



Gottfried Felber, BSc.

Möglichkeiten zur Netzintegration einer Hochtemperatur Power-to-Gas Anlage

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Dipl.-Ing. David Reichholf Dipl.-Ing.(FH) Richard Schauperl AVL List

Betreuer und Beurteiler

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner Institut für elektrische Anlagen und Netze

Graz, April 2019



Institut für elektrische Anlagen und Netze Vorstand: Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used.

Ort, Datum

Unterschrift

Vorwort

Seitens der Firma AVL List GmbH möchte ich Herrn Dipl.-Ing.(FH) Richard Schauperl danken, der den Anstoß für diese Masterarbeit geliefert hat und speziell zu Beginn wertvolle Hilfestellungen eingebracht hat. Ein besonderer Dank gilt meinen Betreuer Herrn Dipl.-Ing. David Reichholf, der mich zu jeder Zeit mit interessantem Material und guten Ratschlägen für diese Arbeit unterstützt hat.

Seitens der Technischen Universität Graz möchte ich meinen Betreuer Herrn Prof. Herwig Renner für seine Zeit und Hilfe besonders danken. Weiters möchte ich mich bei Herrn Prof. Lothar Fickert für die Unterstützung bei der elektrischen Netzintegration bedanken.

Seitens der Energienetze Steiermark möchte ich mich bei Dr.-Ing. Pfeifer für die Bereitstellung von Messdaten bedanken.

Ich möchte mich auch bei Dr. Georg Sauer für Durchsicht dieser Arbeit bedanken.

Ein besonderer Dank gilt nicht zuletzt meiner Lebensgefährtin Greta sowie unserer gemeinsamen Tochter Franziska.

Kurzfassung

Die Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse (engl. solid oxide electrolysis, SOEL) auf Basis keramischer Festoxide bietet die Möglichkeit durch Integration in ein Power-to-Gas-System elektrische Energie in Form chemischer Energie im Terawattstunden-Bereich zu speichern. Jüngste Entwicklungen zeigen die Möglichkeit der Rückverstromung des produzierten Wasserstoffs mit ein und derselben Anlage.

Damit ergeben sich eine Vielzahl von Integrationsmöglichkeiten in bestehende Energieversorgungssysteme.

Auf Basis einer umfangreichen Analyse der grundelgenden Eigenschaften, Funktionen und Anforderungen bestehender Energieinfrastrukturen sowie Energiespeichern werden unterschiedliche Konzepte zur Netzintegration dieses Power-to-Gas-Systems erarbeitet.

Der Fokus wird besonders auf die Kopplungsmöglichkeiten zu elektrischen Energiesystemen mit regenerativen Erzeugeranlagen gelegt. Die zeitlich stark fluktuierende Charakteristik volatiler Energieträger wie Wind und Solarstrahlung stellt eine große Herausforderung für den Betrieb des PtG-Systems dar.

SOEL-Anlagen im Megawatt-Bereich existieren bisher nur in der Theorie. Da eine Abschätzung der Betriebseigenschaften im Vorfeld jedoch unabdingbar ist, ist es notwendig eine Modellsimulation durchzuführen.

Die Daten für diese Abschätzung lieferte ein Simulationsmodell in Matlab/Simulink einer Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyseanlage im Inselbetrieb. Dieses Modell beinhaltet eine Kopplung der Elektrolyseanlage inklusive Batteriepufferspeicher mit einer realen Windkraftanlage zur Wasserstoffproduktion.

Die Ergebnisse des Simulationsmodells werden mit klassischen Speichertechnologien wie Pumpspeicherkraftwerken oder Batteriespeicher verglichen.

Abstract

The high-temperature-water-electrolysis based on ceramic solid oxide electrolytes (SO-EL) offers the possibility of integration into a Power-to-Gas system (PtG-system) to store electrical energy in the form of chemical energy in the terawatt-hours range. Recent developments show the possibility of reconverting the produced hydrogen with one and the same plant.

This results in a variety of integration options to existing energy supply systems. Based on a comprehensive analysis of the basic features, functions and requirements of the existing energy infrastructures and energy storage systems, various concepts for grid integration of this Power-to-Gas system are being developed.

The focus is set particularly on the coupling possibilities to electrical energy systems with renewable power plants conected. The temporally strongly fluctuating characteristic of volatile energy carriers such as wind and solar radiation represents a major challenge for the operation of the PtG-system. SOEL-plants in the megawatt-range exist so far only in theory. However, since an estimation of the operating characteristics is essential in advance, it is necessary to perform a model simulation. The data for this estimation was provided by a simulation model in Matlab / Simulink of a high-temperature steam electrolysis plant in island operation. This model includes a coupling of the electrolysis system including battery buffer storage with a real wind turbine for hydrogen production. The results of the simulation model are compared with classical storage technologies such as pumped hydro power plants and battery storage.

Inhaltsverzeichnis

Ei	desst	attliche	e Erklärung	i
Vo	orwor	t		iii
Kι	urzfas	ssung		v
Ał	ostrac	ct		vii
Fc	ormela	zeichen	und Abkürzungen	xiii
1	Einl	eitung		1
2	The	oretiscl	he Grundlagen	3
	2.1	Grund	llagen elektrischer Energieversorgung	3
		2.1.1	Wirkleistungs- und Frequenzregelung	7
		2.1.2	Eigenschaften regenerativer Erzeugeranlagen	14
	2.2	Energi	espeicher für Wasserstoff	24
		2.2.1	Flüssig-organische-Wasserstoffspeicher (LOHC)	25
		2.2.2	Metallhydridspeicher	27
		2.2.3	Flüssiggasspeicher	28
		2.2.4	Druckgasspeicher	29
		2.2.5	Methanisierung	33
		2.2.6	Zusammenfassung der Speichertechnologien für Wasserstoff	36
		2.2.7	Konventionelle Anlagen zur Energiespeicherung	37
	2.3	Grund	llagen der Elektrolyse	43
		2.3.1	Thermodynamische Grundlagen der Elektrolyse	43
		2.3.2	Nernst-Gleichung	45
		2.3.3	Spezifischer Widerstand der Zelle	46
		2.3.4	Stromdichte der Zelle	47

		2.3.5	Zellspannung	47
3	Star	nd der [·]	Technik	49
	3.1	Die Al	lkalische Elektrolyse AEL	49
	3.2	Memb	ran-Elektrolyse PEM-EC	51
	3.3	Hocht	emperatur-Wasserdampf-Elektrolyse SOEL	53
		3.3.1	Zelltopologien	55
		3.3.2	rSOC	57
	3.4	Techni	ischer Vergleich der Elektrolyseanlagen	57
4	Kon	zepte z	zur Netzintegration	59
	4.1	Integra	ationsmöglichkeit 1 - Parallelanbindung des SOEC/SOFC-Systems	
		an das	Verbundnetz und an regenerative Erzeugeranlagen	60
	4.2	Integra	ationsmöglichkeit 2 - SOEC-System im Inselbetrieb	61
	4.3	Integra	ationsmöglichkeit 3 - SOEC/SOFC-Systems inklusive Methanisie-	
		rungsa	anlage und Wärmeauskopplung	62
	4.4	Elektri	ische Netzanschlussanforderungen an Einspeiseanlagen	63
		4.4.1	Spannungsabfall bzwanhebung	65
		4.4.2	Schaltbedingte Spannungsänderung	67
		4.4.3	Flicker	67
		4.4.4	Oberschwingung	68
		4.4.5	Beurteilung	69
	4.5	Integra	ation in eine Gasinfrastruktur	69
		4.5.1	Anbindung an das Erdgasnetz	69
5	Мос	lellerste	ellung in Matlab/Simulink	71
	5.1	Windk	sraftanlage	72
	5.2	Batteri	iepufferspeicher mit Umrichter	73
	5.3	Elektro	olyseur	75
		5.3.1	SOE-Zellen	76
		5.3.2	Stromdichte und Zellspannung	77
		5.3.3	Massenströme und Energiebilanz	78
		5.3.4	Zelltemperatur	80
		5.3.5	Wärmekapazität der Gase	81
		5.3.6	Peripheriekomponenten (Balance of Plant, BoP)	81

Inhaltsverzeichnis

		5.3.7 Verlustleistung der SOEC-Unit	81	
	5.4	Kompressor	82	
	5.5	Wasserstoffspeicher	83	
	5.6	Gesamtsystemwirkungsgrad	83	
	5.7	Simulationsparameter	84	
6	Dim	ensionierung der Komponenten und Ergebnisse	85	
	6.1	Fall 1: Elektrolysebetrieb bei konstanter Leistung	86	
	6.2	Fall 2: Elektrolyse im Teillastbereich	88	
	6.3	Fall 3: Elektrolyse im Teilastbereich mit begrenzter Nennkapazität des Puf-		
		ferspeichers	93	
	6.4	Fall 4: Elektrolyse im Teilastbereich bei Kopplung mit einem 9,6 MW		
		Windpark und einer zeitlichen Messwertauflösung von einer Sekunde	98	
	6.5	Zusammenfassung der Ergebnisse	103	
7	Zusa	ammenfassung und Ausblick	105	
Lit	_iteraturverzeichnis 109			

Formelzeichen und Abkürzungen

Lateinische Formelzeichen

Α	m²	Fläche, Querschnittsfläche
A_{cell}	m ²	Zellfläche einer Brennstoffzelle
ASR	$\Omega \cdot m^2$	Area Specific Resistance, flächenbezogener Zellwiderstand
c _p	J/(kgK)	isobare spezifische Wärmekapazität
$C_{\rm V}$	J/(kgK)	isochore spezifische Wärmekapazität
$C_{\rm W}$	J/(kgK)	spezifische Wärmekapazität des Wärmeübertragermaterials
d	-	vollständiges Differential
D	m	Durchmesser
G	J	freie Gibbs-Energie
Gm	J/mol	molare freie Gibbs-Energie
$\Delta_{\rm R}G_{\rm m}$	J/mol	molare freie Reaktionsenthalpie
Η	J	Enthalpie
$H_{\rm m}$	J/mol	molare Enthalpie
$H_{\rm m}^0$	J/mol	molare Enthalpie beim Standarddruck p^0
H_{o}	J/mol	oberer Heizwert
H_{u}	J/mol	unterer Heizwert
$\Delta_{\rm B} H_{\rm m}$	J/mol	molare Bildungsenthalpie
$\Delta_{\rm R} H_{\rm m}$	J/mol	molare Reaktionsenthalpie
i	A/cm ²	Stromdichte
Ι	А	Stromstärke
L	m	charakteristische Länge
т	kg	Masse
$m_{\rm W}$	kg	Masse des Wärmeübertragers
'n	kg/s	Massenstrom, gleichbedeutend mit mf
М	kg/mol	molare Masse
mf	kg/s	Massenstrom, gleichbedeutend mit <i>ii</i> t

Formelzeichen und Abkürzungen

п	mol	Stoffmenge
'n	mol/s	Stoffmenge pro Zeit
Ν	U/min	Drehzahl
N _{cell}	_	Zellanzahl
NE	_	Anzahl aller vorkommenden Elemente
р	Pa	Druck
$p_{\rm d}$	Pa	Dampfdruck
p_{i}	Pa	Partialdruck der Spezies i
p^0	Pa	Umgebungsdruck
Р	W	elektrische Wirkleistung
Q	J	Wärme
Ż	W	Wärmestrom
Q_{a}	J	zu- oder abgeführte Wärme
R	J/(kgK)	spezifische Gaskonstante
$R_{\rm el}$	Ω	elektrischer Widerstand
Re	_	Reynolds-Zahl
S	J/K	Entropie
Sm	J/(mol K)	molare Entropie
S_{m}^{0}	J/(mol K)	molare Standardentropie
$\Delta_{\rm R}S_{\rm m}$	J/(mol K)	molare Reaktionsentropie
Т	Κ	Temperatur
T_0	Κ	Umgebungstemperatur
t	S	Zeit
U	V	elektrische Spannung
U^0	V	reversible Zellspannung, Standardpotenzial
$U_{\rm Cell}$	V	Zellspannung
$U_{ m H}^0$	V	Heizwertspannung
$U_{\rm N}$	V	Nernstspannung, Leerlaufspannung
U_{System}	V	Systemspannung
W	J	Arbeit
$W_{\rm el}$	J	elektrische Arbeit
Z	-	Ladungszahl

Griechische Formelzeichen

α	$W/(m^2 K)$	Wärmeübergangskoeffizient
Δ	-	Differenz
η	%	Wirkungsgrad
η_{Cell}	%	Zellwirkungsgrad
$\eta_{ m el}$	%	elektrischer Wirkungsgrad
$\eta_{ m th}$	%	thermischer Wirkungsgrad
$\eta_{ m thermodyn}$	%	thermodynamischer Wirkungsgrad
η_{PtG}	%	Gesamtwirkungsgrad
κ	-	Isentropenexponent
λ	-	Wärmeleitfähigkeit
ν_{i}	_	Molanteil der Komponente i
Φ	-	volumetrischer Anteil
ρ	kg/m ³	Dichte

Konstanten

е	$-1,6022 * 10^{-19}$	С	Elementarladung
F	96458	C/mol	Faraday-Konstante
$N_{\rm A}$	$6,022 * 10^{23}$	-	Avogadro-Konstante
R _m	8314,5	J/(kmol K)	universelle Gaskonstante

Indizes und Abkürzungen

0	Standardzustand, Bezugszustand
abs	absolut
air	Luft
an	Anode, anodenseitig
AC-Power	Alternating Current, Wechselstrom
AVL	Anstalt für Verbrennungskraftmaschinen List
cath	Kathode, kathodenseitig
cold	kaltes Gas

Formelzeichen und Abkürzungen

cooler	Kühler
cmpr	compressor, Verdichter
CHP	Combined Heat and Power, Deutsch: Kraft-Wärme-Kopplung
d	Dampf
dyn	dynamisch
DC-Power	Direct Current, Gleichstrom
e	Elektronen
el	elektrisch
fuel	Brennstoff
g	gasförmig
gas	Gas
GGW	Berechnetes Gleichgewicht
hex	heat exchanger, Wärmeübertrager
hot	heißes Gas
i	Laufvariable i
Ι	Strom
In	einströmend, am Eintritt
j	Laufvariable j
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
1	flüssig (liquid)
m	molar
max	maximal
Mess	Messung, gemessen
min	minimal
Out	ausströmend, am Austritt
Ref	Referenz
Sim	Simulation, simuliert
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell, Deutsch: Festoxidbrennstoffzelle
Soll	Sollvorgabe
thermodyn	thermodynamisch
UI	Spannungs-Strom
v	Verlust
YSZ	Yttriumdotiertes Zirkondioxid

Chemische Spezies

С	Kohlenstoff
CH_4	Methan
СО	Kohlenstoffmonoxid
<i>CO</i> ₂	Kohlenstoffdioxid
$C_{\rm x}H_{\rm y}O_{\rm z}$	Kohlenwasserstoff, allgemein
Cl	Chlor
Н	Wasserstoffatom
H^+	positiv geladenes Wasserstoffion
<i>H</i> ₂	Wasserstoff
H_2O	Wasser
N_2	Stickstoff
NO _x	Stickoxide, allgemein
O ⁻²	negativ geladenes Sauerstoffion
<i>O</i> ₂	Sauerstoff

1 Einleitung

Die zunehmende Einspeisung elektrischer Energie durch regenerative Erzeugeranlagen stellt große Anforderungen in Bezug auf Prognostizierbarkeit und Stabilität an die elektrische Energieversorgung der Zukunft. Es ist bereits heute abzuschätzen, dass Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen eine signifikante Rolle in der Erzeugung elektrischer Energie einnehmen werden. Die volatile Einspeisecharakteristik dieser Erzeugeranlagen stellt jedoch eine besondere Herausforderung dar, da der Verbrauch elektrischer Energie mit der Erzeugung zu jedem Zeitpunkt übereinstimmen muss. Abbildung 1.1 zeigt die Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung in Deutschland nach der Studie J. Nitsch et al. [1] im Zeitraum zwischen 2005 und 2050.



Abbildung 1.1: Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Zeitraum zwischen 2005 und 2050. (Quelle: [2])

Es ergibt sich also ein Bedarf an innovativen Lösungen für Energiespeicher um die Stabilität der elektrischen Energieversorgung sicherzustellen.

1 Einleitung

Neben den klassischen Energiespeichern wie Batterie-, Wärme oder Pumpspeicher spielt die Speichertechnologie Power-to-Gas (PtG) eine immer größere Rolle. Mit PtG-Anlagen ist es möglich, aus elektrischer Energie Wasserstoff oder Synthesegas herzustellen, dieses zu speichern oder einer Gasinfrastruktur zuzuführen. Die Hochtemperatur-Power-to-Gas-Anlage erlaubt es, zusätzlich den elektrolytisch erzeugten Wasserstoff mit der gleichen Anlage wieder in elektrische Energie umzuwandeln. Diese Eigenschaft qualifiziert diese Art der Anlagen für eine Vielzahl von Kopplungsmöglichkeiten zu bestehenden Energiesystemen.

Abbildung 1.2 zeigt eine Integrationsübersicht des Hochtemperatur PtG-Systems.



Abbildung 1.2: Darstellung der Anwendungsmöglichkeiten der PtG-Anlage. (eigene Darstellung)

In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Blöcke und deren Verbindungen untereinander in Bezug auf das PtG-System detailliert beschrieben und die relevanten physikalischen sowie technischen Parameter herausgearbeitet.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Grundlagen elektrischer Energieversorgung

Um elektrische Energie vom Erzeuger zum Verbraucher zu übertragen wird ein elektrisches Netz benötigt. Das elektrische Netz weist jedoch kein Speichervermögen für Wirkleistung auf. [3]

Sind mehrere Kraftwerke und mehrere Verbraucher miteinander verbunden, spricht man von einem Verbundnetz. Um den Netzbetrieb aufrecht zu erhalten, muss in jedem Augenblick die Erzeugung mit dem Verbrauch elektrischer Energie übereinstimmen. Fällt ein Kraftwerk aus oder steigt der Verbrauch an, muss das Energieungleichgewicht durch den Einsatz von Reservekraftwerken ausgeglichen werden.

Aufgrund des Ohmschen Leitungswiderstandes treten beim Stromtransport sogenannte Stromwärmeverluste auf. Diese sind proportional zur Leitungslänge und quadratisch zur Stromstärke. Es ist daher sinnvoll, die zu übertragene Leistung in mehreren Spannungsebenen zu transportieren. Bei einer Vergrößerung der Übertragungsspannung verkleinert sich bei gleichem Leitungswiderstand und gleicher Leistung die Stromstärke. Dies führt dazu, dass auch bei längeren Übertragungswegen die Verlustleistung in Grenzen gehalten wird. [4]

Die Netzebenen des europäischen Verbundnetzes sind in Abbildung 2.1 dargestellt. Man unterscheidet folgende Netzebenen aufgrund ihrer Betriebsspannung: [4]

- Höchstspannung (HöS) mit Betriebsspannungen von 220 kV 380 kV
- Hochspannung (HS) mit Betriebsspannungen $> 60 \ kV$ bis $< 220 \ kV$
- Mittelspannung (MS) mit Betriebsspannungen zwischen > 6 kV und $\leq 60 kV$
- Niederspannung (NS) mit einer Betriebsspannung von 0,4 kV



Abbildung 2.1: Netzebenen des europäischen Verbundnetzes. (Quelle: [5])

Die Erzeugungs- bzw. Verbrauchsleistung bestimmt somit an welche Netzebene der Erzeuger bzw. der Verbraucher angeschlossen werden muss. Die Verbindung der einzelnen Netzebenen bilden Transformatoren, welche auf die jeweiligen Bemessungsspannungen ausgelegt sind. [4]

In Europa bilden 34 kontinental-europäische Länder das europäische Verbundnetz. Dieses wird unter der Leitung der ENTSO-E Regional Gruppe Kontinental Europa verwaltet. Abbildung 2.2 zeigt die Aufteilung des europäischen Verbundnetzes in Europa. Jeder Mitgliedsstaat verfügt über ein oder mehrere Regelzonen. Insgesamt sind in der ENTSO-E Gruppe 41 Regelzonen integriert. Jede Regelzone hat die Verantwortung den zuverlässigen Betrieb innerhalb der Regelzone sicherzustellen. [4], [6]

Mit dem Ausbau der regenerativen Energieerzeuger geht eine Verdrängung der konventionellen Grundlastkraftwerke einher. Dadurch verringert sich auch die zur Leistungs-Frequenz-Regelung zur Verfügung stehenden Schwungmassen der Synchrongeneratoren. Diese sind jedoch wesentlicher Bestandteil der Regelstrategie im europäischen Verbundnetz, da diese Energie sehr schnell ans Netz abgeben bzw. vom Netz bezogen



Abbildung 2.2: Regelzonen der ENTSO-E Gruppe Kontinental Europa. (Quelle: [6])

werden kann. Es ist daher auf längere Sicht unumgänglich, auch regenerative Erzeugeranlagen mit Speichersystemen auszustatten, welche sich an der Leistungs-Frequenz-Regelung beteiligen können. [2]

Um einen sicheren und stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten sind grundlegende Netzdienstleistungen auch von den Einspeisekraftwerken zu erbringen.

Im Folgenden werden die wichtigsten Anforderungen für einen stabilen Netzbetrieb definiert.

Frequenzhaltung: Es muss sichergestellt werden, dass die Netzfrequenz innerhalb eines engen Frequenzbandes um 50 *Hz* gehalten wird. Wird eine Abweichung größer als $\pm 20 \ mHz$ detektiert, fährt die Primärregelung an. Dies wird vor allem durch eine automatisierte Anpassung der Turbinenleistung der einspeisenden Kraftwerke geregelt. Je höher die Gesamtleistung in einem Verbundnetz ist, desto stabiler reagiert das Netz auf Kraftwerksausfälle oder Lastzuschaltungen. Die Gesamtleistung des UCPTE-Netz beträgt etwa 300 *GW*. Selbst ein Ausfall eines 1000-MW-Kraftwerks (0,33% der Gesamtleistung) würde nur eine geringe Frequenzsenkung verursachen.

Bei Inselnetzen, deren Gesamtleistung wesentlich geringer ist, verursachen schon kleinere Lastzuschaltungen oder Erzeugerausfälle empfindliche Frequenzabweichungen. [2], [7] **Spannungshaltung:** Die Betriebsspannung darf höchstens 10% von der Nennspannung der jeweiligen Netzebene abweichen. Die Einhaltung dieser Bedingung wird mit der Blindleistungsregelung sichergestellt. Diese wird mittels lokalen Blindleistungsquellen bzw. -senken realisiert. Ein Abfallen der Spannung senkt die Transportkapazität des Übertragungsnetzes und kann aufgrund des erhöhten Strombedarfs zu Leitungsüberlastungen und in weiterer Folge zu weiteren Spannungszusammenbrüchen (engl. voltage drop) führen. Diese Kettenreaktion kann bis zum totalen Netzausfall (engl. Blackout) führen. [7]

Netzwiederaufbau: Fallen Teile oder das gesamte Verbundnetz aus, muss das Netz aus dem spannungslosen Zustand wiederaufgebaut werden. Dazu sind spezielle Kraftwerkstypen erforderlich, welche eine sogenannte Schwarzstartfähigkeit aufweisen. Dies bedeutet, dass Kraftwerke mittels Hilfsgeneratoren zuerst das Eigenbedarfsnetz aufbauen müssen, um anschließend wieder Energie an das Netz liefern zu können. Aufgrund der besonderen Eigenschaften von Elektrolyseanlagen können diese auch ohne ein anliegendes Netz elektrische Energie produzieren. [2]

Es stellt sich nun die Frage, welche technischen Anpassungen an regenerativen Erzeugeranlagen nötig sind, damit sich diese an der Netzregelung beteiligen können. Tabelle 2.1 gibt einen Überblick über die derzeitigen und zukünftigen Netzdienstleistungen.

Neben diesen grundlegenden Netzdienstleistungen werden auch Langzeitenreserven für regenerativ erzeugte Energie zunehmend wirtschaftlich interessant. Hierbei bietet die Power-to-Gas-Technologie (im speziellen die Power-to-Gas-Wasserstoff-Technologie) bezüglich Kosten und Speichervolumen eine zunehmend interessante Alternative zu anderen Speichertechnologien.

Netzdienstleistung		2018	2050
Frequenzhaltung	Primärregelung	thermische und hydraulische KW	Windenergieanlagen Elektrolyseanlagen PV-Batterien
	Sekundärregelung	Thermische KW Pumpspeicher	Windenergieanlagen dezentrale Kleinanlagen Elektrolyseanlagen PV-Batterien
	Tertiärregelung	Thermische KW Pumpspeicher	Windenergieanlagen PV-Batterien dezentrale Kleinanlagen
Spannungshaltung	Q-Regelung	SM der KW HöS-/HS-/MS- Transformatoren Q-Kompensatoren	NS-Transformatoren Windenergieanlagen PV-Umrichter Speicherbatterien
Netzwied	leraufbau	thermische und hydraulische KW Pumpspeicher	PV-Batterien Elektrofahrzeuge (C2G) Windenergieanlagen

Tabelle 2.1: Grundlegende Netzdienstleistungen 2018 und 2050. (Quelle: [2])

2.1.1 Wirkleistungs- und Frequenzregelung

Entsteht ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch, spiegelt sich dies in der Netzfrequenz wieder. Wird mehr elektrische Energie erzeugt als verbraucht, steigt die Netzfrequenz an, da alle rotierenden Schwungmassen (vorwiegend Synchronmaschinen) im System beschleunigt werden. Wird mehr Energie verbraucht als erzeugt sinkt die Netzfrequenz ab, da die zusätzlich benötigte Energie aus der rotierenden Schwungmasse der Synchrongeneratoren in den Einspeisekraftwerken bezogen wird. Im Zuge der Netzregelung wird versucht, die Netzfrequenz in einem Frequenzband von 50 $Hz \pm 0,05 Hz$ zu halten. [8]

Es wird also in absehbarer Zeit notwendig sein, dass sich regenerative Erzeuger zunehmend an der Leistungs-Frequenz-Regelung beteiligen. Somit müssen Windenergieanlagen sowie Photovoltaikanlagen mit zusätzlichen Speichersystemen ausgestattet werden, damit diese an der Leistungs-Frequenz-Regelung teilnehmen können.

Für die Frequenzhaltung im europäischen Verbundnetz sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verantwortlich. In Österreich tritt die Austrian Power Grid AG (APG) als Übertragungsnetzbetreiber auf. Diese betreibt das österreichische Übertragungsnetz auf den Spannungsebenen 110, 220, 380 *kV*. Die APG regelt Leistungsabweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch mit Hilfe eines dreistufigen Regelsystems aus. Dieses besteht aus der Primärregelung, der Sekundärregelung und der Tertiärregelung. Für abrupte Leistungsänderungen und in weiterer Folge auch Frequenzänderungen ist die sogenannte Primärregelung zuständig. Als Ablöse für die Primärregelung wird die sogenannte Sekundärregelung verwendet. Deren Ablöse ist in weiterer Folge die Tertiärregelung. Diese drei Regelsysteme werden in weiterer Folge genauer erklärt. [9]

Primärregelung

Die grundlegende Aufgabe der Primärregelung ist, eine kurzfristige Laständerung im Verbundnetz und damit eine damit einhergehende Frequenzänderung abzufedern. Diese kann aufgrund von außerplanmäßigen Ausfällen von Einspeisekraftwerken oder Verbrauchereinheiten entstehen. Ob ein Leistungsüberschuss oder Leistungsmangel besteht, kann durch Frequenzmessung festgestellt werden. Mit der Netzfrequenz als Eingangsgröße und einer vorgegebenen Leistungs-Frequenz-Statik Kp (Gleichung 2.1), welche die erzeugte Mehrleistung bei einer Frequenzabsenkung angibt, kann der Leistungsregler unabhängig von anderen Eingangsgrößen betrieben werden. [2], [10]

$$K_P = \frac{\Delta P_G / P_n}{\Delta f / f_n} \tag{2.1}$$

In Gleichung (2.1) stellt ΔP_G jene durch die Primärregelung bei einer bestimmten Frequenzabweichung Δf erzeugte Mehrleistung dar. P_n stellt hierin die Nennwirkleistung aller aktiven Einspeisekraftwerke mit einer wirksamen Schwungmasse dar und f_n stellt die Nennnetzfrequenz des Verbundnetzes dar. In der ENTSO-E Continental Europe ist die Primärregelung folgendermaßen aufgebaut. [6]

Im gesamten Verbundnetz darf die Abweichung Δ*P* zwischen Erzeugung und Verbrauch elektrischer Leistung maximal einen Wert von 3000 *MW* betragen. Größere Abweichungen führen zu Lastabwürfen und Kraftwerksabschaltungen. [8]

- Wird eine Höchstlast des Gesamtsystems von ca. 300 *GW* und eine Schwachlast von ca. 150 *GW* bei einem Lastselbstregelungseffets von $K_p = 0.5$ angenommen, darf die Frequenzabweichung bei einem Erzeugerdefizit von kleiner als 3000 *MW* nicht größer als 180 *mHz* sein. [8]
- Um eine vernünftige Regelung zu gewährleisten ist ein Unempfindlichkeitsbereich der Frequenzregelung von $\pm 10 \ mHz$ vom Sollwert einzustellen. [9]
- Bei einer Leistungsabweichung von ΔP kleiner als 1500 MW muss die Primärregelung innerhalb von 15 Sekunden und bei einer Leistungsabweichung zwischen 1500 MW und 3000 MW innerhalb von 30 Sekunden vollständig zur Verfügung stehen. Diese Aktivierungszeiten sind hauptsächlich ausschlaggebend für die Art des Kraftwerkseinsatzes. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird der Frage nachgegangen, ob diese Zeiten mit Hilfe eines Hochtemperaturelektrolyseurs eingehalten werden können.
- Die Primärregelleistung muss mindestens 15 Minuten nach Aktivierung vorhalten.
 [9]
- Wird die Primärregelreserve nicht in den vorgegebenen Zeitbereichen aktiviert, oder ist das Erzeugerdefizit größer als 3000 *MW*, werden Lastabschaltungen automatisch eingeleitet. Dies ist jedenfalls bei einer Netzfrequenz geringer als 49 *Hz* gegeben. [9]

Die technische Umsetzung der Primärregelung erfolgt im ENTSO-E Raum über die sogenannte rotierende Reserve, das sind Einspeisekraftwerke, welche einen Teil ihrer Einspeiseleistung freihalten. Wird nun eine Frequenzabweichung detektiert, wird diese freigehaltene Leistung in das Netz eingespeist. Diese Leistung kann über den Turbinenregler der Kraftwerke innerhalb von wenigen Sekunden aktiviert werden. Hierbei ist wichtig, dass die benötigte Regelleistung gleichmäßig auf die im Verbundnetz befindlichen Kraftwerke aufgeteilt wird. Die Größe der vorzuhaltenden Primärregelleistung in den einzelnen Netzregelzonen wird anhand der jeweiligen Nettostromerzeugung mit dem sogenannten Beteiligungskoeffizienten festgelegt. Dieser Beteiligungskoeffizient beschreibt im Wesentlichen den Anteil der Nettostromeinspeisung der Regelzone in das ENTSO-E Verbundnetz. Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Netzleistungszahl L (Gleichung (2.2)) einer Regelzone. Diese stellt eine Maß für das Regelvermögen der jeweiligen Regelzone dar. [2], [4]

$$L = \frac{\Delta P_G \ [MW]}{\Delta f \ [Hz]} \tag{2.2}$$

Durch den zukünftig massiven Ausbau der Einspeisekraftwerke mit regenerativen Energieträgern (Windenergie und Photovoltaik) veringert sich auch die Anzahl der Erzeugeranlagen mit wirksamer Schwungmasse. Dies hat eine Zunahme des Frequenzgradienten $\frac{\Delta f}{\Lambda t}$ (Gleichung (2.3)) zur Folge.

$$\frac{\Delta f}{\Delta t} = -\frac{f_n \cdot \Delta P}{T_A \cdot P_n} \tag{2.3}$$

In Gleichung (2.3) ist ΔP das Leistungsdefizit zwischen Erzeugung und Verbrauch, T_A die Netzanlaufzeitkonstante, f_n die Nennfrequenz des Verbundnetzes und P_n die Summe der Nennwirkleistungen aller Einspeisekraftwerke mit wirksamer Schwungmasse. Durch die Zunahme des Frequenzgradienten wird im zukünftigen Verbundnetz die zur Verfügung stehende Zeit bis zum Netzzusammenbruch nach einer Störung erheblich kleiner werden. Tabelle 2.2 zeigt die Auswirkung auf das Netzverhalten, wenn die Erzeugeranlagen mit wirksamen Schwungmassen im europäischen Verbundnetz einen Anteil von nur mehr 20% erreichen.

	T_A	Defizit $\frac{\Delta P}{P_n}$	$\frac{\Delta f}{\Delta t}$	Zeit bis zum
Jahr				Netzzusammenbruch
				bei 47,5 <i>Hz</i>
	S	/	$\frac{Hz}{s}$	S
2018	10	0,1	0,5	5
2050	2	0,1	2,5	1

Tabelle 2.2: Auswirkungen der Abnahme der Schwungmassen im Verbundnetz. (Quelle: [2])

Sekundärregelung

Als Ablöse der Primärregelung wird die Sekundärregelung eingesetzt. Diese muss innerhalb von 30 Sekunden nach dem detektiertem Leistungsungleichgewicht angelaufen sein. So kann sichergestellt werden, dass die Primärregelreserve spätestens nach 15 Minuten wieder vollständig zur Regelung zur Verfügung steht. Im Gegensatz zur Primärregelung, welche einem schnellen Ausgleich eines Leistungsungleichgewichts im gesamten Verbundnetz der ENTSO-E Regionalgruppe zum Ziel hat, ist die Aufgabe der Sekundärregelung, das Leistungsgleichgewicht innerhalb einer Regelzone (z.B. der APG) zu erhalten. [9]

Bei einem Ausfall eines Erzeugerkraftwerks innerhalb des Verbundnetzes kann aufgrund der dadurch entstehenden Änderung der Leistungsflüsse über die Kuppelstationen zwischen den Regelzonen festgestellt werden, ob die Leistungsänderung innerhalb oder außerhalb einer betrachteten Regelzone entstanden ist. Ist die Regelzone ermittelt, in der die Frequenzänderung aufgetreten ist, muss diese Regelzone mit Hilfe ihrer Sekundärregelreserve das Ungleichgewicht wieder ausgleichen. [2]

Es ist die Aufgabe des Übertragungsnetzbetreibers die Sekundärregelreserve in geeigneter Höhe sicherzustellen. Die Höhe der Sekundärregelreserve in der Regelzone der APG beläuft sich zur Zeit auf $\pm 200 MW$. Diese Leistung wird in täglichen Leistungsausschreibungen beschaffen.

Um als Erzeuger an der Sekundärregelung teilnehmen zu können, sind bestimmte Voraussetzungen zu erfüllen. Diese werden durch die Regelzone vorgegeben. So ist z.B. in der Regelzone der APG eine maximale Aktivierungszeit von 5 Minuten für die vereinbarte Leistungaufnahme bzw. -abgabe und eine garantierte Anhaltedauer von einer Stunde zu gewährleisten. Die Mindestleistung beläuft sich pro Anbieter auf 5 *MW*. Das Angebot kann dann in 1 *MW*-Schritten ausgehend von der Mindestleistung bis maximal zur vorgegebenen Leistung erhöht werden. Anbieter der Sekundärregelreserve können diese separat in positiver und negativer Richtung anbieten [9].

Abbildung 2.3 stellt schematisch das Regelband der Sekundärregelung um den Arbeitspunkt dar.



Abbildung 2.3: Darstellung des freien Regelbandes um den Arbeitspnkt einer Sekundärregelreserve. (Quelle: [9])

Der Abruf der Sekundärregelleistung erfolgt mittels automatischer kontinuierlicher Vorgabe eines Leistungssollwertes durch den Sekundärregler von der APG an den Anbieter. [4], [9]

Abbildung 2.4 zeigt die Zeitbereiche der jeweiligen Komponenten des Regelsystems.



Abbildung 2.4: Zeitverhalten der einzelnen Regelkomponenten. (Quelle: [2])

Es muss also eine sichere Informationsverbindung zwischen dem Sekundärregeler und dem Anbieter gewährleistet werden. Um die Größe der Sekundärregelreserve innerhalb einer Regelzone abschätzen zu können, wird folgende Formel verwendet: [11]

$$P_{SR} = max\{\sqrt{a \cdot P_{L,max} + b^2} - b; P_{KW,max}\}$$
(2.4)

In Gleichung (2.4) ist P_{SR} die Sekundärregelreserve in MW, $P_{L,max}$ die Netzhöchstlast in MW, $P_{KW,max}$ die Leistung des größten Kraftwerkblocks in MW, a = 10 MW und b = 150 MW Korrekturfaktoren.

Im heutigen europäischen Verbundnetz wird die Sekundärregelung hauptsächlich von thermischen und hydraulischen Kraftwerken übernommen. Die Leistungs-Frequenz-Regelung mit einer Verstellung der Ventile der Kraftwerksturbinen und damit wird auch eine Veränderung der Abgabeleistung erreicht. Auch die Regelgeschwindigkeiten orientieren sich somit an den Leistungsgradienten der langsamen thermischen Kraftwerke. Diese liegen bei thermischen Kraftwerken zwischen 1% und 15% der Nennleistung pro Minute. Im Vergleich dazu liegt die Regelgeschwindigkeit bei Speicherkraftwerken zwischen 0,5% und 2,5% der Nennleistung pro Sekunde. Es ist also notwendig, dass sich im Verbundnetz die hydraulischen Kraftwerke in Bezug auf die Regelgeschwindigkeit an den langsamen thermischen Kraftwerken orientieren. [2]

Sollten zukünftig thermischen Kraftwerke aus Umweltschutzgründen eine geringere Rolle spielen als heute, müssen sich regenerative Erzeugeranlagen ebenfalls an der Sekundärregelung beteiligen. Es ist daher notwendig sein, im speziellen Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen mit Energiespeichern auszustatten. Dies wird als,,virtuelle Schwungmasse" bezeichent, welche über einen Umrichter Energie vom Netz beziehen bzw. ans Netz abgeben kann. Dadurch eröffnet sich eine der vielversprechensten Möglichkeiten der Nutzung der Hochtemperaturelektrolyse als Energiezwischenspeicher. [2]

Tertiärregelung

Spätestens 15 Minuten nach Detektion eines Leistungsungleichgewichtes im Verbundnetz wird die Sekundärregelung von der Tertiärregelung abgelöst. Diese wird im Gegensatz zu den beiden vorhergehenden Komponenten des Regelsystems manuell aktiviert. Wiederum muss der Übertragungsnetzbetreiber die benötigte Reserve für seine Regelzone sicherstellen. [9]

Als Regelreserve kommen Speicher-, Pumpspeicher- und Gasturbinenkraftwerke zum Einsatz. [4]

Tabelle 2.3 fasst die wichtigsten Parameter für Erzeugeranlagen, welche sich an der Leistungs-Frequenz-Regelung beteiligen wollen, zusammen.

	Primärregelung	Sekundärregelung	Tertiätregelung
Minimale Leistung	1 <i>MW</i>	5 <i>MW</i>	5 <i>MW</i>
Zeit bis zur Aktivierung	1530 s	5 min	15 min
Vorlaufzeit	15 min	1 h	4 h
Kraftwerkstypen	PSKW,TKW,	PSK,TKW,BAT,	TKW, AKW
Aktivierungsfrequenz	\pm 10 mHz	-	-

 Tabelle 2.3: Zusammenfassung der wichtigsten Parameter der einzelnen Regelungsarten. (Quellen: [2], [4], [6], [7], [9])

2.1.2 Eigenschaften regenerativer Erzeugeranlagen

Um den Bedarf an Energiespeichern im zukünftigen europäischen Verbundnetz ermessen zu können, ist die installierte Leistung im zukünftigen Kraftwerkspark in Bezug auf den verwendeten Energieträger abzuschätzen. Die deutsche Studie "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland" [12] schätzt, dass im Jahr 2050 erneuerbare Energieträger gut 85% der deutschen Bruttostromerzeugung ausmachen. Abbildung 2.5 zeigt diese prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung im deutschen Kraftwerkspark graphisch.



Abbildung 2.5: Installierte Leistung im deutschen Kraftwerkspark vs. Energie als Bruttostromerzeugung (rote Linie). (Quelle: [13])

Durch den massiven Ausbau der volatilen Energieträger wird künftig eine höhere Kraftwerksleistung installiert werden müssen, um einen annähernd gleichen Energiebedarf decken zu können. [13]

Will man nun den Bedarf an Energiespeichern im europäischen Verbundnetz ableiten, werden zeitlich kleinere Auflösungen der erzeugten Leistungen benötigt. Unter Betrachtung dieser typenspezifischen Erzeugerprofile ist anschließend eine bedarfsgerechte Dimensionierung der Power-to-Gas-Anlage (PtG-Anlage) möglich. In den beiden folgenden Unterpunkten werden die erzeugerspezifischen Kennwerte der zwei wesentlichen Typen von Erzeugeranlagen (Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen) herausgearbeitet.

Windkraftanlagen

Die Windenergie ist Leitenergie des 21. Jahrhunderts. Sie gilt neben der direkten Nutzung der Solarenergie als Hoffnungsträger für eine nachhaltige Energieversorgung. [14] Wind tritt beinahe überall auf dem Planeten auf. Bedingt durch den ständigen Wechsel der Solarstrahlung und der unterschiedlichen Absorption dieser eingestrahleten Energie entlang der Erdoberfläche kommt es zu Druck-, Dichte- und Temperaturunterschieden innerhalb der Atmosphäre. Im Zusammenspiel mit der permanenten Rotation unseres Planeten und der damit einhergehenden Corioliskraft ergibt sich ein nur schwer vorhersagbares Kräftesystem.

In diesem Kräftesystem kommt es zu Ausgleichsvorgängen in der Atmosphäre in Form von Luftströmungen (Wind). Technische Relevanz zur Umwandlung der Windenergie in elektrische Energie besitzt derzeit lediglich die atmosphärische Grenzschicht, welche die unterste Atmosphärenschicht darstellt und in direkter Wechselwirkung mit der Erdoberfläche steht. Ein besonderes Merkmal dieser Atmosphärenschicht stellt die starke Böigkeit der Luftströmung dar. Diese bedingt die starken zeitlichen Schwankungen der Leistungsabgabe der Erzeugeranlagen und die künftige Notwendigkeit von Energiezwischenspeichern zum Ausgleich dieser Schwankungen. [15]

Trotz dieser schwer vorhersagbaren Betriebsbedingungen steigt die Erzeugung der aus Windkraft gewonnener elektrischer Energie jährlich weiter an. Hierfür gibt es mehrere Gründe:

- Die historische Erfahrung bei der Gewinnung elektrischer Energie aus Windkraft.
- Die unbegrenzte Verfügbarkeit der Windenergie.
- Die Ressource Wind ist nicht an Lagerstätten gebunden.
- Die Erzeugung elektrischer Energie durch Windkraftanlagen emittiert keinerlei Schadstoffe.

Im Jahr 2017 betrug die weltweit installierte Leistung 539,6 *GW*. [16] Abbildung 2.6 stellt die weltweite Erzeugung elektrischer Energie aus Windkraft in einem Zeitraum von 17 Jahren graphisch dar.



Abbildung 2.6: Weltweit erzeugte elektrische Leistung aus Windenergie in den vergangenen 17 Jahren. (Eigene Darstellung mit Daten aus [14], [16])

Eine Elektrolyseanlage für einen Windpark wird aufgrund der zeitlich schwankenden elektrischen Leistungsabgabe der Windräder dimensioniert. Diese Leistungsabgabe ergibt sich aus der Differenz der Windgeschwindigkeit vor und nach dem Windrad. Zur mathematischen Beschreibung wird der Leistungsbeiwert C_P eingeführt. Dieser gibt das Verhältnis zwischen gesamter Windleistung und vom Windrad extrahierter Leistung bezüglich der Rotorfläche an. [15]

$$C_{p} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_{2}}{v_{1}} \right) \cdot \left(1 - \frac{v_{2}^{2}}{v_{1}^{2}} \right)$$
(2.5)

In Gleichung (2.5) stellt v_1 die Windgeschwindigkeit vor und v_2 die Windgeschwindigkeit nach dem Windrad dar. Die Turbinenleistung des Windrades errechnet sich somit zu:
$$P_T = C_P \cdot \frac{\rho}{2} \cdot v_1^3 \cdot A \tag{2.6}$$

In Gleichung (2.6) ist ρ die Dichte der Luftströmung, v_1 die Windgeschwindigkeit vor dem Rotorblatt und *A* die vom Rotor überstrichene Fläche. [14], [15]

Gleichung (2.6) zeigt auch die starke Abhängigkeit der Turbinenleistung von der Windgeschwindigkeit, da diese mit der 3. Potenz in die Gleichung eingeht. Eine Abnahme der Windgeschwindigkeit um 20% hat eine elektrische Leistungsreduktion von ca. 50% zur Folge. Diese schnellen Leistungsänderungen führen nicht nur zu besonderen Anforderungen an die Bauteile der Anlage, sondern sind auch aus netztechnischen Gründen in Bezug auf die Netzstabilität zu beachten.

Windkraftanlagen werden im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken im Allgemeinen in entlegenen Gebieten mit begrenzter Einspeisemöglichkeit gebaut. Aus dieser Tatsache ergeben sich lange Stichleitungen mit einer schwachen Netzanbindung. [17] Anlagen ohne Energiezwischenspeicher werden deshalb so ausgelegt, dass bei den Windgeschwindigkeiten, welche statistisch am häufigsten auftreten, die volle Turbinenleistung erreicht wird. Bei Starkwind werden die Flügel der Windräder mittels Pitch-Regelung (Verstellung der Flügelanstellung) an die Windverhältnisse angepasst. Dies geht jedoch mit Leistungseinbußen einher. [15]

Elektrolyseanlagen, welche als Zwischenspeicher für diese Art der Anlagen dienen, sollen diese Leistungseinbußen minimieren.

Um einen Eindruck der fluktuierenden Leistungserzeugung dieser Anlagen zu gewinnen, ist in Abbildung 2.7 das Erzeugerprofil (Wirkleistung) inklusive gemessener Windgeschwindigkeit einer 3 *MW* Windkraftanlage in der Steiermark abgebildet. Der Messzeitraum beträgt ein Monat, mit einer zeitlichen Messwertauflösung von 10 Minuten. Im Folgenden ist mit dem Begriff Windkraftanlage ein einzelnes Windrad gemeint. Der Begriff Windpark beschreibt mehrere Windräder, welche in einem örtlich abgegrenzten Bereich stehen und in einen Netzknoten einspeisen.

Es ist zu erkennen, dass die Anlage nur an wenigen Tagen mit ihrer Nennleistung betrieben werden kann. Dies wird deutlich, wenn die Dauerlinie (Abbildung 2.8) der Windkraftanlage betrachtet wird. Zur Berechnung der Volllaststunden wird der Jahresertrag (erzeugte Energiemenge) einer Windkraftanlage durch ihre Nennleistung geteilt. Da für diese Arbeit nur Messdaten über den Zeitraum eines Monats (Jänner 2019) vorliegen, wurden die Volllaststunden für diesem Monat berechnet und auf ein Jahr hochgerechnet:



Abbildung 2.7: Erzeugerprofil einer 3 *MW* Windkraftanlage in der Steiermark inklusive der gemessenen Windgeschwindigkeit an der Anlage. (Eigene Darstellung mit Daten aus [18])

$$Volllaststunden_{Jan,2019} = \frac{430,36 \text{ MWh}}{3 \text{ MW}} = 143,45 \frac{h}{Monat} \rightarrow 1721 \frac{h}{a}$$
(2.7)

Für die in Kapitel 6 beschriebene Methodik zur Dimensionierung der Elektrolyseanlage und des Batteriepufferspeichers ist die Dauerlinie der elektrischen Leistung einer Anlage ein entscheidender Faktor. Tabelle 2.4 beinhaltet die technisch und ökonomisch relevanten Parameter dieser Erzeugeranlage.

Um die Dynamik der Leistungserzeugung berechnen zu können, wurden Messwerte mit einer höheren zeitlichen Auflösung verwendet. Es wurden Messungen an einem Windpark mit einer gesamten Erzeugerleistung von 9,6 *MW* (3 Maschinen á 2 *MW* und 1 Maschine á 3,6 *MW*) mit einer zeitlichen Messwertauflösung von einer Sekunde durchgeführt.

Abbildung 2.9 zeigt einen graphischen Ausschnitt aus der Messreihe. Es wird ebenfalls ersichtlich, dass einzelne Windräder der Anlage zu- und abgeschalten werden und sich daraufhin die Erzeugerleistung beinahe sprunghaft ändert. Der Grund dieser Abschal-



Abbildung 2.8: Dauerlinie einer 3 MW Windkraftanlage für den Zeitraum eines Monats. (Eigene Darstellung mit Daten aus [18])

Parameter	Einheit	Wert
Elektrische Nennleistung	W _p	3000
Volllaststunden	h/a	1721
Nutzungsgrad	%	19,6
Technische Lebensdauer	а	25
Primärenergetisch bewerteter Faktor	-	30 - 50
Investitionskosten	€/kWh	1050
Stromgestehungskosten	\in_{Cent}/kWh	4 - 8

Tabelle 2.4: Relevante technische Parameter einer 3 MW Windkraftanlage. (Quelle: [18])

tungen kann zum Einen eine Überschreitung der höchstzulässigen Windgeschwindigkeit an einer der Anlagen sein, zum Anderen eine Überschreitung der maximal zulässigen Einspeiseleistung am Einspeisepunkt.



Abbildung 2.9: Erzeugerprofil eines 9,6 *MW* Windparks in der Steiermark; Zeitliche Auflösung der Messwerte 1 *s*. (Eigene Darstellung mit Daten aus [18])

Photovoltaikanlagen

Neben der Nutzung der Windenergie stellt die Photovoltaik ein wesentliches Standbein nachhaltiger Energieversorgung dar. Diese Technik erlaubt es die Sonnenenergie direkt und emissionsfrei in elektrische Energie umzuwandeln.

Die Solarzelle bildet die Grundlage jeder Photovoltaikanlage. [19]

Abbildung 2.10 zeigt den Aufbau einer Solarzelle und deren Integration in ein Solarmodul.

Solarzellen werden anhand ihrer Ausgangsmaterialien unterschieden:

- monokristalline Siliziumzellen
- polykristalline Siliziumzellen
- Dünnschichtzellen

Diese unterscheiden sich nach Wirkungsgrad und erforderlicher Fläche zur Erzeugung elektrischer Energie. Mono- und polykristalline Siliziumzellen sind die am häufigsten eingesetzten Zelltopologien. Diese setzen sich aus jeweils zwei unterschiedlich dotierten



Abbildung 2.10: Aufbau einer einzelnen Solarzelle und Integration in ein Solarmodul. (Quelle: [19])

Siliziumschichten zusammen und bilden damit einen p-n-Übergang, welcher ein elektrisches Feld ausbildet. Bei Einstrahlung von Licht werden Elektronen aus dem Kristallverbund gelöst und wandern zu den außenliegenden Kontakten. Somit stellt sich zwischen den Kontakten der Solarzelle eine Spannung von etwa 0,5 V und ein strahlungsintensitätsabhängiger Strom zwischen 0 A und 10 A ein. [19], [20]

Um die elektrischen Charakteristika der Solarzelle besser beschreiben zu können, wird das in Abbildung 2.11 dargestellte elektrische Ersatzschaltbild (ESB) verwendet. Hierin werden die Diffusions- und Rekombinationsprozesse mit Dioden und die ohmschen Verluste mit einem Serien- und einem Parallelwiderstand abgebildet. [21]

Der Zusammenhang zwischen Strom I_S und Spannung U_S an den Anschlussklemmen wird durch Kennlinienfelder beschrieben, welche eine Abhängigkeit von der Einstrahlintensität und der Zelltemperatur aufweisen. Abbildung 2.12 zeigt die Kennlinienschar einer monokristallinen Solarzelle bei einer Fläche von 100 cm^2 und einer Einstrahlung



Abbildung 2.11: Elektrisches Ersatzschaltbild einer Solarzelle. (Quelle: [21])

nach dem AM1,5-Spektrum¹. [21]



Abbildung 2.12: Strom-Spannungs-Kennlinien einer monokristallinen Solarzelle bei unterschiedlichen Einstrahlungen. (Quelle: [21])

Der von der Solarzelle erzeugte Strom ist also stark von der Strahlungsleistung abhängig. Diese ist in den Wintermonaten auf der nördlichen Hemisphäre geringer als in den Sommermonaten. [21]

Die auf die gesamte Erde eingestrahlte Solarenergie beträgt ca. $5,51 \cdot 10^{24}$ *J/a*. Von dieser Energiemenge erreichen jedoch nur etwa 51,6% die Erdoberfläche. Der Rest wird von der Atmosphäre reflektiert (31%) oder von der Lufthülle absorbiert (17,4%). Weiters unterliegt die Einstrahlung tages- und jahreszeitlichen Schwankungen. Diese können

¹Air-Mass-Faktor; gibt das Verhältnis der Weglänge der Einstrahlung zur Dicke der Atmosphäre an.

mit folgendem Zusammenhang (2.8) näherungsweise beschrieben werden: [21]

$$\dot{E}_{direkt} = \dot{E}_{N_{Tag}} \cdot exp\left(-F_{Linke} \cdot \frac{\frac{1}{\sin\lambda_S}}{0,9 \cdot \frac{1}{\sin\lambda_S} + 9,4} \cdot \frac{p}{p_0}\right)$$
(2.8)

Hierin ist $\dot{E}_{N_{Tag}}$ die Strahlungsintensität außerhalb der Erdatmosphäre für einen bestimmten Jahrestag, F_{Linke} der Trübungsfaktor nach Linke, λ_S die Elevation, p der Luftdruck am betrachteten Ort und p_0 der Luftdruck auf Meeresniveau. [22] Abbildung 2.13 zeigt die Erzeugerleistung der Photovoltaikanlagen in Österreich im Ver-

lauf eines Jahres.



Abbildung 2.13: In Österrech erzeugte elektrische Leistung mittels Photovoltaikanlagen im Zeitraum vom 1.Jänner bis 1. Dezember 2018. (Eigene Darstellung mit Daten aus [9])

Man kann erkennen, dass die Energieerzeugung in Österreich in den Wintermonaten signifikant zurückgeht. Langzeitspeicher wie Kavernen- oder Porenspeicher (siehe Unterpunkt 2.2.4), welche große Mengen an Wasserstoff oder Methan über einen längeren Zeitraum (> 1 Jahr) ohne nennenswerte Verluste zwischenspeichern, könnten dieses Winter-Sommer-Ungleichgewicht künftig ausgleichen.

Die Anbindung einer Hochtemperatur Power-to-Gas Anlage an eine Photovoltaikanlage erfordert wiederum die Kenntnis anlagenspezifischer Parameter.

Da Photovoltaikanlagen nur tagsüber elektrische Energie erzeugen, ist die Kopplung mit einer Elektrolyseanlage nur im Netzparallelbetrieb ökonomisch sinnvoll.

2.2 Energiespeicher für Wasserstoff

Um den erzeugten Wasserstoff bedarfsgerecht nutzen zu können, werden Energiespeicher benötigt.

"Ein Energiespeicher ist eine energietechnische Anlage zur Speicherung von Energie in Form von innerer, potentieller oder kinetischer Energie. Ein Energiespeicher umfasst die drei Prozesse Einspeichern (Laden), Speichern (Halten) und Ausspeichern (Entladen) in einem Zyklus. Diese werden physikalisch in Form von Energiewandlern (Ein- und Ausspeichern), einer Speichereinheit (Halten) und Hilfsaggregaten realisiert, weshalb die gesamte Anlage auch als Energiespeichersystem bezeichnet wird." [13]

Um eine sinnvolle Beschreibung von Energiespeichern möglich zu machen, werden diese in folgende Unterkategorien eingeteilt: [13]

- Primäre Energiespeicher: Es ist ein einmaliges Laden und Entladen möglich.
- Sekundäre Energiespeicher: Es ist mehrmaliges Laden und Entladen möglich.
- Sektorale Energiespeicher: Diese Art der Speicher wird nur innerhalb eines Energiesektors angewendet (z.B. Stromsektor).
- Sektorentkoppelte Energiespeicher: Diese werden in ein oder mehreren Energiesektoren eingesetzt (z.B. Strom-, Wärme- und Verkehrssektor).

Die in dieser Arbeit behandelten Gasspeicher stellen "Sektorentkoppelte Energiespeicher" dar. Diese kommen in allen Energiesektoren zum Einsatz und ermöglichen auch eine Kopplung zwischen den Sektoren. [13]

Will man die einzelnen Speichertypen miteinander vergleichen benötigt man folgende physikalische und energetische Kenngößen: [13], [23]

- **Speicherkapazität** (*E*_{*Sp*} in *Wh*): Gibt die maximale speicherbare Energie des Energiespeichers an.
- Energiedichte (*e* in Wh/m^3): Beschreibt die nutzbare Energiemenge pro Volumen.
- Wirkungsgrad (η in %): Gibt die Effizienz des Energiespeichers an.

• Selbstentladungsrate (*SR* in %/Zeiteinheit): Beschreibt jenen Anteil der Energie der während einer definierten Zeitspanne durch Selbstentladung verloren geht.

Im Folgenden werden die für den elektrischen Energiesektor relevanten Wasserstoffspeicher und deren Eigenschaften beschrieben.

2.2.1 Flüssig-organische-Wasserstoffspeicher (LOHC)

Bei der flüssigen organischen Wasserstoffspeicherung wird der Wasserstoff chemisch in einem flüssigen Trägermedium gespeichert. Diese werden als flüssige Wasserstoffträgermaterialien ("Liquid Organic Hydrogen Carriers", LOHC) bezeichnet. Bei der Hydrierung und Dehydrierung mit Wasserstoff bleibt die Kernstruktur des Trägermediums unverändert. So können die Trägermedien beliebig oft wiederverwendet werden.

Mit der Anreicherung speichert das Trägermedium die chemische Energie des Wasserstoffs. Das hydrierte Trägermedium kann danach verlustfrei über einen langen Zeitraum gelagert werden. Auch der Transport in einer bereits vorhandenen Infrastruktur ist möglich. [24]

Abbildung 2.14 zeigt das Schema der reversiblen chemischen Wasserstoffspeicherung. Diese besteht aus einer Elektrolyseanlage, welche den Wasserstoff unter Verwendung elektrischer Energie produziert, einer Hydrierungs- und Dehydrierungsanlage inklusive Speichereinheit und einer Brennstoffzellenanlage, welche den Wasserstoff wieder in elektrische Energie umwandelt. Brennstoffzellenanlagen auf Festelektrolyt-Basis (engl. solid oxide fuel cell, SOFC) wurden bereits mit einem LOHC-Speicher gekoppelt. Es wurde ein Gesamtwirkungsgrad (Elektrische Ausgangsleistung des SOFC Systems im Vergleich zum Unteren Heizwert des hydrierten LOHC) von 45% erreicht. [25]

Der Hydrierungsprozess eines Trägermaterials stellt eine exotherme Reaktion dar, welche bei Temperaturen von 150-200°C und Drücken von 30-50 *bar* unter Verwendung eines Katalysators abläuft. Bei der Dehydrierung muss die Reaktionswärme von außen zugeführt werden, da es sich hierbei um einen endothermen Reaktionsprozess handelt. Nach anschließender Reinigung des LOHC-Dampfes kann der Wasserstoff wieder als Brennstoff genutzt werden. [26]

Abbildung 2.15 zeigt verschiedene Trägermaterialien und deren technisch relevanten Eigenschaften.

Als Trägermaterialien werden vorwiegend folgende LOHC verwendet: [27]

2 Theoretische Grundlagen



Abbildung 2.14: Schematischer Aufbau einer reversiblen chemischen Wasserstoffspeicherung. (eigene Darstellung)



Abbildung 2.15: Darstellung verschiedener Trägermaterialien mit deren gravimetrischer Kapazität in Abhängigkeit zur volumetrischen Kapazität und zu Deydrierungstemperatur. (Quelle: [27])

- Methylcyclohexan
- N-Ethylcarbazol

- Amminborane
- Ameisensäure

Der Vorteil dieser Speichertechnologie ist, dass der Wasserstoff in Form des LOHC über einen langen Zeitraum beinahe verlustfrei gespeichert werden kann. Die Verteilung und der Transport können sicher und mit hohen Energiedichten erfolgen, da der Wasserstoff nicht mehr gasförmig vorliegt. LOHC erreichen hohe Wasserstoffspeicherdichten im Bereich zwischen 4 – 7 *Gew.*-%. Nachteilig fällt die notwendige Wärme für die Dehydrierung und die Notwendigkeit passender Katalysatoren auf. [13] Tabelle 2.6 beinhaltet die relevanten physikalische und energetische Kenngößen dieser

Tabelle 2.6 beinhaltet die relevanten physikalische und energetische Kenngößen dieser Speichertechnologie.

2.2.2 Metallhydridspeicher

Bei Metallhydridspeichern wird der gasförmige Wasserstoff bei niedrigem Druck unter Wärmeentwicklung hochkompakt in einer Metalllegierung gelöst. Somit bildet sich aus der Metalllegierung und dem Wasserstoff eine feste Verbindung, das Metallhydrid. Bei Druckerniedrigung und unter Zufuhr von Wärme kann der gebundene Wasserstoff wieder aus dem Metall gelöst werden. [28]

Abbildung 2.16 zeigt den schematischen Ablauf der Hydrierung und Dehydrierung einer geeigneten Metalllegierung.



 $Metall + H_2 \rightarrow Metallhydrid + Wärme$

Abbildung 2.16: Darstellung der Hydrierung und Dehydrierung einer Metalllegierung (z.B. Mg_2Ni). (Quelle: [29])

Tabelle 2.5 zeigt die technisch relevanten chemischen Verbindungen und deren Eigeschaften welche als Metallhydridspeicher Verwendung finden. [29], [30]

2 Theoretische Grundlagen

Motall	Undrid	Struktur	Masse	Druck	Temperatur
Ivietali Ilyullu Sti	Siluktui	m%	bar	K	
Pd	<i>PdH</i> _{0,6}	Fm3m	0,56	0,02	298
LaNi ₅	LaNi ₅ H ₆	P6/mmm	1,37	2	298
ZrV_2	$ZrV_2H_{5,5}$	Fd3m	3,01	10^{-8}	323
FeTi	FeTiH ₂	Pm3m	1,89	5	302
Mg ₂ Ni	Mg_2NiH_4	P6222	3,59	1	555
TiV_2	TiV_2H_4	bcc	2,6	10	313

Tabelle 2.5: Technisch relevante chemische Verbindungen für Metallhydridspeicher und derenEigeschaften. (Quellen: [28], [29], [30])

Vorteil dieser Speichertechnologie ist, dass der Wasserstoff wesentlich dichter gepackt werden kann, als dies in verdichteter oder flüssiger Form möglich wäre. [31] Aufgrund des hohen Eigengewichts der Trägermetalllegierung sind die gravimetrischen Speicherdichten im Vergleich zu anderen Speichertechnologien sehr niedrig. [22] Um einen technisch sinnvollen Speicher auslegen zu können, sind volumetrische Speicherdichten von 5 *l* pro 100 *l* und gravimetrische Speicherdichten von mehr als 5 *kg* Wasserstoff pro 100 *kg* Material erforderlich. Dies lässt sich mit der Gruppe der sog. komplexen Hydride realisieren. So besitzt das komplexe Hydrid $LiBH_4 + SiO_2$ Wasserstoff Speicherkapazität von 13,5 *Gew.-%*. [32] Eine weitere Anforderung an die Hydride ist die Dehydrierung des Wasserstoffs unter relativ milden Bedingungen (kleine Drücke, niedrige Temperaturen). Mit der Verwendung entsprechender Katalysatoren liegen die Zeiten der Rehydrierung eines Metalls bereits im Bereich weniger Minuten. [28] Eine Zusammenfassung der physikalisch und energetisch relevanten Kenngrößen ist Tabelle 2.6 zu entnehmen.

2.2.3 Flüssiggasspeicher

In Flüssiggasspeicher (Kryogenspeicher) wird der Wasserstoff bei einer Temperatur von -252°*C* unter Umgebungsdruck in flüssiger Form eingespeichert. [22] Die Dichte des flüssigen Wasserstoffs bei dieser Temperatur und unter Normaldruck beträgt 70.8 kg/m^3 . Der Heizwert liegt bei 33.33 kWh/kg und der Brennwert des flüssigen Wasserstoffs bei 39.41 kWh/kg. [33] Die theoretische gravimetrischer Dichte des flüssigen Wasserstoffs

beträgt 100%. Technisch können aber heute lediglich 20 *Gew.-*% erreicht werden. Die Speicherdichte ist jedoch im flüssigen Zustand wesentlich höher im Vergleich zu heute verfügbaren Druckgasspeichern (ca. 6 - 10 *Gew.-*%). Das heißt, es kann mehr Energie bei gleichem Volumen eingespeichert werden. Diese hohe Speicherdichte bei relativ geringen Drücken ist der wesentliche Vorteil dieser Speichertechnologie. Daher wurden Speicher auf Basis dieser Technologie bereits in mobilen Anwendungen, wie etwa Personenkraftfahrzeugen, eingesetzt. [34]

Nachteilig fallen die niedrigen Speichertemperaturen und der damit einhergehende relativ niedrige Gesamtwirkungsgrad auf. Es werden etwa 30% des unteren Heizwertes vom Wasserstoff für die Verflüssigung benötigt, was etwa dem doppelten Prozentsatz im Vergleich zur Druckgasspeicherung bedeutet. Ein weiterer Nachteil ist das sogenannte Boil-Off-Phänomen. Da der flüssige Wasserstoff in einem hochisoliertem Kryogentank gelagert wird, dieser Tank jedoch keine ideale Isolierung gewährleisten kann, kommt es aufgrund des Wärmeeintrags in den Tank zu einer Verdampfung eines Teils des flüssigen Wasserstoffs. Dieser gasförmige Wasserstoff muss kontinuierlich aus dem Tank über ein Ventil abgelassen werden um einer Druckerhöhung im Tank entgegezuwirken. Aufgrund dieses Boil-Off Effekts gehen etwa 1-3% des Wasserstoffs pro Tag aus dem Tank verloren. Langzeitspeicher sind also mit heute verfügbaren Speichertanks nur mit erheblichen Verlusten zu realisieren. [35]

Aktuelle Forschung zeigt jedoch den Trend flüssigen Wasserstoff bei Drücken bis zu 350 *bar* in Kohlenfaser-Verbundwerkstoff-Tanks zu Speichern. Dies soll den Gesamtwirkungsgrad verbessern und den Boil-Off-Effekt minimieren. [36]

Als Speichertank für den flüssigen Wasserstoff werden spezielle Standtanks verwendet. Diese bestehen aus einem Innentank aus kaltzähem Chrom-Nickel-Stahl und einem Außenbehältnis aus Baustahl. Die Isolierschicht aus mehreren Lagen Glasfaser und Aluminiumfolie liegt evakuiert zwischen den beiden Behältern. Das Schnittbild eines Speichertanks für flüssigen Wasserstoff ist in Abbildung 2.17 dargestellt.

2.2.4 Druckgasspeicher

In Druckgasspeichern wird der gasförmige Wasserstoff in Druckbehältern mittels Verdichten mit Kompressoren gespeichert. Werden Speicherdrücke oberhalb von 10 *bar* verwendet, gilt die Beattie-Bridgeman-Gleichung (Gleichung (2.9)), welche den Gasdruck in Abhängigkeit von Dichte und Temperatur angibt:



Abbildung 2.17: Schnittbild eines Kryotanks für flüssigen Wasserstoff. (Quelle: [37])

$$p(T,\rho) = \rho^2 RT \cdot \left(1 - \frac{\rho \cdot c}{T^3}\right) \cdot \left(\frac{1}{\rho} + B \cdot (1 - b \cdot p)\right) - A \cdot \rho^2 \cdot (1 - a \cdot p)$$
(2.9)

- $p \dots Druck in (Pa)$
- ρ ... Dichte in (kgm^{-3})
- $T \dots Temperatur in (K)$
- $R \dots molare \ Gaskonstante : 8,3144 \ Jmol^{-1}K^{-1}$
- $a \dots Konstante : -5,06 \cdot 10^{-6} m^3 mol^{-1}$
- *b* ... *Konstante* : $-43,56 \cdot 10^{-6} m^3 mol^{-1}$
- *c* ... *Konstante* : 5,04 $m^{3}K^{3}mol^{-1}$
- $A \dots Konstante : 0,02 \ Pa \ m^3mol^{-2}$
- *B* ... *Konstante* : $20,96 \cdot 10^{-6} m^3 mol^{-1}$

Diese Arbeit unterscheidet die Speicherung des Wasserstoffs als verdichtetes Gas zwischen Untertagespeicher (z.B. Salzkavernen) und oberirdischen Druckspeichertanks (z.B. Komposittanks). Diese beiden Speicherarten unterscheiden sich maßgebend im Speicherdruck und im Speichervolumen.

Untertage-Wasserstoffspeicher

Bei dieser Form der Wasserstoffspeicherung wird der gasförmige Wasserstoff im geologischen Untergrund in Hohlräumen gespeichert. Diese weisen im Vergleich zu Speichern ober Tage ein wesentlich größeres Speichervolumen auf. Bei entsprechender Teufe des Hohlraums können Speicherdrücke von bis zu 200 *bar* realisiert werden. Da die Speicherkapazität des Druckspeichers maßgebend von Volumen und Druck abhängig ist, ergeben sich hierbei um den Faktor 500 größere Speicherkapazitäten als bei Druckspeicher ober Tage. Für die Speicherung von reinem Wasserstoff sind Salzkavernen besonders gut geeignet, da sich das Salzgestein als inert zu Wasserstoff herausstellt und keinerlei chemische Reaktionen zwischen dem Gas und der Kaverne auftreten. Salzkavernen werden künstlich hergestellt, indem Wasser in eine ausreichend große Salzsteinformation gepresst wird und so ein entsprechend großer Hohlraum ausgelöst wird. Abbildung 2.18 veranschaulicht das Prinzip der Untertagespeicher. [13]

Kavernenspeicher besitzen Volumina zwischen $100.000 - 1.000.000 m^3$, bei Drücken zwischen 60 - 200 bar. Bei einer Kavernengröße von beispielsweise $500.000 m^3$ und einem Gasdruck von 180 *bar* ergibt sich eine Arbeitsmasse von 4900t bezogen auf Wasserstoff. Bei 33.33 *kWh/kg* würde dies einer Energiemenge von ca. 163 *GWh* entsprechen. Diese Mengen sind mit keiner anderen Speichertechnologie realisierbar. [38], [39]

Vorteile sind also die hohen Speicherkapazitäten sowie die hohen Ein- und Auslagerungsraten, die niedrige Selbstentladungsrate (ca. 0.01%/a), der geringe Platzbedarf, die hohe Systemsicherheit sowie die gesellschafliche Akzeptanz. [40]

Nachteilig stellt sich die begrenzte örtliche Verfügbarkeit der Salzkavernen und der relativ geringe Gesamtsystemwirkungsgrad (ca. 30 - 40%) heraus. [13], [39]



Abbildung 2.18: Verschiedene Möglichkeiten für die Gasspeicherung unter Tage. (Quelle: [13])

Druckgaspeicher ober Tage

Druckwasserstoffspeicher ober Tage sind derzeit die am häufigsten eingesetzte Speichertechnologie (ca. 80% aller Tankstellen). Dabei lagert der gasförmigen Wasserstoff für gewöhnlich bei Drücken zwischen $50 - 800 \ bar$ bei Behältervolumen von $0, 15 - 200 \ m^3$. Vorteile sind die technisch einfache Speichertechnologie, die schnellen Ein- und Auslagerungsraten sowie die Langzeitspeicherbarkeit ohne nennenswerte Verluste. Nachteilig fällt auf, dass die volumetrische Energiedichte nicht proportional mit dem Speicherdruck steigt ($23, 3 \ kg/m^3$ bei 350 bar und $39, 3 \ kg/m^3$ bei 700 bar), weshalb große Speichervolumen für eine ausreichende Speicherkapazität notwendig sind. Der Energieaufwand für die Verdichtung von gasförmigen auf 700 bar beträgt ca. 15% des Heizwerts des Wasserstoffs. [35], [37]

Es werden vier verschiedene Typen von Druckbehältern unterschieden: [41], [42]

- Typ I: Der Druckbehälter besteht aus Aluminium (6061 oder 7060) oder Chrom-Molybdän-Stahl. Aus fertigungs- und spannungstechnischen Gründen ist die Behälterform häufig zylindrisch oder sphärisch (auch bei Typ II, III und IV). Der maximale Einspeicherdruck beträgt bei diesem Typ 500 *bar*. Für industrielle Anwendungen wird der Wasserstoff meist in Typ I Stahlbehältern bei Drücken zwischen 200 – 300 *bar* gespeichert, da diese Behälter aufgrund des vergleichsweise großen Speichervolumens die größte Speicherkapazität besitzen.
- **Typ II:** Behälter dieses Typs bestehen ebenfalls aus einem Hohlkörper aus Aluminium oder Stahl, haben jedoch geringeren Wandstärken. Die Festigkeit wird durch eine Faserwicklung im zylindrischen Bereich gewährleistet.
- **Typ III:** Behälter dieses Typs bestehen aus zwei Komponenten. Einem Inliner (Innenbehälter) aus Aluminium welcher das Medium (Wasserstoff) hält und aus einer ganzheitlichen Faserumhüllung (Carbonfaser) welche die Druckfestigkeit gewährleistet. Es werden Drücke bis zu 450 *bar* erreicht.
- **Typ IV:** Der Inliner des Typ IV besteht aus einem thermoplastischen Kunststoff (Polyamid oder Polyethylen) welcher den Wasserstoff diffusionsfrei halten soll. Die äußere Schicht, welche die Druckfestigkeit gewährleisten soll wird wiederum aus Fasermaterial gewickelt. Es werden sowohl der Zylinder als auch die Schultern des Behälters umwickelt. Drücke bis 1000 *bar* können mit diesem Behältertyp erreicht werden, welche vor allem im automobilen Bereich Anwendung finden.

Die Wahl des Behältertyps ist von mehreren technischen und wirtschaftlichen Faktoren abhängig. Ist ein geringer Platzbedarf und eine hohe Energiedichte erforderlich, werden hohe Speicherdrücke notwendig. Dies ist vor allem im mobilen Bereich entscheidend. Speicher für Power-to-Gas Anlagen benötigen hingegen hohe Speicherkapazitäten bei vergleichsweise geringen Drücken um den Aufwand für die Kompression des Wasserstoffs gering zu halten. Es ergeben sich daher große Behältervolumen und ein entsprechend größerer Platzbedarf. [43]

Neben der der Wahl des Behältertyps wird auch die Art des Speichervolumens unterschieden. Bei isochoren Druckgasspeichern bleibt das Speichervolumen über den gesamten Betriebsbereich konstant, es ändert sich jedoch der Speicherdruck in einem definierten Bereich. Isobare Speicher sind hingegen gekennzeichnet durch einen konstanten Druck im Behälter, jedoch verfügen diese über ein variables Volumen, was technisch über einen Ausgleichsbehälter realisiert wird. [13]

Es ist also notwendig, die genauen anlagenspezifischen Parameter der Elektrolyseanlage für die Speicherauslegung zu evaluieren. Der in dieser Arbeit betrachtete Elektrolyseur (Kapitel 5) produziert ca. 300 Nm^3/h Wasserstoff unter einem Druck von einem Bar. Unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit in Bezug auf Baugröße, Platzbedarf, Lagerdauer (Kurz- oder Langzeitspeicher) und Ein-und Auslagerungsraten des Speichers, wird der produzierten Wasserstoff in einem isochoren Behälter vom Typ I bei einem Druck von 30 *bar* eingelagert.

Abbildung 2.19 zeigt Druckbehälter für gasförmigen Wasserstoff.

2.2.5 Methanisierung

Bei Vorhandensein eines Erdgasnetzes und einer Kohlendioxid-Quelle erweist sich die Methanisierung des erzeugten Wasserstoffs als durchaus vorteilhaft. Hierbei wird zwischen der biologischen und kathalytischen Methanisierung unterschieden. Die Reaktonsgleichung für die Methanisierung mit Kohlendioxid (CO_2) ist für beide dieselbe (Sabatier-Reaktion): [13], [44]

$$CO_{2_{(g)}} + 4H_{2_{(g)}} \longleftrightarrow CH_{4_{(g)}} + 2H_2O_{(g)}$$
 (2.10)

In dieser Reaktionsgleichung reagiert der Wasserstoff bei Temperaturen zwischen 300 – 700°C mit Kohlenstoffdioxid zu Wasser und Methan. Die Sabatier-Reaktion stellt eine hoch exotherme Reaktion dar. Die Reaktionsenthalpie $\Delta H_{298,15K}$ beträgt bei dieser



Abbildung 2.19: Speichertank für gasförmigen Wasserstoff der Fa. Linde. (Quelle: [38])

Reaktion $-164.747 \ kJ/mol$. Die Reaktionsgleichung in Gleichung (2.10) kann in zwei Teilreaktionen aufgeteilt werden:

$$H_{2_{(g)}} + CO_{2_{(g)}} \longleftrightarrow CO_{(g)} + H_2O_{(g)}$$
(2.11)

$$3H_{2_{(g)}} + CO_{(g)} \longleftrightarrow CH_{4_{(g)}} + H_2O_{(g)}$$
(2.12)

In Gleichung (2.11) wird der durch die Hochtemperatur-Elektrolyse erzeugte Wasserstoff in einer reversen Wassergas-Shift-Reaktion mit Kohlendioxid zu Wasser und Kohlenmonoxid. Das Kohlenmonoxid reagiert anschließend in Gleichung (2.12) mit Wasserstoff zu Methan und Wasser (Fischer-Tropsch-Synthese). Aufgrund der exothermen Reaktion ist es möglich die Prozesswärme, welche bei der Methanisierung entsteht, zur Verdampfung des Wassers, welches bei der Hochtemperatur-Dampfelektrolyse benötigt wird, zu nutzen. Somit ist es möglich den Wirkungsgrad des Gesamtprozesses zu steigern. [45] Aufgrund der langsam ablaufenden Reaktion ist es notwendig einen Katalysator zu verwenden. Es ist also das Ziel thermisch stabile Katalysatoren mit hohen Aktivitäten bei niedrigen Temperaturen zu entwicklen. Als vielversprechend gelten hierbei Nickel- und Ruthenium -Katalysatoren genannt. [46]

Der gesamte Prozess der Wasserstofferzeugung mit anschließender Methanisierung ist in Abbildung 2.20 abgebildet.

Der größte Vorteil der Methanisierung von Wasserstoff ist die Möglichkeit zur Einspeisung des erzeugten Methans in die bereits vorhandene Erdgasinfrastruktur und die da-



Abbildung 2.20: Prinzip der Methanisierung von Wasserstoff unter Verwendung einer Kohlenstoffdioxidquelle mit anschließender Verteilung und Speicherung. (Quelle: [45])

mit verbundene Möglichkeit zur wirtschaftlichen Verteilung und Langzeitspeicherung großer Energiemengen. Reiner Wasserstoff kann nur in begrenzen Mengen in das Erdgasnetz eingespeist werden. So gilt in Österreich nach ÖVGW G 31 eine maximale Wasserstoffkonzentration von 4 *Vol.* – % im Erdgasnetz. [47] Weitere Vorteile sind die höhere volumetrische Energiedichte von Methan im Vergleich zu Wasserstoff sowie die flexible Anwendung und Nutzbarkeit in allen Energiesektoren. Nachteilig sind die zusätzlichen Kosten für die Umwandlung des Wasserstoffs in Methan, der damit verbundene geringere Gesamtsystemwirkungsgrad sowie die Notwendigkeit einer *CO*₂-Quelle. [13] Der Gesamtwirkungsgrad von Elektrolyseeinheit und Methanisierung ist stark von der Nutzung der Prozesswärme abhängig und bewegt sich im Bereich von 46 – 75%. [45]

2.2.6 Zusammenfassung der Speichertechnologien für Wasserstoff

Um einen Überblick über die in Unterpunkt 2.2 vorgestellten Speichertechnologien und deren Eigenschaften zu geben, ist in Abbildung 2.21 die volumetrische Energiedichte über der gravimetrischen Energiedichte von Wasserstoff für die betrachteten Speichertopologien dargestellt. Das Gewicht und das Volumen des Speichers selbst wurde dabei nur bei der Druckgasspeicherung und der Flüssiggasspeicherung berücksichtigt, nicht jedoch bei den Hydriden. Es ist zu erkennen, dass bei der Druckgasspeicherung Composit-Tanks wesentlich höhere gravimetrische Dichten besitzen als Stahlbehälter. Flüssiggasspeicher besitzen höhere volumetrische Energiedichten bei mittleren gravimetrischen Energiedichten als Druckgasspeicher. Die höchsten Energiedichten erreichen Hydride.



Abbildung 2.21: Übersicht über die gravimetrische und volumetrische Speicherdichten der betrachteten Speichertechnologien. (Quelle: [30])

Weiters sind in Tabelle 2.6 die physikalisch und technisch relevanten Parameter der beschriebenen Speichertechnologien für eine Speichergröße angeführt. $P_{ein,aus}$ bzw. $t_{ein,aus}$ beziehen sich auf die angegebene Speicherkapazität E_{Sp} pro Anlage. Der Wirkungsgrad

	LOHC	Metallhydrit	Flüssiggas	Druckgas
E_{Sp} in kWh	$> 10^{6}$	-	$(4-8) \cdot 10^3$	$100 - 200 \cdot 10^{6}$
e in kWh/Nm^3	$(1, 6 - 2, 9) \cdot 10^3$	$(3-3,3)\cdot 10^3$	$(2, 1 - 2, 4) \cdot 10^3$	$(0,55-1,4)\cdot 10^3$
η in %	> 64	60 - 80	40 - 85	70 - 90
SR in %/Zeitraum	< 0,01/a	-	1 - 3%/d	< 0,03%/a

der Speichertechnologien bezieht sich auf einen gesamten Speicherzyklus (Ein- und Ausspeicherung).

Tabelle 2.6: Übersicht über die relevanten Parameter der Speichertechnologien LOHC (N-Ethylcarbazol), Metallhydrid (*Mg*₂*Ni*), Flüssigwasserstoff und Druckgasspeicher (Untertagespeicher). (Quellen: [13], [24], [25], [28], [32], [36], [38], [39])

2.2.7 Konventionelle Anlagen zur Energiespeicherung

Neben der Power-to-Gas Technologie existieren eine Vielzahl weiterer Möglichkeiten Energie zu speichern. Diese unterscheiden sich im Wesentlichen darin, in welcher Form Energie gespeichert wird. Abbildung 2.22 gibt einen Überblick über die Möglichkeiten zur Energiespeicherung nach Energieform.



Abbildung 2.22: Klassifikation der Energiespeicher (eigene Darstellung)

Ein Vergleich zwischen diesen Speichertopologien wirft immer die Frage nach den zu vergleichenden Eigenschaften auf. Diese sind stark vom physikalischen Speicherprinzip abhängig und entziehen sich somit einem pauschalen Vergleich. Um dennoch eine seriöse Abschätzung treffen zu können, werden zum Vergleich zwei Speichertechnologien mit ähnlichem Anwendungsgebiet betrachtet. Zum Einen ein Pumpspeicherkraftwerk, also ein mechanischer Speicher. Hierbei wird elektrische Energie in Form von potentieller Energie des Wassers gespeichert. Zum Anderen ein industrieller Batteriespeicher auf Lithium-Ionen-Basis, also ein elektrochemischer Speicher. Die elektrische Energie wird durch elektrochemische Redoxreaktionen in chemischer Form gespeichert. Beide Speichertechnologien finden ihren Einsatz im Ausgleich fluktuierender Einspeiseleistungen, wie dies z.B. bei Windkraftanlagen oder PV-Anlagen der Fall ist. Nachfolgend werden also die physikalisch, technisch und ökonomisch relevanten Parameter dieser beiden Speichertechnologien herausgearbeitet und anschließend mit der Hochtemperatur Power-to-Gas Technologie verglichen.

Pumpspeicherkraftwerk

Die physikalische Grundlage von Pumpspeicherkraftwerken beruht auf der Energiespeicherung durch Ausnutzung von Potentialunterschieden flüssiger Medien. Praktisch besteht ein Pumpspeicherkraftwerk aus einem Unterbecken, einem darüberleigenden Oberbecken und einem Motor bzw. Generatorhaus inkl. Pumpen bzw. Turbinen welche die zwei Becken miteinander verbinden. [74] Abbildung 2.23 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines Pumpspeicherkraftwerks.

Somit wird in Zeiten von Schwachlast im elektrischen Energienetz Wasser vom Unterbecken ins Oberbecken gepumpt und in Zeiten von hohem elektrischen Energiebedarf über einen Turbinen-Generator-Satz wieder ins Unterbecken abgelassen. [75] Zur Berechnung der potentiellen Energie des Wassers im Oberbecken wird folgender Zusammenhang verwendet: [13]

$$E = V \cdot \rho \cdot g \cdot \Delta h \cdot \eta_{ges} \tag{2.13}$$



Abbildung 2.23: Schematische Darstellung eines Pumpspsiecherkraftwerks mit Unter- und Oberbecken (Quelle: [13])

- E ... Potentielle Energie
- V ... Wasservolumen im Oberbecken
- ρ ... Wasserdichte
- g ... Erdbeschleunigung
- $\Delta h \dots E f f ektive Fallhöhe$

 η_{ges} ... Gesamtwirkungsgrad der Anlage

Aus diesem Zusammenhang wird ersichtlich, dass die elektrische Speicherkapazität vor allem vom Wasservolumen und der Höhendifferenz zwischen Turbinenhaus und Oberbecken bestimmt wird.

Pumpspeicherkraftwerke zeichnen sich durch hohe Speicherkapazitäten, lange Lebensdauer, geringe bis gar keine Selbstentladung sowie hohe Systemwirkungsgrade aus. Außerdem stellen diese Anlagen eine lang erpropte und ausgereifte Technologie dar. Nachteilig stellt sich der Bau sowie der Standort der Anlagen heraus. Speicherbecken erfordern besondere geographische Gegebenheiten, da große Speichervolumina und große Höhenunterschiede für den wirtschaftlichen Betrieb nötig sind. Dies ist meist mit einem erheblichen Eingriffen in die umliegende Natur verbunden. [75]

Eine Zusammenfassung der technisch relevanten Parameter von Pumpspeicherkraftwerken ist Tabelle 2.7 zu entnehmen.

Batteriespeicher

Elektrochemische Energiespeicher verfügen über einen weiten Anwendungsbereichs. Dementsprechend groß ist auch Vielfalt dieser Speichertechnologie und die damit verbundenen technischen und ökonomischen Eigenschaften. Für den Vergleich werden Batteriespeicher auf Lithium-Ionen-Basis herangezogen. Aufgrund der Anforderung zur Speicherung großer Mengen Energie, werden im folgenden Batteriekraftwerke mit Leistungen im MW-Bereich betrachtet.

Das grundlegende Prinzip der Energiespeicherung beruht auf der Ein- bzw. Auslagerung von Li-Ionen in Aktivmaterialien durch Redoxreaktionen. Das negative Elektrodenmaterial besteht aus Kohlenstoff und die positive Elektrode aus einem Metalloxid. Diese befinden sich in einer organischen Lithiumsalzlösung. Abbildung 2.24 ziegt die grundlegende Funktionsweise einer Lithium-Ionen-Zelle.



Abbildung 2.24: Funktionsprinzip einer Lithium-Ionen-Zelle (Quelle: [48])

Lithium-Ionen-Batterien besitzen eine Leerlaufspannung von 3,7 V und eine spezifische Energiedichte von etwa 220 Wh/kg. Sie erreichen einen Energienutzungsgrad von ca. 90% und verfügen über kleine Reaktionszeiten im ms-Bereich. [76]

Vergleich der konventionellen Anlagen zur Power-to-Gas Technologie

Tabelle 2.7 gibt eine Übersicht über die technisch und ökonomisch relevanten Parameter der drei betrachteten Speichertechnologien.

Pumpspeicherkraftwerke bieten eine hohe Speicherkapazität bei jedoch geringer Ener-

giedichte. Vorteilhaft ist die hohe Zyklenzahl und die geringen Investitions- und Wartungskosten. Batteriespeicher bieten eine schnelle Reaktionszeit und sind in Containerbauweise beliebig skalierbar. Nachteilig sind die hohen Investitions- und Wartungskosten sowie die geringe Zyklenlebensdauer zu erwähnen.

Die Hochtemperatur Power-to-Gas Anlage ist im Inselbetrieb in Kombination mit regenerativen Erzeugeranlagen nur unter Verwendung eines Batteriepufferspeichers ökonomisch betreibbar. Im Netzparallelbetrieb kann die Elektrolyseanlage jedoch uneingeschränkt betrieben werden. Speziell die Hochtemperaturelektrolyse bietet die Möglichkeit, aufgrund ihres reversiblen Betriebsverhalten auch Regelungsaufgaben im elektrischen Verbundnetz zu übernehmen. Die Speicherkapazität des PtG-Systems ist im Vergleich zu den anderen Speichertechnologien am höchsten. Dies wird mittels Einspeisung des produzierten Wasserstoffs entweder in reiner Form in Untertagespeicher, oder in Kombination mit einer Methanisierung in eine bestehende Gasinfrastruktur erreicht. Die Zyklenlebensdauer ist stark vom Betrieb der Anlage abhängig. Ein Betrieb mit konstanter Leistung wirkt sich hierbei positiv auf die Lebensdauer aus. Aufgrund des noch niedrigen technologischen Reifegrads sind die Investitionskosten für diese Anlagen vergleichbar hoch. Das hohe Kostensenkungspotential dieser Technologie lässt aber eine erhebliche Kostensenkung vermuten. [78]

Parameter	PSKW	Batteriespeicher	HT PtG-Anlagen
Speicherkapazität in MWh	100 - 50000	0,1-50	> 30
Energiedichte in kWh/m^3	0,35-1,1	190 - 375	350 - 400
Wirkungsgrad in %	70 - 85	> 90	50 - 80
Selbstentladungsrate	0 - 0,5%/d	0,008 – 0,041%/ <i>d</i>	< 0,01%/ <i>a</i>
Zyklenlebensdauer	10000 - 30000	400 - 1900	8000 - 12000
Reaktionszeit	> 3min	3-5ms	> 5min
Investitionskosten in \in /kWh	25 - 100	230 - 950	2000 - 5000
Wartungskosten in $\in /kWh/a$	2-3	30 - 50	-
Technologischer Reifegrad (TRL)	TRL 9	TRL 7 – 8	TRL 5 – 6
Kostensenkungspotential	gering	hoch	hoch

Tabelle 2.7: Technischer und wirtschaftlicher Vergleich von Pumpspeicherkraftwerken (PSKW),Batteriespeicher (Li-Ionen Basis) und Hochtemperatur Power-to-Gas Anlagen (HTPtG-Analgen) (Quellen: [13], [23], [74], [75], [76], [77], [78])

Abbildung 2.25 zeigt eine Übersichtsdarstellung der verschiedenen Speichertechnologien. Diese Graphik bildet einen Vergleich zwischen Speicherkapazität und Ausspeicherdauer.



Abbildung 2.25: Vergleich der Speicherkapazität sowie der Ausspeicherungsdauer von verschiedenen Energiespeichern. (Quelle: [13])

2.3 Grundlagen der Elektrolyse

Das Herzstück einer Power-to-Gas-Anlage (PtG-Anlage) bildet die Elektrolyseanlage. Um die elektrochemischen Eigenschaften der Wasserelektrolyse verständlich zu machen, werden diese im Folgenden mathematisch kompakt zusammengefasst. Diese Beschreibung stellt die Grundlage für das in Kapitel 5 vorgestellte Modell eines Hochtemperatur-Elektrolyseurs.

"Elektrolyse bedeutet die Zersetzung eines festen, flüssigen oder schmelzflüssigen Ionenleiters (Elektrolyt) durch den elektrischen Strom." [48]

In diesem Unterpunkt wird speziell auf die Wasserelektrolyse eingegangen. Hierbei wird das Molekül Wasser bzw. Wasserdampf unter Verbrauch elektrischer Energie in seine Elemente Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten Die Wasserstoffelektrolyse bildet einen kohlenstofffreien Weg zur Wasserstofferzeugung. [13]

2.3.1 Thermodynamische Grundlagen der Elektrolyse

Gleichung (2.14) stellt die gesamte Reaktionsgleichung der Wasserelektrolyse dar. Flüssiges Wasser wird also unter Zuführung elektrischer Energie in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. [48]

$$2H_2O_{(l)} \xrightarrow{el.Energie} 2H_{2_{(g)}} + O_{2_{(g)}}$$
(2.14)

Um nun die Energie berechnen zu können, welche notwendig ist um diese Wasserspaltung durchzuführen, wird die Gibbs-Helmholtz-Gleichung (2.15) verwendet:

$$\Delta H_R^0 = \Delta G_R^0 + T \cdot \Delta S_R^0 \tag{2.15}$$

Hierin ist ΔH_R^0 die nutzbare Reaktionsenthalpie in $J \cdot mol^{-1}$, diese entspricht dem oberen Heizwert von Wasserstoff. ΔG_R^0 ist das Gibbs'sche Potenzial oder die Gibbs'sche Freie Reaktionsenthalpie in $J \cdot mol^{-1}$, diese entspricht dem unteren Heizwert von Wasserstoff. T ist die Reaktionstemperatur in Kelvin und ΔS_R^0 die Entropieänderung in $J \cdot mol^{-1}K^{-1}$. In Gleichung (2.15) bedeutet die hochgestellte Null thermodynamische Standardbedingungen, also einer Temperatur von T = 298, 15 K und einem Druck von p = 1013 hPa. Das Differenzzeichen Δ steht für Produkte weniger Edukte. [48] Die Zahlenwerte sind in Tabelle 2.8 dargestellt.

	molare Enthalpie	Gibbs'sche Freie	molare Entropie
Stoff	ΔH^0_R in	Enthalpie ΔG_R^0 in	ΔS^0_R in
	$kJ \cdot mol^{-1}$	$kJ \cdot mol^{-1}$	$J \cdot mol^{-1}K^{-1}$
$O_{2_{(g)}}$	0	0	205,14
$H_{2_{(g)}}$	0	0	130,68
$H_2O_{(l)}$	-285,83	-237,13	69,91
$H_2O_{(100^{\circ}C)}$	-241,82	-228,57	188,83

 Tabelle 2.8: Enthalpie- und Entropiewerte von Wasser, Sauerstoff und Wasserstoff bei Standardbedingungen. (Quelle: [48])

Um die für die Reaktion benötigte Spannung zu berechnen, werden die Faraday'schen Gesetze verwendet. Das 1. Faraday'sche Gesetz besagt, dass die aus dem Elektrolyten ausgeschiedene Stoffmenge *n* proportional der Ladung *Q* ist welche durch den Elektrolyten lyten geschickt wird: [49]

$$n = k \cdot Q \tag{2.16}$$

Das 2. Faraday'sche Gesetz besagt, dass die durch eine Ladung *Q* abgeschiedene Stoffmenge eines Elements proportional ist zur Atommasse des abgeschiedenen Elements und umgekehrt proportional zu seiner Wertigkeit. [49]

$$k = \frac{1}{z \cdot F} \tag{2.17}$$

Wird Gleichung (2.17) in (2.16) eingesetzt und umgeformt, ergibt sich die Ladung Q zu:

$$Q = n \cdot z \cdot F \tag{2.18}$$

Hierin ist Q die Ladung in As oder *Coulomb*, z die Anzahl der Elektronen die in der Reaktion ausgetauscht werden (hier ist z = 2) und F die Faraday-Konstante ($F = 96458 \ As \cdot mol^{-1}$).

Um nun einen Zusammenhang zur Zellspannung herleiten zu können, wird zuerst die elektrische Energie, welche für die Reaktion nötig ist definiert:

$$W_{el} = Q \cdot U = \Delta G_R \tag{2.19}$$

Mit Gleichung (2.19) und (2.18) ergibt sich die theoretische Zersetzungsspannung U_0 auch reversible Zellspannung U_{rev} genannt:

$$U_0 = U_{rev} = \frac{\Delta G_R^0}{n \cdot z \cdot F} = \frac{231, 2 \ kJ}{1 \ mol \cdot 2 \cdot 96486 \ As \cdot mol^{-1}} \approx 1,23 \ V \tag{2.20}$$

Betrachtet man allein die Nutzwärme ΔH_R anstatt der Nutzenergie ΔG_R der Reaktion ergibt sich die fiktive Heizwertspannung oder thermoneutrale Spannung U_{th} :

$$U_{th} = \frac{\Delta H_R^0}{n \cdot z \cdot F} = \frac{285,83 \ kJ}{1 \ mol \cdot 2 \cdot 96486 \ As \cdot mol^{-1}} \approx 1,48 \ V \tag{2.21}$$

Das bedeutet, dass die Zellspannung kleiner sein kann als die thermoneutrale Spannung, unter der Voraussetzung, dass der Reaktion externe Wärme zugeführt wird. Die thermoneutrale Spannung für die Wasserzersetzung $H_2O_{(1000^\circ C)}$ bei 1000°C nimmt einen Wert von 1, 29 V an und die reversible Zellspannung beträgt bei dieser Temperatur 0, 92 V. Somit ergibt sich eine Temperaturabhängigkeit der Reaktionsparameter (Abbildung 2.26). Daraus folgt, dass die Dampfelektrolyse einen höheren thermodynamischen Wirkungsgrad aufweist (Gleichung (2.22)) als die Flüssig-Wasser-Elektrolyse. [13], [48].

$$\eta = \frac{\Delta G^0}{\Delta H^0} = \frac{228,57 \ kJ \cdot mol^{-1}}{241,82 \ kJ \cdot mol^{-1}} \approx 94,5\%$$
(2.22)

2.3.2 Nernst-Gleichung

Bei offenen Klemmen der Zelle fließt kein elektrischer Strom durch die Zelle und es kommt zu keinen elektrochemischen Stoffumsatz. Es stellt sich somit das Gleichgewichtsoder Ruhepotential der Elektroden ein. Zwischen den Elektroden liegt dann aufgrund dieses Gleichgewichtspotentials eine elektrische Spannung an, die reversible Zellspannung (Ruhespannung) U_{rev} . Das Gleichgewichtspotential ist von der Konzentration bzw. dem Druck und der Temperatur der Reaktionspartner abhängig. Mit Hilfe der Nernst'schen Gleichung kann diese Abhängigkeit beschrieben werden. [48] Gleichung (2.23) bildet die Berechnungsformel für die Nernstspannung U_N (engl. auch "Open Circuit Voltage (OCV)"). [50]

2 Theoretische Grundlagen



Abbildung 2.26: Abhängigkeit von der Temperatur (Quelle: [13])

$$U_N = \frac{\Delta_r G_{T_{cell}}^0}{2 \cdot F} + \frac{R \cdot T_{cell}}{2 \cdot F} \cdot ln\left(\frac{p_{H_2} \cdot \sqrt{p_{O_2}}}{p_{H_2O}}\right)$$
(2.23)

 $p_x \dots$ Partialdruck der Gase in (Pa) $\Delta_r G^0_{T_{cell}} \dots$ Gibbs'sche Freie Reaktionsenthalpie in $(J \cdot mol^{-1})$ $T_{cell} \dots$ Zelltemperatur in (K) $R \dots$ molare Gaskonstante : 8,3144 Jmol^{-1}K^{-1} $F \dots$ Faraday – Konstante : -5,06 \cdot 10⁻⁶ m³mol^{-1}

Diese Gleichung ist für verschiedene Partialdrücke und Temperaturen in Abbildung 2.27 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die reversible Zellspannung mit der Reaktiontemperatur fällt und mit steigendem Partialdruck logarithmisch ansteigt.

2.3.3 Spezifischer Widerstand der Zelle

Ein weiterer temperaturabhängiger Parameter ist der spezifische Widerstand der Zellen (engl. "Area Specific Resistance (ASR)"). Dieser stellt die irreversiblen ohmschen Stromwärmeverluste der Zellen des Elektrolyseurs dar. Da in der Praxis dieser Widerstandswert analytisch nur mit großem Aufwand zu bestimmen ist, wird in dieser Arbeit



Abbildung 2.27: Abhängigkeit der reversible Zellspannung von Druck und Reaktionstemperatur (Quelle: [13])

für die Modellbildung auf empirische Messdaten zurückgegriffen. F. Petipas et al. [50] beschreibt die Temperaturabhängigkeit des ASR für eine Festelektrolyt-Zelle bei Temperaturen um 1073K mit einer um den Koeffizienten ϵ verschobenen Exponentialfunktion.

$$ASR_{T_{cell}} = e^{\left(\frac{4900}{T} - 5,95\right)} + \epsilon$$
(2.24)

2.3.4 Stromdichte der Zelle

Die Stromdichte der Zellen ist abhängig von der Nernstspannung (U_N in Volt), dem Spezifischen Zellenwiderstand (ASR in $\Omega \cdot m^2$), der elektrischen Leistung mit der die einzelnen Zellen beaufschlagt werden (P_{cell} in Watt) und der aktiven Zellfläche (S_{active} in m^2). [50]

$$J = \frac{U_N}{2 \cdot ASR_{T_{cell}}} + \sqrt{\frac{P_{cell}}{S_{active} \cdot ASR_{T_{cell}}}} + \left(\frac{U_N}{2 \cdot ASR_{T_{cell}}}\right)^2$$
(2.25)

2.3.5 Zellspannung

Die Zellspannung U_{cell} der belasteten Zelle ergibt sich anschließend mit Gleichung 2.26:

$$U_{cell} = U_N + J \cdot ASR_{T_{cell}}$$
(2.26)

3 Stand der Technik

Ziel dieses Kapitels ist es, die technisch relevanten Verfahren zur Wasserelektrolyse zu erläutern. Im Allgemeinen werden Technologien der Wasserelektrolyse nach dem verwendeten Elektrolyt, welcher die beiden Elektroden voneinander separiert, klassifiziert. Dazu zählen die **Alkalische Elektrolyse (AEL)**, die **Membran-Elektrolyse (PEM-EC)** sowie die **Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC)**, welche in Bezug auf deren Funktion, deren aktuellen Entwicklungsstand aber auch deren zukünftiges Entwicklungspotential hin untersucht werden. [51]

Besonderes Augenmerk wird in diesem Zusammenhang auf die Hochtemperatur- Dampf-Elektrolyse gelegt, da diese Technologie den Kern dieser Arbeit bildet.

3.1 Die Alkalische Elektrolyse AEL

Die Alkalische Elektrolyse (AEL) stellt eine ausgereifte Technologie dar, mit der Anlagengrößen im MW-Bereich bereits heute Stand der Technik sind. [51] Der Arbeitsbereich alkalischer Elektrolyseure liegt bei Temperaturen zwischen $50 - 80^{\circ}C$, bei Stromdichten von $0, 2 - 0, 45 \ A \cdot cm^{-2}$, bei Zellspannungen zwischen $1, 8 - 2, 4 \ V$ und bei Drücken zwischen $1 - 150 \ bar$. Das zugrundeliegende Prinzip der alkalischen Elektrolyse ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Der Elektrolyt ist eine 25 - 30% Kaliumhydroxid-Lösung (KOH-Lösung). Die Partialreaktionen von Kathode (Gleichung (3.1)) und Anode (Gleichung (3.2)) lauten folgendermaßen: [48].

$$Kathode: 2H_2O + 2e^- \longrightarrow H_2 + 2OH^-$$
(3.1)

Anode:
$$2OH^- \longrightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^-$$
 (3.2)

Es werden Technologien zwischen mobilen und fixiertem Elektrolyt unterschieden. Bei Technologien mit mobilem Elektrolyt zirkuliert dieser zwischen Anode und Kathode und transportiert Wasser an und Wärme und Verunreinigungen ab. Die entstehenden Produktgase (Wasserstoff und Sauerstoff) werden ebenfalls mit dem Elektrolyten abgepumpt und trennen sich in zwei separaten Elektrolytreservoirs vom Elektrolyten durch die Schwerkraft ab. Es sind hierbei besondere Anforderungen an Elektrolytpumpen und Reservoirbehälter zu stellen um Beschädigungen vom Gesamtsystem durch die aggressive Kalilauge abzuwenden. [51] Die beiden Elektroden werden durch einen Separator (Diaphragma) von einander getrennt. Dieser muss druck- und alkalibeständig sein, Gase sperren und Hydroxidionen diffundieren lassen können. Um den Widerstand zwischen Elektroden und Separator klein zu halten, liegen die perforierten Elektroden direkt am Separator auf (engl. Zero-Gap-Technologie). [48], [52]

Bei Technologien mit fixiertem Elektrolyt ist der flüssige Elektrolyt in einer porösen Matrix eingeschlossen. Die Produktgase können durch diese Matrix in die dafür vorgesehenen Gasräume entweichen. Das für die Elektrolyse benötigte Wasser wird durch laufende Permeation von Wasserdampf durch die Wasserstoffelektrode zugeführt. [48], [53]



Abbildung 3.1: Prinzip der alkalischen Elektrolyse mit mobilem Elektrolyt. (Quelle: [48])

Die Elektroden benötigen keine teuren Edelmetalle. Diese sind meist aus aktivierten Ni-

ckellegierungen, Eisen oder nickelplatiertem Eisen in Form von perforiertem Metallblech gefertigt.

Um eine Integration des Elektrolyseurs in eine Power-to-Gas-Anlage in Kombination mit volatilen Energieerzeugern zu realisieren, sind wie in Kapitel 2.1.2 beschrieben, spezielle Anforderungen zu erfüllen. So sind etwa die Teillastfähigkeit, die Ansprechdauer bei Leistungsänderung und die maximale Überlastdauer entscheidende Einflussfaktoren auf den Betrieb. Die Teillastfähigkeit von alkalischen Elektrolyseuren ist jedoch aufgrund von Fremdgasanreicherungen in den Gasströmen nach unten hin begrenzt. So steigt der Anteil der Fremdgase im Gasstrom bei niedrigen Lasten an. Bei einer Wasserstoffkonzentration um 2% im Sauerstoffstrom muss der Elektrolyseur aus sicherheitstechnischen Gründen abgeschaltet werden. [54]

In Tabelle 3.1 sind die technisch relevanten Parameter für den Betrieb des alkalischen Elektrolyseurs in einer Power-to-Gas Anlage kompakt zusammengefasst.

3.2 Membran-Elektrolyse PEM-EC

General Electric entwickelte Mitte der 1960er Jahre den ersten Wasserelektrolyseur auf Basis eines polymeren Festelektrolyt (engl. solid polymer electrolyte, SPE). Dieses Konzept wird auch unter dem englischen Namen " Proton Exchange Membrane" oder "Polymer Electrolyt Membrane" beide mit dem Akronym PEM-Elektrolyseur vertrieben. Vorteile dieser Technologie sind die signifikant höheren Stromdichten ($> 2 A \cdot cm^{-2}$) der Zellen, die gute Teillastfähigkeit, ein dynamisches Systemverhalten und der wesentlich dünnere Elektrolyt als bei alkalischen Elektrolysezellen. [55]

Die Reaktionsgleichungen für Kathode (Gleichung (3.3)) und Anode (Gleichung (3.4)) lauten folgendermaßen: [48]

$$Kathode: 2H^+ + 2e^- \longrightarrow H_2 \tag{3.3}$$

Anode:
$$2H_2O \longrightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^-$$
 (3.4)

Bei der Anodenreaktion wird Wasser der Anode zugeführt, dieses wird in atomaren Sauerstoff und zwei Protonen (positiv geladene Wasserstoffionen) aufgespalten. Diese Protonen wandern durch die Membran zur Kathode und reagieren in der Kathodenreaktion mit zwei Elektronen zu Wasserstoff. Weil nur die Anode mit Wasser umspült wird und an der Kathode theoretisch nur reiner Wasserstoff (in der Praxis mit hoher Feuchtigkeit beladen) erzeugt wird, ist der erzeugte Wasserstoff im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse frei von unerwünschten Stoffen. [53]

Die Zelle an sich besteht aus einer protonenleitenden Membran (engl. polymere electrolyte membrane, PEM), auf der ein poröser Katalysator¹ angebracht ist. Daran sind beidseitig die Gasdiffusionselektroden fest angebarcht, welche anodenseitig aus einem oxidationsstabilen Metallnetz oder einem Sinterkörper und kathodenseitig aus Titan bestehen. Dieser Aufbau wird als Membrane-Electrode-Assembley (MEA) bezeichnet. Die Elektroden werden anschließend mit einem porösen leitfähigen Stromübertrager ganzflächig kontaktiert. [13], [48], [53]

Abbildung 3.2 zeigt den Aufbau und den Reaktionsablauf einer PEM-Elektrolysezelle.



Abbildung 3.2: Aufbau und Reaktionsablauf einer PEM-Elektrolysezelle. (Quelle: [13])

Aufgrund der dünnen Membran ergibt sich ein geringer Innenwiderstand der Zelle, was zu etwa 4- bis 10-mal höheren Stromdichten als bei der alkalischen Elektroylse führt. Die Leistungsaufnahme beträgt etwa $4, 1 - 5 kWh \cdot m^{-3}$ Wasserstoff. Die Reinheit des produzierten Wasserstoffs beträgt mehr als 99,99%. Die typische Lebensdauer von PEM-Elektrolyseuren liegt bei < 10 Jahren, Abhängig von der Anzahl der Ein- und Aus-

¹*H*₂-Seite: Pt/C/Nafion; *O*₂-Seite: *IrO*₂
schaltungen. Ein großer Vorteil dieser Technologie ist die hohe Dynamik der Zellen. So reagieren diese quasi unmittelbar auf Lastschwankungen und können auch im unteren Teillastbereich sehr gut arbeiten (5 bis 100% Lastbereich). Kurzzeitige Überlast ist zwar möglich, geht jedoch auf Kosten der Gasreinheit. [48]

Weitere anlagenspezifische Parameter sind Tabelle 3.1 zu entnehmen.

3.3 Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse SOEL

Die Hochtemperaturelektrolyse oder auch Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse (engl. "Solid Oxide Electrolysis (SOEL)") genannt, erzeugt Wasserstoff und Sauerstoff aus Wasserdampf. Der große Vorteil hierbei ist, dass die Energie für den Phasenübergang von flüssig zu gasförmig nicht innerhalb der Zelle erfolgt, sondern über eine zellexterne Verdampfung möglich ist. Dadurch sinkt der Energiebedarf der Zelle und der strombezogene Gesamtwirkungsgrad kann erheblich gesteigert werden (ca. 16%). Im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen Systemen, in denen eine elektrische Energie von ca. 5 *kWh* zur Erzeugung von einem Normkubikmeter Wasserstoff nötig war, reduziert sich dieser Energieeinsatz auf etwa 3 *kWh* für Hochtemperatur-Elektrolyseure. [13], [56] Die Reaktionsgleichungen für Kathode (Gleichung (3.5)) und Anode (Gleichung (3.6)) lauten folgendermaßen: [48]

$$Kathode: H_2O + 2e^- \longrightarrow H_2 + O^{2-}$$
(3.5)

Anode:
$$O^{2-} \longrightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$$
 (3.6)

Diese Zellreaktionen sind in Abbildung 3.3 graphisch dargestellt. Basierend auf der Umkehrreaktion der Hochtemperatur-Brennstoffzelle (engl. "Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)") sind beide Halbzellen durch einen O^{2-} -Ionen leitenden gasdichten Festelektrolyten voneinander getrennt. Als Elektrolytmaterialien werden stabilisiertes Zirconiumdioxid (ZrO_2) dotiert mit 8mol% Y_2O_3 oder Lanthangallat ($LaGaO_3$) mit einer Sr- und Mg-Dotierung verwendet. Diese Materialien weisen bei Temperaturen oberhalb von 800°C ein hohe Ionenleitfähigkeit auf. Die Kathode (im Elektrolysemodus) wird meist aus einem porösen Cermet² zusammengesetzt, bestehend aus yttriumstabilisiertem Zirkonium (YSZ) und metallischem Nickel. Die Anode besteht aus einem Verbundwerkstoff auf Basis von

²Verbundwerkstoff aus einem keramischen Werkstoff in einer metallischen Matrix

Lanthan-Strontium-Manganat. Die beiden Elektroden sind direkt auf dem Festelektrolyten aufgebracht. Der vorgeheizte Wasserdampf wird kathodenseitig zugeführt. Dieser reagiert mit zwei Elektronen zu O^{2-} -Ionen und Wasserstoff. Der entstandene Wasserstoff kann direkt mit dem unverbrauchten Wasserdampf kathodenseite abgeführt werden. Die O^{2-} -Ionen diffundieren durch den Festelektrolyten auf die Anodenseite. Diese oxidieren anschließend unter Abgabe von zwei Elektronen zu atomaren Sauerstoff. [56]



Abbildung 3.3: Abbildung der Zellreaktionen in einer SOE-Zelle. (Quelle:[13])

Die theoretische Zersetzungsspannung für Wasserdampf beträgt für einen Temperaturbereich von $100 - 1000^{\circ}C$ etwa 0,92 - 1,18 V, praktisch werden bei der Dampfelektrolyse Zersetzungsspannungen von 1,05 - 1,2 V erreicht. Die Stromdichte der Zelle liegt bei ca. 0,5 - 1 $A \cdot cm^{-2}$. Die Lebensdauer der Zellen ist stark von den verwendeten Materialien und der Betriebsweise abhängig. So ist eine der häufigsten Ursachen für eine Fehlfunktion der Zelle die Delamination (Ablösung) der Sauerstoffelektrode vom Festelektrolyten. Weiters kommt es während des Betriebs zu einer Degradation der Zellen, welche die Leistungsfähigkeit der Zelle zunehmend reduziert. [57] Die Degradation heute verfügbarer Zellen bewegt sich im Bereich von 0,5%/1000 h bei Systemlaufzeiten > 30000 h und stationären Betriebsbedingungen. Prinzipiell ist eine ähnlich Überlastfähigkeit wie bei PEMEC gegeben, dies geht jedoch mit einer schnelleren Zelldegradation einher. [58] Aufgrund der hohen Betriebstemperaturen ergeben sich hohen Anforderungen an das Zellmaterial. So sind lange Aufheiz- und Abkühlzeiten notwendig um Materialspannungen innerhalb der Zelle gering zu halten. Dynamische Lastwechsel spiegeln sich in der Zelltemperatur wieder, da diese stark von der Stromdichte abhängig ist. [59] Das dynamische Verhalten der Zellen wird in Kapitel 6 unter Betrachtung eines Simulationsmodells genauer untersucht.

Neben der reinen Wasserstoffspaltung kann kathodenseitig mit dem Wasserdampf zusätzlich Kohledioxid (CO_2) in die Zelle geführt werden. Das Kohlendioxid spaltet sich zu Kohlenmonoxid (CO) und wird mit dem entstandenen Wasserstoff zu Synthesegas. Dieses kann durch einem kathodenseitig nachgeschaltenen Nickelkatalysator in Methan umgewandelt werden. Nach der Methanisierung kann das entstandene Gas direkt ins Erdgasnetz eingespeist werden. [60]

3.3.1 Zelltopologien

Bei SOE-Zellen wird in Bezug auf das Zelldesign zwischen röhrenförmigen (tubularen) und bipolar-plattenförmigen Zellen unterschieden. Diese unterscheiden sich in der Leistungsdichte, dem Elektrolytwiderstand, der Dichtheit sowie in wirtschaftlichen fertigungstechnischen Aspekten. [61]

Röhrenförmige Zellen

Das grundlegende Design röhrenförmiger Zellen ist in Abbildung 3.4 dargestellt. Im Inneren der Rohrzelle befindet sich die Kathode, welche von überhitztem Wasserdampf gemischt mit einem kleinen Anteil Wasserstoff durchströmt wird. Die Anode bildet den Mantel der Zelle, an der Sauerstoff abgegeben wird. Zwischen den Elektroden befindet sich der ionenleitende Festelektrolyt. Tubulare Zellen haben den Vorteil, dass diese leichter abzudichten sind und somit höhere Partialdrücke möglich sind. Nachteilig erweist sich die geringere Leistungsdichte und die höheren Produktionskosten im Vergleich zum planaren Design. [61], [62]



Abbildung 3.4: Zellaufbau bei röhrenförmigen Zelldesign. (Quelle: [48])

Planare Zellen

Planare Elektrolysezellen weisen im Gegensatz zu tubularen Zellen eine wesentlich höhere Leistungsdichte auf. Dies beruht darauf, dass Elektroden, Elektrolyt und Verbindungsschichten wesentlich dünner ausgeführt werden können als dies bei Rohrzellen möglich ist. Weiters ist es aufgrund des bipolaren Designs möglich, dass Elektronen von der Anode einer Zelle zur Kathode einer Nachbarzelle im Zellstapel (engl. Stack) wandern. Dies reduziert im Vergleich zum unipolaren Design die ohmschen Strom-Wärme-Verluste aufgrund von Überspannungen.

Nachteilig erweisen sich jedoch die Abdichtungsprobleme, welche mit dieser Topologie einhergehen. [61] Abbildung 3.4 zeigt den grundlegenden Aufbau bipolar-planarer Zellen.

Bei planaren Zellen wird weiters zwischen kathodenengestützten und elektrolytgestützen Zellen unterschieden. Bei elektrolytgestützten Zellen weist der Elektrolyt eine Stärke von 100 – 200 μm auf. Die daran angebrachten Elektroden können daher dünner ausgelegt werden und weisen eine Stärke von 10 – 40 μm auf. Dieses Konzept ist für höhere Temperaturen (bis ca. 1000°*C*) und größere Stromdichten ausgelegt. Stützt die Kathode die Zelle, kann der Elektrolyt wesentlicher dünner ausgelegt werden (ca. 10 – 15 μm). Dies führt zu einer guten Ionenleitfähigkeit des Elektrolyten schon bei Temperaturen ab 700°*C*. Jedoch führen die dünneren Elektroden zu geringeren Stromdichten. [48]





3.3.2 rSOC

Vor wenigen Jahren konnte erstmals praktisch nachgewiesen werden, dass der Elektrolysebetrieb und der Bennstoffzellenbetrieb mit ein und derselben Zelle realisierbar sind. So kann aus elektrischer Energie Wasserstoff erzeugt werden und mit demselben System wieder verstromt werden. Diese Technologie wird rSOC (engl. "reversible solid oxide cell") genannt. [58]

Damit ergeben sich für dieses System eine Vielzahl an Möglichkeiten für Netzdienstleistungen. [63]

3.4 Technischer Vergleich der Elektrolyseanlagen

Um nun die im Kapitel 3 beschriebenen Technologien zur Wasserstoffherstellung mittels Wasserelektrolyse kompakt zusammenzufassen, sind in Tabelle 3.1 die technisch relevanten Parameter der drei Anlagentypen aufgelistet. Die Vorteile der Hochtemperatur-Elektrolyse liegen zum Einen in der relativ niedrigen Zellspannung und zum Anderen in dem hohen Wirkungsgrad des Gesamtsystems. Probleme ergeben sich aufgrund der langen Startzeit aus dem kalten Zustand, welche mit zunehmender Systemgröße weiter ansteigt. Somit ist es aus heutiger Sicht notwendig das System auf einer StandbyTemperatur von $600 - 700^{\circ}C$ zu halten um auf Laständerungen zeitnah reagieren zu können.

Figureshefter	Alkalische	PEM	Hochtemperatur
Eigenschaften	Elektrolyse	Elektrolyse	Elektrolyse
Technologie-Reifegrad	Sehr ausgereift	Demonstration	R&D
Zelltemperatur in $^{\circ}C$	60-80	50-80	800-1000
Zelldruck in <i>Pa</i>	<30	<30	<30
Stromdichte in A/cm^2	0,2-0,4	0,6-2,0	0,3-1,0
Zellspannung in V	1,8-2,4	1,8-2,2	0,95-1,3
Leistungsdichte in W/cm^2	<1,0	<4,4	<3,5
Wirkungsgrad in %	62-82	67-82	81-86
Teillastbereich in %	20-40	0-10	30-120
Wasserstoffproduktion in Nm^3/h	<760	<30	>50
Stack Lebensdauer in <i>h</i>	<90000	<20000	<40000
System Lebensdauer in <i>a</i>	20-30	10-20	-
Kaltstartzeit in <i>min</i>	15	<15	>60

Tabelle 3.1: Übersicht über die technisch relevanten Parameter der betrachteten Elektrolyseanlagen. (Quellen: [35], [48], [51], [53], [56], [57], [58], [59])

4 Konzepte zur Netzintegration

Im folgenden Kapitel werden die möglichen Schnittstellen des SOEC/SOFC-Systems zu bestehenden Energiesystemen untersucht. Unterschieden bestehen bei der Anbindung an bestehende elektrische Energiesysteme, der Anbindung an die Gasinfrastruktur sowie der Kopplung an den Wärmesektor. Besonderes Augenmerk wird auf die elektrische Anbindung in Verbindung mit bestehenden regenerativen Erzeugeranlagen gelegt. Es werden die notwendigen technischen sowie die organisatorischen Anforderungen für die sichere Integration des SOEC/SOFC-Systems herausgearbeitet.

Um die Vielfalt der Anwendungsmöglichkeiten und deren Verbindungen untereinander anschaulich beschreiben zu können, sind diese in Abbildung 4.1 dargetellt. Aus der Graphik ergeben sich anschließend einzelne Prozessketten, von denen in den folgenden Unterpunkten drei näher betrachtet werden.



Abbildung 4.1: Darstellung der Anwendungsmöglichkeiten des SOEC/SOFC-Stystems. (eigene Darstellung)

4.1 Integrationsmöglichkeit 1 - Parallelanbindung des SOEC/SOFC-Systems an das Verbundnetz und an regenerative Erzeugeranlagen.

Die Integrationsmöglichkeit 1 beschreibt jene Prozesskette, in der das SOEC/SOFC-System im Parallelbetrieb zwischen dem elektrischen Verbundnetz und einer regenerativen Erzeugeranlage betrieben wird. Es kann sowohl elektrische Energie vom Netz als auch von einer regenerativen Erzeugeranlage (z.B Windkraftanlage oder PV-Anlage) bezogen werden und im Elektrolysemodus Wasserstoff erzeugt und in einem Wasserstoffspeicher (Unterpunkt 2.2) eingespeichert werden. Weiters ist es möglich den gespeicherten Wasserstoff im Brennstoffzellenmodus in elektrische Energie umzuwandeln, welche direkt ins elektrische Energienetz eingespeist werden kann. Somit ist es möglich elektrische Energie in Form von Wasserstoff zwischenzuspeichern und bei Bedarf wieder ans Netz abzugeben. Abbildung 4.2 zeigt diese Prozesskette graphisch.



Abbildung 4.2: Graphische Darstellung der Prozesskette 1. (eigene Darstellung)

Diese Prozesskette erlaubt es also, dass sich die gekoppelte Erzeugeranlage sowohl an der Leistungs-Frequenz-Regelung (Unterpunkt 2.1.1) als auch als Teil eines Demand Side Managements (DMS) beteiligt. Eine Beteiligung an der Primär- oder Sekundärregelung wird aufgrund der Höhe der Leistungsbereitstellung sowie der Aktivierungszeit des SOEC/SOFC-System bewertet. Beim DMS spielt nur der Elektrolysemodus des Systems eine Rolle, da hierbei auf ein Über- oder Unterangebot im elektrischen Verbundnetz mit einer flexiblen Last (Elektrolyseur) reagiert wird.

Aus ökonomischer und systemtechnischer Sicht ist auf eine sinnvolle Abstimmung der jeweiligen Systemgrößen zueinander zu achten. So sind die technisch relevanten Parameter der Wind- bzw. PV-Anlage (siehe Tabelle 2.4) sowie das Erzeugerprofil genau zu bestimmen. Darauf aufbauend kann das SOEC/SOFC-System und anschließend der Wasserstoffspeicher dimensioniert werden.

4.2 Integrationsmöglichkeit 2 - SOEC-System im Inselbetrieb.

Die Integrationsmöglichkeit 2 beschreibt jene Prozesskette in der das SOEC-System Wasserstoff unter Verwendung von elektrischer Energie aus regenerativen Erzeugeranlagen erzeugt und diesen, mit der Möglichkeit einer Zwischenspeicherung, in eine vorhandene Wasserstoffinfrastruktur einspeist. Diese Integrationsmöglichkeit ist rein für den Inselbetrieb, ohne vorhandenes elektrisches Netz, ausgelegt. Abbildung 4.3 zeigt diese Prozesskette graphisch. Diese Systemkette ist ausschließlich zur Wasserstoffproduktion geeignet. Aufgrund der volatilen elektrischen Leistungsbereitstellung der Wind- bzw. PV-Anlage (Unterpunkt 2.1.2) ist ein elektrischer Pufferspeicher (Batteriespeicher) unumgänglich. Die Dimensionierung dieses Pufferspeichers ist Teil der Simulationsergebnisse in Kapitel 6.



Abbildung 4.3: Graphische Darstellung der Prozesskette 2. (eigene Darstellung)

4.3 Integrationsmöglichkeit 3 - SOEC/SOFC-Systems inklusive Methanisierungsanlage und Wärmeauskopplung

Die Integrationsmöglichkeit 3 bildet die umfangreichste Einbindung des SOEC/SOFC-System in vorhandene Infrastrukturen. Hierbei wird die elektrische Energie vom Netz und/oder wahlweise von einem regenerativen Energieerzeuger bezogen. Im Elektrolysemodus wird Wasserstoff erzeugt und entweder zwischengespeichert oder einer Methanisierungsanlage zugeführt, welche unter Verwendung einer CO_2/CO -Quelle Methan produziert und in die Erdgasinfrastruktur einspeist. Im Fuel Cell-Modus kann aus dem zwischengespeicherten Wasserstoff wieder elektrische Energie gewonnen werden. Zusätzlich zur stofflichen Umwandlung dieser Prozesskette wird auch die entstehende Prozesswärme genutzt. Diese thermische Netzeinbindung führt zu einer Wirkungsgradsteigerung des Gesamtsystems. Somit wird die Abwärme im Fuel Cell Modus in einem thermischen Pufferspeicher zwischengespeichert und anschließend einer Wärmeinfrastruktur zugeführt. Im Elektrolysemodus wird diese vorhandene Wärmeinfrastruktur genutzt um das System auf Betriebstemperatur zu bringen bzw. zu halten. Abbildung 4.4 stellt diese Integrationsmöglichkeit graphisch dar.



Abbildung 4.4: Graphische Darstellung der Prozesskette 3. (eigene Darstellung)

4.4 Elektrische Netzanschlussanforderungen an Einspeiseanlagen

Bei den Integrationsmöglichkeiten 1 und 3 handelt es sich um einen Parallelbetrieb der Elektrolyseanlage (SOEC/SOFC-System) mit der Erzeugeranlage (Wind-/PV-Anlage) und dem elektrischen Energienetz. Der Netzbetreiber gibt in diesem Fall Richtlinien vor, welche von der gesamten Erzeugeranlage (Wind-/PV-Anlage und SOEC/SOFC-System inkl. Batteriespeicher) eingehalten werden müssen. Diese Richtlinien sind in den *"Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)"* zusammengefasst. Im *Teil D* der TOR werden jene technischen Sonderthemen behandelt, welche für den zuverlässigen und sicheren Betrieb des Verteilernetzes mit angeschlossener Erzeugeranlage nötig sind. Diese sind ebenfalls zu beachten wenn bereits ans Netz angeschlossen Erzeugeranlagen um weitere Erzeugereinheiten oder Lasten erweitert werden. Unabhängig davon ist die Sicherheit von Personen und Sachen sowie die Sicherheit des Betriebs der Erzeugeranlage zu jeder Zeit sicherzustellen. [64]

Um eine Netzanschlussbeurteilung durchführen zu können, sind sowohl die technischen Daten des Netzes am Anschlusspunkt, als auch die relevanten Parameter der Erzeugeranlage zu erheben. Auf der Netzseite sind dies folgende Daten: [65]

- Die minimale und maximale dreipolige Netzkurzschlussleistung.
- Die Nennspannung am Anschlusspunkt und die zu erwartende Abweichung von der aktuellen Spannung.
- Die zulässigen Netzrückwirkungen der Erzeugeranlage.
- Die maximal zulässige Einspeiseleistung (Wirkleistung) der Erzeugeranlage.
- Der Blindleistungsbereich und ein Blindleistungsregelkonzept.

Auf Seite der Erzeugeranlage sind folgende betriebstechnische Parameter zu erheben: [66]

• Die Einspeiseleistung: Ist der höchste Mittelwert der Scheinleistung welche am Einspeisepunkt (Verknüpfungspunkt) während eines definierten Zeitintervalls auftritt. (Bei Windernergieanlagen z.B. 1-min- bzw. 10-min-Intervall)

- **Die Nennspannung**: Ist jene Leiter-Leiter-Spannung, mit der das Betriebsmittel (die Erzeugeranlage) betrieben wird.
- Die Kurzschlussleistung: Bezeichnet das Produkt von Kurzschlussstrom , Nennspannung und bei Drehstromsystemen den Faktor $\sqrt{3}$.
- Die schaltbedingte Spannungsänderungen: Kennzeichnet jene Spannungsänderungen, welche beim Zu- oder Abschalten von Teilen der Erzeugeranlage (z.B. einzelne Windräder) auftreten können.
- Der Flicker: Bezeichnet optisch wahrnehmbare Lichtdichteänderungen von Lampen aufgrund von Spannungsschwankungen.
- Der Oberschwingungsgehalt: Bezeichnet das Verhältnis des Effektivwertes der Summe aller Oberschwingungsanteile zum Effektivwert des Grundschwingungsanteils.
- Die Kommutierungseinbrüche: Sind Spannungsänderungen auf der Wechselstromseite eines Stromrichters, welche aufgrund des Kommutierungsvorganges (Umschaltung der stromführenden Zweige eines Stromrichters) auftreten.

Aufgrund dieser Parameter kann anschließend ein Anschlusskonzept erstellt werden. An welche Netzebene die Erzeugeranlage angeschlossen werden darf, lässt sich im Allgemeinen mit folgender Faustformel sehr gut abschätzen: [64]

$$Einspeiseleistung in MVA = Anschlussspannung in kV$$
(4.1)

Dies soll nun am Beispiel einer Netzanbindung eines Windparks (4 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 9,6 *MW*) in Kombination mit einem SOEC-System veranschaulicht werden. Abbildung 4.5 zeigt einen Übersichtsplan mit den für die parallele Netzkopplung benötigten Betriebsmittel. Der Windpark und das SOEC-System sind über eine 10-kV-Sammelschiene verbunden. Transformator 2 transformiert die 660 *V* Anlagenspannung der Windräder auf die 10 kV der Sammelschiene. Der Transformator 3 speist wiederum die über einen Stromrichter verbundene SOEC-Anlage. Die 10 kV-Sammelschiene ist über Transformator 1 an das 20 kV-Netz angeschlossen.

Die gesamte Windenergieanlage besitzt eine Gesamtleistung S_{Wind} von 9,6 *MVA* und das gekoppelte SOEC-System eine Leistung von $S_{PtG} = 8$ *MVA*. Hierbei tritt der Windpark als Erzeuger und die SOEC-Anlage als Last auf. Die erforderlichen Parameter der



Abbildung 4.5: Übersichtsdarstellung des Netzanschlusses eines SOEC/SOFC-Stystems mit einem Windpark. (eigene Darstellung)

Windkraftanlage und des Elektrolyseurs sind Tabelle 4.1 zu entnehmen. Die folgenden Berechnungen wurden unter zuhilfenahme der TOR D2 [64] durchgeführt.

4.4.1 Spannungsabfall bzw. -anhebung

Eine Leistungsänderung in einem Netzpunkt hat immer eine relative Spannungsänderung in diesem Netzpunkt sowie in allen übrigen Netzpunkten zur Folge. Die Berechnung dieser relativen Spannungsänderung $\Delta u_{an,V}$ am Verknüpfungspunkt V wird mit folgender Gleichung durchgeführt:

$$\Delta u_{an,V} = \frac{S_{rEmaxV}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi_V - \varphi_E)$$
(4.2)

4 Konzepte zur Netzintegration

Daten	Windenergieanlage	SOEC/SOFC-System
Bemessungsleistung P _{r,E}	3x 2000kVA; 1x3600kVA	8000kVA
Anlagenzahl <i>n</i>	4	1
1-min-Mittelwert p_{1min}	1,1	1
Momentanwert p_{mom}	1,3	-
Bemessungsspannung U _r	660V	400V
Flickerbeiwert <i>c</i>	4	-
Winkel der Laständerung φ_f	11 [°]	-
Leistungsfaktor $cos \varphi_E$	1	-
Schaltstromfaktor $k_{i,\Psi}$	0,3	-

Tabelle 4.1: Relevante Parameter für den Netzanschluss der Erzeugeranlagen. (Quelle: [17])

 $\Delta u_{an,V}$... relative Spannungsanhebung im Verknüpfungspunkt

- S_{rEmaxV} ... maximale Einspeiseleistung im Verknüpfungspunkt in VA
- S_{kV} ... Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt in VA
- ψ_V ... Netzimpedanzwinkel im Verknüpfungspunkt

 φ_E ... Einspeisewinkel zwischen Wirk – und Scheinleistung

ÖNORM/ÖVE EN 50160 [65] schreibt ein maximales Spannungstoleranzband in Mittelspannungsnetzen von $\Delta u_{An,zul} = 2\%$ vor.

Zur Berechnung der maximalen Spannungsanhebung wird folgender Fall betrachtet, in dem die SOEC-Anlage ausgeschaltet ist und die Windkraftanlage mit maximaler Leistung ins Netz einspeist. Die Scheinleistung wird auf den 1-Minuten-Mittelwert bezogen.

$$S_{rE,max,1min} = S_{rE,max} \cdot p_{1min} = 9,6 \ MVA \cdot 1, 1 = 10,56 \ MVA$$
(4.3)

Mit einem Einspeisewinkel von $\varphi_E = 0^\circ$ ergibt sich folgende Spannungsanhebung im 20-kV-Netz:

$$\Delta u_{an} = \frac{S_{rE,max,1min}}{S_{kV,110}} \cdot \cos(\psi - \varphi_E) = \frac{10,56 \ MVA}{280 \ MVA} \cdot \cos(70^\circ - 0^\circ) \approx 1,3\%$$
(4.4)

4.4.2 Schaltbedingte Spannungsänderung

Werden einzelne Anlagenteile zu- bzw. abgeschaltet, bedingt dies eine schaltbedingte Spannungsänderung im Netz. Der zulässige Wert für Spannungsänderungen beträgt in Mittelspannungsnetzen $d_{zul} = 3\%$. Dies kann mit folgender Formel berechnet werden:

$$d = \frac{\Delta S_A}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi) = \frac{\frac{P_{Wind} \cdot p_{mom}}{\cos\varphi_E}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi)$$
(4.5)

- d ... relative Spannungsänderung
- S_A ... Laständerung in VA
- S_{kV} ... Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt in VA
- ψ ... Netzimpedanzwinkel
- φ ... Winkel der Laständerung

Die größte Stromstärke, welche beim Schalten der Windkraftanlagen auftreten kann, ist mit der momentanten Leistung p_{mom} gegeben.

$$d = \frac{\frac{P_{Wind} \cdot p_{mom}}{\cos\varphi_E}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi) = \frac{\frac{9.6MW \cdot 1.2}{1}}{280MVA} \cdot \cos(70^\circ - 0^\circ) \approx 1.4\%$$
(4.6)

4.4.3 Flicker

Zur Berechnung der Flickerstärke P_{lt} (Langzeit-Flickerstärke) einer Erzeugeranlage am Verknüpfungspunkt wird folgender Zusammenhang gewählt:

$$P_{lt} = c \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \cdot |\cos(\psi - \varphi_f)|$$
(4.7)

d... Langzeit – Flickerstärke in p.u.

 S_{rE} ... Bemessungsleistung der Erzeugeranlage in VA

 S_{kV} ... Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt in VA

 ψ ... Netzimpedanzwinkel

c... Anlagenflickerbeiwert

 $\varphi_f \dots$ Winkel der Laständerung

Sind mehrere flickerrelevante Erzeugeranlagen am selben Verknüpfungspunkt angeschlossen, wird die gesamte Flickerstärke aus der geometrischen Summe der Einzelflickerstärken gewonnen. Ist der flickerrelevante Phasenwinkel einer Erzeugeranlage nicht bekannt, kann der Kosinusausdruck in Gleichung (4.7) in guter Näherung gleich 1 gesetzt werden. Dies wurde für die einzelnen Erzeugeranlagen (3 Windräder mit 2 *MW* und 1 Windrad mit 3,6 *MA*) durchgeführt und ergibt einen gesamt erzeugten Flicker von:

$$P_{lt} = \sqrt{(0,008 \ p.u.)^2 + (0.009 \ p.u.)^2} = 0,012 \ p.u.$$
 (4.8)

4.4.4 Oberschwingung

Netzrückwirkungen aufgrund von Oberschwingungen entstehen durch nichtsinusförmige Stromaufnahme von angeschlossenen Betriebsmitteln. Besonders Lasten, welche über einen Stromrichter gespeist werden (z.B. SOEC-Anlage) oder Erzeugeranlagen, welche über einen Stromrichter einspeisen, generieren Oberschwingungen im Netz. Grenzwerte für die Emission von Oberschwingungen werden nur für die relevanten stromrichtertypischen Ordnungszahlen ν (z.B. 3, 5, 7,...) angegeben.

$$\frac{I_{\nu}}{I_A} \le \frac{p_{\nu}}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} \tag{4.9}$$

 I_{v} ... Oberschwingungsstrom in A I_{A} ... Anlagenstrom in A p_{v} ... Proportionalitäts faktor v ... Ordnungszahl der Harmonischen S_{kV} ... Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt in VA S_{kV} ... Anschlussleistung der Anlage in VA

Aufgrund fehlender Daten der Stromrichter der SOEC-Anlage wird auf eine detaillierte Berechnung des Oberschwingungsgehalts im Anlagenstrom verzichtet.

4.4.5 Beurteilung

Aufgrund des Anschlusses an die 20kV-Netzebene bleibt die Spannungsanhebung am Netzknoten unter dem erlaubten Grenzwert und stellt kein Problem für den Netzanschluss dar. Die schaltbedingten Spannungsänderungen bewegen sich ebenfalls noch im tolerablen Bereich. Die Flickerstärke der vier Windkraftanlagen ergibt einen Wert von 0,012 *p.u.*, was unter den vorgegebenen Wert von 0,46 *p.u.* und sich somit im zulässigen Bereich befindet. Eine Bewertung des Oberschwingungsgehalts wurde aufgrund fehlender Daten der Stromrichter nicht durchgeführt.

Bewegt sich der Oberschwingungsgehalt in einem zulässigen Bereich, können die Anlagen in dieser Konfiguration an den Verknüpfungspunkt angeschlossen werden. Die Beurteilung, ob der Netzanschluss am Verknüpfungspunkt zulässig ist, muss also individuell für jede Anlagenkonfiguration durchgeführt werden und lässt sich nicht pauschal beantworten.

4.5 Integration in eine Gasinfrastruktur

Im Zuge der Integrationmöglichkeiten 2 und 3 (Unterpunkt 4.2 und 4.3) ist eine Anbindung an ein vorhandenes Gasnetz vorgesehen. Im folgenden wird kurz auf die Rahmenbedingungen für diese Art der Anbindung eingegangen.

4.5.1 Anbindung an das Erdgasnetz

Im Gaswirtschaftsgesetz 2011 §§ 27 ff. und in der Gas-Markt Modell Verordnung 2012 wird der Erdgasnetzzugang für den Zweck der Einspeisung geregelt. Hierin sind relevanten Kenngrößen zur Gasbeschaffenheit sowie die Bandbreite des Betriebsdruckes der einzelnen Einspeiseebenen aufgelistet. Tabelle 4.2 zeigt einen Auszug aus der ÖVGW Richtlinie G31. [67]

Diese Grenzwerte sind von Einspeiseanlagen einzuhalten, um die Sicherheit und Qualität im Gasnetz zu gewährleisten.

Im Bezug auf Druckniveau und Fördermenge wird das Erdgasnetz in Ebenen unterteilt. Prinzipiell ist das österreichische Erdgasnetz in drei Ebenen unterteilt. Netzebene 1 operiert unter hohem Druck (bis 70 *bar*) und ist direkt mit Förderanlagen und Erdgasspeicher verbunden. Diese Ebene steht zum großflächigen Transport großer Mengen

4 Konzepte zur Netzintegration

Bezeichnung	Einheit	Wert
Wobbe-Index	kWh/m^3	13,3-15,7
Brennwert	kWh/m^3	10,7 - 12,8
Rel. Dichte	1	0,55-0,65
Kondensationspkt.	°C	max 0
Kohlenwasserstoffe	C	max. 0
Taupunkt Wasser	°C	max. 8
Anteil Wasserstoff	mol – %	≤ 4

Tabelle 4.2: Auszug der Kenngrößen zur Gasbeschaffenheit aus ÖVGW G31. (Quelle: [67])

Erdgas zur Verfügung. Netzebene 2 und 3 dienen zur regionalen Verteilung des Erdgases. Diese operieren mit wesentlich geringeren Druckniveaus und Rohrdurchmessern als Netzebene 1 und dienen zur Endkundenversorgung.

Die Wahl der Netzebene für die Einspeisung wird also primär vom Druckniveau sowie von der Einspeisemenge durch die Erzeugeranlage bestimmt. [67]

5 Modellerstellung in Matlab/Simulink

Im Rahmen dieser Arbeit soll nun ein Simulationsmodell einer Hochtemperatur Powerto-Gas Anlage erstellt werden. Um das dynamische Verhalten der Elektrolyseanlage beschreiben zu können, wird diese nach Integrationsmöglichkeit 2 (Kapitel 4.2), im Inselbetrieb mit einer bestehenden Windkraftanlage gekoppelt. Aufgrund dieser Anordnung ergibt sich ein Bedarf eines Batteriepufferspeichers, der zwischen Windkraftanlage und und Elektrolyseanlage installiert wird. Dieser Pufferspeicher wandelt den zeitlich stark fluktuierenden Leistungsverlauf der Windkraftanlage in einen für die Elektrolyseanlage verträglichen Leistungsverlauf mit entsprechenden Leistungsgradienten um. Das Modell wurde in der Simulationsumgebung Matlab/Simulink erstellt. Abbildung

5.1 zeigt die grundlegende Blockstruktur des gesamten Simulationsmodells.



Abbildung 5.1: Blockstruktur des Simulationsmodells in Simulink.

In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Blöcke in Abbildung 5.1 detailliert beschrieben.

5.1 Windkraftanlage

Die Windkraftanlage stellt in diesem Modell die elektrische Leistung bereit, welche von der Elektrolyseanlage zur Wasserstoffproduktion benötigt wird. Um die Auslegung des gesamten Modells so realitätsgetreu wie möglich zu gestalten, sind reale Messdaten unabdingbar. Im Laufe der Modellerstellung hat sich die zeitliche Auflösung der Messdaten als wichtiges Kriterium für die Systemauslegung erwiesen. So wurde zur Bestimmung der Nennkapazität des Batteriepufferspeichers, aber auch für den Leistungsbereich (Arbeitsbereich) der Elektrolyseanlage der Leistungsverlauf einer 3 *MW* Windkraftanlage im Zeitraum eines Monats (Jänner 2019) mit einer zeitlichen Messwertauflösung von zehn Minuten herangezogen. Diese Auflösung stellt sich als hinreichend genau heraus um eine erste Dimensionierung der Anlagenkomponenten durchzuführen. Abbildung 5.2 zeigt einen Ausschnitt des zeitlichen Verlaufs der Windleistung und der Windgeschwindigkeit an der Anlage.



Abbildung 5.2: Zeitlicher Verlauf der Windleistung und der Windgeschwindigkeit einer 3 *MW* Windkraftanlage. (eigene Darstellung mit Daten aus [18])

Um den genauen Leistungsgradienten (Änderungsgeschwindigkeit der Erzeugerleistung) einer Windkraftanlage bestimmen zu können, sind kleinere zeitliche Auflösungen der Erzeugerleistung (Wirkleistung) nötig. Daher wurden Messwerte mit einer zeitlichen Auflösung von einer Sekunde verwendet. In Unterpunkt 2.1.2 Abbildung 2.9 wurde bereits ein zeitlich größerer Ausschnitt dieser Messreihe abgebildet. Es ist zu erkennen, dass zeitweise einzelne Windräder dieses Windparks abgeschaltet werden. Es kommt hierbei zu einem maximalen Leistungsgradienten von 750 kW/s. Wird ein Ausschnitt (eine Woche) gewählt in dem es zu keinen Turbinenabschaltungen kommt, beträgt die maximale Änderung der Erzeugerleistung 250 kW/s. Abbildung 5.3 zeigt einen Ausschnitt (20 Minuten) des zeitlichen Leistungsverlauf dieser Messreihe.



Abbildung 5.3: Ausschnitt des zeitlichen Verlaufs der Erzeugerleistung eines 9,6 MW Windparks (4 Windräder) am 13. Februar 2019 mit einer zeitlichen Messwertauflösung von 1s. (eigene Darstellung mit Daten aus [18])

5.2 Batteriepufferspeicher mit Umrichter

Aus Abbildung 5.2 und 5.3 ist zu erkennen, dass die Erzeugerleistung entlang des gesamten Leistungsbereichs starken zeitlichen Schwankungen unterliegt. Aufgrund der beschränkten Teillastfähigkeit (ca. 30 – 100% der Nennleistung) des Elektrolyseurs und dem durch das System vorgegebenen Leistungsgradienten ist ein Batteriepufferspeicher inklusive Umrichter zwischen Windkraftanlage und Elektrolyseanlage einzubringen. Zur Modellierung eines Batteriespeichers inkl. Umrichter sind folgende Parameter zu ermitteln:

- Nennkapazität in kWh: Gibt jene Energiemenge an, welche im Batteriespeicher maximal gespeichert werden kann.
- Leistungsgradient in kW/s: Beschreibt die leistungsbezogene Ein- bzw. Ausspeichergeschwindigkeit.
- Ladewirkungsgrad: Beschreibt das Verhältnis der entnehmbaren zu der beim Ladevorgang aufzubringenden Energie.
- Ladezustand (engl. State of Charge, SoC): Der SoC ist ein Maß für den Ladezustand des Batteriespeichers. $SoC = 0\% \rightarrow leer$; $SoC = 100\% \rightarrow voll$.
- Maximale Entladetiefe (engl. Depth of Discharge, DoD): Bei der maximal zulässigen Entladetiefe ist die untere Ladeschlussspannung der Batterie erreicht und kein weiteres Entladen der Batterie mehr zulässig.

Abbildung 5.4 zeigt den Aufbau des Batteriepufferspeichermodells in Simulink.



Abbildung 5.4: Aufbau des Pufferspeichers in Simulink. (eigene Dastellung)

Das Batteriemodell inklusive Umrichter nimmt als Eingangsgröße die Wirkleistung des Windparks entgegen und gibt als Ausgangsgröße einen in der Amplitude und der Anstiegsgeschwindigkeit begrenzten Leistungsverlauf aus. Der Pufferspeicher wird über den Umrichter geladen bzw. entladen wenn sich die vom Windpark erzeugte Leistung oberhalb bzw. unterhalb eines definierten Leistungslimits bewegt. Die Batterie wird solange mit einer einstellbaren Ladeleistung geladen, bis diese SoC = 100% erreicht und keine Energie mehr aufnehmen kann. In diesem Betriebspunkt fährt die Elektrolyseanlage mit Nennleistung und die Windkraftanlage muss abgeschaltet werden. Bei zu geringer Leistungserzeugung durch die Windkraftanlage stellt die Batterie die zusätzlich benötigte Energie bereit und die Elektrolyseanlage fährt im untersten zulässigen Teillastbereich (ca. 30 - 60% der Nennleistung). Fällt die Batterie unter die maximal zulässige Entladetiefe (SoC = 20%) muss die Elektrolyseanlage in den Standby-Modus gefahren werden.

Die Dimensionierung des Batteriepufferspeichers ist im wesentlichen von der Anlagengröße des Windparks und der Elektrolyseanlage und von der Betriebsweise letzterer abhängig. In Kapitel 6 wird dieser Sachverhalt näher behandelt.

Der Umrichter wird nicht separat modelliert. Dieser wird durch einen Leistungsgradienten im Modell eingepflegt, welcher die Ein- und Ausspeicherungsgeschwindigkeit des Batteriepufferspeichers bestimmt.

5.3 Elektrolyseur

Das Simulationsmodell eines Hochtemperatur SOEC-Systems ist in dieser Arbeit als teilphysikalisches Modell (engl. grey-box model) erstellt worden. D.h. es basiert sowohl auf physikalischen Zusammenhängen als auch auf empirisch ermittelte Daten.

Abbildung 5.5 zeigt die Eingangs- und Ausgangsparameter des Elektrolysemodells. Als Eingangsgröße nimmt das Modell den Leistungsverlauf des Batteriepufferspeichers entgegen. Die Ausgangsgrößen sind die Stromdichte, der Systemwirkungsgrad, die Zelltemperatur, der produzierte Wasserstoff und Sauerstoff, der Wasser(dampf)verbrauch sowie die Zellspannung.

Die grundlegende Herangehensweise für den Modellaufbau in dieser Arbeit beginnt mit der Nachbildung der physikalischen Eigenschaften einer einzelnen SOE-Zelle. Diese Zellen werden anschließend zu einem Stack gestapelt. Mehrere miteinander verschaltete Stacks ergeben am Ende die Wasserdampfelektrolyseeinheit (engl. SOEC-Unit). Die grundlegenden Zusammenhänge wurden dem Forschungsberichten Petipas et al. [50], Botta et al. [68], Kazempoor et al. [69], Manage et al. [70] sowie aus bestehenden Simulationsmodellen der AVL List GmbH entnommen.



Abbildung 5.5: Eingangs- und Ausgangsparamteter des Elektrolysemodells. (eigene Darstellung)

In den folgenden Unterpunkten werden die einzelnen Komponenten und deren Modellierung detailliert beschrieben.

5.3.1 SOE-Zellen

Geometrischer Aufbau

Für den Elektrolyseur werden anodengestüzte planare Zellen mit einer aktiven Fläche S_{active} von 100 cm^2 verwendet. Da zusätzlich zur aktiven Fläche ein Bereich für Kontaktierung und Befestigung der Zelle bereitgestellt werden muss, ergibt sich die effektive Zellenlänge zu $l_{cell} = 0.192 \ m$. Abbildung 5.6 zeigt die Abmessungen der Zelle, des Stacks inkl. thermischer Isolierung sowie der gesamten SOEC-Unit.



Abbildung 5.6: Geometrische Abmessungen der SOE-Zelle, des SOE-Stacks und der gesamten SOEC-Unit. (Quelle: [50])

Alle weiteren Parameter und Abmessungen sind Tabelle 5.2 zu entnehmen.

Spezifischer Flächenwiderstand (ASR)

Der spezifische Flächenwiderstand (engl. area specific resistance, ASR) ist bereits in Unterpunkt 2.3.3 beschrieben. Da dieser von der Temperatur abhängig ist, wurde dieser in Form einer 1D-Lookup-Table im Modell hinterlegt. Abbildung 5.7 zeigt den spezifischen Flächenwiderstand der Zelle in Abhängigkeit von der Temperatur.

Molare Enthalpie und Gibbs'sche Freie Enthalpie

Die molare Reaktionsenthalpie ΔH_R sowie die Gibbs'sche Freie Enthalpie ΔG_R^0 sind beide temperaturabhängige Parameter. Diese werden ebenfalls in Form einer 1D-Lookup-Table im Modell hinterlegt. Die Temperaturabhängigkeit der beiden Parameter ist in Abbildung 5.8 dargestellt

5.3.2 Stromdichte und Zellspannung

Die Zellspannung U_{cell} wird nach Gleichung (2.26) unter Verwendung der Nernstspannung U_N (Gleichung (2.23)), dem ASR und der Stromdichte *J* (Gleichung (2.25)) berechnet.



Abbildung 5.7: Verlauf des ASR über der Zelltemperatur. (eigene Darstellung)

5.3.3 Massenströme und Energiebilanz

Die Berechnung der Massenströme der Gase basiert auf den Faraday´schen Gesetzen. Das 1. Faraday´sche Gesetz besagt, dass die im Zuge der Elektrolyse abgeschiedene Stoffmenge proportional der Ladungsmenge Q ist, welche durch den Elektrolyten geschickt wird. Das 2. Faraday´sche Gesetz besagt, dass die durch eine bestimmte Ladungsmenge abgeschiedene Masse eines Elements proportional der Atommasse des abgeschiedenen Element und umgekehrt proportional seiner Anzahl einwertiger Atome ist. [48]. Durch Umformung dieser beiden Gesetze und unter Verwendung der Stromdichte J, der aktiven Zellfläche S_{active} und der Faraday´schen Konstante F, ist eine Berechnung der molaren Massenströme \dot{n} mit folgendem Zusammenhang (5.1) möglich:

$$\dot{n} = \frac{J \cdot S_{active}}{2 \cdot F} \tag{5.1}$$

Die Berechnung des in die Zelle eingehenden Massenstrom des Wasserdampfes berechnet sich unter Berücksichtigung der Steam Conversion (SC). Diese gibt an, wieviel Prozent des Wasserdampfs in der Zelle umgesetzt wird. In diesem Modell wird eine Steam Conversion von 75% angenommen. Der Massenstrom des eingehenden bzw. austreten-



Abbildung 5.8: Verlauf der molare Reaktionsenthalpie ΔH_R sowie die Gibbs'sche Freie Enthalpie ΔG_R^0 über der Zelltemperatur. (eigene Darstellung)

den Wasserdampfes $\dot{n}_{H_2O,in}$ bzw. $\dot{n}_{H_2O,out}$ berechnet sich folgendermaßen:

$$\dot{n}_{H_2O,in} = \frac{\dot{n}}{SC} \tag{5.2}$$

$$\dot{n}_{H_2O,out} = \dot{n}_{H_2O,in} - \dot{n}$$
 (5.3)

Die Massenströme der weiteren im Modell verwendeten Gase berechnen sich mit den Gleichungen (5.4) bis (5.9). Hierin bezeichnet $p_{Gas,in}$ den Partialdruck des jeweiligen Gases und R_{air}

$$\dot{n}_{H_2,in} = \dot{n}_{H_2O,in} \cdot \frac{p_{H_2,in}}{p_{H_2O,in}}$$
(5.4)

$$\dot{n}_{H_2,out} = \dot{n}_{H_2,in} - \dot{n}$$
 (5.5)

$$\dot{n}_{O_2,in} = 0, 5 \cdot \dot{n} \cdot R_{air} \tag{5.6}$$

79

$$\dot{n}_{O_{2},out} = \dot{n}_{O_{2},in} + 0, 5 \cdot \dot{n} \tag{5.7}$$

$$\dot{n}_{N_2,in} = \dot{n}_{O_2,in} \cdot \frac{p_{N_2,in}}{p_{O_2,in}}$$
(5.8)

$$\dot{n}_{N_2,out} = \dot{n}_{N_2,in}$$
 (5.9)

Gleichungen (5.2) bis (5.9) wurden aus dem Forschungsbericht F. Petipas et al. [50] entnommen.

5.3.4 Zelltemperatur

Die Zelltemperatur T_{cell} ist ein kritischer Parameter in Bezug auf die Modellbildung. Diese ist nicht nur von einer Vielzahl von Betriebsparametern abhängig, sondern darf auch nur einen begrenzten Temperaturgradient entlang der Zellfläche aufweisen, um thermisch bedingte Materialspannungen so gering wie möglich zu halten. Die Zelleingangstemperatur der Gase T_{in} wird konstant auf 1073 *K* gehalten. Die Zellaustrittstemperatur der Gase darf von diesem Wert maximal ± 50 *K* abweichen. [68] Es wird hierbei angenommen, dass die Gastemperatur der Zelltemperatur entspricht.

Die Zelltemperatur wird über das Energiegleichgewicht der Zelle beschrieben. Die thermisch in der Zelle gespeicherte Energie ist also gleich der zeitlichen Änderung der Zelltemperatur multipliziert mit der Wärmekapazität der Zelle K_S . Die thermische Energie der Zelle setzt sich aus der elektrischen Leistung der Zelle P_{cell} , der von der Zellreaktion absorbierten Leistung $P_{Reaktion}$, der thermischen Energie der einströmenden und ausströmenden Gase $P_{gas,in}$ und $P_{gas,out}$, sowie der Verlustleistung $P_{Verlust}$ zusammen. Gleichung (5.10) zeigt diesen Zusammenhang: [50]

$$\frac{dT_{cell}}{dt} \cdot K_S = P_{cell} + P_{Reaktion} + P_{gas,in} + P_{gas,out} + P_{Verlust}$$
(5.10)

Die rechte Seite der Gleichung (5.10) setzt sich folgendermaßen zusammen:

$$P_{Reaktion} = -\dot{n} \cdot \Delta_r H_{T_{cell}} \tag{5.11}$$

$$P_{gas,in} = (T_{in} - T_{cell}) \cdot \sum_{Gas_{in}} (\dot{n}_{Gas_{in}} \cdot c_{p,Gas_{in}})$$
(5.12)

80

$$P_{gas,out} = (T_{cell} - T_{out}) \cdot \sum_{Gas_{out}} (\dot{n}_{Gas_{out}} \cdot c_{p,Gas_{out}})$$
(5.13)

$$P_{Verlust} = \frac{1}{N_{cell}} \cdot \left(-\frac{\lambda}{d_{Isulation}} \cdot S_{Unit} \cdot (T_{cell} - T_{Umgebung}) \right)$$
(5.14)

Gleichung (5.14) gibt den auf eine einzelne Zelle bezogenen Wärmeverlust der gesamten SOEC-Unit (siehe Abb. 5.6) an. Hierin gibt λ die Wärmeleitfähigkeit (Gleichung (5.15)) und $d_{Isulation}$ die Stärke der Isolierung an. [71]

$$\lambda = 2,09 \cdot 10^{-2} - 4,07 \cdot 10^{-6} \cdot T + 1,3 \cdot 10^{-8} \cdot T^2$$
(5.15)

*S*_{*Unit*} gibt die Mantelfläche der SOEC-Unit an.

5.3.5 Wärmekapazität der Gase

Die molare Wärmekapazität der verwendeten Gase $c_{p,Gas}$ wurde unter Verwendung der Stoffdaten vom National Institute of Standards (NIST) [72] in Form von Kennlinien in das Modell eingepflegt und mit Daten aus der Literatur ([73]) validiert. Abbildung 5.9 zeigt die spezifische Wärmekapazität der im Modell verwendeten Gase in Abhängigkeit von der Zelltemperatur.

5.3.6 Peripheriekomponenten (Balance of Plant, BoP)

Die Peripheriekomponenten wurden in diesem Modell nicht gesondert modelliert. Um jedoch eine Aussage über den Gesamtsystemwirkungsgrad treffen zu können, wurde ein Leistungsbedarf der Peripheriekomponenten in Abhängigkeit von der Systemgröße angenommen. Diese Daten stammen aus Erfahrungswerten der AVL List GmbH und sind in Tabelle 5.1 für eine Systemleistung des Elektrolyseurs von 1 *MW* angegeben. Diese werden mit der Anlagengröße skaliert.

5.3.7 Verlustleistung der SOEC-Unit

Der Lastbedarf der SOEC-Unit ergibt sich aus der Summe der Leistungen der einzelnen Komponenten. Diese umfassen die gesamte elektrische Zellleistung ($P_{cell} \cdot N_{cell}$), die Wasseraufbereitung ($P_{heating}$), die Prozesskühlung ($P_{cooling}$), den Wasserkreislauf (P_{pump}) sowie Mess- und Steuereinrichtungen (P_{mess})



Abbildung 5.9: Abhängigkeit der spezifischen Wärmekapazität der verwendeten Gase in Abhängigkeit von der Temperatur. (eigene Darstellung)

$$P_{SOEC-System} = P_{cell} \cdot N_{cell} + P_{heating} + P_{cooling} + P_{pump} + P_{mess}$$
(5.16)

5.4 Kompressor

Der Kompressor dient zum Verdichten des produzierten Wasserstoffs auf den Speicherdruck des Wasserstoffspeichers. Die für die Verdichtung benötigte Energie muss im Inselbetrieb von der Windkraftanlage bereitgestellt werden. In diesem Modell wurde

Parameter	Einheit	Wert
Leistungsbedarf Prozesskühlung	kW	20
Leistungsbedarf Heizung	kW	150
Leistungsbedarf Kühlwasserkreislauf	kW	50
Leistungsbedarf Mess- und Leitsystem	kW	20

Tabelle 5.1: Leistungsbedarf der Peripheriekomponenten einer 1MW Elektrolyseanlage

der Verdichter als selbstgekühlter Kolbenkompressor modelliert. Die Verdichterleistung P_{Komp} wird mit folgenden Zusammenhang berechnet:

$$P_{Komp} = \dot{n}_{H_2} \cdot W_{m,eff} \tag{5.17}$$

Hierin ist \dot{n}_{H_2} der Massenstrom des produzierten Wasserstoffs und $W_{m,eff}$ die effektive molare Arbeit des Kompressors.

$$W_{m,eff} = \frac{H_m(p_2, T_1) - H_m(p_1, T_1) + (S_m(p_1, T_1) - S_m(p_2, T_1)) \cdot T_1}{\eta_T}$$
(5.18)

 $H_m \dots$ molare Enthalpie in J/mol $S_m \dots$ molare Entropie in J/(mol · K) $T_1 \dots$ Eingangstemperatur in K $p_1 \dots$ Eingangsdruck in Pa $p_2 \dots$ Ausgangsdruck in Pa $\eta_T \dots$ IsothermerWirkungsgrad in %

Der Zählerterm in Gleichung (5.18) bezeichnet die innere isotherme Arbeit des Kompressors. Es wurde hierbei angenommen, dass die Temperatur des Gases während der Verdichtung konstant bleibt (ideal gekühlter Kompressor).

5.5 Wasserstoffspeicher

Der vom Elektrolyseur produzierte Wasserstoff wird in einem Druckgasspeicher vom Typ I (siehe Unterpunkt 2.2.4) zwischengespeichert. Im Modell wird dies durch eine zeitliche Aufintegration des produzierten Wasserstoffs über die Simulationszeit realisiert. Die Verlustleistung des Speicher kann vernachlässigt werden, da die Kompression des Wasserstoffs auf Speicherdruck separat betrachtet wird.

5.6 Gesamtsystemwirkungsgrad

Der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs inkl. Kompressor wird auf den Brennwert (engl. lower heating value, LHV_{H_2}) des produzierten Wasserstoffs bezogen. Der Wirkungsgrad

des Batteriepufferspeichers wird mit einem konstanten Wert von $\eta_{Batt} = 0,9$ angenommen. Der Gesamtsystemwirkungsgrad der Power-to-Gas-Anlage ergibt sich mit Gleichung (5.19).

$$\eta_{PtG-System} = \frac{\dot{n}_{H_2} \cdot LHV_{H_2}}{P_{SOEC-System} + P_{Komp}} \cdot \eta_{Batt}$$
(5.19)

5.7 Simulationsparameter

Tabelle 5.2	zeigt die im	Modell	verwendeten	konstanten	Parameter.
140 ene).=	Leige one mit	modell	ver mendeteri	100110 tell teelt	1 analite cell

Parameter	Einheit	Wert
S _{active}	m^2	0,01
l _{Stack}	т	0,192
l _{cell}	т	0,1
d _{cell}	т	0,003
d _{endplate}	т	0,05
d _{Isolierung}	т	0,3
p _{H2O,in}	%	80
p _{H2,in}	%	20
<i>p</i> _{in}	MPa	0,01
pout	MPa	0,01
SC	%	75
R _{air}		0
K _S	J/K	96.86
T _{in}	K	1073
T _{Umgebung}	K	298

Tabelle 5.2: Simulationsparameter

Parameter, welche von der Dimensionierung der Elektrolyseanlage abhängen, werden entsprechen der in Kapitel 6 untersuchten Fälle angepasst.

6 Dimensionierung der Komponenten und Ergebnisse

Mit dem im Kapitel 5 erstellten Simulationsmodell ist es nun möglich die einzelnen Komponenten (Batteriepufferspeicher, SOEC-System, Verdichter, Wasserstoffspeicher) entsprechend der Größe der gekoppelten Windkraftanlage sowie der Fahrweise des SOEC-Systems auszulegen.

So ist die Nennleistung der Elektrolyseanlage primär von der Nennleistung der Windkraftanlage und deren Volllaststunden abhängig. Die Größe der Nennkapazität des Batteriepufferspeichers ist vom Teillastbereich und dem Leistungsgradienten der Elektrolyseanlage und vom zeitlichen Verlauf der Erzeugerleistung der Windkraftanlage abhängig.

Es wird im Folgenden eine Methodik entwickelt, mit der die Kopplung der gesamten Hochtemperatur-Power-to-Gas-Anlage mit einer Windenergieanlage vollzogen werden kann. Es werden vier unterschiedliche Fälle betrachtet, welche sich in der Fahrweise der Elektrolyseanlage als auch in der Größe des verwendeten Batteriepufferspeichers unterscheiden.

Im Modell wird die Zellenanzahl gemäß dem Leistungsbereich der Elektrolyseanlage angepasst. Das Modell ist für eine elektrische Leistung von 1180 kW mit einer Zellenanzahl von $N_{cell} = 10000$ mit Daten aus der Literatur sowie Richtwerten der Firma AVL List GmbH validiert worden.

In den Fällen 1-3 wird der zeitliche Verlauf der Erzeugerleistung einer 3 *MW* Windkraftanlage über den Zeitraum eines Monats (Jänner 2019) betrachtet. Im Fall 4 wird die Erzeugerleistung eines 9,6 *MW* Windparks (4 Windräder) über den Zeitraum von zwei Tagen (12. und 13. Februar 2019) mit einer zeitlichen Messwertauflösung von einer Sekunde verwendet.

6.1 Fall 1: Elektrolysebetrieb bei konstanter Leistung

Im Fall 1 wird die Elektrolyseanlage mit konstanter Eingangsleistung betrieben. Der Batteriepufferspeicher muss also den zeitlich fluktuierenden Leistungsverlauf der Windkraftanlage (3 *MW* Nennleistung) vollständig ausgleichen und der Elektrolyseanlage eine konstante elektrische Leistung bereitstellen.

Es stellt sich nun die Frage, wie groß die Nennleistung der Elektrolyseanlage bei einer Kopplung mit dieser Windkraftanlage bemessen wird.

Parameter	Einheit	Wert	
Nennkapazität	MWh	115	
Ladeleistung	kW	800	
Entladeleistung	kW	800	
Wirkungsgrad	%	90	
max. DoD	%	0]

Parameter	Einheit	Wert
Nennleistung	kW	800
Zellanzahl	_	7000
Leistungsbereich	%	100
Gaseintrittstemperatur	K	1073

Tabelle 6.1: Eingestellte Parameter des Batteriepufferspeichers (linke Tabelle) und der Elektroly-
seanlage (rechte Tabelle) für den Simulationsfall 1.

Für diese Dimensionierung wird zuerst der zeitliche Verlauf der Wirkleistungserzeugung der Windkraftanlage über einen längeren Zeitraum betrachtet. Der längste Messzeitraum der für diese Arbeit zur Verfügung stand war ein Monat (siehe Abb. 2.7). Die zeitliche Mittelung der Erzeugerleistung über diesen Monat ergibt die durchschnittlich zur Verfügung stehende Leistung für die Elektrolyseanlage. Dieser Wert wird umso genauer, je länger der gemittelte Messzeitraum ist. Für die in dieser Arbeit betrachtete Windkraftanlage (siehe Tabelle 2.4) ist der Mittelwert der Erzeugerleistung 930 *kW*, also etwa ein Drittel der Nennleistung. Dieser Wert wird als Richtwert für die Nennleistung der Elektrolyseanlage genommen. Beim Durchführen der Simulation stellte sich eine Elektrolysenennleistung von 800 *kW* als optimal für den betrachteten Windleistungsverlauf heraus.

Die Simulation wurde so eingestellt, dass der Batteriepufferspeicher eine konstante Ausgangsleistung von 800 kW ausgibt. Weiters wurde festgelegt, dass die Batterie die Elektrolyseanlage erst versorgt, wenn ein Ladestatus von 20% der Nennkapazität erreicht ist. Dies soll gewährleisten, dass die Ladezustand nicht vorzeitig gegen Null geht.

Die Dimensionierung der einzelnen Komponenten des Gesamtsystems sind Tabelle 6.1

zu entnehmen.

Abbildung 6.1 zeigt die Ergebnisse der Simulation des Batteriepufferspeichers. Es wird der zeitliche Verlauf der elektrischen Energie des Batteriepufferspeichers ($W_{el,Batt}$) sowie deren elektrische Leistung ($P_{el,Batt}$), die Erzeugerleistung der Windkraftanlage ($P_{el,Wind}$) und die elektrische Leistung der Elektrolyseanlage ($P_{el,El}$) über einen Monat (Jänner 2019) dargestellt.



Abbildung 6.1: Verlauf des Ladezustandes des Batteriepufferspeichers, der Erzeugerleistung der Windkraftanlage und der Ausgangsleistung des Batteriepufferspeichers über den Zeitraum eines Monats für den Fall 1.

Aus Abbildung 6.1 wird ersichtlich, dass die Speicherkapazität der Batterie mit ca. 115 *MWh* sehr groß ausfällt. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass in diesem Fall die Ausgangsleistung des Pufferspeichers konstant bleiben muss und dieser nicht unter Null entladen werden kann. Es wird damit verdeutlicht, dass die Bedingung eines konstanten Elektrolysebetriebs im Inselbetrieb mit einer Windkraftanlage nur mit einem dementsprechend großen Pufferspeicher realisiert werden kann. Dieser muss in der Lage sein, auch bei mehreren aufeinanderfolgenden Tagen ohne Wind (siehe 18.-22. Jänner 2019) die konstante elektrische Leistung bereitzustellen. Der Betrieb wäre mit dieser An-

lagenkonfiguration nicht wirtschaftlich.

Die Ergebnisse der Simulation der Elektrolyseanlage sind in tabellarischer Form dargestellt, da hier ein stationärer Betriebszustand simuliert wurde. Tabelle 6.2 zeigt die Werte der Ausgangsparameter des Elektrolysemodells. Die Volllastdauer in Prozent der Simulationszeit gibt jene Zeit an, in der die Elektrolyseanlage mit Volllast betrieben wird.

Parameterbezeichnung	Einheit	Wert
Stromdichte	A/cm^2	0,7
Systemwirkungsgrad	%	81
Temperatur	K	1073
<i>H</i> ₂ -Produktion	kg/h	24,5
O ₂ -Produktion	kg/h	12,25
Wasserverbrauch	l/h	410
Zellspannung	V	1,31
Volllastdauer	%	96,5

Tabelle 6.2: Simulationsergebnisse Fall 1: Elektrolysebetrieb bei konstanter Leistung.

6.2 Fall 2: Elektrolyse im Teillastbereich

Um die Nennkapazität des Batteriepufferspeichers zu verkleinern wird im Simulationsfall 2 die Elektrolyseanlage in einem Teillastbereich von 30 - 100% der Nennleistung betrieben. Der Batteriepufferspeicher hat hierbei die Aufgabe die Leistung der Windkraftanlage (3 *MW* Nennleistung) in diesem Leistungsbereich und mit einem definierten Leistunggradienten auszugeben. Die für diesen Versuch im Simulationsmodell eingestellten Parameter sind Tabelle 6.3 zu entnehmen. Der Leistungsgradient wird in Prozent der Nennleistung pro Minute in Bezug auf die Elektrolyseanlage angegeben. Bei einem Leistungsanstieg wird $10\% \cdot P_{Nenn}/min$ und bei einem Leistungsabfall $20\% \cdot P_{Nenn}/min$ angenommen. Ziel dieses Betriebsfalls ist eine signifikante Reduktion der Nennkapazität des Pufferspeichers. Diese ist in diesem Fall von mehreren Parametern abhängig. Vom Teillastbereich und vom Leistungsgradienten der Elektrolyseanlage, von der Lade- bzw. Entladeleistung des Batteriepufferspeichers sowie dessen maximal zulässige DoD. Die maximale "Depth of Discharge (DoD)" der Batterie wird mit 20% der Nennkapazität
Parameter	Einheit	Wert
Nennkapazität	MWh	67
Ladeleistung	kW	500
Entladeleistung	kW	500
Wirkungsgrad	%	90
max. DoD	%	20

Parameter	Einheit	Wert
Nennleistung	kW	1450
Zellanzahl	—	12000
Leistungsbereich	%	30 - 100
Leistungsgradient _{up}	$\% \cdot P_{Nenn} / min$	10
Leistungsgradient _{down}	$\% \cdot P_{Nenn} / min$	20
Gaseintrittstemperatur	K	1073

Tabelle 6.3: Eingestellte Parameter des Batteriepufferspeichers (linke Tabelle) und der SOEC-Unit(rechte Tabelle) für den Simulationsfall 2.

angenommen. Beim Erreichen dieses Wertes wird die Ausgangsleistung der Batterie auf Null geschalten.

Abbildung 6.2 zeigt den Verlauf des Ladezustandes des Batteriepufferspeichers (blau), der Erzeugerleistung der Windkraftanlage (grün) und der elektrischen Leistung der Elektrolyseanlage (rot) über den Zeitraum eines Monats. Die Batterieleistung wird aus Gründen der Übersichtlichkeit hier nicht dargestellt. Es fällt auf, dass die Elektrolyseanlage zeitweise in den Standby-Betrieb geschalten werden muss, da der Speicher seine maximale DoD ereicht hat. Zu Beginn der Simulation wird der Batteriespeicher auf *DoD* aufgeladen. Erst dann wird die Elektrolyseanlage versorgt. Die große Kapazität des Pufferspeichers (ca. 67 *MWh*) trotz des großen Teillastbereichs der Elektrolyseanlage (30 - 100% der Nennleistung) lässt sich auf die Tatsache zurückführen, dass die Versorgung der Elektrolyseanlage auch an mehreren Tagen ohne Wind gewährleistet wird.

Um eine Aussage über den Ertrag der Power-to-Gas-Anlage machen zu können, wird die Volllastdauer für diesen Fall berechnet. Diese sagt aus, wieviel Prozent der gesamten Simulationszeit die Elektrolyseanlage mit Nennleistung betrieben werden kann. Es ergibt sich mit dieser Konfiguration ein Volllastdauer von 30,6%. Zusätzlich dazu ist in Abbildung 6.3 die Dauerlinie des Elektrolysebetriebs dargestellt.

Abbildung 6.4 zeigt den zeitlichen Verlauf der Zellspannung (rot) und der Wasserstoffproduktion (blau) sowie Sauerstoffproduktion (grün) über einen Tag.

Abbildung 6.5 zeigt den Verlauf der Zelltemperatur und des Gesamtsystemwirkungsgrades. Die Zelltemperatur wird aufgrund des sehr schnellen Nachregelns des Partialdrucks der Gase in einem kleinen Temperaturbereich gehalten. Im realen System würde die Zelltemperatur einem größeren Schwankungsbereich unterliegen, was mit diesem Modell jedoch nicht nachgebildet wird. Der Gesamtsystemwirkungsgrad beeinhaltet den Wirkungsgrad des Batteriepufferspeichers, der Elektrolyseanlage sowie des Verdichters. Abbildung 6.6 zeigt den Verlauf des Wasserverbrauchs sowie der Zellstromdichte der Elektrolyseanlage.



Abbildung 6.2: Verlauf des Ladezustandes des Batteriepufferspeichers, der Erzeugerleistung der Windkraftanlage und der Ausgangsleistung des Batteriepufferspeichers über den Zeitraum eines Monats für den Simulationsfall 2.



Abbildung 6.3: Dauerlinie der Elektolyseleistung über den Zeitraum von einem Monat für den Simulationsfall 2.



Abbildung 6.4: Ausschnitt des Verlaufs der Zellspannung und der Wassserstoffproduktion der Elektrolyseanlage für den Simulationsfall 2.





Abbildung 6.5: Ausschnitt des Verlaufs der Zelltemperatur der Elektrolyseanlage und des Gesamtsystemwirkungsgrads für den Simulationsfall 2.



Abbildung 6.6: Ausschnitt des Verlaufs des Wasserverbrauchs und der Zellstromdichte der Elektrolyseanlage für den Simulationsfall 2.

Tabelle 6.4 fasst die Ergebnisse der Simulation für den Fall 2 nocheinmal zusammen. Es werden darin die Wertebereiche der simulierten Parameter dargestellt.

Parameterbezeichnung	Einheit	Wertebereich
Stromdichte	A/cm^2	0,475 - 0,74
Systemwirkungsgrad	%	62, 5 - 73, 5
Temperatur	K	1073,65 - 1074
H ₂ -Produktion	kg/h	30 - 47
O ₂ -Produktion	kg/h	15 - 23, 5
Wasserverbrauch	1/h	550 - 840
Zellspannung	V	1,22-1,35
Volllastdauer	%	30,6

 Tabelle 6.4: Simulationsergebnisse Fall 2: Elektrolyse im Teillastbereich.

6.3 Fall 3: Elektrolyse im Teilastbereich mit begrenzter Nennkapazität des Pufferspeichers

Für den Fall 3 wird die Elektrolyse im Teillastbereich von 30 - 100% der Nennleistung betrieben. Der Batteriepufferspeicher wird auf eine Nennkapazität von 30 *MWh* begrenzt. Damit wird es nicht nur notwendig sein, die Elektrolyseanlage teilweise im Standby-Betrieb zu fahren, sondern auch bei *SoC* = 100% des Batteriepufferspeichers die Windkraftanlage abzuschalten. Die Dimensionierung der Anlagenteile (Pufferspeicher und Elektrolyseanlage) wird mit dem Ziel ausgelegt die Elektrolyseanlage möglichst lange in Betrieb zu halten und die Nennkapazität des Pufferspeichers so gering wie möglich zu halten.

Tabelle 6.5 zeigt die eingestellten Werte der Simulationsparameter.

In Abbildung 6.7 ist der Ladestatus des Batteriepufferspeichers (blau), der Leistungsverlauf der Windkraftanlage (grün) und der Elektrolyseanlage (rot) dargestellt. Es ist zu erkennen, dass es im Zuge der Simulation zu einem Schwingungsverhalten des Batteriepufferspeichers und der Windkraftanlage gekommen ist. Da beim Erreichen der Nennkapazität des Pufferspeichers die Windkraftanlage abgeschalten wird, entleert sich

6	Dimensionierung	der	Komponenten	und	Ergebnisse

Parameter	Einheit	Wert
Nennkapazität	MWh	30
Ladeleistung	kW	570
Entladeleistung	kW	570
Wirkungsgrad	%	90
max. DoD	%	20

Parameter	Einheit	Wert
Nennleistung	kW	1900
Zellanzahl	—	16000
Leistungsbereich	%	30 - 100
Leistungsgradient _{up}	$\% \cdot P_{Nenn} / min$	10
Leistungsgradient _{down}	$\% \cdot P_{Nenn} / min$	20
Gaseintrittstemperatur	K	1073

Tabelle 6.5: Eingestellte Parameter des Batteriepufferspeichers (linke Tabelle) und der SOEC-Unit(rechte Tabelle) für den Simulationsfall 3



Abbildung 6.7: Verlauf des Ladezustandes des Batteriepufferspeichers, der Erzeugerleistung der Windkraftanlage und der Ausgangsleistung des Batteriepufferspeichers über den Zeitraum eines Monats für den Simulationsfall 3.

in dieser Zeit der Speicher um einen definierten Prozentsatz. Danach wird die Windkraftanlage wieder zugeschalten und lädt die Batterie erneut. Hierbei ergibt sich die Schwierigkeit, aufgrund des stark fluktuierenden Verlaufs der Windgeschwindigkeit die richtige Abstimmung zwischen dem Abschalten und dem erneuten Zuschalten der Windkraftanlage zu finden, da der Verlauf der Windleistung nicht vorhersagbar ist. Dies bedarf einer Regelstrategie welche jedoch nicht Teil dieser Arbeit ist.

In Abbildung 6.8 ist die Dauerlinie der Ausgangsleistung des Batteriespeichers abgebildet. Es ist zu erkennen, dass die Elektrolyseanlage teilweise abgeschalten werden muss, da keine elektrische Leistung zur Verfügung steht. Der Volllastdauer der Elektrolyseanlage beträgt in diesem Simulationsfall 25,8% der gesamten Simulationszeit. Abbildung 6.9 zeigt den zeitlichen Verlauf der Zellspannung (rote Linie), der Wasserstoffproduktion (blaue Linie) sowie der Sauerstoffproduktion (grüne Linie) über den Zeitraum von fünf Tagen. Die Auflösung wurde so gewählt, dass die Unterscheidung der Kennlinien ersichtlich wird. Die Zellspannung beträgt bei 100% der Nennleistung 1,38 *V* und bei 30% der Nennleistung 1,24 *V*. Die Wasserstoffproduktion nimmt Werte zwischen 44 - 67 kg/h an, was in etwa 523 – 797 Nm^3/h entspricht.

Abbildung 6.10 zeigt den Verlauf der Zelltemperatur sowie des Gesamtsystemwirkungsgrades. Der Gesamtsystemwirkungsgrad bewegt sich im Bereich zwischen 65 - 71% bezogen auf den Brennwert des produzierten Wasserstoffs.

Abbildung 6.11 zeigt den Verlauf des Wasserverbrauchs sowie der Zellstromdichte der Elektrolyseanlage.



Abbildung 6.8: Dauerlinie der Elektolyseleistung über den Zeitraum eines Monats für den Simulationsfall 3.

Tabelle 6.6 fasst die Ergebnisse der Simulation für den Fall 3 nocheinmal zusammen. Es





Abbildung 6.9: Ausschnitt des Verlaufs der Zellspannung und der Wassserstoffproduktion der Elektrolyseanlage für den Simulationsfall 3.



Abbildung 6.10: Ausschnitt des Verlaufs der Zelltemperatur der Elektrolyseanlage und des Gesamtsystemwirkungsgrads für den Simulationsfall 3.

6.3 Fall 3: Elektrolyse im Teilastbereich mit begrenzter Nennkapazität des Pufferspeichers



Abbildung 6.11: Ausschnitt des Verlaufs des Wasserverbrauchs und der Zellstromdichte der Elektrolyseanlage für den Simulationsfall 3.

werden darin die Wertebereiche der simulierten Parameter dargestellt.

Parameterbezeichnung	Einheit	Wertebereich
Stromdichte	A/cm^2	0,475-0,74
Systemwirkungsgrad	%	65 - 70, 5
Temperatur	K	1073, 5 - 1073, 9
H ₂ -Produktion	kg/h	44 - 67
O ₂ -Produktion	kg/h	22 - 34, 5
Wasserverbrauch	1/h	780 - 1220
Zellspannung	V	1,24-1,38
Volllastdauer	%	25,8

Tabelle 6.6: Simulationsergebnisse Fall 3: Elektrolyse im Teillastbereich mit begrenzter Batterie-
kapazität.

6.4 Fall 4: Elektrolyse im Teilastbereich bei Kopplung mit einem 9,6 MW Windpark und einer zeitlichen Messwertauflösung von einer Sekunde

Im Fall 4 wird die Elektrolyseanlage über einen Batteriepufferspeicher mit einem 9,6 MW Windpark gekoppelt. Die Messreihe der Erzeugerleistung erstreckt sich über einen Zeitraum von 48 Stunden. Die zeitliche Auflösung der Messwerte beträgt für diesen Simulationsfall eine Sekunde. Die Nennleistung der Elektrolyseanlage wurde mit 8,5 MW und einen Teillastbereich von 30 – 100% errechnet. Mit dieser Konfiguration ergibt sich eine maximale Nennkapazität des Batteriepufferspeichers von 6,5 MWh. Tabelle 6.7 beinhaltet die eingestellten Parameter für diesen Simulationsfall. Die Zellenanzahl des Elektrolyseurs wurde an den Leistungsbereich angepasst, sodass die Stromdichte in einem realistischen Bereich liegt. Ebenso wurden die Leistungsgradienten an die neue Nennleistung angepasst. Der Leistungsgradient für eine steigende Eingangsleistung (*Leistungsgradient_{up}*) wurde mit 10% der Nennleistung pro Minute angenommen. Der Leistungsgradient für eine abfallende Leistung *Leistungsgradient_{down}* wurde mit 20% der Nennleistung pro Minute angenommen. Dieser Unterschied ist der Dynamik der Peripheriekomponenten für die Wasseraufbereitung geschuldet.

Parameter	Einheit	Wert
Nennkapazität	MWh	6,5
Ladeleistung	kW	3000
Entladeleistung	kW	3000
Wirkungsgrad	%	90
max. DoD	%	20

Parameter	Einheit	Wert
Nennleistung	kW	8500
Zellanzahl	_	85000
Leistungsbereich	%	30 - 100
Leistungsgradient _{up}	kW/s	13,3
Leistungsgradient _{down}	kW/s	26,6
Gaseintrittstemperatur	K	1073

Tabelle 6.7: Eingestellte Parameter des Batteriepufferspeichers (linke Tabelle) und der SOEC-Unit(rechte Tabelle) für den Simulationsfall 4

Abbildung 6.12 zeigt den Verlauf des Energieinhalts ($W_{el,Batt}$) sowie den Leistungsverlauf ($P_{el,Batt}$) der Batterie, den Verlauf der Erzeugerleistung des Windparks sowie den Leistungsverlauf der Elektrolyseanlage ($P_{el,El}$).

Die Elektrolyseanlage wird erst vom Batteriepufferspeicher versorgt, wenn dieser zu

6.4 Fall 4: Elektrolyse im Teilastbereich bei Kopplung mit einem 9,6 MW Windpark und einer zeitlichen Messwertauflösung von einer Sekunde



Abbildung 6.12: Verlauf des Ladezustandes des Batteriepufferspeichers, der Erzeugerleistung der Windkraftanlage und der Ausgangsleistung des Batteriepufferspeichers über den Zeitraum von 48 Stunden

Beginn einen Ladezustand von *DoD* überschreitet. Die geringe Nennkapazität des Batteriepufferspeichers in diesem Betriebsfall, ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass die Erzeugerleistung nicht über eine längere Zeitspanne hinweg unter den unteren Teillastbereich der Elektrolyseanlage fällt.

In Abbildung 6.13 ist die erzeugte Leistung der Windkraftanlage (grün) und die Leistung der Elektrolyseanlage (rot) mit einer größeren Auflösung dargestellt.

Abbildung 6.14 zeigt die Dauerlinie der Ausgangsleistung des Batteriepufferspeichers. Aufgrund der hohen zeitlichen Auflösung der Messdaten sind auch die Übergänge zwischen den Teillastbereichen zu erkennen. Der Volllastdauer der Elektrolyseanlage beträgt mit dieser Konfiguration etwa 22,9%. Dieser Wert bezieht sich jedoch auf einen Messzeitraum von nur 48 Stunden und stellt somit kein representatives Ergebnis dar. Der Nutzungsgrad gibt das Verhältnis der Zeitspanne in der die Elektrolyseanlage mit Nennleistung betrieben werden kann zur gesamten Simulationszeit an. Da die Erzeugerleistung einer Windkraftanlage einen stochastischen Verlauf aufweist, ergibt sich der reale Nutzungsgrad nur bei entsprechend langem Messzeitraum. Die Zeit in der die

6 Dimensionierung der Komponenten und Ergebnisse



Abbildung 6.13: Verlauf der Erzeugerleistung der Windkraftanlage und der Ausgangsleistung des Batteriepufferspeichers über den Zeitraum von 50 Minuten

Elektrolyseanlage im Standby-Modus gefahren wird, ergibt sich aufgrund des anfänglichen Aufladens des Batteriepufferspeichers auf seine maximale Entladetiefe.

Abbildung 6.15 zeigt den Verlauf der Zellspannung sowie Gasproduktion in einem zeitlichen Ausschnitt von etwa zwölf Stunden. Der zeitliche Ausschnitt wurde aufgrund der besseren Übersicht gewählt. Die Zellspannung bewegt sich in einem Bereich zwischen 1,19 V und 1,295 V. Die Wasserstoffproduktion beträgt bei Nennleistung etwa 3300 Nm^3/h , was für eine Anlage dieser Größe einen realistischen Wert darstellt.

In Abbildung 6.16 ist der Verlauf der Zelltemperatur und der Gesamtsystemwirkungsgrad dargestellt. Der Wirkungsgrad bewegt sich im Bereich zwischen 62 - 73%. Dieser Bereich ist vom aktuellen Teillastbereich der Elektrolyseanlage abhängig und beinhaltet den konstanten Wirkungsgrad des Batteriepufferspeichers.

Abbildung 6.17 stellt den Wasserverbrauch der Anlage sowie die Zellstromdichte dar. Der Wasserverbrauch steigt proportional mit der Systemgröße an. Die Stromdichte wird in einem realistischen Bereich gehalten, was mit einer der Systemleistung angepassten Zellenanzahl realisiert wurde.

6.4 Fall 4: Elektrolyse im Teilastbereich bei Kopplung mit einem 9,6 MW Windpark und einer zeitlichen Messwertauflösung von einer Sekunde



Abbildung 6.14: Dauerlinie der Elektolyseleistung über den Zeitraum eines Monats für den Simulationsfall 4.



Abbildung 6.15: Ausschnitt des Verlaufs der Zellspannung und der Wassserstoffproduktion der Elektrolyseanlage für den Simulationsfall 4.

6 Dimensionierung der Komponenten und Ergebnisse



Abbildung 6.16: Ausschnitt des Verlaufs der Zelltemperatur der Elektrolyseanlage und des Gesamtsystemwirkungsgrads für den Simulationsfall 4.



Abbildung 6.17: Ausschnitt des Verlaufs des Wasserverbrauchs und der Zellstromdichte der Elektrolyseanlage für den Simulationsfall 4.

Parameterbezeichnung	Einheit	Wertebereich
Stromdichte	A/cm^2	0,425 - 0,63
Systemwirkungsgrad	%	62 - 73
Temperatur	K	1073, 4 - 1073, 45
H ₂ -Produktion	kg/h	190 - 280
O ₂ -Produktion	kg/h	95 - 140
Wasserverbrauch	1/h	3300 - 5000
Zellspannung	V	1, 19 - 1, 295
Volllastdauer	%	22,9

Tabelle 6.8 fasst die Ergebnisse der Simulation für den Fall 4 nocheinmal zusammen.

 Tabelle 6.8: Simulationsergebnisse Fall 4: Elektrolyse im Teillastbereich mit hoher zeitlicher

 Messwertauflösung.

6.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Es wurden vier verschiedene Fälle unter Verwendung realer Messdaten simuliert. In den Fällen 1-3 wurde der Betrieb des Power-to-Gas Systems über den Zeitraum eines Monats simuliert. Die Windkraftanlage besitzt hier eine Nennleistung von 3 *MW* und die zeitliche Auflösung der Messwerte ist zehn Minuten. Es ist anhand der Simulationsergebnisse zu erkennen, dass aufgrund einer langen Periode ohne nennenswerte Erzeugerleistung der Windkraftanlage der Batteriepufferspeicher diese fehlende Energie ausgleichen muss. Die Nennkapazität fällt in diesen Fällen dementsprechend hoch aus (115 *MWh*).

Wird die Elektroyseanlage im Teillastbereich betrieben, verringert sich nötige Nennkapazität des Batteriepufferspeichers auf 67 *MWh*. Wird die maximale Batteriekapazität zusätzlich auf einen Wert von 30 *MWh* beschränkt, ist es notwendig die Windkraftanlage zeitweise abzuschalten und die Elektrolyseanlage in den Standby-Betrieb zu setzen. Im Fall 4 wurde die 3 *MW*-Windkraftanlage durch einen Windpark mit einer Gesamtleistung von 9,6 *MW* ersetzt. Diese Messreihe umfasst einen Zeitraum von 48 Stunden mit einer zeitlichen Messwertauflösung von einer Sekunde. Da in dieser Messreihe keine längeren Bereiche ohne Wind (bzw. Erzeugerleistung) auftreten, nimmt die Nennkapazi-

tät des Batteriepufferspeicher trotz der leistungsmäßig größeren Anlage den geringsten Wert an. Pauschal lässt sich also sagen, dass die Hochtemperatur Power-to-Gas Anlage im Inselbetrieb in Kombination mit Windkraftanlagen nur unter Verwendung eines Pufferspeichers möglich ist. Dieser muss in der Lage sein, die von der Windkraftanlage erzeugte Leistung in einem definierten Bereich mit definierten Leistungsgradienten zu halten. Im Inselbetrieb der Power-to-Gas Anlage bei Kopplung mit regenerativen Erzeugeranlagen mit stark fluktuierender Leistungsverlauf ist ein Betrieb mit konstanter Elektrolyseleistung aufgrund der hohen Nennkapazität des Pufferspeichers nicht wirtschaftlich. Für die Dimensionierung der Komponenten des PtG-Systems im Inselbetrieb sind zeitlich lange Messreihen der von der Windkraftanlage erzeugten Leistung notwendig. Dies verhindert Fehler bei der Auslegung und erhöht den Nutzungsgrad der Elektrolyseanlage. Die Methode zur Dimensionierung der Nennleistung der Elektrolyseanlage beginnt mit der Berechnung der mittleren Leistungserzeugung der Windkraftanlage. Diese über einen längeren Zeitraum (mindestens ein Monat) gemittelte Erzeugerleistung entspricht der Nennleistung der gekoppelten Elektrolyseanlage. Der Teillastbereich der Elektrolyseanlage sollte für einen wirtschaftlichen Betrieb so groß wie dies technisch möglich ist gewählt werden. Diese Maßnahme verringert die Nennkapazität des Batteriepufferspeichers und erhöht den Nutzungsgrad der Elektrolyseanlage.

Eine Vermeidung des Pufferspeichers lässt sich nur im Netzparallelbetrieb (Abbildung 4.5) realisieren, da hierbei das elektrische Verbundnetz als Pufferspeicher dient.

Parameterbezeichnung	Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
Windparkleistung	3 <i>MW</i>	3 <i>MW</i>	3 <i>MW</i>	9,6 MW
Pufferspeichergröße	115 MWh	67 MWh	30 <i>MWh</i>	6,5 MWh
Größe Elektrolyseur	800 kW	1450 kW	1900 kW	8500 kW
$H_2 - Produktion_{max}$	24,5 kg/h	47 kg/h	67 kg/h	280 kg/h
$H_2 - Produktion_{ges}$	17589 kg	26736 kg	33115 kg	7773 kg
Messwertauflösung	10 min	10 min	10 min	1 <i>s</i>
Messzeitraum	31 <i>d</i>	31 <i>d</i>	31 <i>d</i>	48 h
Volllastdauer	96,5%	30,6%	25,8%	22,9%
Gesamtwirkungsgrad _{max}	81%	73,5%	70,5%	73%

Tabelle 6.9: Zusammenfassung der vier Simulationsfälle

7 Zusammenfassung und Ausblick

Ziel dieser Arbeit war es die Möglichkeiten und Erfordernisse zur Netzintegration einer Hochtemperatur-Power-to-Gas-Anlage in bestehende Energienetze herauszuarbeiten. Aufgrund des starken Zuwachses an regenerativen Erzeugeranlagen und deren stark fluktuierender Einspeisecharakteristik wird der Bedarf an Energiespeichern im elektrischen Energienetz künftig weiter steigen. Die Hochtemperatur Power-to-Gas Technologie bietet hier die Möglichkeit, Energiemengen im Terrawattstunden-Bereich pro Anlage zwischenzuspeichern und bei Bedarf wieder ins Netz abzugeben.

Aus den grundlegenden Netzdienstleistungen für Erzeugeranlagen im elektrischen Verbundnetz wird ersichtlich, dass sich in Zukunft auch regenerative Erzeugeranlagen an der Netzstabilisierung beteiligen müssen. Hierbei bieten Hochtemperatur- Brennstoffzellensysteme, aufgrund ihrer reversiblen Betriebseigenschaften (Elektrolysebetrieb und Brennstoffzellenbetrieb), die Möglichkeit sich an der Leistungs-Frequenz-Regelung zu beteiligen. Da sich diese Anlagen erst im frühen Entwicklungsstadium befinden, ist eine Beschreibung des dynamischen Verhaltens für Großanlagen nur auf Grundlage von bereits durchgeführten Komponententests (Zellen, Stack) zu treffen. Diese Tatsache wirft eine Unsicherheit in der Modellerstellung auf. Es ist jedoch aufgrund früherer Modelluntersuchungen zu vermuten, dass ein schnelles dynamisches Verhalten des Gesamtsystems im Sekundenbereich nur im aufgeheizten Zustand möglich ist.

Bei Kopplung des Power-to-Gas-Systems mit volatilen Erzeugeranlagen (Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen) ist der zeitliche Verlauf der Erzeugerleistung ein entscheidender Faktor. Die Umwandlung der kinetischen Energie des Windes in elektrische Energie ist im Gegensatz zur Solarenergie an keine Tages- oder Nachtzeit gebunden. Zu beachten ist jedoch, dass die abgegebene Turbinenleistung von der 3. Potenz der Windgeschwindigkeit abhängig ist und die Leistungsabgabe dementsprechend starken Schwankungen unterliegt.

Zur Speicherung des elektrolytisch produzierten Wasserstoffs stehen eine Vielzahl von Technologien zur Verfügung. Diese unterscheiden sich stark in ihrer Speicherleistung, Leistungsdichte, Speicherkapazität und Selbstentladungsrate. Die Flüssig-organische-Wasserstoffspeicherung bietet die Möglichkeit den gasförmigen Wasserstoff in einem flüssigen Trägermedium zu speichern. Es können hohe Speicherdichten und niedrige Selbstentladungsraten erreicht werden. In Metallhydridspeicher wird der Wasserstoff in einer Metalllegierung gespeichert. Der Vorteil ist hier die sichere Lagerung, sowie die lange Lagerdauer. Bei der Flüssiggasspeicherung wird der Wasserstoff bei Temperaturen um $-252^{\circ}C$ in flüssiger Form gelagert. Die hohe Speicherdichte steht hierbei aber einem hohen Energieaufwand zur Einspeicherung sowie einer hohen Selbstentladungsrate gegenüber. Die Druckgasspeicherung bildet die häufigste Form der Wasserstoffspeicherung. Diese kann mit Druckbehältern an der Erdoberfläche, oder in Salzkavernen im geologischen Untergrund realisiert werden. Mit dieser Speichertechnologie können Energiemengen im Gigawattstunden-Bereich gespeichert werden.

Im Zuge der Arbeit wurden verschiedene Konzepte zur Netzintegration des Hochtemperatur -Power-to-Gas-Systems entwickelt. Im Parallelbetrieb mit einer regenerativen Erzeugeranlage und dem elektrischen Energienetz sind genormte Netzanschlussbedingungen zu erfüllen. Ein beispielhafter Netzanschluss zeigt hierbei die grundlegende Vorgehensweise zur Berechnung der betriebstechnischen Parameter.

Wird die Hochtemperatur-PtG-Anlage im Inselbetrieb in Kombination mit einer Windkraftanlage betrieben, ergeben sich besondere Anforderungen an das Gesamtsystem. Zur Beschreibung des Verhaltens dieser Prozesskette, wurde ein Simulationsmodell in Matlab/Simulink erstellt. Das Modell beinhaltet eine Windkraftanlage, einen Batteriepufferspeicher, einen Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyseur und einen Wasserstoffspeicher inklusive Kompressor. Das Modell wurde mit stationären Betriebspunkten mit Daten aus der Literatur und der Firma AVL List GmbH validiert und getestet.

Unter Zuhilfenahme dieses Simulationsmodells wurde eine Methodik entwickelt mit der eine Dimensionierung der gesamten Power-to-Gas-Anlage im Inselbetrieb möglich ist. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass ein Betrieb ohne Batteriepufferspeicher aufgrund der begrenzten Teillastfähigkeit und der vorgegebenen Leistungsgradienten der Elektrolyseanlage nicht möglich ist. Die Größe des Pufferspeichers verringert sich mit einer Vergrößerung des Teillastbereichs der Elektrolyseanlage signifikant. Der Pufferspeicher muss außerdem in der Lage sein die Erzeugerleistung der Windkraftanlage in einen für die Elektrolyseanlage verträglichen Bereich mit definierten Leistungsgradienten zu transformieren.

Ein Vergleich mit bestehenden Anlagen zur Energiespeicherung zeigt das große Poten-

tial der Power-to-Gas Technologie. Diese erreicht hohe Energiedichten bei geringer Eigenentladung. Bei Einspeisung des produzierten Wasserstoffs in eine bereits bestehende Gasinfrastruktur ergibts sich die höchste Speicherkapazität aller Energiespeichertechnologien. Die Investitionskosten sind wegen des niedrigen technologischen Reifegrad dieser Technologie noch vergleichbar hoch. Bei zunehmender Entwicklung dieser Systeme ergibt sich jedoch ein hohes Kostensenkungspotential.

Das in dieser Arbeit entwickelte Modell einer Hochtemperatur-Elektrolyseanlage kann in zukünftigen Forschungen weiterentwickelt und mit neuen empirischen Daten weiter an das reale Systemverhalten angepasst werden. Die Simulation eines reversiblen Systemmodells wäre der nächste logische Schritt. Mit diesem Modell können Systemoptimierungsaufgaben sowie ökonomische Betrachtungen und Möglichkeiten erstellt und berechnet werden.

Weitere auf dieses Thema aufbauende Arbeiten wären:

- Untersuchung mit weiteren Sensitivitäten.
- Eine Optimierung des Gesamtsystems mit dem Fokus auf einen wirtschaftlichen Betrieb.
- Eine weitere Optimierung der einzelnen Komponenten der Power-to-Gas Anlage im Inselbetrieb bei einer Kopplung mit regenerativen Erzeugeranlagen.
- Erstellen eines Regelkonzeptes der Power-to-Gas Anlage, des Batteriepufferspeichers sowie der regenerativen Erzeugeranlage.
- Eine wirtschaftliche Betrachtung bei Bereitstellung von Regelleistung für das elektrische Energienetz.
- Modellerstellung eines reversiblen Systems (Brennstoffzellen- und Elektrolysebetriebs) auf Basis der rSOC-Technologie.
- Erstellen eines rSOC-Systems in Kombination mit einem Metallhydridwasserstoffspeicher als Energiepufferspeicher.

Aus heutiger Sicht birgt diese Technologie aufgrund ihrer Vielfältigen Einsatzmöglichkeiten ein enormes Potential für zukünftige Energiesysteme.

Literaturverzeichnis

- [1] NITSCH, J. ; PREGGER, T. ; STERNER, M.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht BMU – FKZ 03MAP146 / Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; Ingenieurbüro für neue Energien. Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin. 2012. – Forschungsbericht
- [2] BRAUNER, Günther: Energiesysteme: regenerativ und dezentral; Strategien für die Energiewende. Springer Vieweg, 2016
- [3] SCHELLING, Udo: Energietechnink. Richard Zahoransky, 2015
- [4] PANOS, Konstantin: Praxisbuch Energiewirtschaft. Springer Vieweg, 2017
- [5] RP ENERGIE LEXIKON: *https://www.energie-lexikon.info/stromnetz.html*. Aufruf: Nov. 2018,
- [6] ENTSO-E GRUPPE KONTINETAL EUROPA: https://www.entsoe.eu/. Aufruf: Nov. 2018,
- [7] CRASTAN, Valentin: Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik. Springer Vieweg, 2015
- [8] CRASTAN, Valentin ; WESTERMANN, Dirk: Elektrische Energieversorgung 3: Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ. Springer Vieweg, 2018
- [9] AUSTRIAN POWER GRID APG: https://www.apg.at/. Aufruf: Nov. 2018,
- [10] NEXT KRAFTWERKE: https://www.next-kraftwerke.at/wissen/regelenergie/primaerregelungprl. Aufruf: Nov. 2018,

- [11] RENNER, Herwig: Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme; Skriptum zur Vorlesung. August 2013
- [12] PREGGER, Thomas ; NAEGLER, Tobias ; HEIDE, Dominik ; TRIEB, Franz: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. In: BMU (2012)
- [13] STERNER, Michael ; STADLER, Ingo: *Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration*. Springer Vieweg, 2017
- [14] SCHAFFARCZYK, Alois: *Einführung in die Windenergietechnik*. Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 2016
- [15] STRAUSS, Karl: Kraftwerkstechnik; zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen. Springer, 2009
- [16] INTERNATIONALES WIRTSCHAFTSFORUM REGENERATIVE ENERGIEN (IWR) / IWR.DE GMBH: https://www.windbranche.de. Aufruf: Dez. 2018,
- [17] HEIER, Siegfried: Windkraftanlagen; Systemauslegung, Netzintegration und Regelung. Springer Vieweg, 2018
- [18] Energienetze Steiermark GmbH: Email Kontakt. Januar 2019
- [19] MERTENS, Konrad: Photovoltaik; Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis. Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 2018
- [20] STAAB, Jürgen: Erneuerbare Energien in Kommunen; Energiegenossenschaften gründen, führen und beraten. Springer Gabler
- [21] WESSELAK, Viktor ; VOSWINCKEL, Sebastian: *Photovoltaik; Wie Sonne zu Strom wird*. Springer, 2016
- [22] REICH, Gerhard ; REPPICH, Marcus: Regenerative Energietechnik; Überblick über ausgewählte Technologien zur nachhaltigen Energieversorgung. Springer Vieweg, 2018
- [23] ZAPF, Martin: Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten. Springer Vieweg, 2017

- [24] MARKIEWICZ, M. ; ZHANG, Y.Q. ; BÖSMANN, A. ; BRÜCKNER, N. ; THÖMING, J. ; WAS-SERSCHEID, P. ; STOLTE, S.: Environmental and health impact assessment of Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) systems – challenges and preliminary results. In: *Energy Environ. Sci. 8* (2015)
- [25] PREUSTER, Patrick ; FANG, Qingping ; PETERS, Roland ; DEJA, Robert ; NGUYEN, Van N. ; BLUM, Ludger ; STOLTEN, Detlef ; WASSERSCHEID, Peter: Solid oxide fuel cell operating on liquid organic hydrogen carrier-based hydrogen e making full use of heat integration potentials. In: *International Journal of Hydrogen Energy 43 S. 1758* - 1768 (2018)
- [26] TEICHMANN, D. ; STARK, K. ; MÜLLER, K. ; ZÖTTL, G. ; WASSERSCHEID, P. ; ARLT,
 W.: Energy storage in residential and commercial buildings via Liquid Organic
 Hydrogen Carriers (LOHC). In: *Energy & Environmental Science* (2012)
- [27] HEA, Teng ; PEIA, Qijun ; CHEN, Ping: Liquid organic hydrogen carriers. In: *Journal* of Energy Chemistry 24 S. 587–594 (2015)
- [28] SCHÜTH, Ferdi ; FELDERHOFF, Michael ; BOGDANOVIC, Borislov: Komplexe Hydride als Materialien für die Wasserstoffspeicherung / Max-Planck-Institut für Kohlenforschung. 2007. – resreport
- [29] SCHLAPPACH ; RÖNTZSCH, Lars ; HEUBNER, Felix: Metal Hydride Technology / Frauenhofer Institute for Manufactoring Technology and Advanced Materials IFAM. 2018. – Forschungsbericht
- [30] SCHLAPBACH, L. ; ZÜTTEL, A ; LARSEN, Allan S. ; FEIDENHANSL, Robert ; PETERSEN, Leif S.: Riso Energy Report 3 - Hydrogen and its competitors / Technical University of Denmark. 2004. – Forschungsbericht
- [31] SCHÜTH, F. ; BOGDANOVIC, B. ; FELDERHOFF, M.: Light metal hydrides and complex hydrides for hydrogen storage. In: *Chemical Communications S.* 2249-2258 (2004)
- [32] RUSMAN, N.A.A. ; DAHARI, M.: A review on the current progress of metal hydrides material for solid-state hydrogen storage applications. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 41 (2016), Nr. 28, S. 12108 – 12126. – ISSN 0360–3199

- [33] QUASCHNING, Volker: Regenerative Energiesysteme: Technologie, Berechnung, Simulation. Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 2015
- [34] RIIS, Trygve ; HAGEN, Elisabet F. ; VIE, Preben J. S. ; ULLEBERG Øystein: HYDRO-GEN PRODUCTION R&D: PRIORITIES AND GAPS / International Energy Agency. 2006. – Forschungsbericht
- [35] ZHANG, Fan ; ZHAO, Pengcheng ; NIU, Meng ; MADDY, Jon: The survey of key technologies in hydrogen energy storage. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 41 S. 14535 - 14552 (2016)
- [36] SATYAPAL, S. ; PETROVIC, J. ; READ, C. ; THOMAS, G. ; ORDAZ, G.: The US department of energy's national hydrogen storage project: progress towards meeting hydrogenpowered vehicle requirements. In: *Catal Today 120* (2007)
- [37] KLELL, Manfred ; EICHLSEDER, Helmut ; TRATTNER, Alexander: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung. Springer Vieweg, 2018
- [38] WASSERSTOFFDATEN: https://www.linde-gas.at. Aufruf: Dez. 18,
- [39] MATOS, Catarina R. ; CARNEIRO, Júlio F. ; SILVA, Patrícia P.: Overview of Large-Scale Underground Energy Storage Technologies for Integration of Renewable Energies and Criteria for Reservoir Identification. In: *Journal of Energy Storage 21 S.241-252* (2019)
- [40] KRONIGER, Daniel ; MADLENER, Reinhard: Hydrogen storage for wind parks: A real options evaluation for an optimal investment in more flexibility. In: *Applied Energy* 136 (2014)
- [41] BARTHELEMY, H. ; WEBER, M. ; BARBIER, F.: Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 42 S. 7254 -7262 (2017)
- [42] ABDALLA, Abdalla M. ; HOSSAIN, Shahzad ; NISFINDY, Ozzan B. ; AZAD, Atia T. ; DAWOOD, Mohamed ; AZAD, Abul K.: Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review. In: *Energy Conversion and Management 165 S. 602–627* (2018)

- [43] LEHMANN, Jochen ; LUSCHTINETZ, Thomas: *Wasserstoff und Brennstoffzellen*. Springer Vieweg, 2014
- [44] YABE, Tomohiro ; SEKINE, Yasushi: Methane conversion using carbondioxide as an oxidizing agent: A review. In: *Fuel Processing Technologie 181 S. 187 198* (2018)
- [45] STERNER, Michael: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. / Kassel university press. 2009. – Forschungsbericht
- [46] SU, Xiong ; XU, Jinghua ; LIANG, Binglian ; DUAN, Hongmin ; HOU, Baolin ; HUANG, Yanqiang: Catalytic carbon dioxide hydrogenation to methane: A review of recent studies. In: *Journal of Energy Chemistry* 25 (2016), Nr. 4, S. 553 – 565. – ISSN 2095–4956
- [47] TICHLER, R. ; LINDORFER, J. ; FRIEDL, C. ; REITER, G. ; STEINMÜLLER, H.: FTI-Roadmap Power-to-Gas für Österreich / Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. 2014. – Forschungsbericht
- [48] KURZWEIL, Peter ; DIETLMEIER, Otto K.: *Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Grundlagen.* Springer Vieweg, 2015
- [49] FARADAY, Michael: Experimental Researches in Electricity. Seventh Series. In: *Philosophical Transactions of the Royal Society of London. Band* 124 S. 77–122 (1834)
- [50] PETIPAS, Floriane ; BRISSE, Annabelle ; BOUALLOU, Chakib: Model-based behaviour of a high temperature electrolyser system operated at various loads. In: *Journal of Power Sources* 239 (2013), S. 584 – 595. – ISSN 0378–7753
- [51] BUTTLER, Alexander ; SPLIETHOFF, Hartmut: Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-toliquids: A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (2018), S. 2440 – 2454. – ISSN 1364–0321
- [52] KOVAČ, Ankica ; MARCIUŠ, Doria ; BUDIN, Luka: Solar hydrogen production via alkaline water electrolysis. In: *International Journal of Hydrogen Energy* (2018). – ISSN 0360–3199

- [53] CHI, Jun ; YU, Hongmei: Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production. In: *Chinese Journal of Catalysis* 39 (2018), Nr. 3, S. 390 394. ISSN 1872–2067
- [54] SMOLINKA, Tom ; GÜNTHER, Martin ; GARCHE, Jürgen: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien: Kurzfassung des Abschlussberichts NOW-Studie / Frauenhofer ISE. 2011.
 – Forschungsbericht
- [55] CARMO, Marcelo ; FRITZ, David L. ; MERGEL, Jürgen ; STOLTEN, Detlef: A comprehensive review on PEM water electrolysis. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 38 (2013), Nr. 12, S. 4901 – 4934. – ISSN 0360–3199
- [56] LAGUNA-BERCERO, M.A.: Recent advances in high temperature electrolysis using solid oxide fuel cells: A review. In: *Journal of Power Sources* 203 (2012), S. 4 – 16. – ISSN 0378–7753
- [57] YAN, Y. ; FANG, Q. ; BLUM, L. ; LEHNERT, W.: Performance and degradation of an SOEC stack with different cell components. In: *Electrochimica Acta* 258 (2017), S. 1254 – 1261. – ISSN 0013–4686
- [58] POSDZIECH, Oliver ; SCHWARZE, Konstantin ; BRABANDT, Jörg: Efficient hydrogen production for industry and electricity storage via high-temperature electrolysis. In: *International Journal of Hydrogen Energy* (2018). – ISSN 0360–3199
- [59] WANG, Yuqing ; BANERJEE, Aayan ; DEUTSCHMANN, Olaf: Dynamic behavior and control strategy study of CO2/H2O co-electrolysis in solid oxide electrolysis cells. In: *Journal of Power Sources* 412 (2019), S. 255 – 264. – ISSN 0378–7753
- [60] ZHANG, Lixiao ; Hu, Shiqing ; ZHU, Xuefeng ; YANG, Weishen: Electrochemical reduction of CO2 in solid oxide electrolysis cells. In: *Journal of Energy Chemistry* 26 (2017), Nr. 4, S. 593 – 601. – ISSN 2095–4956
- [61] SUPRAMANIAM, Srinivasan: Fuel Cells fom Fundamentals to Applications. Springer, 2006
- [62] SINGHAL, S. C.: Advances in solid oxide fuel cell technology. In: *Solid State Ionics* 135 S. 305-313 (2000)

- [63] WEN, Yabing ; YANG, Shaojing ; GU, Sui ; YE, Xiaofeng ; WEN, Zhaoyin: Fabrication and characterization of a double-layer electrolyte membrane for BaCeO3-based reversible solid oxide cells (RSOCs). In: *Solid State Ionics* 308 (2017), S. 167 – 172. – ISSN 0167–2738
- [64] E-CONTROL: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen Teil D / E-Control. 2016. – Forschungsbericht
- [65] ÖVE/ÖNORM EN 50160:2011-03-31: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
- [66] E-CONTROL: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen Teil A / E-Control. 2016. – Forschungsbericht
- [67] STEINMÜLLER, Horst: Power-to-Gas: Eine Systemanalyse, Endbericht 2014 / Johannes Kepler Universität Linz; TU Wien; Montanuniversität Leoben. 2014. – Forschungsbericht
- [68] Вотта, G. ; ROMEO, M. ; FERNANDES, A. ; TRABUCCHI, S. ; ARAVIND, P.V.: Dynamic modeling of reversible solid oxide cell stack and control strategy development. In: *Energy Conversion and Management* 185 (2019), S. 636 – 653. – ISSN 0196–8904
- [69] KAZEMPOOR, P. ; BRAUN, R.J.: Model validation and performance analysis of regenerative solid oxide cells for energy storage applications: Reversible operation. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 39 (2014), Nr. 11, S. 5955 – 5971. – ISSN 0360–3199
- [70] MANAGE, Mithila N.; SORENSEN, Eva; SIMONS, Stefaan; BRETT, Dan J.: A modelling approach to assessing the feasibility of the integration of power stations with steam electrolysers. In: *Chemical Engineering Research and Design* 92 (2014), Nr. 10, 1988 2005. http://dx.doi.org/https://doi.org/10.1016/j.cherd.2014.07.015.
 DOI https://doi.org/10.1016/j.cherd.2014.07.015. ISSN 0263–8762. Green Processes and Eco-technologies
- [71] APFEL, H. ; RZEPKA, M. ; TU, H. ; STIMMING, U.: Thermal start-up behaviour and thermal management of SOFC's. In: *Journal of Power Sources* 154 (2006), Nr. 2, S. 370 378. ISSN 0378–7753. Selected papers from the Ninth Ulm Electrochemical Days

LITERATURVERZEICHNIS

- [72] *The National Institute of Standards and Technology Chemistry*. http://webbook.nist.gov/chemistry/fluid, Aufgerufen am 03.01.2019
- [73] SRIKANTH, S. ; HEDDRICH, M.P. ; GUPTA, S. ; FRIEDRICH, K.A.: Transient reversible solid oxide cell reactor operation Experimentally validated modeling and analysis. In: *Applied Energy* 232 (2018), S. 473 – 488. – ISSN 0306–2619
- [74] DEGENHART, Heinrich ; SCHOMERUS, Thomas ; SCHULZ, Detlef: Pumpspeicher an Bundeswasserstraßen: Technische, wirtschaftliche und rechtliche Rahmenbedingungen am Beispiel des Elbe-Seitenkanals. Springer Vieweg, 2015
- [75] REHMAN, Shafiqur ; AL-HADHRAMI, Luai M. ; ALAM, Md. M.: Pumped hydro energy storage system: A technological review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 44 (2015), S. 586 – 598. – ISSN 1364–0321
- [76] YANG, Yuqing ; BREMNER, Stephen ; MENICTAS, Chris ; KAY, Merlinde: Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91 (2018), S. 109 125. ISSN 1364–0321
- [77] DEHGHANI-SANIJ, A.R.; THARUMALINGAM, E.; DUSSEAULT, M.B.; FRASER, R.: Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries. In: *Renewable* and Sustainable Energy Reviews 104 (2019), S. 192 – 208. – ISSN 1364–0321
- [78] CHARDDONNET, C. ; ET al.: Study on early buisiness cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications / Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. 2017. – Forschungsbericht