



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements

Masterthesis

im Studiengang

Nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau

vorgelegt von

Dipl.-Ing. (FH) Bastian Hey

Hamburg, den 26. Oktober 2012

1. Gutachter:

Prof. Dr.-Ing. Thomas Veese
Hochschule für Angewandte
Wissenschaften Hamburg
Fakultät Technik und Informatik
Berliner Tor 21
20099 Hamburg

2. Gutachter:

Dipl.-Ing. (FH) Hans Schäfers
sumbi INGENIEURE
Telemannstraße 22
20255 Hamburg

Diese Arbeit wurde am Center for Demand Side Management der HAW Hamburg erstellt.

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich ganz herzlich bei Herrn Professor Veeseer und Herrn Schäfers für die fachkompetente Betreuung dieser Masterthesis bedanken.

Herr Professor Veeseer übernahm die Funktion des Erstgutachters und zeigte sich nicht nur während der Entstehung dieser Arbeit, sondern bereits in meinem vorangegangenen Studium jederzeit hilfsbereit und unterstützend.

Bei Herrn Hans Schäfers möchte ich mich für die Übernahme der Zweitprüferfunktion und besonders für die vielen Anregungen und seine Diskussionsbereitschaft bedanken, welche für die Erstellung dieser Arbeit sehr hilfreich waren.

Ein großer Dank geht auch an die Kolleginnen und Kollegen beim Center for Demand Side Integration, die jederzeit für Nachfragen, Hilfen oder eine Diskussion zur Stelle waren.

Danken möchte ich auch meiner Familie, meinen Freunden und besonders Jara für die Geduld und Unterstützung.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	i
Abbildungsverzeichnis	iv
Tabellenverzeichnis	vii
Abkürzungen, Formelzeichen, Indizes und Einheiten	viii
1 Einleitung	1
2 Grundlagen.....	3
2.1 Die elektrische Energieversorgung und der Energiemarkt	3
2.1.1 Primärregelung	4
2.1.2 Sekundärregelung.....	6
2.1.3 Minutenreserve	7
2.1.4 Der Strommarkt.....	9
2.1.5 Bilanzkreise	13
2.1.6 Direktvermarktung von EEG-Anlagen.....	15
2.2 Flexible Verbraucher und Energiespeicher	16
2.2.1 Übersicht und Vergleich elektrischer Energiespeichertechnologien	17
3 Konzeptvorstellung: Power-to-Gas.....	20
3.1 Einspeisemöglichkeiten und -voraussetzungen für Erdgas und Wasserstoff	21
4 Stand der Technik	27
4.1 Elektrolyse.....	27
4.1.1 Theoretische Grundlagen und Kennzahlen der Elektrolyse	28
4.1.2 Alkalische Elektrolyse	34
4.1.3 Membranelektrolyse PEM.....	40
4.1.4 Hochtemperaturelektrolyse	42
4.2 Methanisierung.....	43

4.2.1	Katalytische Methanisierung	43
4.2.2	Biologische Methanisierung	46
4.3	Wirkungsgrade von Power-to-Gas-Systemen	47
5	Kohlendioxidquellen für die Methanisierung.....	50
5.1	Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre	50
5.2	Kohlenstoffdioxid aus biogenen Quellen	51
5.3	Kohlenstoffdioxid aus fossilen Quellen.....	54
5.4	Kohlenstoffdioxid aus industriellen Prozessen	55
6	Integrationskonzepte von Power-to-Gas-Systemen	57
6.1	Power-to-Gas als Element des Lastmanagements.....	57
6.2	Power-to-Gas als Speicher	60
6.3	Power-to-Gas zur Bereitstellung von Regelleistung	61
6.4	Power-to-Gas im Bilanzkreis mit erneuerbaren Energiequellen	63
7	Untersuchung der Integration von Power-to-Gas in eine intelligente Stromversorgung	65
7.1	Untersuchungsgegenstand	65
7.2	Umsetzung des Untersuchungsmodells.....	65
7.2.1	Detaillierte Modellbeschreibung	67
7.2.2	Auswertung der Simulation	74
7.3	Szenarien: negative Sekundärregelleistung.....	78
7.3.1	Daten für Szenarien: negative Sekundärregelleistung	81
7.3.2	Ergebnisse der Szenarien: negative Sekundärregelleistung.....	87
7.3.3	Sensibilitätsbetrachtung	93
7.4	Szenarien: Ausgleich von Prognoseabweichungen der Windenergieeinspeisung	95
7.4.1	Daten für Szenarien: Ausgleich von Prognoseabweichungen der Windenergieeinspeisung	95

7.4.2	Ergebnisse der Szenarien: Ausgleich von Prognoseabweichungen der Windenergieeinspeisung	101
7.5	Referenzszenarien: Strombeschaffung am Spotmarkt	103
7.5.1	Daten für Referenzszenarien: Strombeschaffung am Spotmarkt	104
7.5.2	Ergebnisse für Referenzszenarien: Strombeschaffung am Spotmarkt	104
8	Zusammenfassung und Ausblick	106
	Literaturverzeichnis	108
	Anhang	114
	Zusätzliche Abbildungen	114
	Quellcode und zusätzliche Modellinformationen	124
	Quellcode der embedded function des Elektrolysemodells	124
	Subsysteme des Modells.....	126
	Quellcodes der Profildatenerstellung.....	128

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber	3
Abbildung 2: Regionalgruppen der ENTSO-E.....	5
Abbildung 3: Zusammenspiel verschiedener Regelenergiearten.....	8
Abbildung 4: Zusammenspiel BK, ÜNB und RLA.....	10
Abbildung 5: Kostenaufteilung Regelenergievorhaltung und -nutzung	10
Abbildung 6: Preisermittlung bei Day-Ahead-Auktionen der EEX.....	12
Abbildung 7: Standardprodukte des EPEX-Spotmarktes.....	13
Abbildung 8: Auswirkungen der EEG-Vermarktung auf den MCP.....	15
Abbildung 9: Brenntechnische Eigenschaften üblicher H-Gase	24
Abbildung 10: Tägliche energetische Aufnahmekapazität des Erdgasnetzes	25
Abbildung 11: Thermodynamische Daten der Wasserelektrolyse.....	30
Abbildung 12: Schematische Zusammensetzung der realen Zellspannung	32
Abbildung 13: Schematische Darstellung eines alkalischen Elektrolyseurs	35
Abbildung 14: Alkalische Elektrolyseure - Beispiele.....	36
Abbildung 15: Stackaufbau eines Druckelektrolyseurs (Lurgi-Bauart).....	37
Abbildung 16: Spezifische Investitionskosten alkalischer Elektrolyseure	40
Abbildung 17: Schematische Darstellung einer PEM-Elektrolysezelle	41
Abbildung 18: Sankey-Darstellung der Wirkungsgrade des Power-to-Gas-Konzeptes	49
Abbildung 19: Kopplungsvarianten: Biogas - katalytisches Power-to-Gas-Konzept	52
Abbildung 20: Kopplungsvarianten: Biogas - biologisches Power-to-Gas-Konzept	53
Abbildung 21: Verbraucherlastgang inklusive Wind- und Solareinspeisung.....	58
Abbildung 22: Verbraucherlastgang inklusive Wind-, Solar- und sonstiger Einspeisung	59
Abbildung 23: Prognostizierte Entwicklung des Sekundärregelleistungsbedarfs	63
Abbildung 24: Übersicht des Elektrolysemodells.....	66

Abbildung 25: Modell zur Simulation der Elektrolyse in Matlab-Simulink.....	67
Abbildung 26: Verlauf der Betriebstemperatur der Elektrolyse im Matlab-Simulink-Modell	69
Abbildung 27: Verlauf der Elektrolyseleistung im Matlab-Simulink-Modell.....	71
Abbildung 28: Reale Zellspannung und spezifischer Energiebedarf	72
Abbildung 29: Skalierte Kurven des spezifischen Energiebedarfs.....	73
Abbildung 30: Merit-Order des negativen Sekundärregelleistungsabrufs für die 12. KW '12.....	81
Abbildung 31: Verlauf des Sekundärleistungsbedarfs und -abrufs am 15.06.2012.....	83
Abbildung 32: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-1	86
Abbildung 33: Jährliche Kosten der betrachteten Power-to-Gas-Anlage	90
Abbildung 34: Vergleich der Wasserstoffgestehungskosten und der Wasserstoffproduktion.....	91
Abbildung 35: Abhängigkeiten der Wasserstoffgestehungskosten (mit SB-Beheizung).....	92
Abbildung 36: Zusammenhang jährliche Betriebsstunden und Arbeitspreisniveau	92
Abbildung 37: Sensitivitätsbetrachtung anhand des Szenarios NSRL-4c	94
Abbildung 38: Windenergieeinspeisung im EEG-Bilanzkreis 50Hz.....	96
Abbildung 39: Prognoseabweichungen im EEG-Bilanzkreis 50Hz.....	97
Abbildung 40: Prognoseabweichungen im 3,5 MW Windpark	98
Abbildung 41: Prognoseabweichungen im 10 MW Windpark	99
Abbildung 42: Menge an einspeisbarem Wasserstoff - bundeslandscharf.....	114
Abbildung 43: Konstruktive Ansicht eines Lurgi-Druckelektrolyseurs	115
Abbildung 44: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-2	116
Abbildung 45: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-3	116
Abbildung 46: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4a	117
Abbildung 47: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4b	117
Abbildung 48: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4c	118
Abbildung 49: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4d	118
Abbildung 50: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4e	119

Abbildung 51: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4f.....	119
Abbildung 52: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4g	120
Abbildung 53: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4h	120
Abbildung 54: Jährliche Kosten der betrachteten Power-to-Gas-Anlage mit SB-Beheizung	121
Abbildung 55: Jährliche Kosten der betrachteten Power-to-Gas-Anlage ohne SB-Beheizung	121
Abbildung 56: Vergleich Wasserstoffgestehungskosten & Wasserstoffproduktion mit SB-B.	122
Abbildung 57: Vergleich Wasserstoffgestehungskosten & Wasserstoffproduktion ohne SB-B. .	122
Abbildung 58: Abhängigkeiten der Wasserstoffgestehungskosten (ohne SB-Beheizung).....	123
Abbildung 59: Subsystem - Betriebsstunden	126
Abbildung 60: Subsystem - Wasserstoffbedarf Standby-Beheizung	126
Abbildung 61: Subsystem - Datenausgabe / Sampletime-Konversion.....	127

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der verschiedenen Regelenergiearten	8
Tabelle 2: Laufzeiten und Handelsräume des EEX-Terminmarktes.....	13
Tabelle 3: Eigenschaften und Kenndaten von Speichertechnologien	19
Tabelle 4: Energieverbrauch und Energiespeicherkapazitäten in Deutschland.....	22
Tabelle 5: Brenntechnische Kenndaten gemäß DVGW-Arbeitsblatt G260	23
Tabelle 6: Elektrochemische Reaktionen der Wasserelektrolyse	27
Tabelle 7: Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der alkalischer Ektrolyseure	38
Tabelle 8: Stand der Technik der alkalischen Elektrolyse.....	39
Tabelle 9: Stand der Technik der PEM-Elektrolyse.....	42
Tabelle 10: Informationen zu möglichen CO ₂ -Quellen.....	56
Tabelle 11: Gewählte Parameter für Aufwärm- und Abkühlkurven	69
Tabelle 12: Gewählte Parameter für die Leistungskurve	71
Tabelle 13: Parameter für vier Temperaturniveaus der Formel (7.8).....	73
Tabelle 14: Kennzahlen der Abrufprofile - Abrufdauern.....	85
Tabelle 15: Kennzahlen der Abrufprofile - Dauern zwischen Abrufen.....	86
Tabelle 16: Übersicht der Simulationsergebnisse NSRL - Teil 1	87
Tabelle 17: Übersicht der Simulationsergebnisse NSRL - Teil 2	88
Tabelle 18: Übersicht der Simulationsergebnisse NSRL - Teil 3	88
Tabelle 19: Übersicht der Simulationsergebnisse NSRL - Teil 4	89
Tabelle 20: Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung des Szenarios NSRL-4c	94
Tabelle 21: Kosten und Erlöse für Bilanzkreisabweichungen.....	100
Tabelle 22: Kosten und Erlöse für Ausgleich im Intraday-Handel	101
Tabelle 23: Simulationsergebnisse Ausgleich von Windprognoseabweichungen	102
Tabelle 24: Simulationsergebnisse Referenzszenarien	105

Abkürzungen, Formelzeichen, Indizes und Einheiten

Abkürzungen und Formelzeichen

A	Geometrische Fläche
AEL	Alkalische Elektrolyse
A_F	Annuitätsfaktor
BHKW	Blockheizkraftwerk
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BZR	Betrachtungszeitraum
CAES	compressed air energy storage
CAES	compressed air energy storage
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DSM	Demand Side Management
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
E	elektrochemisches Potenzial
E^0	Normalpotenzial bei 25°C und 1bar
EDLC	electrochemical double layer capacitor
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EMK	elektromotorische Kraft, reversible Zellspannung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
F	Faraday-Konstante
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GuD	Gas- und Dampfturbine
H	Heizwert/Brennwert
h	Zeitraum
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
HER	Hydrogen Evolution Reaction
HTEL	Hochtemperatur Elektrolyse
I	Elektrischer Strom
j	Stromdichte
k	spezifische Kosten
K	Kosten
kat	katalytisch
KOH	Kaliumhydroxid
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
log	Logarithmus
m	Masse
MCP	Market Clearing Price
MEA	membrane electrode assembly
MOL	Merit-Order-Liste
MR	Momentanreserve
MRL	Minutenreserveleistung

n	Stoffmenge
NiO	Nickeloxid
NRV	Netzregelverbund
O ₂	Sauerstoff
OER	Oxygen Evolution Reaction
OTC	over the counter
p	relative Dichte
P	elektrische Leistung
P2G	Power-to-Gas
PEMEL	Proton Exchange Membrane Elektrolyse
Phelix	Physical Electricity Index
PRL	Primärregelleistung
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
PSU	Polysulfon
Q	Ladung
Redox	Reduktion-Oxidation
RZ	Regelzone
SMES	supraleitende magnetische Energiespeicher
SNG	synthetic natural gas, substitute natural gas
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SRL	Sekundärregelleistung
t	Zeit
T	Temperatur
u	Umlage
U ₀	reversible Zellspannung
U _{An}	Überspannung an der Anodenoberfläche
U _B	Überspannung durch Blasenbildung
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
U _D	Überspannung durch Diaphragma
U _E	Überspannung durch ohmsche Verluste an der Elektrode
U _{Ele}	Überspannung durch den Elektrolyt
U _{Kath}	Überspannung an der Kathodenoberfläche
U _{Kl}	Klemmenspannung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
U _{real}	reale Zellspannung
U _{th}	Thermoneutrale Zellspannung
U _ü	Überspannung
U _Z	Zersetzungsspannung
V	Volumen (punktiert Volumenstrom)
W	Wobbe-Index
w	spezifischer Energiebedarf
YSZ	Yttrium-stabilisiertes Zirkoniumdioxid
z	Ladungszahl, Zinssatz
ZS	Zeitscheibe
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg
α	Auslastung
ΔG	freie Reaktionsenthalpie
ΔG ⁰	Freie Standardbildungsenthalpie
η	Wirkungsgrad, Nutzungsgrad
τ	Zeitkonstante, Abschreibungszeitraum

Indizes

0	<i>hochgestellt</i> : unter Standardbed. / <i>tiefgestellt</i> : reversibel; Zeitpunkt null
An	Anode
atm	atmosphärisch
B	Blasenbildung
BZR	Betrachtungszeitraum
D	Diaphragma
Druck	Druck(-elektrolyse)
E	Elektrode
EEG	Erneuerbares Energien Gesetz
el	elektrisch
Ele	Elektrolyt
Elyse	Elektrolyse
g	gasförmig
ges	gesamt
H	Heiz-; Hoch-; oberes Temperaturniveau
H2	Wasserstoff(-produktion)
i	inferior
Inv	Investition
K	Kalt-; unteres Temperaturniveau
Kath	Kathode
l	flüssig
max	maximal
min	minimal
n	bezogen auf den Normalzustand
P	Leistung
real	unter realen Bedingungen
rel	relativ
s	superior
spez	spezifisch
T	Temperatur
th	thermisch
ü	über
WBV	Wartung, Betrieb, Versicherung

Einheiten

€	Euro
°C	Grad Celsius
a	Jahre
A	Ampere
C	Coulomb
cm ²	Quadratcentimeter
ct	(Euro-)Cent
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunden
HK	Heizkessel
K	Kelvin
kPa	Kilopascal

kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
l	Liter
m ²	Quadratmeter
m ³	Kubikmeter
MJ	Megajoul
mm	Millimeter
mmHG	Millimeter Quecksilbersäule
mol	Mol
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
Nm ³	Normkubikmeter
TWh	Terrawattstunden
V	Volt
Vol.-%	Volumenprozent
W	Watt

1 Einleitung

Bereits heute wird das elektrische Energieversorgungssystem durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energien geprägt. Aufgrund politischer Zielvorgaben wird der Beitrag der erneuerbaren Energien zu einer zukünftigen Energieversorgungsstruktur noch deutlich steigen. Neben den Vorteilen dieser Entwicklung, wie zum Beispiel der Reduzierung von Treibhausgasemissionen, entstehen auch Herausforderungen, die einen Wandel der etablierten Strukturen erfordern. Diese etablierten Strukturen beruhen auf der historischen Entwicklung des elektrischen Versorgungssystems, welches über lange Zeit aus zentralen Energieerzeugungsanlagen auf Basis fossiler und nuklearer Energieträger bestand. In diesem System passte sich die Erzeugungsseite dem Strombedarf der Verbraucherseite an. Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien sinkt die Flexibilität der Erzeugerseite, da ein großer Teil der erneuerbaren Energiesysteme, wie zum Beispiel die Windkraft und die Photovoltaik, nicht steuerbar sind. Ihre Erzeugungsleistung wird von Umwelteinflüssen, wie dem Windangebot und der Sonneneinstrahlung, bestimmt und ist nur in einem bestimmten Maße prognostizierbar. Diese sinkende Flexibilität und steigende Unsicherheit auf der Erzeugungsseite muss durch eine erhöhte Flexibilität auf der Verbraucherseite und mithilfe von Energiespeichern ausgeglichen werden.

Einen Beitrag dazu könnte das Power-to-Gas-Konzept bieten, welches im Fokus dieser Arbeit steht. Der Grundgedanke des Konzeptes ist es, überschüssige elektrische Energie in Form eines gasförmigen chemischen Energieträgers zu speichern. Im Mittelpunkt steht dabei die Wasserelektrolyse, welche Wasser mithilfe von elektrischer Energie in Wasserstoff und Sauerstoff spaltet. Ein großer Teil der dafür benötigten elektrischen Energie ist anschließend chemisch im Wasserstoff gebunden. Der Wasserstoff kann entweder vor Ort gespeichert und bei Bedarf zurück in elektrische Energie umgewandelt oder zur Speicherung in das Erdgasnetz eingespeist werden. Darüber hinaus ist es in einem weiteren Schritt möglich den Wasserstoff unter Zugabe von Kohlenstoffdioxid durch einen Methanisierungsprozess in Erdgas umzuwandeln. Dies hat den Vorteil, dass Erdgas im Gegensatz zu Wasserstoff nahezu ohne Begrenzung in das Erdgasnetz eingespeist werden kann und darüber hinaus ohne Einschränkungen von allen vorhandenen Gasverbrauchern auf Erdgasbasis genutzt werden kann. Eine Einspeisung der aus überschüssigem Strom erzeugten Gase in das Erdgasnetz hat den Vorteil, dass ein gut ausgebautes System aus Verteilungsstrukturen und Speichern zur Verfügung steht. Damit ist es möglich die gespeicherte Energie über weite Strecken zu transportieren und deren Rückspeisung nicht nur zeitlich sondern auch örtlich zu verlagern.

Im Rahmen dieser Arbeit wird die Einbindung des Power-to-Gas-Konzeptes in die elektrische Energieversorgungsstruktur untersucht. Anhand von Modellsimulationen wird die Fähigkeit einer Power-to-Gas-Anlage zur Erbringung von Regelleistung als Systemdienstleistung sowie zum Ausgleich von Prognoseabweichungen bei der Windenergieeinspeisung betrachtet. Schwerpunkt der Untersuchungen ist die Analyse verschiedener Szenarien und deren Auswirkungen auf den Betrieb der Elektrolyse als dynamische Komponente eines Power-to-Gas-Systems. Des Weiteren werden die Nutzungsmöglichkeiten von Power-to-Gas-Anlagen auf ihre Wirtschaftlichkeit

untersucht, die ebenfalls ein wichtiges Beurteilungskriterium ist. Als Grundlage für diese Betrachtungen wird einleitend die Funktionsweise des Energieversorgungssystems und der Strommärkte vorgestellt. Dabei wird insbesondere auf die Ausgleichsmöglichkeiten zwischen Energieerzeugung und -verbrauch eingegangen. Um einen Vergleich mit anderen Speichertechnologien herstellen zu können, werden auch diese kurz vorgestellt. Neben der Betrachtung der energiewirtschaftlichen, rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen wird der aktuelle Stand der Technik in Bezug auf die wichtigsten Komponenten eines Power-To-Gas-Systems aufgezeigt. Zudem werden die verschiedenen Varianten des Power-to-Gas-Konzeptes erläutert.

Das Ziel der Arbeit ist es, einen tiefen und umfassenden Überblick über das Thema Power-to-Gas zu geben und gleichzeitig die Potentiale und Einsatzmöglichkeiten der Technologie herauszuarbeiten. Mit den Untersuchungen der Nutzungskonzepte soll gezeigt werden, unter welchen Voraussetzungen der Einsatz der Power-to-Gas-Technologie sinnvoll ist und ob eine Power-to-Gas-Anlage bereits heute wirtschaftlich betrieben werden könnte oder unter welchen Bedingungen dieses möglich wäre.

2 Grundlagen

2.1 Die elektrische Energieversorgung und der Energiemarkt

Die ständige Verfügbarkeit elektrischer Energie ist für viele Bereiche einer industrialisierten Gesellschaft unverzichtbar. Voraussetzung für die Aufrechterhaltung der elektrischen Energieversorgung ist die Einhaltung eines ständigen Leistungsgleichgewichts zwischen Energieerzeugung und Energieverbrauch. Ungleichgewichte sind dabei unter anderem an der Netzfrequenz zu erkennen. Ein Absinken der Netzfrequenz unter den festgelegten Sollwert (Unterfrequenz) deutet darauf hin, dass dem Netz mehr Leistung entnommen als zugeführt wird. Dies kann zum einen einer Lastzunahme auf der Verbraucherseite geschuldet sein, zum anderen ist aber auch der Wegfall von Erzeugungsleistung als Ursache möglich. Umgekehrt deutet ein Ansteigen der Netzfrequenz darauf hin, dass mehr Leistung zugeführt wird als entnommen werden kann. Dies kann entweder durch einen Anstieg der Erzeugungsleistung oder auch durch den Wegfall von Verbrauchern erklärt werden. Innerhalb des zentraleuropäischen Verbundnetzes (ehemals UCTE) liegt die Soll-Netzfrequenz bei 50Hz. Die Frequenz des Verbundnetzes ist an jedem Punkt innerhalb des Netzes gleich. Abweichungen von der Sollfrequenz betreffen demnach das komplette Verbundnetz gleichzeitig. Eine starke Abweichung von der Sollfrequenz führt im schlimmsten Fall zum Zusammenbruch des Stromnetzes. In Deutschland wird ab einer Unterfrequenz von 49,8Hz der 5-Stufen-Plan [4] angewendet, welcher neben der zusätzlichen Mobilisierung von Erzeugungsleistung auch den stufenweisen Abwurf von Netzlasten vorsieht, also dem Abschalten bestimmter Netzabschnitte. Ab einer Unterfrequenz von 47,5Hz sieht der Plan die Abtrennung aller Erzeugungsanlagen vom Netz vor, um diese vor Schäden zu bewahren.

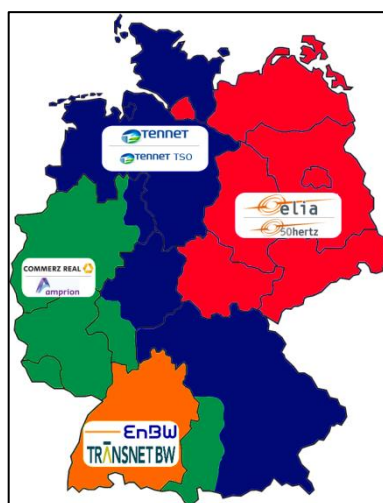


Abbildung 1: Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Quelle [5].

Das deutsche Verbundnetz besteht aus den Netzgebieten der vier Übertragungsnetzbetreibern (Amprion GmbH, EnBW TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH und 50Hz Transmission GmbH), welche auf Höchstspannungsebene miteinander verbunden sind. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind für die Frequenzhaltung, also für die Einhaltung des Gleichgewichts zwischen Leistungserzeugung und –nachfrage, verantwortlich. Jeder ÜNB ist für seine eigene Regelzone verantwortlich und muss in dieser durch ein dreistufiges Regelsystem, welches aus der Primärregelung, Sekundärregelung und der Minutenreserve besteht, die entstehenden Leistungsabweichungen ausregeln. Um die Regelung zwischen den vier ÜNB besser koordinieren zu können, haben sich diese zu einem Netzregelverbund zusammengeschlossen. Die benötigte Regelleistung wird dabei von den ÜNB in öffentlichen Ausschreibungen beschafft.

Die Regelung der ÜNB geschieht in drei Stufen, welche nachfolgend beschrieben werden und deren Zusammenspiel in der Abbildung 3 verdeutlicht wird. Des Weiteren werden die Eigenschaften der verschiedenen Regelenergiearten in Tabelle 1 gegenübergestellt.

2.1.1 Primärregelung

Beim Auftreten eines Leistungsungleichgewichts wird zum schnellen Ausgleich zunächst die Primärregelung aktiviert. Das Ungleichgewicht kann dabei durch den Produktionsausfall eines Kraftwerkes oder den unplanmäßigen Ausfall von Verbrauchern entstehen. Aber auch Prognosefehler können ursächlich sein. Bei einem Leistungsüberschuss im Netz muss die überschüssige Energie dem Netz entzogen werden. Hierfür wird die sogenannte negative Regelleistung eingesetzt. Kommt es zu einem Leistungsmangel im Netz, so muss zusätzliche Energie zugeführt werden. Es kommt zum Einsatz der sogenannten positiven Regelleistung.

Die Primärregelung dient zum schnellen Stabilisieren der Netzfrequenz bei großen Leistungsungleichgewichten. Die Primärregelleistung (PRL) muss dabei innerhalb von 30 Sekunden zur vollen Verfügung stehen. Die Aktivierung der Primärregelleistung funktioniert automatisch durch frequenzabhängige Systeme bei den Anbietern der Primärregelleistung. Die Einspeisung bzw. die Entnahme der Primärregelenergie erfolgt dabei proportional zu der gemessenen Frequenzabweichung. Bevor und während die Primärregelung anläuft wird ein Frequenzabfall durch die Momentanreserve verhindert. Als Momentanreserve werden die rotierenden Massen innerhalb des Systems bezeichnet, welche durch ihre Massenträgheit einen sofortigen Frequenzeinbruch verhindern.

Die Primärregelleistung wird solidarisch von allen ÜNB des Verbundnetzes der Regionalgruppe Kontinentaleuropa der ENTSO-E vorgehalten. Die ENTSO-E ist der Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber. Die Regionalgruppen beschreiben die synchronen Netzgebiete innerhalb der ENTSO-E, wobei die Regionalgruppe Kontinentaleuropa das größte Netzgebiet beschreibt und häufig als das europäische Verbundnetz bezeichnet wird [6]. Die vorzuhaltende Primärregelleistung entspricht dabei der Leistung, die benötigt wird um einen Ausfall der beiden größten Kraftwerksblöcke innerhalb der Regionalgruppe ausgleichen zu können (3000 MW). Die vorzuhaltende Primärregelleistung wird in Höhe des Letztverbraucherabsatzes auf die einzelnen Regelzonen der ÜNB aufgeschlüsselt. Das heißt, dass die Jahresbruttostromerzeugung einer Regelzone in Relation zur Gesamtstromerzeugung des Netzverbundes gesetzt wird. Im Jahr 2011

mussten von den deutschen ÜNB 612 MW Primärregelleistung vorgehalten werden [7]. Die Beschaffung der Primärregelleistung wird von den ÜNB über die gemeinsam verwaltete Internetplattform *www.regelleistung.net* organisiert. Die benötigte Primärregelleistung für den gesamten deutschen Regelbock wird von den ÜNB wöchentlich für die folgende Woche ausgeschrieben. Die Anbieter von Primärregelleistung können Angebote abgeben, in welchen die Höhe der angebotenen Primärregelleistung und der geforderte Leistungspreis angegeben werden. Dabei muss der Anbieter die angebotene Regelleistung über die gesamte Woche vorhalten. Alle eingegangenen Angebote werden anschließend aufsteigend geordnet und es erfolgt eine Zuschlagserteilung in dieser aufsteigenden Reihenfolge bis die benötigte Primärregelleistung erreicht wird. Der Abruf der Primärregelleistung geschieht dezentral und automatisch durch eine frequenzabhängige Regelung innerhalb der technischen Aggregate zur Bereitstellung von Primärregelleistung.

Um an den Ausschreibungen für die Primärregelleistung teilnehmen zu dürfen, müssen die Anbieter zunächst einen Rahmenvertrag mit dem entsprechenden ÜNB abschließen. Voraussetzung für diesen Rahmenvertrag ist ein erfolgreiches Präqualifikationsverfahren, in dem geprüft wird, ob der Anbieter alle Anforderungen an die Bereitstellung von Primärregelleistung erfüllt. Wichtige Voraussetzungen für die Bereitstellung von Primärregelleistung sind eine Aktivierungszeit von höchstens 30 Sekunden, eine gesicherte Leistungsabgabe/-aufnahme für mindestens 15 Minuten und eine Mindestleistung von +/- 1 MW. Primärregelleistung wird in einem symmetrischen Band angeboten. Das heißt, dass jeweils positive und negative Regelleistung angeboten werden. Die Bedingungen für die Präqualifikation für Anbieter von Primärregelleistung werden im Transmission Code 2007 im Anhang D1 dargestellt [8].

Bei der Primärregelleistung erfolgt nur eine Vergütung der vorgehaltenen Leistung entsprechend des angebotenen Leistungspreises des jeweiligen Anbieters. Eine Vergütung der geleisteten Arbeit bei Abruf der Primärregelleistung findet nicht statt, da davon ausgegangen wird, dass sich die Abrufe von positiver und negativer Regelleistung im Mittel ausgleichen [9].

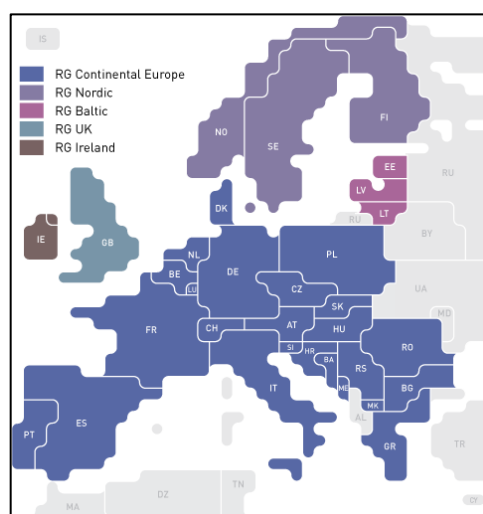


Abbildung 2: Regionalgruppen der ETSO-E. Quelle [6].

2.1.2 Sekundärregelung

Als zweite Regelleistungsart läuft die Sekundärregelleistung (SRL) innerhalb von 30 Sekunden nach einer Störung an, sofern diese noch anhält. Auf diese Weise wird die Primärregelleistung abgelöst, damit diese nach spätestens 15 Minuten wieder im vollen Umfang zur Verfügung stehen kann. Während die Primärregelleistung zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten im Verbundnetz der ENTSO-E Regionalgruppe Kontinentaleuropa dient, wird die Sekundärregelleistung genutzt, um innerhalb der einzelnen Regelzonen das Leistungs-gleichgewicht aufrecht zu erhalten.

Der Abruf der Sekundärregelleistung wird über einen Leistungs-Frequenzregler gesteuert, welcher in der Leitwarte des ÜNB zu finden ist. Durch eine datentechnische Verbindung zwischen Leitwarte und den technischen Einheiten zur Sekundärregelleistungserbringung wird die entsprechende Sekundärregelleistung, abhängig von der Höhe des Leistungs-ungleichgewichts, automatisch angefordert. [10]

Ebenso wie bei der Primärregelleistung müssen Anbieter in einer Präqualifikation nachweisen, dass ihre Anlagen den Anforderungen der ÜNB genügen, bevor sie einen Rahmenvertrag mit dem entsprechenden ÜNB abschließen können. Wichtige Voraussetzungen sind eine Aktivierungszeit von maximal 5 Minuten, eine gesicherte Leistungsabgabe /-aufnahme für mindestens 4 Stunden und eine Mindestleistung von 5 MW [11]. Die Mindestleistung von 5 MW kann jedoch auch durch das Poolen von mehreren Anlagen erreicht werden. Diese gepoolten Anlagen müssen sich jedoch innerhalb einer Regelzone befinden. Zudem werden bei der Sekundärregelleistung positive und negative Regelleistung separat angeboten.

Die Beschaffung der Sekundärregelleistung wird von den deutschen ÜNB ebenfalls über die gemeinsame Internetplattform organisiert. Die benötigte Sekundärregelleistung für die vier deutschen Regelzonen wird von den ÜNB wöchentlich für die folgende Woche ausgeschrieben. Die ÜNB sind dafür verantwortlich, ein Leistungsgleichgewicht in ihrer Regelzone aufrechtzuerhalten. Um jedoch einen wirtschaftlichen Einsatz von Regelenergie zu gewährleisten, haben sich die vier ÜNB zu einem Netzregelverbund (NRV) zusammengeschlossen. Durch diesen NRV verhalten sich die vier deutschen Regelzonen wie eine einzige fiktive Regelzone. Mithilfe des NRV soll die gegenläufige Aktivierung von Regelenergie vermieden werden (Sekundärregelleistung und Minutenreserve). Das heißt, bei einem Leistungsmangel in einer Regelzone und einem Leistungsüberschuss in einer anderen Regelzone, muss nicht zwangsläufig in beiden Regelzonen Regelleistung mit unterschiedlichen Vorzeichen eingesetzt werden. Stattdessen wird kontrolliert und gezielt Energie zwischen den Regelzonen ausgetauscht. Zudem wird durch den NRV eine gemeinsame Dimensionierung und Beschaffung der Regelleistung festgelegt. Anbieter von Sekundärregelleistung bieten ihre Leistung demnach auf dem kompletten deutschen Sekundärregelleistungsmarkt an.

Nachdem die ÜNB die erforderliche Sekundärregelleistung ausgeschrieben haben, können die Anbieter ihre Angebote für die gesamte kommende Woche abgeben. Dabei geben sie die Höhe und die Qualität (positiv oder negativ) ihrer angebotenen Leistung an. Zudem geben sie, anders als bei der PRL, Arbeitspreise an. Die SRL wird für zwei Zeitscheiben innerhalb des Ausschreibungszeitraums ausgeschrieben. Die Hauptzeit erstreckt sich von Montag bis Freitag von 8:00 bis 20:00 Uhr. Die Nebenzeit deckt den restlichen Zeitraum sowie alle

bundeseinheitlichen Feiertage ab. Für beide Zeitscheiben innerhalb des Ausschreibungszeitraums geben die Anbieter ihre Angebote für Leistungspreis und Arbeitspreis ab. [11]

Für die Zuschlagerteilung werden die Angebote zunächst aufsteigend nach dem angebotenen Leistungspreisen sortiert. Beginnend mit dem günstigsten Anbieter erhalten die Anbieter der Reihe nach einen Zuschlag, bis die benötigte Sekundärregelleistung erreicht wird. Die Vorhaltung der Leistung wird entsprechend der in den jeweiligen Angeboten gesetzten Leistungspreise vergütet. Der Abruf der SRL erfolgt in Reihenfolge der abgegebenen Arbeitspreise für jede Zeitscheibe. Durch diese Sortierung der Abrufreihenfolge entsteht die sogenannte Merit-Order-Liste (MOL). Ein wichtiger Aspekt ist, dass die Arbeitspreise positiv und negativ sein können. Bei Inanspruchnahme positiver SRL zahlt der ÜNB einen positiven Arbeitspreis an den Anbieter. Die Anbieter geben für positive SRL üblicherweise keine Angebote für negative Arbeitspreise ab, da sie in diesem Fall für die Abnahme der Energie durch den ÜNB diesem noch eine zusätzliche Vergütung zahlen müssten. Die MOL für positive SRL entsteht demnach durch eine aufsteigende Sortierung der Arbeitspreise. Der Anbieter mit dem niedrigsten Arbeitspreis hat folglich die höchste Wahrscheinlichkeit, dass seine vorgehaltene Leistung abgerufen wird und er dadurch, neben der Vergütung für die Leistungsvorhaltung, zusätzlich die gelieferte Arbeit vergütet bekommt. Bei Inanspruchnahme negativer SRL zahlt im Standardfall der Anbieter dem ÜNB einen positiven Arbeitspreis für die abgenommene Energie. Bei der negativen SRL kommt es jedoch vor, dass Anbieter negative Arbeitspreise anbieten. In diesem Fall nimmt der Anbieter dem ÜNB Energie ab und bekommt diese Energie zusätzlich vom ÜNB vergütet. Die MOL für negative SRL entsteht demnach durch eine absteigende Sortierung der Arbeitspreise. Der Anbieter der den höchsten Arbeitspreis bietet, hat also die höchste Wahrscheinlichkeit, dass seine vorgehaltene negative SRL in Anspruch genommen wird und er dadurch Energie vom ÜNB abnehmen kann. Die Wahrscheinlichkeit für die Inanspruchnahme von negativer SRL mit negativem Arbeitspreis ist demzufolge deutlich geringer und aus diesem Grund für viele Anbieter weniger interessant. [11] [12] [10]

2.1.3 Minutenreserve

Um die Sekundärregelleistung nach einer Störung wieder freizustellen wird innerhalb von 15 Minuten nach der Störung die Minutenreserveleistung (MRL) aktiviert. Zudem dient die Minutenreserveleistung dazu große Leistungsungleichgewichte auszugleichen, welche nicht allein durch die Sekundärregelleistung bewältigt werden können. Bis zum 02.07.2012 wurde die MRL telefonisch abgerufen. Seit dem 03.07.2012 erfolgt der Abruf automatisch durch eine informationstechnische Anbindung der Anlagen zur Erbringung von MRL an die Leitwarte des ÜNB [13]. Nach Abruf durch den ÜNB muss der Anbieter die angeforderte Minutenreserveleistung innerhalb von 15 Minuten erbringen können. Die Erbringung der Minutenreserveleistung erfolgt im Gegensatz zu PRL und SRL nach einem Fahrplan, welcher in 15-Minuten-Blöcke unterteilt ist. Bei Abruf muss der Anbieter die angeforderte Leistung mindestens über einen gesamten Block zur Verfügung stellen. Im Anschluss an den Abruf eines Blockes muss der Anbieter die Leistung innerhalb von 15 Minuten wieder zurückfahren. Die Mindestangebotsgröße entspricht bei der MRL seit dem 03.07.2012 einer Leistung von 5 MW (vormals 10 MW). Wie bei der SRL können auch hier Anlagen gepoolt werden. Dabei ist sogar das Poolen von Anlagen aus verschiedenen Regelzonen möglich. Wie bereits bei den anderen

Regelenergiearten wird zwischen dem Anbieter der MRL und dem ÜNB ein Rahmenvertrag geschlossen, dessen Voraussetzung eine erfolgreiche Präqualifikation ist (siehe [14]). [13] [14]
 Die Beschaffung der Minutenreserveleistung erfolgt analog zur Beschaffung der SRL. Jedoch findet hier eine tägliche Ausschreibung für den folgenden Tag statt. Dabei wird der Ausschreibungszeitraum in sechs vierstündige Zeitscheiben unterteilt. Zunächst werden die Zuschläge entsprechend den abgegebenen Leistungspreisen erteilt. Anschließend werden für die verschiedenen Zeitscheiben des Ausschreibungszeitraums Merit-Order-Listen entsprechend den abgegebenen Arbeitspreisen erstellt.

Im Gegensatz zu den vorangegangenen Regelarten PRL und SRL wird die MRL eher selten abgerufen [13].

Nach Ablauf von einer Stunde nach Auftreten einer Störung wird veranlasst, dass der Bilanzkreisverantwortliche (siehe nächsten Abschnitt) bei dem die Störung aufgetreten ist seine Stundenreserve aktiviert, um die Regelleistungsreserven des ÜNB wieder freizuhalten.

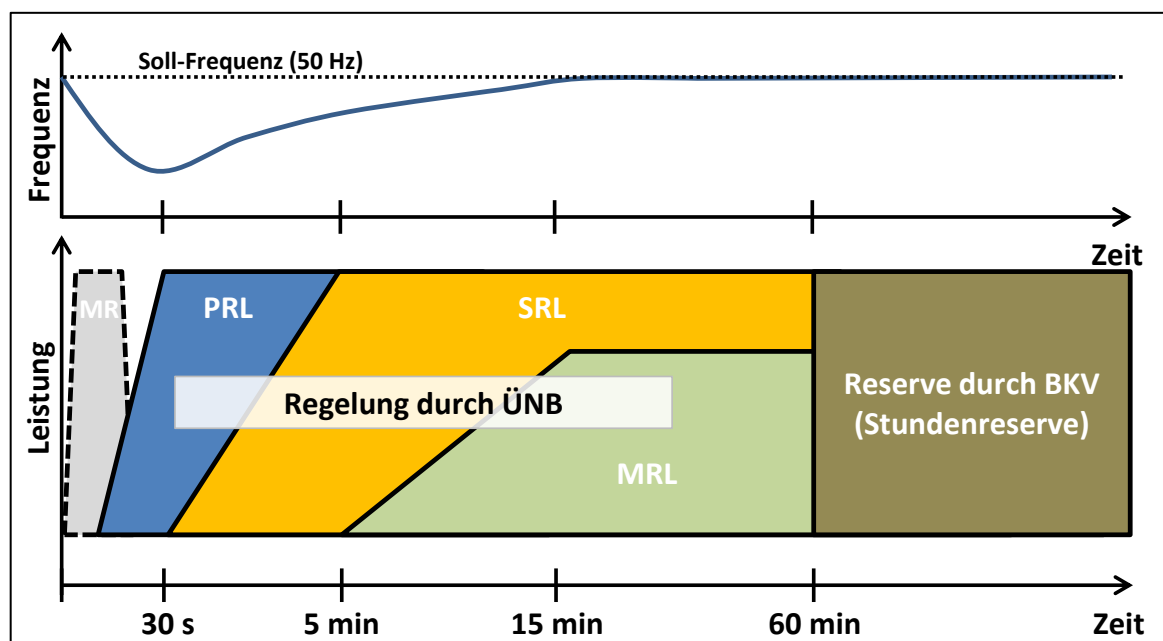


Abbildung 3: Darstellung und Zusammenspiel der verschiedenen Regelenergiearten. MR: Momentanreserve; PRL: Primärregelleistung; SRL: Sekundärregelleistung; MRL: Minutenreserveleistung; ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber; BKV: Bilanzkreisverantwortlicher. Eigene Darstellung nach [15].

Tabelle 1: Übersicht der verschiedenen Regelenergiearten und deren Eigenschaften. Quellen: [4] [7] [8] [10] [11] [12] [13] [14]

	Primärregelung	Sekundärregelung	Minutenreserve
Leistungsblock minimal	1 MW	5 MW (Pooling möglich)	5 MW (Pooling möglich)
Aktivierungszeit bis P_{max}	30 s	5 min	15 min
Zuzusichernde Abgabezeit	15 min	4 h	4 h
Ausschreibungszeitraum	1 Woche	1 Woche	1 Tag
Häufigkeit der Ausschreibung	wöchentlich	wöchentlich	täglich
Vergütung	Leistung	Leistung + Arbeit	Leistung + Arbeit

2.1.4 Der Strommarkt

In den vorangehenden Abschnitten wurde beschrieben, wie einer unplanmäßigen Abweichung vom Leistungsgleichgewicht entgegengewirkt wird, um das elektrische Versorgungsnetz stabil zu halten. Dabei wurde deutlich, dass eine Planung zur Abstimmung von Erzeugungsleistung und Verbraucherleistung unverzichtbar ist.

Die vier deutschen Regelzonen (RZ) bestehen jeweils aus mehreren Bilanzkreisen (BK). Diese Bilanzkreise fassen wiederum eine beliebige Anzahl von Energieverbrauchern und -erzeugern zusammen. Dabei ist jeder Erzeuger und jeder Verbraucher in einer Regelzone einem Bilanzkreis zugeordnet. Innerhalb einer Regelzone können diese Verbraucher und Erzeuger beliebig gestreut sein. Die Bilanzkreise werden üblicherweise von Stromhändlern, Energieversorgungsunternehmen, aber auch von großen Industrieunternehmen, welche ihre Energiebeschaffung eigenständig organisieren, eingerichtet. Für jeden Bilanzkreis wird ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) ernannt. Dieser hat nach §4 StromNZV [16] die Aufgabe für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisung und Entnahme in seinem Bilanzkreis innerhalb jeder Viertelstunde zu sorgen. Eine Ausnahme bildet die Teilnahme an den Regelenergiemärkten. Zusätzlich übernimmt er die wirtschaftliche Verantwortung als Schnittstelle zwischen Netznutzer und ÜNB für Abweichungen in seinem Bilanzkreis. Der BKV erstellt jeweils für den folgenden Tag einen ausgeglichenen Fahrplan, welchen er beim ÜNB anmeldet. Darin werden der Austausch mit anderen BK und die Einspeisung und Entnahme innerhalb des BK zu jeder Zeiteinheit festgelegt. Der BKV kann den Fahrplan noch während des Liefertages anpassen, um auf kurzfristige Änderungen zu reagieren. Kommt es zu einer Abweichung zwischen Einspeisung und Entnahme innerhalb eines Bilanzkreises, wird diese als Bilanzkreisabweichung bezeichnet. Die Summe der Bilanzkreisabweichungen aller BK einer Regelzone bildet deren Leistungs-bilanzabweichung. Diese Abweichung muss, wie bereits dargestellt, physikalisch durch Regelenergie ausgeglichen werden. Aus abrechnungstechnischer Sicht wird diese Energie zum Ausgleich der Fahrplanabweichungen als Ausgleichsenergie bezeichnet und den Bilanzkreisverantwortlichen mit unausgeglichener Bilanz vom ÜNB in Rechnung gestellt. Dabei wird jedoch lediglich die durch die SRL und MRL verrichtete Regelarbeit mit den BKV verrechnet. Die Vorhaltung der Regelleistung gilt hingegen als Systemdienstleistung und wird über die Netznutzungsentgelte abgerechnet. Das Zusammenspiel zwischen den Bilanzkreisen, Übertragungsnetzbetreibern und Anbietern von Regelleistung ist in Abbildung 4 dargestellt. Die Kostenzuordnung für die Bereitstellung von Regelleistung und Ausgleichsenergie ist in Abbildung 5 dargestellt.

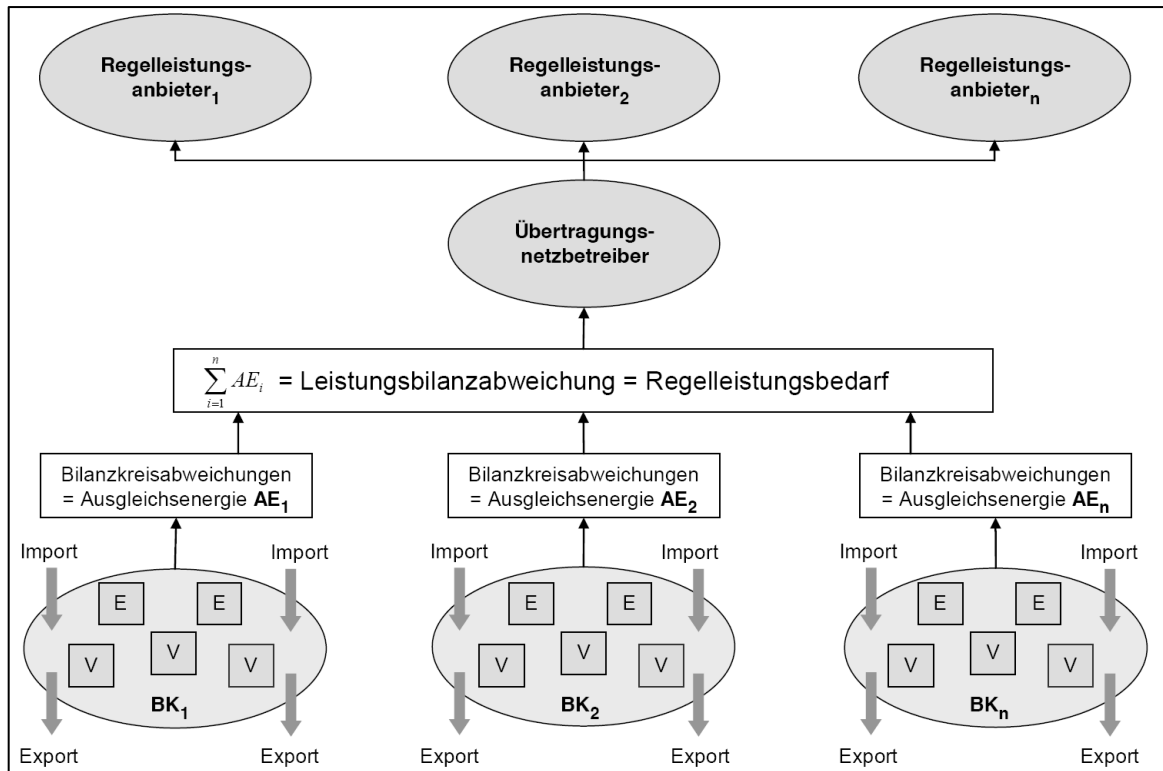


Abbildung 4: Zusammenspiel der Bilanzkreise, Übertragungsnetzbetreiber und Regelleistungsanbieter. AE: Ausgleichsenergie; BK: Bilanzkreis; E: Erzeuger; V: Verbraucher. Quelle [17].

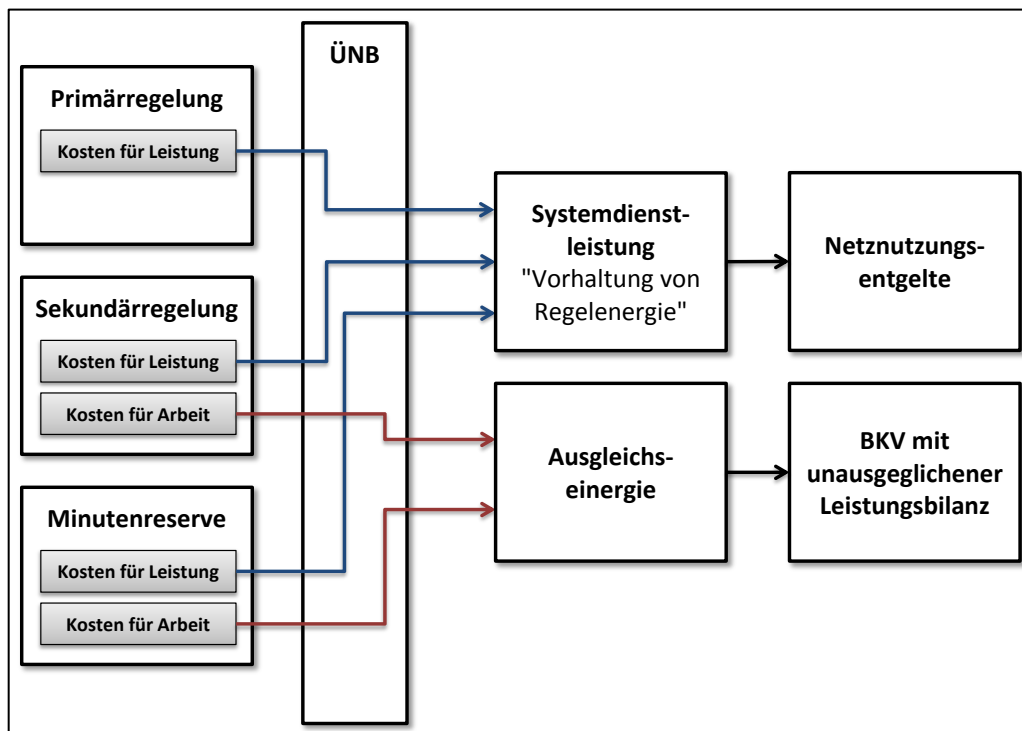


Abbildung 5: Aufteilung der Kosten für die Vorhaltung und Nutzung von Regelenergie. ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber. Modifizierte Darstellung nach [17].

Die Beschaffung von Strom findet in Deutschland in einem liberalisierten Markt statt. Dies bedeutet, dass der Markt freien Handel und Wettbewerb ermöglicht. Elektrische Energie ist im liberalisierten Markt eine Handelsware, welche über die Strombörse oder in bilateralen Geschäften (OTC – *over the counter*) von den Marktakteuren gehandelt werden kann. Die in Deutschland etablierte Strombörse ist die European Energy Exchange (EEX) mit Sitz in Leipzig. Ob ein Marktteilnehmer am Börsenhandel teilnimmt oder direkte Verträge mit anderen Marktteilnehmern abschließt kann dieser frei entscheiden. Beim Stromhandel wird generell zwischen zwei Märkten unterschieden: dem Spotmarkt und dem Terminmarkt.

Beim Spotmarkt liegen der Vertragsabschluss und die Vertragserfüllung zeitlich sehr nah beieinander. Beim Terminmarkt liegen Vertragsabschluss und Vertragserfüllung demgegenüber weit auseinander. Im Folgenden wird nur auf den Spotmarkt und den Terminmarkt der EEX eingegangen. Die OTC-Geschäfte haben zwar vom Handelsvolumen her eine große Bedeutung, allerdings richten sich bei diesen Geschäften die verhandelten Preise im Allgemeinen nach den EEX-Preisen [18].

2.1.4.1 Der Spotmarkt

Seit 2009 wird der Spotmarkt für Strom der EEX über den EPEX¹-Spotmarkt abgewickelt. Üblicherweise wird jedoch trotzdem vom EEX-Strompreis gesprochen. Der Spotmarkt wird von den Marktteilnehmern zur kurzfristigen Beschaffung oder Vermarktung von Strommengen genutzt. Dabei bietet der EPEX-Spotmarkt zwei Handelsmöglichkeiten: die Day-Ahead-Auktionen und den Intraday-Handel. Die Day-Ahead-Auktionen finden an jedem Tag der Woche um 12:00 Uhr statt. Hier kann Strom für jede Stunde des folgenden Tages gehandelt werden. Dabei können Kauf- oder Verkaufsangebote für jede Einzelstunde oder auch für Stundenblöcke abgegeben werden. Das Mindesthandelsvolumen liegt bei 0,1 MW für Einzelstunden oder Blöcke. Die EPEX bietet dabei diverse Standardblöcke an (siehe Abbildung 7). Zusätzlich ist es jedoch möglich benutzerdefinierte Blöcke zu handeln. Zur Preisfestlegung werden für jede Stunde die Kaufs- und Verkaufsangebote zu geordneten Nachfrage- und Angebotskurven (Preis in €/MWh als Funktion des angebotenen Handelsvolumens in MW) sortiert. Der Schnittpunkt dieser beiden Kurven legt den Market Clearing Price (MCP) fest. Alle Kauf- und Verkaufsangebote unterhalb oder gleich dem MCP werden zu diesem Preis ausgeführt (siehe Abbildung 6). Der MCP stellt somit den Strompreis für die jeweilige Stunde dar. [19]

Der Intraday-Handel des EPEX-Spotmarktes bietet eine noch kurzfristigere Möglichkeit zur Anpassung von Stromlieferung und -abnahme durch die Marktteilnehmer. Es ist möglich, Strom für Einzelstunden oder Einzelviertelstunden des aktuellen Tages zu handeln. Dabei können auch hier Blockangebote abgegeben werden. Die EPEX bietet zwei Standardblöcke an. Daneben können jedoch auch benutzerdefinierte Blöcke gehandelt werden. Der Handel ist bis zu 45 Minuten vor Lieferbeginn möglich. Beim Intraday-Handel findet die Preisbildung durch einen kontinuierlichen Handel statt. Es werden jederzeit die abgegeben Kaufangebote mit den Verkaufsangeboten verglichen, wobei ausführbare Gebote sofort zusammengeführt werden. [19] [20]

¹ EPEX – European Power Exchange

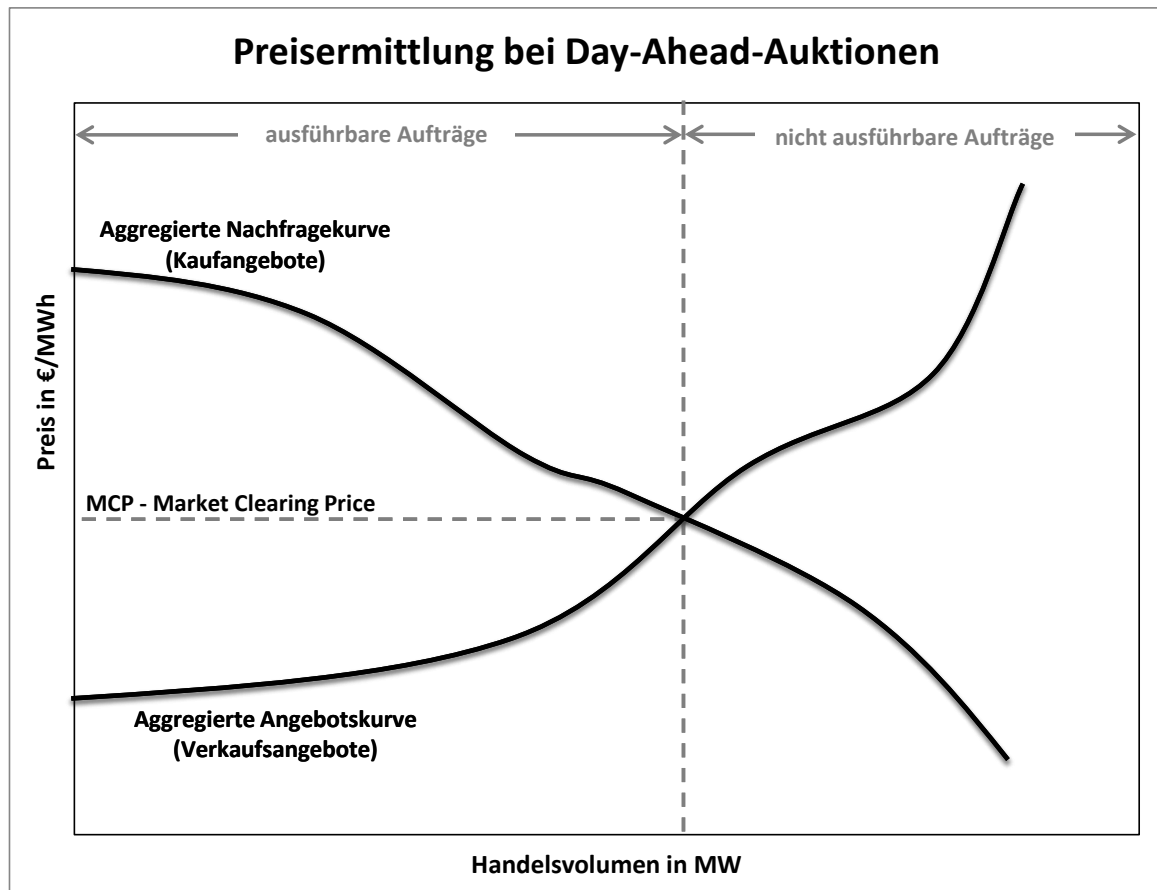


Abbildung 6: Preisermittlung bei Day-Ahead-Auktionen der EEX. Eigene Darstellung.

Die Strompreise des Spotmarktes werden auf der Internetseite der EEX (www.eex.com) und der EPEX (www.epexspot.com) veröffentlicht. Es wird für den deutschen Day-Ahead-Markt zum einen die Strompreis für jede Stunde des Tages publiziert, zum anderen wird der Strompreisindex „Phelix“ (Physical Electricity Index) in zwei Kategorien veröffentlicht. Der Phelix-Base ist der Durchschnittspreis für alle 24 Stunden eines Tages. Daneben beschreibt der Phelix-Peak den Durchschnittspreis der Stunden 9-20 des Tages. Für den deutschen Intraday-Markt werden ebenfalls die erzielten und momentanen Strompreise für jede Stunde des Tages veröffentlicht. Zudem gibt es auch hier einen Strompreisindex, den „Intraday Index“. Dieser ist analog zum Phelix in einen Intraday Index Base und einen Intraday Index Peak aufgeteilt.

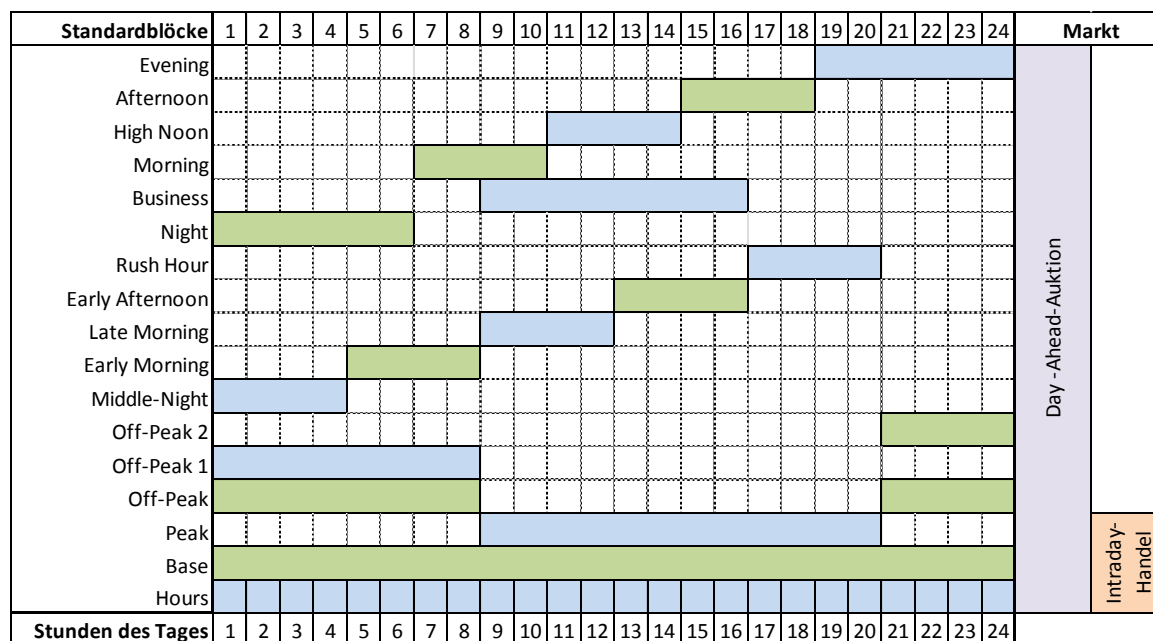


Abbildung 7: Standardprodukte des EPEX-Spotmarktes für Day-Ahead-Auktionen und Intraday-Handel. Eigene Darstellung nach Daten aus [21] [20] .

2.1.4.2 Der Terminmarkt

Neben dem Spotmarkt zum kurzfristigen Handel, existiert noch der Terminmarkt der EEX. Hier werden Produkte gehandelt, deren Lieferzeitpunkt in der Zukunft liegen. Die Termingeschäfte dienen dazu, dass sich Marktteilnehmer langfristig gegen die Preisschwankungen am Spotmarkt absichern können. Die handelbaren Produkte haben dabei Laufzeiten von einer Woche, einem Monat, einem Quartal oder einem Jahr. Bei den Laufzeiten Monat, Quartal und Jahr wird mit Base-, Peak- und Off-Peak-Produkten gehandelt (siehe Abbildung 7). Bei der Wochenlaufzeit, wird lediglich mit einem Base- und einem Peak-Produkt gehandelt. Dabei sind die Zeithorizonte in denen gehandelt werden kann unterschiedlich und werden in Tabelle 2 dargestellt. [19]

Da der Terminmarkt im Zusammenhang mit dieser Arbeit keine Rolle spielt, wird nicht tiefer auf die Funktionsweise des Terminmarktes eingegangen.

Tabelle 2: Übersicht der Laufzeiten und Handelszeiträume ausgewählter EEX-Terminmarkt Produkte. Quelle [19].

	Phelix Week Future	Phelix Month Future	Phelix Quartal Future	Phelix Year Future
Lieferzeit	1 Woche	1 Monat	3 Monate	1 Jahr
Handelszeitraum	aktuelle Woche und 4 folgende Wochen	aktueller Monat und 9 folgende Monate	11 zukünftige Quartale	6 zukünftige Jahre

2.1.5 Bilanzkreise

Wie bereits erwähnt, hat der Bilanzkreisverantwortliche die Aufgabe für einen ausgeglichenen Bilanzkreis zu sorgen, um die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie zu vermeiden. Der BKV

erstellt einen Fahrplan durch Prognosen der Verbraucherlast innerhalb seines Bilanzkreises. Er gleicht die Bilanz durch entsprechende Erzeugungsanlagen im BK oder durch den Verkauf oder Zukauf von Energie aus. Die Prognoseerstellung und Strombeschaffung beginnt bereits mit einem Vorlauf von über einem Jahr. Auf Basis von Langfristprognosen werden langfristige Verträge abgeschlossen und langfristige Stromprodukte auf dem Terminmarkt beschafft. Dabei handelt es sich um Beschaffungen von Jahres- und Quartalsbändern, welche eine konstante Leistung über ein Jahr oder ein Quartal liefern. Mithilfe von genaueren Mittelfristprognosen, welche einige Monate im Voraus erstellt werden und Monatsprognosen werden Verträge und Produkte als Monatsbänder und Wochenbänder beschafft. Als Grundlage für den Day-Ahead-Handel dient eine Day-Ahead-Prognose, welche bereits genaue Kundendaten, Wetterprognosen und andere kurzfristige Informationen enthält. Aus diesem Portfolio an getätigten Geschäften resultiert der Fahrplan des BKV, welchen er beim ÜNB einreicht. Zudem hat er die Möglichkeit entstehende Abweichungen während des laufenden Liefertages durch kurzfristige Ein- oder Verkäufe im Intraday-Handel auszugleichen. Da die Lastgänge jedoch auf Prognosen beruhen, kommt es praktisch immer zu Bilanzkreisabweichungen. [22]

Die Einspeisungen von Anlagen innerhalb einer Regelzone, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet werden, werden in speziellen EEG-Bilanzkreisen zusammengefasst. Diese EEG-Bilanzkreise werden von den ÜNB geführt. Der ÜNB als BKV ist für den Ausgleich des Bilanzkreises verantwortlich. Seit dem Jahr 2010 sind die ÜNB verpflichtet den EEG-Strom am Spotmarkt der EEX zu verkaufen. Dafür müssen Fahrpläne für die Erzeugung der EEG-Anlagen erstellt werden. Die aus den Fahrplänen resultierenden Strommengen müssen über preisunabhängige Verkaufsangebote an der Day-Ahead-Auktion veräußert werden. Das heißt, der EEG-Strom wird zum sich einstellenden Marktpreis verkauft. Untertägige Fahrplanabweichungen müssen durch Geschäfte im Intraday-Handel ausgeglichen werden. Auch hier kommen preisunabhängige Angebote zur Anwendung. Auf diese Weise beeinflusst die eingespeiste EEG-Strommenge auch den Strompreis des EEX-Spotmarktes, da die preisunabhängigen Angebote die Angebotskurve in Richtung Nachfragekurve verschieben und somit den Market Clearing Price senken (siehe Abbildung 8). Auf diese Weise sind in den letzten Jahren teilweise negative Strompreise an der Strombörse entstanden, da die Angebotskurve soweit verschoben wurde, dass Kaufangebote mit negativen Preisen den MCP festgelegt haben. Negative Strompreise können ein Indiz für eine Erzeugung erneuerbarer Energien sein, welche die Stromnachfrage übersteigt. Die Differenz der an die Betreiber der EEG-Anlagen gezahlten Vergütungen und der durch die Vermarktung des EEG-Stroms erzielten Umsätze werden über die EEG-Umlage auf die Stromlieferanten und anschließend auf die Verbraucher umgewälzt. [23]

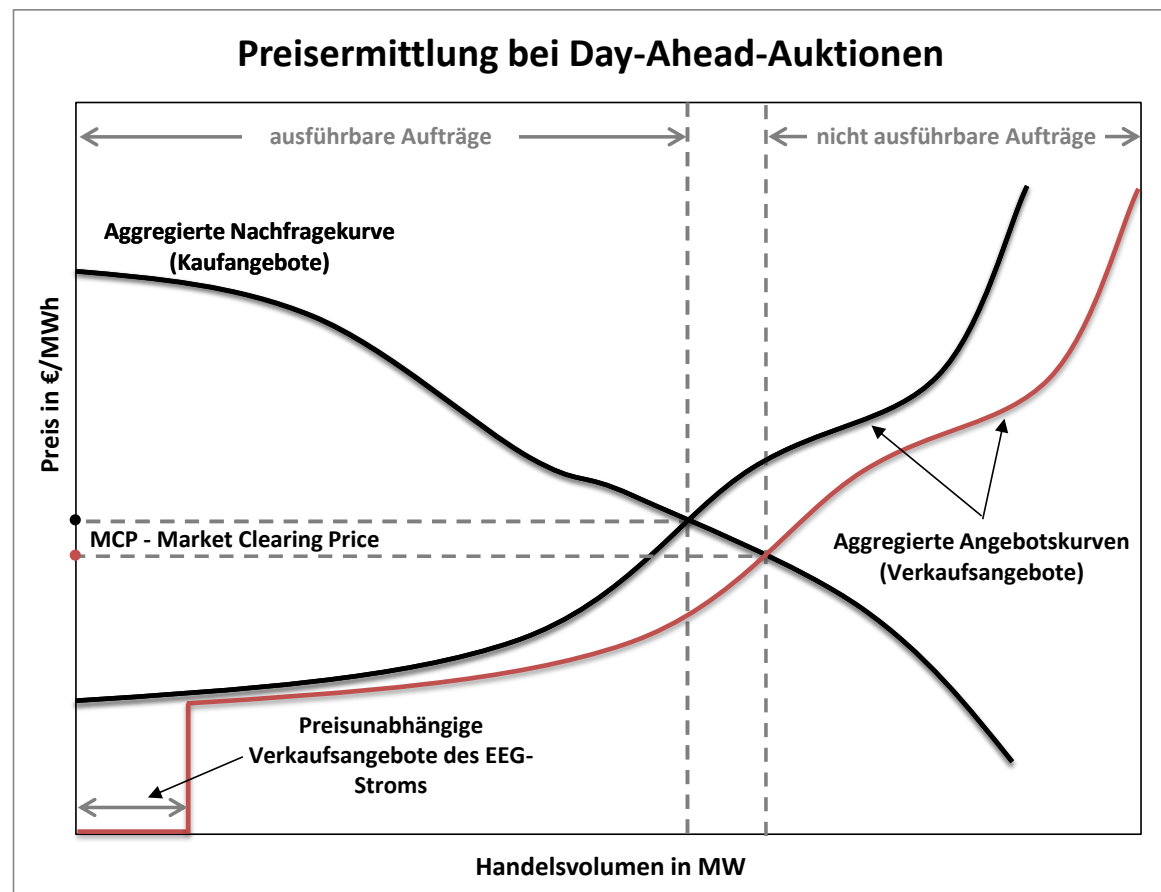


Abbildung 8: Auswirkung der EEG-Vermarktung der ÜNB auf den Marktpreis bei Day-Ahead-Auktionen der EEX. Eigene Darstellung.

2.1.6 Direktvermarktung von EEG-Anlagen

Neben dem Vergütungsmodell des EEGs, bei dem Betreibern von Anlagen der erneuerbaren Energien ein fester Vergütungssatz für die eingespeiste elektrische Energie gezahlt wird, bietet das EEG die Möglichkeit die produzierte Energie in Eigenregie zu vermarkten, wodurch die Festvergütung durch den Netzbetreiber entfällt. Dabei kann ein Anlagenbetreiber zwischen drei Modellen der Direktvermarktung wählen, welche an dieser Stelle auf Basis des seit 2012 geltenden Gesetzestextes [24] kurz vorgestellt werden.

Im Marktprämienmodell kann der Betreiber seine Energie an der Börse oder im OTC-Handel verkaufen. Neben dem erzielten Verkaufspreis erhält er zusätzlich eine Marktprämie. Diese Marktprämie wird monatlich berechnet und berücksichtigt den durchschnittlichen monatlichen Marktpreis an der Strombörse. Dabei ergibt die Summe aus Marktprämie und durchschnittlichem Börsenpreis den Vergütungssatz, den die jeweilige Anlage im festen Vergütungsmodell des EEG erhalten hätte. Auf diese Weise reduziert der Betreiber sein Risiko bei der direkten Vermarktung, da er mindestens einen Erlös in Höhe des ursprünglichen Vergütungssatzes erhält, solange er seine Energie zu durchschnittlichen Preisen verkauft. Ist es dem Betreiber zudem möglich überdurchschnittliche Preise zu erzielen, so kann er sogar Erlöse über dem ursprünglichen Vergütungssatz erreichen. Ziel dieses Modells ist es, die Betreiber aus

dem festen Vergütungsmodell zu lösen und an die herrschenden Marktbedingungen zu gewöhnen. Die Kosten der Marktprämie werden über die EEG-Umlage finanziert.

Das zweite Modell richtet sich an Betreiber, die ihren Strom an Großhändler oder industrielle Abnehmer veräußern und wird als sogenanntes Grünstromprivileg bezeichnet. In diesem Modell müssen die Abnehmer, welche Strom aus direkt vermarkteten Anlagen nach diesem Modell beziehen, für diesen Strom nur eine verringerte EEG-Umlage zahlen. Auf diese Weise kann der Abnehmer den Strom für einen geringeren Preis an die Endkunden weitergeben oder dem Betreiber einen höheren Preis zahlen.

Als drittes Modell kann der Betreiber seine Energie unabhängig von den oben genannten Modellen vermarkten. Dabei erhält er keine Vergünstigungen oder Prämien, ist jedoch auch nicht an die mit den Modellen verbundenen Einschränkungen gebunden, wie zum Beispiel dem Verbot Herkunftszertifikate weiterzugeben, welches im Marktprämienmodell komplett und beim Grünstromprivileg teilweise herrscht. Außerdem können hier bei einer dezentralen Einspeisung, im Gegensatz zu den oben genannten Modellen zur Direktvermarktung, Entgelte für vermiedene Netznutzung nach §18 der Stromnetzentgeltverordnung [25] beansprucht werden.

2.2 Flexible Verbraucher und Energiespeicher

In den vorangegangenen Abschnitten wurde dargestellt, wie der bisherige Versorgungsansatz in der Energiewirtschaft funktioniert. Bei diesem Ansatz folgen die Erzeugungseinheiten im Netz dem Lastgang der Verbraucher. Dieses Prinzip beruht auf der historischen Entwicklung des Versorgungsnetzes, welches durch eine Vielzahl thermischer Erzeugungsanlagen geprägt war. Das heutige Versorgungsnetz hat sich aber bereits stark weiterentwickelt und beinhaltet große Erzeugungskapazitäten auf Basis von fluktuierenden erneuerbaren Energien, deren Erzeugungsverhalten nicht direkt beeinflusst werden kann. Diese Entwicklung wird sich aufgrund politischer Zielvorgaben weiter fortsetzen und den Anteil fluktuierender Einspeiser weiter erhöhen. Durch eine hohe Anzahl volatiler Erzeuger wird die Flexibilität der Erzeugerseite vermindert und die Reaktionsfähigkeit auf Änderungen im Lastgang der Verbraucher herabgesetzt. Aus diesem Grund ist ein Wandel des Versorgungsansatzes nötig, hin zu einem Versorgungssystem in dem auch die Verbraucherseite auf die Erzeugerseite reagiert und sich dem schwankenden Angebot der erneuerbaren Energien anpasst. Grundlage dafür sind flexible Verbraucher, welche eine zeitliche Lastverlagerung zulassen, um auf ein mögliches Über- oder Unterangebot im Stromnetz reagieren zu können. Diese Laststeuerung der Verbraucherseite wird auch als Demand Side Management (DSM) bezeichnet. Welche Verbrauchertypen hohe Potentiale im Demand Side Management haben, wird vertieft in [26] beschrieben und an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt.

Zusammenfassend lassen sich zwei Verbrauchertypen des DSM unterscheiden. Zum einen gibt es flexible Verbraucher, welche eine zeitliche Lastverschiebung aufgrund von Trägheiten oder Freiheiten im Betrieb zulassen. Zu dieser Gruppe gehören beispielsweise Anlagen zur Wärme- oder Kälteversorgung von Gebäuden. Diese können, aufgrund der thermischen Trägheit der Systeme oder durch das Vorhandensein von Speichern, in vielen Fällen von ihrer geplanten Betriebszeit abweichen, ohne dass die Versorgungssicherheit der Gebäude beeinflusst wird. Ein

weiterer Vertreter dieser Gruppe sind beispielsweise Produktionsanlagen, die innerhalb der Produktionskette nicht direkt mit einem vorangehenden oder nachfolgenden Prozess verschaltet sind und auf diese Weise gewisse Freiheiten im Betriebsverhalten aufweisen. Zum anderen gibt es den Verbrauchertyp des Stromspeichers. Dieser zeichnet sich nicht durch eine zeitliche Verschiebung der Stromentnahme hin zu einem anderen Zeitpunkt aus, sondern dadurch, dass sie zu einem gewünschten Zeitpunkt Energie aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgeben. Da die in dieser Arbeit im Vordergrund stehende Technologie Power-to-Gas zu dieser Gruppe von Verbrauchern zählt, werden im nachfolgenden Abschnitt die heute verfügbaren Technologien zur elektrischen Energiespeicherung kurz vorgestellt und vergleichend gegenübergestellt.

2.2.1 Übersicht und Vergleich elektrischer Energiespeichertechnologien

Diese Übersicht der Speichertechnologien soll im Rahmen dieser Arbeit einen kurzen Überblick liefern, um die nachfolgenden Ausführungen über das Konzept Power-to-Gas besser bewerten und einordnen zu können.

Technologien zur Stromspeicherung lassen sich nach der Form, in der die Energie gespeichert wird, unterteilen. Dabei sind die folgenden Energieformen zu unterscheiden:

- elektrische Energie
- magnetische Energie
- mechanische Energie
- chemische Energie

Zunächst sollen die Stromspeicher beschrieben werden, die die Energie als elektrische Energie speichern. Zu dieser Gruppe gehören die Kondensatoren und Superkondensator (EDLC - electrochemical double layer capacitor). Diese speichern die elektrische Energie direkt in einem elektrischen Feld zwischen den Kondensatorplatten. Durch diese direkte Speicherung weisen die Kondensatoren und Superkondensatoren hohe Wirkungsgrade auf. Kondensatoren und EDLC gehören zu den schnellsten Stromspeichern, das heißt sie besitzen die niedrigsten Entladungsdauern. EDLC ergänzen die Eigenschaften des klassischen Kondensators (hohe Leistung, fast unbegrenzte Zyklenzahl) um eine deutlich gesteigerte Energiedichte, welche bei bis 20 kWh/m^3 liegt [27]. Das Anwendungsgebiet für Kondensatoren und Superkondensatoren ist die dynamische Kurzzeitspeicherung. Weitere technische Details zu Kondensatoren sind in Tabelle 3 ersichtlich. [27] [28] [29]

Zur Gruppe der Stromspeicher mit Speicherung in Form von magnetischer Energie gehören die supraleitenden magnetischen Energiespeicher (SMES). Die Speicherung findet bei diesem Speichertyp in Form eines Magnetfeldes statt, welches durch eine supraleitende Spule aufgebaut wird. Für die supraleitende Eigenschaft der Spule muss diese durchgehend mit flüssigem Helium gekühlt werden. Die SMES-Technologie zeichnet sich ebenfalls durch hohe Wirkungsgrade, schnelle Entladezeiten und hohe Zyklenzahl aus. Technische Details der SMES-Technologie sind in Tabelle 3 dargestellt. [29] [28]

Die beschriebenen Technologien der direkten Stromspeicherung Superkondensatoren ELDC und supraleitende magnetische Energiespeicher SMES werden aus technischen Gründen nach Einschätzung der Deutschen Energieagentur in naher Zukunft nicht für den großtechnischen Einsatz zur Verfügung stehen [27].

Batteriespeichersysteme gehören zur Gruppe der chemischen Energiespeicher. Im Bereich der Batteriespeichersysteme gibt es verschiedene Konzepte, wie z.B. Lithium-Ionen-, Natrium-Schwefel-, Blei-Säure- und Redox-Flow-Batterien. Die drei erstgenannten Konzepte stellen Batteriesysteme mit internem Speicher dar. Das bedeutet, dass Speicherung und Wandlung in der gleichen Komponente stattfinden und die Speicherkapazität somit direkt mit der Baugröße zusammenhängt. Die Redox-Flow-Batterie ist hingegen ein Vertreter der Batteriesysteme mit externem Speicher. Hier sind Wandlung und Speicherung voneinander getrennt, wodurch eine höhere Zahl an Ladezyklen erreicht werden kann und die Speicherleistung unabhängig von der Speicherkapazität ist. Gleichzeitig sinkt jedoch der Wirkungsgrad gegenüber den Batterien mit internem Speicher.

Batteriesysteme weisen schnelle Reaktionszeiten auf, aus welchem Grund sie besonders für Systemdienstleistungen, wie die Bereitstellung von Regelleistung, geeignet sind. Zudem besitzen Batterien gute Wirkungsgrade. Nachteile der Batteriesysteme sind die begrenzte Anzahl der möglichen Ladezyklen, also die Lebensdauer, und die hohen spezifischen Investitionskosten. Allgemeine Eigenschaften und Kenndaten von Batteriesystemen sind in Tabelle 3 dargestellt. [27]

Der wichtigste Vertreter der Speichertechnologien mit einer Umwandlung der elektrischen Energie in mechanische Energie ist das Pumpspeicherkraftwerk (PSKW). Pumpspeicherkraftwerke nutzen die potentielle Energie von Wasser, welches von einem Speicherbecken auf niedrigem Niveau in ein anderes Speicherbecken auf höherem Niveau gepumpt wird. Pumpspeicherkraftwerke werden seit Jahrzehnten großtechnisch und wirtschaftlich eingesetzt. Angesichts schneller Anfahrtszeiten und guter Wirkungsgrade werden Pumpspeicherkraftwerke häufig für die Bereitstellung von Regelleistung, aber auch zur Glättung von Tageslastschwankungen verwendet. Das weitere Ausbaupotential von PSKW ist jedoch aufgrund geografischer Gegebenheiten in Deutschland begrenzt. Weitere Eigenschaften und Daten zu Pumpspeicherkraftwerken sind der Tabelle 3 zu entnehmen. [29] [27] [28]

Ein weiterer Vertreter der Technologien mit der Speicherung mechanischer Energie ist das Druckluftspeicherkraftwerk (CAES - compressed air energy storage). Druckluftspeicherkraftwerke wandeln die elektrische Energie in innere Energie von Druckluft um. Hierzu wird Umgebungsluft mechanisch verdichtet und in unterirdischen Kavernen und Hohlräumen gespeichert. Bei der Rückumwandlung der Energie wird die Druckluft in einer Turbine entspannt. Bei diabaten Systemen wird die bei der Komprimierung anfallende Wärme durch Kühlung abgeführt. Bei der Entspannung muss wiederum Wärme zugeführt werden, um ein Vereisen der Turbine zu verhindern. Dies geschieht meist durch Gasfeuerung in der Turbine. Adiabate Systeme nutzen hingegen Wärmespeicher um die beim Komprimieren anfallende Wärme für den Entspannungsvorgang zu nutzen. Weltweit werden bislang nur zwei Druckluftspeicherkraftwerke (diabate Systeme) betrieben. Vorteil der Technologie sind hohe Energiedichten. Aufgrund geringer Anfahrtszeiten sind Druckspeicherkraftwerke für die Bereitstellung von Regelleistung (Minutenreserve) geeignet. [27] [29] [28]

Schwungräder gehören ebenfalls zu den Vertretern der mechanischen Energiespeicher. Bei diesem Speichertyp wird elektrische Energie genutzt, um eine Schwungmasse (Schwungrad) auf hohe Drehzahlen zu beschleunigen. Die Energie wird dabei in Form von kinetischer Energie der Schwungmasse gespeichert. Durch Abbremsen der Schwungmasse wird die Energie zurückgewandelt. Schwungräder werden insbesondere für die kurzzeitige Speicherung genutzt, da sie eine hohe Selbstentladung aufweisen. Sie sind jedoch in der Lage innerhalb kürzester Zeit große Mengen Energie auf- oder abzugeben. Sie werden aus diesem Grund für Anwendungen mit häufigen schnell aufeinanderfolgenden Lade- und Entladezyklen verwendet, wie zum Beispiel in Bahnsystemen. [28]

Tabelle 3: Eigenschaften und Kenndaten von Technologien zur Speicherung elektrischer Energie. SMES: supraleitende magnetische Energiespeicherung; PSKW: Pumpspeicherkraftwerk; CAES: Druckluftspeicherkraftwerk. Quellen: [29], [27].

	SMES	Kondensator	Batterie	PSKW	CAES	Schwungrad
Energieform	magnetisch	elektrisch	chemisch	mechanisch	mechanisch	mechanisch
Art der Speicherung	direkt	direkt	indirekt	indirekt	indirekt	indirekt
Leistung	< 10 MW	< 0,01 MW	< 70 MW	50 - 2.000 MW	100 - 300 MW	< 15 MW
Speicherkapazität	< 70 Wh	< 0,1 - 2 Wh	< 40 Wh	500 - 15.000 MWh	500 - 3.000 MWh	5 - 10 kWh
Entladedauer	1 - 20 s	10^{-6} - 1 s	> 1.000s	> 20.000s	> 50.000s	10 - 30 s
Energiedichte	< 1,4 Wh/kg	0,1 - 10 Wh/kg	30 - 350 Wh/kg	0,3 - 1,4 Wh/kg	20 - 50 Wh/kg	5 - 130 Wh/kg
Leistungsdichte	1.000 - 10.000 W/kg	> 1.000 W/kg	30 - 2.500 W/kg	0,1 - 0,2 W/kg	2 - 12 W/kg	200 - 1.800 W/kg
Nutzungsdauer/Zykluszahl	ca. 1 Mio. Zyklen	> 1 Mio. Zyklen	500 - 40.00 Zyklen	> 50 a	40 a	ca. 1 Mio. Zyklen
Wirkungsgrad	ca. 90%	ca. 95%	70 - 80 %	80%	55%	85 - 90 %
Selbstentladung	Kühlleistung	0,1 - 0,2 %/h	< 0,001 %/h	0,05 %/d	0 %/d	3 - 20 %/h
Investitionskosten	250 €/kW	320 €/kW	1.200 - 1.500 €/kW	600 - 1.250 €/kW	650 €/kW	650 €/kW

3 Konzeptvorstellung: Power-to-Gas

Die Grundidee des Konzeptes Power-to-Gas (P2G) ist, wie der Name bereits erschließen lässt, die Umwandlung elektrischer Energie in einen chemischen Energieträger in Form von Gas. Dabei existieren mehrere Varianten dieses Konzeptes, welche im Verlauf dieser Arbeit vorgestellt werden. Wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln erläutert wurde, nimmt die Bedeutung von Speichertechnologien und flexiblem Energieverbrauchern eine immer stärkere Rolle in der Energieversorgung ein. In diesem Bereich könnte die Power-to-Gas-Technologie eine sinnvolle und wichtige Ergänzung zu den in Kapitel 2.2.1 vorgestellten Speichertechnologien bieten.

Der wichtigste Baustein von Power-to-Gas, welcher allen Konzeptvarianten gemein ist, ist die Wasserelektrolyse. Hier findet die Umwandlung der elektrischen Energie zum chemischen Energieträger statt. Mithilfe elektrischer Energie wird Wasser in seine chemischen Grundbestandteile Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Den dabei nutzbaren chemischen Energieträger stellt der Wasserstoff dar. Eine stoffliche Nutzung des entstehenden Sauerstoffs ist jedoch ebenfalls sinnvoll. Wichtiger Grundgedanke bei allen P2G-Konzepten ist die Nutzung von Energieüberschüssen, vornehmlich aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen. Der Fokus der Anwendung von P2G liegt demnach darin, einen Beitrag zur Stabilisierung des Energieversorgungssystems zu leisten. Zu Zeiten von Energieüberschuss im Stromnetz in Folge erhöhter Einspeisung erneuerbarer Energien wandelt die Elektrolyse die elektrische Energie in Wasserstoff, welcher zu Zeiten von Stromdefiziten rückverstromt wird.

Nach der Umwandlung der Energie zu Wasserstoff sind verschiedene Varianten des nachfolgenden Prozessverlaufs möglich. Zunächst kann der Wasserstoff direkt vor Ort gespeichert werden, um bei Bedarf ebenfalls vor Ort rückverstromt zu werden. Dabei ist zum Beispiel eine Brennstoffzelle zur Umwandlung des Wasserstoffs in elektrische Energie denkbar. Es ist aber auch möglich den Wasserstoff mithilfe einer Gasturbine oder eines Blockheizkraftwerks (BHKW) in elektrische Energie zurück zu wandeln. Zurzeit sind zwar keine Gasturbinen zur Verbrennung von reinem Wasserstoff verfügbar, jedoch ist es möglich, herkömmliche mit Erdgas befeuerte Gasturbinen mit Wasserstoffbeimischungen von bis zu 50% zu betreiben [30]. Ebenso sind zurzeit keine reinen Wasserstoff-BHKWs (außer Brennstoffzellen-BHKWs) verfügbar. Aber auch hier bieten einige Hersteller die Möglichkeit einer Wasserstoffbeimischung von bis zu 30% bei erdgasbetriebenen BHKW mit Ottomotoren [31]. Auf diese Weise kann auch mit etablierten Techniken wie Gasturbinen und BHKWs eine Rückverstromung vor Ort realisiert werden.

Eine weitere Variante des P2G-Konzeptes sieht die Einspeisung des Wasserstoffs in das Erdgasnetz vor. Dadurch könnte eine bereits gut ausgebaute Infrastruktur mit einer hohen Speicherkapazität genutzt werden, um die Überschüsse im Stromnetz aufzunehmen. Nach erfolgreicher Einspeisung in das Erdgasnetz kann eine Rückverstromung in einer beliebigen an das Erdgasnetz angeschlossenen Erzeugungseinheit stattfinden. Eine genauere Ausführung über die Möglichkeiten der Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz befindet sich in Kapitel 3.1.

Da die Möglichkeit zur Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas sowohl bei den Energieerzeugungsanlagen wie Gasturbinen und BHKWs als auch bei der Einspeisung ins Gasnetz

begrenzt ist, gibt es Konzeptvarianten, bei denen der Wasserstoff zu Methan (Erdgas) umgewandelt wird. Bei der sogenannten Methanisierung wird der Wasserstoff mithilfe von Kohlenstoffdioxid zu Methan konvertiert. Die Methanisierung kann dabei in einem als Sabatier-Prozess bekannten katalytischen Prozess verwirklicht werden, oder aber als biologischer Stoffwechselprozess über die sogenannte Methanogenese von Archaeobakterien umgesetzt werden. Beide Verfahren werden genauer in Kapitel 4.2 beschrieben. Der Vorteil der Methanisierung liegt darin, dass bei der Nutzung in erdgasbetriebenen Energieerzeugungsanlagen sowie bei der Einspeisung ins Erdgasnetz keine zusätzlichen Einschränkungen bestehen. Neben der Umsetzung der Methanisierung unterscheiden sich die möglichen Konzepte noch durch die Art der Kohlendioxidquelle für die Methanisierung. Mögliche Quellen für das benötigte Kohlendioxid sind beispielsweise die Umgebungsluft, Biogasanlagen, Klärwerke, industrielle Prozesse oder auch fossile Kraftwerke. Diese Kopplungskonzepte werden in Kapitel 4.3 genauer vorgestellt.

Neben der Rückverstromung des Wasserstoffs ist es auch denkbar den Wasserstoff direkt in industriellen Prozessen zu nutzen. Auf diese Weise würde der üblicherweise in Reformprozessen aus fossilen Energieträgern generierte Wasserstoff durch regenerativ erzeugten Wasserstoff verdrängt. Diese Einsatzmöglichkeit wird im Zuge dieser Arbeit jedoch nicht weiter untersucht.

3.1 Einspeisemöglichkeiten und -voraussetzungen für Erdgas und Wasserstoff

Die Umwandlung von überschüssiger elektrischer Energie in Gas hat den Vorteil, dass bei einer Einspeisung in das Erdgasnetz die bestehende Erdgasinfrastruktur mit ihren Erzeugungsanlagen und Speicherkapazitäten genutzt werden kann. Welche Einschränkungen dabei zu beachten sind und welche Vorteile eine Einspeisung in das Erdgasnetz hat, wird in diesem Abschnitt vorgestellt.

Vergleicht man Stromnetz und Gasnetz in Deutschland miteinander, wird zum einen deutlich, dass sich die Strukturen beider Netze ähneln. Beide Netze entwickelten sich mit dem Hintergrund, dass an zentralen Punkten große Mengen Energie in die Netze eingespeist werden, welche zu den Verbrauchern transportiert werden muss. Zur Übertragung großer Energiemengen dienen dabei große Transportleitungen. Von den großen Transportleitungen wird die Energie an regionale Orts- und Verteilnetze übergeben, durch welche die Versorgung der Kunden stattfindet. Ein deutlicher Unterschied beider Netze zeigt sich beim Vergleich der verfügbaren Speicherfähigkeit. Wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln erwähnt, ist ein Merkmal des Stromnetzes, dass sich Energieerzeugung und -abnahme zu jedem Zeitpunkt ausgleichen müssen, da das eigentliche Leitungsnetz keine Speicherfähigkeit besitzt. Beim Erdgasnetz hingegen kann das Leitungsnetz durch Änderung des Transportdruckes in seiner Aufnahmekapazität variiert werden und stellt somit bereits eine eigene Speicherkapazität zur Verfügung. In beiden Netzen sind zusätzliche Speicher integriert, um Schwankungen von Einspeisung und Entnahme ausgleichen zu können. Die zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten des Strom- und des Erdgasnetzes sind in Tabelle 4 aufgeführt. Dabei wird deutlich, dass die Speicherkapazität des Erdgasnetzes die des Stromnetzes um ein Vielfaches

übersteigt. Bei der Speicherkapazität des Stromnetzes handelt es sich fast ausschließlich um Pumpspeicherkraftwerke. Die überwiegende Speicherkapazität des Erdgasnetzes wird durch Kavernen- und Porenspeicher gestellt [3]. Die in Tabelle 4 angegebene rechnerische Reichweite bezieht sich auf die durchschnittliche Leistung. Die durchschnittliche Leistung wiederum ergibt sich aus dem Jahresverbrauch des Energieträgers.

Tabelle 4: Energieverbrauch und Energiespeicherkapazitäten in Deutschland. Stand 2011.
Quellen: [1], [2], [3].

	Strom	Erdgas	
Verbrauch	609	895	TWh/a
durchschnittliche Leistung	70	102	GW
Speicherkapazität	0,04	230	TWh
rechnerische Speicherreichweite	0,6	2250	h

Eine Einspeisung des durch Überschüsse im Stromnetz produzierten Gases stellt eine Kopplung beider Netze dar. Der entscheidende Punkt dabei ist es die fehlende Speicherkapazität des Stromnetzes durch die bereits vorhandene Speicherkapazität auszugleichen. Dies scheint besonders sinnvoll vor dem Hintergrund, dass die verfügbaren Speicherkapazitäten für elektrische Energie, wie bereits in Kapitel 2.2.1 dargestellt, in naher Zukunft nicht deutlich gesteigert werden können. Zudem wird sich die Speicherkapazität des Erdgasnetzes bereits in naher Zukunft auf circa 400 TWh erhöhen [3].

Bei der Einspeisung des durch Power-to-Gas entstandenen Gases muss jedoch zwischen der Einspeisung von Wasserstoff und Methan unterschieden werden. Bei der Einspeisung von Methan aus der Methanisierung von Wasserstoff (SNG – Synthetic Natural Gas) in das Erdgasnetz handelt es sich um die Einspeisung eines Austauschgases. Als Austauschgas bezeichnet man ein Gas, dessen Gasqualität derer des Grundgases² in dem einzuspeisenden Netz entspricht. Dabei können sich die Zusammensetzung und die brenntechnischen Grunddaten zum Teil vom Grundgas unterscheiden. Das Brennverhalten, beschrieben durch den Wobbe-Index (siehe unten), entspricht jedoch weitestgehend dem des Grundgases. Bei der Einspeisung eines Austauschgases treten somit meist keine Probleme und Restriktionen auf. Das Austauschgas muss zur Einspeisung auf den erforderlichen Netzdruck verdichtet werden. [32]

Bei der Einspeisung von Wasserstoff handelt es sich um die Einspeisung eines Zusatzgases. Ein Zusatzgas weicht in seiner Zusammensetzung, den brenntechnischen Grunddaten und dem Brennverhalten deutlich vom Grundgas ab. Dadurch ist die Möglichkeit zur Einspeisung eines Zusatzgases begrenzt. Durch die Zumischung darf sich das Brennverhalten des Grundgases nur in einem festgelegten Bereich verändern. Die Zumischbarkeit ist demnach von der momentanen Netzsituation abhängig. Für die Einspeisung des Zusatzgases muss dieses auf den erforderlichen Netzdruck verdichtet werden und in einer Mischstation kontrolliert mit dem Grundgas vermischt werden, so dass die resultierende Gasbeschaffenheit nicht die festgelegten Grenzen überschreitet. [32]

² Grundgas: Grundgase sind die in einem Versorgungsgebiet üblicherweise verteilten Gase.

Wie bereits erwähnt ist die Einspeisung von synthetisch erzeugtem Methan nicht problematisch, da es als Austauschgas das gleiche Brennverhalten aufweist wie das Grundgas und dieses ersetzen kann. Bei der Zumischung von Wasserstoff müssen die Vorgaben der DVGW³-Arbeitsblätter G 260 „ Gasbeschaffenheit“ und G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“ berücksichtigt werden, da diese in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) verankert sind [33]. Die brenntechnischen Kenndaten, welche laut dem Arbeitsblatt G 260 bei der Einspeisung eingehalten werden müssen, sind in der Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Brenntechnische Kenndaten gemäß DVGW-Arbeitsblatt G260 für Gase der 2. Gasfamilie (methanreiche Gase). Die relative Dichte beschreibt das Verhältnis der Dichte des Gases zur Dichte von trockener Luft bei gleicher Temperatur und gleichem Druck. Der Index n deutet auf die Gültigkeit der Werte bei Normzustand. Quelle: [34].

Brenntechnische Kenndaten				
Kurzzeichen	Bezeichnung	Einheit	Gruppe L	Gruppe H
W_{s,n}	Wobbe-Index			
	Gesamtbereich	kWh/m ³	10,5 - 13,0	12,8 - 15,7
		MJ/m ³	37,8 - 46,8	46,1 - 56,5
	Nennwert	kWh/m ³	12,4	15
		MJ/m ³	44,6	54
	Schwankungsbereich im örtlichen Versorgungsgebiet	kWh/m ³	-1,4 ... +0,6	-1,4 ... +0,7
H_{s,n}	Brennwert	kWh/m ³	8,4 - 13,1	
		MJ/m ³	30,2 - 47,2	
d	relative Dichte	-	0,55 - 0,75	

Der Wobbe-Index ist eine Kennzahl um die Austauschbarkeit von Gasen hinsichtlich der Wärmebelastung der Gasgeräte zu beschreiben. Gase mit demselben Wobbe-Index bewirken eine annähernd gleiche Wärmebelastung an einem Brenner. Der Wobbe-Index W_s (W_i) wird als Quotient des Brennwertes H_s (des Heizwertes H_i) und der Quadratwurzel der relativen Dichte p des Gases ermittelt. Die relative Dichte beschreibt das Verhältnis der Dichte des Gases zur Dichte von trockener Luft bei gleicher Temperatur und gleichem Druck.

Neben der Einhaltung der brenntechnischen Kenndaten beschränkt das Arbeitsblatt G 262 zudem den Anteil von Wasserstoff im Brenngas auf maximal 5 Vol.-% [33]. Im Rahmen der Innovationsoffensive zur Energiespeicherung der DVGW werden seit 2010 Untersuchungen zur Wasserstofftoleranz des deutschen Erdgasnetzes durchgeführt. Zwischenergebnisse dieser Untersuchungen wurden unter anderem in [34] und [35] veröffentlicht und werden hier kurz vorgestellt. Darin wurde festgestellt, dass eine mögliche Schädigung der Rohrleitungen bei Wasserstoffbeimischungen von bis zu 50 Vol.-% als unkritisch zu bewerten ist. Ebenso ist die Permeation von Wasserstoff im Rohrnetz vernachlässigbar klein und die energetischen Verluste durch Leckagen bei einer Zumischung von Wasserstoff sogar verringert. Bei Gasendgeräten im Haushalt zeigen sich bei Wasserstoffbeimischungen von 20 Vol.-% keine Beeinträchtigungen.

³ DVGW: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Zudem müssen diese Geräte einen sicheren Betrieb mit Prüfgas mit einem Wasserstoffanteil von 23 Vol.-% nachweisen. Kritischer ist eine Erhöhung der Wasserstoffkonzentration im Brenngas für Gasturbinen. Die Hersteller dieser Turbinen haben keine Erfahrungswerte mit der Verbrennung von Erdgas mit Wasserstoffkonzentrationen über 4 Vol.-%. Demgegenüber stehen Entwicklungsvorhaben von neuen Gasturbinen mit hoher Wasserstofftoleranz (siehe [30]). Der kritische Punkt bei der Verwendung von Brenngasen mit hohem Wasserstoffanteil ist die Erhöhung der Flammtemperatur und damit zusammenhängende werkstofftechnische Probleme. Offene Punkte liegen zurzeit noch bei der Erdgasverwendung in industriellen Prozessen. Die Einflüsse einer Erhöhung der Wasserstoffkonzentration im Erdgas sind hier noch kaum untersucht. In diesem Bereich werden in naher Zukunft weitere Untersuchungsergebnisse erwartet. Momentan liegt die zulässige Wasserstoffkonzentration von Erdgas, welches als Kraftstoff in Fahrzeugen genutzt wird bei 2 Vol.-%. Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass Wasserstoffanteile von ca. 8 Vol.-% positive Auswirkungen auf die Verbrennung bei Otto-Motoren haben. Aus sicherheitstechnischer Sicht ist Erdgas mit einer Zumischung von bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff vergleichbar mit reinem Erdgas. [34] [35]

In [35] wurden zudem die Einflüsse von Wasserstoffbeimischungen für verschiedene in Deutschland verbreitete Erdgase auf den Brennwert, die relative Dichte und den Wobbe-Index dieser Gase untersucht. Dabei zeigt sich, dass der Einfluss durch die Zumischung auf den Brennwert und den Wobbe-Index nicht die Grenzen des zulässigen Bereiches aus Tabelle 5 erreicht. Lediglich im Bereich der relativen Dichte kommt es bei einigen Gasen und Zugaben von über 5% zur Unterschreitung der unteren Grenze von 0,55.

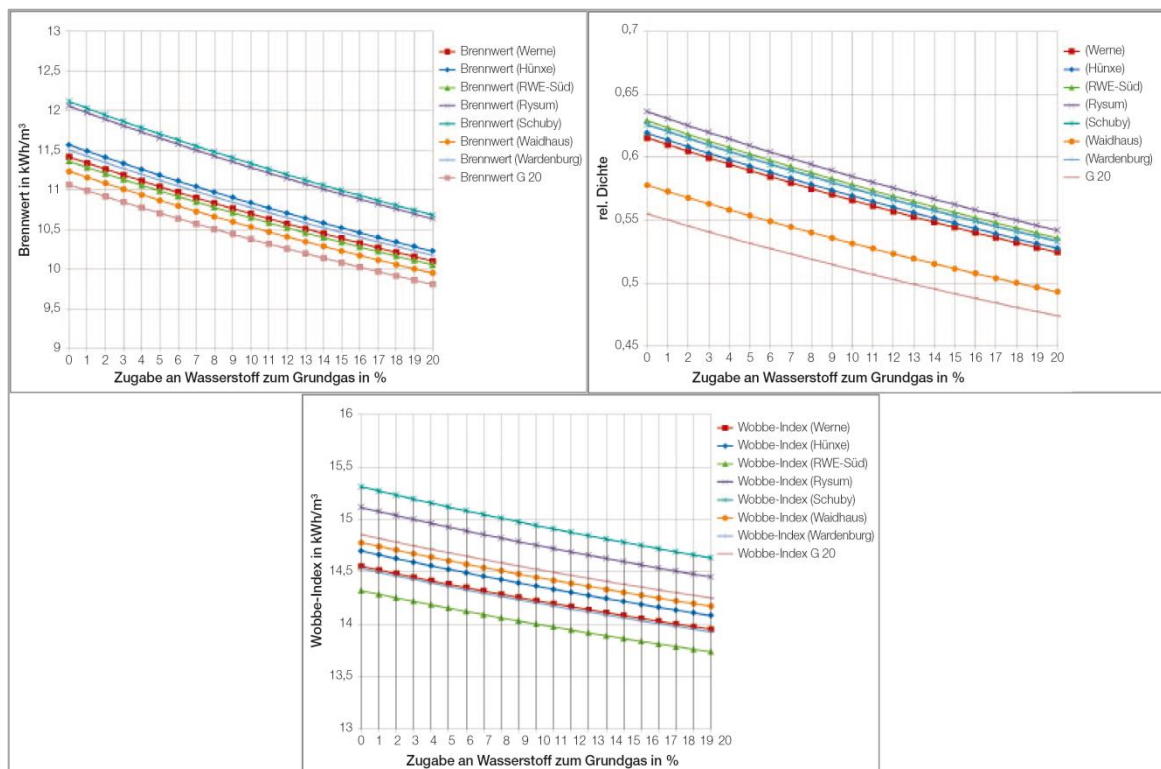


Abbildung 9: Brenntechnische Eigenschaften üblicher H-Gase als Funktion der Wasserstoffzugabe. Die Orte in Klammern beschreiben die Einspeisepunkte der Gase. Als Vergleich sind die Werte des Prüfgases G20 eingezeichnet. Quelle: [35].

Neben den Vorgaben zur Einhaltung der Gasqualität ist die Einspeisemöglichkeit von Methan als Austauschgas oder Wasserstoff als Zusatzgas durch die Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes begrenzt. Die Aufnahmefähigkeit des Erdgasnetzes in Bezug auf Austauschgase wurde bereits mit dem Hintergrund der Einspeisung von aufbereitetem Biogas untersucht. Die Ergebnisse dieser Untersuchung werden in [32] vorgestellt. Bei der Untersuchung wurde vorausgesetzt, dass die Aufnahmefähigkeit des Netzes durch die Grundlast der Gasabnahme im Netz begrenzt ist. Die Speicherfähigkeit der Netze wurde dabei nicht berücksichtigt. Auf dieser Basis wurde eine jährliche Aufnahmekapazität von Austauschgasen im Bereich von 212 TWh/a ermittelt (bezogen auf den Nennbrennwert). In [35] wurde diese Betrachtung fortgeführt und um eine saisonale und regionale Betrachtung sowie die Einspeisung von Wasserstoff als Zusatzgas ergänzt. Als Ergebnis wurde die tägliche Energiemenge, welche bei einer Zumischung von 5 Vol.-% Wasserstoff und einem angenommenen Wirkungsgrad der Elektrolyse von 0,65 aufgenommen werden kann, über ein Jahr betrachtet. In Abbildung 10 ist das Ergebnis dieser Betrachtung dargestellt, wobei ein Minimal- und ein Maximal-Szenario erstellt wurden. In diesem Zusammenhang wurde eine jährliche energetische Aufnahmekapazität von 16,6 TWh/a bzw. 23,1 TWh/a durch die Einspeisung von Wasserstoff bis zu einer Grenze von 5 Vol.-% ermittelt.

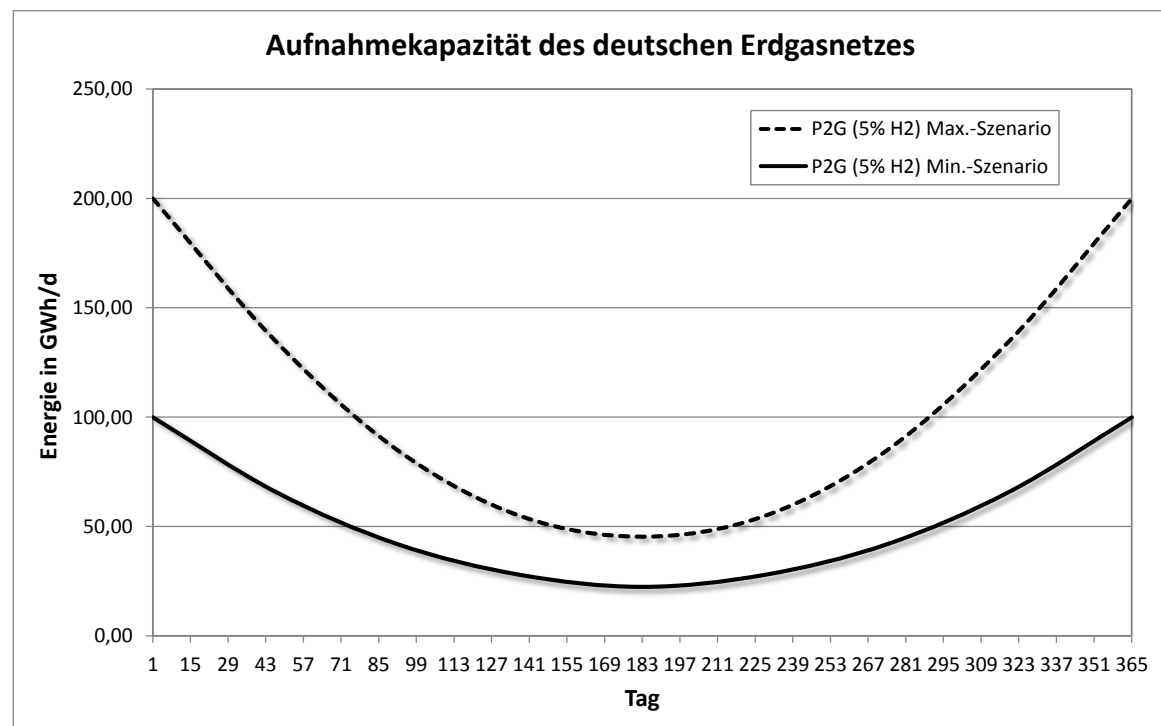


Abbildung 10: Tägliche energetische Aufnahmekapazität des Erdgasnetzes bei einer Wasserstoffeinspeisung von 5% bei einem Elektrolyse-Wirkungsgrad von 0,65. Darstellung eines Minimal- und Maximal-Szenarios. Darstellung auf Grundlage von [35].

Im Anhang befindet sich die Abbildung 42, in welcher die jährlichen Einspeisekapazitäten von Wasserstoff, unterteilt nach den deutschen Bundesländern, dargestellt sind.

Neben der dargestellten theoretischen Aufnahmekapazität muss vor einer möglichen Wasserstoffeinspeisung eine lokale Untersuchung vor Ort durchgeführt werden, da die Aufnahmefähigkeit des Netzes von den regionalen Gegebenheiten und dem Lastverhalten im

Netz abhängig ist. Da die Fließrichtung innerhalb eines örtlichen Verteilnetzes nicht immer konstant ist, kann eine punktuelle Einspeisung zu einer lokalen Aufkonzentration des Wasserstoffs führen. Bei einer Einspeisung in örtliche Verteilnetze ist demnach eine Einspeisung von SNG vorzuziehen, da hier die Grenzen der Einspeisung höher liegen, und nur von der Lastsituation und der Speicherkapazität in dem Netzbereich abhängen. Eine Einspeisung von Wasserstoff ist demnach sinnvoll, wenn große Hochdrucktransportleitungen zur Verfügung stehen, welche bei Drücken zwischen 1 und 100 bar betrieben werden. Beispielsweise wäre in der Hochdruckleitung STEGAL⁴ bei voller Leitungsauslastung eine punktuelle Wasserstoff-einspeisung von 0,18 Mrd. Nm³/a möglich [3].

Ein weiterer wichtiger Aspekt bei der Einspeisung des durch Power-to-Gas produzierten Gases liegt auf rechtlicher Ebene. Laut Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gelten Wasserstoff aus der Wasserstoffelektrolyse und SNG als Biogas, wenn der für die Elektrolyse verwendete Strom und das für die Methanisierung verwendete CO₂ zu mindestens 80% aus erneuerbaren Quellen stammt [36]. Dadurch entstehen den Anlagenbetreibern mehrere Vorteile wie zum Beispiel die Befreiung von der Stromsteuer und den Netznutzungsentgelten für den für die Elektrolyse verwendeten Strom und eine Besserstellung beim Netzzugang [33]. Keine Sonderrechte erhalten jedoch Anlagen, welche an den Regelenergiemärkten teilnehmen.

⁴ STEGAL: Die Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung ist eine 313 km lange Transport-Pipeline der Wingas GmbH & Co. KG mit einer Leitungskapazität von 400.000 Nm³/h.

4 Stand der Technik

Die wichtigsten Komponenten der Power-to-Gas-Technik sind die Elektrolyse und die Methanisierung. Beide Komponenten werden in diesem Kapitel genauer vorgestellt. Neben der Vorstellung der möglichen Varianten dieser Komponenten und deren Funktionsweise werden zudem der aktuelle Entwicklungsstand der Technologien und die Entwicklungspotenziale aufgezeigt.

4.1 Elektrolyse

Die Wasserelektrolyse ist ein elektrochemisches Verfahren, bei welchem Wasser mithilfe eines Gleichstroms in seine Elemente Wasserstoff und Sauerstoff gespalten wird. Es handelt sich dabei um eine, durch die angelegte elektrische Spannung erzwungene, Redox-Reaktion⁵ mit folgender Gesamtgleichung:



Zurzeit existieren drei relevante Verfahrensvarianten der Wasserelektrolyse, welche sich durch die Art der Elektronenübertragung unterscheiden. Die alkalische Elektrolyse (AEL) weist einen basischen flüssigen Elektrolyt auf. Die PEM-Elektrolyse (PEMEL – Proton Exchange Membrane Elektrolyse) zeichnet sich durch einen sauren polymeren Festelektrolyt aus. Die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) besitzt ein Festoxid als Elektrolyt.

Durch die verschiedenen Elektrolyte unterscheiden sich die Teilreaktionen der Gesamtreaktion (4.1). Die Tabelle 6 stellt die elektrochemischen Teilreaktionen und Elektrolyte der drei Varianten der Wasserelektrolyse dar. Gleichzeitig werden die typischen Temperaturbereiche dargestellt, bei denen die Reaktionen stattfinden.

Tabelle 6: Elektrochemische Reaktionen der drei verschiedenen Arten der Wasserelektrolyse. AEL: Alkalische Elektrolyse; PEMEL: Proton Exchange Membrane Elektrolyse; HTEL: Hochtemperatur Elektrolyse; HER: Hydrogen Evolution Reaction; OER: Oxygen Evolution Reaction. Quellen: [37], [38].

Technologie	Temperaturbereich	Elektrolyt	Ladungsträger	Kathodenreaktion HER	Anodenreaktion OER
AEL	40 - 90 °C	Base	OH ⁻	$2 \text{H}_2\text{O} + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2 \text{OH}^-$	$2 \text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2 \text{e}^-$
PEMEL	20 - 100 °C	Säure	H ⁺	$2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^-$
HTEL	700 - 1000°C	ZrO ₂ /Y ₂ O ₃	O ²⁻	$\text{H}_2\text{O} + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2 \text{e}^-$

⁵ Redox-Reaktion: Reduktions-Oxidations-Reaktion – beschreibt eine chemische Reaktion, bei welcher Elektronen von einem Reaktionspartner auf den anderen übertragen werden. Die Abgabe von Elektronen wird im chemischen Sprachgebrauch als Oxidation, die Aufnahme von Elektronen als Reduktion bezeichnet.

4.1.1 Theoretische Grundlagen und Kennzahlen der Elektrolyse

Die Elektrolyse ist die Umkehrung eines galvanischen Elements. Bei einem galvanischen Element wird die freie Reaktionsenthalpie ΔG einer spontan ablaufenden Reaktion zweier räumlich getrennter korrespondierender Redoxpaare zur elektrischen Energieerzeugung genutzt. Die freie Reaktionsenthalpie beschreibt die Energiedifferenz, die bei einer chemischen Reaktion entsteht. Im Falle einer galvanischen Zelle haben die Edukte der Reaktion eine höhere Energie als die Produkte der Reaktion, wodurch es zu einer negativen freien Reaktionsenthalpie kommt. Eine negative freie Reaktionsenthalpie deutet darauf hin, dass bei der Reaktion Energie frei wird und die Reaktion zudem freiwillig abläuft. Eine galvanische Zelle besteht aus zwei Halbzellen, welche durch ein Diaphragma oder eine Salzbrücke zum Ladungsausgleich miteinander verbunden sind. In jeder Halbzelle findet eine Teilreaktion einer Redox-Reaktion statt. An der Anode findet die Oxidation statt und an der Kathode die Reduktion. Die Differenz der elektrochemischen Potenziale E der beiden Halbzellen ergibt die elektromotorische Kraft (EMK) oder auch reversible Zellspannung des galvanischen Elements.

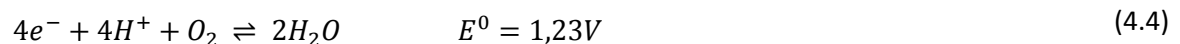
$$EMK = E_{Kat} - E_{An} \quad (4.2)$$

EMK : Elektromotorische Kraft (oder reversible Zellspannung)

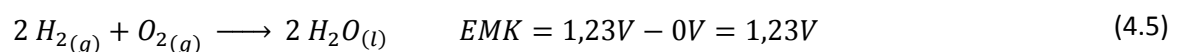
E_{Kat} : Kathodenpotenzial

E_{An} : Anodenpotenzial

Die EMK beschreibt die maximal nutzbare Spannung der galvanischen Zelle und bezieht sich auf den stromlosen, nicht belasteten Zustand. Bei einer galvanischen Zelle mit der Anodenreaktion (4.3), der Kathodenreaktion (4.4) und der Gesamtreaktion (4.5) ergibt sich eine reversible Zellspannung von 1,23V.



E^0 : chemisches Normalpotenzial bei Standardbedingungen (25°C, 1 bar). Werte aus [39].



Zu beachten ist, dass das in (4.3) genannte Redox-Paar den Nullpunkt der elektrochemischen Spannungsreihe festlegt und aus diesem Grund eine Normalspannung von 0V erhält. Alle übrigen elektrochemischen Potenziale von Redox-Paaren werden gegen dieses Nullpotenzial gemessen. Da Wasserstoff und Sauerstoff in diesem Beispiel als Gase vorliegen und nicht direkt als Elektrodenmaterial verwendet werden können, wie es ansonsten häufig bei galvanischen Zellen der Fall ist, werden Elektroden aus inertem Material (z.B. Graphit oder Platin) verwendet, welche mit dem jeweiligen Gas umspült werden.

Vergleicht man (4.1) und (4.5) zeigt sich, dass es sich um die gleiche Reaktion in umgekehrter Richtung handelt. Bei der Elektrolyse wird die Reaktion der galvanischen Zelle umgekehrt. Da die freie Reaktionsenthalpie der galvanischen Zelle negativ ist, folgt für die Elektrolyse eine positive freie Reaktionsenthalpie. Dies bedeutet, dass die Reaktion nicht freiwillig abläuft. Um die Elektrolyse zu erzwingen, ist es nötig Energie in Form von elektrischer Energie zuzuführen. Wird an die Elektroden der galvanischen Zelle eine externe Spannung angelegt (Klemmspannung U_{kl}), wird der Elektronenfluss der freiwillig ablaufenden Reaktion (4.5) behindert. Bei Erreichen der reversiblen Zellspannung kommen die freiwillige Reaktion und der Elektronenfluss zum Stillstand. Diese Spannung wird bei der Elektrolyse als Zersetzungsspannung U_Z bezeichnet. Bei einer Erhöhung der anliegenden Klemmspannung über die Zersetzungsspannung kommt es zur Umkehr der Reaktion (4.5), also zur Elektrolyse (4.1).

Die Zersetzungsspannung ist eine wichtige Kennzahl bei der Elektrolyse. Bei der Wasserelektrolyse beträgt die Zersetzungsspannung bei Standardbedingungen demnach 1,23V. Die Zersetzungsspannung, die auch als reversible Zellspannung U_0 bezeichnet wird, wird durch die Temperatur und den Druck beeinflusst.

Die reversible Zellspannung U_0^0 der Elektrolyse kann nach [40] bei Normdruck (1 bar) ebenfalls über die freie Standardreaktionsenthalpie ΔG^0 der Gesamtreaktion (4.1) berechnet werden.

$$U_0^0 = \frac{\Delta G^0}{z \cdot F} = \frac{237 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}}{2 \cdot 96.485,3365 \frac{\text{C}}{\text{mol}}} = 1,23\text{V} \quad (4.6)$$

U_0^0 : reversible Zellspannung/Zersetzungsspannung bei Normdruck (1 bar)

ΔG^0 : freie Standardreaktionsenthalpie bei Normdruck (1 bar) = 237 kJ/mol

F : Faraday-Konstante = 96.485,3365 C/mol

z : Ladungszahl (für diese Reaktion gleich 2)

Die freie Standardreaktionsenthalpie ΔG^0 berechnet sich bei Normdruck (1 bar) mit der Gibbs-Helmholtz-Gleichung wie folgt:

$$\Delta G^0 = \Delta H^0 - T \cdot \Delta S^0 \quad (4.7)$$

ΔH^0 : Standardreaktionsenthalpie bei Normdruck (1 bar) und Normtemperatur (25°C)

ΔS^0 : Standardreaktionsentropie bei Normdruck (1 bar) und Normtemperatur (25°C)

T : Temperatur

Nachfolgend sind Literaturwerte aus [39] für ΔG^0 , ΔH^0 und ΔS^0 für die Reaktion (4.1) angegeben. Die Werte beziehen sich auf Standardbedingungen (1 bar, 25°C).

$$\begin{aligned} \Delta G^0 &= 237 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}} \\ \Delta H^0 &= 286 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}} \\ \Delta S^0 &= 162 \frac{\text{J}}{\text{K} \cdot \text{mol}} \end{aligned}$$

Bei der Spaltung des Wassers nimmt die Entropie ΔS des Systems zu, wodurch dem System die Energie $T \cdot \Delta S$ entzogen wird. Sofern keine zusätzliche Energie in Form von Wärme zugeführt wird, muss die entzogene Energie durch irreversible elektrochemische Prozesse geliefert werden. [40]

Berücksichtigt man dieses bei der Berechnung von (4.6) zusammen mit (4.7), so erhält man die thermoneutrale Zellspannung U_{th}^0 , welche bei einer Elektrolyse ohne zusätzliche Wärmezufuhr mindestens angelegt werden muss.

$$U_{th}^0 = \frac{\Delta H^0}{z \cdot F} = \frac{286 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}}{2 \cdot 96485,3365 \frac{\text{C}}{\text{mol}}} = 1,48\text{V} \quad (4.8)$$

Die Verläufe der reversiblen Zellspannung und der thermoneutralen Zellspannung sind in Abbildung 11 in Abhängigkeit der Temperatur dargestellt.

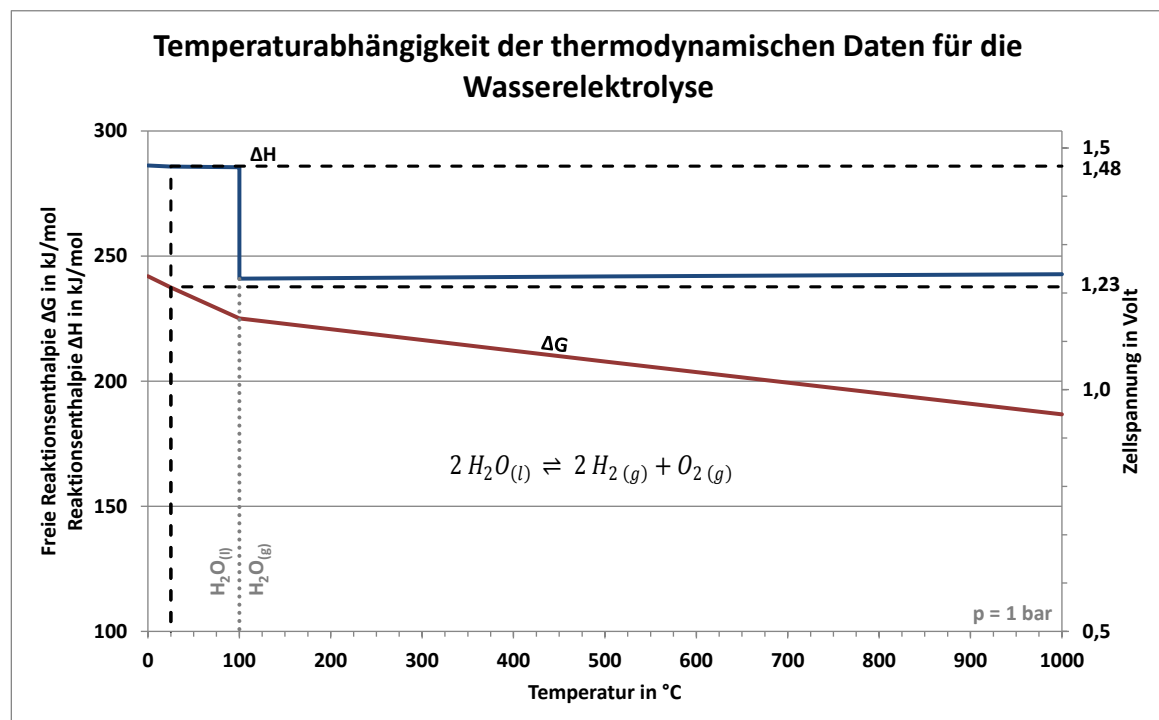


Abbildung 11: Freie Reaktionsenthalpie, Reaktionsenthalpie und Zellspannung der Wasserelektrolyse im Temperaturbereich von 0 – 1000°C bei einem Druck von 1 bar. Eingezeichnet sind die reversible Zellspannung bei 25°C (1,23V) und die thermoneutrale Zellspannung bei Temperaturen unter 100°C (1,48V). Eigene Darstellung nach [37] und [41] auf Basis der Formeln (4.1) bis (4.8) mit Stoffdaten aus [39].

In der Praxis zeigt sich, dass es erst bei einer Spannung deutlich über der reversiblen Zellspannung zur Zersetzung des Wassers kommt. Die Spannung bei der unter realen Bedingungen die Elektrolyse stattfindet, wird als reale Zellspannung U_{real} bezeichnet. Die Differenz zwischen der realen Zellspannung und der reversiblen Zellspannung wird als Überspannung $U_{\ddot{u}}$ bezeichnet. Die reale Zellspannung setzt sich nach [40], [37] und [42] wie folgt zusammen:

$$U_{real} = U_0 + U_E + U_{An} + U_{Kath} + U_B + U_{Ele} + U_D \quad (4.9)$$

U_0 : Reversible Zellspannung. Die reversible Zellspannung wurde bereits in diesem Abschnitt beschrieben. Sie sinkt bei steigender Temperatur, steigt bei steigendem Druck und ist zudem von der Konzentration des Elektrolyten abhängig.

U_E : Ohmsche Verluste in der Elektrode. Ohmsche Verluste treten in den Elektroden und zwischen den Elektroden und dem Stromüberträger auf. Diese Verluste können durch gute Kontaktierung der Komponenten verringert werden. Mit steigender Stromdichte steigt die Überspannung durch die ohmschen Verluste in der Elektrode.

U_{An} , U_{Kath} : Überspannungen an Elektrodenoberflächen. Durch kinetische Hemmungen beim Ladungsübergang zwischen Elektroden und Elektrolyt entstehen Überspannungen an der Anode und der Kathode. Bei steigender Stromdichte erhöhen sich diese Überspannungen. Eine Reduzierung der Überspannungen an den Elektrodenoberflächen lässt sich durch eine Temperaturerhöhung, eine sogenannte thermische Aktivierung, erreichen. Des Weiteren ist eine katalytische Aktivierung der Elektrodenfläche zur Senkung der Überspannung möglich. Dies geschieht häufig mit Edelmetallen.

U_B : Überspannung durch Gasblasenbildung. Die Bildung von Gasblasen im Elektrolyt führt zu einem deutlichen Absinken der Leitfähigkeit des Elektrolyten, wodurch eine Überspannung entsteht. Zudem wird durch anhaftende Gasblasen an der Elektrodenoberfläche die aktive Elektrodenoberfläche verringert. Möglichkeiten zur Reduzierung der Überspannung sind die Verwendung von durchlässigen Elektroden, die eine schnelle Abfuhr der Gase gewährleisten und eine Druckerhöhung zur Verkleinerung des Volumens der Gasblasen.

U_{Ele} : Überspannung durch den Elektrolyt. Durch den elektrischen Widerstand des Elektrolyten entsteht ein Spannungsabfall. Diese Überspannung kann reduziert werden, indem die Leitfähigkeit des Elektrolyten erhöht wird oder dadurch, dass der Abstand zwischen Anode und Kathode verringert wird. Die Leitfähigkeit des Elektrolyten ist von dessen Konzentration und der Temperatur abhängig. Jede Elektrolytkonzentration besitzt einen Temperaturbereich, bei welchem eine optimale Leitfähigkeit herrscht.

U_D : Überspannung durch Diaphragma/Membran. In einigen Elektrolysevarianten (siehe nachfolgende Unterkapitel) liegen die Elektroden direkt an dem Diaphragma/der Membran um U_B und U_{Ele} zu reduzieren. In diesen Fällen ist eine Überspannung durch ohmsche Verluste in dem Separator von besonderer Bedeutung.

Der Stromfluss in einer Elektrolysezelle wird üblicherweise auf die Elektrodenfläche bezogen und nach [37] wie folgt über die Stromdichte j ausgedrückt. Die Stromdichte wird meist mit der Einheit A/cm² angegeben.

$$j = \frac{I}{A} \quad (4.10)$$

I : elektrischer Strom

A : geometrische Elektrodenoberfläche

In Abbildung 12 ist die schematische Zusammensetzung der realen Zellspannung in Abhängigkeit der Stromdichte dargestellt. Das Produkt aus Überspannung und elektrischem Strom ergibt die Verlustleistung der Zelle, welche als Wärme in der Zelle anfällt. Da die reale Zellspannung üblicherweise über der thermoneutralen Zellspannung liegt, wird ein Teil der Wärmeenergie zum Ausgleich der Entropieerhöhung bei der Wasserspaltung genutzt.

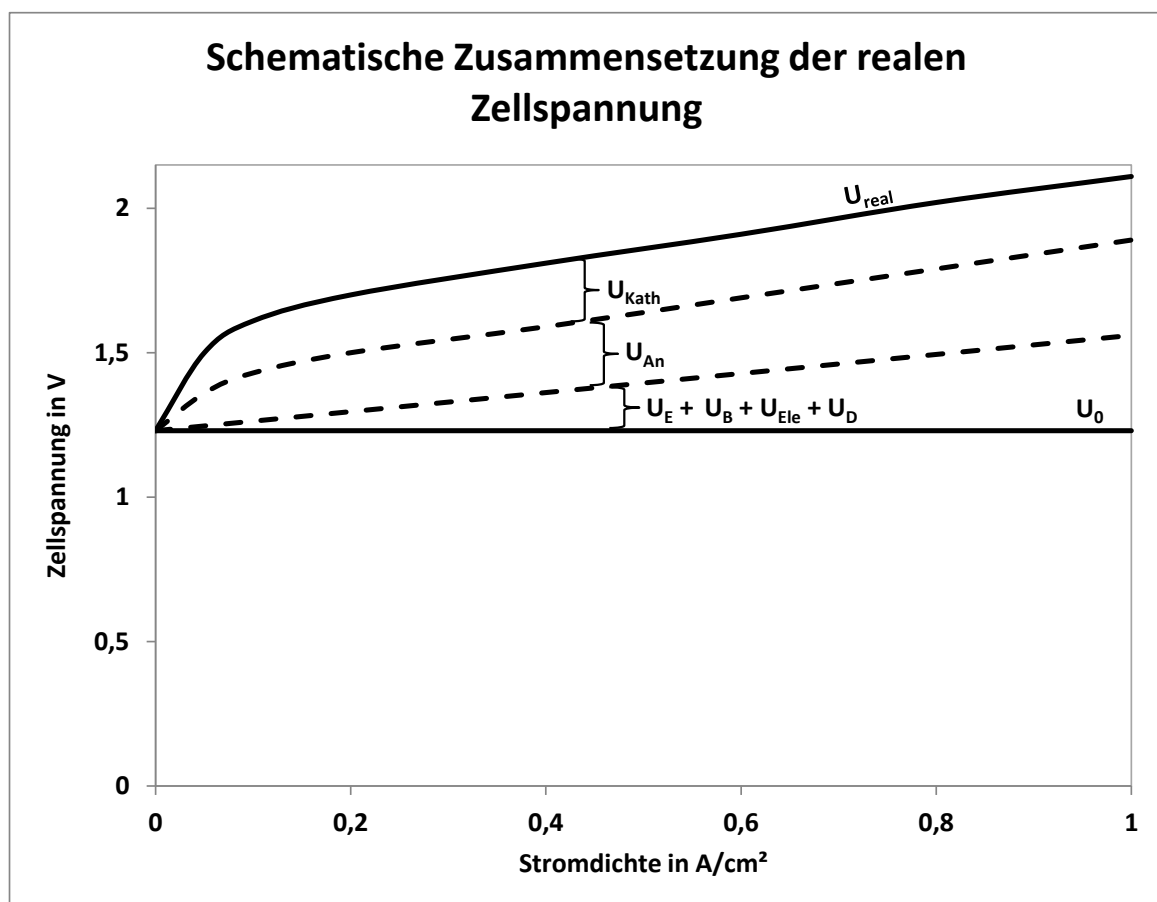


Abbildung 12: Schematische Zusammensetzung der realen Zellspannung in Abhängigkeit der Stromdichte j . U_{real} : reale Zellspannung; U_{Kath} : Überspannung an der Kathodenoberfläche; U_{An} : Überspannung an der Anodenoberfläche; U_E : Überspannung durch ohmsche Verluste an der Elektrode; U_B : Überspannung durch Blasenbildung; U_{Ele} : Überspannung durch den Elektrolyt; U_D : Überspannung durch Diaphragma. Darstellung nach [40] und [37].

Als weitere wichtige Kenndaten der Elektrolyse gelten:

- der Elektrolysewirkungsgrad η_{Elyse}
- der Gesamtwirkungsgrad η_{ges} und

- der spezifische Energiebedarf w_{H_2}

Der Elektrolysewirkungsgrad wird häufig in der Literatur verwendet. Er beschreibt das Verhältnis der thermoneutralen Zellspannung U_{th}^0 zur realen Zellspannung U_{real} und berücksichtigt somit die Verluste durch die oben beschriebenen Überspannungen.

$$\eta_{Elyse} = \frac{U_{th}^0}{U_{real}(j)} = \frac{1,48V}{U_{real}(j)} \quad (4.11)$$

Bei sehr kleinen Stromdichten und/oder hohen Temperaturen kann es vorkommen, dass die reale Zellspannung unter 1,48V sinkt und der Elektrolysewirkungsgrad dadurch Werte über 100% annehmen kann.

Der Gesamtwirkungsgrad berücksichtigt neben den Zellverlusten der Elektrolyse zusätzlich den weiteren Stromverbrauch des Elektrolyseurs. Dazu zählen zum Beispiel Pumpen, Speisewasseraufbereitung, Heizung und dergleichen. Dieser wird in Bezug zum Energiegehalt des produzierten Wasserstoffs gesetzt. Dabei wird das produzierte Wasserstoffvolumen, je nach Anwendung, mit dem Heizwert oder dem Brennwert von Wasserstoff multipliziert. Um alle möglichen Nutzungen des Wasserstoffs zu berücksichtigen, wird jedoch häufig der Brennwert genutzt.

$$\eta_{ges} = \frac{\dot{V}_{H_2} \cdot H_s}{P_{el}} \quad (4.12)$$

- \dot{V}_{H_2} : Volumenstrom des produzierten Wasserstoffs (im Normzustand)
 H_s : Brennwert des Wasserstoffs (bezogen auf einen Normkubikmeter)
 P_{el} : zugeführte elektrische Leistung

Der spezifische Energieverbrauch beschreibt die benötigte Energiemenge für die Produktion eines Normkubikmeters Wasserstoff. Da bei der Wasserelektrolyse fast keine Nebenreaktionen auftreten, wird der eingesetzte Strom zu nahezu 100% für die Elektrolyse verwendet und es kommt zu einer nahezu hundertprozentigen Stoffumsetzung [40]. Mit dieser Annahme lässt sich der Energiebedarf über das 2. Faraday'sche Gesetz unter Berücksichtigung der Zellspannung berechnen.

Das zweite Faraday'sche Gesetz lautet wie folgt und beschreibt den Zusammenhang zwischen abgeschiedener Stoffmenge n und der dazu nötigen Ladung Q .

$$Q = n \cdot z \cdot F \quad (4.13)$$

- Q : Ladung
 n : Stoffmenge
 z : Ladungszahl (für die Wasserstoffreaktion gleich 2)
 F : Faraday-Konstante = 96.485,3365 C/mol

Wird die Gleichung (4.13) mit der Zellspannung multipliziert und eine Stoffmenge von 1 mol als Bezug gewählt, erhält man den spezifischen Energieverbrauch w_{H_2} .

$$w_{H_2} = \frac{Q}{n} \cdot U_{real} = z \cdot F \cdot U_{real} = 2 \cdot 96.485,3365 \frac{C}{mol} \cdot U_{real} = 53,603 \frac{Ah}{mol} \cdot U_{real} \quad (4.14)$$

Unter Normbedingungen beinhaltet ein Normkubikmeter 44,6 mol Wasserstoff (unter Annahme des Normvolumens eines idealen Gases von 22,41 l/mol [39]). Mit diesem Wert wird die Formel (4.14) zu:

$$w_{H_2} = 2.392,98 \frac{Ah}{Nm^3} \cdot U_{real} \quad (4.15)$$

Bei einem Elektrolyseur mit einer realen Zellspannung von 1,9V ergibt sich demnach ein spezifischer Energiebedarf von:

$$w_{H_2} = 2.392,98 \frac{Ah}{Nm^3} \cdot 1,9V = 4.546,6 \frac{Wh}{Nm^3} = 4,5466 \frac{kWh}{Nm^3} \quad (4.16)$$

Bei dem Vergleich von Literaturwerten muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Werte für den spezifischen Energieverbrauch in einigen Fällen den Gesamtenergieverbrauch auf Systemebene auf das produzierte Wasserstoffvolumen beziehen. In diesen Fällen kann die Formel (4.15) nicht verwendet werden und der spezifische Energieverbrauch der Elektrolyse ergibt sich aus dem Verhältnis der verbrauchten elektrischen Energie und dem produzierten Wasserstoffvolumen wie folgt:

$$w_{H_2} = \frac{W_{el}}{V_{H_2}} \quad (4.17)$$

4.1.2 Alkalische Elektrolyse

Die alkalische Elektrolyse ist das am weitesten verbreitete und entwickelte Verfahren zur Wasserelektrolyse. Als Elektrolyt wird eine Kaliumhydroxid-Lösung (KOH-Lösung) verwendet, welche eine Konzentration von üblicherweise 30 % aufweist (möglicher Bereich: 25-39 %). Zur Separation der beiden Halbzellen und der in ihnen entstehenden Gase dienen Diaphragmen aus keramischem Materialien, wie Nickeloxid (NiO) oder aus Kunststoffen, wie beispielsweise Polysulfon (PSU). [37]

Die überwiegende Zahl der alkalischen Elektrolyseure ist in bipolarer Bauweise nach dem Filterpressenprinzip ausgeführt. Dabei werden die Einzelzellen des Elektrolyseurs elektrisch und geometrisch in Reihe geschaltet, wodurch der sogenannte Zellstapel (Stack) entsteht. Die Einzelzellen werden dabei durch sogenannte Bipolarplatten räumlich voneinander getrennt. Die Bipolarplatten sind als Waffelbleche ausgeführt und bilden dadurch Hohlräume, durch die Elektrolyt und Gas transportiert werden können. Die Elektroden, welche meist aus aktivierten Nickellegierungen bestehen, sind als perforierte Bleche oder Netzelektroden mit einer möglichst porösen Oberfläche für besseren Gasaustausch ausgeführt. Die Elektroden befinden sich sehr nah oder unmittelbar (zero-gap-Ausführung) am Diaphragma und werden durch die Bipolarplatten kontaktiert. Der elektrische Kontakt zur Stromquelle entsteht an den beiden Endplatten des Stacks. In Abbildung 13 ist der schematische Aufbau eines alkalischen Elektrolyseurs in bipolarer Bauweise dargestellt. Der Elektrolyt tritt von unten in die

Elektrolysezellen ein und umspült die Elektroden, an denen die Wasserspaltung stattfindet. Das Wasserstoff-Elektrolyt-Gemisch an der Anode und das Sauerstoff-Elektrolyt-Gemisch an der Kathode verlassen im oberen Teil die Zellen und werden in den jeweiligen Sammelbehälter/Gasseparator geleitet, in dem Gas und Elektrolyt getrennt werden. Der Elektrolyt wird anschließend gefiltert und durch die Elektrolytpumpe erneut in den Stack gepumpt. Nicht in der Abbildung eingezeichnet ist die Frischwasserzufuhr. Mithilfe einer kontinuierlichen Dichtemessung wird die Konzentration des Elektrolyten durch stetige Frischwasserzufuhr konstant gehalten.

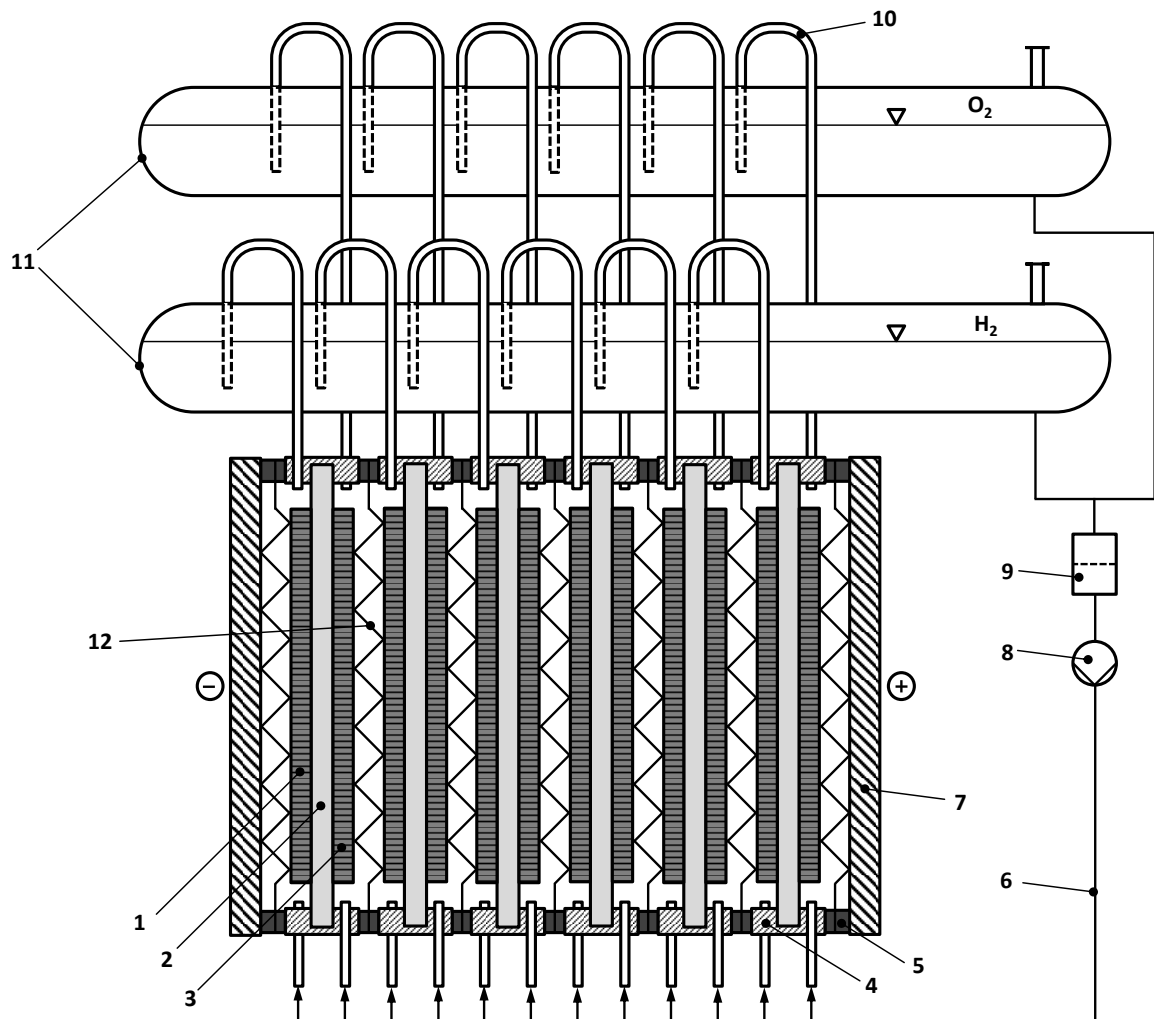


Abbildung 13: Schematische Darstellung eines alkalischen Elektrolyseurs in bipolarer Bauweise. Eigene Darstellung.
 1: Kathode; 2: Diaphragma; 3: Anode; 4: Zellrahmen; 5: Dichtung; 6: Elektrolytkreislauf; 7: Endplatte; 8: Elektrolytpumpe; 9: Elektrolytfilter; 10: Gasleitungen; 11: Gasseparatoren für H₂ und O₂, Elektrolytsammeltanks; 12: Bipolarplatte.

Alkalische Elektrolyseure werden in zwei Varianten angeboten. Zum einen als atmosphärischer Elektrolyseur mit einem Systemdruck, welcher nur knapp über dem Normaldruck liegt. Zum anderen als Druckelektrolyseur mit Systemdrücken um die 30 bar (bis zu 60 bar möglich). In der Fachliteratur treten neben diesen Bezeichnungen noch die Begriffe „konventionelle alkalische

Elektrolyse“ für die atmosphärische Elektrolyse und „fortgeschrittene Elektrolyse“ für die Druckelektrolyse auf.

Prinzipiell unterscheiden sich beide Verfahren lediglich durch das unterschiedliche Druckniveau, welches jedoch Einfluss auf die konstruktive Umsetzung der Elektrolyseure und das nutzbare Temperaturniveau hat. Viele atmosphärische Elektrolyseure werden auch heute noch als Weiterentwicklungen des sogenannten BAMAG-Systems gefertigt, welches durch die Firma BAMAG patentiert wurde. Druckelektrolyseure werden häufig in Anlehnung an das Lurgi-System entwickelt, welches von der gleichnamigen Firma patentiert wurde. Für beide Systeme ist der Patentschutz bereits erloschen, wodurch sich die auf diesen beiden bewährten Systemen aufbauenden Designs bei den alkalischen Elektrolyseuren durchgesetzt haben. In Abbildung 14 sind Elektrolyseure der BAMAG-Bauart und der LURGI-Bauart abgebildet. Der augenscheinlichste Unterschied beider Systeme liegt in der Zellenform. Die Elektrolysezellen beim atmosphärischen Elektrolyseur besitzen üblicherweise eine rechteckige Form, wohingegen die Zellen eines Druckelektrolyseurs auf Grund der Druckbelastung in runder Bauweise ausgeführt sind. Die Zufuhr des Elektrolyten und die Abfuhr der Elektrolyt-Gas-Gemische finden beim atmosphärischen Elektrolyseur in jeder Zelle mit eigenen Zu- und Ableitungen statt, ähnlich wie in Abbildung 13 dargestellt. Beim Druckelektrolyseur finden die Elektrolytzufuhr und die Abfuhr der Elektrolyt-Gas-Gemische mithilfe von Sammelkanälen innerhalb des Stacks statt. Ein beispielhafter Stackaufbau eines Druckelektrolyseurs ist in Abbildung 15 aufgezeigt. Der typische Aufbau eines atmosphärischen Elektrolyseurs entspricht in seinen Grundzügen denen in Abbildung 13. Eine genauere Darstellung des Aufbaus eines Druckelektrolyseurs wird in Abbildung 43 gezeigt, welche sich im Anhang auf Seite 115 befindet.



Abbildung 14: Alkalische Elektrolyseure. Links: atmosphärischer Elektrolyseur (BAMAG-Bauart) mit Wasserstoffleistung von 300 Nm³/h; rechts: Druckelektrolyseur (Lurgi-Bauart) mit Wasserstoffleistung von 760 Nm³/h. Quelle: [43].

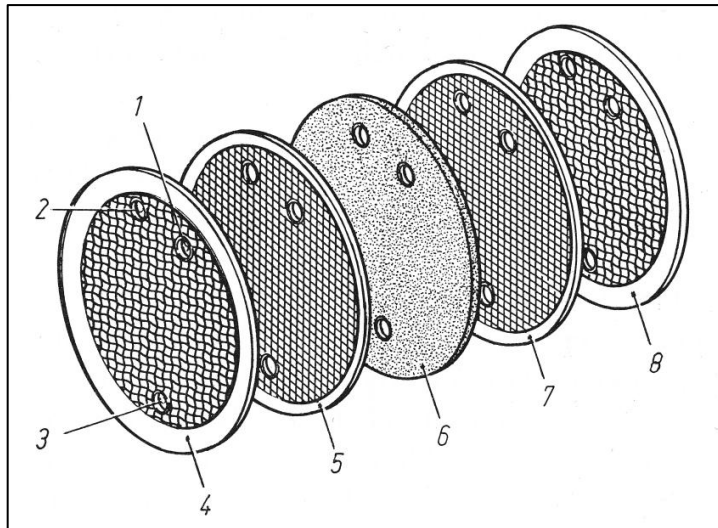


Abbildung 15: Stackaufbau eines Druckelektrolyseurs (Lurgi-Bauart). Quelle: [41].

- | | | |
|--------------------------|--------------------------|--------------------|
| 1: O ₂ -Kanal | 2: H ₂ -Kanal | 3: Elektrolytkanal |
| 4: Bipolarplatte | 5: Drahtnetzanode | 6: Diaphragma |
| 7: Drahtnetzkatode | 8: Bipolarplatte | |

Alkalische Elektrolyseure arbeiten üblicherweise im Temperaturbereich zwischen 60 und 80°C [38]. Jedoch sind bei Druckelektrolyseuren auch Temperaturen zwischen 80 und 120°C möglich. Wie in Abschnitt 4.1.1 dargestellt, wirkt sich eine höhere Temperatur günstig auf die reale Zellspannung aus, wodurch der Wirkungsgrad der Elektrolyse erhöht werden kann.

Ein großer Vorteil der Druckelektrolyse ist, dass das entstehende Gas auf einem hohen Druckniveau zur Verfügung steht. Bei vielen Anwendungen kann somit auf eine nachträgliche Verdichtung des Gases verzichtet werden, wie sie beispielsweise bei der Einspeisung ins Gasnetz oder der Nutzung von Gasspeichern stattfindet. Falls höhere Drücke erforderlich sind, kann zumindest auf die ersten Verdichterstufen verzichtet werden. Ein weiterer Vorteil der Druckelektrolyse zur atmosphärischen Elektrolyse ist eine kompaktere Bauweise, welche den Platzbedarf des Systems reduziert. Die atmosphärische Elektrolyse zeichnet sich insbesondere durch ihr sehr robustes und zuverlässiges Design aus. Zudem bietet sie neben einer einfachen Steuerung und einem breiteren nutzbaren Lastbereich gegenüber der Druckelektrolyse den Vorteil von niedrigeren Investitionskosten.

In der nachfolgenden Tabelle 7 werden die Vor- und Nachteile der Druckelektrolyse und der atmosphärischen Elektrolyse vergleichend gegenübergestellt.

Tabelle 7: Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der alkalischen Druckelektrolyse und der atmosphärischen alkalischen Elektrolyse. Nach [44].

	Druckelektrolyse	atmosphärische Elektrolyse	
Vorteile	sehr kompakte Bauweise möglich (geringere Rohrleitungsquerschnitte und kleinere Anlagenkomponenten)	einfaches, robustes Anlagendesign	
	größeres Entwicklungspotential: Verbesserung der Stromdichten und somit des Verhältnisses der Stack-Kapazität zur Anzahl der Zellen	einfache Steuerung	geringe Ansprüche an das Bedienpersonal
		größerer Lastbereich (<20% ... 110%)	unterliegt keiner Ex-Zoneneinteilung
		Investitionskosten niedriger als bei Druckelektrolyseuren	zuverlässige, langjährige Betriebserfahrungen
	direkte Ankopplung an industrielle Applikationen möglich, welche Drücke bis zu 30 bar benötigen		
Nachteile	höhere Investitionskosten	größere Platzbedarfe	
	höherer MSR-Aufwand und kompliziertere Steuerung	aufwendigere Gastrocknung	
	höherer sicherheitstechnischer Aufwand	höhere Systemkosten durch zusätzliche 1. Kompressorstufe (wenn benötigt)	
	bei höheren Drücken (>10 bar) verringert sich der nutzbare Lastbereich (30 .. 110%)	Stack-Kapazität begrenzt durch maximal sinnvolle Stromdichte im atmosphärischem Betrieb	
	höherer Wartungsaufwand		

Alkalische Elektrolyseure werden im Leistungsbereich einer Wasserstoffproduktion von 1-760 Nm³/h angeboten, was einem elektrischen Leistungsbereich von ca. 5 kW - 3,4 MW entspricht [38]. Durch Parallelbetrieb mehrerer Elektrolyseure können höhere Leistungen erreicht werden, wie zum Beispiel die der größten realisierten atmosphärischen Elektrolyseanlage am Assuan-Staudamm in Ägypten, welche eine Wasserstoffproduktionsrate von 33.000 Nm³/h und eine Leistungsaufnahme von 156 MW aufweist [45]. Die größte realisierte Anlage aus Druckelektrolyseuren befindet sich in Cuzco (Peru) und hat eine Wasserstoffproduktionsrate von 4.700 Nm³/h und eine Leistungsaufnahme von 22 MW [45]. Diese Projekte, genauso wie die meisten großen Elektrolyseprojekte wurden zwischen den 50er und 70er Jahren des 20. Jahrhunderts realisiert.

Seit einigen Jahren wird wieder verstärkt Entwicklungsarbeit im Bereich der Elektrolyse geleistet, um die Elektrolyseure effizienter, zuverlässiger und flexibler zu gestalten. In Tabelle 8 werden der aktuelle Stand der Technik der alkalischen Elektrolyse sowie deren mittel- und langfristigen Entwicklungspotentiale aufgezeigt.

Tabelle 8: Stand der Technik der alkalischen Elektrolyse (atmosphärisch und Druck) und deren Entwicklungspotentiale. Die Leistungsdaten gelten für eine Zelltemperatur von 80°C. Zusammenfassung der Informationen aus [38] und [46].

Spezifikation	Stand der Technik (2011)	Mittelfristiges Potential (5 - 10 a)	Langfristiges Potential (10 - 20 a)
Zelltemperatur	60 - 80 °C	60 - 80 °C	60 - 90 °C
Zelldruck (Druckelektrolyse)	≤ 30 bar	60 bar	60 bar
Stromdichte	0,2 - 0,4 A/cm ²	< 0,6 A/cm ²	< 0,8 A/cm ²
Zellspannung	1,8 - 2,4 V	1,7 - 2,2 V	1,6 - 2,2 V
Leistungsdichte	bis 1,0 W/cm ²	bis 1,3 W/cm ²	bis 1,8 W/cm ²
Elektrolysewirkungsgrad η_{Elyse}	62 - 82 %	67 - 87 %	67 - 92 %
Spez. Energieverbrauch des System w_{H_2}	4,5 - 6,0 kWh/Nm ³	4,4 - 6,0 kWh/Nm ³	4,3 - 5,7 kWh/Nm ³
Lastbereich	20 - 110 %	10 - 110 %	10 - 110 %
Zellfläche	≤ 4 m ²	≤ 4 m ²	≤ 4 m ²
Wasserstoffproduktionsrate	≤ 760 Nm ³ /h	≤ 1.000 Nm ³ /h	≤ 1.500 Nm ³ /h
Lebensdauer Stack	≤ 90.000 h	≤ 90.000 h	≤ 90.000 h
Erlaubte Degradationsrate	< 3 $\mu\text{V/h}$ oder 5 - 10 mV/a	< 3 $\mu\text{V/h}$ oder 5 - 10 mV/a	< 3 $\mu\text{V/h}$ oder 5 - 10 mV/a
Standzeit des Systems ohne Überholung	8 - 10 a	15 a	20 a
Standzeit des Systems inkl. Überholung	20 - 30 a	25 - 30 a	30 a

Eine wichtige Eigenschaft der Elektrolyseure in Kombination mit erneuerbaren Energien ist deren Teillastfähigkeit. Bei alkalischen Elektrolyseuren wird der untere Teillastbereich durch die resultierende Gasqualität begrenzt. Werden Elektrolyseure längere Zeit im unteren Teillastbereich gefahren, so kommt es zur Anreicherung von Fremdgasen in den Gasströmen. Der Grund für diese Anreicherung ist die Tatsache, dass im Elektrolyt immer gelöste Gase (Wasserstoff und Sauerstoff) vorhanden sind. Bei niedrigen Lasten und damit niedrigerer Gasproduktion steigt der Anteil des Fremdgases im Gasstrom, da der Elektrolytstrom meist konstant bleibt. Problematisch ist eine Verunreinigung der Gase bei festgelegten Gasreinheiten im nachgeschalteten Prozess, aber auch aus sicherheitstechnischen Gründen. So wird ein Elektrolyseur bei einer Wasserstoffkonzentration von ca. 2% im Sauerstoff üblicherweise automatisch abgeschaltet und inertisiert. Als Maßnahmen zur Senkung des möglichen Teillastbereichs kann der Elektrolytstrom an die Lastsituation angepasst werden. Zudem kann der Elektrolytstrom der Anode von dem Elektrolytstrom der Kathode getrennt werden, um eine Verunreinigung des Elektrolyts zu vermeiden. [38]

Im Rahmen einer Studie wurden in [38] aktuelle Investitionskosten für alkalische Elektrolyseure durch Angebote und Preisnachfragen ermittelt. Die Abbildung 16 zeigt die Ergebnisse dieser Erhebung, wobei die angegebenen spezifischen Investitionskosten sich jeweils auf ein Elektrolysesystem ohne Kompressoren und Speichereinheiten beziehen. Aus der Grafik konnten Näherungsfunktionen der spezifischen Investitionskosten für beide Arten der alkalischen Elektrolyse erstellt werden. Die Kostenfunktion für die spezifischen Kosten von Druckelektrolyseuren $k_{\text{Inv,Druck}}$ ist in Formel (4.18) dargestellt.

$$k_{\text{Inv,Druck}} = 5.868 \frac{\text{€}}{\text{Nm}^3/\text{h}} \cdot \dot{V}_{\text{H}_2}^{-0,282} \quad (4.18)$$

\dot{V}_{H_2} : Normvolumenstrom

Die Kostenfunktion für die spezifischen Kosten von atmosphärischen Elektrolyseuren $k_{Inv,atm}$ ist in Formel (4.19) dargestellt.

$$k_{Inv,atm} = 10.286 \frac{\text{€}}{\text{Nm}^3/\text{h}} \cdot \dot{V}_{H_2}^{-0,452} \quad (4.19)$$

\dot{V}_{H_2} : Normvolumenstrom

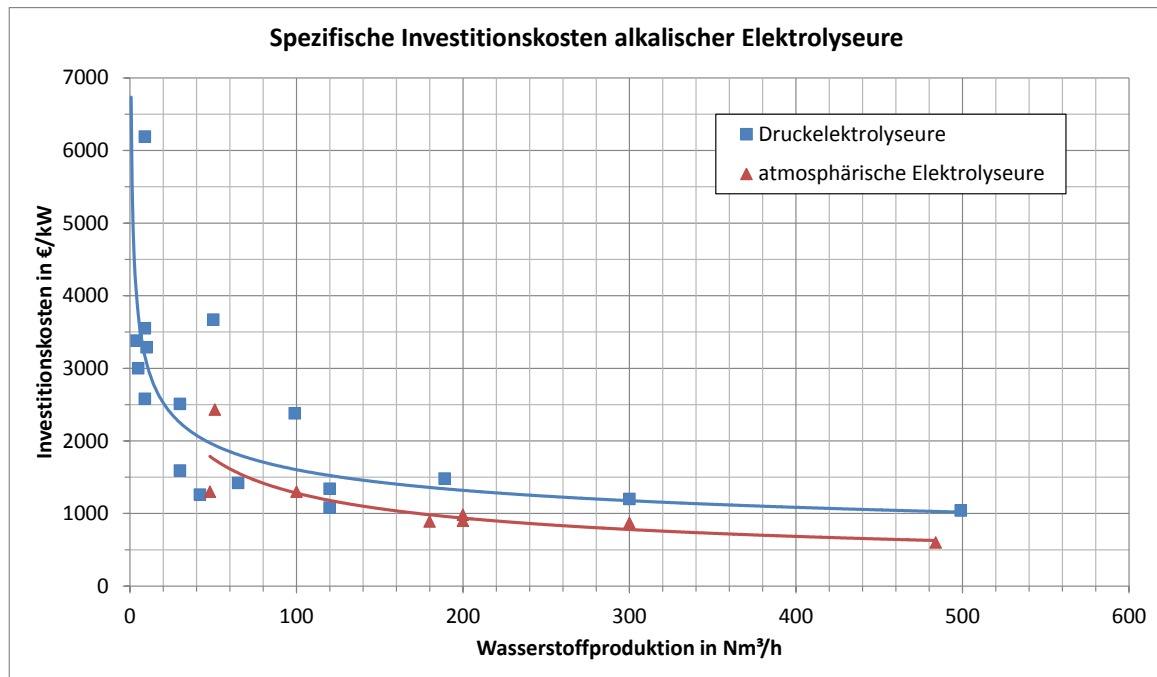


Abbildung 16: Spezifische Investitionskosten alkalischer Elektrolyseure. Die blauen rechteckigen Datenpunkte zeigen die Kosten für Druckelektrolyseure. Die roten dreieckigen Datenpunkte zeigen die Kosten für atmosphärische Elektrolyseure. Nach [38].

4.1.3 Membranelektrolyse PEM

Die Membranelektrolyse ist im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse weniger weit verbreitet. Sie ist zwar kommerziell erhältlich, allerdings lag ihr Anwendungsfeld in den letzten Jahren hauptsächlich im niedrigen Leistungsbereich bis ca. 150 kW. Da in der Vergangenheit Elektrolyseure hauptsächlich im großen Maßstab und konstante Betriebsführung realisiert wurden, konnte die PEM-Elektrolyse ihre Vorteile nicht hervorbringen.

Im Gegensatz zur alkalischen Elektrolyse findet der Ladungsaustausch bei der PEM-Elektrolyse nicht durch Hydroxid-Ionen statt, sondern durch positiv geladene Wasserstoffionen (Protonen bzw. Hydronen) statt. Zudem weißt die PEM-Elektrolyse keinen flüssigen Elektrolyten auf, sondern eine feste Protonenaustauschmembran (Proton Exchange Membrane), welche in den meisten Fällen aus Nafion® besteht [37]. Die verwendeten Membranen besitzen hohe elektrolytische Leitfähigkeiten. Der schematische Aufbau einer PEM-Elektrolysezelle wird in Abbildung 17 dargestellt.

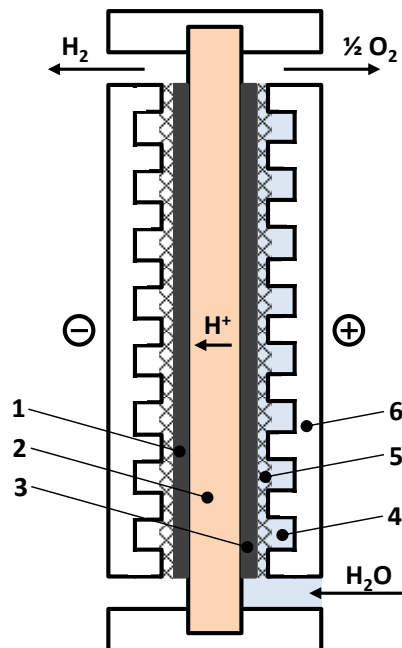


Abbildung 17: Schematische Darstellung einer PEM-Elektrolysezelle. Eigene Darstellung.

- | | |
|--------------------|-------------------|
| 1: Anode | 2: PE-Membran |
| 3: Kathode | 4: Strömungskanal |
| 5: Stromüberträger | 6: Bipolarplatte |

Die Elektroden werden bei der PEM-Elektrolyse üblicherweise direkt auf die Membran aufgebracht, wodurch eine Nullabstandskonfiguration entsteht, welche zu einer Minderung der Überspannung beiträgt. Dieser Verbund aus Membran und Elektroden wird als „membrane electrode assembly“ (MEA) bezeichnet. Bei den Elektroden handelt es sich gewöhnlich um kohlegetragerte Edelmetalle [37]. Die Elektroden werden mit einem porösen Stromüberträger über die komplette Fläche kontaktiert. Wie bei den alkalischen Elektrolyseuren werden die Zellen eines PEM-Stacks bipolar angeordnet. Die Bipolarplatten besitzen Strömungskanäle (flow field) für das zugeführte Wasser und die entstehenden Gase. Das für die Elektrolyse notwendige Reinstwasser wird auf der Kathodenseite der Zelle zugeführt. An der Kathode findet die Zersetzung des Wassers statt und es entstehen gemäß der Kathodenreaktion aus Tabelle 6 Sauerstoff und Hydronen (Protonen). Die Hydronen wandern durch die Membran zur Anode und bilden dort mithilfe der Elektronen Wasserstoffmoleküle (vgl. Anodenreaktion in Tabelle 6). Durch diese Anordnung wird die Produktion von hochreinem Wasserstoff ermöglicht, da im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse kein flüssiger Elektrolyt Sauerstoff auf der Anodenseite einbringt. Zudem bietet dies den Vorteil, dass die PEM-Elektrolyse auch in sehr niedrigen Teillastbereichen betrieben werden kann. Selbst bei Teillastbetrieb nahe 0 % kommt es nicht zu kritischen Fremdgaskonzentrationen [38]. Durch die Anlagenperipherie wird der untere Teillastbereich jedoch auf 5 – 10 % begrenzt. Neben der Möglichkeit der schnellen Laständerungen in einem großen Bereich hat die PEM-Elektrolyse gegenüber der alkalischen Elektrolyse den Vorteil, dass der Umgang mit einer hochkonzentrierten Base entfällt. Des Weiteren weist die PEM-Elektrolyse deutlich höhere Stromdichten und einen sehr einfachen und kompakten Systemaufbau auf. Als Nachteile sind zum einen die hohen Investitionskosten der Technik zu nennen. Zum anderen zählt die PEM-Elektrolyse im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse als junge Technologie und ist aus diesem Grunde technisch noch nicht in dem Maße

ausgereift. Bisher sind PEM-Elektrolyseure nur im kleinen Leistungsbereich bis 150 kW erhältlich. Allerdings wird im Bereich der PEM-Elektrolyse zurzeit erhebliche Forschungsarbeit geleistet, wodurch in den nächsten Jahren vermutlich auch deutlich höhere Leistungen erreicht werden. Einen weiteren Schwachpunkt der Technologie stellt zurzeit noch die Langzeitbeständigkeit der Membran dar, da diese durch ungleichmäßige Stromverteilung und dadurch lokalen Überhitzungen leicht beschädigt werden kann. [37] [38] [46]

In Tabelle 9 wird der aktuelle Stand der Technik und das zukünftige Entwicklungspotential der PEM-Elektrolyse dargestellt.

Tabelle 9: Stand der Technik der PEM-Elektrolyse und deren Entwicklungspotentiale. Die Leistungsdaten gelten für eine Zelltemperatur von 80°C. Zusammenfassung der Informationen aus [38] und [46].

Spezifikation	Stand der Technik (2011)	Mittelfristiges Potential (5 - 10 a)	Langfristiges Potential (10 - 20 a)
Zelltemperatur	50 - 80 °C	60 - 90 °C	60 - 90 °C
Zelldruck (Druckelektrolyse)	≤ 30 bar	60 bar	100 bar
Stromdichte	0,6 - 2,0 A/cm ²	1,0 - 2,5 A/cm ²	1,5 - 3,0 A/cm ²
Zellspannung	1,8 - 2,2 V	1,7 - 2,0 V	1,6 - 1,8 V
Leistungsdichte	bis 4,4 W/cm ²	bis 5,0 W/cm ²	bis 5,4 W/cm ²
Elektrolysewirkungsgrad η_{Elyse}	67 - 82 %	74 - 87 %	82 - 93 %
Spez. Energieverbrauch des System w_{H_2}	4,5 - 7,5 kWh/Nm ³	4,3 - 5,5 kWh/Nm ³	4,1 - 4,8 kWh/Nm ³
Lastbereich	(0...10) - 110 %	(0...5) - 110 %	(0...5) - 110 %
Zellfläche	≤ 300 cm ²	≤ 1.300 cm ²	≤ 5.000 cm ²
Wasserstoffproduktionsrate	≤ 30 Nm ³ /h	≤ 120 Nm ³ /h	≤ 500 Nm ³ /h
Lebensdauer Stack	≤ 20.000 h	≤ 50.000 h	≤ 60.000 h
Erlaubte Degradationsrate	< 14 $\mu\text{V/h}$ oder 20 - 500 mV/a	< 9 $\mu\text{V/h}$ oder 10 - 20 mV/a	< 5 $\mu\text{V/h}$ oder 10 - 20 mV/a
Standzeit des Systems ohne Überholung	4 - 7 a	10 a	10 a
Standzeit des Systems inkl. Überholung	10 - 20 a	20 - 30 a	30 a

Informationen über Investitionskosten sind zurzeit noch nicht verfügbar. In [38] wurden Angebote für PEM-Elektrolyseure im Leistungsbereich von 0,5 – 6 Nm³/h eingeholt und aus den Ergebnissen eine Kostenfunktion erstellt. Da es sich dabei jedoch nur um wenige Angebote eines einzigen Herstellers handelt, gibt die ermittelte Kostenkurve nur eine grobe Richtung der Investitionskosten an. Als Ergebnis dieser Untersuchung kann festgehalten werden, dass die PEM-Elektrolyse höhere Investitionskosten aufweist als die alkalische Elektrolyse.

4.1.4 Hochtemperaturelektrolyse

Die Hochtemperaturelektrolyse wird zurzeit noch nicht kommerziell vertrieben. Diese Art der Elektrolyse wurde in den Jahren von 1968 bis 1990 entwickelt. Im gleichen Zeitraum wurden viele Forschungsprojekte zur Hochtemperaturelektrolyse durchgeführt. Ab den 1990er Jahren wurde diese Forschung stark zurückgefahren. In den letzten 5 Jahren ist wieder größeres Interesse an der Hochtemperaturelektrolyse aufgetreten. [38]

Bei der Hochtemperaturelektrolyse wird der negative Temperaturkoeffizient der freien Reaktionsenthalpie ΔG genutzt um die reversible Zellspannung sowie die reale Zellspannung zu senken (vergleiche Abbildung 11). Temperaturen um 800 – 1.000°C und die damit verbundenen niedrigen Zellspannungen reduzieren den benötigten elektrischen Energiebedarf der Elektrolyse um bis zu 25 % [38].

Wie bei der PEM-Elektrolyse wird auch bei der Hochtemperaturelektrolyse ein fester Elektrolyt verwendet. Dabei handelt es sich üblicherweise um Yttrium-stabilisiertes Zirkoniumdioxid (YSZ), welches isolierend für Elektronen wirkt, jedoch durchlässig für O^{2-} -Ionen als Ladungsträger ist. Die Elektroden bestehen aus keramischen Materialien, wie $NiZrO_2$ (Kathode) oder $LaMnO_3$ (Anode). Die bei der Hochtemperaturelektrolyse eingesetzten Materialien werden auch bei Hochtemperaturbrennstoffzellen (SOFC – Solid Oxide Fuel Cell) eingesetzt. [47] [37]

In Versuchsaufbauten bei Temperaturen von $1000^\circ C$ und Stromdichten von $0,2 - 0,4 A/cm^2$ werden bei HT-Elektrolysezellen reale Zellspannungen von $1,05 - 1,2 V$ erreicht [38]. Das größte Problem der Hochtemperaturelektrolyse ist jedoch die Lebensdauer der Zellen. Durch die thermische Belastung und mit den Temperaturänderungen einhergehenden mechanischen Spannungen kommt es häufig zu Beschädigungen der Zellen. Es wurden bisher Lebensdauern von $3.500 h$ erreicht, was im Gegensatz zu den Lebensdauern der oben vorgestellten alkalischen Elektrolyse und der PEM-Elektrolyse, welche im Bereich mehrerer Jahre liegen, einen deutlichen Unterschied darstellt [38]. Aufgrund der Problematik bei auftretenden Temperaturschwankungen ist die Hochtemperaturelektrolyse wenig dynamisch in ihrem Lastverhalten. Die Hochtemperaturelektrolyse wird daher in Zukunft ihre Anwendung in Bereichen finden, in denen Wärme (möglichst in Form von Wasserdampf) auf einem hohen Temperaturniveau zur Verfügung steht und gleichzeitig ein konstantes Angebot an elektrischer Energie bereitsteht. In den 1980er Jahren wurde die Hochtemperaturelektrolyse als Möglichkeit der Produktion des Sekundärenergieträgers Wasserstoff in Verbindung mit der Kernkraft gesehen, da diese die erforderliche Wärme auf hohem Temperaturniveau liefert und gleichzeitig große Mengen elektrische Energie bereitstellt.

4.2 Methanisierung

In Kapitel 3.1 wurde bereits erläutert, dass die Methanisierung des durch die Elektrolyse erzeugten Wasserstoffs mehrere Vorteile bietet, wie zum Beispiel eine unproblematische Einspeisung in das Erdgasnetz (inklusive Verteil- und Speicherinfrastruktur), die uneingeschränkte Nutzbarkeit des Methans in der vorhandenen Erdgasnutzungsstruktur sowie die höhere Energiedichte von Methan im Vergleich zu Wasserstoff. In diesem Abschnitt werden die Möglichkeiten zur Methanisierung von Wasserstoff vorgestellt, wobei zunächst auf die katalytische Methanisierung eingegangen wird und anschließend die biologische Methanisierung betrachtet wird. Ein wichtiger Aspekt bei der Methanisierung ist die Herkunft des benötigten Kohlenstoffdioxids. Die möglichen Quellen hierfür werden im anschließenden Kapitel 5 betrachtet.

4.2.1 Katalytische Methanisierung

Die katalytische Methanisierung von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid beruht auf der sogenannten Sabatier-Reaktion, welche vom namensgebenden Nobelpreisträger Paul Sabatier im Jahre 1902 entdeckt wurde. Die stark exotherme Reaktion wird durch einen festen

Katalysator, wie zum Beispiel Nickel oder Ruthenium katalysiert. Die Reaktionsgleichung der Sabatier-Reaktion lautet nach [48]:



Industrielle Konzepte zur Methanisierung wurden insbesondere in den 1970er Jahren entwickelt. Dabei wurde durch die Methanisierung von Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff aus der Kohlevergasung Methan erzeugt. Die dabei verwendeten Verfahren können auch bei der Methanisierung von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff angewendet werden. Die verfügbaren Verfahren zur katalytischen Methanisierung lassen sich in zwei Gruppen einteilen. Zum einen in die 2-Phasen-Systeme und zum anderen in 3-Phasen-Systeme. Alle Verfahren haben als Kernproblematik die effiziente Abfuhr der Reaktionswärme gemein. Dieses ist erforderlich, um eine zu hohe Temperatur des Systems und damit einhergehend eine Beschädigung der Katalysatoren sowie Umsatzeinbußen zu vermeiden. Übliche Temperaturen bei Methanisierungsprozessen liegen bei ca. 400°C [49]. Da es sich bei der Reaktion (4.20) um eine exotherme Reaktion handelt, verschiebt sich das Reaktionsgleichgewicht bei niedrigen Temperaturen zur Produktseite, also zu Methan und Wasserdampf. Problematisch ist hingegen, dass eine Initiierung der Reaktion bei niedrigen Temperaturen deutlich erschwert wird. Eine Initialisierung der Reaktion findet üblicherweise bei einer Temperatur um 350°C statt [49]. Da sich das Reaktionsgleichgewicht bei hohen Temperaturen auf die Seite der Edukte verschiebt, also zu CO₂ und H₂, ist es wichtig die Reaktionswärme aus dem Reaktor abzuführen.

Zu den 2-Phasen-Systemen gehören:

- die Festbettreaktoren
- die Wirbelschichtreaktoren und
- die beschichteten Reaktoren

Die 2 Phasen dieser Reaktoren bestehen aus dem festen Katalysator und dem gasförmigen Eduktgemisch (Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff).

Der Festbettreaktor ist der am häufigsten ausgeführte Reaktortyp [50]. Bei diesem Reaktortyp liegt der Katalysator in Form eines Festbetts vor, welches häufig aus einer Schüttung von Katalysatorpellets in der Größe von wenigen Millimetern besteht. Das Festbett wird vom Gasgemisch durchströmt. Der größte Vorteil der Festbettreaktoren, ist deren einfacher konstruktiver Aufbau. Nachteilig ist hingegen die schlechte Wärmeableitung, wodurch es zu lokalen Überhitzungen (Hot Spots) kommen kann. Um Überhitzungseffekte zu vermeiden, werden üblicherweise mehrere Festbettreaktoren (2 – 6 Reaktoren) mit einer dazwischenliegenden Kühlung in Reihe geschaltet [50].

Die Solarfuel GmbH, welche zurzeit als einziges Unternehmen Pilotanlagen nach dem Power-to-Gas-Prinzip inklusive Methanisierung vorweisen kann, verwendet in ihren Anlagen 2-stufige Festbettreaktoren mit einem Katalysator auf Nickelbasis, welche in Zusammenarbeit mit dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg (ZSW) entwickelt wurden [51]. Zur Verbesserung der Wärmeableitung werden mehrere Weiterentwicklungen des Festbettreaktors erforscht, wie zum Beispiel ein Rohrbündelreaktor, welcher aus mit

Katalysatorpartikeln gefüllten Rohrbündeln besteht, die von einem Wärmeträgerfluid umspült werden [52].

Ein weiterer Reaktortyp der 2-Phasen-Systeme ist der Wirbelschichtreaktor. Ein Wirbelschichtreaktor enthält wie auch ein Festbettreaktor eine Schüttung aus Katalysatorpartikeln. Im Vergleich zum Festbettreaktor, sind die Katalysatorpartikel jedoch deutlich kleiner. Der Reaktor wird von unten mit dem Gasgemisch durchströmt, so dass die Katalysatorpartikel aufwirbeln und fluidisiert werden, also fluidähnliche Eigenschaften aufweisen. Der Vorteil dieses Reaktortyps ist ein intensiver Wärme- und Stoffaustausch und damit einhergehend, ein nahezu isothermer Betrieb des Reaktors. Zudem kann ein einziger Reaktor verwendet werden, was den Aufbau der Anlage im Vergleich zum Festbettreaktor vereinfacht. Ein großer Nachteil ist jedoch die hohe mechanische Beanspruchung der Katalysatorpartikel. Durch die Bewegung der Partikel kommt es zu Abrieb und Zerstörung der Katalysatorpartikel. Des Weiteren weist das Wirbelschichtverfahren minimale und maximale Gasströme auf, wodurch Lastwechsel des Reaktors eingeschränkt werden. [3]

Neben den Festbettreaktoren und den Wirbelschichtreaktoren existieren noch beschichtete Reaktoren. Bei diesem Reaktortyp wird der Katalysator auf metallische Strukturen aufgebracht. Dies können beispielsweise Wabenstrukturen [3] oder auch microchannel-Strukturen [49] sein, welche mit dem Gasgemisch durchströmt werden. Die beschichteten Reaktoren weisen durch die Metallstruktur innerhalb des Reaktors eine gute Wärmeabfuhr auf. Zusätzlich ist die Abriebneigung des Katalysators gering. Im Gegensatz zu den Festbett- und Wirbelschichtreaktoren, welche bereits in großtechnischem Maßstab umgesetzt wurden, werden die beschichteten Reaktor bisher nur im Labormaßstab eingesetzt, da die Aufbringung des Katalysators und die Fertigung der Reaktor noch technische Schwierigkeiten bereiten.

Bei allen 2-Phasen-Systemen muss ein minimaler Gasstrom gewährleistet werden, da die Reaktoren ansonsten schnell auskühlen und für ein Wiederanfahren extern durch thermische Energie auf die nötige Betriebstemperatur aufgeheizt werden müssen. Stark schwankende Gasströme, sind für diese Systeme nicht gut geeignet.

Zu den 3-Phasen-Systemen gehören die Blasensäulenreaktoren.

Die 3 Phasen dieser Reaktoren bestehen aus dem festen Katalysator, welcher in einem speziellen Wärmeträgerfluid, der flüssigen Phase, aufgeschwemmt wird und dem gasförmigen Eduktgemisch (Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff). Das Gemisch aus festen Katalysatorpartikeln und flüssigem Wärmeträgerfluid wird mit dem Gasgemisch durchströmt, sodass eine Blasensäule entsteht.

In den 1970er Jahren wurden bereits Pilotanlagen gebaut, welche als Wärmeträgerfluide spezielle Öle nutzten. Da die Öle jedoch nicht ausreichend Temperaturstabil waren, hat sich dieses Konzept nicht weiter durchgesetzt. Aktuell forscht das Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie an neuartigen Blasensäulenreaktoren mit ionischen Fluiden als Wärmeträgerfluiden. [53]

Die Vorteile der Blasensäulenreaktoren sind die gute Wärmeableitung und die Möglichkeit zur Temperaturkontrolle. Durch die flüssige Phase im Reaktor kühlt der Reaktor bei ausbleibendem Gasstrom langsamer ab und kann zudem einfacher beheizt werden. Dies bietet insbesondere bei schwankendem Eduktgasstrom Vorteile in der Flexibilität. Nachteilig ist eine Verminderung des

Stofftransportes durch die flüssige Phase und damit verbundene Druckverluste. Ein Verdampfen des Wärmeträgerfluids wird durch den Einsatz von ionischen Fluiden vermindert, da diese einen geringen Dampfdruck aufweisen [53].

Die Blasensäulenreaktoren sind durch ihre Flexibilität besonders interessant für den Einsatz im Power-to-Gas-Konzept. Jedoch befindet sich die Technologie derzeit noch im Forschungsstadium.

Bei allen Verfahren der katalytischen Methanisierung ist eine hohe Reinheit der zugeführten Gase erforderlich. Insbesondere Schwefelverbindungen und Sauerstoff können zu Beschädigungen der Katalysatoren führen [3]. Ein weiterer Nachteil ist die Verwendung von seltenen Elementen bei der Herstellung der Katalysatoren. Die Konversionsverluste bei der katalytischen Methanisierung liegen bei 20-25% [54]. Das heißt nach der Methanisierung stehen noch 75-80% der chemisch gebundenen Energie zur Verfügung. Hinzuzurechnen sind zudem Energieaufwendungen für Nebenaggregate und Steuerung sowie für die Zu- und Abfuhr thermischer Energie.

4.2.2 Biologische Methanisierung

Eine weitere Möglichkeit zur Methanisierung des in der Elektrolyse produzierten Wasserstoffs ist die mikrobielle Methanisierung oder auch biologische Methanisierung. Bei dieser Art der Methanisierung wird der Wasserstoff zusammen mit Kohlenstoffdioxid zu Methan umgewandelt, wobei die Umwandlung nach der gleichen Reaktionsgleichung (4.20) wie bei der katalytischen Methanisierung stattfindet. Der Unterschied zur katalytischen Methanisierung liegt in der Nutzung von biologischen Stoffwechselprozessen von Bakterien und Archaeen, welche im mesophilen (20 – 45°C) oder thermophilen (45 – 80°C) Temperaturbereich stattfinden, statt der Verwendung eines chemisch-katalytischen Prozesses bei Temperaturen um 350°C.

Die Verfahren zur biologischen Methanisierung befinden sich zurzeit noch im Forschungsstadium und sind bisher nur in Testreaktoren bis maximal 1000l Reaktorvolumen, nicht aber in großtechnischen Anlagen verfügbar. Erste Pilotanlagen könnten jedoch bereits im Jahr 2013 gebaut werden [55].

Aktuell können zwei Verfahrensumsetzungen der biologischen Methanisierung unterschieden werden. In der ersten Variante wird ein eigenständiger Methanisierungsreaktor, welcher thermophile Archaeobakterien in Reinkultur enthält, mit Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid beschickt. Die enthaltenen Archaeobakterien benötigen für ihr Wachstum lediglich diese beiden Gase sowie bestimmte Mineralien [56]. Die dabei verwendeten Archaeobakterien weisen einen äußerst hohen Stoffumsatz auf und können ihren Stoffwechsel je nach Nahrungsangebot, also dem Vorhandensein von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid, sehr schnell anpassen und vom Ruhezustand in den Hochleistungsstoffwechsel umschalten [57].

Das zweite Verfahren zur biologischen Methanisierung verwendet Biogasanlagen, deren Methanausbeute durch zusätzlich zugeführten Wasserstoff erhöht wird. Dabei werden Bakterien genutzt, die ohnehin im Reaktor vorhanden sind oder zusätzlich zugeführt werden. Bei einem üblichen Biogasprozess besteht das produzierte Biogas zu ungefähr 60% aus Methan und zu ungefähr 35% aus Kohlenstoffdioxid. Dieses bereits vorhandene Kohlenstoffdioxid kann mithilfe des Wasserstoffs zusätzlich methanisiert werden. Bisherige Patente in diesem Bereich beziehen sich auf 2-stufige Biogasanlagen, bei denen das bereits in der Hydrolysestufe entstehende

wasserstoff- und kohlenstoffdioxidhaltige Hydrolysegas zusätzlich mit externem Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid einer Methanisierungsstufe zugeführt wird (siehe Patente [58] und [59] und darin enthaltene Patentverweise).

Die Vorteile der biologischen Methanisierung liegen bei der flexiblen Prozessführung und den niedrigen Temperaturniveaus, welche keine hochtemperierte thermische Energiezu-, und abfuhr voraussetzt. Zudem werden keine teuren Katalysatoren mit Bestandteilen seltener Elemente verwendet. Die Verfahren reagieren nur wenig auf Verunreinigungen der eingesetzten Gasströme, so können als Quellen für Kohlenstoffdioxid zum Beispiel auch Abgasströme eingesetzt werden. Lediglich Verunreinigungen mit Sauerstoff sollten möglichst vermieden werden, da die methanogenen Mikroorganismen streng anaerob sind.

Die Herausforderung bei der Anwendung der biologischen Methanisierung ist es, die komplexen Stoffwechselzusammenhänge der Mikroorganismen so gut wie möglich zu verstehen, um ein kontrollierbares und den technischen Ansprüchen entsprechendes System zu entwickeln. Durch die biologische Methanisierung werden Methangehalte von 95% angestrebt [60]. Die Konversionsverluste der biologischen Methanisierung liegen bei 20-25% [55]. Das heißt nach der Methanisierung stehen noch 75-80% der chemisch gebundenen Energie zur Verfügung. Die Methanisierung von Wasserstoff auf mikrobiellem Wege hat das Potential zu einer günstigen, flexiblen und einfachen Alternative zur katalytischen Methanisierung zu werden.

4.3 Wirkungsgrade von Power-to-Gas-Systemen

Um die Effektivität des Power-to-Gas-Konzeptes beurteilen zu können, gibt dieser Abschnitt einen kurzen Überblick über die Wirkungsgrade, die mit einem Power-to-Gas-System erreicht werden können.

Zur Darstellung der Wirkungsgrade wird für das System ein alkalischer Elektrolyseur angenommen. Mit den spezifischen Energieverbräuchen für das Elektrolysesystem inklusive Peripherie aus Tabelle 8 des Kapitels 4.1.2 kann mithilfe des Brennwertes für Wasserstoff (3,54 kWh/Nm³ [38]) der Systemwirkungsgrad von elektrischer Energie zu Wasserstoff der Elektrolyse berechnet werden. Dieser beträgt demnach für aktuelle Systeme 59 - 79%.

Bei der Methanisierung sind aus den Literaturwerten lediglich die Konversionsverluste bekannt. Diese liegen wie bereits im Kapitel 4.2 erwähnt bei 20-25%. Zu diesen Verlusten müssten noch zusätzliche Energieaufwendungen gerechnet werden, welche insbesondere bei der katalytischen Methanisierung den Wirkungsgrad weiter hinabsetzen werden. Da jedoch keine Informationen zu diesen weiteren Energieaufwendungen zur Verfügung stehen, werden in der nachfolgenden Betrachtung lediglich die Konversionsverluste berücksichtigt. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die zusätzlichen Energieaufwendungen bei der katalytischen Methanisierung deutlich größer sein dürften, als bei der biologischen Methanisierung. Dies rührt daher, dass zur Initialisierung der katalytischen Methanisierung zunächst der Reaktor aufgeheizt werden muss. Anschließend muss die entstehende Wärme auf hohem Temperaturniveau abgeführt werden. Bei der biologischen Methanisierung ist der zusätzliche Aufwand dahingegen geringer, da das benötigte Temperaturniveau deutlich niedriger ist und eine Kühlung nicht benötigt wird.

Die Umwandlung des Methans zu Strom kann über herkömmliche erdgasbetriebene Energieerzeugungsanlagen geschehen. In diesem Beispiel werden zur Darstellung des möglichen Effizienzbereiches des Power-to-Gas-Konzeptes drei verschiedene Effizienzklassen betrachtet. Zum einen wird zur Umwandlung ein hocheffizientes Gas-und-Dampfturbinenkraftwerk im Kondensationsbetrieb herangezogen. Moderne Kraftwerke dieses Typs können elektrische Wirkungsgrade um 60% erreichen [61]. Zum anderen wurden für die Umwandlung des Methans zu Strom Erdgas-Blockheizkraftwerke betrachtet. Dabei wurden mittlere und niedrige Wirkungsgrade aus [62] ausgewählt. Für ein durchschnittliches Erdgas-Blockheizkraftwerk kann demnach ein elektrischer Wirkungsgrad von 38% und ein thermischer Wirkungsgrad von 49% angenommen werden. Für ein Erdgas-Blockheizkraftwerk mit niedrigem elektrischen Wirkungsgrad wurde dieser mit 25% gewählt. Der thermische Wirkungsgrad entspricht dabei 65%.

In Abbildung 18 werden die Wirkungsgrade der Umwandlung des Power-to-Gas-Konzeptes in Form von Sankey-Diagrammen dargestellt. Es werden dabei drei unterschiedliche Effizienzbereiche betrachtet, um den möglichen Schwankungsbereich der Effizienz aufzuzeigen. Dabei werden aktuelle Werte für die möglichen Wirkungsgrade herangezogen. Die Wirkungsgrade der Umwandlung von Strom zu Methan liegen im Bereich von 44-63% bei einem durchschnittlichen Wert von 54%. Die anschließende Rückverstromung des Methans führt wiederum zu einer Senkung des Gesamtwirkungsgrades auf Werte von 11-38% und einem mittleren Wert von 20%. In dieser Betrachtung sind Transportverluste nicht berücksichtigt. Zu beachten ist jedoch, dass es sich bei den genutzten Daten um aktuelle Werte handelt. Durch die zurzeit intensive Forschung im Bereich der Elektrolyse und der Methanisierung ist es sehr wahrscheinlich, dass die Wirkungsgrade in den nächsten Jahren steigen werden und die Effizienz des Power-to-Gas-Konzeptes erhöhen werden.

An diesem Beispiel wird deutlich, dass durch die Methanisierung des Wasserstoffes eine Effizienzeinbuße von etwa 15% entsteht. Aus diesem Grund sollte bei der Nutzung eines Power-to-Gas-Systems zunächst immer versucht werden den produzierte Wasserstoff direkt zu verwenden, sei es durch die Einspeisung des Wasserstoffs ins Erdgasnetz bis zur möglichen Höchstgrenze oder durch die direkte Nutzung des Wasserstoffs.

Die hier berechneten Wirkungsgrade der Umwandlung Strom zu Strom wirken im Vergleich zu den Wirkungsgraden der in Kapitel 2.2.1 vorgestellten Speichertechnologien sehr gering. So weisen Pumpspeicherkraftwerke zum Beispiel Wirkungsgrade um 80% auf. Die vergleichbar niedrigen Wirkungsgrade des Power-to-Gas-Konzeptes relativieren sich jedoch mit einem Blick die Vorteile der Technologie. So kann durch die Nutzung des Erdgasnetzes eine Speicherkapazität erreicht werden (siehe Kapitel 3.1), wie sie mit keiner anderen Speichertechnologie erreicht werden kann. Zudem sind die Ausbaupotentiale für zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland äußerst gering. Darüber hinaus kann das Verfahren zur kurz-, mittel- und langfristigen Speicherung verwendet werden. Durch die Umwandlung der elektrischen Energie in einen chemischen Energieträger kann die gespeicherte Energie über weite Strecken problemlos transportiert werden, was bei anderen Speichertechnologien nicht in diesem Maße möglich ist. Das Power-to-Gas-Konzept bietet die Möglichkeit auf flexible Weise große Mengen Energie zu speichern und räumlich zu verteilen. Diese Eigenschaften sind essentiell für ein Energieversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Alle

sonstigen Speichertechnologien vermögen es nicht die genannten Eigenschaften zu kombinieren. Somit muss bei dem Vergleich der Wirkungsgrade des Power-to-Gas-Konzeptes eine Speichertechnologie gewählt werden, die ebenfalls diese wichtigen Eigenschaften bedienen kann. Da es diese Technologie jedoch bisher nicht gibt, muss der Wirkungsgrad von durchschnittlich 20% mit einem Wirkungsgrad von 0% verglichen werden, also der Nichtnutzung der Energie.

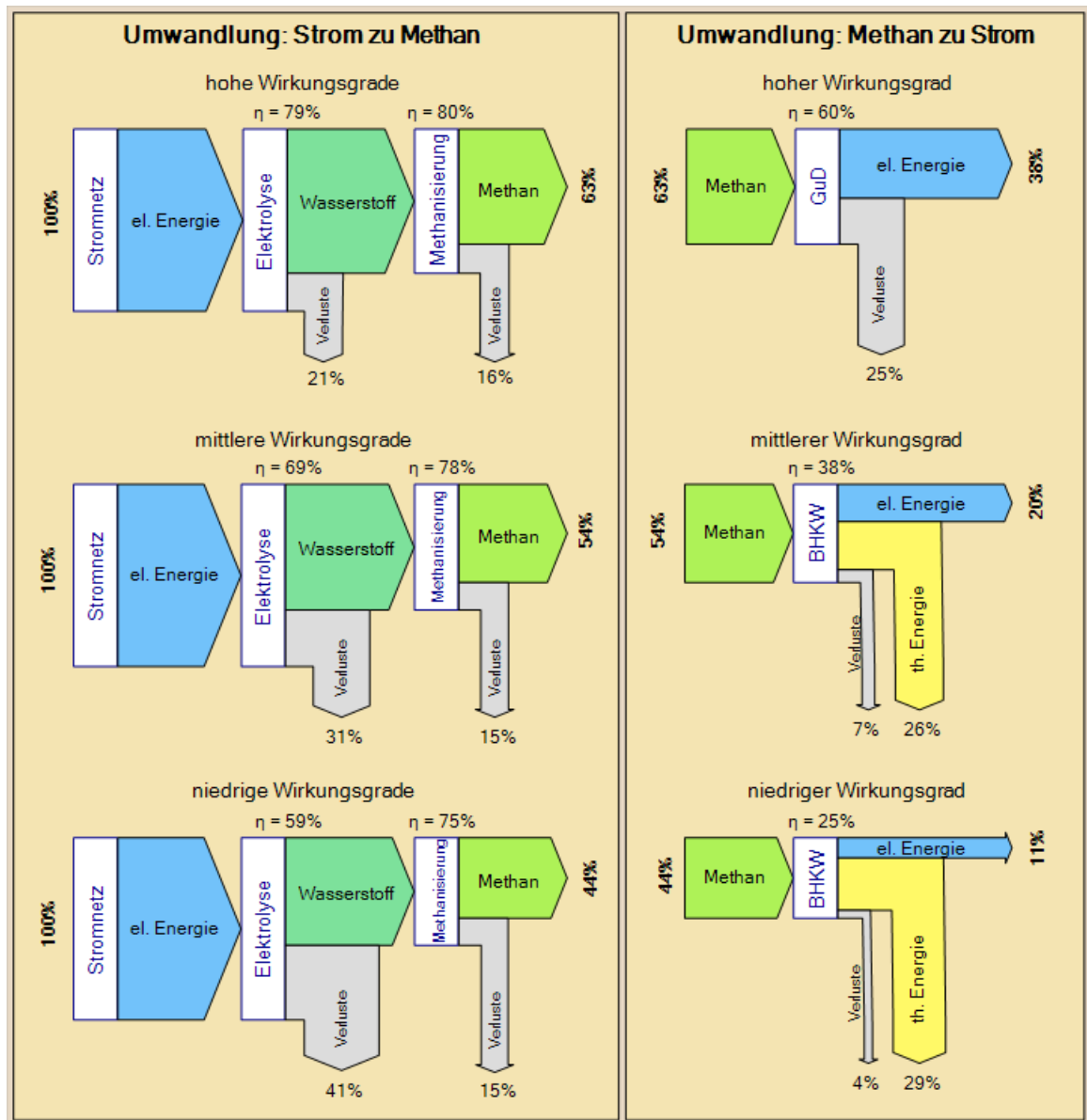


Abbildung 18: Sankey-Darstellung der aktuell möglichen Wirkungsgrade des Power-to-Gas-Konzeptes für die Umwandlung von Strom zu Gas und Gas zu Strom. Betrachtet werden drei Fälle mit unterschiedlichen Wirkungsgraden. Die Quellen der verwendeten Daten sowie weitere Informationen sind in Kapitel 4.3 zu finden. Eigene Darstellung.
 η : Wirkungsgrad der Umwandlung (el. Wirkungsgrad); GuD: Gas-und-Dampfturbinenkraftwerk; BHKW: Blockheizkraftwerk

5 Kohlendioxidquellen für die Methanisierung

Im vorangegangenen Abschnitt 4.2 wurden die technischen Möglichkeiten zur Methanisierung von Wasserstoff vorgestellt. In den vorgestellten Verfahren zur Herstellung von synthetischem Erdgas (SNG – synthetic natural gas, substitute natural gas), wird zur Methanisierung Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid benötigt. Beim Power-to-Gas-Konzept entstammt der Wasserstoff einer Elektrolyse, welche im Allgemeinen mit überschüssiger elektrischer Energie betrieben wird. Die Bereitstellung des Kohlenstoffdioxids kann hingegen auf mehrere Arten stattfinden, welche in diesem Abschnitt vorgestellt werden. Zu beachten ist, wie bereits in Kapitel 3.1 beschrieben wurde, dass synthetisches Gas rechtlich nur dann als Biogas gewertet werden kann, insofern die elektrische Energie zur elektrolytischen Herstellung des Wasserstoffs sowie das verwendete Kohlenstoffdioxid (oder Kohlenstoffmonoxid) zu mindestens 80% aus regenerativen Quellen stammen.

Die Art der Kohlenstoffquelle hat Auswirkungen auf die Umweltwirkung und die Energiebilanz des entstehenden Methans und damit einhergehend einen direkten Einfluss auf dessen Kosten.

5.1 Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre

Ein entscheidender Faktor bei der Auswahl der Kohlenstoffdioxidquelle für eine Power-to-Gas-Anlage ist deren Standort. Der Standort entscheidet darüber, ob nutzbare CO₂-Quellen sich in der räumlichen Umgebung der Anlage befinden. Wichtige nutzbare CO₂-Quellen sind zum Beispiel Bioenergieanlagen und Klärwerke, fossile Kraftwerke oder industrielle Prozesse. Diese Quellen werden in den folgenden Abschnitten näher beschrieben. Eine häufige Eigenschaft dieser CO₂-Quellen ist deren Vorkommen in der räumlichen Nähe von Siedlungsgebieten. Bei der Nutzung einer Power-to-Gas-Anlage in abgelegenen Gebieten stehen die genannten CO₂-Quellen nicht immer zur Verfügung. Extreme Beispiele für solche Standorte können zum Beispiel Offshore-Windparks oder Solarparks in Wüstenregionen sein. In solchen Fällen, bei denen es an nutzbaren CO₂-Quellen fehlt, bietet sich die Möglichkeit an das benötigte Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre zu gewinnen.

Es gibt mehrere Verfahren, welche das Abscheiden von CO₂ aus der Umgebungsluft ermöglichen. Diese Verfahren sind:

- die Adsorption an Feststoffen
- die Absorption an flüssigen Lösungsmitteln
- die Kondensation in kryogenen Prozessen
- die Luftzerlegung mittels Membrantechnik

Das Kondensationsverfahren benötigt sehr tiefe Temperaturen zur Abtrennung des Kohlenstoffdioxids. Beim Membranverfahren werden hingegen sehr hohe Drücke benötigt. Aus diesen Gründen sind diese beiden Verfahren äußerst energieintensiv und werden hauptsächlich

zur industriellen Bereitstellung von Stickstoff, Sauerstoff und Argon genutzt statt zur Kohlenstoffdioxidabscheidung. Die CO₂-Abtrennung aus der Luft mittels Adsorption, wie sie zum Beispiel bei der Druckwechsel-Adsorption stattfindet, ist ebenfalls ein äußerst energieintensives Verfahren und ist zudem anfällig für Verunreinigungen. [54]

Die Absorptionsverfahren zur Abtrennung von CO₂ aus der Umgebungsluft weisen im Vergleich zu den oben beschriebenen Verfahren einen niedrigen Energiebedarf auf. Aus diesem Grund sind diese Verfahren besonders vielversprechend im Zusammenhang mit dem Power-to-Gas-Konzept. Durch den zusätzlichen Energiebedarf zur CO₂-Abtrennung sinkt der Power-to-Gas-Wirkungsgrad von Strom zu Methan im Mittel um ungefähr 15% [54].

Die erste Power-to-Gas-Anlage, welche überschüssigen Strom in Methan umwandelt besteht aus einer alkalischen Elektrolyse mit 25 kW Leistung und einem 2-stufigen Festbettreaktor zur katalytischen Methanisierung. Das Kohlenstoffdioxid zur Methanisierung wird bei dieser Anlage mithilfe eines Absorptionsprozesses aus der Umgebungsluft abgeschieden [63]. Obwohl die Technik zur Kohlenstoffdioxidgewinnung mittels Absorptionsprozess noch auf einem frühen Entwicklungsstand ist, zeigt sich durch diese Pilotanlage, dass die Umsetzung des Verfahrens auch im konkreten Anwendungsfall möglich ist.

Da die CO₂-Abtrennung aus der Atmosphäre dennoch den Wirkungsgrad einer Power-to-Gas-Anlage deutlich senkt, sollten wenn möglich andere CO₂-Quellen verwendet werden, welche die Effizienz einer Anlage weniger reduzieren.

5.2 Kohlenstoffdioxid aus biogenen Quellen

Die Verwendung von biogenen Quellen zur CO₂-Bereitstellung hat den großen Vorteil, dass das verwendete CO₂ klimaneutral ist. Mögliche Quellen für biogenes CO₂ sind Biogasanlagen, Bioethanolanlagen und Klärwerke.

Wird eine Biogasanlage als CO₂-Quelle genutzt, können verschiedene Varianten unterschieden werden. Eine durchschnittliche Biogasanlage liefert Biogas mit einer Zusammensetzung von ungefähr 60% Methan und 35% Kohlenstoffdioxid [64]. Beide vorgestellten Verfahren zur Methanisierung können sowohl mit hochkonzentriertem CO₂ betrieben werden, als auch direkt mit Biogas als CO₂-Quelle, also mit einem Gemisch aus CO₂ und Methan.

Es existieren zwei Hauptvarianten von Biogasanlagen, die sich durch die Nutzung des produzierten Biogases unterscheiden. Bei dem am weitesten verbreiteten Konzept wird das produzierte Biogas lokal ohne weitere Aufbereitung (abgesehen von einer Trocknung) in einem BHKW verbrannt, welches dabei elektrische und thermische Energie zur Verfügung stellt. Bei der zweiten Variante wird das produzierte Biogas in einem technischen Verfahren auf Erdgasqualität aufbereitet (siehe Kapitel 3.1) und mithilfe einer Einspeiseanlage in das Erdgasnetz eingespeist. Im Jahr 2011 existierten in Deutschland 7.215 Biogasanlagen, von denen 80 Anlagen Einspeiseanlagen waren [65]. Im Zusammenhang mit der Methanisierung von Wasserstoff im Power-to-Gas-Konzept haben Biogaseinspeiseanlagen den großen Vorteil, dass bereits eine Einspeisevorrichtung für das Erdgasnetz vorhanden ist. Zudem steht hochkonzentriertes CO₂ zur Verfügung, welches normalerweise als Abgasstrom in die Atmosphäre entlassen wird. Abbildung

19a und Abbildung 20a zeigen beispielhaft die mögliche Kopplung einer Biogaseinspeiseanlage mit einem Power-to-Gas-System mit katalytischer und biologischer Methanisierung. In den dargestellten Konzepten werden der Wasserstoff aus der Elektrolyse und das Kohlenstoffdioxid aus der Biogasaufbereitung jeweils in einem Puffertank zwischengelagert. Die kurzzeitige Zwischenspeicherung ermöglicht es starke Schwankungen in der Gasbereitstellung zu glätten, um die Methanisierungsprozesse gegebenenfalls optimaler zu betreiben. Bisher sind keine Veröffentlichungen publiziert, die das dynamische Verhalten der Methanisierungsprozesse beschreiben. Persönliche Gespräche mit Mitarbeitern von Unternehmen, welche zurzeit Methanisierungsprozesse entwickeln, ergaben, dass die katalytische Methanisierung momentan noch sehr empfindlich auf Schwankungen und Unterbrechungen in der Gaszufuhr reagiert, was zum größten Teil mit dem Wärmemanagement des Reaktors zu tun hat. Bei der biologischen Methanisierung sind Schwankungen in der Gaszufuhr weniger problematisch. Jedoch kann es hier gegebenenfalls aus bioprozesstechnischen Gründen nötig sein die Substratzufuhr (Gaszufuhr) für kurze Zeit zu unterbrechen. Bei beiden Methanisierungsvarianten ist es demnach zu empfehlen Pufferspeicher für die Eduktgase vorzusehen.

In beiden dargestellten Kopplungsvarianten ist es möglich den produzierten Wasserstoff direkt in das Gasnetz einzuspeisen. Eine Einspeisung von Wasserstoff bis zur erlaubten Einspeisegrenze sollte wenn möglich der Methanisierung vorgezogen werden um unnötige Umwandlungsverluste zu vermeiden. Des Weiteren kann es auch sinnvoll sein die Gase vor Ort in elektrische Energie zurück zu wandeln. Hierzu ist ein weiterer Speicher vor Ort nötig, um die Umwandlungsprozesse Strom zu Gas und Gas zu Strom zeitlich voneinander zu entkoppeln.

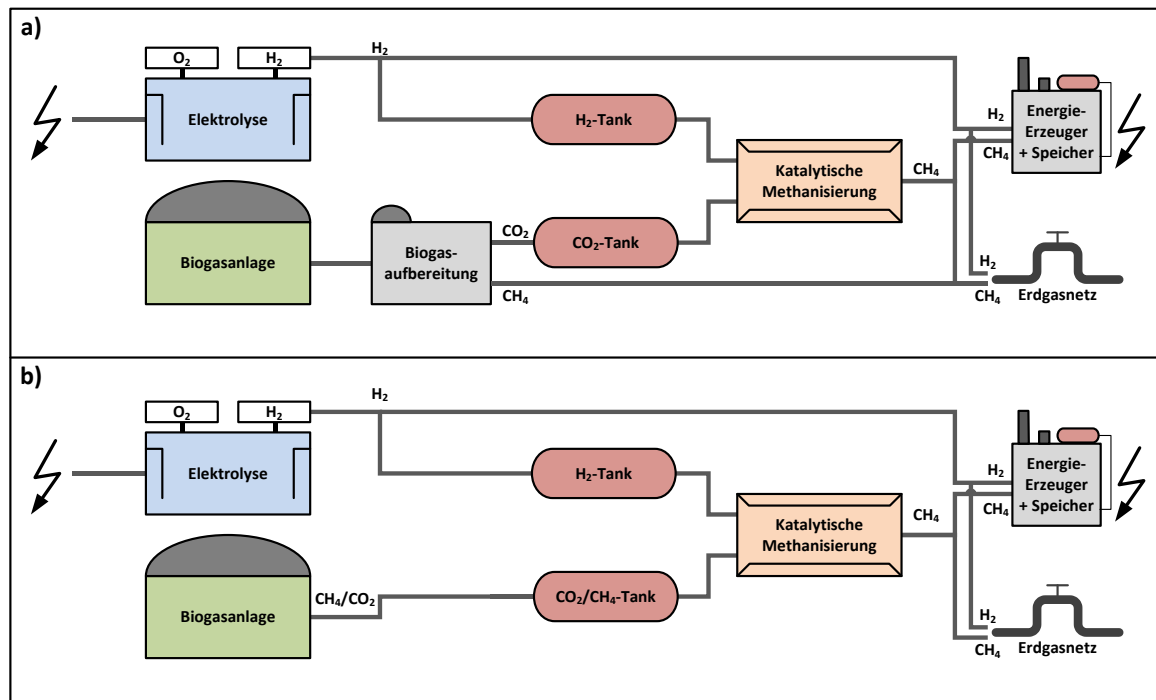


Abbildung 19: Schematische Darstellungen möglicher Kopplungsvarianten von Biogasanlagen mit einem katalytischen Power-to-Gas-Konzept. Eigene Darstellung.

a) Kopplung einer Biogaseinspeiseanlage mit einer Elektrolyse und einer katalytischen Methanisierung.

b) Kopplung einer herkömmlichen Biogasanlage ohne Aufbereitungsanlage mit einer Elektrolyse und einer kat. Methanisierung.

Kopplungsvarianten mit herkömmlichen Biogasanlagen ohne Gasaufbereitungsanlage werden in Abbildung 19b und Abbildung 20b schematisch dargestellt. Diese Varianten besitzen den Vorteil, dass auf eine energieintensive Gastrennung verzichtet werden kann. Allerdings ist zur Einspeisung in das Erdgasnetz eine zusätzliche Einspeiseeinrichtung notwendig (nicht in den Abbildungen dargestellt). Gegebenenfalls ist auch eine weitere Reinigung des Gases vor oder nach der Methanisierung erforderlich, um die erforderlichen Einspeiseanforderungen zu erfüllen und gegebenenfalls den Katalysator vor Verunreinigungen zu schützen.

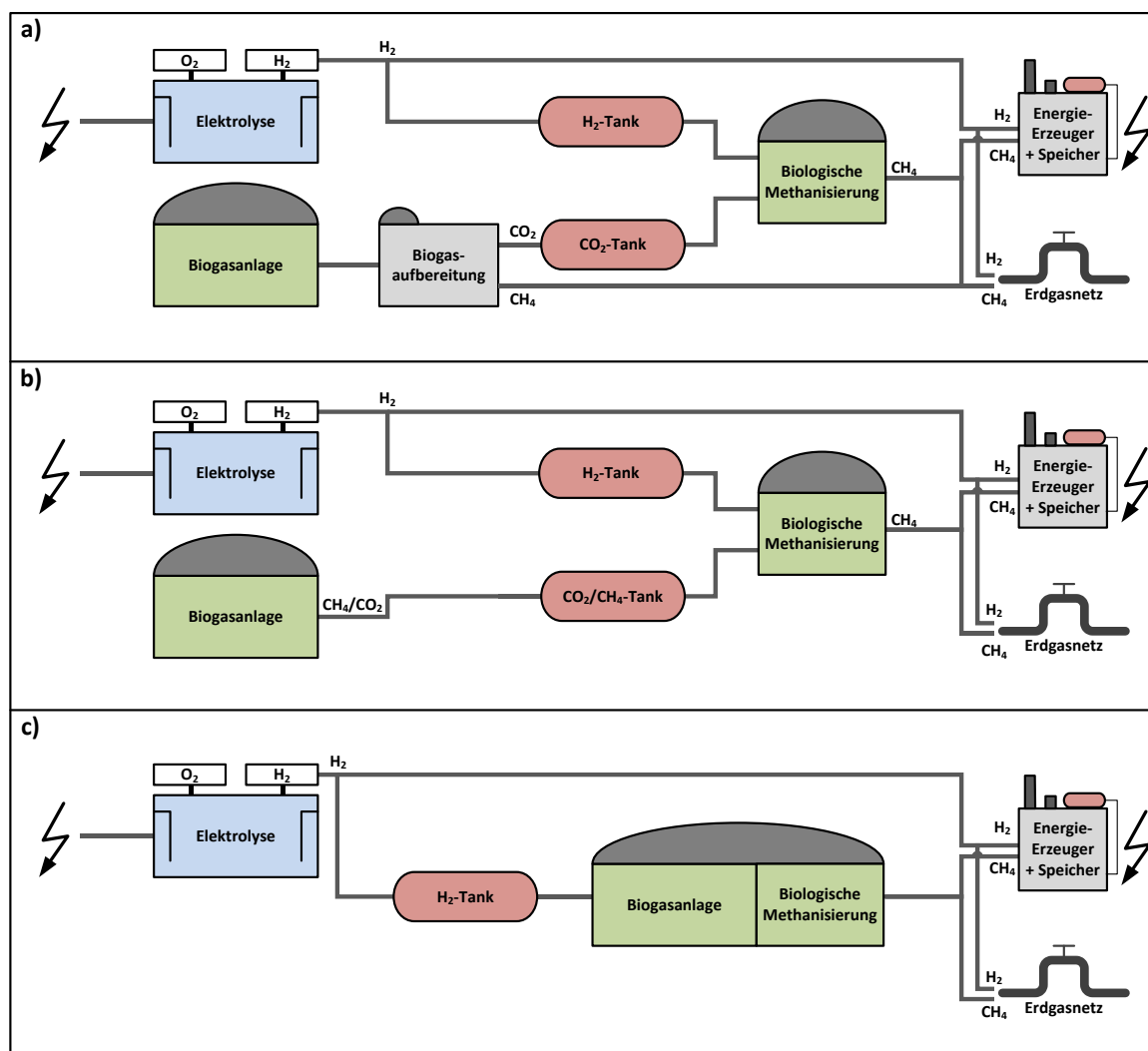


Abbildung 20: Schematische Darstellungen möglicher Kopplungsvarianten von Biogasanlagen mit einem biologischen Power-to-Gas-Konzept. Eigene Darstellung.

- a) Kopplung einer Biogaseinspeiseanlage mit einer Elektrolyse und einer biologischen Methanisierung.
 b) Kopplung einer herkömmlichen Biogasanlage ohne Aufbereitungsanlage mit einer Elektrolyse und einer kat. Methanisierung.
 c) Kopplung einer Biogasanlage mit einer Elektrolyse. Wasserstoff wird innerhalb der Biogasanlage zur Methananreicherung des Biogases genutzt. Die Methanisierung findet innerhalb des Biogasprozesses statt.

In Abbildung 20c ist zudem eine Variante abgebildet, bei der die Methanisierung des elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs innerhalb der Biogasanlage stattfindet. Der Wasserstoff dient als zusätzliches Substrat für hydrogenotrophe methanogene Bakterien und dadurch zur Steigerung der Methankonzentration des Biogases. Diese Variante stellt den einfachsten Aufbau eines gekoppelten Biogas-Elektrolyse-Systems dar, allerdings ist der Prozess schwerer zu steuern

und zu überwachen, wodurch niedrigere Methankonzentrationen möglich sind und eine direkte Einspeisung in das Erdgasnetz eventuell nicht möglich sind [55]. Ein weiterer Vorteil ist, dass üblicherweise bereits ein BHKW vor Ort vorhanden ist. Somit kann die Rückspeisung der Energie ins Stromnetz ohne Verluste durch die Einspeisung in das Erdgasnetz und Gastransportverluste stattfinden.

Im Jahr 2011 wurden in Deutschland 275 Mio. Nm³ Biomethan aus Biogasanlagen in das Erdgasnetz eingespeist [66]. Unter der Annahme der oben genannten Biogaszusammensetzung (60% Methan, 35% CO₂) entstand an den Biogasaufbereitungsanlagen ein CO₂-Volumen von 160 Mio. Nm³. Bei Verwendung des mittleren Wirkungsgrades eines Power-to-Gas-Systems von 54 % aus Kapitel 4.3 und dem Brennwert von Methan von 11,06 kWh/Nm³ [39] ergibt sich aus dem CO₂-Volumen ein Potential zur Aufnahme von überschüssiger elektrischer Energie in Höhe von 3,29 TWh im Jahr 2011.

Bei herkömmlichen Biogasanlagen gibt es keine Informationen zur produzierten Gasmenge. Allerdings gibt es Angaben zur produzierten elektrischen Energie, wodurch mithilfe eines durchschnittlichen BHKW-Wirkungsgrades die produzierte Biogasmenge grob abgeschätzt werden kann. Im Jahr 2011 wurden mithilfe von Biogasanlagen 18,40 TWh elektrische Energie produziert [65]. Mit dem durchschnittlichen BHKW-Wirkungsgrad aus Kapitel 4.3 von 38% und einem durchschnittlichen Brennwert von Rohbiogas von 5,8 kWh/Nm³ [67] ergibt sich eine Biogasproduktion von 8.570 Mio. Nm³ für das Jahr 2011. Bei einem CO₂-Gehalt von 35 % im Biogas ergibt sich ein CO₂-Volumen von rund 3.000 Mio. Nm³. Mit denselben Annahmen wie oben ergibt sich aus dieser CO₂-Menge ein Aufnahmepotential für überschüssige elektrische Energie in Höhe von 61 TWh für das Jahr 2011.

Neben Biogasanlagen sind auch Bioethanolanlagen potentielle CO₂-Quellen für eine Methanisierung. Nach [68] entstehen bei der Produktion von einem Kubikmeter Bioethanol 295 Nm³ Kohlenstoffdioxid. Die Bioethanolproduktion in Deutschland ist im Jahr 2011 verglichen zum Vorjahr etwas zurückgegangen und lag bei 730.000 m³ [69]. Somit ergibt sich ein CO₂-Volumen von 295 Mio. Nm³. Daraus folgt ein theoretisches Aufnahmepotential von überschüssiger elektrischer Energie in Höhe von ungefähr 6 TWh für das Jahr 2011.

Eine weitere mögliche biogene CO₂-Quelle stellen Kläranlagen dar. Bei diesen entsteht während der Faulung CO₂. Zudem kann der bei der Elektrolyse erzeugte Sauerstoff ebenfalls in der Anlage genutzt werden, da das Belebungsbecken einer Kläranlage einen Sauerstoffbedarf aufweist. Über die Menge an verfügbaren CO₂ sind keine Informationen veröffentlicht.

5.3 Kohlenstoffdioxid aus fossilen Quellen

Neben biogenen Quellen können auch Verbrennungsprozesse von fossilen Energieträgern als Kohlenstoffdioxidquelle dienen. Nach Abscheidung des Kohlenstoffdioxids aus dem Abgas kann dieses in einem Methanisierungsprozess verwendet werden. Zu beachten ist jedoch, dass das bei den fossilen Verbrennungsprozessen entstehende CO₂ nicht klimaneutral ist. Das bei der Methanisierung entstehende Methan wäre somit ebenfalls nicht klimaneutral. Es ergeben sich durch die Nutzung von CO₂ aus fossilen Quellen mehrere Probleme. Zum einen könnte der

Eindruck entstehen, dass es zu einer CO₂-Reduktion kommt, da zunächst keine CO₂-Emissionen anfallen. Allerdings stimmt dies nicht, da das Methan bei der Verbrennung ebenfalls CO₂ freisetzt, welches in diesem Fall aus fossilen Quellen stammt. Es kommt also nur zu einer kurzzeitigen Verzögerung und örtlichen Verlagerung der Emissionen. Zum anderen könnten die fossilen Verbrennungsprozesse als Lieferant des Kohlenstoffdioxids für eine angehängte Nutzung im Power-to-Gas-System eine zusätzliche Legitimation erhalten, was gegen die politischen Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen und den Ausbau erneuerbarer Energiesysteme wirken würde. Des Weiteren müssten Kosten für die CO₂-Abscheidung und Emissionszertifikate in die Kosten des entstehenden Methans eingerechnet werden, was die Technologie zusätzlich verteuern würde.

Aus den obengenannten Gründen sollte auf die Nutzung von fossilen CO₂-Quellen verzichtet werden, solange für die Erzeugung von SNG andere, vorzugsweise biogene Quellen zur Verfügung stehen.

5.4 Kohlenstoffdioxid aus industriellen Prozessen

In vielen industriellen Prozessen entsteht Kohlenstoffdioxid als Reststoff oder Abgas. Eine Nutzung dieses Kohlenstoffes ist zunächst einmal sinnvoll, da vorhandene Quellen mit hoher Reinheit genutzt werden können. Diese Nutzung muss jedoch auch kritisch betrachtet werden. Prozessbedingte CO₂-Emissionen sollten wenn möglich vermieden werden. Bei einer weiteren Nutzung des bei einem Prozess entstehenden Kohlenstoffdioxids kann eventuell der Anreiz zur Senkung der Emissionen entfallen. Es muss deshalb sichergestellt werden, dass nur unvermeidbare CO₂-Emissionen für die Methanisierung verwendet werden. In den meisten Fällen sind die bei industriellen Prozessen entstehenden CO₂-Emissionen nicht klimaneutral, da die Ausgangsstoffe häufig nicht aus biogenen Quellen stammen.

Die größten industriellen Kohlenstoffdioxidemittenten sind die Bereiche Stahlherstellung, Zementherstellung und die chemische Industrie. In [68] werden Zahlen für prozessbedingte CO₂-Emissionen aus dem Jahr 2008 genannt. Demnach entstehen in Hochofenprozessen der Stahlherstellung 16,7 Mio. Tonnen Kohlenstoffdioxid, was einem reinen CO₂-Volumen von 8.430 Mio. Nm³ und einem möglichen Aufnahmepotential von 172 TWh überschüssiger elektrischer Energie entspricht.

In der Zementindustrie fielen im Jahr 2008 circa 9,1 Mio. Tonnen prozessbedingte CO₂-Emissionen an. Dieses entspricht einem CO₂-Volumen von ungefähr 5.000 Mio. Nm³. Das Aufnahmepotential für elektrische Energie liegt demzufolge bei circa 94 TWh.

Bei der Nutzung der Prozessemissionen der Stahl- und Zementherstellung ist in den meisten Fällen eine Aufbereitung der Abgasströme erforderlich, was eine zusätzliche Energiezufuhr bedeutet und damit einhergehend eine Effizienzminderung und Kostensteigerung des Gesamtsystems.

Im Gegensatz zu den zuvor genannten industriellen CO₂-Quellen stehen bei der chemischen Industrie häufig hochkonzentrierte CO₂-Ströme zur Verfügung. Diese lagen laut [68] im Jahr 2009 bei ungefähr 15,6 Mio. Tonnen. Dies entspricht einem Volumen von 7.880 Mio. Nm³ und einem möglichen Aufnahmepotential von 161 TWh elektrischer Überschussenergie.

Die Tabelle 10 fasst die Informationen und errechneten Potentiale der möglichen Kohlenstoffdioxidquellen des Kapitels 5 gegenüberstellend zusammen.

Tabelle 10: Zusammenfassung der Informationen zu möglichen CO₂-Quellen für die Methanisierung aus Kapitel 5.

CO ₂ -Quelle	Jährlicher CO ₂ -Volumenstrom in Mio. Nm ³ /a	Aufnahmepotential für überschüssige el. Energie in TWh/a	Klimaneutral
Abscheidung aus Umgebungsluft	unbegrenzt	unbegrenzt	ja
herkömmliche Biogasanlagen	3.000	61	ja
Biogasanlagen mit Biomethaneinspeisung	160	3	ja
Bioethanolanlagen	295	6	ja
Kläranlagen	unbekannt	unbekannt	ja
Fossile Verbrennungsprozesse	unbekannt	unbekannt	nein
Stahlindustrie	8.430	172	nein
Zementindustrie	5.000	94	nein
Chemische Industrie	7.880	161	nein

6 Integrationskonzepte von Power-to-Gas-Systemen

Die Nutzung des Power-to-Gas-Konzeptes innerhalb des Energieversorgungssystems kann auf unterschiedliche Weise stattfinden. In diesem Kapitel werden verschiedene Integrationsmöglichkeiten eines Power-to-Gas-Systems vorgestellt um einen Überblick über die Anwendungsmöglichkeiten zu bieten.

6.1 Power-to-Gas als Element des Lastmanagements

In Kapitel 2.2 wurde bereits erläutert, dass für ein Energiesystem mit einem großen Anteil erneuerbarer Energien das Vorhandensein flexibler Verbraucher und Speicher nötig ist. Auf diese Weise kann der eingeschränkten Flexibilität der Erzeugerseite, welche durch die volatilen und nicht regelbaren erneuerbaren Energieerzeuger entsteht, auf der Verbraucherseite entgegengewirkt werden.

Die Kernaufgabe des Lastmanagements ist die Anpassung der Energienutzung an die Energieerzeugung. Momentan wird die Bereitstellung erneuerbarer elektrischer Energie stark von der Windkraft und der Photovoltaik dominiert. Im Jahr 2011 betrug der Anteil der erneuerbaren Energiesysteme an der elektrischen Energiebereitstellung 20,3% [70]. Die Windkraft nimmt in der Struktur der erneuerbaren elektrischen Energiebereitstellung einen Anteil von 39,7% ein und steht damit an erster Stelle [70]. Die Photovoltaik liegt mit einem Anteil von 15,7% auf dem zweiten Platz [70]. Das bedeutet, dass alleine Windkraft und Photovoltaik einen Anteil von 55,4% der erneuerbaren Energie ausmachen und für 11,2% der gesamten elektrischen Energiebereitstellung verantwortlich sind. Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht zudem eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung auf mindestens 35% im Jahr 2020 und mindestens 50% im Jahr 2030 vor [70]. Auf diese Weise werden auch die Anteile der Windkraft und der Photovoltaik weiter ansteigen. Der große Nachteil beider Techniken ist die Abhängigkeit der Erzeugungsleistung von lokalen Umwelteinflüssen, wie das Windaufkommen und die Sonneneinstrahlung. Die Erzeugungsleistung der Anlagen ist nur bedingt oder überhaupt nicht regelbar, abgesehen von der Abschaltung der Anlagen. Dennoch ist die Erzeugungsleistung von Wind- und Photovoltaikanlagen mithilfe von Wetterprognosen im gewissen Maße planbar.

In der Abbildung 21 wird für den Verlauf einer Woche im Juni 2012 die Einspeiseleistung von Wind- und Solarenergie der Netzlast gegenübergestellt. Dabei zeigt sich zum einen, dass die Leistung der Photovoltaikanlagen zeitlich recht gut mit den Lastspitzen der Verbraucher korreliert. Des Weiteren wird deutlich, dass in dieser Beispielwoche die eingespeiste Leistung von Windkraft und Photovoltaik am Ende der Woche ihr Maximum erreicht. Gerade zu dieser Zeit ist jedoch die Verbraucherlast im Vergleich zum Beginn der Woche deutlich geringer.

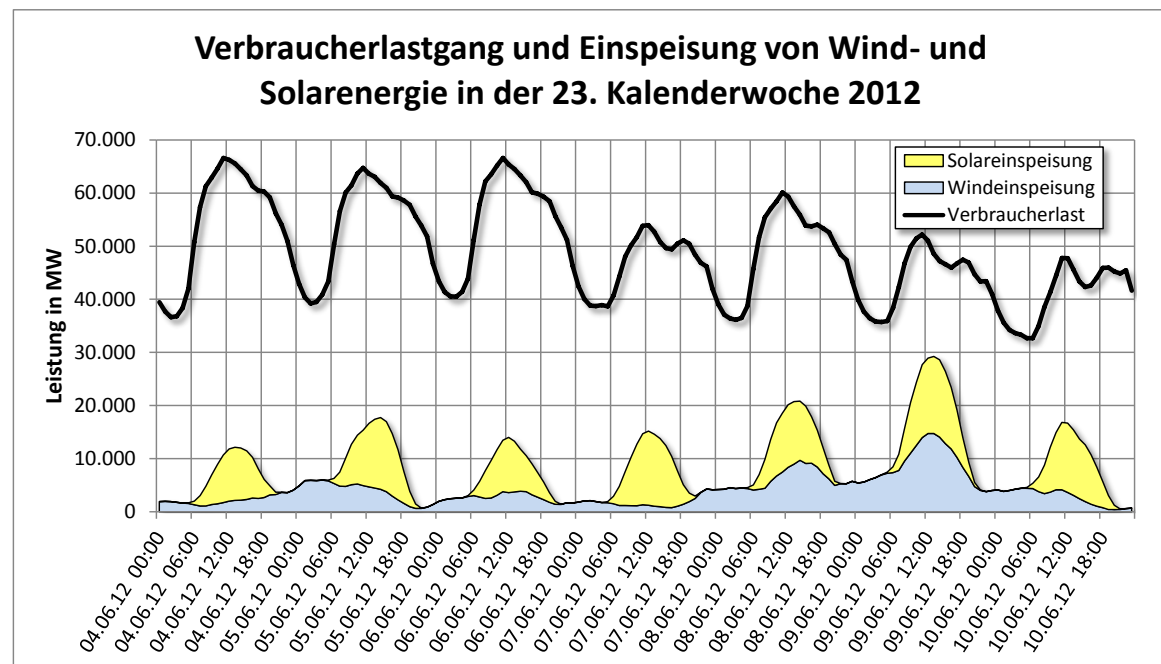


Abbildung 21: Darstellung des Verbraucherlastgangs der 23. Kalenderwoche 2012 in den deutschen Regelzonen. Zusätzlich sind die Einspeisung von Windenergie und Solarenergie dargestellt. Die Lastgangdaten entstammen dem Datenportal der ENTSO-E [6] und beziehen sich auf die gesamte Netzlast inklusive Netzverluste und ohne Pumpspeicherkraftwerke. Daten über die Einspeisung von Wind- und Solarenergie entstammen den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber, welche unter anderem zusammengefasst bei der EEX AG veröffentlicht werden [21]. Eigene Darstellung.

Um die Problematik der Einspeisung von volatilen regenerativen Energien noch deutlicher zu machen, wurde in der Abbildung 22 zusätzlich zum Lastgang und der Einspeisung von Wind- und Solarenergie noch die sonstige Erzeugungsleistung eingezeichnet. Dabei wurden bei der sonstigen Erzeugungsleistung lediglich Erzeugungsanlagen mit einer Leistung über 100 MW berücksichtigt. Es zeigt sich, dass an den lastschwachen Tagen am Ende der Woche die sonstige Erzeugungsleistung heruntergefahren wurde. Es ist zu vermuten, dass es sich bei der verbliebenen Leistung hauptsächlich um Leistung aus Grundlastkraftwerken handelt. Durch die erhöhte Einspeisung regenerativer Leistung zu dieser Zeit kommt es zu einem deutlichen Leistungsüberschuss. Die Idee des Lastmanagements ist es, hohe Verbraucherlast, wie sie im Beispiel am 04.06. und am 06.06. zur Mittagszeit auftritt, zu reduzieren und zeitlich zu verschieben. Eine Verschiebung sollte hin zu Zeiten mit niedriger Last und hoher Erzeugungsleistung geschehen. In dem Beispiel sind dies die Nachtstunden und die Einspeisespitzen am Ende der Woche. Auf diese Weise kann der Lastgang geglättet und Überspeisungen verhindert werden, wobei die sonst überschüssige Energie genutzt werden kann. Des Weiteren können durch die Möglichkeit der Lastverschiebung Prognosefehler der Einspeisung von erneuerbaren Energien ausgeglichen werden.

Für ein mögliches Lastmanagement werden flexible Verbraucher benötigt, welche eine zeitliche Lastverschiebung aufgrund von Trägheiten oder Freiheiten im Betrieb zulassen. Dies können beispielsweise Anlagen zur Wärme- oder Kälteversorgung von Gebäuden sein, welche aufgrund der thermischen Trägheit der Systeme oder durch Speichervorrichtungen, in vielen Fällen von ihrer geplanten Betriebszeit abweichen können, ohne dass die Versorgungssicherheit der Gebäude gefährdet wird. Andererseits können auch Produktionsanlagen genutzt werden, die innerhalb der Produktionskette nicht direkt mit einem vorangehenden oder nachgeschalteten

Prozess verschaltet sind und auf diese Weise gewisse Freiheiten im Betriebsverhalten aufweisen und zeitlich flexibel betrieben werden können.

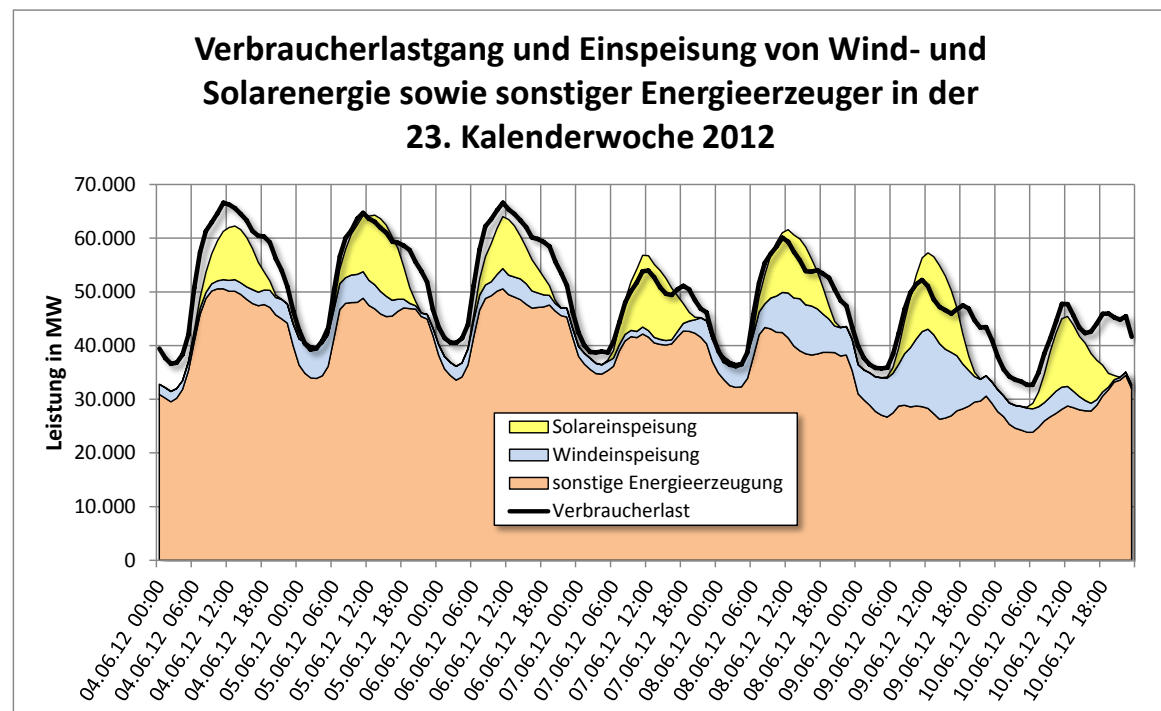


Abbildung 22: Darstellung des Verbraucherlastgangs der 23. Kalenderwoche 2012 in den deutschen Regelzonen. Zusätzlich sind die Einspeisung von Windenergie und Solarenergie sowie sonstiger Erzeugungsleistung dargestellt. Bei der sonstigen Erzeugungsleistung sind nur Anlagen mit einer Leistung über 100 MW berücksichtigt. Die Lastgangdaten entstammen dem Datenportal der ENTSO-E [6] und beziehen sich auf die gesamte Netzlast inklusive Netzverluste und ohne Pumpspeicherkraftwerke. Daten über die Einspeisung von Wind- und Solarenergie sowie sonstiger Erzeugungsleistung entstammen den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber, welche unter anderem zusammengefasst bei der EEX AG veröffentlicht werden [21]. Eigene Darstellung.

Es gibt zwei Möglichkeiten die Verbraucherlast zu beeinflussen. Zum einen können Anlagen, welche sich zur Zeit hoher Verbraucherlast im Betrieb befinden abgeschaltet werden, um eine Lastabsenkung herbeizuführen. Zum anderen können Anlagen, welche zu Zeiten niedriger Verbraucherlast und hoher Erzeugungsleistung nicht im Betrieb sind zugeschaltet werden, um eine Steigerung der Last zu erwirken. Beides ist nur möglich, wenn die Verbraucher die bereits beschriebene Flexibilität aufweisen.

Das Prinzip des Power-to-Gas-Konzeptes ist es überschüssige Energieangebote zu nutzen und in speicherbares Gas zu wandeln. Die Hauptaufgabe einer Power-to-Gas-Anlage ist es demnach Energie aufzunehmen, wodurch sie sich von üblichen Verbrauchern unterscheidet, welche als Hauptaufgabe nicht die Aufnahme von Energie haben, sondern zum Beispiel die Versorgungssicherheit eines Gebäudes zu gewährleisten oder einen Produktionsprozess zu unterstützen. Auf diese Weise ist eine Power-to-Gas-Anlage unabhängig von einem übergeordneten System und bietet dadurch eine hohe Flexibilität die im Lastmanagement genutzt werden kann.

Betrachtet man nun das Power-to-Gas-Konzept vor dem Hintergrund des Lastmanagements, so bieten sich hier auf den zunächst zwei Möglichkeiten den Lastgang zu beeinflussen. Zum einen könnte die Elektrolyse, welche den eigentlichen elektrischen Verbraucher bei einer Power-to-

Gas-Anlage darstellt, nur in Zeiten mit niedriger Verbraucherlast und hohen Erzeugungsleistungen betrieben werden. Zum anderen könnte die Elektrolyse dauerhaft betrieben werden und im Fall hoher Verbraucherlast und niedriger Erzeugungsleistung abgeschaltet werden. Diese zweite Variante wäre jedoch nicht sinnvoll, da auf diese Weise auch Energie aufgenommen und umgewandelt wird, die nicht als Überschuss zu betrachten ist. Da Umwandlung von elektrischer Energie zu Wasserstoff oder Methan mit erheblichen Verlusten verbunden ist (siehe Kapitel 4.3), sollte bevorzugt überschüssige Energie genutzt werden.

Durch die Nutzung eines Power-to-Gas-Systems unter Berücksichtigung der Netzlast können Erzeugungsspitzen sinnvoll genutzt und der Lastgang geglättet werden. Die überschüssige Energie kann in Form von Gas in das Gasnetz eingespeist werden und steht somit verschiedenen Anwendungen und Erzeugungseinheiten zur Verfügung. Und kann bei Bedarf zum Ausgleich von Lastspitzen genutzt werden.

6.2 Power-to-Gas als Speicher

Die Nutzung von Power-to-Gas als Speicher unterscheidet sich von dem in Kapitel 6.1 vorgestellten Konzept dadurch, dass neben der Lastseite noch eine Erzeugungskomponente genutzt wird. Das zur Speicherung erzeugte Gas wird zu einem sinnvollen Zeitpunkt zurückgewandelt und in das Stromnetz zurückgespeist. Auf diese Weise stellt das Power-to-Gas-System nicht nur einen Verbraucher dar, sondern ein Speichersystem, welches Energie aufnehmen, speichern und wieder abgeben kann.

Zur Umsetzung würde neben der Elektrolyse und einer möglichen Methanisierung noch eine Stromerzeugungseinheit benötigt. Diese könnte zum Beispiel ein Blockheizkraftwerk oder eine Gasturbine sein, welche reines Methan oder ein Methan-Wasserstoff-Gemisch nutzen können. Aber auch Anlagen mit reiner Wasserstoffnutzung sind möglich, wie zum Beispiel Brennstoffzellen oder zukünftig Wasserstoffturbinen und BHKWs mit Wasserstoffmotoren. Zusätzlich müsste vor Ort ein Gasspeicher vorhanden sein, der eine Zwischenspeicherung des produzierten Gases ermöglicht. Auf diese Weise wäre es möglich nicht nur die Netzlast zu bestimmten Zeiten durch den Betrieb der Elektrolyse zu steigern um Energieüberschüsse zu nutzen, sondern im Gegenzug bei zu hoher Netzlast zusätzliche Erzeugungsleistung aus der gespeicherten überschüssigen Energie zur Verfügung zu stellen. Ein solches System wäre jedoch durch den lokalen Speicher in seiner Kapazität und somit auch in seiner zeitlichen Flexibilität eingeschränkt. Es ist aber auch möglich das produzierte Gas in das Erdgasnetz einzuspeisen und das Versorgungsnetz somit als Speicher zu nutzen. Zur Rückwandlung der Energie könnte entweder eine Erzeugungseinheit des Power-to-Gas-Systems genutzt werden, welche an das Gasnetz angeschlossen ist, oder es können bereits bestehende Erzeugungsanlagen an anderen Standorten für die Rückwandlung der Energie genutzt werden. Bei der letzteren Möglichkeit würde neben der zeitlichen Verschiebung zwischen Energieentnahme und Rückspeisung eine zusätzliche örtliche Entkopplung stattfinden, was sich positiv auf mögliche Netzengpässe auswirken könnte. Die Einspeisung in das Gasnetz hat neben der höheren Speicherkapazität, welche von keiner anderen Technik in der Größenordnung nutzbar ist, auch den Vorteil, dass die verfügbare Speicherdauer enorm hoch ist und die Technik somit nicht nur als Kurzzeitspeicher,

sondern bei Bedarf auch als Mittel- und Langzeitspeicher genutzt werden kann (Speicherkapazität und -dauer wurden bereits in Kapitel 3.1 diskutiert). Ein Nachteil ist jedoch, dass durch die Einspeisung in das Gasnetz zusätzliche Verluste entstehen und die Einspeisung zudem nicht an jedem Standort möglich ist.

6.3 Power-to-Gas zur Bereitstellung von Regelleistung

Im Kapitel 2.1 wurde bereits ausführlich auf die Notwendigkeit und die Funktionsweise von Regelleistung eingegangen. Die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten ist mit einem Power-to-Gas-System möglich und wird in diesem Kapitel erläutert. Der Vorteil einer Bereitstellung von Regelleistung ist es durch die Vergütung der Leistungsvorhaltung einen zusätzlichen finanziellen Vorteil zu generieren. Neben den zusätzlichen Einnahmen durch die Leistungsvorhaltung können bei der Sekundärleistung und Minutenreserve zudem günstige Arbeitspreise erreicht werden.

Je nach Umsetzung des Power-to-Gas-Konzeptes kann eine Power-to-Gas-Anlage nur negative Regelleistung oder positive und negative Regelleistung zur Verfügung stellen. Da eine Power-to-Gas-Anlage der Grundidee entsprechend mit Energieüberschüssen betrieben werden soll, ist es nicht vorgesehen positive Regelenergie mithilfe der Elektrolyse bereitzustellen. Dies wäre jedoch theoretisch möglich, wenn die Elektrolyse nach einem Fahrplan in einem bestimmten Betriebspunkt gefahren würde und bei positivem Regelbedarf runtergefahren und bei negativem Regelbedarf entsprechend hochgefahren würde. Die Vorteile bei dieser Fahrweise wäre eine zusätzliche Vergütung durch die Bereitstellung positiver Regelleistung und die Vermeidung eines kompletten Herunterfahrens der Anlage. Nachteilig wäre, dass auch Energie genutzt wird die nicht als Überschuss zu verstehen ist und hochwertige elektrische Energie somit ohne direkten Nutzen verlustbehaftet zur Speicherung umgewandelt würde. Ob eine Nutzung auf diese Weise jedoch trotzdem sinnvoll sein kann, müssten zukünftige Untersuchungen zeigen.

Eine Power-to-Gas-Anlage kann jedoch auch positive Regelleistung zur Verfügung stellen, wenn eine Erzeugungseinheit im System enthalten ist.

Bei der Bereitstellung von Primärregelleistung muss immer gleichzeitig positive und negative Regelleistung in einer Größe von mindestens 1 MW vorgehalten werden. Eine Nutzung von Power-to-Gas zur Bereitstellung von Primärregelleistung sollte aufgrund der oben genannten Gründe nur stattfinden, wenn eine zusätzliche Erzeugungseinheit vorhanden ist. Als weitere Anforderungen muss die volle Regelleistung innerhalb von 30 Sekunden zur Verfügung stehen. Dies muss durch die Elektrolyse und die Erzeugungseinheit gewährleistet werden. Die Elektrolyse ermöglicht schnelle Laständerungen im Sekundenbereich, solange sie sich auf Betriebstemperatur befindet [71]. Aus dem kalten Zustand benötigt sie jedoch bis zu fünf Minuten um ihre Nennleistung zu erreichen [72]. Das heißt die Elektrolyse müsste also während eines bezuschlagten Ausschreibungszeitraums zu jeder Zeit auf einem niedrigen Leistungsniveau betrieben werden um nicht auszukühlen, oder mittels einer externen Wärmequelle beheizt werden. Ein dauerhafter Betrieb im untersten Leistungsbereich kann sich jedoch negativ auf die Gasqualität auswirken und unter Umständen sogar eine sicherheitsbedingte Abschaltung der Anlage verursachen [38]. Darüber hinaus muss auch die Erzeugungseinheit die Anforderungen für die Bereitstellung von Primärregelleistung erfüllen. Bei der Primärregelleistung wird nur die

Bereitstellung der Leistung vergütet. Die entnommene und eingespeiste Arbeit wird hingegen nicht vergütet, da sich positive und negative Abrufe im Mittel ausgleichen [9]. Mit der Vergütung der Leistungsvorhaltung müssten also neben allen Betriebskosten und Fixkosten der Anlage auch die Umwandlungsverluste durch den Speichervorgang kompensiert werden. Ein wirtschaftlicher Betrieb einer solchen Anlage ist aus diesem Grund anzuzweifeln. Jedoch wurden Untersuchungen zu der Nutzung von Power-to-Gas-Anlagen zur Bereitstellung von Primärregelleistung bisher nicht veröffentlicht.

Bei der Sekundärregelleistung werden positive und negative Regelleistung getrennt ausgeschrieben. Es ist also möglich hier nur die negative Regelleistung zu bedienen und damit Energieüberschüsse zu nutzen. Die Mindestleistung bei der Sekundärregelleistung beträgt 5MW. Diese Leistung kann jedoch auch mithilfe eines Pools aus mehreren Einheiten erreicht werden. Die Mindestleistung einer Einheit im Pool beträgt 1 MW [10]. Die volle Leistung muss innerhalb von 5 Minuten erbracht werden. Das heißt, dass die Elektrolyse auch im kalten stromlosen Zustand die Bereitstellung von Sekundärregelleistung ermöglicht. Neben der Vergütung der Leistungsvorhaltung wird bei der Sekundärregelleistung auch die Arbeit abgerechnet. Wie bereits in Kapitel 2.1.2 beschrieben, sind bei der negativen Sekundärregelleistung positive und negative Arbeitspreise möglich. Das heißt, im Falle von positiven Arbeitspreisen muss die entnommene Energie für die Elektrolyse dem Netzbetreiber vergütet werden. Bei negativen Arbeitspreisen muss hingegen der Netzbetreiber die entnommene Leistung gegenüber dem Betreiber der Power-to-Gas-Anlage vergüten. Auf diese Weise ergäbe sich neben der Vergütung der Leistungsvorhaltung ein zusätzlicher finanzieller Vorteil durch die zusätzliche Vergütung der entnommenen Arbeit. Die Möglichkeiten eines Power-to-Gas-Systems zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung wurde im Rahmen dieser Arbeit genauer untersucht. Die Hintergründe und Ergebnisse dieser Untersuchung werden detaillierter im folgenden Kapitel 7 vorgestellt.

Bei der Minutenreserve gilt, wie bei der Sekundärregelleistung, eine Mindestgröße von 5 MW. Diese Leistung kann ebenfalls durch einen Anlagenpool bereitgestellt werden. Positive und negative Minutenreserve werden ebenfalls getrennt ausgeschrieben. Die vorgehaltene Leistung der Minutenreserve muss innerhalb von 15 Minuten vollständig erbracht werden können. Eine Kopplung mit einem Power-to-Gas-System ist also problemlos möglich. Im Gegensatz zur Sekundärregelleistung hat die Minutenreserve jedoch den Nachteil, dass sie seltener in Anspruch genommen wird [13]. Dem stehen jedoch sehr niedrige Arbeitspreise für negative Reserve und hohe Arbeitspreise für positive Reserve gegenüber [12]. Des Weiteren liegen die Leistungspreise der Minutenreserve deutlich unter denen der Sekundärregelleistung [12]. Aufgrund der seltenen Abrufhäufigkeit der Minutenreserve, scheint eine Anwendung einer Power-to-Gas-Anlage zur Bereitstellung von Minutenreserve nicht empfehlenswert, da ein wirtschaftlicher Betrieb bei niedrigen Betriebsstunden und geringer Vergütung der Leistungsvorhaltung schwer zu erreichen sein wird.

In [73] wurden Simulationen zur Entwicklung der Energieversorgungsstruktur entwickelt. Aus den Ergebnissen dieser Simulationen wurden Prognosen für die Entwicklung des Regelleistungsbedarfs bis zum Jahr 2050 erstellt. In Abbildung 23 wird die prognostizierte Entwicklung des Sekundärregelleistungsbedarfs dargestellt. Dabei zeigt sich, dass der Bedarf an negativer Sekundärregelleistung laut Prognose im Jahr 2020 um ca. 5% sinken wird, aber im Jahr 2030 wieder den Stand von 2010 erreichen wird. Anschließend sinkt der Bedarf im Jahr 2050

etwas deutlicher um ca. 7%. Es wird also auch in der Zukunft einen bedeutenden Bedarf an Sekundärregelleistung geben, der unter anderem mithilfe von Power-to-Gas-Anlagen gedeckt werden könnte.

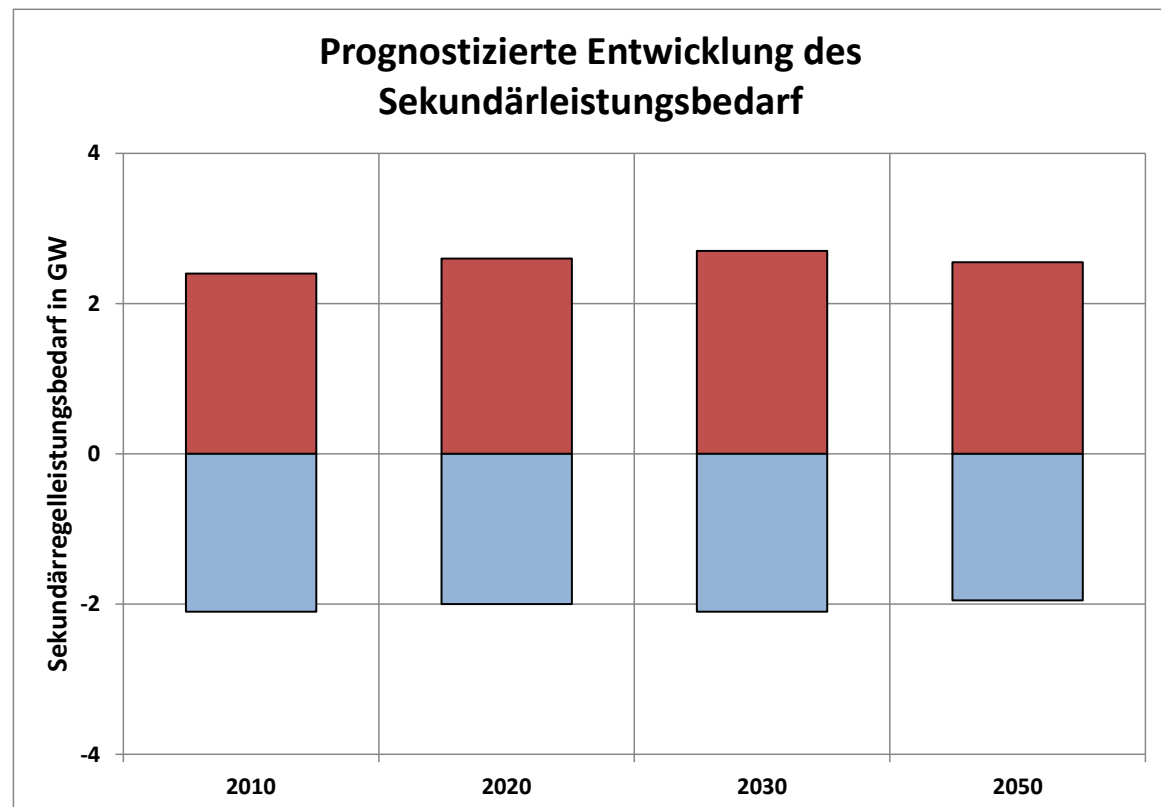


Abbildung 23: Prognostizierte Entwicklung des Sekundärregelleistungsbedarfs auf Grundlage der BMU Langfristszenarien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland. Daten aus [73].

6.4 Power-to-Gas im Bilanzkreis mit erneuerbaren Energiequellen

In Kapitel 2.1.6 wurde bereits auf die Möglichkeit eingegangen Strom aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen unabhängig von der Festvergütung des EEGs zu vermarkten. Dabei werden die direkt vermarkteten Anlagen nicht mehr im EEG-Bilanzkreis des Übertragungsnetzbetreibers erfasst, sondern in herkömmlichen Bilanzkreisen bilanziert. In diesem Zusammenhang hat der Bilanzkreisverantwortliche die Aufgabe für einen Bilanzausgleich zu sorgen. Bei der Einspeisung von Strom aus Wind- und Sonnenenergie findet die Fahrplanerstellung auf Basis von Prognosen statt. In der Realität kommt es zu Abweichungen der Einspeiseleistung von der erstellten Prognose und diese Abweichungen müssen kompensiert werden um die Inanspruchnahme teurer Ausgleichsenergie zu vermeiden. Die Nutzung von Power-to-Gas-Systemen kann helfen diese Abweichungen auszugleichen. Dabei ist es denkbar, dass den Abweichungen in positiver Richtung, also einer unplanmäßigen Überdeckung, durch den Einsatz der Elektrolyse entgegengewirkt wird. Negative Abweichungen, also eine unplanmäßige Unterdeckung, können mit einer Erzeugungseinheit ausgeglichen werden, die

entweder zur Power-to-Gas-Anlage gehört oder sich an anderer Stelle im Bilanzkreis befindet. Wird die elektrische Energie aus einer EEG-Anlage mithilfe einer Power-to-Gas-Anlage in Wasserstoff oder Methan gewandelt, so handelt es sich bei dem entstehenden Gas um sogenanntes Speichergas [24]. Nach der Rückumwandlung des Speichergases in elektrische Energie, handelt es sich anschließend wieder um Strom aus einer erneuerbaren Energiequelle, welcher ebenfalls als EEG-Strom vermarktet werden kann. Das EEG berücksichtigt bei Speichergas ebenfalls die mögliche Einspeisung in das Erdgasnetz. Wird in einer Erzeugungseinheit Erdgas aus dem Netz entnommen, so kann dieses Erdgas als Speichergas, also als erneuerbare Energiequelle gewertet werden, solange die gleiche Menge Speichergas jahresbilanziell gesehen auch in das Erdgasnetz eingespeist wird. Auf diese Weise können zum positiven und negativen Ausgleich der Produktion von erneuerbaren Energien nicht nur Power-to-Gas-Anlagen mit Zwischenspeicher und Erzeugungseinheit genutzt werden, sondern auch Anlagen, welche produzierten Wasserstoff oder Methan direkt in das Erdgasnetz einspeisen, welches anschließend durch andere Erzeugungseinheiten rückgewandelt wird.

In Kapitel 7 wird die Möglichkeit des Ausgleichs von Prognoseabweichungen eines Windparks mithilfe eines Power-to-Gas-Systems untersucht.

Neben dem Ausgleich der Prognoseabweichungen von erneuerbaren Energien können Power-to-Gas-Systeme jedoch auch genutzt werden um die schwankende Erzeugungsleistung zu Blöcken mit konstanter Leistung zu veredeln. Auf diese Weise können zum Beispiel Stundenblöcke mit konstanter Leistung generiert werden, wie sie üblicherweise am Strommarkt gehandelt werden.

7 Untersuchung der Integration von Power-to-Gas in eine intelligente Stromversorgung

7.1 Untersuchungsgegenstand

Im Rahmen dieser Arbeit soll die Möglichkeit der Anwendung einer Power-to-Gas-Anlage innerhalb des Stromversorgungssystems untersucht werden. Dabei werden verschiedene Szenarien betrachtet, die sich jeweils mit verschiedenen Integrationsmöglichkeiten eines Power-to-Gas-Systems beschäftigen. In den ersten Szenarien wird die Power-to-Gas-Anlage genutzt um negative Sekundärregelleistung zur Verfügung zu stellen. In den folgenden Szenarien wird die Power-to-Gas-Anlage genutzt um die Prognoseabweichungen der Windenergieerzeugung auszugleichen. Im Anschluss werden noch Referenzszenarien erstellt, um die Ergebnisse der vorherigen Szenarien einordnen zu können. Für die Untersuchungen wurde ein Modell mit Matlab-Simulink erstellt. Das Modell bildet einen alkalischen Elektrolyseur mit einer Leistung von 1 MW ab. Der Elektrolyseur erhält Leistungsanforderungssignale entsprechend der verschiedenen Szenarien. Das Modell simuliert aus der angeforderten Leistung und den aktuellen Betriebsparametern die Betriebstemperaturen und den Wirkungsgrad der Elektrolyse und berechnet daraus Wasserverbrauch, Energieverbräuche und Gasproduktion. Zusätzlich bietet es die Möglichkeit eine Standby-Beheizung des Elektrolyseurs zu simulieren. Das Modell beschränkt sich auf die Simulation des Elektrolyseurs. Eine nachgeschaltete Methanisierung wird aufgrund fehlender Daten und Informationen zum Methanisierungsprozess nicht betrachtet. Wie bereits erläutert, sind die Methanisierungsprozesse, insbesondere die katalytischen Methanisierung, auf einen relativ kontinuierlichen Wasserstoffstrom angewiesen. Das heißt zwischen Elektrolyse und Methanisierung sollte es idealerweise einen Pufferspeicher geben, der eine kontinuierliche Fahrweise der Methanisierung erlaubt. Demzufolge muss die Dynamik des Power-to-Gas-Prozesses von der Elektrolyse geleistet werden. Schwerpunkt der Untersuchungen ist die Analyse der Anforderungsprofile verschiedener Szenarien und deren Auswirkungen auf den Betrieb der Elektrolyse als dynamische Komponente eines Power-to-Gas-Systems. Des Weiteren werden wirtschaftliche Betrachtungen durchgeführt, die ebenfalls von hohem Interesse sind, wenn Integrationsmöglichkeiten von Power-to-Gas-Anlagen untersucht werden.

7.2 Umsetzung des Untersuchungsmodells

Zur Untersuchung der Nutzungsmöglichkeiten eines Power-to-Gas-Systems, bestehend aus einer atmosphärischen alkalischen Elektrolyse, wurde in der Simulationsumgebung Matlab-Simulink ein Modell erstellt, welches auf Grundlage von äußeren Leistungsvorgaben den Betrieb einer Elektrolyse simuliert. Als Leistungsgröße der Elektrolyse wurden 1 MW gewählt. Der Grund für diese Dimensionierung ist zum einen, dass bei der Bereitstellung von Sekundärregelleistung das Angebotsinkrement 1 MW beträgt und es daher sinnvoll ist, dass eine Poolanlage dieses

Leistungsincrement zur Verfügung stellen kann. Zum anderen sind alkalische Elektrolyseure in dieser Leistungsklasse technisch in der Lage dynamisch auftretende elektrische Lasten aufzunehmen, weshalb sie in dieser Größenordnung zum Beispiel auch in einigen Power-to-Gas-Projekten genutzt werden (siehe [74] und [75]). Eine alkalische Elektrolyse wurde gewählt, da die Membranelektrolyse zurzeit noch nicht auf dem technischen Stand ist Leistungen im MW-Bereich zur Verfügung zu stellen (vergleiche Kapitel 4.1.3).

Die Input- und Outputparameter des Modells sind in Abbildung 24 grafisch dargestellt. Der wichtigste Inputparameter ist die Sollleistung. Die Sollleistung ist das Resultat der verschiedenen Abrufprofile der untersuchten Szenarien. Die Abrufprofile enthalten für jeden äußeren Simulationsschritt, welcher bei den Szenarien zur Betrachtung der Sekundärregelleistung 4 Sekunden und bei den Szenarien zur Prognoseabweichung der Windenergie 15 Minuten beträgt, eine Sollleistung für die Dauer des Simulationsschritts. Daneben werden die aktuellen Preise für die bezogene elektrische Arbeit während jedes äußeren Simulationsschritts als Parameter in das Modell überführt. In den Szenarien zur Sekundärregelleistung wird zudem noch der aktuelle Leistungspreis für die Bereitstellung der Regelleistung erfasst. Des Weiteren kann über einen Parameter festgelegt werden, ob zur Temperaturhaltung des Elektrolyseurs eine Standby-Beheizung genutzt wird.

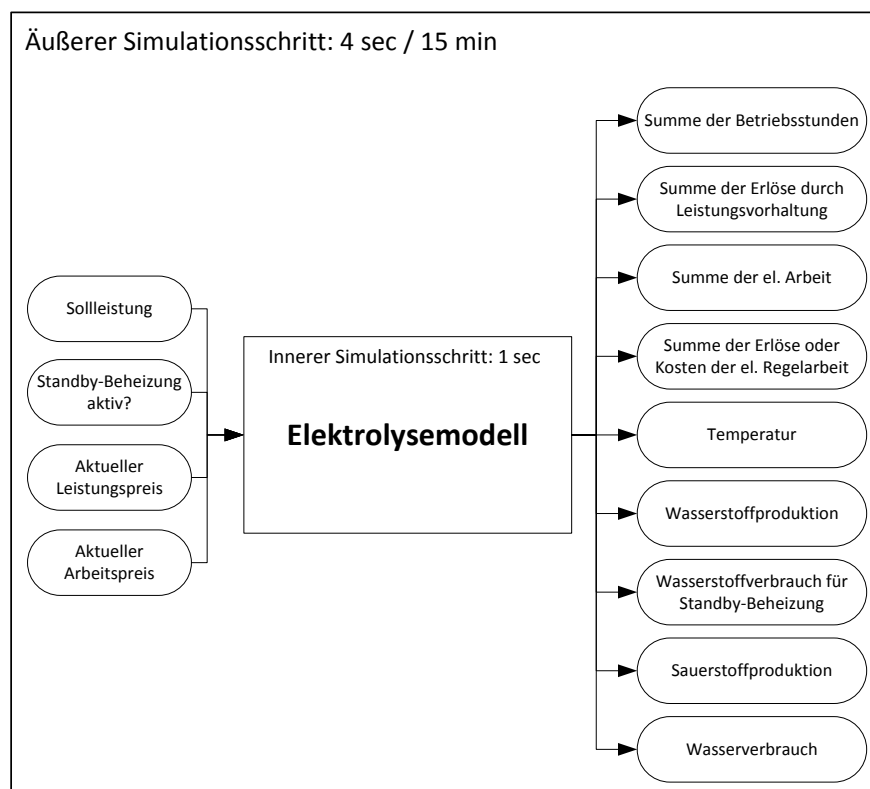


Abbildung 24: Übersicht der Eingangs- und Ausgangsparameter des Elektrolysemodells.

Als Ausgangsparameter werden Wasserstoff- und Sauerstoffproduktion und die dafür benötigte elektrische Arbeit und Wassermenge ausgegeben. Zusätzlich werden die Temperatur und der Wasserstoffverbrauch für die Standby-Beheizung ermittelt. Für die anschließende wirtschaftliche Berechnung werden die Erlöse durch die Leistungsvorhaltung bei den Szenarien der

Sekundärregelleistung aufgenommen sowie die Kosten für die benötigte elektrische Arbeit. Wie bereits erwähnt, beträgt ein äußerer Simulationsschritt, je nach Szenario, 4 Sekunden oder 15 Minuten. Dies beruht darauf, dass die genutzten Daten in diesen Zeitintervallen zur Verfügung stehen. Alle Berechnungen des Betriebsverhaltens der Elektrolyse finden jedoch in Sekundenschritten statt, welche als innere Simulationsschritte bezeichnet werden.

7.2.1 Detaillierte Modellbeschreibung

Die grundlegenden Eigenschaften des modellierten Elektrolysemodells sind im Matlab-Simulink-Modell in Form einer embedded function hinterlegt. Dies hat zum einen den Grund, dass dies ein Weg ist um verschiedene Simulationsschrittweiten zu realisieren. Zum anderen bestehen bei mehreren Betriebsparametern Abhängigkeiten untereinander, welche in Form einer embedded function besser koordiniert werden können. Eine Übersicht des Matlab-Simulink-Modells ist in Abbildung 25 dargestellt.

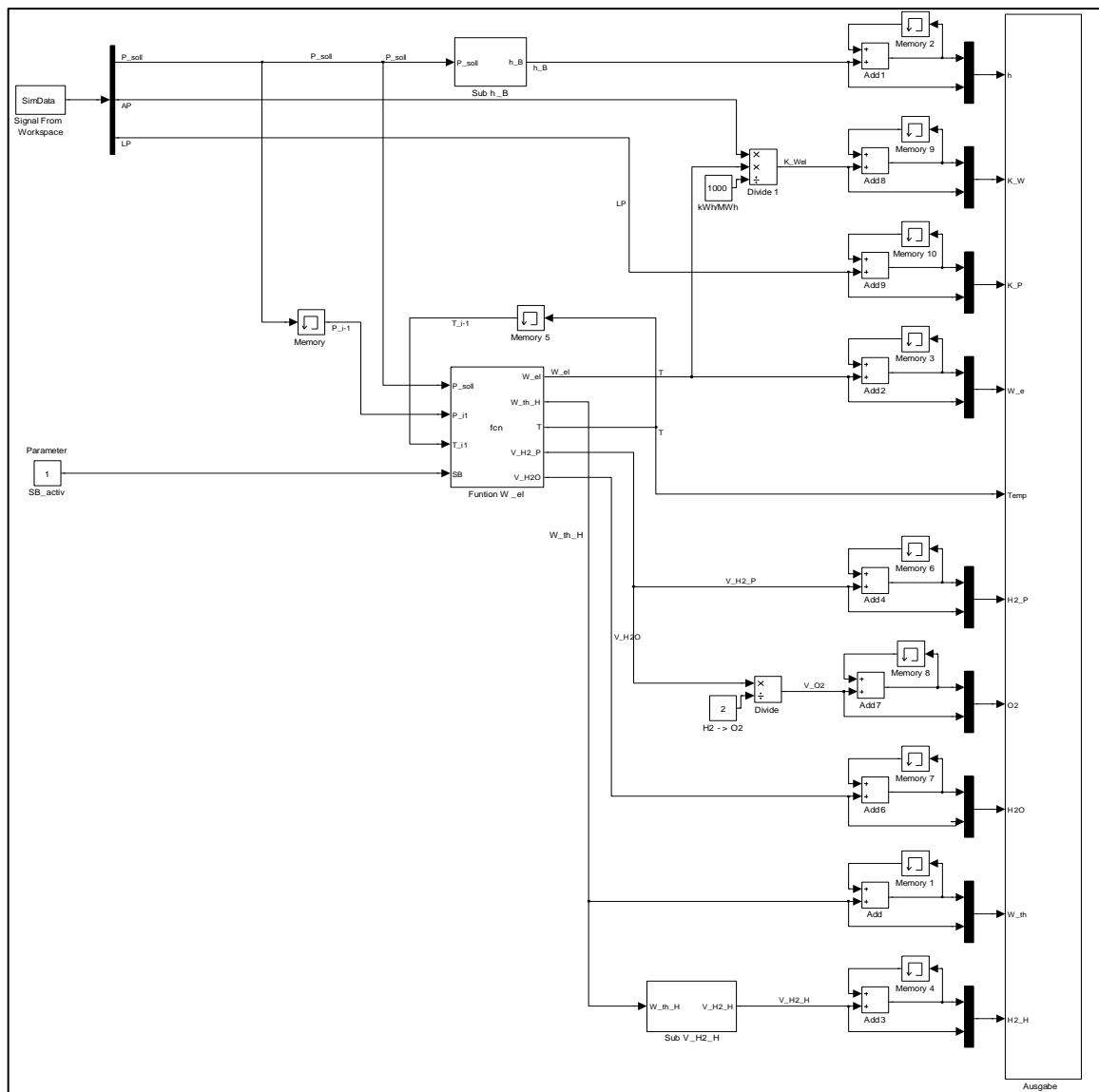


Abbildung 25: Modell zur Simulation der Elektrolyse in Matlab-Simulink. Eigene Darstellung.

Betriebstemperatur

Ein entscheidender Parameter der Elektrolyse ist die aktuelle Betriebstemperatur. Die Betriebstemperatur hat, wie bereits in Kapitel 4.1 beschrieben, einen großen Einfluss auf den Wirkungsgrad, beziehungsweise auf den spezifischen Energiebedarf der Wasserstoffproduktion. Zudem hat die Betriebstemperatur Einfluss auf die Fähigkeit der Leistungsänderung der Elektrolyse. Befindet sich der Elektrolyseur auf Betriebstemperatur, so kann er nahezu direkt auf Lastschwankungen im Netz reagieren und seine Leistung anpassen. Unterhalb der Betriebstemperatur hingegen, sind Leistungsänderungen nur langsamer möglich.

Die Berechnung der Betriebstemperatur findet im Modell mithilfe einer Aufheizkurve und einer Abkühlkurve statt. Die Informationen zum Aufheiz- und Abkühlvorgang der Elektrolyse stammen aus persönlichen Gesprächen mit zwei Herstellern [71] und [72]. Als Nennbetriebstemperatur wurde eine übliche Temperatur von 70°C festgelegt (siehe Tabelle 8). Den Informationen der Hersteller zufolge benötigt ein 1 MW Elektrolyseur eine Aufheizzeit von 1,5 Stunden bis er vom kalten Zustand seine Nenntemperatur erreicht hat. Als Wärmequelle dient die Verlustenergie des Elektrolyseprozesses. Daraus folgt, dass eine Erwärmung des Elektrolyseurs nur stattfindet, solange der Elektrolyseur betrieben wird. Ohne den aktiven Elektrolyseprozess kühlt der Elektrolyseur wieder ab. Der Abkühlprozess dauert im Vergleich zum Aufheizvorgang länger und kann mit einer Zeit von ungefähr 10h bis zur Abkühlung auf Umgebungstemperatur festgelegt werden. Oberhalb der Nenntemperatur muss der Elektrolyseur gekühlt werden um eine weitere Erwärmung zu vermeiden. Im Modell wird die Temperatur aus diesem Grund nach Erreichen der Nenntemperatur konstant gehalten. Die benötigte Energie zur Abfuhr der Wärme durch eine Kühlung wurde im Modell nicht berechnet, da sie bereits in den benutzten Werten zum Energiebedarf der Elektrolyse berücksichtigt ist (siehe unten).

Die Aufwärmkurve in Abhängigkeit der Zeit t , welche im Modell hinterlegt ist lautet wie folgt:

$$T(t) = T_H - (T_H - T(t_0)) \cdot e^{-\frac{t}{\tau_T}} \quad (7.1)$$

Dabei ist T_H das obere Temperaturniveau, welches sich aus der Nenntemperatur T_N zuzüglich einer Temperaturspreizung ΔT ergibt. Der Parameter τ_T ist die Zeitkonstante der Aufwärmkurve.

$$T_H = T_N + \Delta T \quad (7.2)$$

$$\tau_T = -\frac{t_e}{\ln\left(\frac{\Delta T}{T_H - T(t_0)}\right)} \quad (7.3)$$

Der Parameter t_e beschreibt den Zeitpunkt an dem die Nenntemperatur erreicht ist.

Zur Beschreibung der Abkühlkurve kann die Funktion (7.1) in leicht abgewandelter Form genutzt werden. Es wird die gleiche Zeitkonstante gewählt, jedoch wird in diesem Fall ein unteres Temperaturniveau gewählt, an das sich die Elektrolyseurtemperatur annähert. Die Zeitkonstante wird aus der Aufwärmfunktion übernommen und die längere Abkühlzeit wird durch die

geringere treibende Temperaturdifferenz erreicht. Die Funktion für die Abkühlkurve lautet wie folgt:

$$T(t) = T_K - (T_K - T(t_0)) \cdot e^{-\frac{t}{\tau_T}} \quad (7.4)$$

Dabei ist T_K das untere Temperaturniveau, an welches sich die Betriebstemperatur annähert und welches der Umgebungstemperatur entspricht.

Die für das Modell gewählten Parameter für Aufwärm- und Abkühlkurve sind in Tabelle 11 zu sehen. Die auf diesen Werten beruhenden Kurvenverläufe sind in Abbildung 26 für einen Aufwärmvorgang von 25°C auf eine Betriebstemperatur von 70°C und einen Abkühlvorgang von 70°C auf 25°C dargestellt.

Tabelle 11: Gewählte Parameter für Aufwärm- und Abkühlkurven.

Parameter	Wert
T_N	70 °C = 343 K
ΔT	30 °C = 30 K
T_H	100 °C = 373 K
T_K	25 °C = 298 K
t_e	5.399 s
τ_T	5.892 s ⁻¹

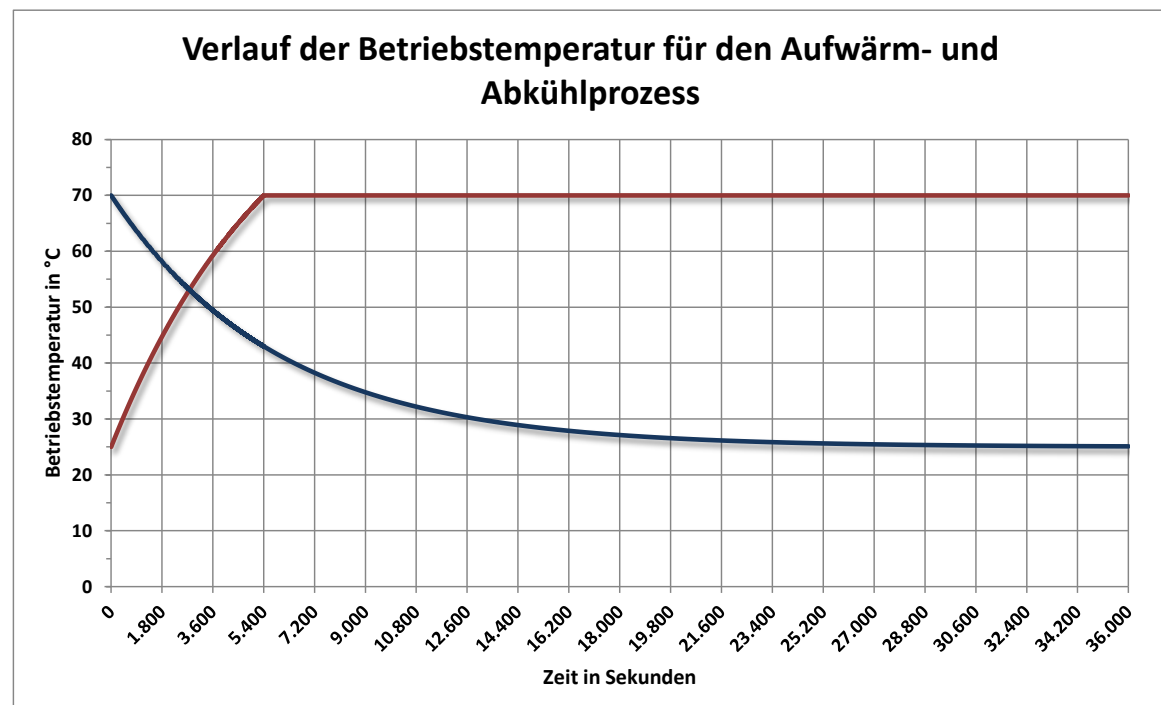


Abbildung 26: Verlauf der Betriebstemperatur der Elektrolyse im Matlab-Simulink-Modell für einen Aufwärmprozess von 25°C auf 70°C und für einen Abkühlprozess von 70°C auf 25°C. Grundlage sind die Funktionen (7.1) und (7.4) sowie die Parameter aus Tabelle 11. Eigene Darstellung.

Leistungsänderung

Wie eingangs bereits erwähnt, besteht eine Abhängigkeit der Betriebstemperatur der Elektrolyse von deren Fähigkeit zur Leistungsänderung. Im kalten Zustand kann die Elektrolyseleistung nicht direkt auf hundert Prozent erhöht werden, sondern muss stetig gesteigert werden. Die Gründe hierfür liegen in hydraulischen Begrenzungen und unterschiedlichen thermischen Ausdehnungskoeffizienten der verschiedenen Anlagenkomponenten, wodurch es durch eine zu schnelle Erhöhung der Gasproduktion im kalten Zustand zu Problemen mit der Elektrolytversorgung und Gasdichtigkeit kommen kann [71]. Nach Erreichen der Betriebstemperatur befinden sich alle Anlagenkomponenten, ebenso wie der Elektrolyt, auf dem gleichen Temperaturniveau und die Einschränkungen der Änderungsgeschwindigkeit der Elektrolyseleistung entfallen. Da für die mögliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit, wie schon bei den Aufwärm- und Abkühlvorgängen, keine Daten aus der Literatur vorhanden sind, wurde auch hier auf direkte Aussagen von den oben genannten Herstellern zurückgegriffen. Demnach kann die Elektrolyseleistung eines 1 MW Elektrolyseurs aus dem kalten, stromlosen Zustand innerhalb von 300 Sekunden auf den Nennwert erhöht werden. Die Verringerung der Leistung stellt hingegen kein Problem dar, da diese nicht mit einer Steigerung der Gasproduktion und des Gasdrucks einhergeht. Sobald die Betriebstemperatur erreicht ist, kann die Leistung nahezu direkt in Zeiten unterhalb einer Sekunde geändert werden. Um ein schonendes Anfahren der Elektrolyse zu simulieren, wurde eine Leistungsänderungskurve gewählt, die sich durch eine recht konstante Leistungsänderung im unteren Leistungsbereich und eine geringere Leistungsänderungsgeschwindigkeit im hohen Leistungsbereich auszeichnet. Dies hat den Grund, dass in den niedrigen Leistungsbereichen die Gasproduktion und der Gasdruck noch gering sind und mit steigender Leistung ansteigen. Mit dieser Art der Leistungsänderungskurve wurde berücksichtigt, dass die Probleme die durch die geringe Betriebstemperatur beim Elektrolyseur auftreten im oberen Leistungsbereich mehr Bedeutung haben.

Die Funktion, welche im Modell für die Leistungsänderung hinterlegt ist, lautet wie folgt:

$$P(t) = P_H - (P_H - P(t_0)) \cdot e^{-\frac{t}{\tau_P}} \quad (7.5)$$

Dabei ist P_H ein hohes Leistungsniveau an welches sich die Leistungskurve annähert. Dieses Leistungsniveau ergibt sich aus der Nennleistung P_N zuzüglich eines Leistungsaufschlags ΔP . Der Parameter τ_P ist die Zeitkonstante der Leistungskurve.

$$P_H = P_N + \Delta P \quad (7.6)$$

$$\tau_P = -\frac{t_e}{\ln\left(\frac{\Delta P}{P_H - P(t_0)}\right)} \quad (7.7)$$

Der Parameter t_e der Leistungskurve beschreibt den Zeitpunkt an dem die Nennleistung der Elektrolyse erreicht ist. In Abbildung 27 wird der zeitliche Verlauf der Elektrolyseleistung für eine Leistungsänderung von 0% auf 110% im kalten Zustand unter Verwendung der im Modell verwendeten Parameter aus Tabelle 12 dargestellt.

Tabelle 12: Gewählte Parameter für die Leistungskurve im Matlab-Simulink-Modell.

Parameter	Wert
P_N	1000 kW
ΔP	200 kW
P_H	1200 kW
t_e	299 s
τ_p	166 s^{-1}

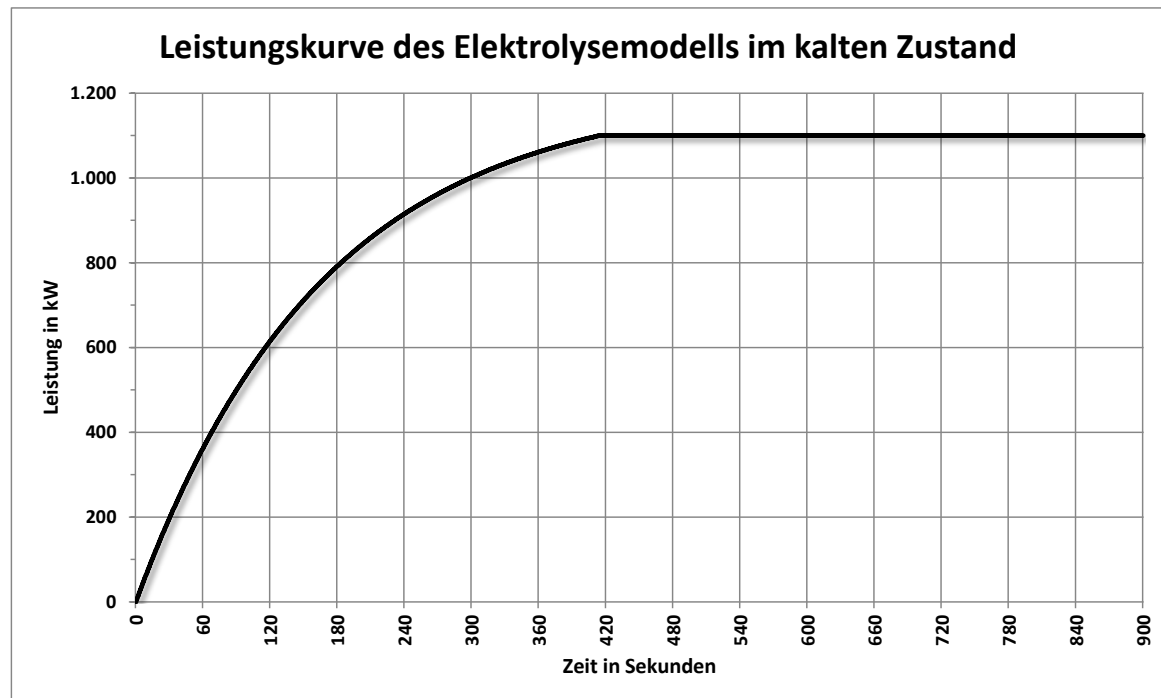


Abbildung 27: Verlauf der Elektrolyseleistung im Matlab-Simulink-Modell im kalten Zustand, unter Betriebstemperatur für eine Leistungsänderung von 0% auf 110%. Grundlage ist die Funktion (7.5) sowie die Parameter aus Tabelle 12. Die maximale Leistung beträgt 1.100 kW (110%). Eigene Darstellung.

Spezifischer Energiebedarf

Im Grundlagenkapitel der Elektrolyse 4.1.1 wurde bereits beschrieben, dass die reale Zellspannung der Elektrolyse von der Temperatur und der Stromdichte abhängt. Bei steigender Temperatur sinkt die reale Zellspannung. Das gleiche geschieht bei sinkender Stromdichte, also bei geringer Belastung des Elektrolyseurs. Die reale Zellspannung ist proportional zum spezifischen Energieverbrauch, wodurch der spezifische Energiebedarf ebenfalls in Abhängigkeit von Temperatur und Stromdichte steht. Betriebsdaten von Elektrolyseuren im Megawattbereich, welche die Zusammenhänge zwischen der Betriebstemperatur, der Stromdichte und der realen Zellspannung bzw. dem spezifischen Energiebedarf beschreiben, sind nicht öffentlich zugänglich. Es gibt jedoch veröffentlichte Betriebsdaten eines 10 kW Elektrolyseurs aus Untersuchungen des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt im Rahmen des HySolar-Projektes. Diese Daten zeigen den Zusammenhang zwischen Betriebstemperatur und Stromdichte zur realen Zellspannung sowie des spezifischen Energiebedarfs des Elektrolyseurs. In Abbildung 28 sind diese Daten grafisch dargestellt.

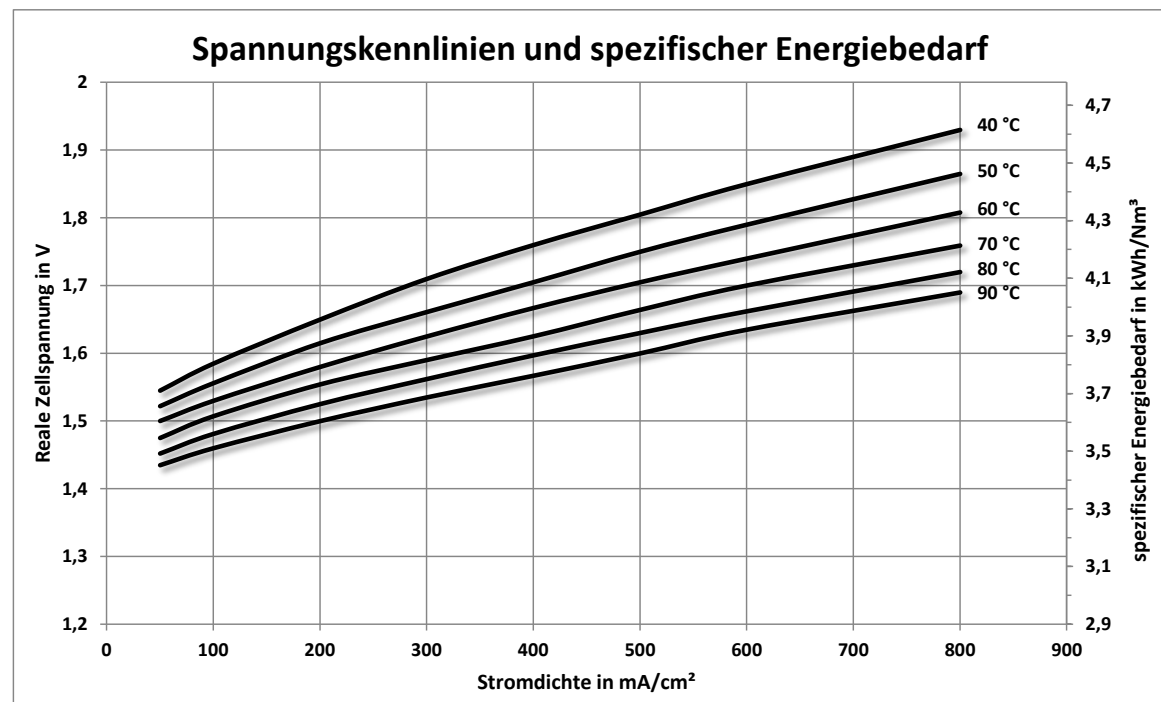


Abbildung 28: Darstellung der realen Zellspannung und des spezifischen Energiebedarfs in Abhängigkeit der Stromdichte und der Betriebstemperatur. Darstellung nach [76].

Diese Daten können nicht direkt zur Modellierung einer 1 MW-Elektrolyseanlage genutzt werden. Da die Einflüsse der Temperatur und der Stromdichte jedoch nicht zu vernachlässigen sind, wurden die Kurvenverläufe aus Abbildung 28 als qualitative Grundlage für eine Beschreibung der Zusammenhänge in einer Elektrolyse im Megawattbereich verwendet. Zu diesem Zweck wurden die Kurvenverläufe auf übliche Daten eines Elektrolyseurs in dem gewünschten Leistungsbereich skaliert. Die Stromdichte multipliziert mit der realen Zellspannung kann dabei als Indikator für den Lastbereich des Elektrolyseurs gesehen werden. Als Annahme wurde von einer Nennleistung von 1000 kW ausgegangen. Diese wird entsprechend Tabelle 8 aus Kapitel 4.1.2 bei einer Stromdichte von 400 mA/cm² erreicht und hat bei einer Temperatur von 70 °C einen spezifischen Energiebedarf von 4,3 kWh/Nm³ zur Folge. In dem spezifischen Energiebedarf sind bereits alle zusätzlichen Energieverbräuche für Elektrolytpumpen und Wasseraufbereitung enthalten. Durch die Skalierung des qualitativen Verlaufs der Daten aus Abbildung 28 auf die genannten Werte wurden für vier Temperaturniveaus von 40 °C bis 70 °C funktionelle Zusammenhänge des spezifischen Energiebedarfs w_{H_2} zur relativen Leistung P_{rel} eines Elektrolyseurs hergestellt. Diese Funktionen sind in der Formel (7.8) mit den Parametern aus Tabelle 13 beschrieben und grafisch in Abbildung 29 dargestellt.

$$w_{H_2} = a \cdot P_{rel}^3 + b \cdot P_{rel}^2 + c \cdot P_{rel} + d \quad (7.8)$$

P_{rel} : relative Leistung (Nennleistung = 1)

Tabelle 13: Parameter für vier Temperaturniveaus der Formel (7.8).

	a	b	c	d
40 °C	0,1327437	-0,4711562	0,9725577	4,0542281
50 °C	0,1356562	-0,4364299	0,8661387	4,0049393
60 °C	0,1308394	-0,3845647	0,7608399	3,9618116
70 °C	0,1306153	-0,3957667	0,7181603	3,8469911

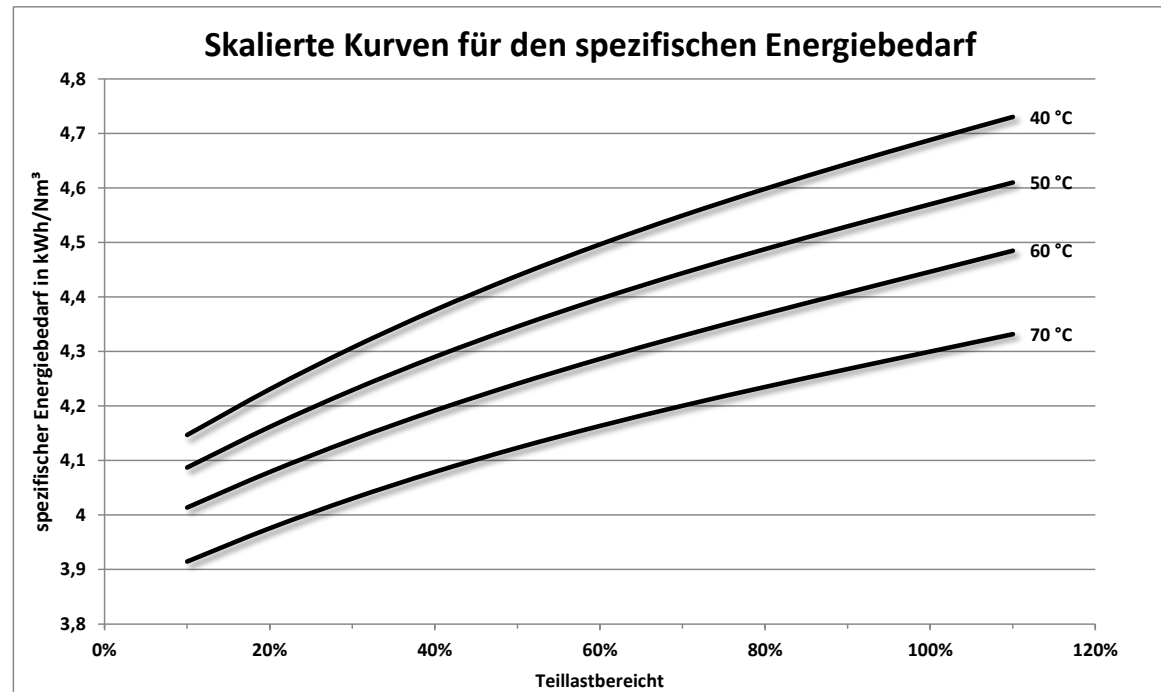


Abbildung 29: Darstellung der skalierten Kurven des spezifischen Energiebedarfs auf Grundlage der Formel (7.8) mit den Parametern aus Tabelle 13 für eine 1000kW Elektrolyse.

Die Parameter für den spezifischen Energiebedarf sind im Modell hinterlegt und ermöglichen die Berechnung des spezifischen Energiebedarfs zu jeder Sekunde der Simulation in Abhängigkeit der aktuellen Leistung und der Betriebstemperatur. Bei Temperaturen unterhalb von 40°C wird die 40°C-Kurve genutzt. Eine Teillast unter 10% ist nicht zulässig.

Darüber hinaus wird im Modell ein zusätzlicher Energiebedarf für eine anschließende Verdichtung des Wasserstoffs auf 30 bar berücksichtigt, wodurch eine Pufferspeicherung für eine anschließende Methanisierung, oder eine erste Verdichtungsstufe für eine Abfüllung oder Einspeisung des Wasserstoffs, bedacht ist. Dieser zusätzliche Energiebedarf ist mit 0,2 kWh/Nm³ [38] im Modell hinterlegt.

Wasserstoffproduktion

Die Berechnung der Wasserstoffproduktion geschieht über die aktuelle Leistung des Elektrolyseurs und des spezifischen Energiebedarfs zu jeder Sekunde.

Standby-Beheizung

Wie bereits beschrieben, hat die Betriebstemperatur einen deutlichen Einfluss auf den Elektrolyseur. Aus diesem Grund ist es möglich diesen aktiv zu beheizen, um ein Auskühlen zu

vermeiden. Dies geschieht mittels Beheizung des Elektrolyten. Im Modell ist daher die Möglichkeit vorgesehen den Elektrolyseur bei fehlender Leistungsanforderung in einen Standby-Modus zu schalten. Es wurde angenommen, dass der Elektrolyseur nicht elektrisch beheizt wird, sondern über einen Wasserstoffbrenner, der den bereits produzierten Wasserstoff nutzt. Laut [72] wird zur Kompensation der thermischen Verluste einer 1000 kW durch Strahlung und Konvektion ca. 15 kW thermische Leistung benötigt. In [77] sind Betriebsdaten für einen 21 kW Brennwertkessel mit Wasserstoffbrenner hinterlegt und es wurde daraus ein Wirkungsgrad von 90% für die Umwandlung von Wasserstoff in thermische Energie entnommen. Im Modell wird die benötigte thermische Energie für den Standby-Betrieb über die Leistung errechnet. Mithilfe des Wirkungsgrades und des Brennwertes von Wasserstoff wird anschließend das dafür benötigte Wasserstoffvolumen berechnet.

Sauerstoffproduktion

Der entstehende Sauerstoff kann über das stöchiometrische Verhältnis der Elektrolyse-reaktion (Formel (4.1)) berechnet werden. Demnach entsteht bei der Produktion von zwei Wasserstoffmolekülen ein Sauerstoffmolekül. Die entstehende Sauerstoffmenge entspricht also der Hälfte des produzierten Wasserstoffs.

Wasserbedarf

Der theoretische Wasserbedarf für die Produktion von einem Nm^3 Wasserstoff liegt bei 0,8 Litern. Da es in der Realität jedoch hauptsächlich durch die Wasseraufbereitung zu Verlusten kommt, entsteht ein höherer Wasserbedarf, welcher sich laut [72] auf ca. $1,5 \text{ l/Nm}^3$ beläuft. Dieser Faktor wird im Modell mit dem produzierten Wasserstoffvolumen multipliziert um den Wasserverbrauch anzugeben.

Der Quellcode der embedded function ist im Anhang auf Seite 124 einzusehen. Dort werden ab Seite 126 zudem die Subsysteme des Modells dargestellt.

7.2.2 Auswertung der Simulation

Die Simulation läuft, wie bereits erwähnt, in 4-Sekundenschritten oder 15-Minutenschritten (äußerer Simulationsschritt), wobei die Berechnungen innerhalb der embedded function in Sekundenschritten stattfinden (innerer Simulationsschritt). Bei der Verwendung eines äußeren Simulationsschritts von 4 Sekunden finden also 4 innere Simulationsschritte statt. Beträgt der äußere Schritt 15 Minuten, so finden dementsprechend 900 innere Simulationsschritte statt. Nach einem äußeren Simulationsschritt werden die Summen oder die aktuellen Werte der in der inneren Simulationsschleife berechneten Parameter ausgegeben und in eine Datei geschrieben. Um die Datenmenge zu reduzieren, ist es möglich im Falle der 4-Sekundenschritte die Ausgabe auf 15-Minutenwerte zu ändern. Dadurch können die auszuwertenden Daten um den Faktor 225 verringert werden.

Mithilfe der Ergebnisdaten in 15-Minutenschritten können die zeitlichen Verläufe der verschiedenen Parameter analysiert werden. Zusätzlich wird mit den Ergebnissen der Simulation eine wirtschaftliche Bewertung des Betrachtungszeitraums durchgeführt. Am Ende der

wirtschaftlichen Betrachtung steht für jedes Szenario ein Wasserstoffgestehungspreis, mit welchem sich die verschiedenen Szenarien bewertend vergleichen lassen.

Nachfolgend werden die bei der wirtschaftlichen Betrachtung berücksichtigten Kostenarten vorgestellt. Die Summe aller Kosten im Verhältnis zum produzierten Wasserstoffvolumen ergibt den Wasserstoffgestehungspreis.

Kapitalkosten

Der Betrachtungszeitraum aller Szenarien beträgt ein Jahr. Um die Investitionskosten im Betrachtungszeitraum zu berücksichtigen, wurde die Annuitätenmethode gewählt. Diese Methode erlaubt es die Investitionskosten gleichmäßig auf die einzelnen Jahre des Abschreibungszeitraums umzulegen. Die spezifischen Investitionskosten einer alkalischen Elektrolyse wurden bereits in Kapitel 4.1.2 behandelt und grafisch in der Abbildung 16 dargestellt. Die hier betrachtete atmosphärische Elektrolyse mit einer Nennleistung von 1000 kW und einem spezifischen Energiebedarf von 4,3 kWh/Nm³ hat eine Nennwasserstoffproduktionsrate von ca. 230 Nm³/h. Aus der Kostenfunktion (4.19) können damit spezifische Investitionskosten von rund 1.000€/kW ermittelt werden. Die K_{Inv} Investitionskosten der Anlage betragen demnach:

$$K_{Inv} = 1.000 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot P_{Nenn} = 1.000 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot 1.000 \text{ kW} = 1.000.000 \text{ €} \quad (7.9)$$

Die Abschreibungsdauer τ wurde mit 20 Jahren angenommen, was nach Tabelle 8 einem konservativen Wert für die Standzeit der Elektrolyse entspricht. Es wurde ein üblicher Zinssatz z von 5% p.a. angenommen. Aus diesen Werten lässt sich der Annuitätsfaktor wie folgt berechnen.

$$A_F = \frac{\frac{z}{100\%} \cdot \left(1 + \frac{z}{100\%}\right)^\tau}{\left(1 + \frac{z}{100\%}\right)^\tau - 1} = \frac{5\% \cdot \left(1 + \frac{5\%}{100\%}\right)^{20 a}}{\left(1 + \frac{5\%}{100\%}\right)^{20 a} - 1} = 0,0802 a^{-1} \quad (7.10)$$

Aus der Multiplikation von Annuitätsfaktor und Investitionskosten, lassen sich die jährlichen Kapitalkosten k_{Inv} errechnen.

$$k_{Inv} = K_{Inv} \cdot A_F = 1.000.000 \text{ €} \cdot 0,0802 a^{-1} = 80.200 \text{ €/a} \quad (7.11)$$

Wartung, Betrieb, Versicherung

Die Kosten für die Wartung, den Betrieb und die Versicherung einer Anlage werden üblicherweise als jährlicher Anteil von den Investitionskosten angegeben. In [38] werden die jährlichen Kosten für Wartung, Betrieb und Versicherung einer Elektrolyseanlage mit 4% der Investitionskosten pro Jahr angegeben. Daraus folgen für die betrachtete Anlage jährliche Kosten k_{WBV} in Höhe von:

$$k_{WBV} = \frac{4\%/a}{100\%} \cdot K_{Inv} = \frac{4\%/a}{100\%} \cdot 1.000.000 \text{ €} = 40.000 \text{ €/a} \quad (7.12)$$

Kosten elektrische Energie

Die Kosten für die bezogene elektrische Energie k_{el} ergeben sich aus der Summe der zu zahlenden oder erhaltenen Arbeitspreise der elektrischen Arbeit $k_{W,el}$ und den möglichen Erlösen für die Bereitstellung von Regelleistung $k_{P,el}$.

$$k_{el} = k_{W,el} + k_{P,el} \quad (7.13)$$

Der Arbeitsanteil der Energiekosten ergibt sich bei den Szenarien der Regelleistungsbereitstellung aus der Summe der Energiekosten aller Ausschreibungszeitscheiben (ZS). Der Regelleistungsanbieter gibt für jeden Ausschreibungszeitraum und jede Zeitscheibe (Hauptzeit und Nebenzzeit) ein Gebot für den Arbeitspreis $p_{W,el}$ ab, welches für diesen Ausschreibungszeitraum gilt. Bei einem Abruf wird dieser Arbeitspreis für die entnommene Arbeit gezahlt bzw. vergütet.

$$k_{W,el} = \sum_{i=1}^n W_{el,ZS i} \cdot p_{W,el,ZS i} \quad (7.14)$$

n : Anzahl der Zeitscheiben im Betrachtungszeitraum

i : Index der Zeitscheibe

Der Anbieter gibt für jeden Ausschreibungszeitraum und jede Zeitscheibe ein Gebot für einen Leistungspreis für die Vorhaltung der Sekundärregelleistung ab. Bei einem Zuschlag erhält er eine Vergütung in Höhe des angegebenen Leistungspreises.

Eine genauere Beschreibung des Ausschreibungsverfahrens zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung ist in Kapitel 2.1.2 zu finden.

Netznutzungsentgelte

Für den Transport und die Verteilung elektrischer Energie erheben die Netzbetreiber Netznutzungsentgelte, welche ein angeschlossener Verbraucher entsprechend seines Strombezugs bezahlen muss. Geregelt wird die Erhebung der Netznutzungsentgelte durch die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) [25].

Power-to-Gas-Anlagen, die Wasserstoff durch Wasserelektrolyse oder Methan durch Elektrolyse und anschließende Methanisierung erzeugen, sind nach dem Energiewirtschaftsgesetz §118 Absatz 6 [36] für 20 Jahre von den Netznutzungsentgelten befreit. Dabei muss im Gegensatz zu anderen Speichertechnologien die entnommene elektrische Energie nicht wieder in das Entnahmenetz eingespeist werden. Zudem müssen bei diesen Anlagen auch keine Einspeiseentgelte für das Gasnetz gezahlt werden.

EEG-Umlage

In den Grundlagenkapiteln zur elektrischen Energieversorgung wurde bereits die EEG-Umlage erläutert, mit der die entstehenden Kosten für die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien umgelagert werden.

Eine Befreiung von der EEG-Umlage kann nur stattfinden, wenn die zur Speicherung entnommene Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird (§37 Absatz 3 EEG [24]). Dies gilt in den hier betrachteten Szenarien nicht, wodurch die Zahlung der EEG-Umlage bei der wirtschaftlichen Berechnung berücksichtigt werden muss. Lediglich bei den Szenarien der Windenergieeinspeisung kann nach §37 Absatz 3 EEG eine Befreiung der EEG-Umlage wirken, da der Besitzer der EEG-Anlage, in diesem Fall des Windparks, gleichzeitig der Besitzer der Verbrauchseinheit, also der Power-to-Gas-Anlage ist und die Anlagen in räumlicher Nähe zu einander stehen.

Die EEG-Umlage betrug im Jahr 2011 3,530 ct/kWh und beträgt im Jahr 2012 3,592 ct/kWh [78]. Im Modell wird mit einer gerundeten mittleren EEG-Umlage u_{EEG} von 3,6 ct/kWh gerechnet. Diese wird mit der entnommenen elektrischen Arbeit im Betrachtungszeitraum multipliziert.

$$k_{EEG} = u_{EEG} \cdot W_{el} \quad (7.15)$$

Stromsteuer

Elektrische Energie unterliegt in Deutschland dem Stromsteuergesetz. Aus diesem Grund muss auf den elektrischen Energieverbrauch eine Stromsteuer gezahlt werden. In den hier betrachteten Szenarien entfällt die Stromsteuer jedoch, da nach §9a des Stromsteuergesetzes [79] Strom, der für die Elektrolyse entnommen wurde, von der Stromsteuer befreit ist.

Wasserkosten

Der Wasserpreis ist in Deutschland vom jeweiligen Versorgungsgebiet abhängig und die Preisspanne ist sehr groß. In [80] wurden die Wasserpreise für Industriekunden in den Jahren 2011 und 2012 untersucht. Auf dieser Grundlage wurde ein Wasserpreis von 2,00 €/m³ angenommen. Dieser Preis bezieht sich nur auf den Wasserbezug. Abwasserkosten wurden bei dieser Betrachtung vernachlässigt, da bei der Elektrolyse im Grunde kein Abwasser anfällt.

Wasserstoffgestehungskosten

Mit den oben genannten Kosten ist es möglich die Wasserstoffgestehungskosten zu berechnen. Diese setzen sich aus der Summe der einzelnen Kostenarten dividiert durch das Wasserstoffvolumen V_{H_2} im Betrachtungszeitraum zusammen.

$$k_{H_2} = \frac{k_{Inv} + k_{WBV} + k_{W,el} + k_{P,el} + k_{EEG}}{V_{H_2}} \quad (7.16)$$

mit:

$$V_{H_2} = V_{H_2,prod} - V_{H_2,standby} \quad (7.17)$$

$V_{H_2,prod}$: Produziertes Wasserstoffvolumen
 $V_{H_2,standby}$: Verbrauchtes Wasserstoffvolumen für Standbybeheizung

Die Wasserstoffgestehungskosten sind in der Formel (7.16) auf einen Nm^3 bezogen. Da in der Literatur die Wasserstoffgestehungskosten auch auf eine kWh oder ein kg bezogen werden, wurden die Wasserstoffgestehungskosten mithilfe des Brennwertes von $3,54 \text{ kWh/Nm}^3$ [38] und der Dichte von $0,0899 \text{ kg/Nm}^3$ [39] auf diese Einheiten umgerechnet.

Nutzungsgrad

Um die Effizienz der Power-to-Gas-Anlage in den verschiedenen Szenarien zu bewerten, wird für jedes Szenario ein Nutzungsgrad η_{P2G} in Anlehnung an den Wirkungsgrad aus Formel (4.12) berechnet.

$$\eta_{P2G} = \frac{V_{H_2} \cdot H_s}{W_{el}} \quad (7.18)$$

Auslastung

Als weitere Kennzahl wird die Auslastung α_{P2G} der Anlage ermittelt. Hierzu wird die Betriebszeit der Anlage h_B durch die Zeit des Betrachtungszeitraums h_{BZR} geteilt. In dieser Untersuchung hat der Betrachtungszeitraum 8784 statt 8760 Stunden, da das Jahr 2012 ein Schaltjahr ist.

$$\alpha_{P2G} = \frac{h_B}{h_{BZR}} \cdot 100\% \quad (7.19)$$

7.3 Szenarien: negative Sekundärregelleistung

Die Notwendigkeit der Bereitstellung von Regelleistung wurde bereits ausführlich in den Kapiteln 2.1 und 6.3 erläutert. Neben dieser Notwendigkeit für das Energieversorgungssystem kann die Bereitstellung von Regelleistung aber auch wirtschaftliche Vorteile für den Betreiber einer Power-to-Gas-Anlage bieten.

In dieser Arbeit wird die Möglichkeit einer Power-to-Gas-Anlage zur Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung untersucht. Gegenüber der Primärregelleistung hat die Vorhaltung von Sekundärregelleistung den Vorteil, dass getrennt an Auktionen für positive und negative Regelleistung teilgenommen werden kann (vergleiche Kapitel 6.3). Eine Teilnahme am Markt für Minutenreserve hat den Nachteil, dass es nur zu wenigen tatsächlichen Abrufen der vorgehaltenen Leistung kommt, was ungünstig für ein Power-to-Gas-System ist, da es vom Prinzip her möglichst viel überschüssigen Strom aufnehmen soll, um diesen in speicherbares Gas zu wandeln (vergleiche Kapitel 6.3). Da das zugrundeliegende Modell sich auf eine Power-to-Gas-Anlage ohne Erzeugungseinheit bezieht, wird nur die Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung untersucht. Theoretisch wäre zwar auch die Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung mithilfe einer Elektrolyse möglich (siehe Beschreibung für

Primärregelleistung in Kapitel 6.3), dies ist aber aus bereits erwähnten Gründen nicht zweckgemäß und zudem mit einer Elektrolyseleistung von 1 MW nicht zu bewerkstelligen.

Bei den hier betrachteten Szenarien ist die modellierte Elektrolyse eine Anlage innerhalb eines Anlagenpools zur Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung. Es wird angenommen, dass bei einem Abruf des Pools die Elektrolyse jeweils die erste Anlage ist, die ihre Leistung bereitstellt. Da bei der Sekundärregelleistung das Angebotsinkrement 1 MW beträgt, wird bei einem Abruf die Elektrolyse auf ihre Nennleistung von 1 MW hochgefahren. Ohne Abruf des Übertragungsnetzbetreibers wird die Elektrolyseleistung auf 0 MW heruntergefahren. In der Zeit ohne Abruf wird die Elektrolyseanlage entweder durch die Standby-Beheizung auf Betriebstemperatur gehalten, oder sie kühlt unbeheizt ab.

Es werden verschiedene Szenarien betrachtet, die sich durch die Art des Abrufprofils unterscheiden. Das Abrufprofil ergibt sich aus den Daten des realen Sekundärregelleistungsbedarfs und den Ausschreibungsergebnissen des Zeitraums 01.07.2011 bis 30.06.2012 in Zusammenspiel mit Annahmen zur Zuschlagserteilung und dem gewählten Arbeitspreisniveau.

Es wurden zur Betrachtung der Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung vier Szenarien entwickelt, welche an dieser Stelle vorgestellt werden. Alle vier Szenarien haben die Zuschlagerteilung gemeinsam. Es wurde angenommen, dass im Betrachtungszeitraum an jeder Ausschreibung zur Sekundärregelleistung teilgenommen wurde. Des Weiteren wurde angenommen, dass bei jeder Auktion ein Zuschlag erteilt wurde. Damit diese Annahme einen realistischen Hintergrund hat, findet die Bezuschlagung bei mittleren Leistungspreisen statt. Würden die erzielten Leistungspreise über den Betrachtungszeitraum gesehen immer den höchsten noch bezuschlagten entsprechen, wäre diese Annahme eher unrealistisch, da zwar ein hoher ökonomischer Vorteil entsteht, die Wahrscheinlichkeit, dass mit einem hohen Leistungspreis immer ein Zuschlag stattfindet, jedoch sehr niedrig ist. Gleichzeitig wäre auch die Annahme, dass jeweils der niedrigste Leistungspreis erreicht wird unrealistisch, da so zwar sicher ein Zuschlag erteilt wird, die ökonomischen Vorteile der Leistungsvorhaltung jedoch sehr niedrig wären.

Die vier Szenarien unterscheiden sich demnach in den abgegebenen Arbeitspreisen in den Ausschreibungen. Des Weiteren werden alle Szenarien mit einer Standby-Beheizung im Stillstand und ohne Standby-Beheizung simuliert. Eine genaue Erläuterung der Datenvorbereitung für die Szenarien befindet sich in Kapitel 7.3.1.

Szenario NSRL-1

Dieses Szenario beruht auf der Annahme, dass der Betreiber bei jeder Ausschreibung den höchsten Arbeitspreis bietet. Dadurch steht die Anlage in der Merit-Order-Liste (MOL) an erster Stelle. Das bedeutet, dass die Anlage bei jedem negativen Regelbedarf abgerufen wird. Die Auslastung der Anlage ist in Bezug auf die mögliche Laufzeit bei der Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung demnach maximal. Gleichzeitig müssen die höchsten Preise für die abgenommene elektrische Energie gezahlt werden.

Szenario NSRL-2

Bei diesem Szenario liegt die Annahme darauf, dass der Anlagenbetreiber für die bezogene Energie nicht bezahlen möchte. Das bedeutet, dass die Arbeitspreise kleiner oder gleich null sind. Es wird angenommen, dass der Betreiber jeweils den höchsten Arbeitspreis geboten hat, der kleiner oder gleich null ist. Auf diese Weise entstehen durch die Abnahme der Energie Erlöse statt Kosten. Gleichzeitig sinkt jedoch die Auslastung der Anlage stark, da durch den niedrigen Arbeitspreis die Position in der MOL deutlich nach hinten verschoben ist und die Wahrscheinlichkeit eines Abrufes dadurch sinkt.

Szenario NSRL-3

In diesem Szenario wird für jeden Ausschreibungszeitraum jeweils der Mittelwert aus allen abgegebenen Arbeitspreisgeboten ermittelt, und dieser als Arbeitspreis des Anlagenbetreibers gewählt. Da die abgegebenen Arbeitspreise stark schwanken, kann der Arbeitspreis im positiven oder im negativen Bereich liegen.

Szenario NSRL-4

Bei diesem Szenario wird ein fester Arbeitspreis über den gesamten Betrachtungszeitraum festgelegt. Das heißt, bei jeder Ausschreibung wird der gleiche Arbeitspreis geboten. Dieses Szenario hat den Vorteil, dass dadurch die Auslastung in Abhängigkeit des Arbeitspreisniveaus dargestellt werden kann. Es wurden dafür mehrere Preisniveaus festgelegt:

NSRL-4a: AP = 20 €/MWh

NSRL-4b: AP = 10 €/MWh

NSRL-4c: AP = 5 €/MWh

NSRL-4d: AP = 0 €/MWh

NSRL-4e: AP = -5 €/MWh

NSRL-4f: AP = -10 €/MWh

NSRL-4g: AP = -20 €/MWh

NSRL-4h: AP = -50 €/MWh

In Abbildung 30 ist die Merit-Order des negativen Sekundärregelleistungsabrufs beispielhaft für die 12. Kalenderwoche 2012 dargestellt. Dabei sind die Verläufe für die Hauptzeit und die Nebenzeit dieser Woche abgebildet. Zusätzlich werden zur Anschauung die entsprechenden Arbeitspreise und die dazugehörige Leistungsniveaus der verschiedenen Szenarien abgebildet.

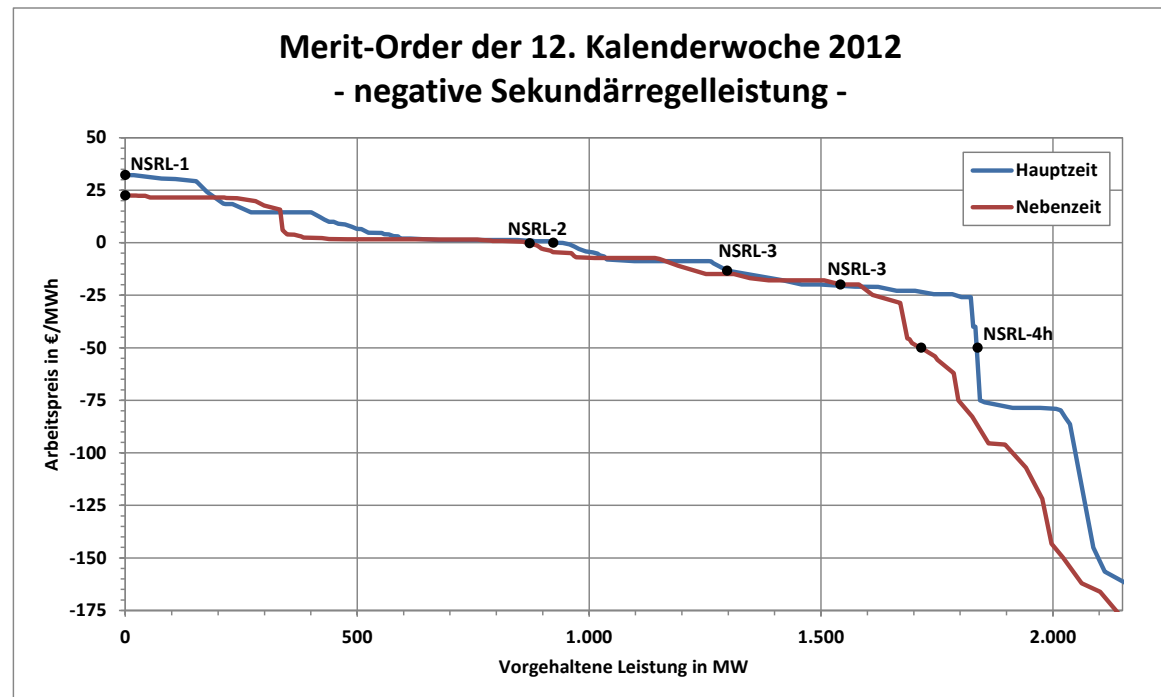


Abbildung 30: Merit-Order des negativen Sekundärregelleistungsabrufs für die 12. Kalenderwoche 2012 für die Haupt- und Nebenzzeit. Zusätzlich sind die Arbeitspreise der verschiedenen Szenarien auf den entsprechenden Leistungsniveaus dargestellt. Eigene Darstellung auf Grundlage der Ausschreibungsergebnisse von [12].

7.3.1 Daten für Szenarien: negative Sekundärregelleistung

Um die Abrufprofile mit den dazugehörigen Arbeits- und Leistungspreisen für die Szenarien zur negativen Sekundärregelleistung zu generieren werden zwei grundsätzliche Datenquellen benötigt. Das eine sind die Ergebnisse der Sekundärregelleistungsausschreibungen, welche auf der gemeinsamen Internetplattform [12] der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht werden. Das andere sind Informationen zum tatsächlichen Sekundärregelleistungsbedarf und -abruf, welche ebenfalls von den Übertragungsnetzbetreibern auf deren gemeinsamen Internetplattform veröffentlicht werden.

Ausschreibungsergebnisse

Die veröffentlichten Daten zu den Ausschreibungen der Sekundärregelleistung enthalten für jeden Ausschreibungszeitraum Informationen zu den abgegebenen Geboten. Dabei wird für jedes Gebot der Leistungspreis, der Arbeitspreis und die angebotene Leistung angegeben. Für jeden Ausschreibungszeitraum wird eine Liste veröffentlicht, welche alle bezuschlagten Gebote des Zeitraums enthält. Die Daten sind in die vier ausgeschriebenen Produkte unterteilt: positive SRL Hauptzeit, positive SRL Nebenzzeit, negative SRL Hauptzeit und negative SRL Nebenzzeit.

Um die Daten in dem erstellten Modell nutzen zu können, müssen sie zunächst aufbereitet werden. Für die hier betrachteten Szenarien ist nur die negative SRL von Bedeutung, sodass diese Informationen aus den Daten herausgefiltert werden müssen. Aus den Daten wird anschließend jeweils für die Hauptzeit und die Nebenzzeit der Ausschreibung der Mittelwert der

bezuschlagten Leistungspreise ermittelt, sodass für jede Woche ein mittlerer Leistungspreis für jede Zeitscheibe hinterlegt ist. Daraufhin werden die Daten in absteigender Reihenfolge nach den Arbeitspreisen sortiert. Die angebotenen Leistungen werden in der gleichen Reihenfolge aufsummiert. Auf diese Weise entsteht eine Merit-Order-Liste des Ausschreibungszeitraums für jede Zeitscheibe (siehe Abbildung 30). Auf diese Weise kann für eine bestimmte benötigte Sekundärregelleistung bestimmt werden, bis zu welchem Arbeitspreinsniveau ein Abruf stattfindet.

Die Daten bekommen anschließend eine ID nach folgendem Muster:

201126NEG_HT

Die ID beinhaltet zeitliche Informationen zum Ausschreibungszeitraum (Jahr und Kalenderwoche) sowie eine Information zum Produkt (negative Regelleistung Hauptzeit oder Nebenzeit). Diese Informationen sind wichtig, um die Merit-Order-Liste und die Leistungspreisliste im Anschluss mit den weiteren Daten des SRL-Abrufs in Verbindung zu bringen.

Diese Datenvorbereitung wird für jeden Ausschreibungszeitraum durchgeführt und die aufbereiteten Daten werden im Anschluss in eine gemeinsame Datei überführt.

Sekundärregelleistungsbedarf

Wie bereits beschrieben werden die Daten zum Sekundärregelleistungsabruf ebenfalls auf der gemeinsamen Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht. Die Daten haben eine zeitliche Auflösung von 15 Minuten und geben jeweils den Mittelwert des positiven und negativen Regelleistungsbedarfs innerhalb der 15 Minuten an. Da die Sekundärregelleistung jedoch nicht im 15-Minutentakt abgerufen wird, sondern ein kontinuierlicher Abruf stattfindet, ergibt sich aus der Mittelwertbildung eine erhebliche Ungenauigkeit. Dies wird auch bei der genaueren Betrachtung der Daten deutlich. Bei der Ermittlung der Abrufhäufigkeit der positiven und negativen Sekundärregelleistung auf Grundlage der 15-Minuten-Mittelwerte zeigt sich, dass es in dem Betrachtungszeitraum zu 7018,75 Stunden positiven Regelbedarf und 8064,25 Stunden negativen Regelbedarf kam. Dies würde bedeuten, dass zur meisten Zeit des Betrachtungszeitraumes (8784 h) positive und negative Regelleistung gleichzeitig abgerufen werden, was in der Realität nicht zielführend wäre. Aus diesem Grund, ist es nötig Daten mit einer geringeren zeitlichen Auflösung zu nutzen.

Da höher aufgelöste Daten zur Sekundärregelleistung nicht öffentlich zugänglich sind, wurde eine direkte Anfrage bei den Übertragungsnetzbetreibern gestellt. Daraufhin wurden vom Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH Daten zum Sekundärregelleistungsbedarf des Netzregelverbundes in einer zeitlichen Auflösung von 4 Sekunden zur Verfügung gestellt. In Abbildung 31 ist der Verlauf des tatsächlichen Sekundärregelbedarfs beispielhaft für eine 15-Minuten-Periode am 15.06.2012 auf Grundlage der erhaltenen Daten in Rot dargestellt. Dabei zeigt sich, dass der Verlauf des Sekundärregelbedarfs innerhalb der Viertelstunde stark schwankt und mehrmals zwischen positivem und negativem Regelbedarf wechselt. Gleichzeitig zeigt die Grafik den 15-Minuten-

Mittelwert dieser Viertelstunde, wobei deutlich wird, dass eine Abschätzung des tatsächlichen Verlaufs des SRL-Bedarfs mit dem Mittelwert nicht möglich ist.

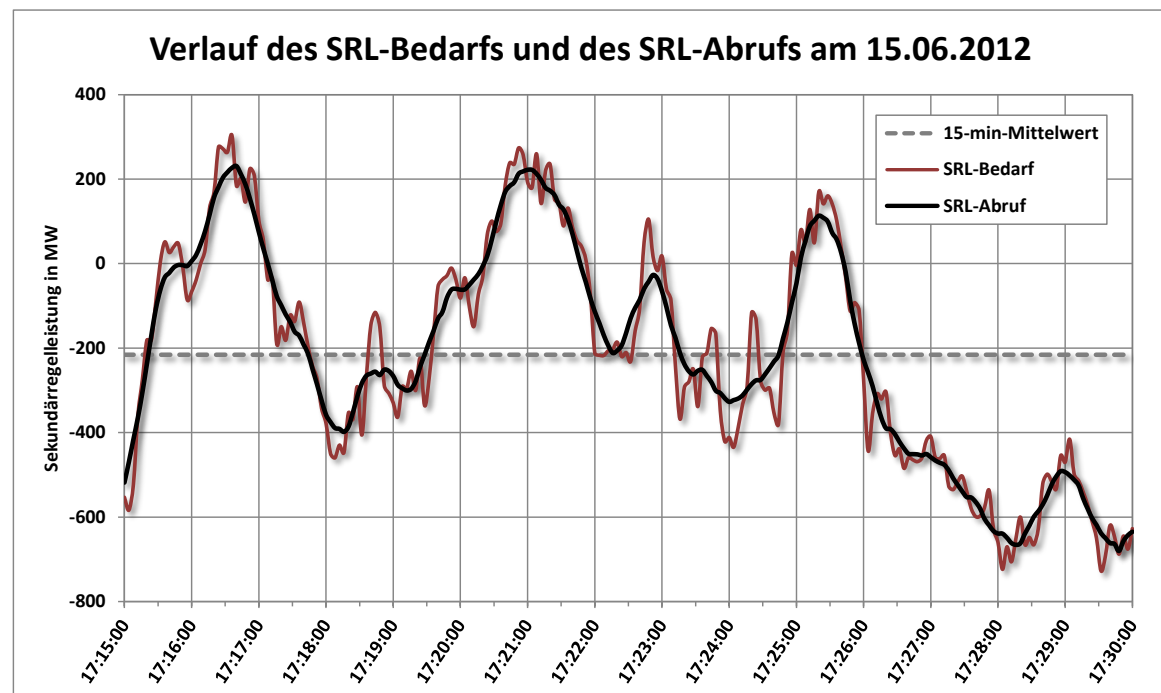


Abbildung 31: Verlauf des Sekundärregelleistungsbedarfs am 15.06.2012 auf Grundlage von 4-Sekunden-Werten des Netzregelverbundes [81]. Verlauf des Sekundärregelleistungsabrufs als gleitender Mittelwert des Sekundärregelleistungsbedarfs. Zusätzlich ist der 15-Minuten-Mittelwert des Sekundärregelleistungsbedarfs dargestellt. Eigene Darstellung.

Die erhaltenen Daten zeigen den Bedarf an Sekundärregelleistung für den Netzregelverbund auf, der zum Ausgleich des Ungleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbraucherlast im Netz benötigt wird. Dieser Bedarf wird jedoch nicht als Abrufsignal an die SRL-Anbieter weitergegeben, sondern vorher bearbeitet um die starken Schwankungen im Verlauf zu glätten. Die tatsächlich angewandte Methode zur Glättung des Verlaufs wurde aufgrund ihrer Komplexität nicht vom Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt. Laut Aussage des Netzbetreibers kann der Verlauf des tatsächlichen Abrufs der Sekundärregelleistung in sehr guter Näherung aus den Daten des Bedarfs ermittelt werden. Dafür muss ein gleitender Mittelwert über ca. 30 Sekunden gebildet werden. Dabei sollen 15 Sekunden vor und 15 Sekunden nach dem aktuellen Zeitpunkt in die Mittelwertbildung einbezogen werden. Auf Basis dieser Aussage wurden die vorhandenen Daten aufbereitet, wobei aufgrund der zeitlichen Auflösung von 4 Sekunden ein 32-Sekunden-Zeitraum berücksichtigt wurde. Die schwarze Kurve in Abbildung 31 zeigt den mit diesem Vorgehen erzeugten Verlauf des Sekundärregelleistungsabrufs.

Um die Daten des SRL-Abrufs mit den Daten der Merit-Order-Listen in Verbindung zu bringen, müssen die Abrufdaten ebenfalls mit der beschriebenen ID versehen werden. Dazu wird für jeden Datensatz geprüft, ob er sich in der Haupt- oder Nebenzeit befindet. Zur Hauptzeit gehört die Zeit von 8:00 Uhr bis 20:00 an Werktagen. Die Zeit von 20:00 Uhr bis 8:00 Uhr an Werktagen zählt zur Nebenzeit, ebenso wie Samstage, Sonntage und bundeseinheitliche Feiertage. Diese Prüfung wird für alle 7.905.600 Datensätze des Betrachtungszeitraumes durchgeführt wobei

jeder Datensatz mit dem benötigten Leistungsabruf, neben eines Zeitstempels zur Identifizierung, die beschriebene ID (z.B. 201126NEG_HT) erhält.

Profilerstellung der Szenarien

Zu jedem Zeitpunkt im Betrachtungszeitraum ist nun die entsprechend gültige Merit-Order-Liste bekannt sowie der abgerufene Sekundärregelleistungsbedarf. Durch Kombination der beiden Informationen kann der Grenzarbeitspreis ermittelt werden, bei dem der letzte SRL-Anbieter angefordert wird. Im Umkehrschluss kann geprüft werden, ob ein Anbieter mit einem bestimmten Arbeitspreisgebot zu dem betrachteten Zeitpunkt angefordert wird oder nicht. Auf dieser Grundlage werden die Abrufprofile der bereits vorgestellten Szenarien erstellt. Die Erstellung der Abrufprofile erfolgt mithilfe von Matlab-Skripten. Aufgrund der hohen Anzahl von Daten die untereinander abgeglichen werden müssen, besteht die größte Herausforderung an die Skripte die Rechenzeit auf ein annehmbares Minimum zu reduzieren.

Für das Szenario NSRL-1 wird zunächst für jede Zeitscheibe jedes Ausschreibungszeitraums der höchste Arbeitspreis in der jeweiligen Merit-Order-Liste ermittelt. Anschließend wird in den Daten des SRL-Abrufs für jeden Datensatz geprüft, ob es sich um einen positiven oder negativen SRL-Abruf handelt. Bei einem negativen Abruf erhält das Abrufprofil der Anlage für diesen Zeitpunkt den Wert 1, was einem Abruf von 100% der Nennleistung entspricht. Gleichzeitig wird für den Zeitpunkt der gültige Arbeitspreis in den Abrufprofilen hinterlegt. Bei einem SRL-Abruf größer oder gleich null erhält das Abrufprofil der Anlage für diesen Zeitpunkt den Wert 0. Zudem wird jeweils beim ersten Wert einer Zeitscheibe eines Ausschreibungszeitraums der mittlere Leistungspreis des Ausschreibungszeitraums hinterlegt. Die Aufsummierung der Leistungspreise findet im Matlab-Simulink-Modell statt. Der Quellcode des m-files zur Erstellung des Abrufprofils für das Szenario NSRL-1 ist im Anhang auf Seite 128 einzusehen.

Im Szenario NSRL-2 wird zur Erstellung des Abrufprofils für jede Zeitscheibe jedes Ausschreibungszeitraums der erste Arbeitspreis der kleiner oder gleich Null ist mit der entsprechenden Grenzleistung aus der jeweiligen Merit-Order-Liste ermittelt. In den Daten des SRL-Abrufs wird daraufhin geprüft, ob bei dem aktuellen SRL-Abruf die Grenzleistung überschritten wird und ein Abruf der Anlage stattfindet. Das Ergebnis dieser Prüfung wird zusammen mit dem gültigen Arbeitspreis in das Abrufprofil der Anlage geschrieben. Auch hier wird jeweils beim ersten Wert einer Zeitscheibe der mittlere Leistungspreis hinterlegt. Der Quellcode des m-files zur Erstellung des Abrufprofils für das Szenario NSRL-2 ist im Anhang auf Seite 130 einzusehen.

Für das Szenario NSRL-3 wird für jede Zeitscheibe eines Ausschreibungszeitraums ein Mittelwert aller abgegebenen Arbeitspreise ermittelt. Dieser mittlere Arbeitspreis wird als Arbeitspreisgebot für die betrachtete Anlage gewählt. Wie bereits in den vorangegangenen Szenarien wird für jeden Datensatz des SRL-Abrufs geprüft, ob bei der abgerufenen Sekundärregelleistung ein Abruf der betrachteten Anlage mit dem mittleren Arbeitspreis stattgefunden hätte. Aus den Ergebnissen der Prüfung wird ein Abrufprofil der Anlage erstellt, welches zudem Informationen zu dem jeweils gültigen Arbeitspreis und den mittleren Leistungspreisen enthält. Der Quellcode zur Erstellung des Abrufprofils für das Szenario NSRL-3 befindet sich auf Seite 132 im Anhang.

Im Szenario NSRL-4 werden verschiedene Arbeitspreisniveaus für den gesamten Betrachtungszeitraum festgelegt. Im Skript zur Erstellung des Abrufprofils der Anlage ist es daher möglich einen beliebigen Grenzarbeitspreis zu hinterlegen. Zu dem festgelegten Grenzarbeitspreis wird für jede Zeitscheibe jedes Ausschreibungszeitraums die Grenzleistung ermittelt, bei der noch ein Abruf stattfindet. Anschließend findet ein Abgleich der abgerufenen Sekundärregelleistungen zu jedem Zeitpunkt des Betrachtungszeitraums mit den ermittelten Grenzleistungen statt. Auf diese Weise wird für jedes Arbeitspreisniveau der Szenariovarianten von NSRL-4 ein Abrufprofil für die Anlage erstellt. Der entsprechende Quellcode ist auf Seite 134 im Anhang einzusehen.

Profilanalyse

Vor der Simulation wurden die Profildaten der Szenarien untersucht, um eine bessere Bewertung der Szenarien zu ermöglichen. Es wurde jeweils analysiert, welche durchschnittlichen Arbeitspreise sich in den Szenarien NSRL-1 bis NSRL-3 einstellen. Des Weiteren wurde bei allen Szenarien geprüft, wie häufig es zu einem SRL-Abruf kommt. Zusätzlich wurden die Dauer der Abrufe und die Zeiten zwischen den Abrufen untersucht. Es wurden die maximalen Abrufdauern und die mittleren Abrufdauern ermittelt, ebenso wie die maximalen und mittleren Zeiten zwischen den Abrufen. In der Tabelle 14 und Tabelle 15 sind die Ergebnisse dieser Untersuchungen einzusehen. Zusätzlich wurde für alle Abrufprofile die Abrufdauer gegen die absolute und relative Abrufhäufigkeit aufgetragen. Das Ergebnis dieser Darstellung ist beispielhaft für das Szenario NSRL-a in Abbildung 32 gezeigt. Die entstandenen Grafiken aller Szenarien sind im Anhang ab Seite 116 einzusehen. Anhand dieser Darstellungen können Aussagen über die Häufigkeit einer bestimmten Abrufdauer gemacht werden. Zum Vergleich der Profile können auch Aussagen darüber gemacht werden, wie viel Prozent der Abrufe länger oder kürzer sind als eine bestimmte Dauer. Ein Beispiel für die Wichtigkeit solcher Aussagen ist zum Beispiel die Tatsache, dass im Falle des Szenarios NSRL-1 die mittlere Abrufdauer aller Abrufe 12,3 Minuten beträgt. Die Verteilung der Abrufe ist jedoch nicht gleichmäßig, sodass nur 50% der Abrufe länger sind als 1,9 Minuten. Zur Beurteilung der Profile müssen also mehrere Faktoren berücksichtigt werden.

Tabelle 14: Kennzahlen der Abrufprofile - Abrufdauern.

Szenario	Mittlerer AP od. AP-Niveau €/MWh	Anzahl der Abrufe Anzahl	Abrufdauer insgesamt h	Maximale Abrufdauer min	Mittelwert Abrufdauer min	50% der Abrufe sind länger als		25% der Abrufe sind länger als	
						min	s	min	s
NSRL-1	26,60	26.527	5.440	906	12,3	1,9	116	7,9	472
NSRL-2	- 0,43	19.543	2.070	349	6,4	1,5	92	4,9	296
NSRL-3	- 17,06	9.564	825	235	5,2	1,5	88	4,7	280
NSRL-4a	20,00	26.166	4.455	581	10,2	1,9	112	6,9	412
NSRL-4b	10,00	24.030	3.443	471	8,6	1,7	100	5,9	352
NSRL-4c	5,00	22.729	2.844	471	7,5	1,6	96	5,3	320
NSRL-4d	0,00	19.543	2.070	349	6,4	1,5	92	4,9	296
NSRL-4e	- 5,00	15.389	1.523	267	5,9	1,5	88	4,8	288
NSRL-4f	- 10,00	8.709	780	206	5,4	1,5	88	4,5	272
NSRL-4g	- 20,00	7.252	628	188	5,2	1,5	88	4,6	276
NSRL-4h	- 50,00	5.021	385	135	4,6	1,5	88	4,3	260

Tabelle 15: Kennzahlen der Abrufprofile - Dauern zwischen Abrufen.

Szenario	Maximale Dauer zwischen Abrufen			Mitt. Dauer zw. Abrufen min	50% der Zeiten zw. Abrufen sind länger als		25% der Zeiten zw. Abrufen sind länger als	
	d	h	min		min	s	min	s
NSRL-1	-	13	766	7,6	1,5	92	5,1	304
NSRL-2	1,9	45	2.681	20,6	2,1	128	10,9	652
NSRL-3	3,5	83	4.983	49,7	2,7	164	27,3	1636
NSRL-4a	0,9	22	1.308	9,9	1,6	96	5,8	348
NSRL-4b	1,3	32	1.907	13,3	1,7	104	7,0	420
NSRL-4c	1,4	33	1.988	15,7	1,9	112	8,2	492
NSRL-4d	1,9	45	2.681	20,6	2,1	128	10,9	652
NSRL-4e	14,5	347	20.835	28,3	2,3	140	13,3	800
NSRL-4f	14,5	348	20.880	55,1	2,7	160	22,6	1356
NSRL-4g	14,5	348	20.880	67,5	3,2	192	30,5	1832
NSRL-4h	14,5	348	20.881	99,9	3,6	216	44,7	2684

Bei der Betrachtung der Daten und der Grafiken wird deutlich, dass die hohen Abrufdauer nur sehr selten stattfinden. Der Großteil der Abrufe befindet sich im Bereich von einigen Minuten, gleichzeitig liegen die Zeiten zwischen den Abrufen ebenfalls im Bereich einiger Minuten. Bei Szenarien mit einer geringen gesamten Abrufdauer über den Betrachtungszeitraum sinken die maximalen und mittleren Abrufdauern und die maximalen und mittleren Zeiten zwischen den Abrufen steigen dementsprechend. Die Abrufdauern bezogen auf die relativen Häufigkeiten bei 50% und 25% sinken jedoch nicht sehr stark, was durch die gleichzeitige Verringerung der absoluten Abrufanzahl zu erklären ist. Gleichzeitig steigen jedoch die Zeiten zwischen den Abrufen bezogen auf die relative Häufigkeit deutlich stärker.

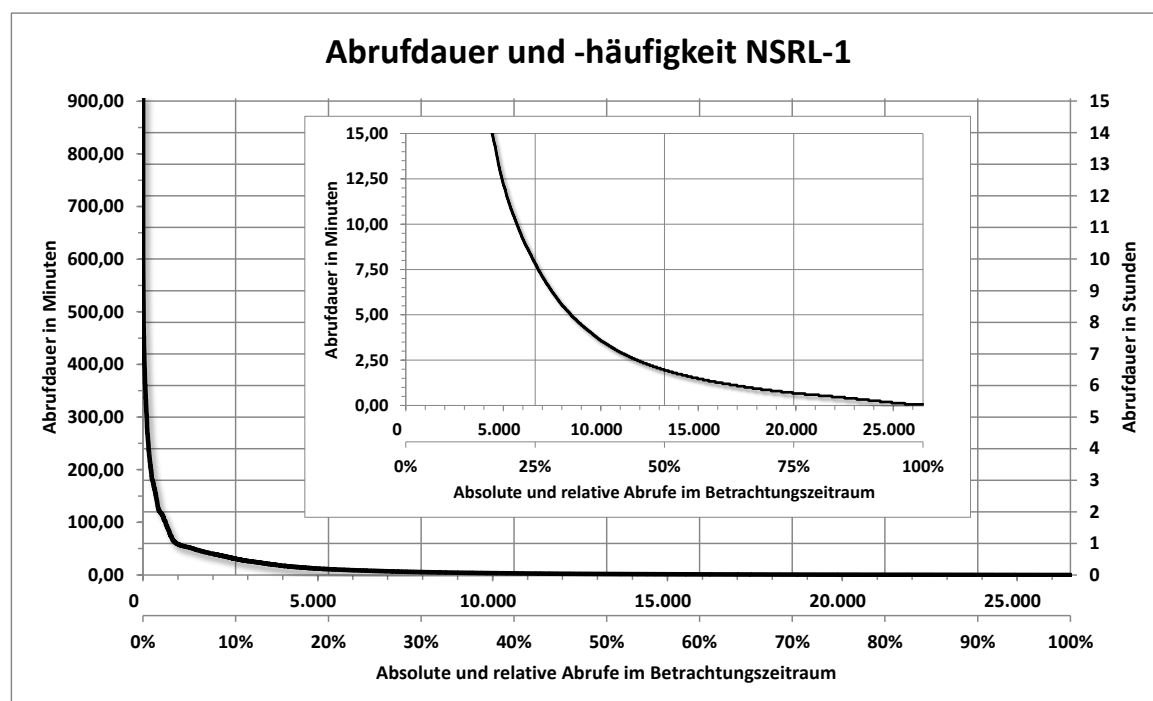


Abbildung 32: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-1. Eigene Darstellung.

7.3.2 Ergebnisse der Szenarien: negative Sekundärregelleistung

Die Auswertung der Simulationsergebnisse wird in diesem Kapitel in mehreren Tabellen und Abbildungen zusammengefasst. Als wichtiges Kriterium zur Bewertung der verschiedenen Szenarien dienen zum einen die Wasserstoffgestehungskosten, welche das produzierte Wasserstoffvolumen mit den dafür anfallenden Kosten in Verbindung bringen. Zum anderen können die Wasserstoffgestehungskosten nicht als alleiniges Bewertungskriterium dienen, da dadurch noch keine Aussage über das produzierte Wasserstoffvolumen und die aufgenommene elektrische Energie stattfindet. Aus diesem Grund müssen auch gleichzeitig diese Werte betrachtet werden. Die nachfolgenden Tabellen geben zunächst die Ergebnisse der Simulationen und der wirtschaftlichen Betrachtungen der Szenarien zur Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung wieder.

Die in diesem Kapitel gemachten Aussagen beziehen sich immer auf den untersuchten Zeitraum vom 01.07.2011 zum 30.06.2012. Die Ergebnisse sind daher nicht allgemein gültig, sondern können für zukünftige Anwendung lediglich eine Tendenz aufzeigen.

Tabelle 16: Übersicht der Simulationsergebnisse und der wirtschaftlichen Betrachtung für die Szenarien der negativen Sekundärregelleistungsbereitstellung - Teil 1.

Simulationsergebnisse	NSRL-1		NSRL-2		NSRL-3	
	ja	nein	ja	nein	ja	nein
Standby-Beheizung						
Betriebsstunden in h	5.440	5.440	2.070	2.070	825	825
Erlöse Leistungspreise	- 98.812 €	- 98.812 €	- 98.812 €	- 98.812 €	- 98.812 €	- 98.812 €
Kosten/Erlöse Arbeitspreise	139.143 €	120.776 €	- 815 €	- 311 €	5.191 €	1.153 €
Kosten elektrische Energie	40.330 €	21.963 €	- 99.627 €	- 99.124 €	- 93.621 €	- 97.659 €
Wasserstoffproduktion in Nm ³	1.202.562	1.034.536	452.757	226.274	179.004	40.230
Wasserstoffverbrauch Standby in Nm ³	10.275	-	30.529	-	40.754	-
Wasserstoffproduktion in Nm ³ (Netto)	1.192.287	1.034.536	422.229	226.274	138.249	40.230
Sauerstoffproduktion in Nm ³	601.281	517.268	226.379	113.137	89.502	20.115
Wasserbedarf in m ³	1.804	1.552	679	339	269	60
Elektrische Arbeit in kWh	5.437.573	4.668.557	2.066.269	1.025.290	822.232	182.702
Thermische Arbeit Standby in kWh	27.696	-	82.290	-	109.853	-
Kostenaufstellung	NSRL-1		NSRL-2		NSRL-3	
Kapitalkosten	80.243 €	80.243 €	80.243 €	80.243 €	80.243 €	80.243 €
Wartung, Betrieb, Versicherung	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €
Kosten elektrische Energie	40.330 €	21.963 €	- 99.627 €	- 99.124 €	- 93.621 €	- 97.659 €
EEG-Umlage	195.753 €	168.068 €	74.386 €	36.910 €	29.600 €	6.577 €
Wasserkosten	3.608 €	3.104 €	1.358 €	679 €	537 €	121 €
Gesamtkosten	359.933 €	313.378 €	96.359 €	58.708 €	56.758 €	29.282 €
Wasserstoffgestehungskosten pro Nm³	0,30 €	0,30 €	0,23 €	0,26 €	0,41 €	0,73 €
Wasserstoffgestehungskosten pro kWh	0,09 €	0,09 €	0,06 €	0,07 €	0,12 €	0,21 €
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	3,36 €	3,37 €	2,54 €	2,89 €	4,57 €	8,10 €
Weitere Kennzahlen	NSRL-1		NSRL-2		NSRL-3	
Nutzungsgrad	77,6%	78,4%	72,3%	78,1%	59,5%	77,9%
Auslastung	62%	62%	24%	24%	9%	9%

Tabelle 17: Übersicht der Simulationsergebnisse und der wirtschaftlichen Betrachtung für die Szenarien der negativen Sekundärregelleistungsbereitstellung - Teil 2.

Simulationsergebnisse	NSRL-4a		NSRL-4b		NSRL-4c	
	ja	nein	ja	nein	ja	nein
Standby-Beheizung						
Betriebsstunden in h	4.455	4.455	3.443	3.443	2.844	2.844
Erlöse Leistungspreise	- 98.812 €	- 98.812 €	- 98.812 €	- 98.812 €	- 98.812 €	- 98.812 €
Kosten/Erlöse Arbeitspreise	89.046 €	70.584 €	34.403 €	24.350 €	14.202 €	9.000 €
Kosten elektrische Energie	- 9.766 €	- 28.228 €	- 64.410 €	- 74.463 €	- 84.611 €	- 89.813 €
Wasserstoffproduktion in Nm ³	982.976	781.364	757.884	538.675	624.543	397.876
Wasseroffverbrauch Standby in Nm ³	13.167	-	18.337	-	21.469	-
Wasserstoffproduktion in Nm ³ (Netto)	969.809	781.364	739.547	538.675	603.075	397.876
Sauerstoffproduktion in Nm ³	491.488	390.682	378.942	269.338	312.272	198.938
Wasserbedarf in m ³	1.474	1.172	1.137	808	937	597
Elektrische Arbeit in kWh	4.452.298	3.529.210	3.440.257	2.434.965	2.840.348	1.799.907
Thermische Arbeit Standby in kWh	41.950	-	58.421	-	68.400	-
Kostenaufstellung	NSRL-4a		NSRL-4b		NSRL-4c	
Kapitalkosten	80.243 €	80.243 €	80.243 €	80.243 €	80.243 €	80.243 €
Wartung, Betrieb, Versicherung	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €
Kosten elektrische Energie	- 9.766 €	- 28.228 €	- 64.410 €	- 74.463 €	- 84.611 €	- 89.813 €
EEG-Umlage	160.283 €	127.052 €	123.849 €	87.659 €	102.253 €	64.797 €
Wasserkosten	2.949 €	2.344 €	2.274 €	1.616 €	1.874 €	1.194 €
Gesamtkosten	273.708 €	221.410 €	181.956 €	135.055 €	139.758 €	96.420 €
Wasserstoffgestehungskosten pro Nm³	0,28 €	0,28 €	0,25 €	0,25 €	0,23 €	0,24 €
Wasserstoffgestehungskosten pro kWh	0,08 €	0,08 €	0,07 €	0,07 €	0,07 €	0,07 €
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	3,14 €	3,15 €	2,74 €	2,79 €	2,58 €	2,70 €
Weitere Kennzahlen	NSRL-4a		NSRL-4b		NSRL-4c	
Nutzungsgrad	77,1%	78,4%	76,1%	78,3%	75,2%	78,3%
Auslastung	51%	51%	39%	39%	32%	32%

Tabelle 18: Übersicht der Simulationsergebnisse und der wirtschaftlichen Betrachtung für die Szenarien der negativen Sekundärregelleistungsbereitstellung - Teil 3.

Simulationsergebnisse	NSRL-4d		NSRL-4e		NSRL-4f	
	ja	nein	ja	nein	ja	nein
Standby-Beheizung						
Betriebsstunden in h	2.070	2.070	1.523	1.523	780	780
Erlöse Leistungspreise	- 98.812 €	- 98.812 €	- 98.812 €	- 98.812 €	- 98.812 €	- 98.812 €
Kosten/Erlöse Arbeitspreise	- €	- €	- 7.601 €	- 3.110 €	- 7.779 €	- 2.513 €
Kosten elektrische Energie	- 98.812 €	- 98.812 €	- 106.414 €	- 101.922 €	- 106.592 €	- 101.325 €
Wasserstoffproduktion in Nm ³	452.757	226.274	332.345	137.143	169.680	55.396
Wasseroffverbrauch Standby in Nm ³	25.829	-	34.857	-	35.063	-
Wasserstoffproduktion in Nm ³ (Netto)	426.929	226.274	297.489	137.143	134.617	55.396
Sauerstoffproduktion in Nm ³	226.379	113.137	166.173	68.572	84.840	27.698
Wasserbedarf in m ³	679	339	499	206	255	83
Elektrische Arbeit in kWh	2.066.269	1.025.290	1.520.251	621.915	777.931	251.255
Thermische Arbeit Standby in kWh	82.290	-	93.956	-	111.709	-
Kostenaufstellung	NSRL-4d		NSRL-4e		NSRL-4f	
Kapitalkosten	80.243 €	80.243 €	80.243 €	80.243 €	80.243 €	80.243 €
Wartung, Betrieb, Versicherung	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €
Kosten elektrische Energie	- 98.812 €	- 98.812 €	- 106.414 €	- 101.922 €	- 106.592 €	- 101.325 €
EEG-Umlage	74.386 €	36.910 €	54.729 €	22.389 €	28.006 €	9.045 €
Wasserkosten	1.358 €	679 €	997 €	411 €	509 €	166 €
Gesamtkosten	97.174 €	59.019 €	69.555 €	41.121 €	42.165 €	28.129 €
Wasserstoffgestehungskosten pro Nm³	0,23 €	0,26 €	0,23 €	0,30 €	0,31 €	0,51 €
Wasserstoffgestehungskosten pro kWh	0,06 €	0,07 €	0,07 €	0,08 €	0,09 €	0,14 €
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	2,53 €	2,90 €	2,60 €	3,34 €	3,48 €	5,65 €
Weitere Kennzahlen	NSRL-4d		NSRL-4e		NSRL-4f	
Nutzungsgrad	73,1%	78,1%	69,3%	78,1%	61,3%	78,0%
Auslastung	24%	24%	17%	17%	9%	9%

Tabelle 19: Übersicht der Simulationsergebnisse und der wirtschaftlichen Betrachtung für die Szenarien der negativen Sekundärenergiebereitstellung - Teil 4.

Simulationsergebnisse	NSRL-4g		NSRL-4h	
	ja	nein	ja	nein
Standby-Beheizung				
Betriebsstunden in h	628	628	385	385
Erlöse Leistungspreise	- 98.812 €	- 98.812 €	- 98.812 €	- 98.812 €
Kosten/Erlöse Arbeitspreise	- 12.519 €	- 3.125 €	- 19.120 €	- 2.476 €
Kosten elektrische Energie	- 111.332 €	- 101.937 €	- 117.932 €	- 101.289 €
Wasserstoffproduktion in Nm ³	136.258	34.438	82.896	10.895
Wasserstoffverbrauch Standby in Nm ³	36.134	-	37.987	-
Wasserstoffproduktion in Nm ³ (Netto)	100.124	34.438	44.910	10.895
Sauerstoffproduktion in Nm ³	68.129	17.219	41.448	5.447
Wasserbedarf in m ³	204	52	124	16
Elektrische Arbeit in kWh	625.962	156.237	382.400	49.527
Thermische Arbeit Standby in kWh	115.122	-	121.026	-
Kostenaufstellung	NSRL-4g		NSRL-4h	
Kapitalkosten	80.243 €	80.243 €	80.243 €	80.243 €
Wartung, Betrieb, Versicherung	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €
Kosten elektrische Energie	- 111.332 €	- 101.937 €	- 117.932 €	- 101.289 €
EEG-Umlage	22.535 €	5.625 €	13.766 €	1.783 €
Wasserkosten	409 €	103 €	249 €	33 €
Gesamtkosten	31.854 €	24.033 €	16.325 €	20.770 €
Wasserstoffgestehungskosten pro Nm ³	0,32 €	0,70 €	0,36 €	1,91 €
Wasserstoffgestehungskosten pro kWh	0,09 €	0,20 €	0,10 €	0,54 €
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	3,54 €	7,76 €	4,04 €	21,21 €
Weitere Kennzahlen	NSRL-4g		NSRL-4h	
Nutzungsgrad	56,6%	78,0%	41,6%	77,9%
Auslastung	7%	7%	4%	4%

Die Inhalte der vorangegangenen Ergebnistabellen werden in den nachfolgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Die Abbildung 33 zeigt die jährlichen Gesamtkosten der betrachteten Power-to-Gas-Anlage für den untersuchten Zeitraum vom 01.07.2011 bis zum 30.06.2012. Dabei sind die einzelnen Kostenkomponenten farblich dargestellt um deren Anteil an den Gesamtkosten zu verdeutlichen. Bei der Betrachtung dieser Abbildung ist deutlich zu erkennen, dass die Wasserkosten in allen Szenarien eine verschwindend kleine Rolle spielen. Lediglich im Szenario NSRL-1, bei dem jeweils der höchste Arbeitspreis eines Ausschreibungszeitraums gewählt wird, übersteigen die Kosten der elektrischen Arbeit die Erlöse durch die Leistungsvorhaltung, sodass direkte Kosten durch den Bezug der elektrischen Energie entstehen. In allen anderen Szenarien liegen die Kosten für die elektrische Arbeit unter den Erlösen der Leistungsvorhaltung, sodass durch den Bezug der elektrischen Energie die Gesamtkosten gesenkt werden können. Des Weiteren zeigt sich, dass die Kosten durch die EEG-Umlage einen erheblichen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen. Dies trifft insbesondere bei den Szenarien mit vergleichbar hoher Auslastung und dementsprechend hoher bezogener elektrischer Arbeit zu. Je kleiner die Auslastung und folglich die bezogene elektrische Arbeit, desto geringer wird der Einfluss der EEG-Umlage auf die Gesamtkosten. Die Kapitalkosten sowie die Kosten für Wartung, Versicherung und Betrieb sind bei allen Szenarien gleich, da bei allen Szenarien die gleiche Anlage betrachtet wurde. Diese Kosten stellen die Fixkosten der Anlage dar, die unabhängig vom Betrieb der Anlage anfallen. Vergleicht man die Gesamtkosten der Szenarien in denen eine Standby-Beheizung simuliert wurde mit denen bei denen eine Beheizung im Stillstand nicht berücksichtigt wurde, so zeigt sich, dass die Gesamtkosten bei Szenarien mit Standby-Beheizung höher liegen. Dies beruht darauf, dass die beheizte Anlage bei einer Anforderung schneller ihre Nennleistung erreicht und dadurch mehr elektrische Arbeit verrichtet. Eine Ausnahme bildet das

Szenario NSRL-4h. Bei diesem Szenario verrichtet die Anlage nur noch sehr wenig Arbeit, sodass auch kaum Kosten durch die EEG-Umlage entstehen.

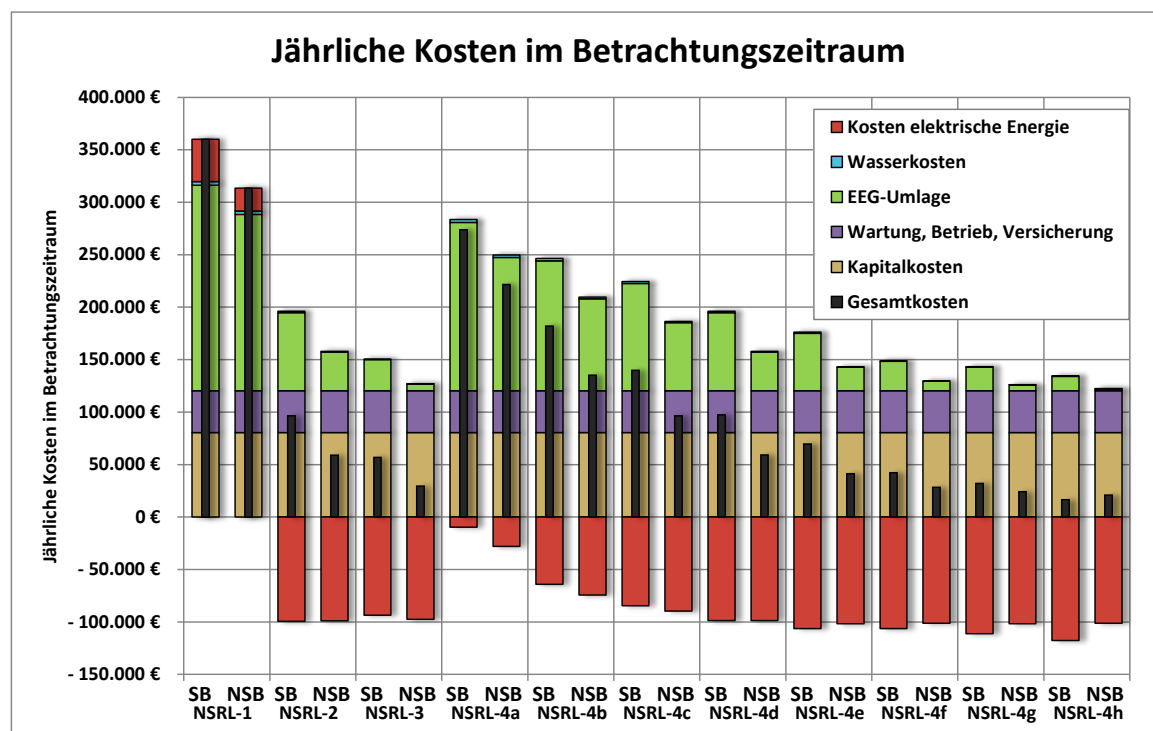


Abbildung 33: Jährliche Kosten der betrachteten Power-to-Gas-Anlage im Betrachtungszeitraum für die betrachteten Szenarien der negativen Sekundärregelbereitstellung. Dargestellt sind die Beiträge der einzelnen Kostenkomponenten an den Gesamtkosten, sowie in schwarz die resultierenden Gesamtkosten. SB: Szenario mit Standby-Beheizung; NSB: Szenario ohne Standby-Beheizung. Eigene Darstellung.

Die Darstellung der Gesamtkosten ist hilfreich bei der Veranschaulichung der Kostenzusammensetzung. Wichtiger zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Anlage sind hingegen die Wasserstoffgestehungskosten. Diese zeigen einem Anlagenbetreiber die Grenzkosten, welche einen Verkauf des Gases ohne Verluste ermöglichen. Bei einem Eigenverbrauch des Gases, können die Wasserstoffgestehungskosten mit einem alternativen Bezug des Wasserstoffs verglichen werden. Die Bezugskosten von Wasserstoff sind vom Lieferanten, der Bezugsmenge und der Reinheit abhängig. In [82] werden Wasserstoffpreise für einen externen Bezug sowie bei einer Reformierung vor Ort aus Erdgas genannt. Die durchschnittlichen Preise liegen bei einem externen Bezug per Tankwagen bei ca. 60 ct/Nm³ (6,67 €/kg). Bei einer Reformierung vor Ort, wird ein durchschnittlicher Wert von 30 ct/Nm³ (3,34 €/kg) angegeben. Diese Werte sollen zur Einordnung der Simulationsergebnisse dienen und beziehen sich auf eine Wasserstoffeinheit von 99,9% und eine Anlieferung in Großmengen per Trailer. Eine Reinheit von 99,9% wird auch von einer Elektrolyseanlage erreicht. Des Weiteren wurde eine Kurzumfrage bei mehreren Wasserstofflieferanten durchgeführt, die die genannten Werte bestätigt.

Die Wasserstoffgestehungskosten aller Szenarien sind in Abbildung 34 vergleichend gegenüber gestellt. Zur besseren Einordnung der Werte wird in der Grafik zudem das produzierte Wasserstoffvolumen dargestellt. Eine deutliche Auffälligkeit stellen die hohen

Wasserstoffgestehungskosten bei den Szenarien NSRL-3 und NSRL-4f bis NSRL-4h bei Simulation ohne Standby-Beheizung dar. Dies ist ebenfalls damit zu begründen, dass es bei diesen Szenarien aufgrund der niedrigen Arbeitspreise zu einem seltenen Abruf kommt. Dementsprechend muss die Leistung des kalten Elektrolyseurs langsam hochgefahren werden. Die Elektrolysearbeit ist demnach ebenso wie die Wasserstoffproduktion gering. Dadurch steigen die relativen Kosten.

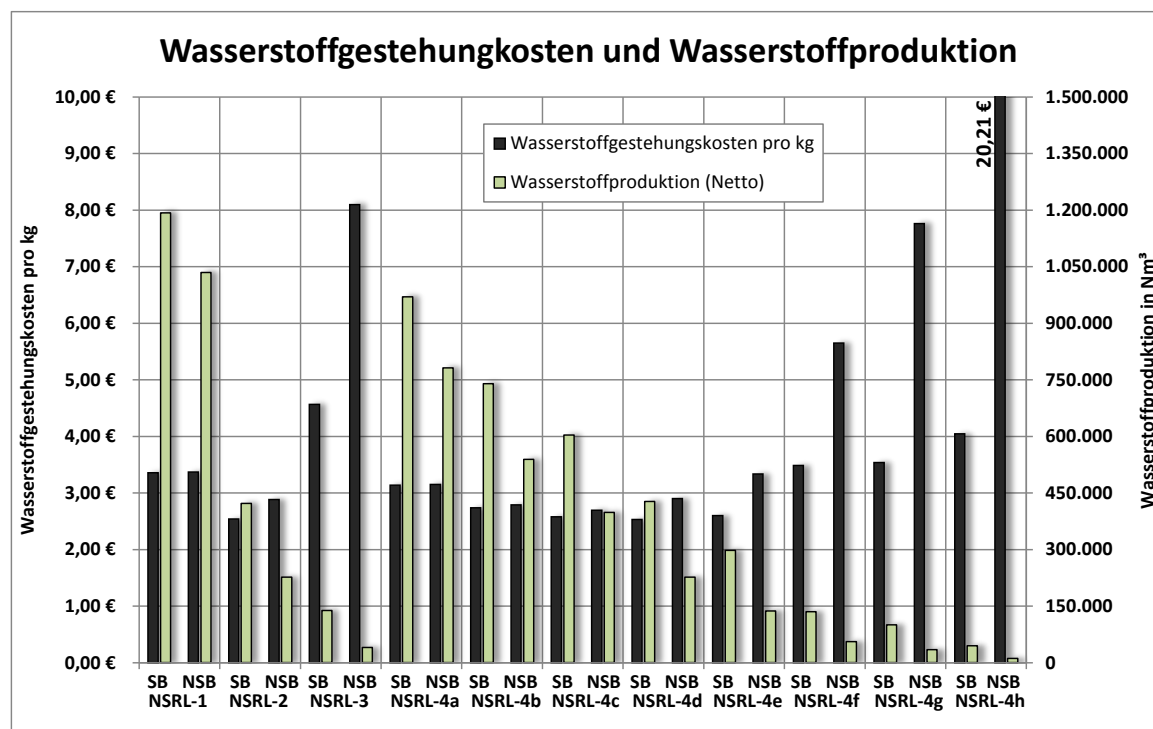


Abbildung 34: Vergleich der Wasserstoffgestehungskosten und der Wasserstoffproduktion der verschiedenen Szenarien. SB: Szenario mit Standby-Beheizung; NSB: Szenario ohne Standby-Beheizung. Eigene Darstellung.

Die Wasserstoffgestehungskosten sind in allen Szenarien mit Standby-Beheizung niedriger, als in den Szenarien ohne Beheizung. Die Beheizung der Anlage verbraucht zwar zusätzliche Energie, wodurch die Effizienz der Anlage verringert wird, jedoch wirkt sich diese Tatsache weniger auf die spezifischen Kosten aus, als die verminderte Produktion von Wasserstoff bei einer fehlenden Beheizung. Die Wasserstoffproduktion ist bei Beheizung in allen Szenarien höher als ohne Beheizung. Mit Blick auf die Wasserstoffgestehungskosten und die produzierte Wasserstoffmenge ist der Einsatz einer Standby-Beheizung sinnvoll.

Auffällig ist weiterhin, dass die Wasserstoffgestehungskosten zunächst mit sinkender Betriebszeit oder Abrufzeit sinken, ab einem bestimmten Zeitpunkt jedoch wieder steigen. Dieser Zusammenhang wird noch einmal in der Abbildung 35 verdeutlicht. Hier zeigt sich, dass die Wasserstoffgestehungskosten im Bereich niedriger Betriebsstunden deutlich stärker zunehmen als bei höheren Betriebsstunden. Bei der alleinigen Betrachtung der Wasserstoffgestehungskosten liegt das Optimum der Betriebsstunden im Bereich um 2200h/a. Da die Abrufhäufigkeit und damit die Betriebsstunden mit dem gebotenen Arbeitspreis zusammenhängen, wurden die Wasserstoffgestehungskosten zusätzlich gegen das gewählte Arbeitspreisniveau aufgetragen. Dieses ist ebenfalls in der Abbildung 35 zu sehen. Des Weiteren

ist der Zusammenhang zwischen gewähltem Arbeitspreisniveau und Betriebsstunden in Abbildung 36 dargestellt. Beide Darstellungen beruhen auf den Szenarien NSRL-4a bis NSRL-4h, bei denen ein Arbeitspreisniveau jeweils über den gesamten Betrachtungszeitraum festgelegt wird.

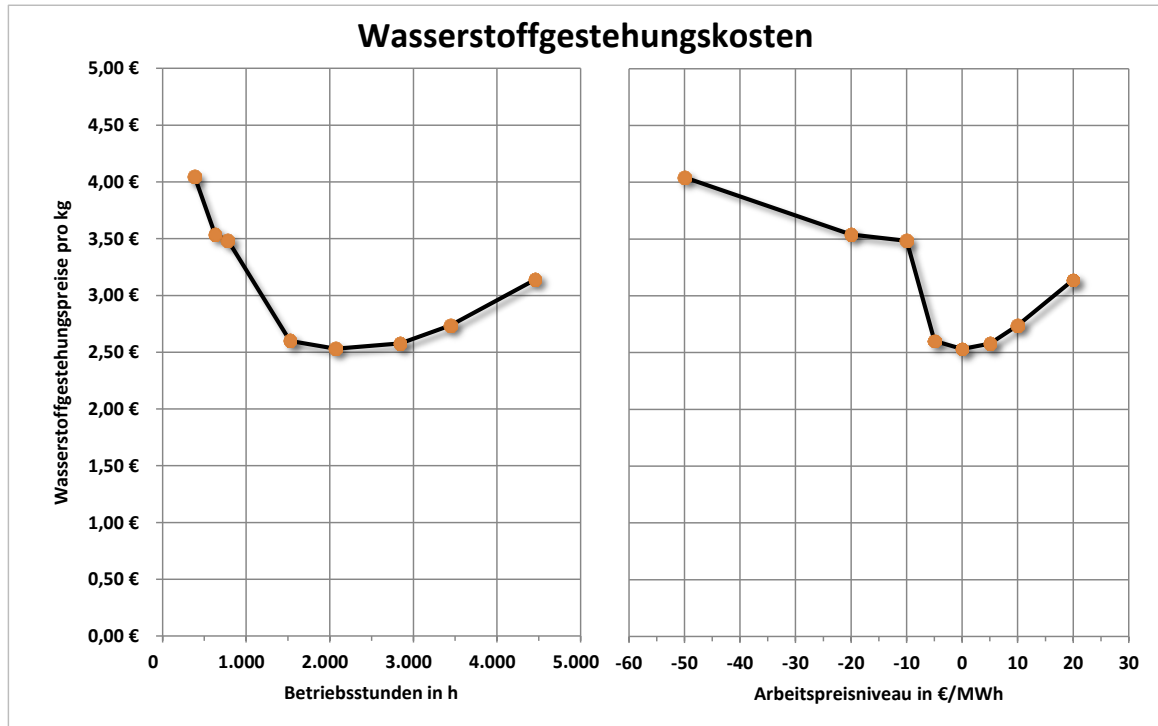


Abbildung 35: Darstellung der Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit der Betriebsstunden und des Arbeitspreisniveaus auf Basis der Szenarien NSRL-4a bis NSRL-4h mit Standby-Beheizung. Eigene Darstellung.

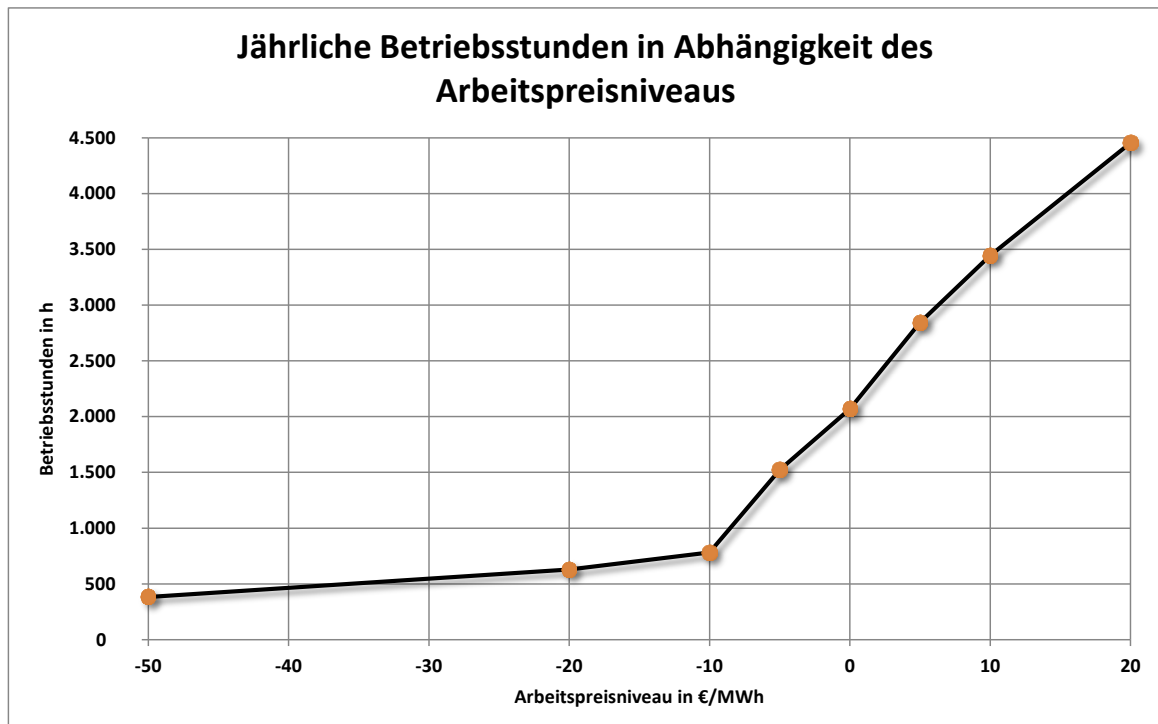


Abbildung 36: Zusammenhang der jährlichen Betriebsstunden und des gewählten Arbeitspreisniveaus im Betrachtungszeitraum vom 01.07.2011 bis zum 30.06.2012 auf Basis der Szenarien NSRL-4a bis NSRL-4h. Eigene Darstellung.

Vergleicht man das Szenario NSRL-1, welches die höchste Wasserstoffproduktion aufweist, mit dem Szenario NSRL-4d, welches die niedrigsten Wasserstoffgestehungskosten aufweist, ergeben sich folgende Verhältnisse (mit Standby-Beheizung). Die Wasserstoffgestehungskosten des Szenarios NSRL-4d sind im Gegensatz zum Szenario NSRL-1 um 25% geringer. Gleichzeitig wird jedoch auch 64% weniger Wasserstoff produziert und 62% weniger Energie aufgenommen. Das heißt, die spezifischen Wasserstoffkosten können zwar verringert werden, jedoch auf Kosten der Menge an speicherbarer Energie. Zudem ist der Nutzungsgrad beim Szenario NSRL-4d um 4,5% geringer als beim Szenario NSRL-1. Unter Berücksichtigung dieser Verhältnisse, ist es schwer einzuschätzen, welches das bessere der beiden Szenarien ist. Vergleicht man die Wasserstoffgestehungskosten jedoch mit den Kosten einer alternativen Wasserstoffversorgung, so zeigt sich, dass selbst die höheren Gestehungskosten des Szenarios NSRL-1 deutlich unter denen eines Fremdbezuges liegen und auch einen Verkauf mit einer zusätzlichen Marge ermöglichen würden. Zum anderen liegen die Wasserstoffgestehungskosten nur geringfügig (ca. 0,5%) über denen einer Vorortzeugung mithilfe eines Reformers. Unter diesen Voraussetzungen ist es folglich zu empfehlen mit hohen Arbeitspreisen in die Ausschreibungen zu gehen um somit eine häufigen Abruf zu ermöglichen und die gespeicherte Menge an überschüssiger Energie zu erhöhen.

Ein weiteres Ergebnis der Simulationen ist, dass eine Power-to-Gas-Anlage durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt wirtschaftlich betrieben werden kann. Mit der Teilnahme wird zwar nicht nur Überschussenergie aus erneuerbaren Energien genutzt, was ein Teil des Konzeptes Power-to-Gas ist, jedoch ermöglicht sie die Technik bereits heute in einem realen Marktumfeld ohne weitere Subventionen zu betreiben. Auf diese Weise können wichtige Informationen über das Betriebsverhalten gesammelt werden. Es ist außerdem denkbar, dass eine Anlage nur einige Jahre im Rahmen des Sekundärregelleistungsmarktes betrieben wird, um in dieser Zeit die Abschreibungssumme zu reduzieren und zu einem späteren Zeitpunkt auf die Nutzung von Überschussenergie aus erneuerbaren Energien zu wechseln.

7.3.3 Sensibilitätsbetrachtung

Da die wirtschaftliche Betrachtung teilweise auf Annahmen beruht und die gewählten Parameter nur Durchschnittswerte sind, welche sich im Laufe der Zeit ändern können, wurde eine Sensitivitätsbetrachtung durchgeführt. Dabei wurden die Parameter im Bereich von plus-minus 50% variiert und der Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten untersucht. Als Referenz wurde das Szenario NSRL-4c gewählt, da dieses sowohl mittlere Wasserstoffgestehungskosten aufweist, als auch eine mittlere Wasserstoffproduktion. Die Resultate der Parametervariationen sind grafisch in Abbildung 37 dargestellt und werden zudem noch einmal in absoluten Zahlen in Tabelle 20 gezeigt. Die größten Einflüsse auf die Wasserstoffgestehungskosten haben demnach die Dauer der Abschreibung, die spezifischen Investitionskosten und die Höhe der EEG-Umlage. Eine Steigerung der EEG-Umlage auf 5,3 ct/kWh wie sie zurzeit für das Jahr 2013 von den Übertragungsnetzbetreibern angekündigt wird [83], würde in dem betrachteten Szenario eine Erhöhung der Wasserstoffgestehungskosten um 35% bedeuten.

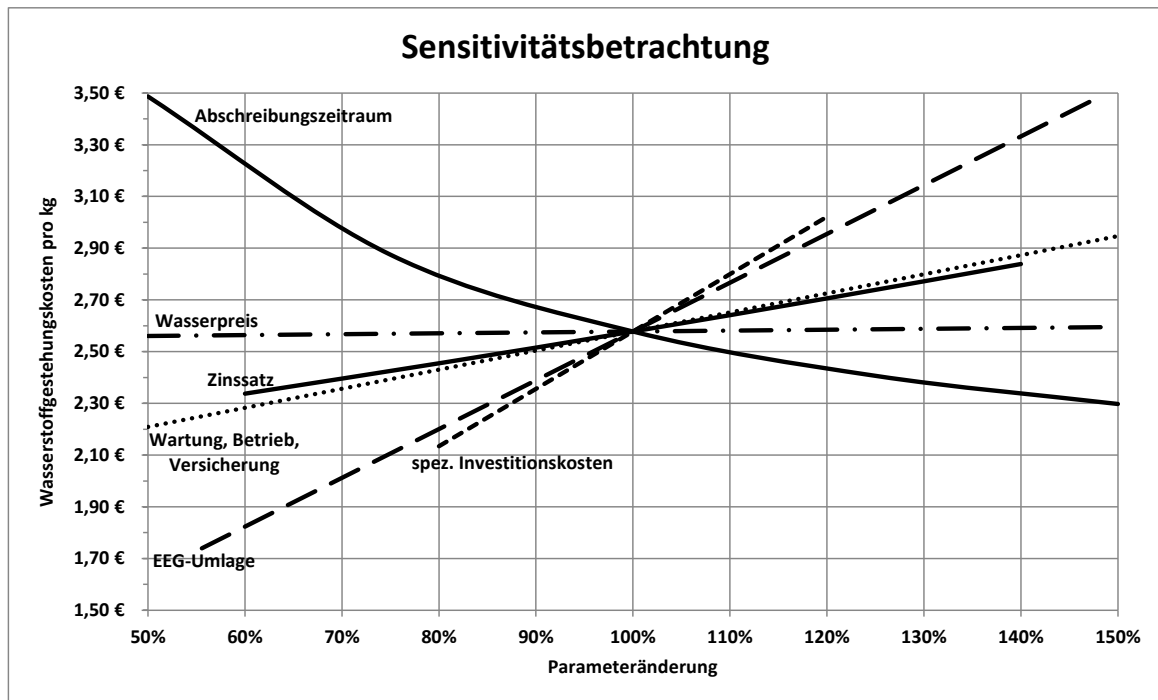


Abbildung 37: Sensitivitätsbetrachtung anhand des Szenarios NSRL-4c mit Standby-Beheizung. Die Ausgangswerte sowie die Umrechnung der relativen Parameteränderungen zu absoluten Werten befindet sich in Tabelle 20. Eigene Darstellung.

Tabelle 20: Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung des Szenarios NSRL-4c. Die Ausgangswerte der Sensitivitätsbetrachtung sind hervorgehoben. Es werden jeweils die absolute und die relative Änderung der Parameter und der Wasserstoffgestehungskosten dargestellt.

Mit Standby-Beheizung										
Wasserpreis pro m ³	1,00 €	50%	1,50 €	75%	2,00 €	100%	2,50 €	125%	3,00 €	150%
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	2,56 €	99%	2,57 €	100%	2,58 €	100%	2,59 €	100%	2,60 €	101%
Abschreibungszeitraum in a	10	50%	15	75%	20	100%	25	125%	30	150%
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	3,49 €	135%	2,87 €	112%	2,58 €	100%	2,41 €	93%	2,30 €	89%
Zinssatz in %	3	60%	4	80%	5	100%	6	120%	7	140%
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	2,34 €	91%	2,45 €	95%	2,58 €	100%	2,71 €	105%	2,84 €	110%
spezifische Investitionskosten in €/kW	800	80%	900	90%	1000	100%	1100	110%	1200	120%
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	2,13 €	83%	2,36 €	91%	2,58 €	100%	2,80 €	109%	3,02 €	117%
Wartung, Betrieb, Versicherung in %IK/a	2	50%	3	75%	4	100%	5	125%	6	150%
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	2,21 €	86%	2,39 €	93%	2,58 €	100%	2,76 €	107%	2,95 €	114%
EEG-Umlage in ct/kWh	2	56%	3	83%	3,6	100%	4	111%	5,3	147%
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	1,74 €	67%	2,26 €	88%	2,58 €	100%	2,79 €	108%	3,47 €	135%
Ohne Standby-Beheizung										
Wasserpreis pro m ³	1,00 €	50%	1,50 €	75%	2,00 €	100%	2,50 €	125%	3,00 €	150%
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	2,68 €	99%	2,69 €	100%	2,70 €	100%	2,70 €	100%	2,71 €	101%
Abschreibungszeitraum in a	10	50%	15	75%	20	100%	25	125%	30	150%
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	4,07 €	151%	3,15 €	117%	2,70 €	100%	2,44 €	90%	2,27 €	84%
Zinssatz in %	3	60%	4	80%	5	100%	6	120%	7	140%
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	2,33 €	86%	2,51 €	93%	2,70 €	100%	2,89 €	107%	3,09 €	115%
spezifische Investitionskosten in €/kW	800	80%	900	90%	1000	100%	1100	110%	1200	120%
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	2,02 €	75%	2,36 €	88%	2,70 €	100%	3,03 €	112%	3,37 €	125%
Wartung, Betrieb, Versicherung in %IK/a	2	50%	3	75%	4	100%	5	125%	6	150%
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	2,14 €	79%	2,42 €	90%	2,70 €	100%	2,98 €	110%	3,25 €	121%
EEG-Umlage in ct/kWh	2	56%	3	83%	3,6	100%	4	111%	5,3	147%
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	1,89 €	70%	2,39 €	89%	2,70 €	100%	2,90 €	107%	3,55 €	132%

7.4 Szenarien: Ausgleich von Prognoseabweichungen der Windenergieeinspeisung

Den hier betrachteten Szenarien zum Ausgleich von Prognoseabweichungen von Windenergieeinspeisung liegt die Annahme zu Grunde, dass ein Windpark nicht über die Festvergütung nach dem EEG vergütet, sondern unabhängig direkt vermarktet wird (siehe Kapitel 2.1.6). Des Weiteren befindet sich die Power-to-Gas-Anlage in räumlicher Nähe zum Windpark und ist ebenfalls im Besitz des Windparkbetreibers. Auf dieser Basis kann der bezogene Strom, wie bereits erläutert, als Eigenverbrauch gewertet und somit von der EEG-Umlage befreit werden.

Der direkt vermarktete Windpark wird nicht mehr im EEG-Bilanzkreis des Übertragungsnetzbetreibers geführt, sondern befindet sich nun in einem herkömmlichen Bilanzkreis. Wie bereits in den Grundlagen erläutert, muss der Saldo eines Bilanzkreises in jeder Viertelstunde ausgeglichen sein. Andernfalls müssen die Über- und Unterdeckungen durch die Inanspruchnahme von teurer Ausgleichsenergie ausgeglichen werden. Ein Bilanzkreisverantwortlicher ist also bestrebt seinen Bilanzkreissaldo zu jeder Zeit auszugleichen. Ein Windpark innerhalb des Bilanzkreises erschwert die Versuche den Bilanzkreis in einem ausgeglichenen Zustand zu halten, da die Prognosen über die Windeinspeisungen bei Fahrplanerstellung, also einen Tag im Voraus, von den tatsächlichen Einspeisungen am Liefertag abweichen. Der Bilanzkreisverantwortliche muss für einen Ausgleich also zusätzlich am Intraday-Handel teilnehmen oder Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen. Eine andere Möglichkeit ist es die Prognoseabweichungen direkt auszugleichen. Dies kann mithilfe einer Power-to-Gas-Anlage bewerkstelligt werden. Mittels der Elektrolyse können nicht prognostizierte Erzeugungsüberschüsse abgefangen werden und zwischengespeichert werden. Bei zu geringer Erzeugungsleistung kann das Gas zum Beispiel mit einem BHKW rückverstromt werden.

Die Möglichkeit der Elektrolyse die positiven Prognoseabweichungen, also eine unplanmäßige Überproduktion abzufangen, soll in diesen Szenarien anhand von zwei Beispielen untersucht werden. Die bei einer positiven Prognoseabweichung entstehende Energie wird als Nebenprodukt des Windparks gewertet und erhält dadurch einen Arbeitspreis von 0 €/MWh. Die laufenden Kosten des Windparks werden der elektrischen Energie der geplanten Windeinspeisung als Hauptprodukt zugeordnet.

7.4.1 Daten für Szenarien: Ausgleich von Prognoseabweichungen der Windenergieeinspeisung

Winddaten

Die Abrufprofile für das Elektrolysemodell beruhen auf Daten zur geplanten und tatsächlichen Windenergieeinspeisung. Zwar werden teilweise Daten über Einspeiseleistungen von Windenergieanlage veröffentlicht, allerdings fehlen bei diesen Daten Informationen über die vorherige Prognose. Zudem haben die Daten nicht die benötigte zeitliche Auflösung. Für die hier betrachteten Szenarien wird eine zeitliche Auflösung von 15-Minuten benötigt, da dies das Zeitraster ist, in dem die Fahrplanerstellung stattfindet und Bilanzkreisabweichungen erfasst

werden. Des Weiteren werden Einspeisedaten und die dazugehörigen Prognosedaten benötigt. Da die Datenbeschaffung von konkreten Windparks nicht möglich war, wurden die benötigten Daten auf andere Weise herbeigeführt. Jeder Übertragungsnetzbetreiber führt einen EEG-Bilanzkreis, für den im Gegensatz zu üblichen Bilanzkreisen bestimmte Veröffentlichungspflichten gelten. Teil dieser Verpflichtungen ist es die prognostizierte und tatsächliche Einspeisung der erneuerbaren Energien in die EEG-Bilanzkreise mit einer Auflösung von 15 Minuten zu veröffentlichen. Diese Daten werden zudem in die Einspeisung von Windenergie und Solarenergie unterschieden. Veröffentlicht werden die Daten auf der Internetseite der EEX [21]. Da bei drei der vier Übertragungsnetzbetreibern Datenlücken innerhalb des Betrachtungszeitraums auftraten, konnten nur die Informationen des EEG-Bilanzkreises der 50Hz Transmission GmbH genutzt werden.

In Abbildung 38 wird ist die prognostizierte und tatsächliche Windeinspeisung in dem betrachteten EEG-Bilanzkreis beispielhaft anhand der ersten Juliwoche im Jahr 2011 dargestellt. Die daraus resultierenden Abweichungen werden zudem in der Abbildung 39 in absoluter und relativer Form gezeigt. Diese Darstellungen machen deutlich, dass zwischen der Vortagesprognose und der tatsächlichen Einspeisung deutliche Unterschiede auftreten.

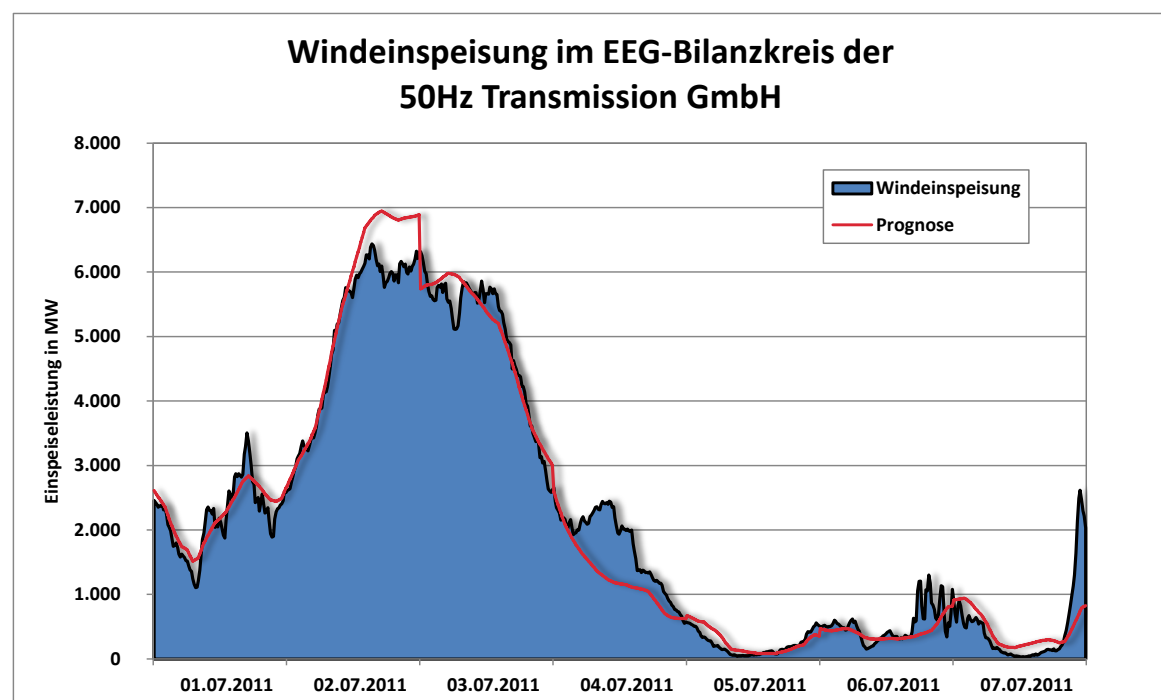


Abbildung 38: Windenergieeinspeisung im EEG-Bilanzkreis der 50Hertz Transmission GmbH in der ersten Juliwoche 2011. Eigene Darstellung mit Daten aus [21] .

Da es sich bei den Informationen der prognostizierten und tatsächlichen Einspeisung um Daten von sehr vielen Anlagen handelt, die darüber hinaus auch über ein größeres räumliches Gebiet verteilt sind, muss beachtet werden, dass die Kurvenverläufe einzelner Windparks eventuell etwas unruhiger verlaufen, als die hier dargestellten. Aufgrund der räumlichen Unterschiede, können Auswirkungen lokaler Windereignisse in den Gesamtdaten einen reduzierten Effekt aufweisen. Die Daten stellen jedoch für diese Betrachtung eine gute Näherung der qualitativen Verläufe der Einspeisungen und Prognoseabweichungen dar.

Um aus den Daten ein Abrufprofil für die Power-to-Gas-Anlage zu generieren, müssen die Werte zunächst auf Windparkgröße skaliert werden. Da es während des Betrachtungszeitraumes jedoch auch Veränderungen im Anlagenbestand gegeben hat, müssen die Daten zuerst auf die installierte Leistung normiert werden. Hierfür wurden Informationen über den Anlagenbestand im EEG-Bilanzkreis der 50Hertz-Transmission GmbH beschafft [84].

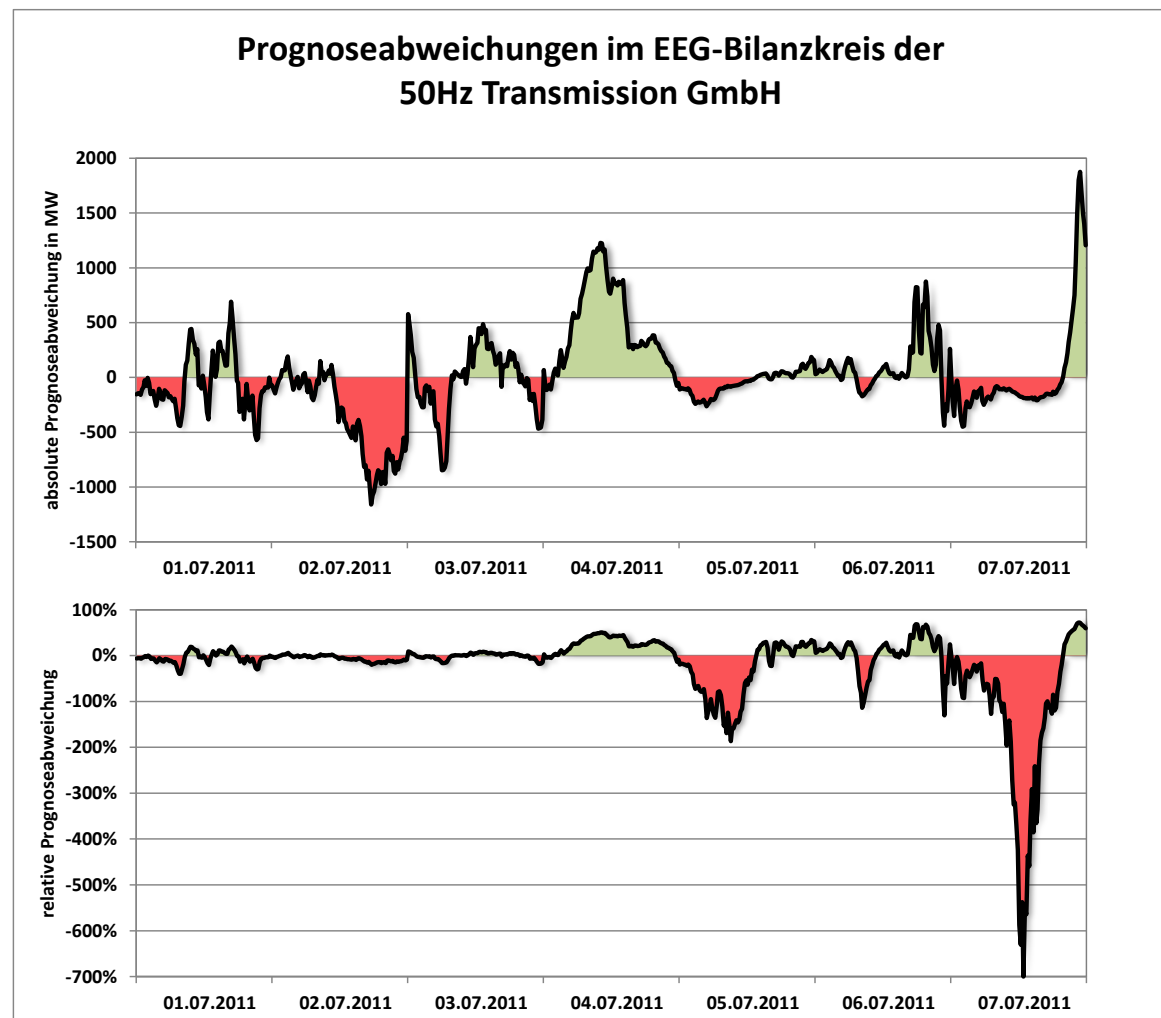


Abbildung 39: Prognoseabweichungen im EEG-Bilanzkreis der 50Hertz Transmission GmbH in der ersten Juliwoche 2011. Eigene Darstellung mit Daten aus [21].

Mithilfe dieser Daten kann für jeden Tag im Betrachtungszeitraum festgestellt werden, wie viel installierte Windleistung dem Bilanzkreis zugeordnet ist. Anschließend wird die prognostizierte und tatsächliche Windleistung durch die installierte Leistung geteilt, sodass Prognose- und Erzeugungsleistungen pro installiertem MW Windleistung entstehen. Diese können daraufhin auf beliebige Windparkgrößen skaliert werden. Im Rahmen dieser Untersuchungen wurden zwei Windparkgrößen festgelegt. Zunächst ein kleiner Park mit ein bis drei Anlagen und einer Parkleistung von 3,5 MW (Szenario WPA-1). Hierbei ist zu erwarten, dass die 1 MW Elektrolyse insbesondere die großen Prognoseabweichungen aufnehmen kann. Daneben wurde ein größerer Park mit einer Leistung von 10 MW untersucht (Szenario WPA-2). Hier ist zu erwarten, dass die größten Abweichungen nicht komplett aufgenommen werden können, jedoch ein Großteil der mittleren Abweichungen.

Die Elektrolyseleistung soll, wie in der Modellbeschreibung festgelegt, eine Leistung von 100 kW bis 1,1 MW erbringen können, was einem Leistungsbereich von 10 – 110% entspricht. Bei der Untersuchung der Daten und Erstellung der Abrufprofile zeigt sich, dass im Fall des 3,5 MW Windparks ca. 55% der positiven Prognoseabweichungen, also jene bei denen die tatsächliche Windleistung über der prognostizierten liegt, kleiner als 100 kW sind und somit nicht von der Elektrolyse aufgenommen werden können. Andererseits liegen nur knapp 0,01% der positiven Abweichungen über 1,1 MW, also der oberen Leistungsgrenze der Elektrolyse. Insgesamt können also rund 55% der positiven Abweichungen nicht kompensiert werden. Berücksichtigt man die nicht prognostizierte Arbeit der Winderzeugung, so kann in diesem Fall 71% der Arbeit mit der Elektrolyse aufgenommen werden. Beim 10 MW Windpark ändern sich diese Verhältnisse. Hier liegen nur noch 27% der positiven Prognoseabweichungen unter 100 kW. Allerdings weisen ca. 7% der Abweichungen eine Leistung von über 1,1 MW auf. Insgesamt können also nur knapp 34% der positiven Abweichungen nicht erfasst werden. Von der nicht prognostizierten Arbeit der Winderzeugung kann in dem Fall des 10 MW Windparks 91% der überschüssigen elektrischen Arbeit aufgenommen werden. Die nachfolgenden Grafiken zeigen anhand der ersten Juliwoche 2011 wie sich die Power-to-Gas-Anlage auf die Prognoseabweichungen der beiden betrachteten Windparks auswirken würde.

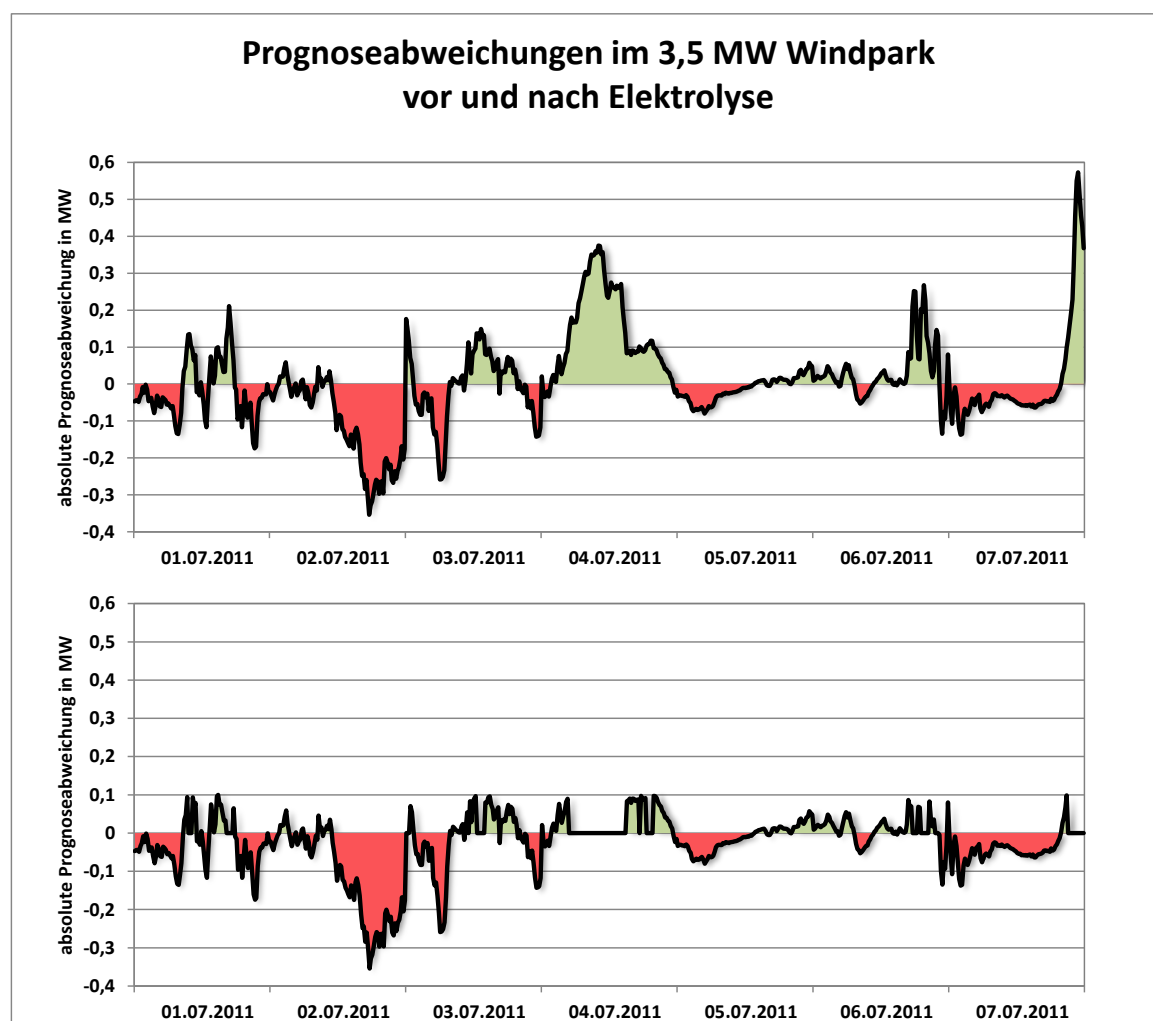


Abbildung 40: Prognoseabweichungen im 3,5 MW Windpark in der ersten Juliwoche 2011 ohne Berücksichtigung einer Elektrolyse (oben) und mit Berücksichtigung einer Elektrolyse (unten). Eigene Darstellung.

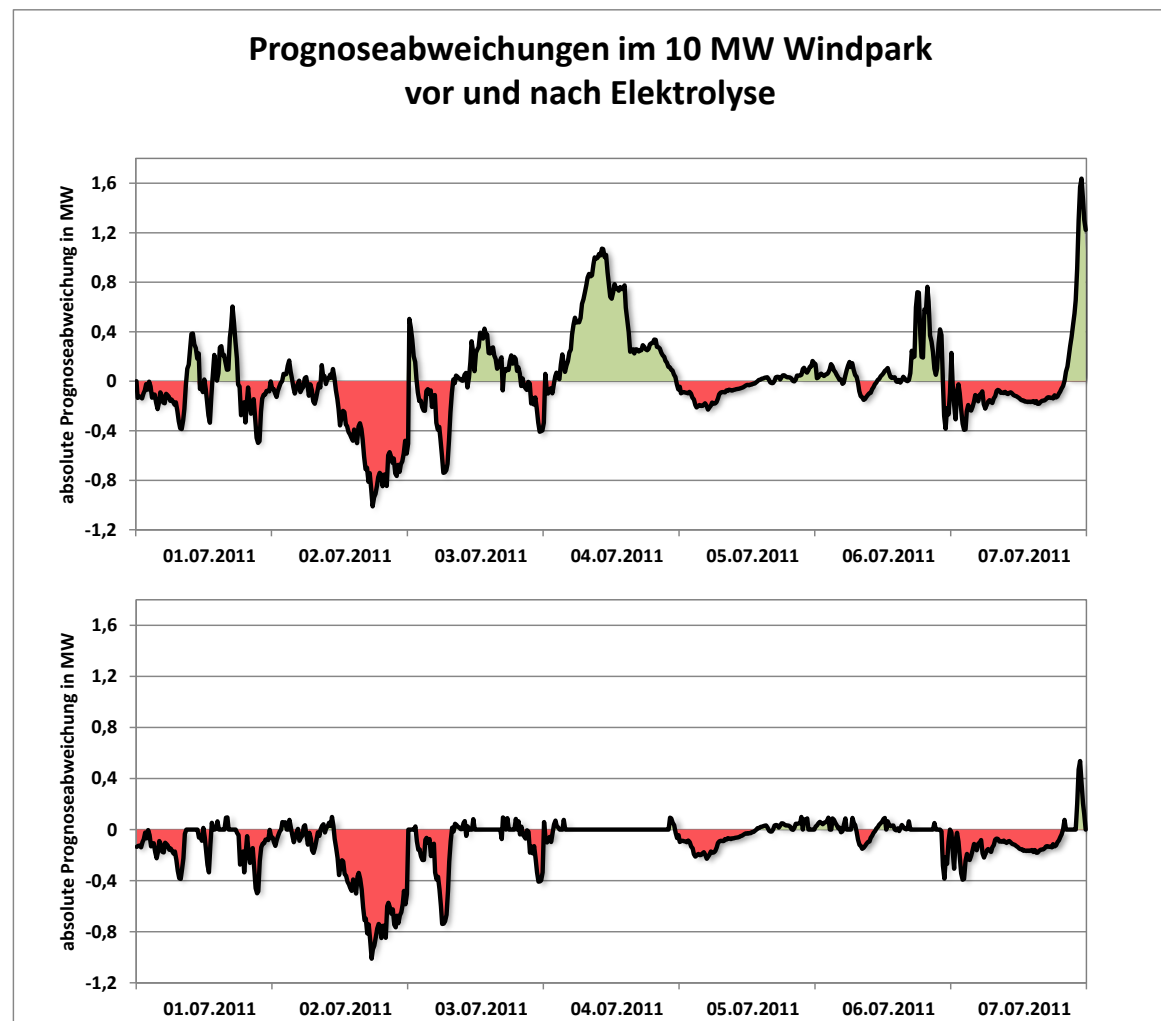


Abbildung 41: Prognoseabweichungen im 10 MW Windpark in der ersten Juliwoche 2011 ohne Berücksichtigung einer Elektrolyse (oben) und mit Berücksichtigung einer Elektrolyse (unten). Eigene Darstellung.

Ausgleichsenergiepreise

Zur Bewertung der Anwendung der Power-to-Gas-Anlage zum Ausgleich der Prognoseabweichungen der betrachteten Windparks, müssen die alternativen zu diesem Ausgleich ebenfalls betrachtet werden. Eine mögliche Alternative wäre die Abweichungen zu ignorieren. In diesem Fall müssten die Abweichungen durch den Bezug von Ausgleichsenergie ausgeglichen werden. Die Preise der Ausgleichsenergie sind im Voraus nicht bekannt, sondern werden erst ein bis zwei Monate nach Inanspruchnahme veröffentlicht. Im Normalfall entstehen dem Bilanzkreisverantwortlichen Kosten für die Ausgleichsenergie und zwar bei Über- und Unterdeckung. Der BKV geht mit dem Bezug von Ausgleichsenergie also ein finanzielles Risiko ein, weshalb er immer bemüht ist einen ausgeglichenen Bilanzkreissaldo aufzuweisen.

Innerhalb des Netzregelverbundes gelten einheitliche Preise für die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie. Die ermittelten Preise der Ausgleichsenergie werden von allen Übertragungsnetzbetreibern auf deren Internetpräsenzen veröffentlicht. Für diese Arbeit wurden die Daten der Amprion GmbH [85] genutzt. Die Daten enthalten für jede Viertelstunde den geltenden Preis der Ausgleichsenergie, welcher einen positiven oder einen negativen Wert

annehmen kann. Nach der Berechnungsgrundlage des Ausgleichsenergiepreises [86] gelten folgende Zahlungsrichtungen bei der Nutzung von Ausgleichsenergie:

Positiver Ausgleichsenergiepreis:

- unterdeckter BK bezahlt Geld
- überdeckter BK erhält Geld

Negativer Ausgleichsenergiepreis:

- überdeckter BK bezahlt Geld
- unterdeckter BK erhält Geld

Auf Basis dieser Regeln und den Ausgleichsenergiepreisen für den Betrachtungszeitraum wurden die Kosten für die Bilanzkreisabweichungen ermittelt, die durch die Prognoseabweichungen der Windparks entstehen würden. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Tabelle 21 zu sehen. Für den Ausgleich der durch die Prognoseabweichungen entstehenden Bilanzkreisabweichungen würden im Betrachtungszeitraum für den 3,5 MW Windpark Kosten in Höhe von 32.426 € entstehen. Beim 10 MW wären es 92.645 €. Betrachtet man jedoch die positiven und negativen Abweichungen getrennt voneinander, so zeigt sich, dass in diesem konkreten Fall dem Bilanzkreis über den gesamten Betrachtungszeitraum gesehen ein Erlös für die Überdeckung zu Gute kommen würde. Durch die Verwendung der Elektrolyse zur Verminderung der positiven Abweichungen würden die Erlöse sinken. Aus dieser Sicht hätte eine Verwendung der Elektrolyse also keinen wirtschaftlichen Vorteil erbracht. Allerdings muss bedacht werden, dass durch die Nutzung der positiven Abweichungen Wasserstoff entsteht, indem ein Teil der Energie gespeichert ist. Diese kann mit einer Erzeugungseinheit zurückgewandelt werden um auch die negativen Abweichungen zu reduzieren. Auf diese Weise könnte durch die Verringerung der Kosten der negativen Abweichungen, trotz Verlust der Erlöse, eine Einsparung stattfinden. Dazu müssten die Kosten der Power-to-Gas-Anlage jedoch unter den Kosten der Ausgleichsenergiezahlungen liegen und gleichzeitig genügend Wasserstoff produzieren um die negativen Abweichungen mit einer Erzeugungseinheit auszugleichen.

Tabelle 21: Kosten und Erlöse für Bilanzkreisabweichungen.

Kosten oder Erlöse für	3,5 MW Park	10 MW Park
- alle Prognoseabweichungen	32.426 €	92.645 €
- negative Abweichungen	37.463 €	107.036 €
- positive Abweichungen	- 5.037 €	- 14.392 €
- Abweichungen die durch Elektrolyse abgefangen werden können	- 3.096 €	- 12.811 €

Strompreise im Intraday-Handel

Eine andere Möglichkeit die Prognoseabweichungen auszugleichen ist der Intraday-Handel. Hier kann noch kurz vor Lieferbeginn elektrische Energie gehandelt werden. Um die Möglichkeiten des Ausgleichs der Prognoseabweichungen mithilfe des Intraday-Handels zu untersuchen, werden zunächst Informationen zu den Intraday-Preisen im Betrachtungszeitraum benötigt. Diese können nach vorheriger Anmeldung bei der EEX heruntergeladen werden. Auch hier

wurden die Kosten und Erlöse durch den Intraday-Handel ermittelt. Dabei muss für negative Abweichungen Energie für den momentanen Intraday-Preis eingekauft werden. Bei einer positiven Abweichung muss der überschüssige Strom zum aktuellen Preis verkauft werden. Dabei richtet sich der Preis nach dem momentanen Angebot. Wird viel überschüssige Energie angeboten kommt es zu einem niedrigen Preis, bei Angebotsmangel steigen die Preise. Die Kosten beim Intraday-Ausgleich entstehen also bei den negativen Abweichungen durch den zusätzlichen Bezug von Energie. Bei den positiven Abweichungen entstehen zunächst keine Kosten, da der überschüssige Strom verkauft werden kann. Eine Ausnahme sind negative Strompreise, bei denen der Betreiber für die Abnahme des Stroms bezahlen muss. Die eigentlichen Kosten die bei den positiven Abweichungen entstehen ergeben sich jedoch aus der Differenz der Day-Ahead-Preise und den Intraday-Preisen. Ist der Intraday-Preis niedriger als der Day-Ahead-Preis, hätte der Betreiber durch eine bessere Prognose mehr Energie zum höheren Day-Ahead-Preis verkaufen können. Im umgekehrten Fall hat der Betreiber Glück und kann durch den Verkauf im Intraday-Handel einen zusätzlichen Gewinn einfahren. Da Wetterlagen, die eine Prognoseabweichung verursachen jedoch häufig auf größere Gebiete Einfluss nehmen, ist anzunehmen, dass auch andere Windparks von der gleichen Prognoseabweichung betroffen sind und dementsprechend zur gleichen Zeit versuchen ihre Abweichungen auszugleichen. Es könnte also insbesondere bei negativen Abweichungen zu hohen Preisen und bei positiven Abweichungen zu niedrigen Preisen kommen. Die Ergebnisse der Untersuchungen in Bezug auf die betrachteten Windparks werden in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 22: Kosten und Erlöse für Ausgleich im Intraday-Handel.

Kosten oder Erlöse für	3,5 MW Park	10 MW Park
- alle Prognoseabweichungen	37.254 €	106.441 €
- negative Abweichungen	35.524 €	101.498 €
- positive Abweichungen	1.730 €	4.943 €
- Abweichungen die durch Elektrolyse abgefangen werden können	1.633 €	4.197 €

Auch in diesem Fall entstehen die meisten Kosten durch den Ausgleich der negativen Abweichungen. Ein kleiner Teil entsteht jedoch auch durch niedrigere Verkaufspreise im Intraday-Handel verglichen zu den Day-Ahead-Preisen. Es ergibt sich also durch die alleinige Anwendung der Elektrolyse zum Ausgleich der positiven Prognoseabweichungen zunächst kein Vorteil. Die Kosten der Elektrolyse müssten unter 1.633 € bzw. 4.197 € liegen, damit ein wirtschaftlicher Vorteil erreicht wird. Allerdings könnte auch hier der produzierte Wasserstoff genutzt werden um die negativen Abweichungen zu reduzieren.

7.4.2 Ergebnisse der Szenarien: Ausgleich von Prognoseabweichungen der Windenergieeinspeisung

Aufgrund der Ergebnisse aus den Szenarien der negativen Sekundärregelleistungsbereitstellung wird in diesen Szenarien auf die Simulation der Elektrolyse ohne Standby-Beheizung verzichtet. Die Ergebnisse der Simulationen und der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sind in der

nachfolgenden Tabelle zusammengefasst. Das Szenario mit dem 3,5 MW Windpark ist mit dem Kürzel WPA-1 gekennzeichnet. Das Szenario mit dem 10 MW Windpark trägt die Kennzeichnung WPA-2.

Tabelle 23: Simulationsergebnisse zum Ausgleich von Windprognoseabweichungen.

Simulationsergebnisse	WPA-1	WPA-2
Betriebsstunden in h	1.342	2.178
Erlöse Leistungspreise	- €	- €
Kosten/Erlöse Arbeitspreise	- €	- €
Kosten elektrische Energie	- €	- €
Wasserstoffproduktion in Nm ³	79.300	233.842
Wasserstoffverbrauch Standby in Nm ³	40.454	35.409
Wasserstoffproduktion in Nm ³ (Netto)	38.846	198.433
Sauerstoffproduktion in Nm ³	39.650	116.921
Wasserbedarf in m ³	119	351
Elektrische Arbeit in kWh	336.657	1.023.889
Thermische Arbeit Standby in kWh	109.045	95.444
Kostenaufstellung	WPA-1	WPA-2
Kapitalkosten	80.243 €	80.243 €
Wartung, Betrieb, Versicherung	40.000 €	40.000 €
Kosten elektrische Energie	- €	- €
EEG-Umlage	- €	- €
Wasserkosten	238 €	702 €
Gesamtkosten	120.480 €	120.944 €
Wasserstoffgestehungskosten pro Nm³	3,10 €	0,61 €
Wasserstoffgestehungskosten pro kWh	0,88 €	0,17 €
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	34,50 €	6,78 €
Weitere Kennzahlen	WPA-1	WPA-2
Nutzungsgrad	40,8%	68,6%
Auslastung	15%	25%

Der Energieinhalt des produzierten Wasserstoffs beträgt im Szenario WPA-1 bezogen auf den Brennwert 137.514 kWh. Im Szenario WPA-2 liegt der gespeicherte Energiegehalt bei 702.453 kWh. Nimmt man bei der Rückwandlung der Energie einen durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad eines BHKWs von 38% an, so können in WPA-1 noch 52.255 kWh genutzt werden um positive Abweichungen auszugleichen. Im Szenario WPA-2 bleiben noch 266.932 kWh übrig. Demgegenüber steht die für den Ausgleich der negativen Abweichungen benötigte Energie, die sich im Szenario WPA-1 auf 403.410 kWh beläuft. Im Szenario WPA-2 werden 1.235.756 kWh benötigt. Unter Berücksichtigung dieser Zahlen können mit der gespeicherten Energie im Szenario WPA-1 ca. 13% der negativen Abweichung ausgeglichen werden. Im Szenario WPA-2 sind es knapp 22%.

In beiden Fällen übertreffen die jährlichen Gesamtkosten, welche im Grunde aus den Fixkosten der Anlage bestehen, die Kosten die durch einen alternativen Ausgleich der Abweichungen entstehen würden. Zudem würden noch weitere Kosten für den Betrieb einer Erzeugungseinheit anfallen, die die Gesamtkosten zusätzlich steigern würden. Es lässt sich aber sagen, dass das Szenario WPA-2 mit dem 10 MW Windpark deutlich näher an den Kosten der alternativen Ausgleichsmaßnahmen liegt. Zudem ist der Nutzungsgrad in diesem Szenario aufgrund der höheren Betriebszeit deutlich höher.

Es muss daher gefolgert werden, dass in beiden Fällen die Verwendung einer Power-to-Gas-Anlage keine Alternative zum Ausgleich über Ausgleichenergie oder den Intraday-Handel darstellt. Dabei ist jedoch darauf hinzuweisen, dass die Tatsache, dass in diesem speziellen Fall Erlöse für die Überdeckung des Bilanzkreises durch die Inanspruchnahme von Ausgleichenergie gezahlt werden nicht unbedingt der Normalfall darstellt. Die Idee hinter den Ausgleichenergiepreisen ist es, dass dem Bilanzkreis bei einer Unausgeglichenheit Kosten entstehen, unabhängig ob der Bilanzkreis über- oder unterdeckt ist.

Um eine Power-to-Gas-Anlage in den betrachteten Fällen wirtschaftlich zu machen, um als Alternative zum Ausgleich von Prognoseabweichungen zu dienen, müssten insbesondere die Investitionskosten der Anlage gesenkt werden um die Kapitalkosten zu senken. Eine Senkung der spezifischen Investitionskosten würde die Gesamtkosten in beiden Szenarien auf ca. 96.000€ senken und damit in WPA-2 schon eine Chance auf Kostengleichheit mit dem Ausgleich im Intraday-Handel erreichen (Kosten für eine Erzeugungseinheiten müssten hinzugerechnet werden). Eine andere Möglichkeit zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit wäre die Subventionierung der Power-to-Gas-Technologie. Auch eine Steigerung des Strompreises oder der Kosten für den Regelenergieeinsatz könnten sich positiv auf die die Wirtschaftlichkeit auswirken.

7.5 Referenzszenarien: Strombeschaffung am Spotmarkt

Die hier beschriebenen Szenarien dienen dazu, die Ergebnisse der vorherigen Betrachtung anders einordnen zu können. Es wurden zwei Referenzszenarien erstellt, bei denen die Kosten für die elektrische Energie auf Preisdaten der Day-Ahead-Auktionen der EPEX-Spot beruhen. Im ersten Referenzszenario wurde das Abrufprofil des Szenarios NSRL-1 verwendet. Dadurch soll das Ergebnis von NSRL-1 mit einem alternativen Energiebezug am Strommarkt verglichen werden. Dieses würde zwar keinen realistischen Anwendungsfall darstellen, soll aber helfen das entstehende Preisniveau des Szenarios NSRL-1 einzuordnen. Im zweiten Referenzszenario soll die Verwendung der Elektrolyse unabhängig vom Power-to-Gas-Konzept betrachtet werden. Hierbei wird von einem Betrieb zur Wasserstoffherstellung ausgegangen, welcher unabhängig von der Netzsituation abläuft und auf eine maximale Betriebszeit ausgelegt ist. Es findet ein dauerhafter Betrieb der Elektrolyse statt, der lediglich durch eine Woche unterbrochen wird, in der Wartungsarbeiten stattfinden. Als Wartungszeitraum wurde die Woche vom 06.02.2012 bis zu 12.02.2012 gewählt. Mit der Annahme eines einwöchigen Wartungszeitraums entsteht eine Anlagenauslastung von 98%. Dieses Szenario soll unter anderem dazu dienen, die durch das Modell erzeugten Wasserstoffgestehungskosten mit Literaturwerten zu vergleichen, die sich ebenfalls auf Auslastungen von 98% beziehen. Auf diese Weise können die im Modell getroffenen Annahmen für die gewählten Parameterwerte auf ihre Plausibilität geprüft werden. Des Weiteren lassen sich die Mehr- oder Minderkosten der bislang verbreiteten Betriebsweise der Elektrolyse zur reinen Wasserstoffherstellung gegenüber der Verwendung nach dem Power-to-Gas-Prinzip darstellen.

7.5.1 Daten für Referenzszenarien: Strombeschaffung am Spotmarkt

In beide Referenzszenarien wird die elektrische Energie in den Day-Ahead-Auktionen des Spotmarktes beschafft. Um die dabei entstehenden Preise für die bezogene elektrische Energie festzulegen, wurden, wie bei den Intraday-Handelsdaten im vorigen Kapitel, die Auktionsergebnisse der Day-Ahead-Auktionen für den Betrachtungszeitraum über den Nutzerzugang der EEX [21] beschafft. Die Daten geben die für jede Stunde des Betrachtungszeitraums geltenden Strompreise wieder. In den Referenzszenarien wird mit einer Simulationsschrittweite von 15-Minuten simuliert. Diese Schrittweite wurde gewählt, um dem Szenario REF-1 mehr Realitätsnähe zu geben. Da die Anlage nicht an den Regelenenergiemärkten teilnimmt und auch nicht zum Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen genutzt wird, wird davon ausgegangen, dass der Anlagenbetreiber einen Fahrplan für seine Anlage abgeben muss. Fahrpläne in der Energieversorgung werden mit einer Auflösung von 15 Minuten erstellt.

Um das Abrufprofil des Szenarios NSRL-1, welches in 4-Sekundenschritten vorliegt, in ein Abrufprofil mit 15-Minutenschritten zu wandeln, werden zunächst jeweils 225 4-Sekundenschritte zusammen untersucht. Findet in jedem der 225 Schritte ein Abruf statt, so erhält der jeweilige Schritt im 15-Minuten-Abrufprofil ebenfalls einen Abruf. Im Falle, dass nicht während der kompletten 15 Minuten (225 Schritte) ein Abruf im 4-Sekunden-Profil stattfindet, wird eine Fallunterscheidung durchgeführt. Liegen weniger als 50% Abrufe in einer Viertelstunde vor, so findet im 15-Minuten-Abrufprofil kein Abruf statt. Erst bei einer Abrufhäufigkeit von mehr als 50% in einer Viertelstunde wird auch im 15-Minuten-Profil ein Abruf generiert. Auf diese Weise entsteht ein Abrufprofil, welches dem von NSRL-1 qualitativ sehr ähnlich ist. Die gesamte Abrufzeit beläuft sich im Szenario NSRL-1 auf 5440 h und im Szenario REF-1 auf 5489 h.

7.5.2 Ergebnisse für Referenzszenarien: Strombeschaffung am Spotmarkt

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Referenzszenarien dargestellt. Zur Vergleichbarkeit wurden ebenfalls die Ergebnisse des Szenarios NSRL-1 mit aufgeführt. Aufgrund der höheren Kosten für die elektrische Energie liegen die Wasserstoffgestehungskosten im Szenario REF-1 mehr als 50% über den Wasserstoffgestehungskosten im Szenario NSRL-1. Somit wird erneut deutlich, dass die Bereitstellung von Sekundärregelleistung eine gute Möglichkeit darstellt die Wasserstoffgestehungskosten einer Power-to-Gas-Anlage zu reduzieren, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen.

Die Ergebnisse des Szenarios REF-2, welches einen Dauerbetrieb der Anlage darstellt, ergeben Wasserstoffgestehungskosten in Höhe von 4,82€/kg. In [38] wurden ebenfalls Wasserstoffgestehungskosten von Elektrolyseuren im statischen Betrieb ermittelt. Hierbei wurden teilweise andere Rahmenbedingungen festgelegt, sodass ein direkter Vergleich der Ergebnisse nicht möglich ist. Dennoch genügen die Gemeinsamkeiten der dortigen Analyse und dieser Betrachtung, um die Ergebnisse dieser Simulation zu bewerten. In der genannten Studie wurde ebenfalls ein Dauerbetrieb mit einer Verfügbarkeit von 98% betrachtet. Der Abschreibungszeitraum betrug ebenfalls 20 Jahre bei einem Zinssatz von 5%. Als Ergebnis stehen Wasserstoffgestehungskosten von 4,50 €/kg. Diese liegen also nur etwa 6% unter denen in Szenario REF-2. Es ist also anzunehmen, dass die getroffenen Annahmen der gewählten

Parameter durchaus üblichen Werten entsprechen und die Ergebnisse der betrachteten Szenarien ebenfalls eine annehmbare Näherung zum realen Betrieb darstellen.

Tabelle 24: Simulationsergebnisse der Referenzszenarien. Zum Vergleich sind die Ergebnisse des Szenarios NSRL-1 ebenfalls aufgeführt.

Simulationsergebnisse	REF-1	NSRL-1	REF-2
Betriebsstunden in h	5.489	5.440	8.616
Erlöse Leistungspreise	- €	- 98.812 €	- €
Kosten/Erlöse Arbeitspreise	248.295 €	139.143 €	393.235 €
Kosten elektrische Energie	248.295 €	40.330 €	393.235 €
Wasserstoffproduktion in Nm ³	1.215.053	1.202.562	1.914.574
Wasserstoffverbrauch Standby in Nm ³	10.582	10.275	-
Wasserstoffproduktion in Nm ³ (Netto)	1.204.471	1.192.287	1.914.574
Sauerstoffproduktion in Nm ³	607.527	601.281	957.287
Wasserbedarf in m ³	1.823	1.804	2.872
Elektrische Arbeit in kWh	5.487.752	5.437.573	8.615.704
Thermische Arbeit Standby in kWh	33.714	27.696	-
Kostenaufstellung	REF-1	NSRL-1	REF-2
Kapitalkosten	80.243 €	80.243 €	80.243 €
Wartung, Betrieb, Versicherung	40.000 €	40.000 €	40.000 €
Kosten elektrische Energie	248.295 €	40.330 €	393.235 €
EEG-Umlage	197.559 €	195.753 €	310.165 €
Wasserkosten	3.645 €	3.608 €	5.744 €
Gesamtkosten	569.742 €	359.933 €	829.387 €
Wasserstoffgestehungskosten pro Nm³	0,47 €	0,30 €	0,43 €
Wasserstoffgestehungskosten pro kWh	0,13 €	0,09 €	0,12 €
Wasserstoffgestehungskosten pro kg	5,26 €	3,36 €	4,82 €
Weitere Kennzahlen	REF-1	NSRL-1	REF-2
Nutzungsgrad	77,7%	77,6%	78,7%
Auslastung	62%	62%	98%

8 Zusammenfassung und Ausblick

Als Speichertechnologie mit dem höchsten Kapazitätspotential bietet Power-to-Gas die Möglichkeit große Mengen Energie aufzunehmen und zu speichern. Bereits die direkte Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz bis zu einem Anteil von 5% bietet enorme Potentiale. Durch weitere Forschung im Bereich der Wasserstoffakzeptanz der Erdgasinfrastruktur könnte diese Grenze weiter angehoben werden und die Speicherkapazität des Erdgasnetzes in Bezug auf die Wasserstoffeinspeisung weiter erhöht werden.

Als Kernkomponente der Power-to-Gas-Technologie ist die Elektrolyse zu sehen. Alkalische Elektrolyseure befinden sich bereits heute auf dem technischen Stand im industriellen Maßstab auf schwankende Lastverläufe reagieren zu können. Dennoch bieten sich noch Potentiale zur Verbesserung der Effizienz, der Kosten und der Dynamik der Systeme. Es ist zu erwarten, dass diese Potentiale bereits in den nächsten Jahren genutzt werden könnten. Die Membranelektrolyse ist eine vielversprechende Technologie, da sie flexibel und dynamisch betrieben werden kann und darüber hinaus eine kompakte Bauweise aufweist. Allerdings ist die Technik der Membranelektrolyse noch nicht auf dem Stand, dass sie im industriellen Maßstab, also in großen Leistungsbereichen, betrieben werden kann. Auch hier besteht noch hohes Entwicklungspotential, welches durch aktive Forschung bereits in wenigen Jahren genutzt werden könnte. Als weniger interessant für das Power-to-Gas-Konzept hat sich die Hochtemperaturelektrolyse herausgestellt. Diese ist aufgrund ihres hohen Temperaturniveaus nicht für einen dynamischen Betrieb geeignet und zudem noch nicht kommerziell erhältlich.

Die Methanisierung von Wasserstoff aus der Elektrolyse stellt einen sinnvollen Schritt dar, wenn der Wasserstoff nicht direkt genutzt oder in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Die katalytische Methanisierung hat den Vorteil, dass sie eine sehr kompakte Bauart aufweist. Nachteilig sind jedoch hohe Temperaturen, welche die Dynamik des Prozesses verringern, sowie die Verwendung seltener und aus umweltbilanzieller Sicht kritischer Materialien. Bereits im kommenden Jahr wird eine Power-to-Gas-Anlage mit katalytischem Methanisierungsprozess in einer Größenordnung von 6 MW in Betrieb gehen [87]. Als vielversprechende Alternative zur katalytischen Methanisierung bietet sich die biologische Methanisierung an. Diese wird bei niedrigen Temperaturen betrieben und ist wenig sensibel in Bezug auf die Qualität der zugeführten Gase und eine schwankende Gaszufuhr. Die erste Power-to-Gas-Pilotanlage mit einer biologischen Methanisierung wird ebenfalls im kommenden Jahr in Betrieb gehen [55].

Neben Wasserstoff benötigt die Methanisierung Kohlenstoffdioxid, welches in großen Mengen zur Verfügung gestellt werden muss. Dafür bieten sich vor allem biogene Quellen an, welche bereits heute ein Potential zur Umwandlung von über 70 TWh elektrischer Energie im Jahr haben. Bevor dieses Potential erschöpft ist, sollte es vermieden werden, Kohlenstoffdioxid aus nicht biogenen Quellen zu nutzen.

Bei der Betrachtung der Wirkungsgrade des Power-to-Gas-Konzeptes im Vergleich zu anderen Speichertechnologien scheinen diese zunächst nicht sehr hoch zu sein. Allerdings existiert zurzeit keine andere Speichertechnologie, die ähnliche Speicherkapazitätspotentiale bietet und

gleichzeitig neben der zeitlichen Verlagerung von Energieentnahme und -abgabe auch eine örtliche Verlagerung erlaubt. Ein direkter Vergleich der Wirkungsgrade ist daher nicht angemessen.

Es wurde gezeigt, dass schon heute ein Bedarf besteht überschüssige elektrische Energie aufzunehmen und zu einem späteren Zeitpunkt oder an einem anderen Ort wieder abzugeben. Dieser Bedarf wird sich durch den steigenden Anteil volatiler erneuerbarer Energiesysteme an der Energieversorgung weiter erhöhen. Auch der Bedarf an Regelleistung zum Ausgleich von Abweichungen der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs wird in den nächsten 30 Jahren weiter auf gleichem oder sogar höherem Niveau vorhanden sein. Die Untersuchungen dieser Arbeit haben gezeigt, dass eine Power-to-Gas-Anlage theoretisch in der Lage ist negative Sekundärregelleistung zu erbringen und dabei auch wirtschaftlich betrieben werden kann. Dabei ist es sinnvoll zu versuchen möglichst hohe Abrufhäufigkeiten zu erreichen. Die Abrufhäufigkeit kann durch die angebotenen Arbeitspreise beeinflusst werden. Die Wasserstoffgestehungskosten einer Anlage können zwar durch niedrige Arbeitspreise bis zu einem bestimmten Maß gesenkt werden, allerdings sinkt dabei auch die Wasserstoffproduktion. Bei höheren Arbeitspreisen steigen die Wasserstoffgestehungskosten zwar leicht, demgegenüber steigt jedoch die Wasserstoffproduktion deutlich stärker. In dem untersuchten Zeitraum hätte ein durchschnittlicher Arbeitspreis von 26,60 €/MWh die höchste Abrufhäufigkeit und somit die höchste Wasserstoffproduktion zur Folge gehabt. Gleichzeitig hätten Wasserstoffpreise erreicht werden können, die auf dem Niveau einer dezentralen Reformation aus Erdgas liegen.

Einen großen Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten haben die Investitionskosten der Anlage und die Stromkosten zuzüglich Nebenkosten. Eine Senkung der Investitionskosten um 20% senkt in dem hier untersuchten Fall die Wasserstoffgestehungskosten ebenfalls um ca. 20%. Eine Steigerung der EEG-Umlage von 3,6 ct/kWh auf 5,3 ct/kWh erhöht die Wasserstoffgestehungskosten beispielsweise um ca. 35%.

Die Betrachtung der Nutzung einer Power-to-Gas-Anlage zum Ausgleich von Prognoseabweichungen der Windeneinspeisung hat gezeigt, dass eine Anlage in der richtigen Größenordnung einen großen Teil der positiven Abweichungen und der dadurch entstehenden überschüssigen Energie aufnehmen kann. Allerdings wurde auch deutlich, dass die alternativen Möglichkeiten zum Ausgleich von Prognoseabweichungen in dieser konkreten Betrachtung wirtschaftlich günstiger sind. Der alternative Ausgleich von negativen Abweichungen war in dem untersuchten Beispiel deutlich teurer als der Ausgleich von positiven Abweichungen. Es konnte dennoch gezeigt werden, dass durch eine Senkung der Investitionskosten der Power-to-Gas-Anlage eine Kostengleichheit zum alternativen Ausgleich über den Intraday-Handel erreicht werden könnte.

Die Power-to-Gas-Technologie kann als eine Speichertechnologie mit hohem Potential gesehen werden, die einen wichtigen Beitrag zu einem zukünftigen Energiesystem leisten kann

Literaturverzeichnis

- [1] M. Specht, *Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz*, FVEE AEE Themen 2009: S. 69–78 **2010**.
- [2] Arbeitsgruppe Energiebilanzen (AGEB), *Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2011 nach Energieträgern*, Berlin **2012**.
- [3] S. Bajohr et al., *Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur*, gwf-Gas | Erdgas, April 2011: S. 200–210 **2011**.
- [4] H. Berndt et al., *TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, Berlin **2007**.
- [5] I. Gixxe, *Abbildung: Regelzonen deutscher Übertragungsnetzbetreiber* **2012**.
- [6] ENTSO-E, *Website der ENTSO-E*, Brüssel, www.entsoe.eu **2012**.
- [7] Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben, zum technisch notwendigen Anteil nach § 6 Abs. 2 StromNZV und zu den einheitlichen Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie erfüllen müssen, sowie zu den zu veröffentlichenden Daten nach § 27 Abs. 2 StromNZV: BK6-10-097* **2012**.
- [8] Verband der Netzbetreiber VDN e.V., *TransmissionCode 2003 Anhang D1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB*, Berlin **2003**.
- [9] T. Mezger, *Pressemitteilung: Technische Bewertung der Bereitstellung von Sekundärregelleistung mit Mikro-KWK-Anlagen*, Diplomarbeit, Technische Universität München **2007**.
- [10] Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelung, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben, zum technisch notwendigen Anteil nach § 6 Abs. 2 StromNZV und zu den einheitlichen Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie erfüllen müssen, sowie zu den zu veröffentlichenden Daten nach § 27 Abs. 2 StromNZV: BK6-10-098* **2012**.
- [11] Verband der Netzbetreiber VDN e.V., *TransmissionCode 2007 Anhang D2 Teil 1: Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB*, Berlin **2009**.

- [12] Regelleistung.net, *Gemeinsame Website der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, Hamburg, www.regelleistung.net **2012**.
- [13] Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Minutenreserve, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben, zum technisch notwendigen Anteil nach § 6 Abs. 2 StromNZV, zu den einheitlichen Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie erfüllen müssen sowie zu den zu veröffentlichenden Daten nach § 27 Abs. 2 StromNZV und zum Einsatz von Regelenergie nach § 27 Abs. 1 Nr. 3 StromNZV: BK6-10-099* **2011**.
- [14] Verband der Netzbetreiber VDN e.V., *TransmissionCode 2007 Anhang D3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung*, Berlin **2007**.
- [15] P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*, Springer, Berlin **2007**.
- [16] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung): StromNZV* **2012**.
- [17] S. Roon, *Der Markt für Regelleistung – technische und wirtschaftliche Aspekte*, Energiewirtschaftliches Seminar, München **2007**.
- [18] K.-D. Maubach, *Vorlesung Elektrizitätswirtschaft, Kapitel 6 Stromhandel: Sommersemester 2012*, Clausthal **2012**.
- [19] European Energy Exchange AG, *Connecting Markets: Unternehmen & Märkte*, Leipzig **2012**.
- [20] EPEX Spot SE, *Website der EPEX Spot*, Paris, www.epexspot.com **2012**.
- [21] EEX AG, *Website der EEX AG*, Leipzig, www.eex.com **2012**.
- [22] W. Zander et al., *Wälzungsmechanismus des EEG: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU*, Aachen **2004**.
- [23] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, *Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus: AusglMechAV* **2010**.
- [24] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, *Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien: EEG 2012* **2011**.
- [25] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung): StromNEV* **2011**.

- [26] H. Schäfers et al., *Demand Side Management (DSM) in Deutschland: Potenziale und Märkte*, VDI-Verlag, Düsseldorf **2010**.
- [27] B. Höflich et al., *Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien: Abschlussbericht*, Berlin **2010**.
- [28] D. U. Sauer, *Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung*, Aachen **2006**.
- [29] M. Hundt et al., *Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien*, Stuttgart **2010**.
- [30] C. Buck, *Windstrom zu Wasserstoff*, Pictures of the Future Magazin, *Frühjahr 2011*: S. 26–28 **2011**.
- [31] Meyer, Ralf, *Telefonische und persönliche Gespräche zur Möglichkeit der Wasserstoffbeimischung bei BHKWs der Firma kraftwerk*, Hannover Messe **2012**.
- [32] S. Ramesohl et al., *Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse: Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW*, Wuppertal **2005**.
- [33] F. Valentin, H. Bredow, *Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien*, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61. Jg (Heft 12): S. 99–105 **2011**.
- [34] G. Müller-Syring et al., *Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung*, *Energie Wasser-Praxis*, 04/2011: S. 72–77 **2011**.
- [35] F. Burmeister et al., *Potenziale der Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz - eine saisonale Betrachtung*, *Energie Wasser-Praxis*, 06/2012: S. 52–57 **2012**.
- [36] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung: Energiewirtschaftsgesetz - EnWG* **2012**.
- [37] V. M. Schmidt, *Elektrochemische Verfahrenstechnik: Grundlagen, Reaktionstechnik, Prozessoptimierung*, Wiley-VCH, Weinheim **2003**.
- [38] T. Smolinka, M. Günther, J. Garche, *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien: Kurzfassung des Abschlussberichts NOW-Studie*, Freiburg am Breisgau **2011**.
- [39] C. E. Mortimer, U. Müller, *Chemie: Das Basiswissen der Chemie*, 10. Aufl., Thieme, Stuttgart **2010**.
- [40] M. Bayer, *Pressemitteilung: Entwicklung alternativer Elektroden und Aktivierungskonzepte für die alkalische Hochleistungselektrolyse*, Dissertation, Universität Ulm **2000**.

- [41] J. Nitsch, C.-J. Winter, *Wasserstoff als Energieträger: Technik, Systeme, Wirtschaft*, 2. Aufl., Springer, Berlin **1989**.
- [42] F. Ullmann, E. Bartholomé, *Ullmanns Encyklopädie der technischen Chemie*, 4. Aufl., Band 3, Verl. Chemie, Weinheim, Bergstr. [u.a.] **1973**.
- [43] ELT Elektrolyse Technik GmbH, *Darstellungen von atmosphärischen Elektrolyseuren und Druckelektrolyseuren*, Butzbach, www.elektrolyse.de **2012**.
- [44] M. Wenske, *Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse*, 15. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund **2008**.
- [45] M. Altmann et al., *Auszug der GEO-Studie: Wasserstoffherzeugung in offshore Windparks "Killer-Kriterien", grobe Auslegung und Kostenabschätzung*, Ottobrunn **2001**.
- [46] M. Wenske, *Stand und neue Entwicklungen bei der Elektrolyse*, DBI-Fachforum Energiespeicherkonzepte und Wasserstoff, Berlin **2011**.
- [47] Y. Bo et al., *Status and research of highly efficient hydrogen production through high temperature steam electrolysis at INET*, International Journal of Hydrogen Energy, 35 (7): S. 2829–2835 **2010**.
- [48] J. Karl, *Dezentrale Energiesysteme: Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt*, 3. Aufl., Oldenbourg, München **2012**.
- [49] K. P. Brooks et al., *Methanation of carbon dioxide by hydrogen reduction using the Sabatier process in microchannel reactors*, Chemical Engineering Science, 62 (4): S. 1161–1170 **2007**.
- [50] J. Kopyscinski, T. J. Schildhauer, S. M. Biollaz, *Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009*, Fuel, 89 (8): S. 1763–1783 **2010**.
- [51] S. Rieke, *Methanisierung von Ökostrom*, Vortrag auf der Hannover Messe 2011, Hannover **2011**.
- [52] M. Lehr et al., Pressemitteilung: *Rohrbündelreaktor*, Patentschrift DE 10 2010 040 757 A1, angemeldet 2010, veröffentlicht **2012**.
- [53] M. Götz, D. Buchholz, S. Bajohr, *Speicherung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Erdgasnetz*, bbr - Sonderheft Netzausbau, 2011: S. 14–19 **2011**.
- [54] M. Sterner, Pressemitteilung: *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems: Limiting global warming by transforming energy systems* **2009**.
- [55] U. Schmack, *Power to Gas: mikrobiologische Methanisierung: Ein flexibles und energieeffizientes Verfahren*, Power to Gas – innovative Systemlösungen für ein zukunftsfähiges Energiesystem entwickeln, Berlin **2012**.

- [56] A. Krajete, *Breakthrough Technology for Renewable Energy Storage: GreenTech Process - CO2 a new revolutionary dimension of Energy Storage!* **2011**.
- [57] P. Trechow, *Windstrom treibt Erdgasfahrzeuge an*, VDI Nachrichten **2011**.
- [58] K. Roth, Pressemitteilung: *Verfahren zur Erzeugung von Biogas*, Patentschrift DE 10 2008 037 402 A1, angemeldet 2008, veröffentlicht **2010**.
- [59] G. Busch, J. Großmann, Pressemitteilung: *Verfahren, Anlage und Methanreaktor zur Erhöhung der Methankonzentration des Biogases aus Biogasanlagen*, Patentschrift DE 10 2010 043 630 A1, angemeldet 2010, veröffentlicht **2011**.
- [60] U. Schmack, *Power to Gas: Biological Methanization: A flexible and efficient method*, World Hydrogen Energy Conference 2012, Toronto **2012**.
- [61] E.ON Kraftwerke GmbH, *Kraftwerk Irsching: Sauberer Strom und höchste Wirkungsgrade mit Erdgas*, Hannover **2011**.
- [62] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., *BHKW-Kenndaten 2011: Module, Anbieter, Kosten*, Berlin **2011**.
- [63] M. Specht, *Power-to-Gas - Speicherinnovation für erneuerbare Energien: Ergebnisse*, Power to Gas – innovative Systemlösungen für ein zukunftsfähiges Energiesystem entwickeln, Berlin **2012**.
- [64] S. Klinski, *Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz: Studie*, 2. Aufl., Gülzow [u.a.] **2006**.
- [65] Fachverband Biogas e.V., *Branchenzahlen 2011 und Branchenentwicklung 2012/2013: Vergleich ausgewählter Branchenzahlen*, Freising **2012**.
- [66] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz*, Bonn **2012**.
- [67] A. Bünker, *Biogasaufbereitung: RePowering für Biogasanlagen?*, EnergieRegion.NRW, Detmold **2010**.
- [68] T. Trost et al., *Erneuerbares Methan: Analyse der CO2-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland*, Z Energiewirtsch - Zeitschrift für Energiewirtschaft **2012**.
- [69] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), *Entwicklung von Produktion und Absatz von Bioethanol in Deutschland*, Gülzow-Prüzen **2012**.
- [70] D. Böhme, W. Dürrschmidt, M. van Mark, *Erneuerbare Energien in Zahlen: Nationale und internationale Entwicklung - Stand 2012*, 1. Aufl., Berlin **2012**.
- [71] Barisic, Aleksandar, *Firma ELT Elektrolyse Technik GmbH. Telefonische Gespräche am 30.01.2012 und 24.07.2012*, Hamburg **2012**.

- [72] Michael Wenske, *Firma Enertrag AG. Persönliches Gespräch am 03.04.2012 beim VDI Arbeitskreis Technische Gebäudeausrüstung und telefonisches Gespräch am 24.07.2012*, Hamburg **2012**.
- [73] J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Schlussbericht*, Bundesmin. für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin **2012**.
- [74] Enertrag AG, *Enertrag-Hybridkraftwerk: Kurzbeschreibung*, Dauerthal **2009**.
- [75] WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co. KG, *Das Projekt RH2-WKA*, Börgerende, www.rh2-wka.de **2012**.
- [76] G. Schiller, *Überblick über die Verfahren der Wasserelektrolyse und Forschungsergebnisse sowie Forschungsbedarf bei der alkalischen Elektrolyse*, 34. Ulmer Gespräch: Energiesysteme der Zukunft, Neu-Ulm **2012**.
- [77] M. Romanowski, C. Sponholz, W. Beckmann, *Betriebsverhalten eines Brennwertkessels mit katalytischem Wasserstoffbrenner*, Stralsund **2003**.
- [78] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Pressemitteilung: Höhe der EEG-Umlage verändert sich 2012 nur geringfügig*, Bonn **2011**.
- [79] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, *Stromsteuergesetz: StromStG* **2011**.
- [80] V. Stuke, Verband der Energieabnehmer e.V. (VEA), *Pressemitteilung: VEA-Wasserpreisvergleich 2012*, Hannover **2012**.
- [81] 50Hertz Transmission GmbH, *Daten zum Sekundärregelleistungsbedarf in 4 Sekunden Zeitintervallen: Datenfreigabe auf telefonische Anfrage*, Berlin **2012**.
- [82] B. Schaible, *Technische und kommerzielle Daten von Wasserstoff für Hersteller und Anwender von Brennstoffzellen-Systemen*, Stuttgart **2004**.
- [83] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Pressemitteilung: EEG-Umlage beträgt im kommenden Jahr 5,277 ct/kWh*, Bonn **2012**.
- [84] 50Hertz Transmission GmbH, *Website der 50Hertz Transmission GmbH*, Berlin, www.50hertz.com **2012**.
- [85] Amprion GmbH, *Website der Amprion GmbH*, Dortmund, www.amprion.net **2012**.
- [86] TransnetBW GmbH et al., *Modell zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise der 4 ÜNB*, Stuttgart **2012**.
- [87] R. Otten, *Mobilität als Schrittmacher für PtG: Das Audi e-gas-Projekt*, Forum Power-to-Gas, Regensburg **2012**.

Anhang

Zusätzliche Abbildungen

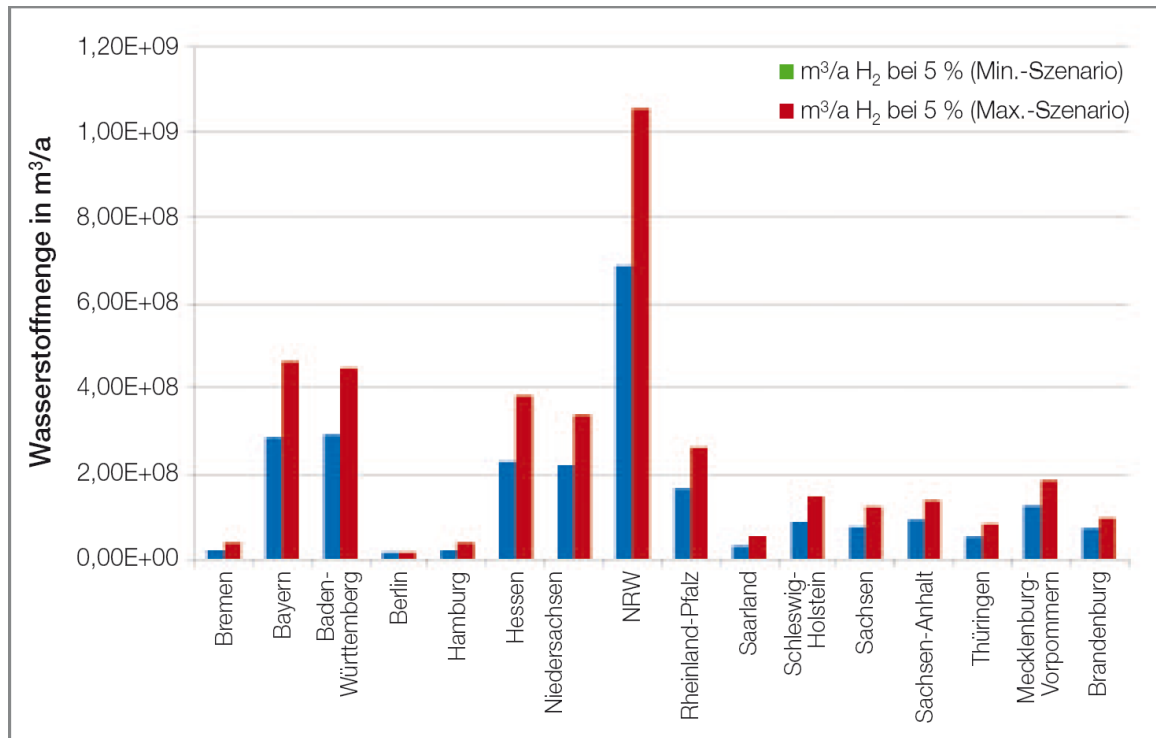


Abbildung 42: Menge an einspeisbarem Wasserstoff in das Erdgasnetz - bundeslandscharf. Quelle: [35].

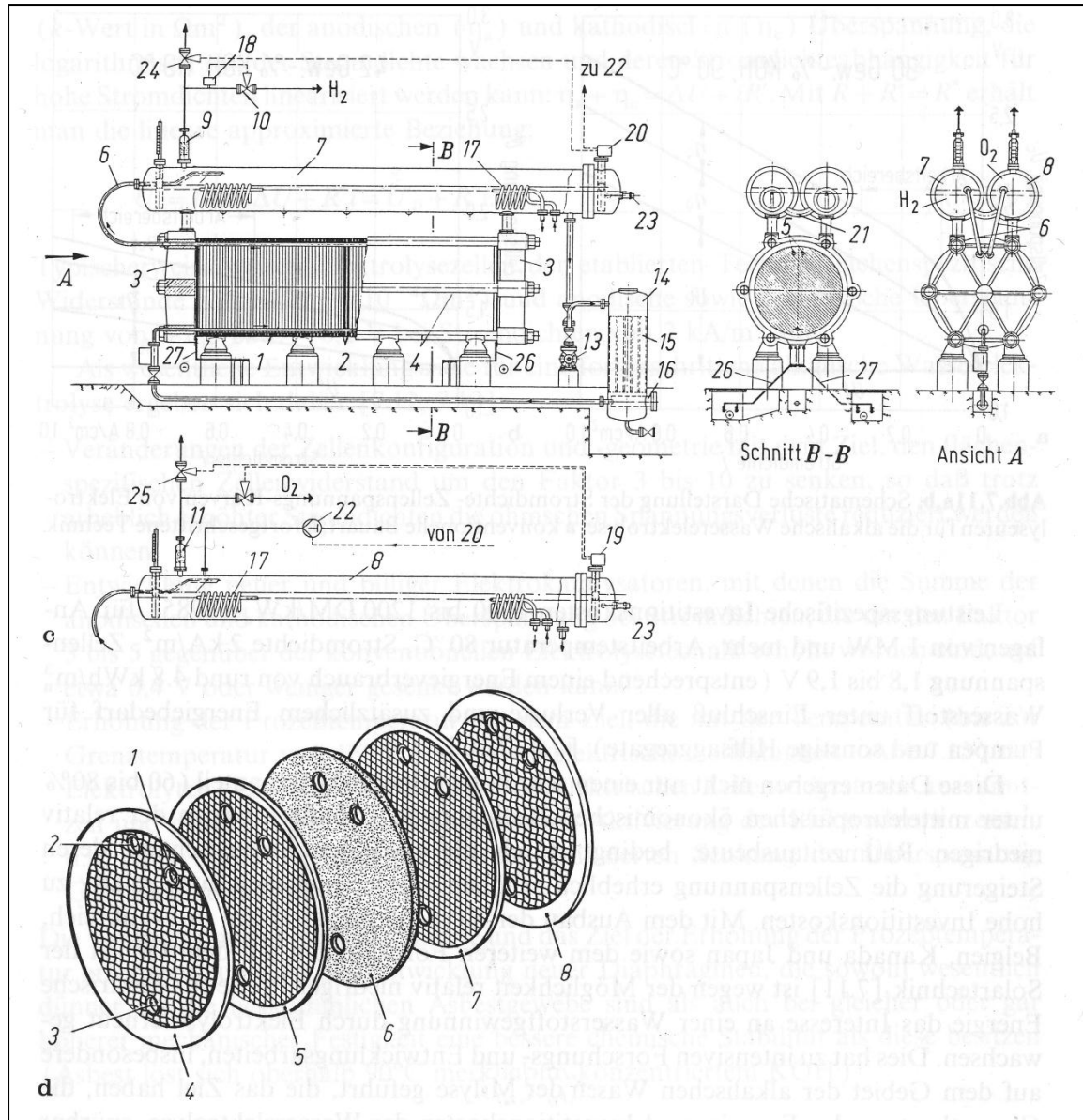


Abbildung 43: Konstruktive Ansicht eines Lurgi-Druckelektrolyseurs. Quelle: [41].

- | | | | | | |
|---------------------------------------|---|---|---|--------------------------------------|--|
| c) 1: Zellenblock | 2: Endplatte | 3: Kopfplatte | 4: Zuganker | 5: Gaskanal | 6: Rohrbogen |
| 7: Gasabscheider für Wasserstoff | 8: Gasabscheider für Sauerstoff | 9: Tropfenabscheider für Wasserstoff | 10: Regelventil für H ₂ -Druckregelung | 11: Tropfenabscheider für Sauerstoff | 12: Regelventil für O ₂ -Niveauregelung |
| 13: Umlaufpumpe | 14: Laugenfilter | 15: Filterstäbe | 16: Nachfilter | 17: Kühlschlange | 18: Druckregler |
| 19: Niveauregler O ₂ | 20: Niveauregler H ₂ | 21: Rohrbogen | 22: Speisewasserpumpe | 23: Elektrische Schalter | 24: Entspannungsventil H ₂ |
| 25: Entspannungsventil O ₂ | 26: Stromschiene für Gleichstromzuleitung (+ Pol) | 27: Stromschiene für Gleichstromzuleitung (- Pol) | | | |
| d) 1: O ₂ -Kanal | 2: H ₂ -Kanal | 3: Elektrolytkanal | 4: Bipolarplatte | 5: Drahtnetzanode | 6: Diaphragma |

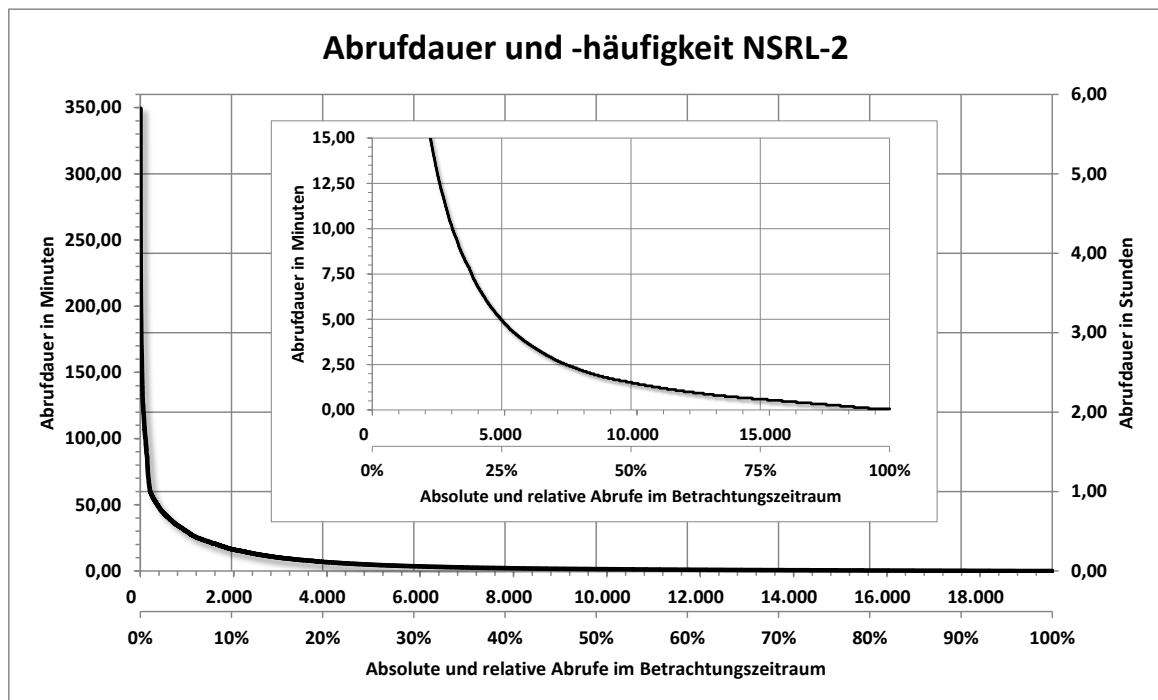


Abbildung 44: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-2. Eigene Darstellung.

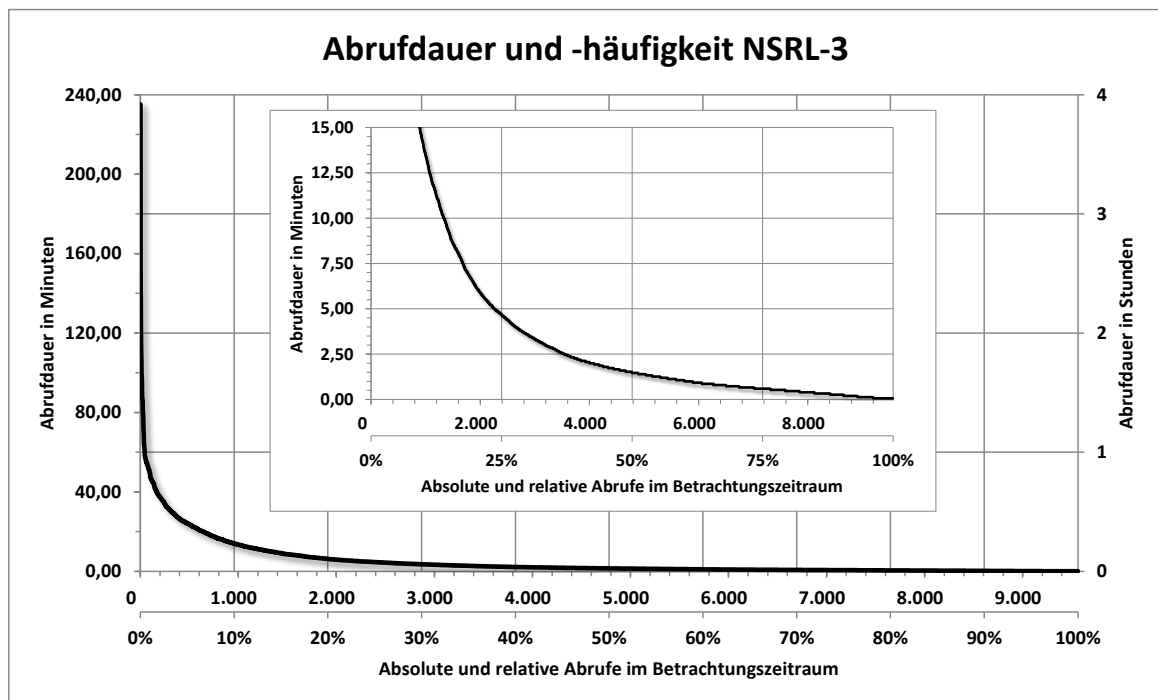


Abbildung 45: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-3. Eigene Darstellung.

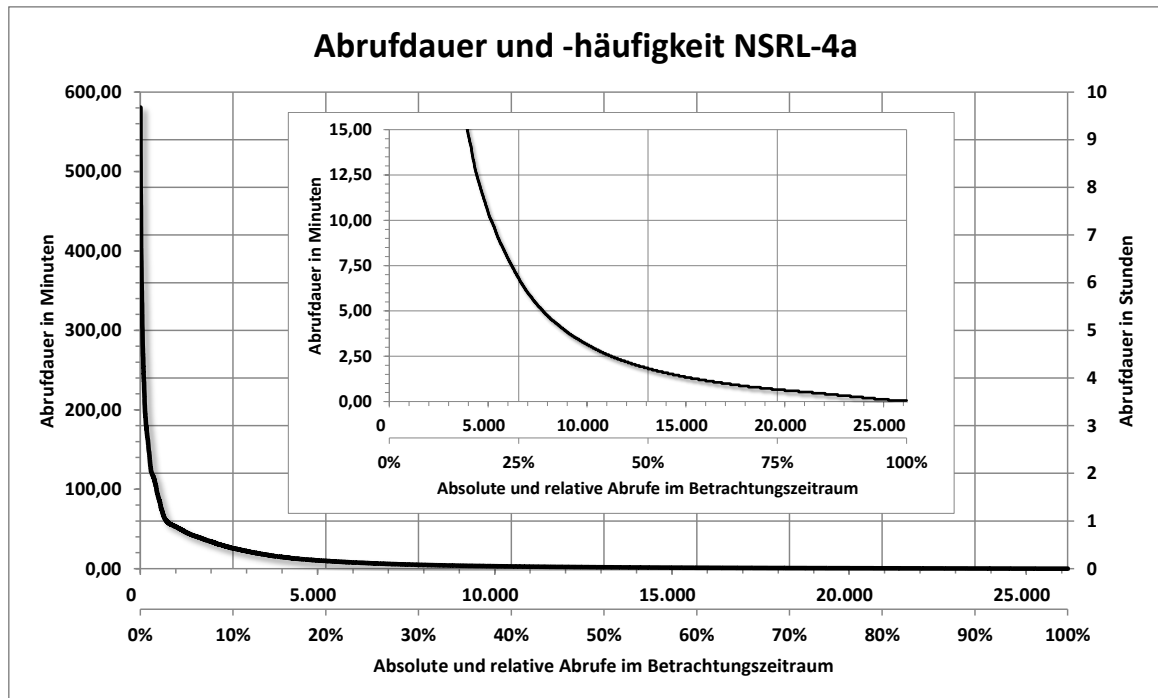


Abbildung 46: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4a. Eigene Darstellung.

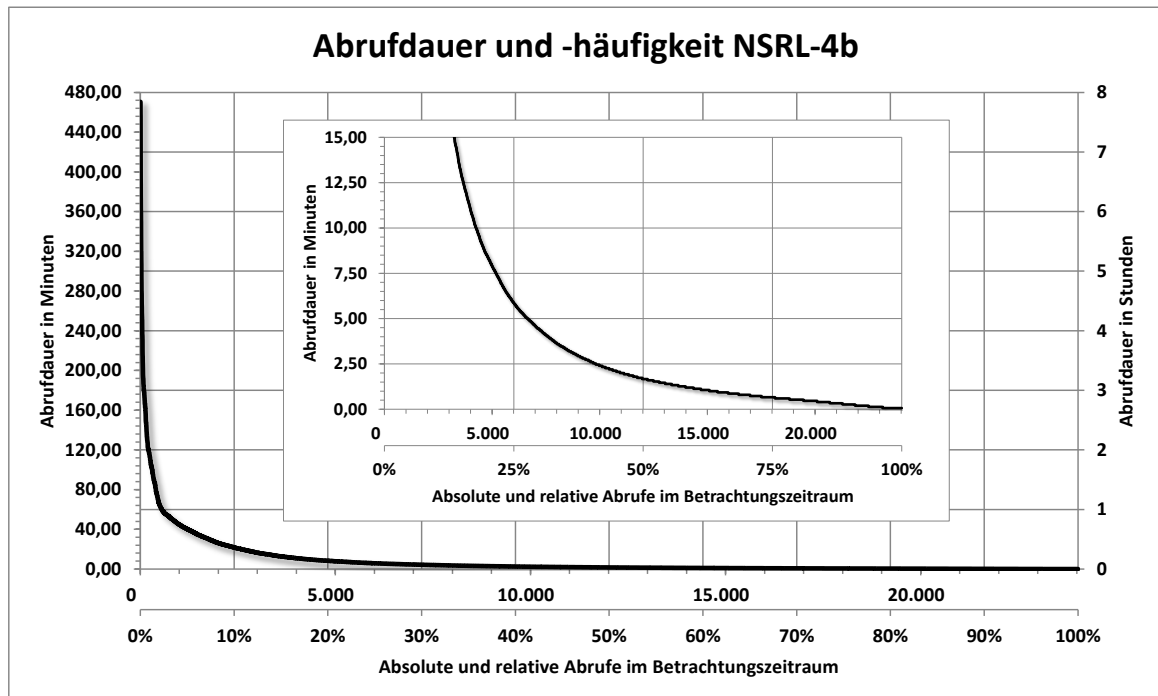


Abbildung 47: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4b. Eigene Darstellung.

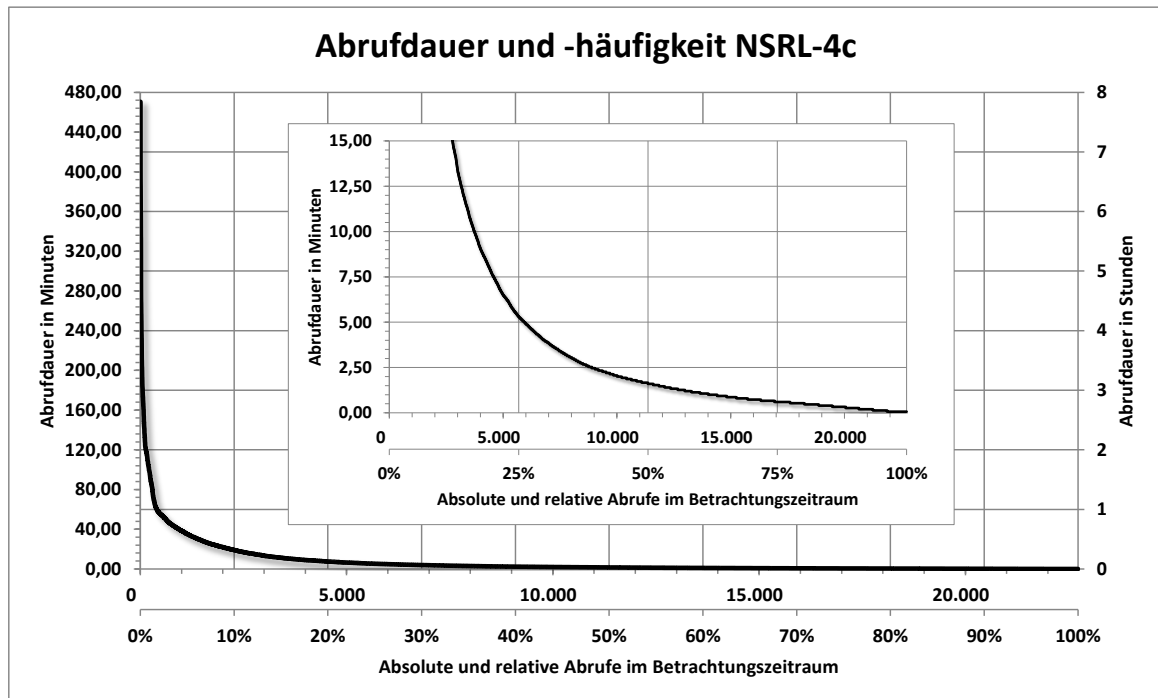


Abbildung 48: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4c. Eigene Darstellung.

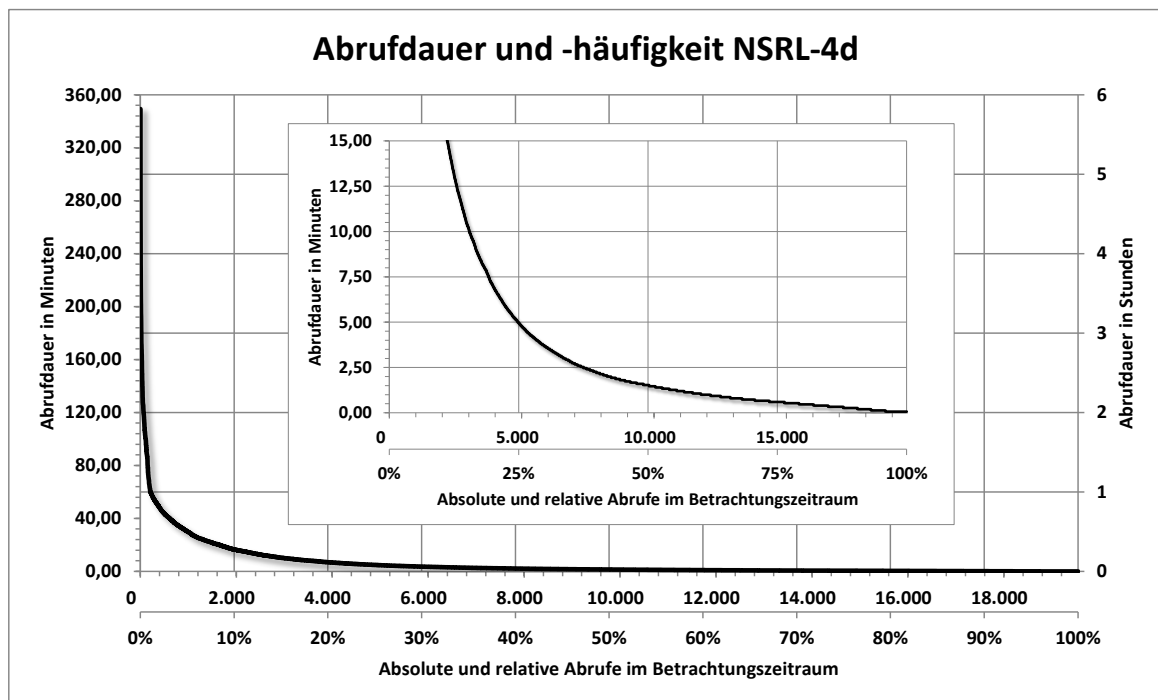


Abbildung 49: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4d. Eigene Darstellung.

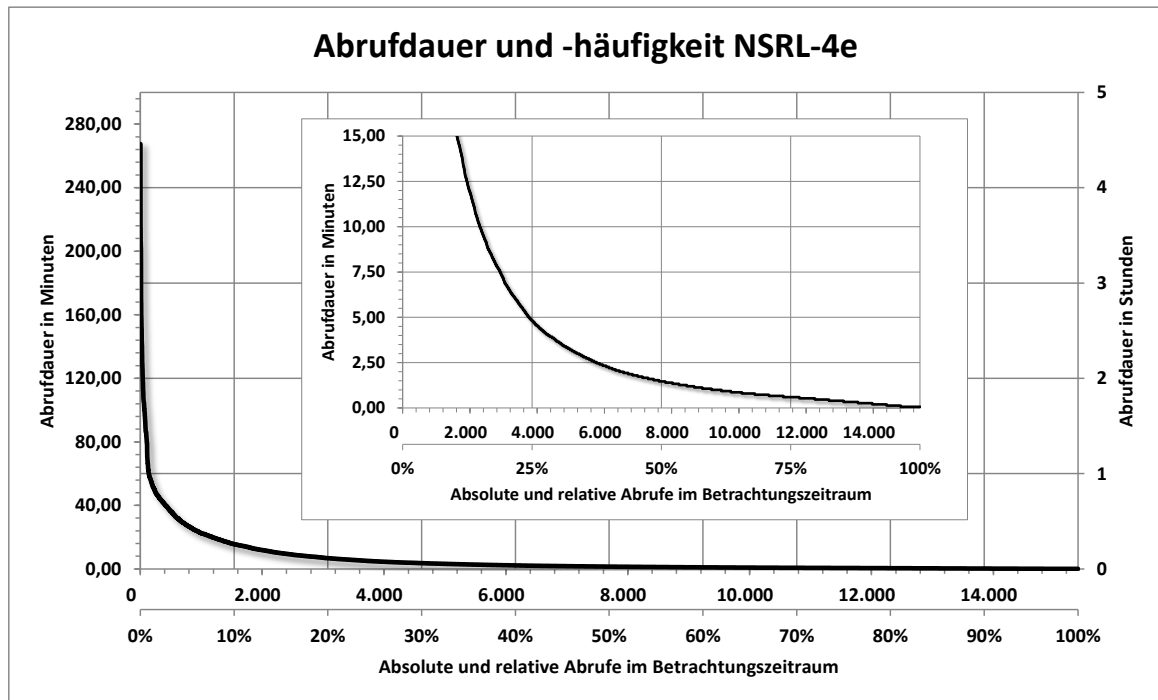


Abbildung 50: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4e. Eigene Darstellung.

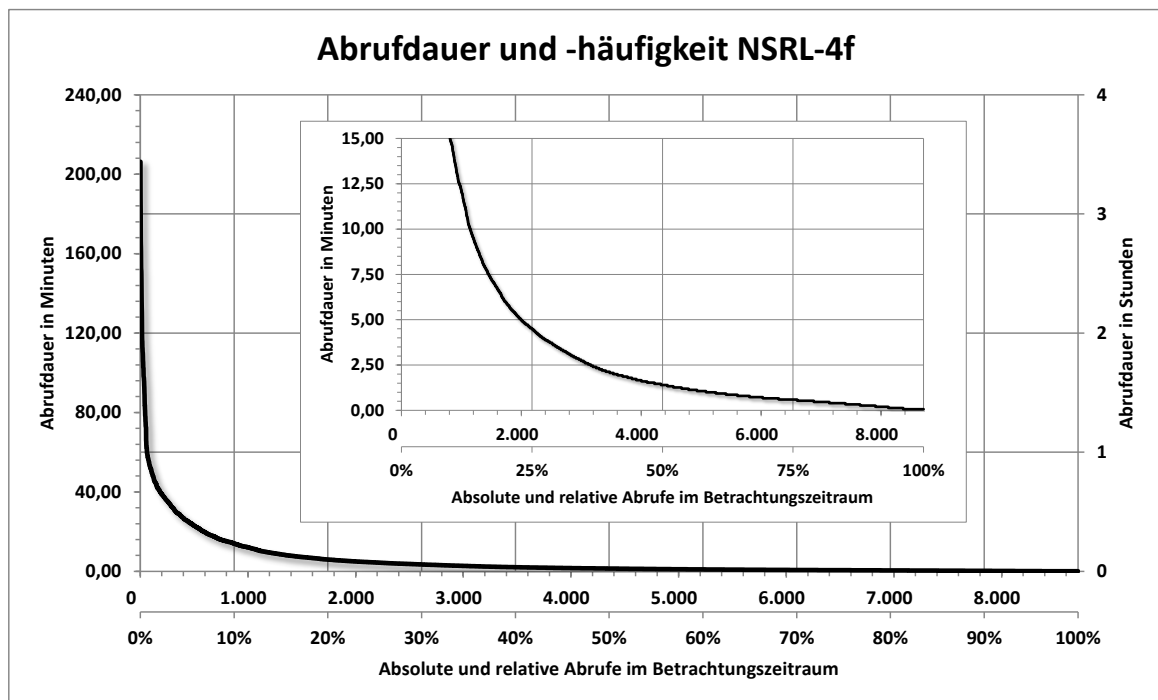


Abbildung 51: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4f. Eigene Darstellung.

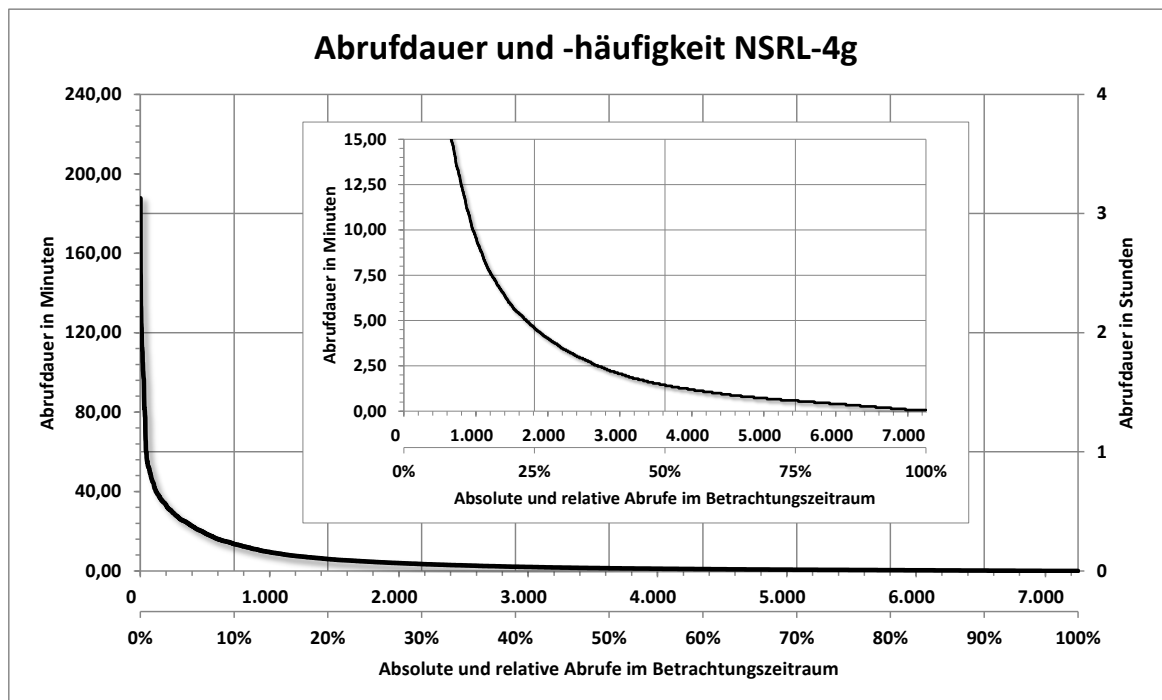


Abbildung 52: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4g. Eigene Darstellung.

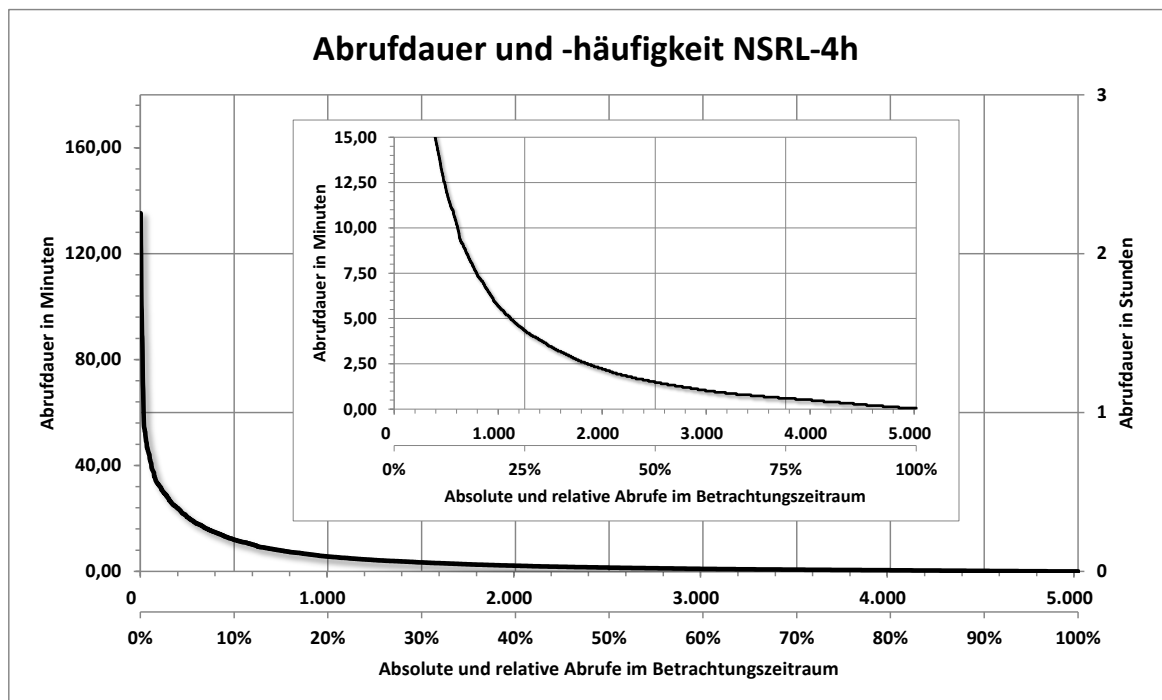


Abbildung 53: Abrufdauer und -häufigkeit NSRL-4h. Eigene Darstellung.

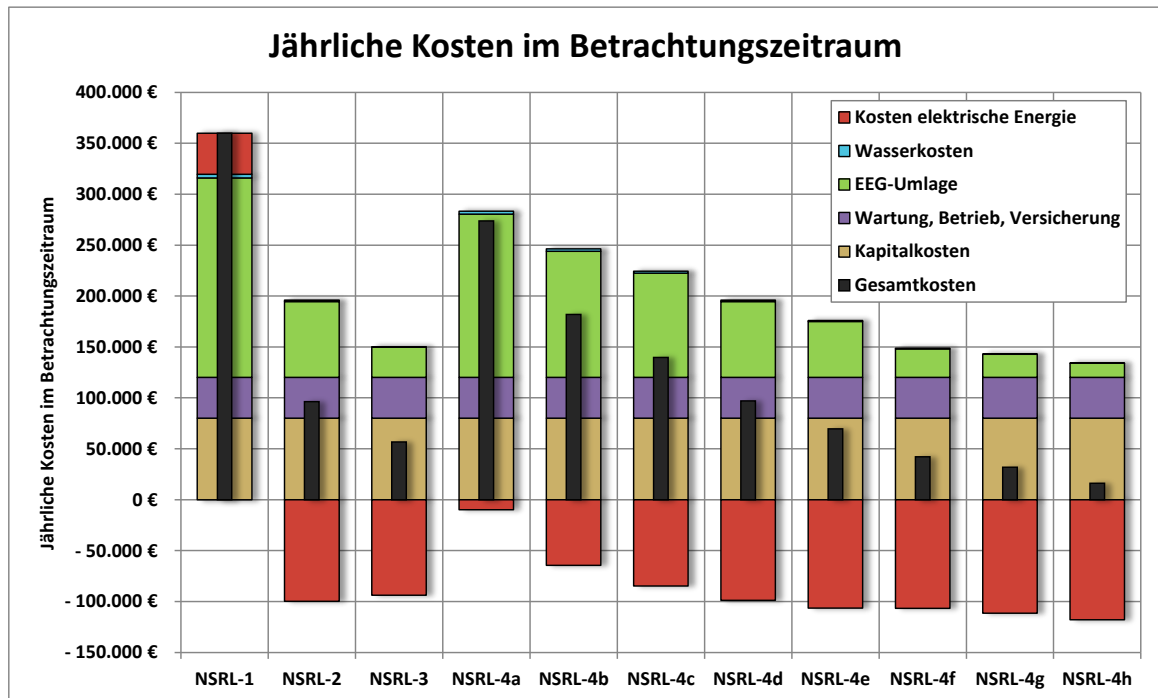


Abbildung 54: Jährliche Kosten der betrachteten Power-to-Gas-Anlage im Betrachtungszeitraum für die betrachteten Szenarien der negativen Sekundärregelleistungsbereitstellung mit Standby-Beheizung. Dargestellt sind die Beiträge der einzelnen Kostenkomponenten an den Gesamtkosten sowie in schwarz die resultierenden Gesamtkosten. Eigene Darstellung.

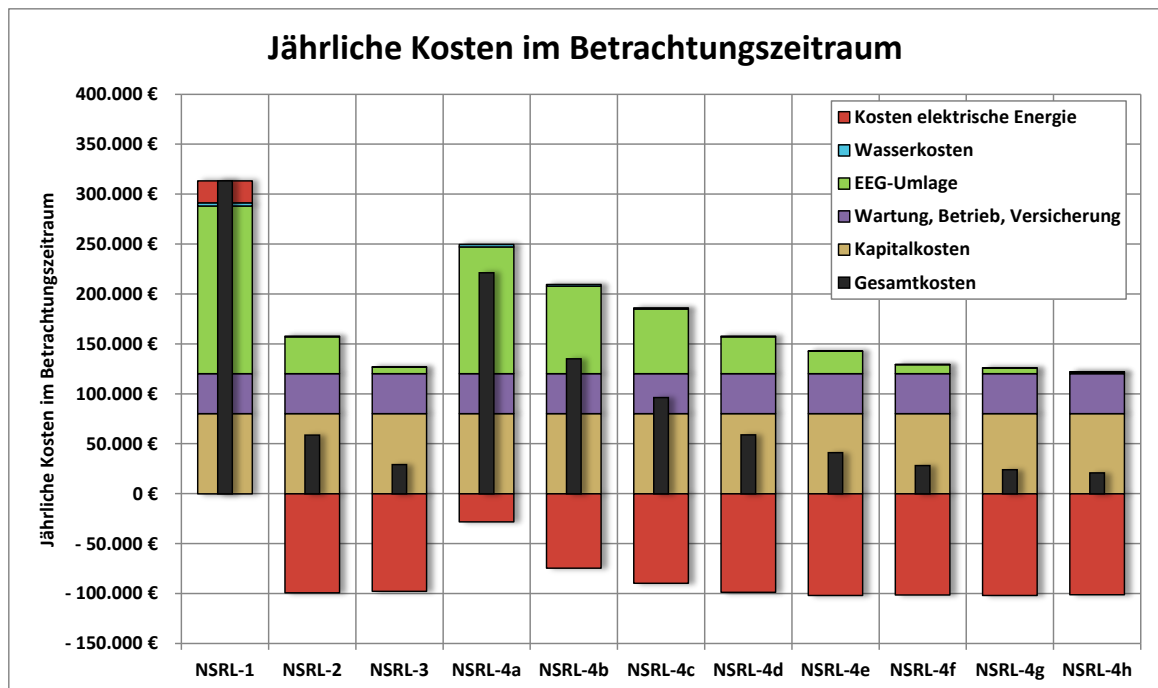


Abbildung 55: Jährliche Kosten der betrachteten Power-to-Gas-Anlage im Betrachtungszeitraum für die betrachteten Szenarien der negativen Sekundärregelleistungsbereitstellung ohne Standby-Beheizung. Dargestellt sind die Beiträge der einzelnen Kostenkomponenten an den Gesamtkosten sowie in schwarz die resultierenden Gesamtkosten. Eigene Darstellung.

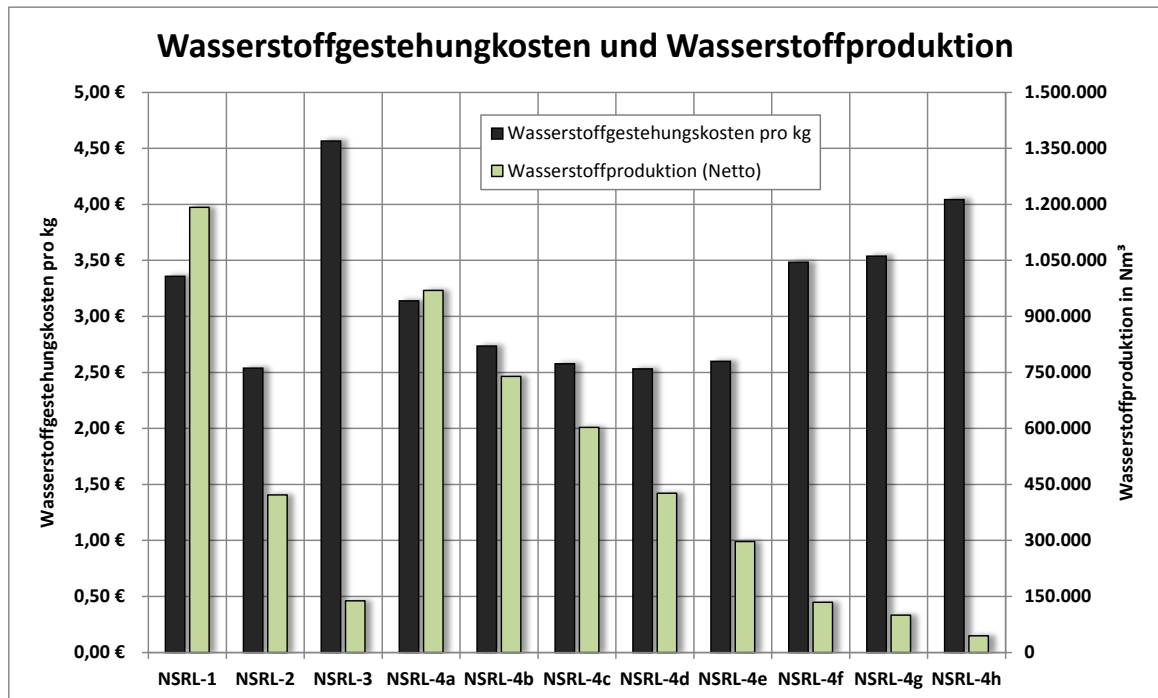


Abbildung 56: Vergleich der Wasserstoffgestehungskosten und der Wasserstoffproduktion der verschiedenen Szenarien mit Standby-Beheizung. Eigene Darstellung.

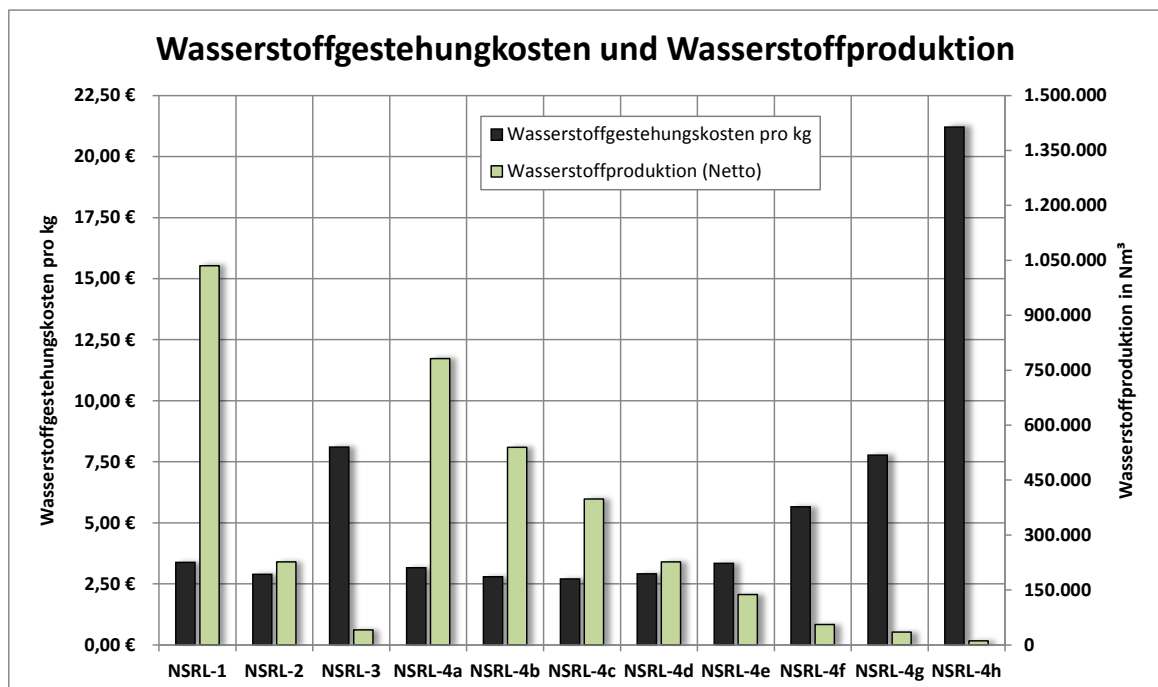


Abbildung 57: Vergleich der Wasserstoffgestehungskosten und der Wasserstoffproduktion der verschiedenen Szenarien ohne Standby-Beheizung. Eigene Darstellung.

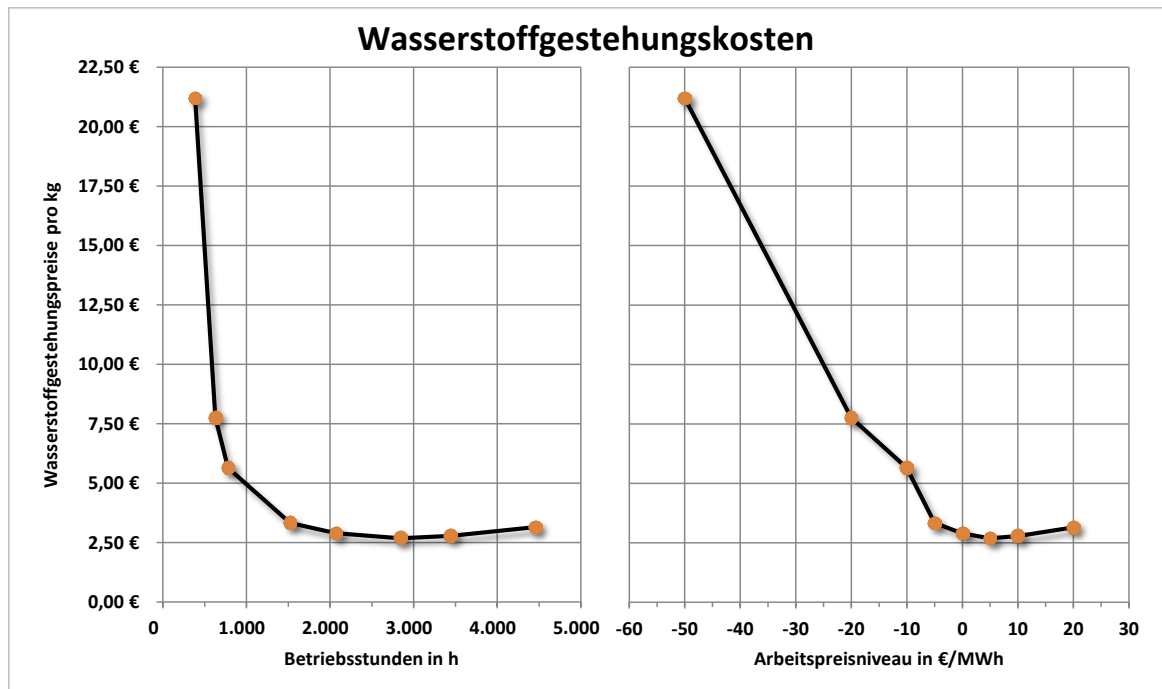


Abbildung 58: Darstellung der Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit der Betriebsstunden und des Arbeitspreisniveaus auf Basis der Szenarien NSRL-4a bis NSRL-4h ohne Standby-Beheizung. Eigene Darstellung.

Quellcode und zusätzliche Modellinformationen

Quellcode der embedded function des Elektrolysemodells

```
function [W_el, W_th_H,T,V_H2_P,V_H2O] = fcn(P_soll,P_il,T_il,SB)
% This block supports the Embedded MATLAB subset.
% Modell zur Simulation des Betriebs eines Elektrolyseurs

% Parameter für Leistungskurve-----
P_nenn = 1000; %kW
P0 = 0; %kW
deltaP = 200; %kW
Pt0 = P_il; %kW
PH = P_nenn + deltaP; %kW
teP = 299; %s Zeit bis PNenn
tauP = -teP/log(deltaP/(PH-P0)); %Zeitkonstante
% initial values
W_ela = 0;
W_elb = 0;
W_el =0;

% Parameter Temperaturkurve-----
T_nenn = 70; % °C
TN = T_nenn + 273.15; %K
T_SB = 60; % °C
T0 = 300.15; % K -> 25°C
deltaT = 30; % K -> 30°C
Tt0H = T_il + 273.15; % K
Tt0K = T_il + 273.15; % K
TH = TN + deltaT; % K
TK = 298.15; % K Umgebungstemperatur -> 25°C
teT = 5399; % s bis auf Nenn-Temperatur
tauT = -teT/log(deltaT/(TH-T0));
% initial values
T = T_il;

% Parameter th. Arbeit Heiz-----
P_th_H = 15; % kW
% initial values
W_th_Ha = 0;
W_th_H = 0;

% Parameter vspezifischer Energieverbrauch-----
a40 = 0.132743709;
a50 = 0.135656229;
a60 = 0.130839369;
a70 = 0.130615329;
b40 = -0.471156151;
b50 = -0.436429948;
b60 = -0.384564685;
b70 = -0.395766686;
c40 = 0.972557703;
c50 = 0.866138696;
c60 = 0.76083989;
c70 = 0.718160267;
d40 = 4.054228104;
d50 = 4.004939301;
d60 = 3.961811598;
```

```

d70 = 3.846991091;
p_komp = 0.2; % kWh/Nm3 spezifischer Energiebedarf für Kompression
% initial values
V_H2_P = 0;

% Parameter Wasserbedarf-----
v_H2O = 0.0015; %m³/Nm³H2 spezifischer Wasserbedarf inkl. Verluste
Aufbereitung
% initial values
V_H2O = 0;
%-----

for i=0:1:3 %Hauptschleife für Sim_Schritt-bei 15min-Schritten 899-

% Berechnung Temperatur-----
HB = 0; % Heizbedarf - default

    if P_soll > 0
        T = ((TH)-((TH)-Tt0H)*EXP(-i/tauT)) - 273.15;
        if T > T_nenn
            T = T_nenn;
            % KÜHLBEDARF
        end
    else
        T = ((TK)-((TK)-Tt0K)*EXP(-i/tauT)) - 273.15;
        if SB == 1 && T <= T_SB && T_il < T_SB
            T = T_il;
            HB = 1;% HEIZBEDARF
        elseif SB == 1 && T <= T_SB && T_il >= T_SB
            T = T_SB;
            HB = 1;% HEIZBEDARF
        end
    end

end

% Berechnung el. Arbeit-----
if T > T_SB
    W_ela = W_ela + P_soll*P_nenn;
    Prel = P_soll;
else
    P = (PH-(PH-Pt0)*EXP(-i/tauP));
    Prel = P / P_nenn;
    if P > P_soll*P_nenn
        P = P_soll*P_nenn;
        Prel = P_soll;
    end
    W_elb= W_elb + P;

end
W_el = (W_ela+W_elb) / 3600; %kJ -> kWh

% Berechnung th. Arbeit SB-Heiz-----
if HB == 1
    W_th_Ha = W_th_Ha + P_th_H;
end
W_th_H = W_th_Ha / 3600; %kj -> kWh

```

```

% Berechnung vspezifischer Energiebedarf-----
    if T <= 45
        p_H2 = (a40 * Prel^3 + b40 * Prel^2 + c40 * Prel + d40) +
p_komp; %kWh/Nm3
    elseif T <= 55
        p_H2 = (a50 * Prel^3 + b50 * Prel^2 + c50 * Prel + d50) +
p_komp; %kWh/Nm3
    elseif T <= 65
        p_H2 = (a60 * Prel^3 + b60 * Prel^2 + c60 * Prel + d60) +
p_komp; %kWh/Nm3
    else
        p_H2 = (a70 * Prel^3 + b70 * Prel^2 + c70 * Prel + d70) +
p_komp; %kWh/Nm3
    end

% Berechnung H2-Produktion-----
    V_H2a = (Prel * P_nenn) / (p_H2 * 3600);

    V_H2_P = V_H2_P + V_H2a; % Nm³

% Berechnung Wasserbedarf-----

    V_H2O = V_H2_P * v_H2O; % m³

%-----

end % Ende Hauptschleife-----

```

Subsysteme des Modells

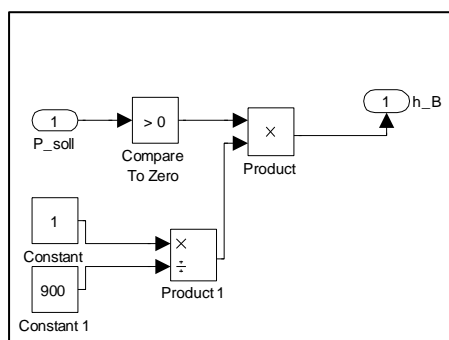


Abbildung 59: Subsystem - Betriebsstunden.

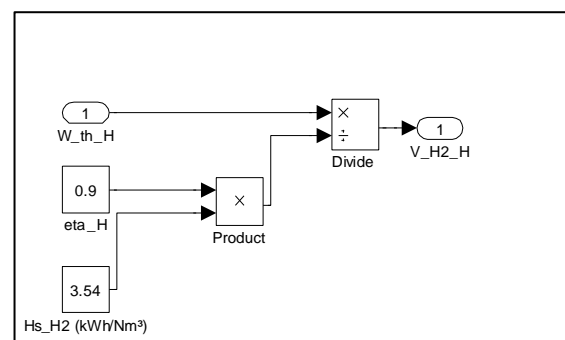


Abbildung 60: Subsystem - Wasserstoffbedarf Standby-Beheizung.

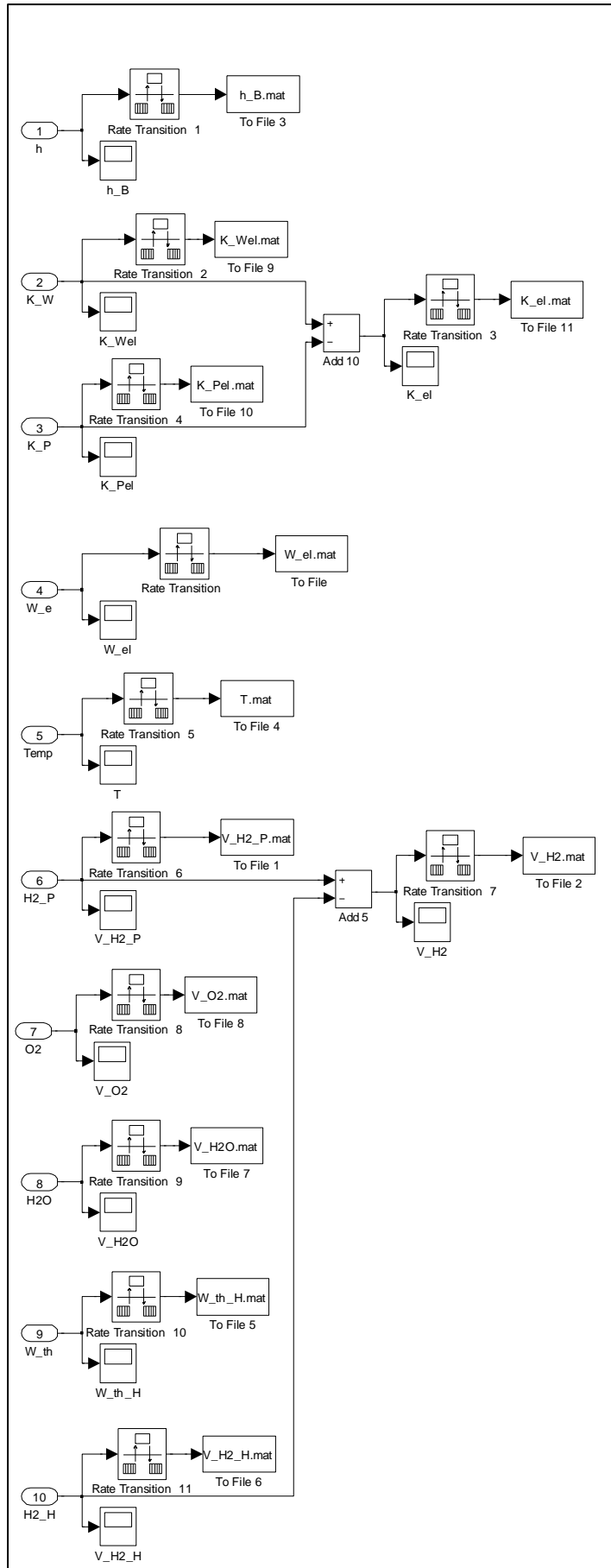


Abbildung 61: Subsystem - Datenausgabe / Samplettime-Konversion.

Quellcodes der Profildatenerstellung

Profildatenerstellung Szenario NSRL-1

```

% Datenvorbereitung für Simulink-Abrufprofil
% > Szenario NSRL-1 <
% Höchster Arbeitspreis -> Jeder negative SRL-Abruf

% Laufzeit:
% 55 sek. pro Monatsdatensatz
% 755 sek. pro Jahresdatensatz

% Benötigte Dateien:
% Variablen.mat - beinhaltet Variablen der MOLs und Leistungspreisdaten
% SRLabruf_20112012.mat - beinhaltet Daten über abgerufene SRL-Leistung

%% Arbeitspreis + Abrufprofil
tic

% Anzahl der Abrufdaten
lastrow = size(SRLabruf_ID,1);
% initial values
Abruf_ID2 = '999999NEU_XX';
n = 1;
% Anlegen der Variable SimData
SimData = zeros(lastrow,3); % Variable zur Speicherung der Profildaten

for i = 1:1:lastrow % äußere Schleife für Abrufdaten
    Abruf_ID = cell2mat(SRLabruf_ID(i,1)); % ID der Abrufdaten
    Abruf_P = SRLabruf_P(i,1); % abgerufene Leistung

    if Abruf_P < 0
        SimData(i,1) = 1; % Bei negativem SRL Abruf
        Abruf_P = abs(Abruf_P);
        if Abruf_ID == Abruf_ID2
            n = hit;
        else
            n=1;
        end
        for k=n:1:9454 % innere Schleife für MOL-Daten
            MOL_ID = cell2mat(NegSRL_AP_ID(k,1)); %ID der MOL-Daten
            if Abruf_ID == MOL_ID %Abfrage für Zeitscheibe
                hit = k;
                simData(i,2)=NegSRL_AP(k,1)
                break
            end
        end
    else
        SimData(i,1:3)=0;
    end
    Abruf_ID2 = Abruf_ID;
end
toc

%% Leistungspreis
% initial values
p = 1;

```

```
KW = 0;
match = 1;

tic
for l = 1:1:106 % äußere Schleife durchläuft Leistungspreisliste
    if match == 0
        break % loop-break wenn passenden Leistungspreis gefunden
    end
    match = 0;
    LP_ID = cell2mat(NegSRL_LP_ID(l,1));
    for m = p:1:lastrow % innere Schleife durchläuft Abrufdaten
        Abruf_ID3 = cell2mat(SRLabruf_ID(m,1));
        if LP_ID == Abruf_ID3 % ID-Abgleich
            SimData(m,3) = NegSRL_LP(l,1);
            KW = KW+1;
            match = 1;
            if KW == 2
                KW = 0;
                p=m;
            end
            break
        end
    end
end
end
end
toc
beep
```

Profildatenerstellung NSRL-2

```

% Datenvorbereitung für Simulink-Abrufprofil
% > Szenario NSRL-2 <
% Erster Arbeitspreis <= 0

% Laufzeit:
% 42 sek. pro Monatsdatensatz
% 640 sek. pro Jahresdatensatz

% Benötigte Dateien:
% Variablen.mat - beinhaltet Variablen der MOLs und Leistungspreisdaten
% SRLabruf_20112012.mat - beinhaltet Daten über abgerufene SRL-Leistung

%% Vorbereitung der MOL-Daten zur besseren Performance des Skripts
% MOL-Daten werden auf AP<=0 reduziert

tic

% initial values
f = 1;
match = 0;
MOL_ID2 = cell2mat(NegSRL_AP_ID(1,1));
MOL_AP2 = NegSRL_AP(1,1);
% Anlegen der Variablen
Neg_AP_ID = cell(105,1);
Neg_AP = zeros(105,2);

for e=1:1:9454 % Schleife über MOL-Daten
    MOL_ID = cell2mat(NegSRL_AP_ID(e,1)); %ID der MOL-Daten
    if MOL_ID == MOL_ID2
        MOL_AP = NegSRL_AP(e,1);
        if match ==0 && MOL_AP <= 0
            Neg_AP_ID(f,1) = {MOL_ID};
            Neg_AP(f,1) = MOL_AP; % Zeigt den ersten Arbeitspreis <= 0
            Neg_AP(f,2) = NegSRL_AP(e-1,2); % Leistung des Vorwertes
            Neg_AP(f,3) = e; % Index für NegSRL_AP
            f = f + 1;
            match = 1;
        end
    else
        match = 0;
    end
    MOL_ID2 = MOL_ID;
    MOL_AP2 = MOL_AP;
end

%% Arbeitspreis + Abrufprofil

% Anzahl der Abrufdaten
lastrow = size(SRLabruf_ID,1);
% initial values
Abruf_ID2 = '999999NEU_XX';
n = 1;
% Anlegen der Variable SimData
SimData = zeros(lastrow,3); % Variable zur Speicherung der Profildaten

```

```
for i = 1:1:lastrow % äußere Schleife für Abrufdaten
    Abruf_ID = cell2mat(SRLabruf_ID(i,1)); %ID der Abrufdaten
    Abruf_P = SRLabruf_P(i,1); %abgerufene Leistung
    if Abruf_P < 0
        Abruf_P = abs(Abruf_P);
        if Abruf_ID == Abruf_ID2
            n = hit;
        else
            n=1;
        end
        for k=n:1:f-1 % innere Schleife für vorbereitete MOL-Daten
            MOL_ID = cell2mat(Neg_AP_ID(k,1)); %ID der MOL-Daten
            if Abruf_ID == MOL_ID %Abfrage für Zeitscheibe
                hit = k;
                MOL_P = Neg_AP(k,2);
                if Abruf_P > MOL_P
                    SimData(i,1) = 1; % Bei negativer SRL Abruf
                    SimData(i,2) = Neg_AP(k,1);
                    break
                else
                    break
                end
            end
        end
    end
    Abruf_ID2 = Abruf_ID;
end

%% Leistungspreis

% initial values
p = 1;
KW = 0;
match = 1;

for l = 1:1:106 % äußere Schleife durchläuft Leistungspreisliste
    if match == 0
        break % loop-break wenn passenden Leistungspreis gefunden
    end
    match = 0;
    LP_ID = cell2mat(NegSRL_LP_ID(l,1));
    for m = p:1:lastrow % innere Schleife durchläuft Abrufdaten
        Abruf_ID3 = cell2mat(SRLabruf_ID(m,1));
        if LP_ID == Abruf_ID3 % ID-Abgleich
            SimData(m,3) = NegSRL_LP(l,1);
            KW = KW+1;
            match = 1;
            if KW == 2
                KW = 0;
                p=m;
            end
        end
    end
end
end
toc
beep
```


Profildatenerstellung NSRL-3

```

% Datenvorbereitung für Simulink-Abrufprofil
% > Szenario NSRL-2 <
% Erster Arbeitspreis <= 0

% Laufzeit:
% 42 sek. pro Monatsdatensatz
% 640 sek. pro Jahresdatensatz

% Benötigte Dateien:
% Variablen.mat - beinhaltet Variablen der MOLs und Leistungspreisdaten
% SRLabruf_20112012.mat - beinhaltet Daten über abgerufene SRL-Leistung

%% Vorbereitung der MOL-Daten zur besseren Performance des Skripts
% MOL-Daten werden auf AP<=0 reduziert

tic

% initial values
f = 1;
match = 0;
MOL_ID2 = cell2mat(NegSRL_AP_ID(1,1));
MOL_AP2 = NegSRL_AP(1,1);
% Anlegen der Variablen
Neg_AP_ID = cell(105,1);
Neg_AP = zeros(105,2);

for e=1:1:9454 % Schleife über MOL-Daten
    MOL_ID = cell2mat(NegSRL_AP_ID(e,1)); %ID der MOL-Daten
    if MOL_ID == MOL_ID2
        MOL_AP = NegSRL_AP(e,1);
        if match ==0 && MOL_AP <= 0
            Neg_AP_ID(f,1) = {MOL_ID};
            Neg_AP(f,1) = MOL_AP; % Zeigt den ersten Arbeitspreis <= 0
            Neg_AP(f,2) = NegSRL_AP(e-1,2); % Leistung des Vorwertes
            Neg_AP(f,3) = e; % Index für NegSRL_AP
            f = f + 1;
            match = 1;
        end
    else
        match = 0;
    end
    MOL_ID2 = MOL_ID;
    MOL_AP2 = MOL_AP;
end

%% Arbeitspreis + Abrufprofil

% Anzahl der Abrufdaten
lastrow = size(SRLabruf_ID,1);
% initial values
Abruf_ID2 = '999999NEU_XX';
n = 1;
% Anlegen der Variable SimData
SimData = zeros(lastrow,3); % Variable zur Speicherung der Profildaten

```

```
for i = 1:1:lastrow % äußere Schleife für Abrufdaten
    Abruf_ID = cell2mat(SRLabruf_ID(i,1)); %ID der Abrufdaten
    Abruf_P = SRLabruf_P(i,1); %abgerufene Leistung
    if Abruf_P < 0
        Abruf_P = abs(Abruf_P);
        if Abruf_ID == Abruf_ID2
            n = hit;
        else
            n=1;
        end
        for k=n:1:f-1 % innere Schleife für vorbereitete MOL-Daten
            MOL_ID = cell2mat(Neg_AP_ID(k,1)); %ID der MOL-Daten
            if Abruf_ID == MOL_ID %Abfrage für Zeitscheibe
                hit = k;
                MOL_P = Neg_AP(k,2);
                if Abruf_P > MOL_P
                    SimData(i,1) = 1; % Bei negativer SRL Abruf
                    SimData(i,2) = Neg_AP(k,1);
                    break
                else
                    break
                end
            end
        end
    end
    Abruf_ID2 = Abruf_ID;
end

%% Leistungspreis

% initial values
p = 1;
KW = 0;
match = 1;

for l = 1:1:106 % äußere Schleife durchläuft Leistungspreisliste
    if match == 0
        break % loop-break wenn passenden Leistungspreis gefunden
    end
    match = 0;
    LP_ID = cell2mat(NegSRL_LP_ID(l,1));
    for m = p:1:lastrow % innere Schleife durchläuft Abrufdaten
        Abruf_ID3 = cell2mat(SRLabruf_ID(m,1));
        if LP_ID == Abruf_ID3 % ID-Abgleich
            SimData(m,3) = NegSRL_LP(l,1);
            KW = KW+1;
            match = 1;
            if KW == 2
                KW = 0;
                p=m;
            end
        end
    end
end
end
toc
beep
```

Profildatenerstellung NSRL-4

```
% Datenvorbereitung für Simulink-Abrufprofil
% > Szenario NSRL-4 <

% Laufzeit:
% 42 sek. pro Monatsdatensatz
% 570 sek. pro Jahresdatensatz fürs jahr

% Benötigte Dateien:
% Variablen.mat - beinhaltet Variablen der MOLs und Leistungspreisdaten
% SRLabruf_20112012.mat - beinhaltet Daten über abgerufene SRL-Leistung

% Grenzarbeitspreis (entsprechend Szenarien NSRL-4a-h)
GAP = -50;

%% Vorbereitung der MOL-Daten zur besseren Performance des Skripts
% MOL-Daten werden auf GAP reduziert

tic

% initial values
f = 1;
match = 0;
MOL_ID2 = cell2mat(NegSRL_AP_ID(1,1));
MOL_AP2 = NegSRL_AP(1,1);
% Anlegen der Variablen
Neg_AP_ID = cell(106,1);
Neg_AP = zeros(106,2);

for e=1:1:9454 % Schleife über MOL-Daten
    MOL_ID = cell2mat(NegSRL_AP_ID(e,1)); %ID der MOL-Daten
    if MOL_ID == MOL_ID2
        MOL_AP = NegSRL_AP(e,1);
        if match == 0 && MOL_AP <= GAP
            Neg_AP_ID(f,1) = {MOL_ID};
            Neg_AP(f,1) = MOL_AP; % Zeigt den ersten Arbeitspreis <= GAP
            Neg_AP(f,2) = NegSRL_AP(e-1,2); % Leistung des Vorwertes
            Neg_AP(f,3) = e; % Index für NegSRL_AP
            f = f + 1;
            match = 1;
        end
    else
        match = 0;
    end
    MOL_ID2 = MOL_ID;
    MOL_AP2 = MOL_AP;
end

%% Arbeitspreis

% Anzahl der Abrufdaten
lastrow = size(SRLabruf_ID,1);
% initial values
Abruf_ID2 = '999999NEU_XX';
n = 1;
% Anlegen der Variable SimData
```

```

SimData = zeros(lastrow,3);

for i = 1:1:lastrow % äußere Schleife für Abrufdaten
    Abruf_ID = cell2mat(SRLabruf_ID(i,1)); %ID der Abrufdaten
    Abruf_P = SRLabruf_P(i,1); %abgerufene Leistung
    if Abruf_P < 0
        Abruf_P = abs(Abruf_P);
        if Abruf_ID == Abruf_
            n = hit;
        else
            n=1;
        end
    for k=n:1:f-1 % innere Schleife für vorbereitete MOL-Daten
        MOL_ID = cell2mat(Neg_AP_ID(k,1)); %ID der MOL-Daten
        if Abruf_ID == MOL_ID %Abfrage für Zeitscheibe
            hit = k;
            MOL_P = Neg_AP(k,2);
            if Abruf_P > MOL_P
                SimData(i,1) = 1; % Bei SRL Abruf
                SimData(i,2) = GAP; %GAP verdrängt ursprünglichen AP
                break
            else
                break
            end
        end
    end
end
Abruf_ID2 = Abruf_ID;
end

%% Leistungspreis

% initial values
p = 1;
KW = 0;
match = 1;

for l = 1:1:106 % äußere Schleife durchläuft Leistungspreisliste
    if match == 0
        break % loop-break wenn passenden Leistungspreis gefunden
    end
    match = 0;
    LP_ID = cell2mat(NegSRL_LP_ID(l,1));
    for m = p:1:lastrow % innere Schleife durchläuft Abrufdaten
        Abruf_ID3 = cell2mat(SRLabruf_ID(m,1));
        if LP_ID == Abruf_ID3 % ID-Abgleich
            SimData(m,3) = NegSRL_LP(l,1);
            KW = KW+1;
            match = 1;
            if KW == 2
                KW = 0;
                p=m;
            end
        end
    end
end
end
toc
beep

```