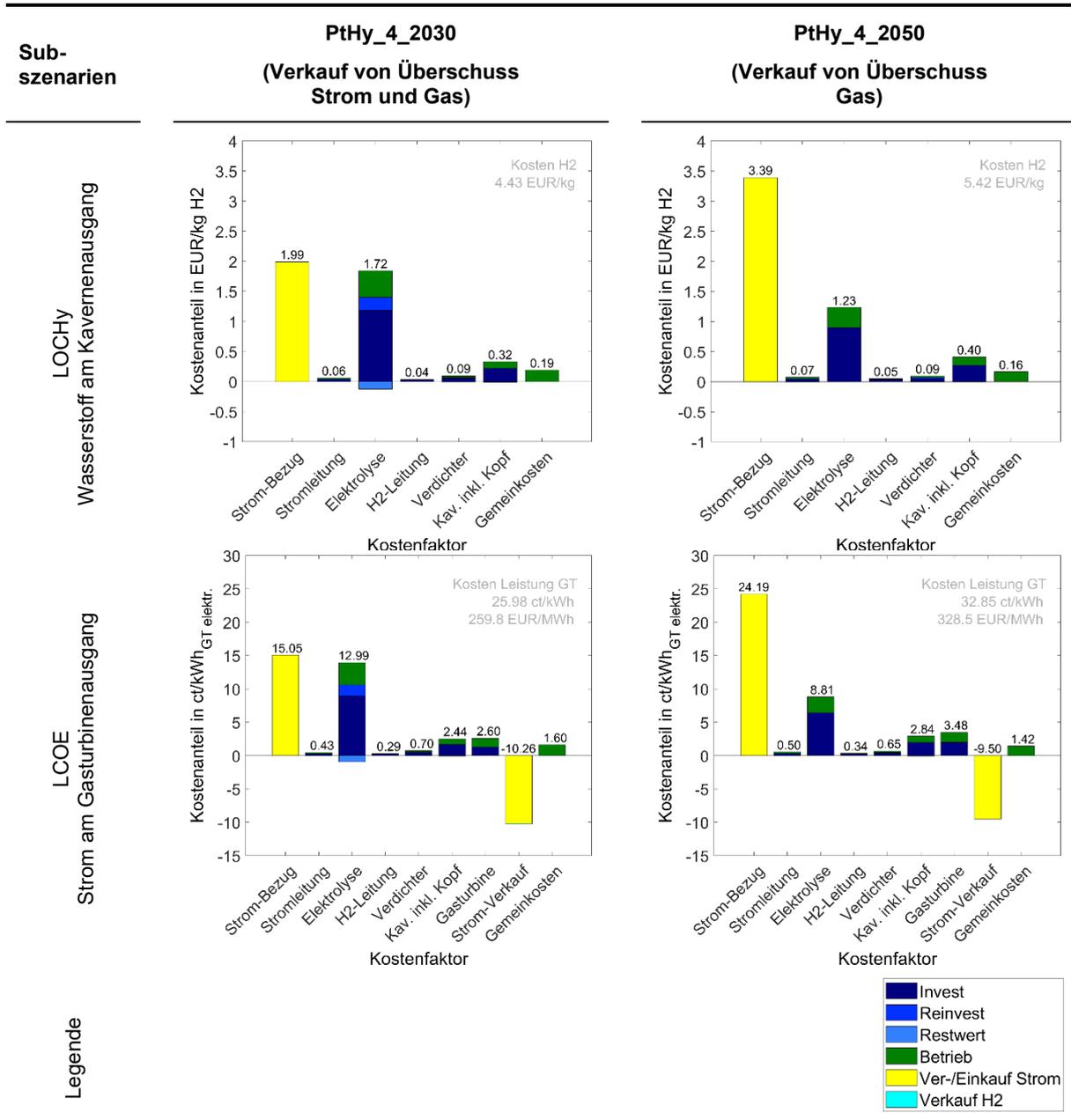
Die Kostenverteilung der Wasserstoff- und Rückverstromungsgestehungskosten ist in Tabelle 7-21 aufgeschlüsselt. Bei der Betrachtung der Wasserstoffgestehungskosten am Kavernenausgang, ergibt sich für das Zieljahr 2030 ein Wert von 4.43 Euro/kg. Die Hauptanteile liegen hierbei zu ungefähr gleichen Anteilen im Strombezug und den Kosten für die Elektrolyseanlagen. Im Zieljahr 2050 ändert sich die Struktur des Systems und die Strombezugskosten dominieren in ca. dreifacher Höhe der Elektrolysekosten, wobei die Gestehungskosten auf 5.42 Euro/kg ansteigen.

Bei der Betrachtung der Stromgestehungskosten für die durch die Gasturbine rückverstromte Menge elektrischer Energie erfolgt die Kostenaufteilung in analoger Weise, wobei als zusätzliches Element die

² Wasserstoff: Brennwert H_s=39.44 kWh·kg⁻¹, Heizwert H_i=33.33 kWh·kg⁻¹

Gasturbine einkalkuliert wird. Die Kosten für die Rückverstromung liegen ungefähr in Höhe der Kosten der Wasserstoffspeicherung. Bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten werden den Ausgaben die Einnahmen des Stromverkaufes entgegengerechnet. Hierbei ergeben sich im Jahr 2030 Kosten in Höhe von 25.98 ct/kWh_{elektr.} und im Jahr 2050 32.85 ct/kWh_{elektr.}.

Tabelle 7-21: PtHy_4: quantitative Kostenverteilung der Konfiguration



Diese Kosten stellen lediglich den Teil des Speicher- und Rückverstromungspfades innerhalb des gesamten Energiesystems dar und fallen nur für die rückverstromte Energiemenge an. Der Speicherabschnitt trägt sich somit nicht finanziell eigenständig, ist jedoch von zentraler Relevanz für das Gesamtenergiesystem und muss kostenseitig durch die anderen Systemabschnitte getragen werden.

Da im Systempfad PtHy_4 die Versorgungssicherheit über das umliegende System gedeckt wird entfallen die Gemeinkosten und die Gestehungskosten LCOHy sinken auf 4.24 Euro/kg in 2030 bzw. auf 5.26 Euro/kg in 2050. Analog ergeben sich die LCOE zu 24.38 Euro/kWh (2030) bzw. zu 31.43 Euro/kWh (2050).

8 Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wird die Bewertung von Power-to-Gas-Systemen, welche auf der Nutzung von regenerativen Energien und Wasserstoff basieren, durchgeführt. Für die Analyse wurden Szenarien mit aktueller und zukünftiger Relevanz entworfen, die einzelnen Systembestandteile modellhaft abgebildet und technische Simulationen durchgeführt. Der Fokus lag hierbei auf der Einhaltung der Versorgungssicherheit der Anwendungen. Der technischen Betrachtung der Systempfade nachgelagert erfolgten die Darstellung der rechtlichen Rahmenbedingungen und ökonomische Analysen.

Diese Arbeit findet als Grundlage zur praxisnahen Analyse konkreter Power-to-Gas-Szenarien Anwendung. Die Hauptzielstellung ist es, in Abhängigkeit des Systemaufbaus und der zugrundeliegenden Randbedingungen direkte Aussagen auf technischer und wirtschaftlicher Ebene zu treffen. Somit siedelt sich diese anwendungsnahe Forschungsarbeit zwischen Grundlagenuntersuchungen und großskaligen Systemstudien an.

Zur Szenarienbewertung der Versorgung verschiedener wasserstoffbasierter Anwendungen wurden mehrere Systempfade erstellt. Als Szenarien mit heutiger Relevanz wurden die Wasserstoffversorgung von Industrieprozessen, die Wasserstoffherstellung zur Brennstoffbereitstellung bzw. zur Gasnetzeinspeisung sowie die elektrische Versorgung einer Stadt mit Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffes betrachtet. Als Zukunftsszenario wurden Betrachtungen zur saisonalen Speicherung elektrischer Energie als Teil eines wasserstoffbasierten Energiesystems durchgeführt.

Grundlegend für alle Szenarien ist die Energiebereitstellung durch erneuerbare Energien mittels onshore Windkraft und Freiflächenphotovoltaik. Die Wasserstofferzeugung wird mittels alkalischer Druckelektrolyse realisiert und eine gasförmige Wasserstoffspeicherung vorgenommen. Die Rückverstromung erfolgt per Gasturbinen. Die behandelten Systempfade setzen sich somit im Wesentlichen aus den Komponenten erneuerbare Energieerzeugung, Elektrolyse, Wasserstoffspeicherung, -verteilung und -nutzung zusammen.

Zur Darstellung der erneuerbaren Energieerzeugung wurden im Modell reale Wind-, Photovoltaik- und Temperaturprofile eines nahe Berlin gelegenen Standortes hinterlegt. Für die Systemkomponenten Elektrolyse, Wasserstoffspeicher und Rückverstromung wurden detaillierte, dynamische Matlab/Simulink-Modelle erstellt. Zur semi-empirischen Abbildung von technischen Kennfeldern, der verfahrenstechnischen Charakteristik und dem Betriebsverhalten der Elektrolyseanlage als zentrale Komponente des Speichersystems wurden Untersuchungen an einem realen alkalischen Druckelektrolyseur durchgeführt. Das Modell wurde für einen 40 bar Elektrolyseur erstellt, welcher eine installierte Leistung von 1 MW aufweist. Für die Elektrolyseurkomponenten des Zellstacks, der Gasabscheider und weiterer Hauptbestandteile des Elektrolyseurs wurden detaillierte Teilmodelle unter Betrachtung von Zellspannung, Thermodynamik, Gasqualität und weiterer Systemparameter erstellt. Es erfolgte ebenso die Abbildung der Nebenanlagen (Transformator/Gleichrichter, Wasseraufbereitung, Kühlung, Gasreinigung und -trocknung) und deren elektrischer Eigenverbrauch. Die modellhafte

Implementierung der verfahrenstechnischen Systemdynamik wurde vorgenommen und die Ausgabe verschiedener technischer Bewertungskriterien und Zeitreihen für Energieverbrauch, Wasserstoffproduktionsrate, Wirkungsgrade, Betriebsdauer und weiterer Parameter umgesetzt.

In Abhängigkeit des betrachteten Szenarios wurden die Komponenten logisch zu Systempfadmodellen verschalten und numerische Simulationen durchgeführt. Hierbei erfolgte eine technische Sensitivitätsanalyse zur Komponentendimensionierung nach einem zuvor definierten Raster. Zur detaillierteren Betrachtung der Systempfade wurden diverse technische Kenngrößen eingeführt und während der Simulation ermittelt. Das Hauptaugenmerk lag hierbei auf der Versorgungssicherheit der jeweiligen Anwendung.

Für die Power-to-Gas-Systeme wurde der rechtliche Rahmen dargestellt und eine Bewertung hinsichtlich der Förderung nach dem EEG und der Befreiung von Abgaben durchgeführt. Dieser nachgelagert wurde zur Ermittlung der Wasserstoff- bzw. Stromgestehungskosten ein Kostenmodell erstellt und das angewandte Berechnungsverfahren der LCOE sowie die getroffenen ökonomischen Annahmen erläutert. Hierbei erfolgte die Berücksichtigung der Bestandteile Investitionskosten, Reinvestitionskosten, fixe und variable Betriebskosten, Restwert sowie der Einnahmen durch die Veräußerung von Wasserstoff und Strom. Weiterhin wurde in verschiedenen Subszenarios ein Anschluss an das öffentliche Strom- bzw. Gasnetz gesondert betrachtet. Auf der Berechnung aufbauend wurden die Systemdimensionierungen einem Ranking hinsichtlich der Gestehungskosten unterzogen. In der weiteren Analyse wurden die Kosten in wirtschaftliche und komponentenbasierte Kostenfaktoren untergliedert und eine Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der Variation einzelner Kostenparameter durchgeführt.

PtHy 1

Im Systempfad zur kontinuierlichen, regenerativen onsite-Wasserstoffversorgung eines Industriestandortes inklusive Wasserstoffspeicherung in Tankspeichern wurde die Wasserstoffabnahme in Höhe von konstant 1 200 Normkubikmeter je Stunde angenommen. Hierzu wurden die EE-Erzeugungstechnologien und auch die Elektrolyseanlage im Bereich bis zu einer installierten Leistung von jeweils 40 MW variiert. Die Größe des 40 bar Wasserstoffspeichers, welcher direkt von der Elektrolyseanlage gespeist wird, wurde bis zu einer Kapazität in Höhe von 24 000 kg variiert. Alle betrachteten Dimensionierungen wurden hinsichtlich der Versorgungssicherheit der Industrieanwendung untersucht und mit Erfüllen dieser Anforderung die Wasserstoffgestehungskosten ermittelt. Je nach SubszENARIO findet ein Verkauf von Strom- und Gasüberschüssen statt, wodurch sich unter konservativen Annahmen Gestehungskosten zwischen 6.42 und 8.11 Euro/kg ergeben. Als wesentlicher Kostenbestandteil ist die EE-Erzeugung anzusehen. Die zur Kostenermittlung getroffenen Prämissen wie beispielsweise der angesetzte Zinssatz unterliegen einer hohen Sensitivität und müssen beim externen Vergleich der angegebenen Werte berücksichtigt werden. Da die Elektrolyse ausschließlich direkt den eigens erzeugten Strom der EE-Erzeugungsanlagen bezieht und keine Förderung nach dem EEG beansprucht wird, liegt eine Befreiung von Abgaben vor.

Durch die Anpassung des gesetzlichen Rahmens könnte die Realisierung des Geschäftsmodells der EE-basierten Wasserstoffproduktion mit gleichzeitig unsubventioniertem Stromverkauf unterstützt werden. Für dieses Anlagenkonzept wäre eine Abgabenbefreiung, welche den Strombezug aus dem öffentlichen Netz zum leistungsmäßig begrenzten Mangelausgleich und zur Eigenversorgung der Elektrolyseanlage erlaubt, sinnvoll. Hierdurch würden sich die in den wirtschaftlichen Berechnungen unter Gemeinkosten gehaltenen Aufwendungen reduzieren und eine Reduktion der Gestehungskosten zwischen 0.6 Euro/kg und 0.75 Euro/kg bewirken.

PtHy_2

Der Systempfad der regenerativen Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz sieht keinen Wasserstoffspeicher vor, da die Einspeisung in variabler Höhe erfolgen kann. Eine Versorgungssicherheit muss somit nicht eingehalten werden. Die Komponentendimensionierung erfolgt im gleichen Bereich wie bei PtHy_1, lediglich für die Elektrolyseanlage wird eine feste, installierte Leistung von 6 MW angenommen. Dieses entspricht einer maximalen Wasserstoffproduktionsrate von 1 200 Normkubikmeter je Stunde, welche durch das Gasnetz aufgenommen werden kann. Der im Druckelektrolyseur produzierte Wasserstoff wird direkt in das Netz eingespeist. In Abhängigkeit der Veräußerung von Überschussstrom ergeben sich ohne Betrachtung der Gemeinkosten Wasserstoffgestehungskosten in Höhe von 5.02 Euro/kg bzw. 6.17 Euro/kg.

PtHy_3

Im Systempfad zur Strom-Eigenversorgung einer Stadt mit Wasserstoffspeicherung im Röhrenspeicher und der Rückverstromung in Gasturbinen erfolgt die Strombereitstellung rein regenerativ. Diese wird als Windkraft und Photovoltaik im Bereich einer installierten Leistung von jeweils bis zu 200 MW untersucht. Die Elektrolyseleistung kann maximal 80 MW betragen und die Speicherkapazität ist fest auf 43 200 kg definiert. Durch direkte Stromversorgung oder die Rückverstromung mit einer Gasturbinenleistung von bis zu 28 MW wird ein jährlicher Strombedarf von 100 000 MWh sichergestellt. Dieser wurde mittels Standardlastprofilen dynamisiert. Für die Stromverteilung innerhalb der Stadt wird angenommen, dass diese bereits über die benötigte Infrastruktur verfügt. Die Versorgungssicherheit wurde für die sich ergebenden Komponentendimensionierungen ermittelt und die Konfigurationen einem ökonomischen Ranking unterworfen. Die niedrigsten Stromgestehungskosten für die Bereitstellung des Stadtbedarfes liegen hierbei je nach Subszenario zwischen 18.90 ct/kWh (mit Strom- und Gasverkauf) und 33.87 ct/kWh (ohne Überschussveräußerung), wobei die der ökonomischen Berechnung zugrundeliegenden Annahmen aufgrund ihrer hohen Sensitivität beachtet werden müssen.

PtHy_4

Als Zukunftsszenario wird die großvolumige, saisonale Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung als Ausschnitt eines volkswirtschaftlich kostenoptimierten Energiesystems, unter der Voraussetzung eine CO₂-Reduktion gegenüber 1990 in Höhe von 85 % zu erreichen, betrachtet. Im Jahr 2030 setzt

das Szenario eine Elektrolyseleistung von 4 GW und den Ausbau von 8 Kavernenspeichern voraus. Insgesamt findet eine Rückverstromung in Höhe von 2.3 TWh statt. Im Jahr 2050 erhöht sich die Elektrolyseleistung auf 67 GW und die Anzahl der Kavernenspeicher auf 170, wobei die Rückverstromung 42 TWh beträgt. Für den Speicherabschnitt ergeben sich für die durch die Gasturbine rückverstromte Strommenge Gestehungskosten in Höhe von 26 ct/kWh in 2030 bzw. 32.9 ct/kWh in 2050. Die Kosten für die Speicherung elektrischer Energie müssen durch das Gesamtenergiesystem getragen werden. Hauptkostenfaktoren dieser Szenarien stellen der Strombezug und die Elektrolysetechnologie dar. Angesichts des prognostizierten Speicherbedarfes und der aktuellen Entwicklung ist ein sofortiger Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien anzustreben. Auch der geplante Ausbaukorridor der zu installierenden Elektrolyseleistung ist als ambitioniert anzusehen und erfordert Handlungsbedarf. Einhergehend bedarf es der Errichtung großdimensionaler Unterspeicher und Rückverstromungstechnologien wie Wasserstoff-Gasturbinen und -Brennstoffzellen.

Das im Rahmen dieser Arbeit untersuchte Forschungsthema kann durch die Erweiterung des entwickelten Modells sowie der Simulationsumgebung fortgeführt werden und somit für die Bewertung weiterer Power-to-Gas-Anwendungsfälle verwendet werden. Als zielführend ist auch die Implementierung einer prädiktiven Systemsteuerung mit einhergehendem Leistungs- und Betriebszustandsmanagement der Systemkomponenten anzusehen. Ebenso kann durch den Einsatz mathematischer Optimierungsmethoden zur Ermittlung des ökonomischen Minimums die Rechenzeit reduziert werden.

Wasserstoff nimmt als Speichermedium für die großvolumige Energiespeicherung eine Schlüsselrolle ein. Durch die Initiierung von Demonstrationsprojekten und regulative Unterstützung kann eine zeitgerechte Hochskalierung erreicht werden. Bei der Entwicklung von Elektrolyseanlagen sollte eine Förderung technologieoffen erfolgen. Auch die etablierten Technologien (AEL, PEMEL) verfügen neben der neuartigen Technologie der AEMEL auch weiterhin über Entwicklungspotential. Ein Upscale der Power-to-Gas-Infrastruktur sowie eine stetig zu erweiternde Förderkulisse sind erforderlich, um die THG-Reduktionsziele zu erreichen und ein klimafreundlicheres Energiesystem zu etablieren.

ANHÄNGE

Anhang 1	Zusammenhang von elektrischer Arbeit und freier Enthalpie.....	xv
Anhang 2	Wärmekapazitäten.....	xvi
Anhang 3	Technische Kennwerte Systemkomponenten und Systemkette	xviii
Anhang 4	PtHy_1b Versorgungssicherheit	xx
Anhang 5	PtHy_4 Lastverteilung.....	xxi
Anhang 6	Technische Kennwerte der ökonomischsten Systemkonfigurationen	xxii
Anhang 7	Sensitivitätsanalyse der ökonomischsten Konfigurationen	xxiv

Anhang 1

Zusammenhang von elektrischer Arbeit und freier Enthalpie

$$G = H - T S \quad (\text{A-1})$$

$$\text{L } H = U + p V \quad (\text{A-2})$$

$$\text{L } dU = \delta Q + \delta W \quad (\text{A-3})$$

$$\text{L } \delta W = \delta W_{mech} + \delta W_{el} \quad (\text{A-4})$$

$$\text{L } \delta W_{mech} = -p \cdot dV$$

Volumenänderungsarbeit

(vom Gas/System verrichtete Arbeit, ist negativ)

$$dU = \delta Q - p \cdot dV + \delta W_{el} \quad (\text{A-5})$$

$$\text{Exkurs: } (dU)_V = \delta Q_V, \text{ mit } \delta W_{el} = 0$$

$$C_V(V, T) = \frac{\delta Q_V}{dT} = \left(\frac{\delta U}{\delta T} \right)_V$$

$$dH = dU + p dV + V dp \quad (\text{A-6})$$

$$= \delta Q - p \cdot dV + \delta W_{el} + p dV + V dp$$

$$= \delta Q + \delta W_{el} + V dp$$

$$\text{Exkurs: } (dH)_p = \delta Q_p, \text{ mit } \delta W_{el} = 0$$

$$C_p(p, T) = \frac{\delta Q_p}{dT} = \left(\frac{\delta H}{\delta T} \right)_p$$

$$dG = dH - T dS - S dT \quad (\text{A-7})$$

$$= \delta Q + \delta W_{el} + V dp - T dS - S dT$$

$$\text{Exkurs: } \mu_i = \left(\frac{\delta G}{\delta N_i} \right)_{T, p, N_{j \neq i}}$$

molares chemisches Potential entspricht
partieller, molarer freier Enthalpie

$$\text{L } dS_{rev} = \frac{\delta Q}{T} \quad (\text{A-8})$$

$$dG = T dS + \delta W_{el} + V dp - T dS - S dT \quad (\text{A-9})$$

$$= \delta W_{el} + V dp - S dT$$

$$(dG)_{p, T} = \delta W_{el} \quad (\text{A-10})$$

$$dG = V dp - S dT \text{ (mit } \delta W_{el} = 0) \quad (\text{A-11})$$

$$\text{L } \left(\frac{\delta G}{\delta T} \right)_p = -S \rightarrow \text{Entropie von Gasen} \gg \text{Entropie von Flüssigkeiten} \quad (\text{A-12})$$

→ bei Elektrolyseprozess steigt Entropie → S > 0

→ wenn T ↑ → G ↓ → U ↓ (mit steigender Temperatur sinkt Zellspannung)

$$\text{L } \left(\frac{\delta G}{\delta p} \right)_T = V \rightarrow \text{Volumen von Gasen} \gg \text{Volumen von Flüssigkeiten} \quad (\text{A-13})$$

→ bei Elektrolyseprozess steigt Volumen → V > 0

→ wenn p ↑ → G ↑ → U ↑ (mit steigendem Druck steigt Zellspannung)

Anhang 2

Wärmekapazitäten

Isobare und isochore Wärmekapazität von Wasserstoff und Sauerstoff in Abhängigkeit von Druck und Temperatur

Aus tabellierten Rohdaten der Datenbank NIST (2020) wurden Polynome entwickelt und parametrisiert.

$$c = (A + X \cdot (B - A)) \cdot t^3 + (C + X \cdot (D - C)) \cdot t^2 + (E + X \cdot (F - E)) \cdot t + (G + X \cdot (H - G)) \quad \text{in J} \cdot \text{g}^{-1} \cdot \text{K}^{-1} \quad (\text{A-14})$$

$$X = \frac{p - 1}{N \cdot 249}$$

c spezifische Wärmekapazität in $\text{J} \cdot \text{g}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$
 t Temperatur in $^{\circ}\text{C}$

p Druck in bar

c_p isobare spezifische Wärmekapazität

Wasserstoff (1-250 $^{\circ}\text{C}$, 1-250 bar)

A 0.0000000448
 B 0.0000000267
 C -0.0000243418
 D -0.0000120009
 E 0.0045800353
 F 0.0009554013
 G 14.2017094106
 H 14.7538174891
 N 0.001375·p+0.65

Sauerstoff (10-250 $^{\circ}\text{C}$, 1-250 bar)

A -0.0000000016
 B -0.0000000355
 C 0.0000010254
 D 0.0000208626
 E 0.0000918854
 F -0.0042956976
 G 0.9166572381
 H 1.3846135702
 N 0.0000051882·p²-0.0008648412·p+0.8905631399

c_v isochore spezifische Wärmekapazität

Wasserstoff (1-250 $^{\circ}\text{C}$, 1-250 bar)

A 0.0000000436
 B 0.0000000413
 C -0.0000238803
 D -0.0000219547
 E 0.0045365861
 F 0.0037766278
 G 10.0769784009
 H 10.2951769189
 N 1

Sauerstoff (10-250 $^{\circ}\text{C}$, 1-250 bar)

A -0.0000000015
 B -0.0000000044
 C 0.0000009868
 D 0.0000027459
 E 0.0001031696
 F -0.0003277670
 G 0.6552504417
 H 0.7110504261
 N 0.0000018858·p²+0.0005389042·p+0.745108558

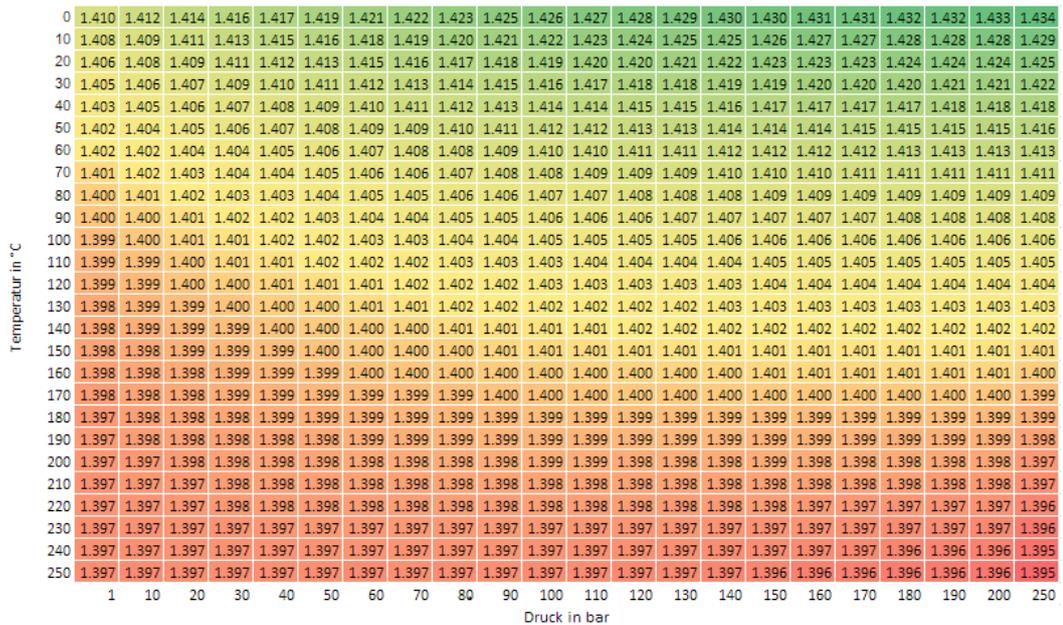


Abbildung A-1: Isentropenexponent κ von Wasserstoff in Abhängigkeit von Druck und Temperatur

Isobare Wärmekapazität von Wasserstoff, Sauerstoff in Abhängigkeit der Temperatur

Formeln und Parameter nach NIST (2020)

$$C_p^0 = A + B \cdot t + C \cdot t^2 + D \cdot t^3 + E \cdot t^{-2} \quad \text{in J mol}^{-1} \text{ K}^{-1} \quad (\text{A-15})$$

t Temperatur in K/1000		
Wasserstoff (g) (298-1 000 K):		Sauerstoff (g) (298-700 K):
A 33.066178, B -11.363417, C 11.432816,		A 31.32234, B -20.23531, C 57.86644,
D -2.772874, E -0.158558		D -36.50624, E -0.007374
Wasser (l) (298-500 K):		
A -203.6060, B 1 523.290, C -3 196.413,		
D 2 474.455, E 3.855326		

Isobare Wärmekapazität von Wasserstoff, Sauerstoff und Wasser in Abhängigkeit der Temperatur

Formeln nach Balej (1985a)

$$C_{p,m,H_2} = 31.4592 - 5.7927 \cdot 10^{-3} \cdot T + 4.6712 \cdot 10^{-6} \cdot T^2 - 1.1640 \cdot 10^5 \cdot T^{-2} \quad \text{in J mol}^{-1} \text{ K}^{-1} \quad (\text{A-16})$$

$$C_{p,m,O_2} = 23.14359 + 18.2628 \cdot 10^{-3} \cdot T - 6.6050 \cdot 10^{-6} \cdot T^2 + 1.2118 \cdot 10^5 \cdot T^{-2} \quad \text{in J mol}^{-1} \text{ K}^{-1} \quad (\text{A-17})$$

$$C_{p,m,H_2O(l)} = 179.014 - 0.448209 \cdot T + 5.4266 \cdot 10^{-4} \cdot T^2 - 1.6057 \cdot 10^6 \cdot T^{-2} \quad \text{in J mol}^{-1} \text{ K}^{-1} \quad (\text{A-18})$$

a Aktivität	p Gesamtdruck in bar
φ Fugazitätskoeffizient	p_w Dampfdruck in bar
γ Aktivitätskoeffizient	p_{H_2}, p_{O_2} Partialdruck von Wasserstoff, Sauerstoff in bar
b Molalität in mol _{Stoff/Solvat} · kg ⁻¹ _{Lösungsmittel/Solvens}	T Temperatur in K

Anhang 3

Technische Kennwerte Systemkomponenten und Systemkette

Tabelle A-1: Ausgabewerte Elektrolysemodell

DURCHSCHNITTSWERTE JE ELA	
Betriebsstunden je ELA	h
Standbystunden je ELA	h
Anfahrzyklen je ELA	-
Volllaststunden (auf ein Jahr bezogen)	h
Leistung ist/soll wenn in Betrieb (Dynamik Elektrolyseanlage bei Leistungssteigerung/-senkung)	-
Summe Leistung ist/soll (Bestimmung von Stromüberschuss/-mangel)	-
Leistung ist/max wenn in Betrieb	-
Leistung eigen/ist	
spezifischer Energiebedarf	kWh/Nm ³
H ₂ -Produktionsrate je Stunde je ELA	Nm ³ /h
H ₂ -Produktionsrate je Betriebsstunde je ELA	Nm ³ /h
Zeit Betrieb/gesamt	-
Zeit Standby/gesamt	-
KENNWERTE	
Wirkungsgrad epsilon_LHV	-
Wirkungsgrad epsilon_HHV	-
Spannungs-Wirkungsgrad Zelle epsilon_V	-
Faraday-Wirkungsgrad epsilon_i	-
Zell-Wirkungsgrad epsilon_cell	-
Elektrolyse-Modul-Wirkungsgrad eta_ela_mod	-
Elektrolyse-System-Wirkungsgrad eta_ela_sys	-
DURCHSCHNITTSWERTE BEZOGEN AUF BETRIEBSSTUNDEN	
Zellspannung	V
Stromdichte	kA/m ²
T Stack ein	°C
T Stack aus	°C
Wirkungsgrad Gleichrichter	-
Systemdruck	bar
O ₂ in H ₂	Vol.-Anteil in %
H ₂ in O ₂	Vol.-Anteil in %
DURCHSCHNITTSWERTE BEZOGEN AUF BETRIEBS- UND STANDBYSTUNDEN	
O ₂ in H ₂	Vol.-Anteil in %
H ₂ in O ₂	Vol.-Anteil in %

Tabelle A-2: Ausgabewerte Wasserstoff-Speichermodell

DURCHSCHNITTSWERTE	
Speichervermögen Tank md_in ist/soll (Ist-/Soll-Verhältnis Eingangs-Massenstrom)	-
Versorgungssicherheit H ₂ -Abnehmer Tank md_out ist/soll (Ist-/Soll-Verhältnis Ausgangs-Massenstrom)	-
Tanksystemauslastung Tank m_H ₂ _mittel/m_H ₂ _max (mittlerer Füllstand)	-
Druckwechselbeanspruchung	Pa
Tank n Wechsel	-
Tank md_out_ist Überström	kg

Tabelle A-3: Ausgabewerte Gasturbinenmodell

DURCHSCHNITTSWERTE JE GT	
elektrischer Bruttowirkungsgrad GT	-
H2 Verbrauch je Sekunde	kgH2/s
Betriebsstunden GT	h

Tabelle A-4: Ausgabezeitreihen Power-to-Gas-Systemmodell

Zeit	s
md_tanks_in_ist (Massenstrom)	kg/s
md_tanks_out_ist (Massenstrom)	kg/s
m_tanks (Masse, Füllstand)	kg
p_tank (Druck)	bar
T_tank (Temperatur)	°C
n_tank(wechsel) (Anzahl)	-
md_ELAs_out_ist = md_tanks_in_soll (Massenstrom)	kg/s
P_WKA (elektr. Leistung)	MW
P_PV (elektr. Leistung)	MW
P_eigen_ELAs_zusatz (elektr. Leistung)	MW
P_AC_ELAs_soll (elektr. Leistung)	MW
P_AC_ELAs_ist (TR/GR+eigen) (elektr. Leistung)	MW
md_ELAs_VL_ist (Massenstrom)	kg/s
Überschuss md_H2 ELA_aus_ist-Tank_ein_ist (Massenstrom)	kg/s
P_AC_ELA_ist BK_1-10 (elektr. Leistung)	MW
md_Tank_out_soll (=md_RVs GT ist) (Massenstrom)	kg/s
P_el_RVs_soll (GT) (elektr. Leistung)	MW
P_el_RVs_ist (GT) (P_gen-eigen) (elektr. Leistung)	MW
P_el_eigen_RVs_zusatz (GT) (elektr. Leistung)	MW
P_el_Kompr (elektr. Leistung)	MW

Tabelle A-5: Kennwerte Power-to-Gas-Systemkonfiguration

ID	-
P_inst. WKA	MW
P_inst. PV	MW
P_inst. ELA	MW
Tankkapazität	kg
H2-Abnahme	kg/s
P_inst. GT	MW
Kavernenanzahl	Stück
Stadtlast Verbrauch	MWh/y
Röhrenspeicherkapazität	kg

Anhang 4

PtHy_1b Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit für verschiedene Anlagendimensionierungen

als Hauptkriterium der technischen Systembewertung ($\geq 99\%$)

für konstanten Wasserstoffbedarf von $1\,200\text{ m}^3/\text{h}$ (i.N.)

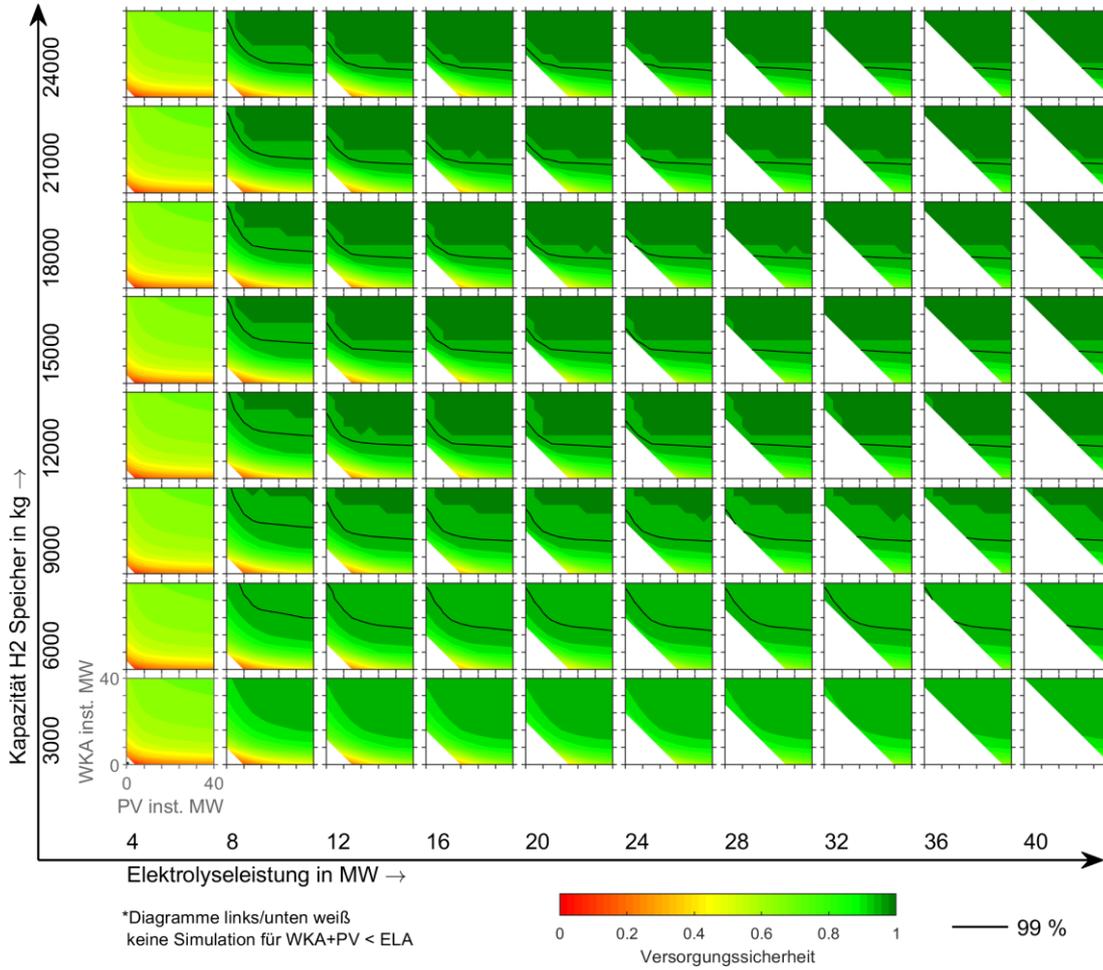
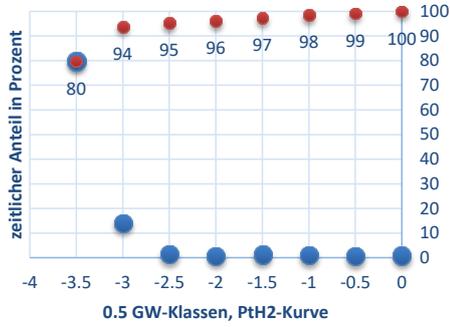


Abbildung A-2: PtHy_1b, Sensitivitätsanalyse Versorgungssicherheit

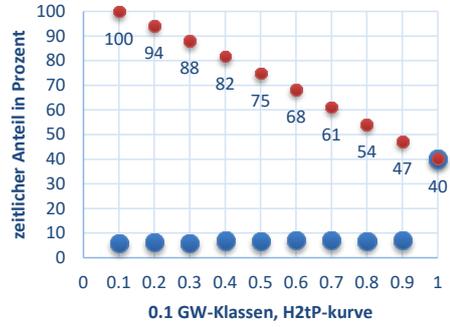
Anhang 5

PtHy_4 Lastverteilung

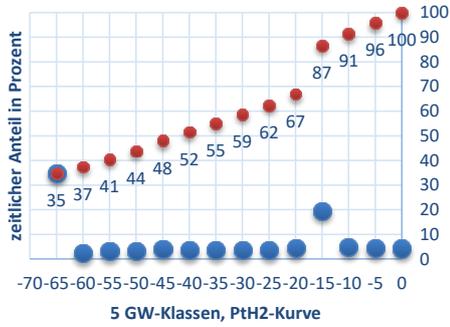
Lastverteilung 2030
Strom-Überschuss, ELA-Betrieb, Einspeisung Kaverne



Lastverteilung 2030
Strom-Mangel, GT-Betrieb, Ausspeisung Kaverne



Lastverteilung 2050
Strom-Überschuss, ELA-Betrieb, Einspeisung Kaverne



Lastverteilung 2050
Strom-Mangel, GT-Betrieb, Ausspeisung Kaverne

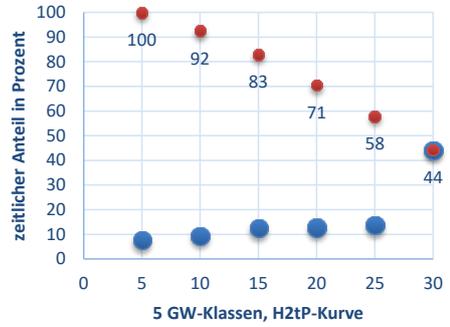


Abbildung A-3: Lastverteilung angepasste Residuallasten (blau - Last je Klasse, rot - summierte Last)

Anhang 6

Technische Kennwerte der ökonomischsten Systemkonfigurationen

Tabelle A-6: technische Kennwerte der ökonomischsten Systemkonfigurationen

Kenndaten	PtHy_	1a _SG	1a _G_A	1b _SG	1b _G_A	2 _SG	2 _G
Power-to-Hydrogen, Rückverstromung							
PtH2/ELA inst. Leistung in MW		8	12	8	12	6	6
PtH2/ELA elektr. Arbeit in GWh je Jahr (ELA_ist AC+eigen)		61	64	52	51	48	32
PtH2/ELA+Verd. elektr. Arbeit in GWh je Jahr		0	0	0	0	0	0
H2tP/GT inst. Leistung in MW		0	0	0	0	0	0
H2tP/GT elektr. Arbeit in GWh je Jahr (GT_ist Generator-eigen)		0	0	0	0	0	0
Windkraft							
installierte Leistung in MW		36	20	36	20	40	12
elektr. Arbeit in GWh je Jahr		112	62	112	62	125	37
Photovoltaik							
installierte Leistung in MW		4	8	4	8	0	0
elektr. Arbeit in GWh je Jahr		4	8	4	8	0	0
Elektrolyse							
installierte Leistung in MW		8	12	8	12	6	6
Betriebsstunden je Jahr		6284	7056	6284	7055	4640	4007
Produktion in Mio. m ⁻³ (H ₂ i.N.) je Jahr		11.85	12.84	10.56	10.62	9.39	6.31
Volllaststunden je Jahr (ohne Eigenverbrauch, inkl. Überlast)		5869	5136	5073	4082	4647	3058
Verhältnis elektr. Leistung ist/max (Betr.)		0.93	0.73	0.81	0.58	1	0.76
spez. Energiebedarf in kWh·m ⁻³ (H ₂ i.N.)		5.11	5.01	4.95	4.82	5.11	4.99
Modul-Wirkungsgrad		0.77	0.8	0.79	0.82	0.77	0.79
System-Wirkungsgrad		0.69	0.71	0.72	0.74	0.69	0.71
Stromdichte kA·m ⁻²		4.14	3.27	3.65	2.66	4.39	3.38
Zellspannung in V		1.71	1.64	1.68	1.61	1.72	1.64
Betriebstemperatur in °C		78.15	76.66	78.15	76.65	77.99	76.13
Betriebsdruck in bar		39.8	38.86	39.79	38.85	39.67	38.53
O ₂ inH ₂ Volumenanteil in %		0.74	0.63	0.68	0.55	0.78	0.64
H ₂ inO ₂ Volumenanteil in %		0.51	0.55	0.54	0.59	0.49	0.54
Wasserstoffspeicher							
installierte Kapazität in t		9	12	9	12	0	0
ausgespeiste Menge in t		941	943	941	943	0	0
Gasturbine							
installierte Leistung in MW		0	0	0	0	0	0
produzierte elektr. Arbeit in GWh je Jahr (abzgl. Eigenbedarf)		0	0	0	0	0	0
elektr. Bruttowirkungsgrad		0	0	0	0	0	0
Kompressor							
installierte Leistung in MW		0	0	0	0	0	0
System							
Bedarf Wasserstoff in kg/Jahr		946	946	946	946	0	0
Bedarf elektr. Arbeit in GWh je Jahr		0	0	0	0	0	0
Versorgungssicherheit		0.99	1	0.99	1	0	0
Stromüberschuss in GWh		56	7	64	20	77	6
Strommangel in GWh		0	0	0	0	0	0

Fortsetzung Tabelle A-6: technische Kennwerte der ökonomischsten Systemkonfigurationen

Kenndaten PtHy_	3 _SG	3 _G_A	4 _2030	4 _2050
Power-to-Hydrogen, Rückverstromung				
PtH2/ELA inst. Leistung in MW	10	30	3959	67367
PtH2/ELA elektr. Arbeit in GWh je Jahr (ELA_ist AC+eigen)	87	189	9135	144604
PtH2/ELA+Verd. elektr. Arbeit in GWh je Jahr			9343	14786
H2tP/GT inst. Leistung in MW	16	16	919	26020
H2tP/GT elektr. Arbeit in GWh je Jahr (GT_ist Generator-eigen)	8	11	2317	42297
Windkraft				
installierte Leistung in MW	200	120		
elektr. Arbeit in GWh je Jahr	624	375		
Photovoltaik				
installierte Leistung in MW	40	40		
elektr. Arbeit in GWh je Jahr	42	42		
Elektrolyse				
installierte Leistung in MW	10	30	3959	6737
Betriebsstunden je Jahr	7441	6612	2616	3180
Produktion in Mio. m ³ (H ₂ i.N.) je Jahr	16.82	37.14	1995	33780
Volllaststunden je Jahr (ohne Eigenverbrauch, inkl. Überlast)	8443	6122	2268	2125
Verhältnis elektr. Leistung ist/max (Betr.)	1.13	0.93	0.87	0.67
spez. Energiebedarf in kWh·m ⁻³ (H ₂ i.N.)	5.19	5.1	4.58	4.28
Modul-Wirkungsgrad	0.76	0.78	0.85	0.9
System-Wirkungsgrad	0.68	0.7	0.78	0.83
Stromdichte kA·m ⁻²	4.87	3.99	4.08	3.35
Zellspannung in V	1.73	1.66	1.55	1.47
Betriebstemperatur in °C	77.34	75.79	73.05	63.78
Betriebsdruck in bar	39.28	38.27	38.02	38.33
O ₂ inH ₂ Volumenanteil in %	0.83	0.72	0.58	0.38
H ₂ inO ₂ Volumenanteil in %	0.46	0.49	0.39	0.32
Wasserstoffspeicher				
installierte Kapazität in t	43.2	43.2	36848	782809
ausgespeiste Menge in t	619	833	175195	3016920
Gasturbine				
installierte Leistung in MW	16	16	919	26020
produzierte elektr. Arbeit in GWh je Jahr (abzgl. Eigenbedarf)	8	11	2317	42297
elektr. Bruttowirkungsgrad	0.37	0.37	0.4	0.42
Kompressor				
installierte Leistung in MW	0.5	0.5	159	2695
System				
Bedarf Wasserstoff in kg/Jahr	624	843	0	0
Bedarf elektr. Arbeit in GWh je Jahr	100	100	2317	42297
Versorgungssicherheit	0.99	0.99		
Stromüberschuss in GWh	488	140		
Strommangel in GWh	1	1		

Anhang 7

Sensitivitätsanalyse der ökonomischsten Konfigurationen

Tabelle A-7: PtHy_1: quantitativer Einfluss der Kostenfaktoren der ökonomischsten Konfiguration

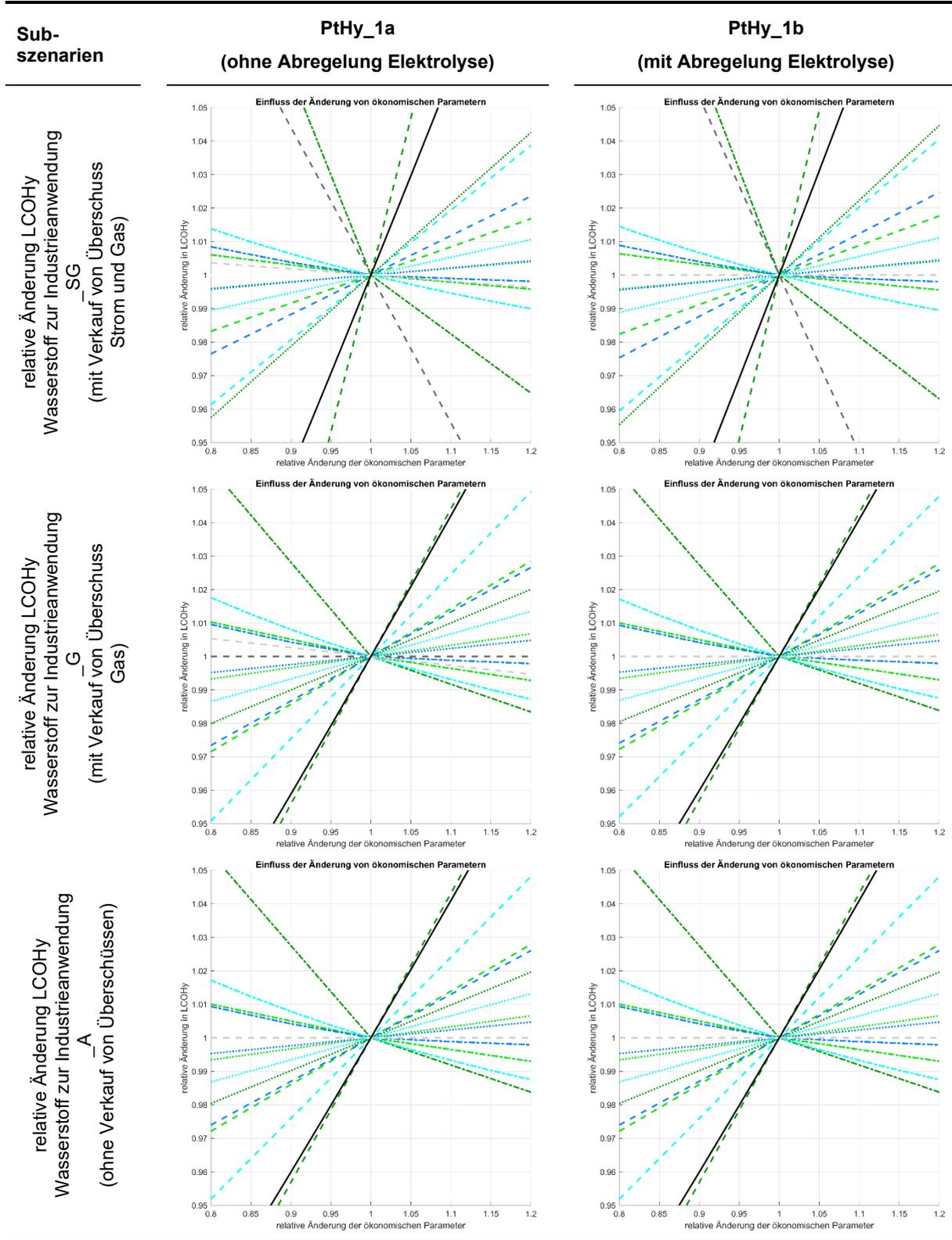


Tabelle A-8: PtHy_2: quantitativer Einfluss der Kostenfaktoren der ökonomischsten Konfiguration

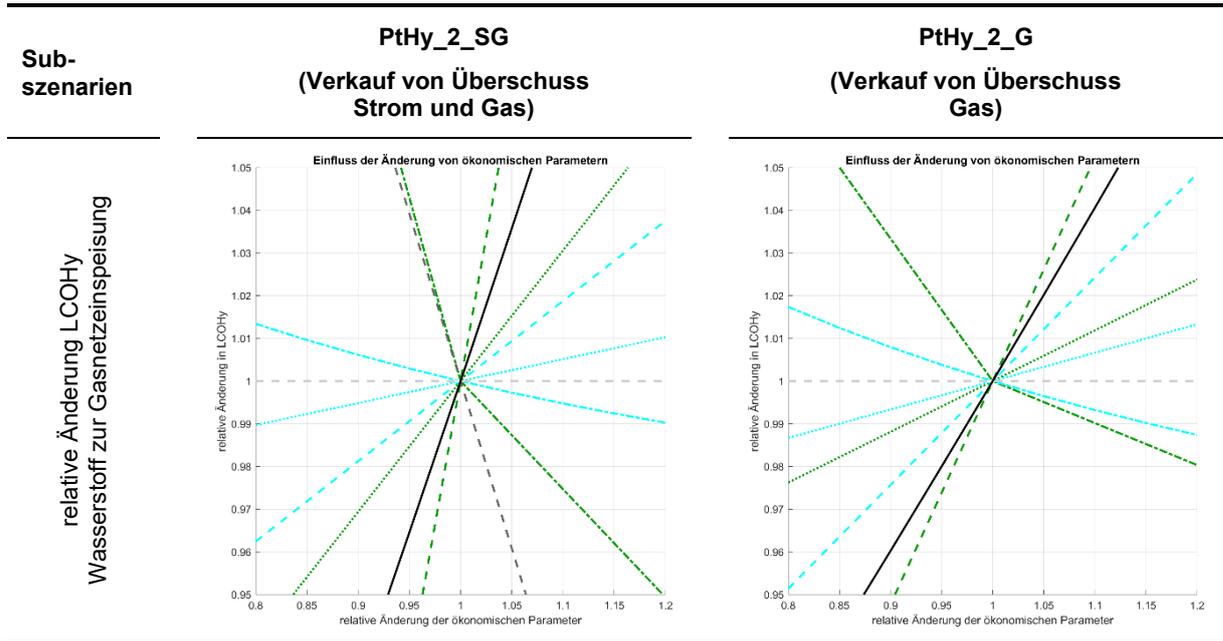
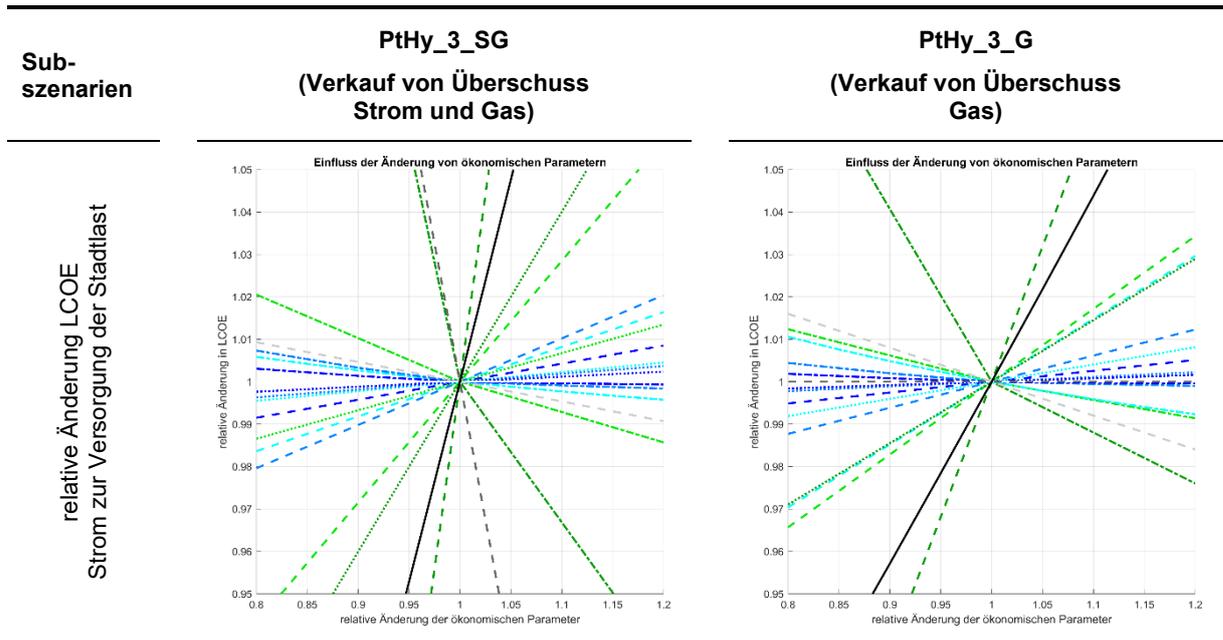


Tabelle A-9: PtHy_3: quantitativer Einfluss der Kostenfaktoren der ökonomischsten Konfiguration



Legende:

— Inv. Wind Betr. Wind	— Lebensdauer Wind	— Strompreis Einkauf
— Inv. PV Betr. PV	— Lebensdauer PV	— Strompreis Verkauf
— Inv. ELA Betr. ELA	— Lebensdauer ELA	— H2-Preis Verkauf
— Inv. H2-Tank Betr. H2-Tank	— Lebensdauer H2-Tank	— Zinssatz
— Inv. H2-Röhrenspeicher Betr. H2-Röhrenspeicher	— Lebensdauer H2-Röhrenspeicher	
— Inv. H2-Kaverne Betr. H2-Kaverne	— Lebensdauer H2-Kaverne	
— Inv. Gasturbine Betr. Gasturbine	— Lebensdauer Gasturbine	
 Betr. Gemeinkosten		

LITERATURVERZEICHNIS

37. BImSchV (2017): Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote - 37. BImSchV).
38. BImSchV (2019): Achtunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen - 38. BImSchV).
- Abdin, Z.; Webb, C. J.; Gray, E. MacA. (2017): Modelling and simulation of an alkaline electrolyser cell. In: *Energy* 138, S. 316–331. DOI: 10.1016/j.energy.2017.07.053.
- AbLaV (2016): Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV).
- AEE (2013): Agentur für Erneuerbare Energien (AEE): Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland.
- AEE (2016): Agentur für Erneuerbare Energien (AEE): Metaanalyse Investitionskosten von Energiewende-Technologien.
- Agora (2014): Agora Energiewende: Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz.
- Air Liquide (2020): Website. Online verfügbar unter <https://industrie.airliquide.de/wasserstoffanlagen>, zuletzt geprüft am 31.03.2020.
- Akerlof, Gosta; Bender, Paul (1941): The Density of Aqueous Solutions of Potassium Hydroxide. In: *Journal of the American Chemical Society* (63), S. 1085–1088.
- Amores, Ernesto; Rodríguez, Jesús; Carreras, Christian (2014): Influence of operation parameters in the modeling of alkaline water electrolyzers for hydrogen production. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 39 (25), S. 13063–13078. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.07.001.
- André, Jean; Auray, Stéphane; Brac, Jean; Wolf, Daniel de; Maisonnier, Guy; Ould-Sidi, Mohamed-Mahmoud; Simonnet, Antoine (2013): Design and dimensioning of hydrogen transmission pipeline networks. In: *European Journal of Operational Research* 229 (1), S. 239–251. DOI: 10.1016/j.ejor.2013.02.036.
- AssmannPeiffer (2019): AssmannPeiffer Rechtsanwälte Partnerschaft mbB: Power to Gas, Regulatorische Handlungsoptionen - Workshop.
- Balej, J. (1985a): Determination of the oxygen and hydrogen overvoltage in concentrated alkali hydroxide solutions. In: *International Journal of Hydrogen Energy* (10/6), S. 365–374.
- Balej, J. (1985b): Water vapour partial pressures and water activities in potassium and sodium hydroxide solutions over wide concentration and temperature ranges. In: *International Journal of Hydrogen Energy* (10/4), S. 233–243.
- Baufumé, Sylvestre; Grüger, Fabian; Grube, Thomas; Krieg, Dennis; Linssen, Jochen; Weber, Michael et al. (2013): GIS-based scenario calculations for a nationwide German hydrogen pipeline infrastructure. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 38 (10), S. 3813–3829. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2012.12.147.
- Bayer, Michael (2000): Dissertation am Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden Württemberg (ZSW): Entwicklung alternativer Elektroden und Aktivierungskonzepte für die alkalische Hochleistungselektrolyse.
- Baykara, Sema Z. (2018): Hydrogen: A brief overview on its sources, production and environmental impact. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (23), S. 10605–10614. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.02.022.

- BDEW (1999): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Repraesentative-VDEW-Lastprofile.
- BDEW (2017): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Standardlastprofile. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>.
- Beccali, M.; Brunone, S.; Finocchiaro, P.; Galletto, J. M. (2013): Method for size optimisation of large wind–hydrogen systems with high penetration on power grids. In: *Applied Energy* 102, S. 534–544. DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.08.037.
- Behr, Arno; Agar, David W.; Jörissen, Jakob (2010): Einführung in die Technische Chemie. Heidelberg: Spektrum Akademischer Verlag. Online verfügbar unter <http://site.ebrary.com/lib/alltitles/docDetail.action?docID=10356129>.
- Bensmann, B.; Hanke-Rauschenbach, R.; Müller-Syring, G.; Henel, M.; Sundmacher, K. (2016): Optimal configuration and pressure levels of electrolyzer plants in context of power-to-gas applications. In: *Applied Energy* 167, S. 107–124. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.01.038.
- Bergen, A.; Pitt, L.; Rowe, A.; Wild, P.; Djilali, N. (2009): Transient electrolyser response in a renewable-regenerative energy system. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 34 (1), S. 64–70. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2008.10.007.
- BfK (1992): Bundesamt für Konjunkturfragen (BfK): Methoden der Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiesystemen.
- BMU (2016): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU): Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, 2. Auflage.
- BMWi (2019a): Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Gewinner des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“, Steckbriefe.
- BMWi (2019b): Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Kurzpapier: Wasserstoff und Energiewende.
- BNetzA (2014): Bundesnetzagentur (BNetzA): Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze.
- BNetzA (2016): Bundesnetzagentur (BNetzA): Leitfaden zur Eigenversorgung.
- BNetzA (2018): Bundesnetzagentur (BNetzA), Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2018.
- BNetzA (2019): Bundesnetzagentur (BNetzA): Umstellung von L- auf H-Gas.
- BNetzA (2021): Bundesnetzagentur (BNetzA): Energielexikon <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbrauch/energielexikon/energielexikon-node.html> <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/elektrizitaetundgas-node.html>.
- Böge, Alfred (2009): Handbuch Maschinenbau. Grundlagen und Anwendungen der Maschinenbau-Technik ; mit 407 Tabellen. 19., überarb. und erw. Aufl. Wiesbaden: Vieweg + Teubner.
- Böhm, Hans; Goers, Sebastian; Zauner, Andreas (2019): Estimating future costs of power-to-gas – a component-based approach for technological learning. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (59), S. 30789–30805. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.09.230.
- Böhm, Hans; Zauner, Andreas; Rosenfeld, Daniel C.; Tichler, Robert (2020): Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects. In: *Applied Energy* 264, S. 114780. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114780.
- Bourgeois, T.; Ammouri, F.; Baraldi, D.; Moretto, P. (2018): The temperature evolution in compressed gas filling processes: A review. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (4), S. 2268–2292. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.11.068.
- BPA (2004): Bonneville Power Administration (BPA), Northwest Gas Association (NWGA): Comparing Pipes & Wires. A capital cost analysis of energy transmission via natural gas pipelines and overhead electric wire lines.

- Bredow, Hartwig von (2016): von Bredow Valentin Herz - Partnerschaft von Rechtsanwältinnen mbB: Sektorenkopplung, Power-to-Gas, Zuschaltbare Lasten Rechtsrahmen und Praxisfragen. 25. Windenergietage.
- Bridgeman, O. C.; Aldrich, E. W. (1964): Vapor Pressure Tables for Water. In: Journal of Heat Transfer, S. 279.
- BT (2019): Deutscher Bundestag (BT), Wissenschaftliche Dienste, Fachbereich WD 8: Sachstand - Grenzwerte für Wasserstoff (H₂) in der Erdgasinfrastruktur. WD 8 - 3000 - 066/19.
- BT (2021): Deutscher Bundestag (BT): Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, Drucksache 19/29793.
- Buttler, Alexander; Spliethoff, Hartmut (2018): Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 82, S. 2440–2454. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.003.
- BWE (2011): Bundesverband WindEnergie (BWE) - Bofinger, Stefan; Callies, Doron; Scheibe, Michael; Saint-Drenan, Yves-Marie; Rohrig, Kurt: Potenzial der Windenergienutzung an Land, Kurzfassung. Berlin.
- BWE (2018): Bundesverband WindEnergie (BWE): Jahrbuch Windenergie 2018.
- Cappelletti, Alessandro; Martelli, Francesco (2017): Investigation of a pure hydrogen fueled gas turbine burner. In: International Journal of Hydrogen Energy 42 (15), S. 10513–10523. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.02.104.
- DBI GUT (2010): DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI GUT) - Hüttenrauch, Jens; Müller-Syring, Gert: Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas. In: energie / wasser-praxis (10/2010).
- DBI GUT (2018): DBI Gas- und Umwelttechnik (DBI GUT): Unterstützung bei der Vorplanung einer Power-to-Gas-Anlage für die GASAG AG.
- Demir, Murat Emre; Dincer, Ibrahim (2018): Cost assessment and evaluation of various hydrogen delivery scenarios. In: International Journal of Hydrogen Energy 43 (22), S. 10420–10430. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.08.002.
- dena (2010): Deutsche Energie-Agentur (dena): Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.
- dena (2016): Deutsche Energie-Agentur (dena): Potenzialatlas Power to Gas.
- dena (2018): Deutsche Energie-Agentur (dena): Power to X: Strombezug.
- dena (2020): Branchenbarometer Biomethan.
- Deutsche WindGuard (2020): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland Jahr 2019.
- Dewit, M.; Faaij, A. (2007): Impact of hydrogen onboard storage technologies on the performance of hydrogen fuelled vehicles: A techno-economic well-to-wheel assessment. In: International Journal of Hydrogen Energy 32 (18), S. 4859–4870. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2007.07.051.
- Dickschas, Ilona; Smolinka, Tom (2019): Wasserelektrolyse an der Schwelle zur großskaligen Industrialisierung – Trends und Herausforderungen bis 2030. Berliner Energietage. Siemens, 2019.
- DIN EN 16723-2 (2017): Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz – Teil 2 Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge.
- Ditaranto, Mario; Heggset, Tarjei; Berstad, David (2020): Concept of hydrogen fired gas turbine cycle with exhaust gas recirculation: Assessment of process performance. In: Energy 192, S. 116646. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116646.
- DLR (2012): Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Datenanhang II zum Schlussbericht.

- DLR (2015a): Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) - Pregger, Thomas; Cao, Karl Kiên; Heide, Dominik: Vergleichende Bewertung der Integration einer zentralen versus einer dezentralen Wasserstoffherzeugung in die zukünftige Stromversorgung Deutschlands, Satelliten-Workshop Plan-DelyKaD, Stuttgart.
- DLR (2015b): Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), KBB Underground Technologies GmbH: Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck.
- DOE (2015): U.S. Department of Energy (DOE): Quadrennial Technology Review 2015, Chapter 4: Advancing Clean Electric Power Technologies - Technology Assessment.
- du Toit, Maria H.; Avdeenkov, Alexander V.; Bessarabov, Dmitri (2018): Reviewing H₂ Combustion: A Case Study for Non-Fuel-Cell Power Systems and Safety in Passive Autocatalytic Recombiners. In: Energy Fuels 32 (6), S. 6401–6422. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.8b00724.
- DVGW (2011): Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung.
- DVGW (2013): Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW): Abschlussbericht - Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. G 1-07-10.
- DVGW (2014): Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) - Müller-Syring, Gert; Henel, Marco: Abschlussbericht - Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen. G 1-02-12.
- DVGW-EBI (2016): Deutscher Verein des Gas und Wasserfaches e. V. (DVGW-EBI) - Dörr, Holger; Kröger, Kerstin: Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz. In: energie / wasser-praxis (11/2016).
- DWD (2019): Deutscher Wetterdienst (DWD): Globalstrahlung Deutschland mittlere Jahressummen. Online verfügbar unter https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/lstrahlungskarten_mi.html.
- DWD (2021): Deutscher Wetterdienst (DWD): Klimadaten Deutschland Archiv. Online verfügbar unter <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klarchivstunden.html>.
- EC (2003): European Commission (EC), Directorate General Joint Research Centre (DG JRC): Hydrogen storage. State-of-the-art and future perspective. Europäische Kommission. Luxembourg (EUR, EUR-20995-EN). Online verfügbar unter <http://bookshop.europa.eu/en/hydrogen-storage-pbLDNA20995/>.
- EC (2005): European Commission (EC), Directorate General Joint Research Centre (DG JRC) - Castello, P.; Tzimas, E.; Moretto, P.; Peteves, S. D.: Techno-economic assessment of hydrogen transmission & distribution systems in Europe in the medium and long term.
- EEG2021 (2020): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021).
- El-Askary, W. A.; Sakr, I. M.; Ibrahim, K. A.; Balabel, A. (2015): Hydrodynamics characteristics of hydrogen evolution process through electrolysis: Numerical and experimental studies. In: Energy 90, S. 722–737. DOI: 10.1016/j.energy.2015.07.108.
- e-mobil (2016): Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie (e-mobil BW GmbH): Kommerzialisierung der Wasserstofftechnologie in Baden Württemberg. Rahmenbedingungen und Perspektiven.
- Encon (2018): ENCON.Europe GmbH, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST): Potentialatlas für Wasserstoff - Analyse des Marktpotentials für Wasserstoff, der mit erneuerbarem Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor.
- EnergieStG (2020): Energiesteuergesetz (EnergieStG).
- EnWG (2018): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG).

- FA Wind (2019): Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) - Quentin, Jürgen: Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie in Deutschland.
- FFE (2015): Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE): Kurzgutachten zum Kostenvergleich Stromtransport. Hybridnetz (Power-to-Gas) vs. HGÜ-Leitung.
- Fischer, Ulrich; Voigt, André; Tannert, Daniel; Matzekat, Daniel; Krautz, Hans Joachim (2018): Wissenschaftliche Forschung zu Windwasserstoff-Energiespeichern - WESpe, Schlussbericht. Cottbus. DOI: 10.2314/GBV:1032718846
- Fönings, Kay (2018): Energiespeicher: Power-to-Gas & Methanisierung. In: HOST (Hg.): Hochschule Stralsund (HOST): 25. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik.
- Forschungsnetzwerke Energie (2021): Forschungsnetzwerk Wasserstoff - Clustertreffen Erzeugung. Veranstaltet durch: Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH.
- Franzen, Stefan; Madlener, Reinhard (2017): Optimal expansion of a hydrogen storage system for wind power (H2-WESS): A real options analysis. In: Energy Procedia 105, S. 3816–3823. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.891.
- GasNEV (2017): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV).
- GasNZV (2017): Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV).
- GE (2019a): General Electric Company - Global Research (GE): Gas Turbines Capability & Context. ARPA-e Flexible Carbon Capture Workshop.
- GE (2019b): General Electric Company - Power (GE): Power to Gas: Hydrogen for Power Generation - Fuel Flexible Gas Turbines as Enablers for a Low or Reduced Carbon Energy Ecosystem; GEA33861.
- Geitmann (2017): HZwei, Das Magazin für Wasserstoff und Brennstoffzellen (Heft 2).
- Geitmann (2020): HZwei, Das Magazin für Wasserstoff und Brennstoffzellen (Heft 1).
- Gilliam, R.; Graydon, J.; Kirk, D.; Thorpe, S. (2007): A review of specific conductivities of potassium hydroxide solutions for various concentrations and temperatures. In: International Journal of Hydrogen Energy 32 (3), S. 359–364. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2006.10.062.
- Greiner, C.; Korpas, M.; Holen, A. (2007): A Norwegian case study on the production of hydrogen from wind power. In: International Journal of Hydrogen Energy 32 (10-11), S. 1500–1507. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2006.10.030.
- Gutiérrez-Martín, F.; García-De María, J. M.; Bañri, A.; Laraqi, N. (2009): Management strategies for surplus electricity loads using electrolytic hydrogen. In: International Journal of Hydrogen Energy 34 (20), S. 8468–8475. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2009.08.018.
- Hammoudi, M.; Henao, C.; Agbossou, K.; Dubé, Y.; Doumbia, M. L. (2012): New multi-physics approach for modelling and design of alkaline electrolyzers. In: International Journal of Hydrogen Energy 37 (19), S. 13895–13913. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2012.07.015.
- Haug, Philipp; Koj, Matthias; Turek, Thomas (2017): Influence of process conditions on gas purity in alkaline water electrolysis. In: International Journal of Hydrogen Energy 42 (15), S. 9406–9418. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.12.111.
- Henao, Christian; Agbossou, Kodjo; Hammoudi, Mhamed; Dubé, Yves; Cardenas, Alben (2014): Simulation tool based on a physics model and an electrical analogy for an alkaline electrolyser. In: Journal of Power Sources 250, S. 58–67. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2013.10.086.
- Hormaza Mejia, Alejandra; Brouwer, Jacob; Mac Kinnon, Michael (2020): Hydrogen leaks at the same rate as natural gas in typical low-pressure gas infrastructure. In: International Journal of Hydrogen Energy 45 (15), S. 8810–8826. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.159.
- Hosseini, Alireza; Khoshsima, Ali (2020): Evaluation of translated-consistent equations of state compared for the prediction of the Joule–Thomson effect at high pressures and high temperatures. In: Fluid Phase Equilibria 523, S. 112775. DOI: 10.1016/j.fluid.2020.112775.

- Hreiz, Rainier; Abdelouahed, Lokmane; Fünfschilling, François Lopicque (2015): Electrogenerated bubbles induced convection in narrow vertical cells: A review. In: Chemical Engineering Research and Design 100, S. 268–281. DOI: 10.1016/j.cherd.2015.05.035
- HSZG (2020): Hochschule Zittau/Görlitz (HSZG): Property Library for the Industrial Formulation IAPWS-IF97 for Water und Steam; FluidLAB LibIF97.
- Hug, W.; Bussmann, H.; Brinner, A. (1993): Intermittent Operation And Operation Modeling Of An Alkaline Electrolyzer. In: International Journal of Hydrogen Energy 1993 (Vol. 18, No. 12), S. 973–977.
- HyUnder (2014): New Energy World JU: Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe.
- IEA (2012): International Energy Agency (IEA): Energy Technology Perspectives. Pathways to a Clean Energy System.
- IRENA (2020): The International Renewable Energy Agency (IRENA): Green hydrogen cost reduction. Scaling up electrolyzers to meet the 1.5C climate goal.
- ISE (2013): Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) - Henning, Hans-Martin; Palzer, Andreas: Energiesystem Deutschland 2050. Freiburg.
- ISE (2015): Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende.
- ISE (2016): Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) - Henning, Hans-Martin; Palzer, Andreas: Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Freiburg.
- ISE (2018a): Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) - Kost, Christoph; Shammugam, Shivenes; Jülch, Verena; Nguyen, Huyen-Tran; Schlegl, Thomas: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Freiburg.
- ISE (2018b): Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) - Wiebe, Nikolai; Voglstätter, Christopher; Fallisch, Arne; Holst, Marius: Projekt WESpe "Wissenschaftliche Forschung zu Windwasserstoff-Energiespeichern". Teilvorhaben: "Modellbasierte Betrachtung und Standortanalyse von Power-to-Gas-Systemen".
- ISI (2010a): Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST): Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO₂-freie Endenergieträger.
- ISI (2010b): Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI): Energietechnologien 2050. Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Stuttgart: Fraunhofer Verl. (ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale). Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-118535.html>.
- ISI (2018): Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI): Überblicksstudie: Auswertung von Studien und Szenarien der Energiesystemanalyse mit Schwerpunkt „Mobilität“.
- IW (2020): Institut der deutschen Wirtschaft (IW) - Fischer, Anderas; Kube, Roland: IW-Kurzbericht 6/2020.
- IWES (2011): Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) - Bofinger, Stefan; Callies, Doron; Scheibe, Michael; Saint-Drenan, Yves-Marie; Rohrig, Kurt: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land - Kurzfassung. Kassel.
- IWES (2013): Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) - Rohrig, Kurt; Richts, Christoph; Bofinger, Stefan; Jansen, Malte; Siefert, Malte; Pfaffel, Sebastian; Durstewitz, Michael: Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Kassel.
- Janßen, H.; Emonts, B.; Stolten, D. (2008): Moderne Elektrolyseverfahren - Status der Hochdruckelektrolyse am Forschungszentrum Jülich, 4. Deutscher Wasserstoff Congress, Essen, 2008.

- Jauslin Stebler (2012): Jauslin Stebler personalized engineering: Erdgas-Röhrenspeicher Urdorf.
- JRC (2018): Joint Research Centre (JRC), European Commission: EU harmonised terminology for low-temperature water electrolysis for energy-storage applications.
- KAV (2006): Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV).
- Klell, Manfred; Eichseder, Helmut; Trattner, Alexander (2018): Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Konstantin, Panos (2017): Praxisbuch Energiewirtschaft. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Konstantin, Panos; Konstantin, Margarete (2018): Power and Energy Systems Engineering Economics. Cham: Springer International Publishing.
- KraftStG (2002): Kraftfahrzeugsteuergesetz (KraftStG 2002).
- KWKG (2018): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG).
- LBST (2001): Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST): Wasserstoffherzeugung in offshore Windparks "Killer-Kriterien", grobe Auslegung und Kostenabschätzung. Studie im Auftrag von GEO Gesellschaft für Energie und Ökologie mbH.
- LBST (2012): Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST): Erzeugungspfadanalyse für die Systemlösung Power to Gas. Expertise für die dena Strategieplattform Power to Gas.
- LBST (2013): Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST): Analyse der Kosten und Vermarktungsoptionen erneuerbarer Gase. BEE Plattform Systemtransformation Dialogkonferenz.
- Le Bideau, Damien; Mandin, Philippe; Benbouzid, Mohamed; Kim, Myeongsu; Sellier, Mathieu (2019): Review of necessary thermophysical properties and their sensitivities with temperature and electrolyte mass fractions for alkaline water electrolysis multiphysics modelling. In: International Journal of Hydrogen Energy 44 (10), S. 4553–4569. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.12.222.
- Le Duigou, Alain; Bader, Anne-Gaëlle; Lanoix, Jean-Christophe; Nadau, Lionel (2017): Relevance and costs of large scale underground hydrogen storage in France. In: International Journal of Hydrogen Energy 42 (36), S. 22987–23003. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.06.239.
- Lechner, Christof; Seume, Jörg (2019): Stationäre Gasturbinen. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Lemieux, Alexander; Sharp, Karen; Shkarupin, Alexi (2019): Preliminary assessment of underground hydrogen storage sites in Ontario, Canada. In: International Journal of Hydrogen Energy 44 (29), S. 15193–15204. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.113.
- LeRoy, Rodney L.; Bowen, Christopher T. (1980): The Thermodynamics of Aqueous Water Electrolysis. In: Journal of The Electrochemical Society (127/9), S. 1954–1962.
- Li, Wenjing; Zhu, Cheng; Han, Juan; Yang, Chunhe (2019): Thermodynamic response of gas injection-and-withdrawal process in salt cavern for underground gas storage. In: Applied Thermal Engineering 163, S. 114380. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2019.114380.
- Lietz, Franziska (2019): Ritter Gent Collegen Rechtsanwälte Partnerschaftsgesellschaft: Der rechtliche Rahmen der Power-to-Gas-Sektorkopplung.
- Lüdecke, Christa; Lüdecke, Dorothea (2020): Thermodynamik. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Łukajtis et al. (2018): Łukajtis, Rafał; Hołowacz, Iwona; Kucharska, Karolina; Glinka, Marta; Rybarczyk, Piotr; Przyjazny, Andrzej; Kamiński, Marian: Hydrogen production from biomass using dark fermentation. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 91, S. 665–694. DOI: 10.1016/j.rser.2018.04.043.
- Maggio, G.; Nicita, A.; Squadrito, G. (2019): How the hydrogen production from RES could change energy and fuel markets: A review of recent literature. In: International Journal of Hydrogen Energy 44 (23), S. 11371–11384. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.121.

- Mandin, Philippe; Derhoumi, Zine; Roustan, Hervé; Würthrich, Rolf (2013): Bubble Over-Potential During Two-Phase Alkaline Water Electrolysis. In: *Electrochimica Acta* 128, S. 248–258. DOI: 10.1016/j.electacta.2013.11.068.
- Maton, Jean-Paul; Zhao, Li; Brouwer, Jacob (2013): Dynamic modeling of compressed gas energy storage to complement renewable wind power intermittency. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 38 (19), S. 7867–7880. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.04.030.
- Melideo, Daniele; Baraldi, Daniele; Galassi, Maria Cristina; Ortiz Cebolla, Rafael; Acosta Iborra, Beatriz; Moretto, Pietro (2014): CFD model performance benchmark of fast filling simulations of hydrogen tanks with pre-cooling. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 39, S. 4389–4395.
- Meurer, C.; Barthels, H.; Brocke, W. A.; Emonts, B.; Gröhn, H. G. (1999): Phoebus - An autonomous supply system with renewable energy: six years of operational experience and advanced concepts. In: *Solar Energy* (67), S. 131–138.
- Michalski, Jan (2016): Dissertation - The Role of Energy Storage Technologies for the Integration of Renewable Electricity into the German Energy System.
- Michalski, Jan; Bünger, Ulrich; Crotogino, Fritz; Donadei, Sabine; Schneider, Gregor-Sönke; Pregger, Thomas et al. (2017): Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (19), S. 13427–13443. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.02.102.
- Mohammadi, Amin; Mehrpooya, Mehdi (2018): A comprehensive review on coupling different types of electrolyzer to renewable energy sources. In: *Energy* 158, S. 632–655. DOI: 10.1016/j.energy.2018.06.073.
- Monde, Masanori; Woodfield, Peter; Takano, Toshio; Kosaka, Masataka (2012): Estimation of temperature change in practical hydrogen pressure tanks being filled at high pressures of 35 and 70 MPa. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 37 (7), S. 5723–5734. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.12.136.
- Morgan, Eric R.; Manwell, James F.; McGowan, Jon G. (2013): Opportunities for economies of scale with alkaline electrolyzers. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 38 (36), S. 15903–15909. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.08.116.
- NIST (2020): National Institute of Standards and Technology (NIST): Chemistry WebBook. Online verfügbar unter <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>, <https://webbook.nist.gov/chemistry/form-ser/>.
- NOW (2011): Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) - Kurzfassung des Abschlussberichtes „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“ (Rev. 1).
- NREL (2014): National Renewable Energy Laboratory (NREL) - Parks, George: Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs Independent Review.
- Onda, Kazuo; Kyakuno, Takahiro; Hattori, Kikuo; Ito, Kohei (2004): Prediction of production power for high-pressure hydrogen by high-pressure water electrolysis. In: *Journal of Power Sources* 132 (1-2), S. 64–70. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2004.01.046.
- Ozarlan, Ahmet (2012): Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 37 (19), S. 14265–14277. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2012.07.111.
- Parker, Nathan; Fan, Yueyue; Ogden, Joan (2010): From waste to hydrogen: An optimal design of energy production and distribution network. In: *Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review* 46 (4), S. 534–545. DOI: 10.1016/j.tre.2009.04.002.
- Permien, Finn-Hendrik; Enevoldsen, Peter (2019): Socio-technical constraints in German wind power planning: An example of the failed interdisciplinary challenge for academia. In: *Energy Research & Social Science* 55, S. 122–133. DOI: 10.1016/j.erss.2019.04.021.
- Pietzcker, Rober Carl; Stetter, Daniel; Manger, Susanne; Luderer, Gunnar (2014): Using the sun to decarbonize the power sector: the economic potential of photovoltaics and concentrating solar power. In: *Applied Energy* (135), S. 704–720.

- Pilavachi, Petros A.; Stephanidis, Stilianos D.; Pappas, Vasilios A.; Afgan, Naim H. (2009): Multi-criteria evaluation of hydrogen and natural gas fuelled power plant technologies. In: *Applied Thermal Engineering* 29 (11-12), S. 2228–2234. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2008.11.014.
- Planet GbR (2014): Planet GbR, FH Lübeck, Fraunhofer ISI, IFEU, KBB UT: Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem.
- RED II (2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 des europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbare-Energien-Richtlinie II).
- Reddi, Krishna; Elgowainy, Amgad; Sutherland, Erika (2014): Hydrogen refueling station compression and storage optimization with tube-trailer deliveries. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 39 (33), S. 19169–19181. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.09.099.
- Roy, A.; Watson, S.; Infield, D. (2006): Comparison of electrical energy efficiency of atmospheric and high-pressure electrolyzers. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 31 (14), S. 1964–1979. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2006.01.018.
- Saba, Sayed M.; Müller, Martin; Robinius, Martin; Stolten, Detlef (2018): The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (3), S. 1209–1223. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.11.115.
- Sánchez, Mónica; Amores, Ernesto; Abad, David; Rodríguez, Lourdes; Clemente-Jul, Carmen (2020): Aspen Plus model of an alkaline electrolysis system for hydrogen production. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (7), S. 3916–3929. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.027.
- Sánchez, Mónica; Amores, Ernesto; Rodríguez, Lourdes; Clemente-Jul, Carmen (2018): Semi-empirical model and experimental validation for the performance evaluation of a 15 kW alkaline water electrolyzer. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (45), S. 20332–20345. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.09.029.
- SBC (2014): SBC Energy Institute Hydrogen-Based Energy Conversion. Leading the Energy Transition Factbook.
- Schmidt, O.; Gambhir, A.; Staffell, I.; Hawkes, A.; Nelson, J.; Few, S. (2017): Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (52), S. 30470–30492. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.10.045.
- Schnuelle, Christian; Thoeming, Jorg; Wassermann, Timo; Thier, Pablo; Gleich, Arnim von; Goessling-Reisemann, Stefan (2019): Socio-technical-economic assessment of power-to-X: Potentials and limitations for an integration into the German energy system. In: *Energy Research & Social Science* 51, S. 187–197. DOI: 10.1016/j.erss.2019.01.017.
- Servatius et al. (2012): Servatius, Hans-Gerd; Schneidewind, Uwe; Rohlfing, Dirk: *Smart Energy. Kapitel: Roß: Smart Grids – Welche Intelligenz braucht das Netz der Zukunft?* Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Siemens (2013): Siemens - F. Farchim: Integration of Regenerative Energy into Power2Gas by PEM Electrolyzer Technology – CO2RECT Project. Smart Grid-Infotage 2013.
- Siemens (2018): Siemens AG (Siemens): Decarbonizing Power Generation: the Hydrogen-fuelled Gas Turbine.
- Siemens (2019): Siemens AG: Wirkungsgrad-Elektrolyse, Whitepaper.
- SRU (2011): Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten, Januar 2011. Berlin: Erich Schmidt Verlag.
- Staffell et al. (2019): Staffell, Iain; Scamman, Daniel; Velazquez Abad, Anthony; Balcombe, Paul; Dodds, Paul E.; Ekins, Paul; Shah, Nilay; Ward, Kate R.: The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. In: *Energy Environ. Sci.* 12 (2), S. 463–491. DOI: 10.1039/C8EE01157E.
- Steag (2021): STEAG Energy Services GmbH: Planungs- und Simulationstool EBSILON Professional. Planungstool für Kraftwerksprozesse. Online verfügbar unter <https://www.ebsilon.com/de/>.
- Stephan, Peter; Kabelac, Stephan; Kind, Matthias; Mewes, Dieter; Schaber, Karlheinz; Wetzel, Thomas (2019): *VDI-Wärmeatlas*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

- Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2014): *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- StromNEV (2019): *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV)*.
- StromStG (2019): *Stromsteuergesetz (StromStG)*.
- Takahashi, R.; Kinoshita, H.; Murata, T.; Tamura, J.; Sugimasa, M.; Komura, A. et al. (2010): Output Power Smoothing and Hydrogen Production by Using Variable Speed Wind Generators. In: *IEEE Trans. Ind. Electron.* 57 (2), S. 485–493. DOI: 10.1109/TIE.2009.2032437.
- Thema, M.; Bauer, F.; Sterner, M. (2019): Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 112, S. 775–787. DOI: 10.1016/j.rser.2019.06.030.
- Tzimas, E.; Castello, P.; Peteves, S. (2007): The evolution of size and cost of a hydrogen delivery infrastructure in Europe in the medium and long term. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 32 (10-11), S. 1369–1380. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2006.10.017.
- UBA (2010): *Umweltbundesamt (UBA) - Thomas Klaus; Carla Vollmer; Kathrin Werner; Harry Lehmann; Klaus Müschen: Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. Dessau-Roßlau.
- UBA (2013): *Umweltbundesamt (UBA) - Lütkehus, Insa; Salecker, Hanno; Adlunger, Kirsten: Potenzial der Windenergie an Land, Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land*. Dessau-Roßlau.
- UBA (2019a): *Umweltbundesamt (UBA) - Plappert, Marie-Luise; Rudolph, Manuel; Vollmer, Carla: Auswirkungen von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und Siedlungen*. Dessau-Roßlau.
- UBA (2019b): *Umweltbundesamt (UBA): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors*.
- UBA (2019c): *Umweltbundesamt (UBA): Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 - 2017*. Dessau-Roßlau.
- Ulleberg, Øystein (1998): *Dissertation: Stand-alone Power Systems for the future optimal Design, Operation & Control of solar-hydrogen energy Systems*.
- Ulleberg, Øystein (2003): *Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach*. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 2003 (28), S. 21–33.
- Ursúa, Alfredo; San Martín, Idoia; Barrios, Ernesto L.; Sanchis, Pablo (2013): Stand-alone operation of an alkaline water electrolyser fed by wind and photovoltaic systems. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 38 (35), S. 14952–14967. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.09.085.
- Ursúa, Alfredo; Sanchis, Pablo (2012): Static–dynamic modelling of the electrical behaviour of a commercial advanced alkaline water electrolyser. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 37 (24), S. 18598–18614. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2012.09.125.
- UStDV (2019): *Umsatzsteuer-Durchführungsverordnung (UStDV)*.
- UStG (2019): *Umsatzsteuergesetz (UStG)*.
- van der Zwaan, B.C.C.; Schoots, K.; Rivera-Tinoco, R.; Verbong, G.P.J. (2011): The cost of pipelining climate change mitigation: An overview of the economics of CH₄, CO₂ and H₂ transportation. In: *Applied Energy* 88 (11), S. 3821–3831. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.05.019.
- VDE-ETG (2012): *Energietechnische Gesellschaft im Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE ETG): Energiespeicher für die Energiewende*. Frankfurt am Main.
- Vincent, Immanuel; Bessarabov, Dmitri (2018): Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81, S. 1690–1704. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.258.
- Vivas, F. J.; las Heras, A. de; Segura, F.; Andújar, J. M. (2017): H₂RES2 simulator. A new solution for hydrogen hybridization with renewable energy sources-based systems. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (19), S. 13510–13531. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.02.139.

- Vogt, H. (2012): The actual current density of gas-evolving electrodes—Notes on the bubble Coverage. In: *Electrochimica Acta* 78, S. 183– 187. DOI: 10.1016/j.electacta.2012.05.124.
- Voigt, André (2014): Untersuchung des Druck- und Temperatureinflusses auf den Prozess der alkalischen Elektrolyse am Beispiel eines 150 kW Druckelektrolyseurs, Masterarbeit. Cottbus.
- Wagner, W.; Kruse, A. (1998): Properties of Water and Steam, The Industrial Standard IAPWS-IF97 for the Thermodynamic Properties and Supplementary Equations for Other Properties.
- Wang, Tongtao; Ding, Shuanglong; Wang, Huimeng; Yang, Chunhe; Shi, Xilin; Ma, Hongling; Daemen, J.J.K. (2018): Mathematic modelling of the debriking for a salt cavern gas storage. In: *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 50, S. 205–214. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.12.006.
- Wang, Tongtao; Yan, Xiangzhen; Yang, Henglin; Yang, Xiujuan; Jiang, Tingting; Zhao, Shuai (2013): A new shape design method of salt cavern used as underground gas storage. In: *Applied Energy* 104, S. 50–61. DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.11.037.
- Woodfield, Peter L.; Monde, Masanori; Takano, Toshio (2008): Heat Transfer Characteristics for Practical Hydrogen Pressure Vessels Being Filled at High Pressure. In: *JTST* 3 (2), S. 241–253. DOI: 10.1299/jtst.3.241.
- Woodfield, Peter Lloyd; Monde, Masanori; MITSUTAKE, Yuichi (2007): Measurement of Averaged Heat Transfer Coefficients in High-Pressure Vessel during Charging with Hydrogen, Nitrogen or Argon Gas. In: *JTST* 2 (2), S. 180–191. DOI: 10.1299/jtst.2.180.
- WWF (2018): World Wide Fund For Nature (WWF): ZUKUNFT STROMSYSTEM II - Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung. Berlin: WWF Deutschland.
- Yang, C.; Ogden, J. (2007): Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 32 (2), S. 268–286. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2006.05.009.
- Yukesh Kannah, R.; Kavitha, S.; Preethi; Parthiba Karthikeyan, O.; Kumar, Gopalakrishnan; Dai-Viet, N. Vo; Rajesh Banu, J. (2021): Techno-economic assessment of various hydrogen production methods - A review. In: *Bioresource technology* 319, S. 124175. DOI: 10.1016/j.biortech.2020.124175.
- Zapf, Martin (2017): Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem; Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Zerrahn, Alexander; Schill, Wolf-Peter (2017): Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, S. 1518–1534. DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.098.
- Zerrahn et al. (2018): Zerrahn, Alexander; Schill, Wolf-Peter; Kemfert, Claudia: On the economics of electrical storage for variable renewable energy sources. In: *European Economic Review* 108, S. 259–279. DOI: 10.1016/j.euroecorev.2018.07.004.
- Zoulias, E. I.; Glockner, R.; Lymberopoulos, N.; Tsoutsos, T.; Vosseler, I.; Gavalda, O. et al. (2006): Integration of hydrogen energy technologies in stand-alone power systems analysis of the current potential for applications. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 10 (5), S. 432–462. DOI: 10.1016/j.rser.2004.10.001.