

Abschlussbericht BWPLUS

Entwicklung großtechnischer Optionen zum Einsatz von grünem Wasserstoff auf Basis des Netzboosterkonzepts zur Erhöhung der Netzstabilität

Projektverantwortliche:

Jonas Lotze, Veit Hagenmeyer, Dietmar Graeber, Markus Hölzle

Karlsruher Institut für Technologie

Technische Hochschule Ulm

TransnetBW GmbH

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung BW

Förderkennzeichen: BWZPH222120, BWZPH222121, BWZPH222122,
BWZPH222123

Laufzeit: 01.01.2022 - 31.12.2024

Finanziert aus Landesmitteln, die der Landtag Baden-Württemberg beschlossen hat.

Dezember 2024



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Autoren und Mitwirkende

Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Kaiserstraße 12, 76131 Karlsruhe

- Prof. Dr. Veit Hagenmeyer
- Dr. Uwe Kühnapfel
- Mohammed Abdaljawwad
- Marvin Dorn
- Dr. Hüseyin Kemal Cakmak

Technische Hochschule Ulm, Prittwitzstraße 10, 89075 Ulm

- Prof. Dr. Dietmar Graeber
- Chris Schewe
- Tabea Seifert

TransnetBW GmbH, Pariser Platz, Osloer Str. 15-17, 70173 Stuttgart

- Jonas Lotze
- Dr. Olaf Brenneisen
- Sven Ziegler
- Niklas Kramer

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung BW, Meitnerstraße 1, 70563 Stuttgart

- Prof. Dr. Markus Hölzle
- Markus Jenne
- Dr. Alexander Kabza

Intelligent Energy System Services GmbH, Eberhardstraße 65, 70173 Stuttgart

- Ludwig Sibbel
- Kemal Beytekin
- Valentin Vöhringer
- Mike Wernado

Kontaktadresse für Rückfragen

Jonas Lotze - TransnetBW

Pariser Platz / Osloer Straße 15 – 17, 70173 Stuttgart

J.Lotze@transnetbw.de

Kurzfassung

Im Zuge der Energiewende sehen sich die deutschen und europäischen Stromnetze mit signifikanten Herausforderungen konfrontiert, die insbesondere auf den verstärkten Transport von Strom aus erneuerbaren Energiequellen, auf den Rückbau gesicherter Kraftwerksreserven sowie auf die Integration neuer Stromverbraucher in das Energiesystem zurückzuführen sind. Das Forschungsprojekt fokussierte sich insbesondere auf die Erforschung und Weiterentwicklung des Konzepts eines hybriden Netzboosters. Das Konzept kombiniert Batteriespeicher und Gasturbinen, um die Auslastung und Stabilität des Stromnetzes zu erhöhen. Netzbooster stellen bei Fehlern im Übertragungsnetz schnell Energie bereit, um Überlastungen zu vermeiden. Die Weiterentwicklung zum hybriden Netzbooster optimiert die Dimensionierung und den Einsatz der Systemkomponenten, um Speicherkosten zu reduzieren und zusätzliche Erlöspotenziale zu erschließen. Das Hybridkonzept integriert einen Batteriespeicher mit hoher Reaktionsgeschwindigkeit sowie eine Gasturbine, die auch mit Wasserstoff betrieben werden kann, und optional einen Elektrolyseur und Gasspeicher zur Erhöhung der Resilienz des Systems. Im Rahmen des Forschungsprojekts wurde ein Netzlabor errichtet, um die technischen Komponenten unter realistischen Bedingungen zu testen. Im Zuge dessen wurde ein Konzept entwickelt, das diverse Anforderungen für die Steuerung einer hybriden Netzboosteranlage definiert. Darüber hinaus wurde ein detailliertes und skalierbares Modellierungsframework für einen hybriden Netzbooster erstellt. Eine Studie zur Netzdienlichkeit analysierte den potenziellen Einsatz des Netzboosters in verschiedenen Netzausbaustufen. Im Projekt wurden zudem Werkzeuge entwickelt, die zur Optimierung der Bereitstellung von Regelreserve durch einen hybriden Netzbooster sowie zur optimierten Auslegung der Systemkomponenten beitragen. Unterschiedliche Umsetzungskonzepte wurden durch den Vergleich der Erlöspotenziale mit den Projektumsetzungskosten bewertet.

Inhalt

Kurzfassung	i
Inhalt	ii
Abbildungsverzeichnis	iv
Tabellenverzeichnis	vi
Abkürzungsverzeichnis	vii
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Zielsetzung	2
1.3 Vorgehen	2
2 Konzeptidee hybrider Netzbooster	3
2.1 Netzbooster Konzept	3
2.2 Weitentwicklung zum hybriden Netzbooster	4
3 Netzlabor: kleinskaliger hybrider Netzbooster	6
3.1 Planung und Ausschreibung	6
3.2 Entwicklung und Anlagensteuerung	9
3.3 Aufbau des Netzlabor	16
3.4 Testaufbau und Testdurchführung	20
4 Modell hybrider Netzbooster	32
4.1 Skalierbares EMT-Modell Batteriespeicher und Gasturbine	32
4.2 Beschreibung der Elektrolysemodelle	40
4.3 Systemauslegung	41
4.4 Auslegungs-Tool	42
5 Studie zur Netzdienlichkeit des hybriden Netzboosters	43
5.1 Netzanalyse Netzbooster-Einsatz	43
5.2 Einsatzoptimierung Regelreserve	50
5.3 Weitere systemdienliche Einsatzmöglichkeiten	54
6 Datensammlung für die Umsetzungskonzepte	56
6.1 Recherche zu den Komponenten	56
6.2 Umfeldanalyse	71
7 Umsetzungskonzepte	74
7.1 Umsetzungskonzepte	74
7.2 Alternative Umsetzungsvarianten	77
7.3 Systemdarstellung	79
7.4 Bewertung der Umsetzungskonzepte	80

Inhalt

7.5	Zusätzliche Erlöspotenziale	87
7.6	Weitere Kriterien für die Standortauswahl	87
7.7	Regulatorische Herausforderungen bei der Umsetzung	88
8	Zusammenfassung	89
9	Ausblick	93
	Literaturverzeichnis	94
	Anhang	A

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Einsatzkonzept Netzbooster (schematische Darstellung)	3
Abbildung 2.2: Systemkomponenten des hybriden Netzboosters	5
Abbildung 3.1: D-Ansicht des geplanten Wasserstofflabors mit Gasturbine	7
Abbildung 3.2: R&I Los 1 und Los 2	8
Abbildung 3.3: Vereinfachtes Blockschaltbild der Anlagen	10
Abbildung 3.4: THU Messkonzept	13
Abbildung 3.5: Integrations- und Steuerkonzept der Energieparksteuerung	14
Abbildung 3.6: Programmstruktur der CoDeSys Applikation	15
Abbildung 3.7: Softwareausschnitt der Batteriesteuerung.....	16
Abbildung 3.8: Web Visualisierung der CoDeSys Applikation (Übersicht)	16
Abbildung 3.9: Gasturbine mit Zugangsschutz	17
Abbildung 3.10: H ₂ -Labor als Bestandteil des Energieparks	18
Abbildung 3.11: Niederdruckspeicher	18
Abbildung 3.12: Energiepark der THU mit H ₂ -Labor und Gasturbine	19
Abbildung 3.13: Blockschaltbild der Steuerungsintegration in den Energiepark.....	21
Abbildung 3.14: Ansprechverhalten des Batteriespeicher	24
Abbildung 3.15: Leistungskennlinie des Elektrolyseurs	25
Abbildung 3.16: Wirkungsgrad des Elektrolyseurs über die Modulauslastung	25
Abbildung 3.17: Analysenzertifikat einer Probe aus HD-Bündel.....	26
Abbildung 3.18: Leistungskennlinie der Turbine	27
Abbildung 3.19: Turbinenwirkungskreis über die Leistung	28
Abbildung 3.20: Darstellung Abgasanalyse: Entnahme und Messgerät.....	29
Abbildung 3.21: Darstellung Abgasanalyse Gasturbine: Ergebnisse	29
Abbildung 3.22: Leistungskennlinie des hybriden Netzboosters.....	31
Abbildung 4.1: Die Systemkomponenten des hybriden Netzboosters	32
Abbildung 4.2: Synchrongenerator und Hauptelemente der Steuerung.....	32
Abbildung 4.3: Synchrongenerator 2.2-Modell.	33
Abbildung 4.4: Synchrongenerator mechanisches Modell.	34
Abbildung 4.5: Vektorregelungsstruktur für einen VSC.....	36
Abbildung 4.6: Grundstruktur der DPA und Beispielszenario	38
Abbildung 4.7: Hybriden Netzbooster und Punkt-zu-Punkt-Leistungsübertragung einer RES	39
Abbildung 4.8: DPA-Test unter zwei Szenarien: 100 % und 50 % Verlust von P_{sen}	39
Abbildung 4.9: Benchmark für Offline- und Echtzeitsimulationen.	40

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4.10: CAPEX zwischen einem hybriden Netzbooster als Battery-Only-Lösung	42
Abbildung 5.1: Engpassenergie Netzausbaustufe 1: BBP	47
Abbildung 5.2: Engpassenergie, Netzausbaustufe 2: vorIB (a) und 3: ZN (b)	47
Abbildung 5.3: Untersuchte Netzbooster-Standorte in Süddeutschland	48
Abbildung 5.4: Optimierte Redispatch-Volumina, Netzausbaustufen BBP (a), vorIB (b) und ZN (c), Variationen der Leistung hybrider Netzbooster, Szenario B2037	49
Abbildung 5.5: Optimierte Redispatch-Kosten, Netzausbaustufen BBP (a), vorIB (b) und ZN (c), Variationen der Leistung hybrider Netzbooster, Szenario B2037	49
Abbildung 5.6: Gegenüberstellung potenzieller Erlöse eines 500 MW hybrider Netzbooster	53
Abbildung 6.1: Übersicht technischer Parameter wasserstofffähiger Gasturbinen. ...	58
Abbildung 6.2: Ergebnisse der Umfeldanalyse	72
Abbildung 7.1: Darstellung des hybriden Netzboosters ohne H ₂ -Speicher	75
Abbildung 7.2: Schematische Darstellung des hybriden Booster Konzeptes.	76
Abbildung 7.3: Elektrolyse mit den Dimensionen dreier Silyzer300 für 52.5 MW	79
Abbildung 7.4: Darstellung des H ₂ -Speichers über großzylindrische Drucktanks	80
Abbildung 7.5: Batteriespeicher-Flächenbedarf (176.5 MWh)	80
Abbildung 7.6: Amortisation Umsetzungsvariante 1, Netzausbaustufe 2: vorIB	82
Abbildung 7.7: Amortisation Umsetzungsvariante 2, Netzausbaustufe 2: vorIB	84
Abbildung 7.8: Amortisation Umsetzungsvariante 3, Netzausbaustufe 2: vorIB	85
Abbildung 7.9: Amortisation Umsetzungsvariante 4, Netzausbaustufe 2: vorIB	86

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Überlastszenarien der Zuleitung und des NAPs aufgrund der Energieparkeinbindung	12
Tabelle 3.2: Technische Daten der Hauptkomponenten des Netzlabor	19
Tabelle 3.3: Ergebnisse der Untersuchung der Kommunikationsverbindung	23
Tabelle 5.1: Erzeugungskapazitäten des Strommarkt-Szenarios in GW.....	44
Tabelle 5.2: Strombedarf und -erzeugung des Strommarkt-Szenarios in TWh	45
Tabelle 5.3: Parameter Werkzeug Einsatzoptimierung Regelreserve.....	51
Tabelle 5.4: Parameter Werkzeug Einsatzoptimierung Regelreserve.....	53
Tabelle 6.1: Übersicht der relevanten Parameter für die technische Bewertung	57
Tabelle 6.2: Übersicht der technischen Parameter wasserstofffähiger Gasturbinen.	58
Tabelle 6.3: Eingangsparameter der Simulationsvarianten H ₂ -Turbinen	59
Tabelle 6.4: Übersicht relevanter Parameter für die Bewertung von H ₂ -Drucktanks	61
Tabelle 6.5: Übersicht der Drucktank-Typen	61
Tabelle 6.6: Übersicht der spezifischen Kosten von H ₂ -Drucktanks	62
Tabelle 6.7: Eingangsparameter d. Simulationsvarianten H ₂ -Druckspeicher	62
Tabelle 6.8: Übersicht relevanter Parameter für die Bewertung von BESS	63
Tabelle 6.9: Ermittlung der Projektkosten anhand Realprojekten	65
Tabelle 6.10: Ermittlung eines Projekt-Faktors	66
Tabelle 6.11: Eingangsparameter der Simulationsvarianten Batteriespeicher	68
Tabelle 6.12: Übersicht relevanter Parameter zur Bewertung von Elektrolyseuren ..	68
Tabelle 6.13: Eingangsparameter der Simulationsvarianten Elektrolyseure	70
Tabelle 7.1: Systemauslegung Umsetzungsvariante 1	75
Tabelle 7.2: Systemauslegung Umsetzungsvariante 2.	76
Tabelle 7.3: CAPEX bei unterschiedlichen Leistungsklassen, Umsetzungsvariante 3	77
Tabelle 7.4: Systemauslegung Umsetzungsvariante 4.	77
Tabelle 7.5: Variation der Leistung mit zugehörigen CAPEX zwischen günstigstem und teuerstem Szenario.....	78
Tabelle 7.6: Variation der Leistung mit den zugehörigen CAPEX umgesetzt als reiner Batteriespeicher.....	79
Tabelle 7.7: Überblick Projektumsetzungskosten, fixe OPEX und Lebensdauern	81
Tabelle 7.8: Überblick Annahmen Kosten für den Netzanschluss	81
Tabelle 7.9: Überblick Erlöspotenziale Umsetzungsvariante 1	82
Tabelle 7.10: Überblick Erlöspotenziale Umsetzungsvariante 2.....	83
Tabelle 7.11: Überblick Erlöspotenziale Umsetzungsvariante 4.....	86

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
AC	Wechselstrom (Alternating Current)
AEL	Alkalische Elektrolyse
BESS	Batterie Energiespeicher System (Battery Energy Storage System)
BBP	Netzausbaustufe 1, minimale Ausbaustufe (Maßnahmen aus Bundesbedarfsplangesetz)
BoP	Balance of Plant
CAPEX	Investitionskosten (Capital expenditure)
CC	Current Controller
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DPA	Dynamic Power Allocation
DC	Gleichstrom (Direct Current)
EMT	Elektromagnetische Transienten
FOM	Fixe Betriebs- und Wartungskosten (Fixed Operation and Maintenance)
GTA	Gasturbinenanlage
GWP	Greenhouse Warming Potential
H ₂	Wasserstoff
HGB	Hybrider Netzbooster (Hybrid Grid Booster)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
LFP	Lithium-Eisenphosphat
LTO	Lithium-Titanat-Batterien
Max.	Maximal
Min.	Mindestens
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MRL	Minutenreserveleistung

Abkürzungsverzeichnis

NAP	Netzanschlusspunkt
NEP 2037	Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023
NMC	Nickel-Mangan-Kobalt
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
OPEX	Wartung-, Betriebs-, Instandhaltungskosten (Operational expenditure)
PATL	Dauerhafte Belastbarkeit eines Netzelementes (Permanent Admissible Transmission Loading)
PPL	Phasenregelkreis
PRL	Primärregelleistung
SG	Synchrongenerator
SoC	State of Charge
SRL	Sekundärregelleistung
STATCOM	Statischer Synchronkompensator (Static Synchronous Compensator)
SWU	Stadtwerke Ulm
TATL	Temporäre Belastbarkeit eines Netzelementes (Temporary Admissible Transmission Loading)
TCP	Transmission Control Protocol
THU	Technische Hochschule Ulm
UEG	Untere Explosionsgrenze
VOM	Variable Betriebs- und Wartungskosten
VSC	Spannungsquellenumrichter (Voltage Source Converter)
vorIB	Netzausbaustufe 2, fortgeschrittene Ausbaustufe (Maßnahmen aus „vorläufiger“ Bestätigung)
ZN	Netzausbaustufe 3, maximale Ausbaustufe (Zielnetz der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber)
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung BW

1 Einleitung

Die Energiewende markiert einen tiefgreifenden Wandel in der Art und Weise, wie Energie erzeugt, transportiert und genutzt wird. Der Umstieg von fossilen Brennstoffen auf erneuerbare Energiequellen ist essenziell, um den Klimawandel einzudämmen und eine nachhaltige Energiezukunft zu gestalten. In diesem Kontext erlangen Stromnetze eine zentrale Bedeutung, da sie das Rückgrat der Energieversorgung bilden. Mit der zunehmenden Elektrifizierung vieler Energieverbraucher und dem wachsenden Anteil an wetterabhängiger, dezentraler Stromerzeugung stehen die bestehenden Netzinfrastrukturen jedoch vor erheblichen Herausforderungen.

Die Anforderungen an die Stromnetze steigen: Sie müssen eine höhere Netzlast bewältigen, neue Erzeuger integrieren und weiterhin eine sichere Energieversorgung garantieren. Um Überlastungen zu vermeiden und die Systemsicherheit zu gewährleisten, sind weltweit erhebliche Investitionen erforderlich. Der jährliche Investitionsbedarf in den Stromnetzausbau wird bis 2050 weltweit auf 871 Milliarden US-Dollar ansteigen [1]. Angesichts wirtschaftlicher, räumlicher und gesellschaftlicher Begrenzungen besteht ein dringender Bedarf, den Ausbau von Stromnetzen effizient und nachhaltig zu gestalten. Dafür werden innovative Lösungen benötigt.

Im Rahmen des Forschungsprojekts "Entwicklung großtechnischer Optionen zum Einsatz von grünem Wasserstoff (H_2) auf Basis des Netzboosterkonzepts zur Erhöhung der Netzstabilität", kurz "HydrogREenBoost", wurde die Fragestellung untersucht, wie Technologien wie Batteriespeicher und H_2 -Anwendungen innovativ genutzt werden können, um bestehende Stromnetze effizienter zu nutzen und stabiler zu machen. H_2 , der als vielseitiger Energieträger sektorübergreifend einsetzbar ist, könnte hierbei eine Schlüsselrolle spielen. Das Projekt kombinierte die Vorteile von Batteriespeichern mit der Flexibilität von H_2 -Technologien und hatte zum Ziel ein hybrides Konzept zu entwickeln, das sowohl technisch als auch wirtschaftlich tragfähig ist.

1.1 Motivation

Die Transformation der Energiesysteme bringt erhebliche Herausforderungen für die Stromnetze mit sich. Die bestehende Netzinfrastuktur ist weder auf die steigende Nachfrage nach Strom noch auf die wachsende Einspeisung aus erneuerbaren Quellen ausgelegt. Bereits heute treten in vielen Ländern Netzengpässe und Überlastungen auf, die durch den steigenden Bedarf und die veränderten Lastflüsse weiter zunehmen werden. Um die Systemsicherheit zu gewährleisten, sind innovative Ansätze erforderlich, die den Ausbau der Stromnetze unterstützen und zugleich deren Betrieb optimieren.

Neben den technischen Anforderungen ist auch die Berücksichtigung wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Aspekte von entscheidender Bedeutung. In diesem Kontext stellt insbesondere das von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern verfolgte NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) eine maßgebliche Leitlinie dar [2]. Das NOVA-Prinzip zielt darauf ab, bestehende Infrastrukturen zu nutzen und zu optimieren, bevor neue Stromleitungen gebaut werden. Dabei wird versucht, die optimale wirtschaftliche Lösung zu finden sowie das richtige Maß zwischen der technischen Notwendigkeit und der Akzeptanz der Bevölkerung zu gewährleisten. Auswirkungen auf Umwelt und Bevölkerung sollen dabei minimiert werden. Das Konzept der Netzbooster, das durch den Einsatz von Batteriespeichern

Einleitung

mit niedrigen Reaktionszeiten Netzstabilisierungsmaßnahmen ermöglicht, ist ein vielversprechender Ansatz die Netzauslastung zu optimieren.

1.2 Zielsetzung

Das Forschungsprojekt HydrogREenBoost hatte das Ziel, ein hybrides Netzbooster-Konzept zu entwickeln, das Batteriespeicher und H₂-Technologien kombiniert. Dieses Konzept soll sowohl die technische Leistungsfähigkeit der Stromnetze verbessern als auch wirtschaftliche Hürden überwinden.

1.3 Vorgehen

Das Projekt folgte einem strukturierten Ansatz, der sich in drei zentrale Arbeitspakete gliedert und sich in der Struktur des Abschlussberichts widerspiegelt:

- **Arbeitspaket I - Einrichtung eines Netzlabor:** Im Netzlabor wurden die verschiedenen technischen Komponenten des Konzepts unter realistischen Bedingungen getestet. Ziel ist es, das Zusammenspiel der Technologien zu optimieren und erste praktische Erfahrungen zu sammeln.
- **Arbeitspaket II - Modellierung der Anlage und der Netzdienlichkeit:** In diesem Arbeitspaket wurden die technischen Eigenschaften der Komponenten detailliert modelliert. Des Weiteren wurde in einer Studie die Netzdienlichkeit des Konzepts analysiert. Dazu wurden Stromlastflüsse in unterschiedlichen zukünftigen Szenarien analysiert und die Effizienz und Effektivität des Konzepts bewertet.
- **Arbeitspaket III - Erstellung von Umsetzungskonzepten:** Im Rahmen der Konzeptentwicklung wurden konkrete Umsetzungskonzepte für einen großtechnischen Einsatz erarbeitet. Im Anschluss erfolgte eine Evaluierung der Konzepte hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit.

2 Konzeptidee hybrider Netzbooster

Das folgende Kapitel stellt die grundlegende Idee eines hybriden Netzboosters vor.

2.1 Netzbooster Konzept

Netzbooster-Anlagen stellen eine groß dimensionierte Speichereinrichtung für elektrische Energie dar, welche dazu in der Lage ist, bei Auftreten eines Fehlers im Stromnetz eine Entlastung desselben innerhalb kürzester Zeit zu bewirken. Die Absicherung ermöglicht eine höhere Auslastung des Stromnetzes im Normalbetrieb, wodurch präventive Redispatch-Maßnahmen, beispielsweise die Abregelung von erneuerbaren Energien und das Hochfahren von konventionellen Gaskraftwerken zur Vermeidung von Überlastungen im Stromnetz, vermieden werden können. Im Jahr 2023 belief sich das Redispatch-Volumen auf 34.294 TWh, wobei entsprechende Kosten in Höhe von 3,2 Mrd. Euro zu verzeichnen waren [3].

Das Konzept des Netzboosters lässt sich in vier aufeinanderfolgenden Schritten anhand des vereinfachten Beispiels wie folgt beschreiben:

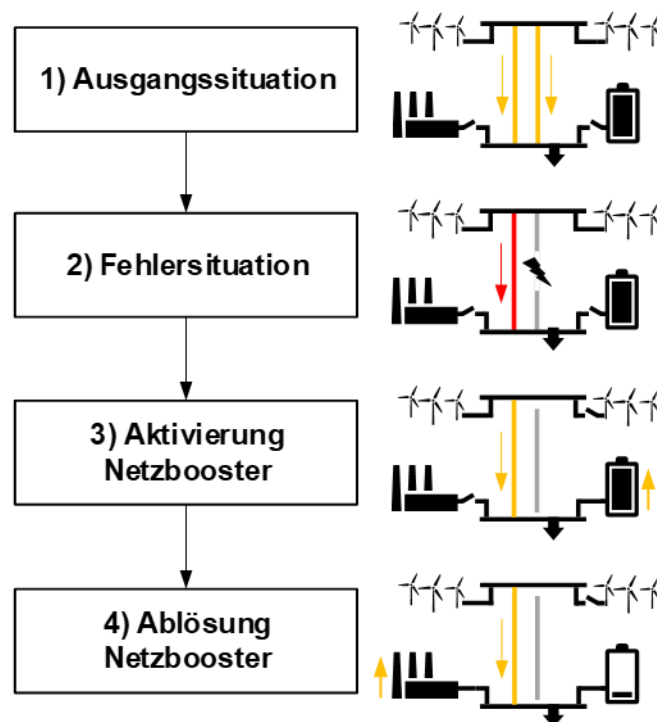


Abbildung 2.1: Einsatzkonzept Netzbooster (schematische Darstellung)

Schritt 1) zeigt die Ausgangssituation mit hoher Netzlast (dargestellt durch die orangefarbenen Stromkreise). In dem vereinfachten Beispiel wird die aus Windenergie gewonnene elektrische Energie in den nördlichen Knoten eingespeist, während sich im Süden eine Last befindet. Der Batteriespeicher im südlichen Knoten ist vollständig geladen und die Kapazität wird für den Betrieb in Reserve gehalten. Der Betriebsmodus ist auf "Überwachung" eingestellt.

Schritt 2) stellt die Fehlersituation dar. In dem vorliegenden Beispiel ist einer der beiden Stromkreise ausgefallen, wodurch es zu einer veränderten Verteilung des Stromflusses und einer kurzfristigen Überlastung des verbleibenden Stromkreises gekommen ist. Der Fehler wurde vom Netzbetreiber erkannt.

In Schritt 3) erfolgt die Aktivierung des Batteriespeichers, welcher daraufhin Strom in das System einspeist. Gleichzeitig wird ein Windpark am oberen Knoten vom Netz getrennt. Die Energiebilanz dieser gleichzeitigen Zu- und Abschaltung ist neutral. Die Versorgung am südlichen Knotenpunkt ist gesichert und die Auslastung der bestehenden Leitung liegt wieder innerhalb ihrer dauerhaften Belastungsgrenzen.

Im Rahmen der Fehlerbehebung erfolgt in Schritt 4) eine Ablösung der Batterie durch weitere Maßnahmen. Dazu zählen beispielsweise modifizierte Verschaltungen oder, wie in der Abbildung dargestellt, der Einsatz eines konventionellen Kraftwerks. Dieser Prozess wird so lange fortgeführt, bis der Fehler vollständig behoben ist.

Die Funktionsfähigkeit des Konzepts soll in Pilotanlagen überprüft werden. Ein Netzboosterprojekt ist von TransnetBW im Südwesten Deutschlands in Kupferzell (250 MW, 250 MWh) geplant [2]. Das Projekt umfasst eine Interaktion mit einem Windpark in Norddeutschland. Die Inbetriebnahme ist für 2025 vorgesehen. TenneT TSO plant für 2025 die Installation von zwei virtuell vernetzten Batteriespeichern in Audorf und Ottenhofen (jeweils 100 MW/100 MWh).

2.2 Weiterentwicklung zum hybriden Netzbooster

Die Weiterentwicklung des zuvor beschriebenen Konzepts erfolgt durch die Entwicklung des hybriden Netzboosters. Im Rahmen dessen findet eine Optimierung der Dimensionierung sowie des Einsatzes der Systemkomponenten statt.

Dabei sollen die folgenden beiden Punkte fokussiert werden:

- Reduktion der Speicherkosten: Minimierung der benötigten Batteriezellen durch ein integriertes Ablösekonzept
- Multi-Use Einsatz: Optimierung des Einsatzes der Systemkomponenten und dadurch die Erschließung zusätzlicher Erlöspotenziale

Die für die Netzboosterprojekte in Deutschland vorgesehenen Batteriespeicher sind so konzipiert, dass sie über einen Zeitraum von einer Stunde die volle Leistung erbringen können. Diese Zeitspanne wird seitens der Übertragungsnetzbetreiber benötigt, um einen längerfristigen Ersatz bspw. in Form konventioneller Kraftwerke auf dem Energiemarkt zu sichern [2]. Die Kosten und der Platzbedarf für Batteriespeicher in für das Übertragungsnetz relevanten Größenordnungen sind hoch. Das Hybridkonzept beinhaltet die Integration eines schnell reagierenden Batteriespeichers sowie einer im Konzept integrierten Ablösung durch eine Gasturbine, deren Reaktionszeit weniger als eine Stunde betragen soll. Die Installation der Batteriespeicher sowie der Gasturbine muss nicht zwangsläufig am selben Standort erfolgen. Maßgeblich ist die durch die Netzanalyse prognostizierte Wirkung auf potenzielle Netzengpässe. Auf der Grundlage von Prognoseberechnungen des Netzbetreibers müssen dann Kapazitäten der hybriden Anlage für den kurativen Systembetrieb vorgehalten werden. Das hybride Konzept bewegt sich somit an der Schnittstelle von voll integrierten Netzkomponenten (sogenannten FINC's), Kapazitätsreserven, Netzoptimierung und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Ein hybrider Netzbooster kann somit virtuell in verschiedene Betriebsarten und Geschäftsmodelle segmentiert werden. Diese Segmentierung ist zeitlich variabel, je nach Systemanforderungen und Marktbedingungen. Die folgende Abbildung veranschaulicht die möglichen Systemkomponenten des Hybridkonzepts [4].

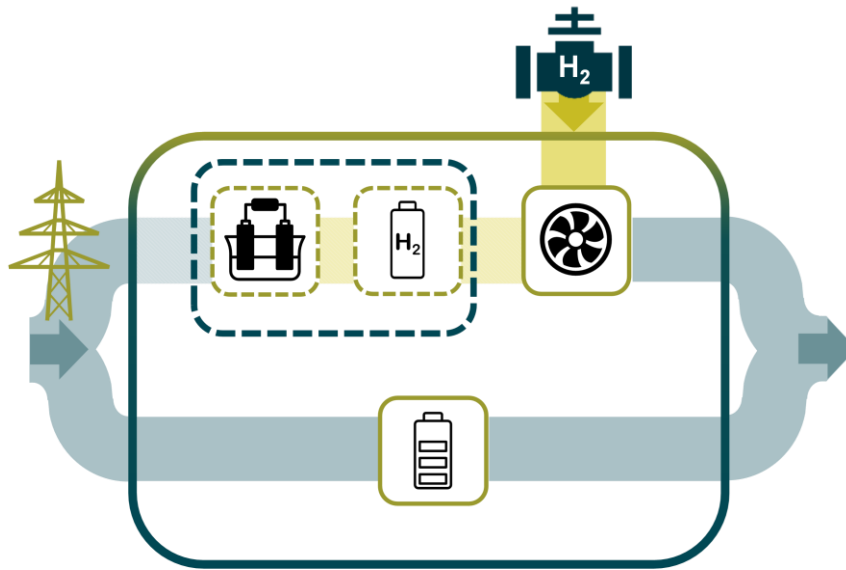


Abbildung 2.2: Systemkomponenten des hybriden Netzboosters

Im Rahmen des Konzepts erfolgt eine Verbindung des Batteriespeichers mit einer Gasturbine, wobei ein zukünftiger Betrieb mit H_2 denkbar ist. Eine Power-to-X-Anlage, beispielsweise in Form eines Elektrolyseurs, sowie ein Gasspeicher stellen optionale Komponenten des Konzepts dar. Die zusätzlichen Komponenten ermöglichen eine zeitweise Entkopplung der Anlage vom Gasnetz, wodurch die Resilienz des Gesamtsystems erhöht wird. Um längere Reparaturzeiten im Stromnetz abdecken zu können, ist eine Anbindung der Gasturbine an das Gasnetz erforderlich.

Eine Minimierung der benötigten Batteriezellen kann über folgenden mathematischen Zusammenhang berechnet werden [4]:

$$\text{Minimum } E_b = P_b \cdot \left(t_{sync,gt} + \frac{P_{gt}}{rr_{gt}} \right) \cdot (1 + \delta_{SOC,b}) \quad (1)$$

Dabei beschreibt P_b die Leistung des Batteriespeichers, E_b die Energiekapazität des Batteriespeichers, P_{gt} die Leistung der Gas Turbine, rr_{gt} die Hochfahrgeschwindigkeit der Gas Turbine, $t_{sync,gt}$ die Netz-Synchronisationszeit der Gasturbine und $\delta_{SOC,b}$ den minimalen Ladezustand, sogenannte State of Charge (SoC) des Batteriespeichers („Sicherheitsmarge“).

In Bezug auf den Multi-Use-Einsatz sind, in Abhängigkeit von den jeweiligen Systemkomponenten, diverse Anwendungsfälle denkbar. Neben dem Einsatz als Netzbooster ist es ebenfalls möglich, dass die Anlagen einen Beitrag zur Frequenzhaltung leisten, indem sie Regelleistung bereitstellen. Zudem können sie Momentanreserve und Blindleistung bereitstellen oder als schwarzstartfähige Reservekraftwerke fungieren. Des Weiteren eröffnet der Handel mit Strom und H_2 am Markt weitere Erlöspotenziale.

3 Netzlabor: kleinskaliger hybrider Netzbooster

Im Energiepark der Technischen Hochschule Ulm (THU) wird das Zusammenspiel von etabliertem Speicher – und Umwandlungstechnologien zur Erhöhung der Stromnetzstabilität und zur Gebäude-Spitzenlastkappung erprobt. Hierzu wird H_2 als Speichermedium vor Ort in Zeiten stabilen Stromangebots erzeugt, unter Druck gespeichert und bei Bedarf über eine Gasturbine oder ein Brennstoffzellensystem rückverstromt. Die wesentlichen Subsysteme sind:

- Elektrolyseur zur H_2 -Erzeugung aus elektrischem Strom
- Niederdruck (bis 35 barg) Pufferspeicher, als Druckgasflaschenbündel (800 L) ausgeführt
- Verdichter zur Kompression
- Hochdruck (bis 300 barg) Pufferspeicher, als Druckgasflaschenbündel (800 L) ausgeführt
- Gasturbine mit Generator zur H_2 -Rückverstromung
- Brennstoffzelle mit Wechselrichter zur H_2 -Rückverstromung
- Übergeordnete Steuerung und Visualisierung

Darüber hinaus existiert auf dem Gelände bereits ein Container-Batteriespeicher mit Stromnetzanschluss auf Mittelspannungsebene der Stadtwerke Ulm (SWU) mit ca. 300kWh Kapazität, der in die übergeordnete Testanordnung und Steuerung mit eingebunden wurde.

Die wesentlichen Aufbauten des Energieparks, außer der Gasturbine, wurden in Containerbauweise erstellt.

Die Zielsetzungen des Energieparks sind:

- Prüfung der Einsetzbarkeit von H_2 -Technik zur Stromnetzstabilisierung
- Erweiterung der Überbrückungszeit bei Stromausfall im Vergleich zu reinem Batteriespeicher
- Entwicklung von „Netzbooster“ Betriebsstrategien hinsichtlich u.a. Dynamik, Effizienz
- Ausarbeiten eines Skalierungskonzepts für künftige Netzbooster-Anlage im MW-Bereich
- Test von Strategien zur dynamischen elektrischen Gebäude-Spitzenbedarfskappung

3.1 Planung und Ausschreibung

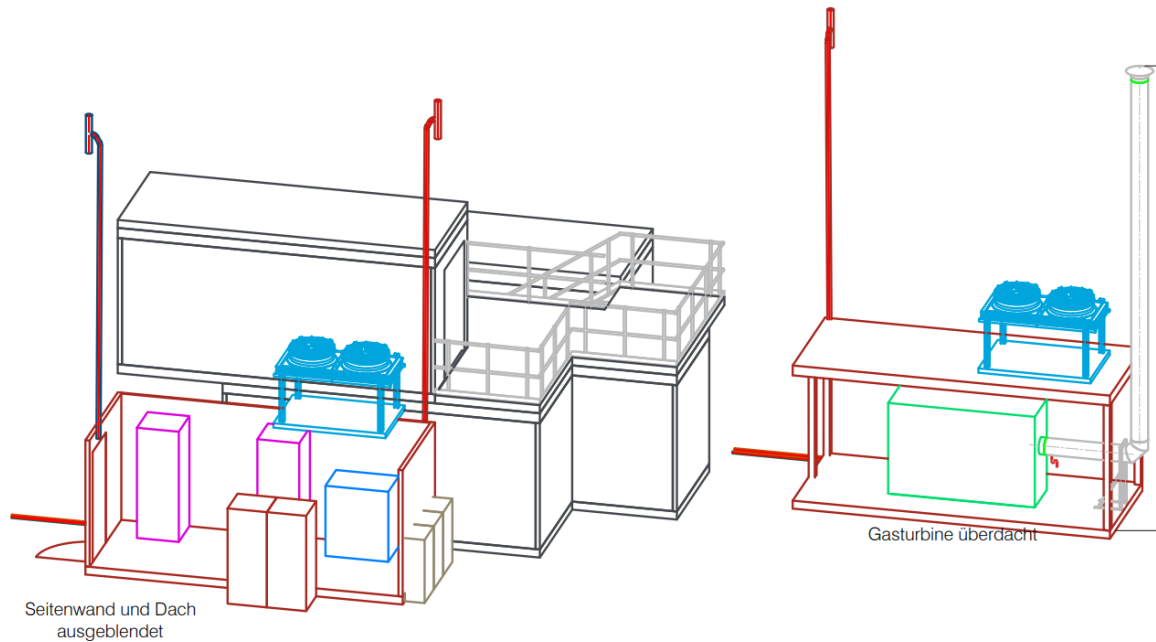
Im Rahmen des Projektes wurden kleinskalige Demonstratoren der identifizierten H_2 -Anwendungsfälle aufgebaut und ein H_2 -Netzlabor errichtet. Die Planungsleistungen für die erforderliche H_2 -Infrastruktur wurden im Rahmen einer beschränkten Ausschreibung im 3. Quartal 2022 an Haas Engineering – Ingenieurbüro für Verfahrenstechnik vergeben. Beauftragt wurden

- Die technische Konzeption verschiedener Varianten mit den erforderlichen Genehmigungen und Kostenschätzungen sowie die Auswahl der Vorzugsvariante gemeinsam mit dem Auftraggeber,

Netzlabor: kleinskaliger hybrider Netzbooster

- Die Detailplanung mit Auslegung der Teilsysteme wie Elektrolyseur, Verdichter, Speicher, Gasturbine etc. und der dafür notwendigen Komponenten, eine Aufstellungsplanung mit Rohrleitungs- und Instrumentierungsfließbild sowie die Definition der Anforderungen an den Arbeits- und Gesundheitsschutz,
- Die Erstellung von Ausschreibungsunterlagen, aufgeteilt in Lose, mit Leistungsbeschreibungen und Leistungsverzeichnissen sowie weiteren erforderlichen Unterlagen, z.B. zum Regelungskonzept.

Die Vorplanung begann im September 2022 und wurde nach Abstimmung zwischen THU und Auftragnehmer sukzessive in die Detailplanung überführt (Abbildung 3.1)¹.



Ost-Ansicht

Abbildung 3.1: 3D-Ansicht des geplanten Wasserstofflabors mit Gasturbine

Die Leistungsbeschreibung und die Anforderungen an das zu errichtende Netzlabor wurden in Zusammenarbeit zwischen dem Planungsdienstleister und der THU erstellt.

Die Vergabe erfolgte im EU-weiten offenen Verfahren in zwei Losen. Los 1 beinhaltet die H₂-Infrastruktur mit Elektrolyseur, Speicher, Brennstoffzelle, Verdichter sowie weiteren erforderlichen Komponenten, in Los 2 wurde die wasserstoffbetriebene Mikrogasturbine inkl. Anbindung an die H₂-Infrastruktur ausgeschrieben (Abbildung 3.2)².

¹Auszug aus Haas Engineering „TH Ulm Energiepark – Batteriecontainer Wasserstoffcontainer“, Zeichnung Nummer 1595-001-05-3 vom 09.12.2022

²Auszug aus Haas Engineering „TH Ulm Rohrleitungs- und Instrumentenfließschema Los 1 und Los 2“, Zeichnung Nummer 10595-002-03-2 vom 16.01.2023

Netzlabor: kleinskaliger hybrider Netzbooster

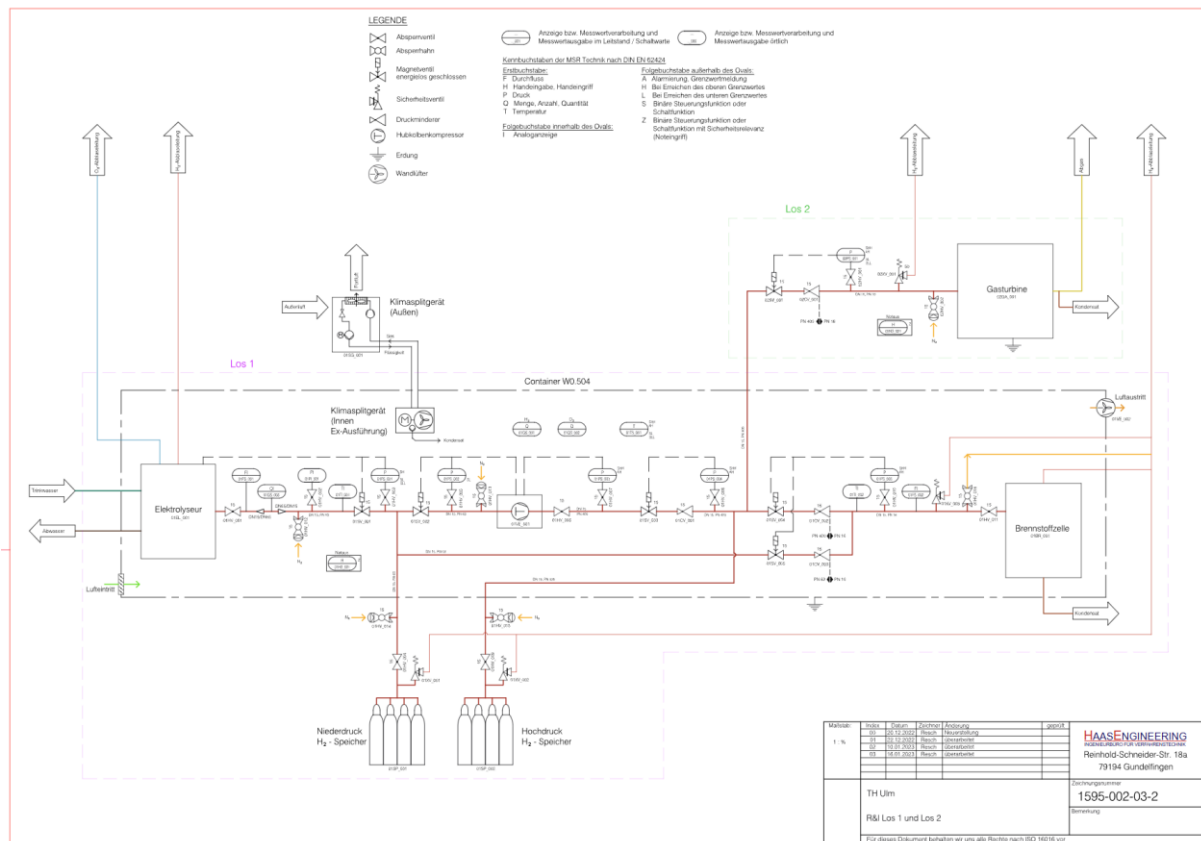


Abbildung 3.2: Rohrleitungs- und Instrumentenfließschema Los 1 und Los 2

Im März 2023 konnte die Ausschreibung auf dem Portal des Landes Baden-Württemberg veröffentlicht werden. Die eingegangenen Angebote überstiegen die zur Verfügung stehenden Mittel, so dass kein Zuschlag erteilt werden konnte und im April 2023 ein Verhandlungsverfahren eingeleitet wurde. Dieses war erfolgreich und der Zuschlag konnte im Mai 2023 erteilt werden.

Der Meilenstein M1.1 „Bestellung der Anlagenkomponenten“ wurde somit im 2. Quartal 2023 erreicht.

In Zusammenarbeit mit dem Amt für Vermögen und Bau der Stadt Ulm wurden parallel zur Ausschreibung die Planungsarbeiten für den Bau des Netzlabor an der THU durchgeführt. So wurde eine endgültige Aufstellungsplanung erstellt und der Bauantrag im ersten Quartal 2023 beim Bauamt Ulm eingereicht. Die Baugenehmigung für die Fundamentfläche zur Errichtung der H₂-Turbine wurde im Juni 2023 erteilt.

Wie geplant wurde die Konzeption, Detailplanung und Ausschreibung des Energieparks an der THU durch Experten des Projektpartners Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung BW (ZSW) unterstützt. In bilateralen Treffen und nicht zuletzt einem zweitägigen Workshop am ZSW Ulm im Oktober 2022 wurden Optionen zur Ausführung der geplanten Elektrolysetechnik, der Speicherung und Sicherheitstechnik erörtert und die Herangehensweise an die Betriebsgenehmigung besprochen. Für die analytische Überprüfung der H₂-Qualität im Energiepark wurde durch das ZSW bereits frühzeitig ein Konzept für die Probennahme abgestimmt und Analyseprozeduren erarbeitet.

In Zusammenarbeit mit dem ZSW wurden Gespräche mit dem Regierungspräsidium bezüglich der Betriebsgenehmigung geführt. Eine Genehmigung nach dem Bundes-

Immissionsschutzgesetz war nicht erforderlich, der Betrieb der H₂-Infrastruktur ist nach der Betriebssicherheitsverordnung möglich.

3.2 Entwicklung und Anlagensteuerung

Ziel des Arbeitspakets ist die Entwicklung und Erprobung der Integration des H₂-Hybrid-Netzboosters in die zukünftige Netzführung bzw. die Integration des Demonstrators in das zu entwickelnde Leitsystem des energieflexiblen Campus der Technischen Hochschule Ulm. Die Anlagensteuerung unterteilt sich in die Steuerung des Elektrolyseurs und der Verdichter-Einheit zur Einspeisung in den H₂-Speicher, sowie die abgestimmte Betriebsführung von Batterie und Gasturbine. Die Entwicklung umfasst mehrere Anwendungen für den H₂-Hybrid-Netzbooster. Im Einzelnen sind dazu folgende Arbeitsschritte definiert worden:

1. Definition der Anwendungen
2. Definition der Mess- und Regelparameter (Bestand, H₂-Hybrid-Netzbooster)
3. Programmierung der Anlagensteuerung
4. Test der Anlagensteuerung im Realbetrieb des Energieparks der THU

Diese Arbeitsschritte teilten sich im Projektverlauf in einen konzeptionellen und einen praktischen Anteil auf.

Im Rahmen des Arbeitspakets wurden die folgenden Meilensteine erreicht:

- M1.2 „Konzeption der Anlagensteuerung“ – Abgeschlossen am 31.03.2023
- M1.3 „Anlagensteuerung ist bereit zur Implementierung“ – Abgeschlossen am 15.12.2023
- M1.6 „Umsetzung Anpassungen aus Testfeedback“ – Abgeschlossen am 11.11.2024

3.2.1 Konzeption der Anlagensteuerung

Das Anlagen- und Steuerkonzept der Demonstratoranlage dient als Grundlage der entwickelten und integrierten Anlagensteuerung des THU-Energieparks. In Abbildung 3.3 werden die Anlagen, sowie deren Anbindung exemplarisch dargestellt.

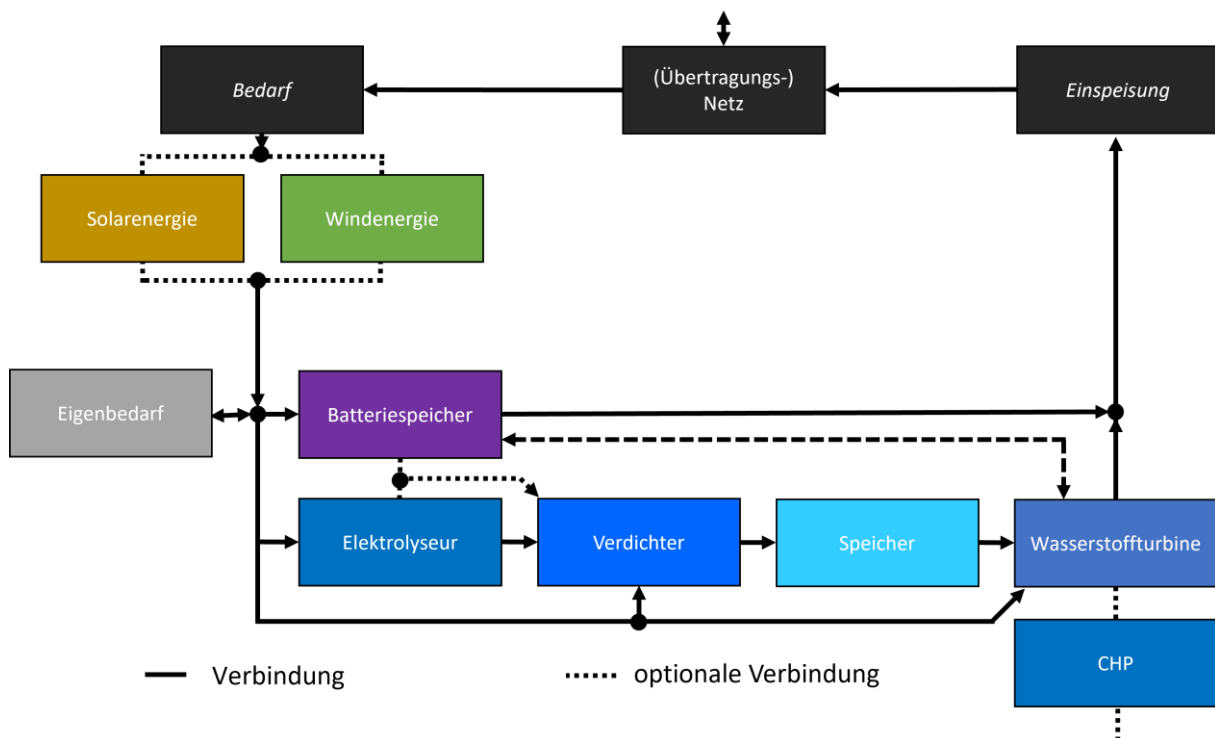


Abbildung 3.3: Vereinfachtes Blockschaltbild der Anlagen

3.2.1.1 Anforderungen und Beschreibung

Im Rahmen des Planungs- und Konzeptionsprozesses wurden eine Reihe an Anforderungen für die zukünftige Anlagensteuerung definiert:

1. Kommunikation und Datenübertragung

- **Echtzeitüberwachung:** Die Steuerung muss in der Lage sein, die Daten sämtlicher Komponenten (Batteriespeicher, Elektrolyseur, Turbine, Netzanschlusspunkt (NAP), Messsystem) kontinuierlich und in Echtzeit zu erfassen und zu verarbeiten. Dies ist obligatorisch für zeitdiskrete Eingriffe und Anpassungen, um den Energiefluss in Abhängigkeit von Lastanforderungen, Erzeugung und Speicherung dynamisch zu steuern.
- **Synchronisation:** Die Steuerung muss alle Komponenten synchronisieren, um plötzliche Lastwechsel auszugleichen und eine Überlastung des Systems zu vermeiden. Das bedeutet, dass die Anlagen, die Speicher und der Eigenverbrauch optimal koordiniert werden müssen.
- **Übertragungsgeschwindigkeit, Zuverlässigkeit:** Da Modbus Transmission Control Protocol (Modbus TCP) als Kommunikationsprotokoll eingesetzt wird, muss die Steuerung eine schnelle Datenübertragung und eine stabile Verbindung sicherstellen, damit lediglich minimale und möglichst deterministische Verzögerungen im Signalaustausch entstehen.

2. Effiziente Speicherverwaltung

- **Optimierung der Lade- und Entladezyklen:** Die Steuerung muss die Batteriespeicher- und H₂-Speichersysteme so verwalten, dass die Lade- und Entladezyklen optimiert werden. Ziel ist es, vor allem die Vollaststunden der Elektrolyse zu optimieren, um eine maximale Wasserstoffverfügbarkeit sicherzustellen.

- **Intelligente Entladeplanung:** Insbesondere bei hohem Energiebedarf oder niedriger Erzeugung (z. B. nachts) muss die Steuerung eine strategische Entladeplanung umsetzen, sodass die gespeicherte Energie effizient genutzt wird.

3. Schutzfunktionen und Ausfallsicherheit

- **Automatischer Netzschutz:** Die Steuerung muss das System vor Überlast oder Fehlern schützen, indem sie im Bedarfsfall einzelne Komponenten abschaltet oder vom Netz trennt.
- **Redundanz:** Das Steuerungssystem sollte redundant ausgelegt sein, um bei einem Ausfall bestimmter Komponenten weiterhin eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten.
- **Fehlermanagement und Selbstdiagnose:** Die Steuerung sollte in der Lage sein, Fehler in einzelnen Komponenten zu identifizieren und entsprechende Notfallstrategien einzuleiten.
- **Sicherheitsüberwachung der H₂-Anlage:** Da H₂ besondere Anforderungen an die Sicherheit erfordert, muss die Steuerung speziell für H₂-Komponenten ausgelegte Sicherheitsmaßnahmen implementieren, wie Drucküberwachung und Notabschaltung bei Leckagen oder Überdruck. Diese Funktionen wurden auf die untergeordnete H₂-Laborsteuerung ausgegliedert und von der Ostermeier H₂hydrogen Solutions GmbH geliefert und umgesetzt.

4. Modularität und Erweiterbarkeit

- **Flexible Integration neuer Komponenten und Skalierbarkeit:** Die Steuerung muss so konzipiert sein, dass zusätzliche Module, wie weitere Speichersysteme oder Erzeugungseinheiten, problemlos integriert werden können. Dies ermöglicht es, das System an zukünftige Anforderungen oder technologische Entwicklungen anzupassen.
- **Standardisierte Schnittstellen:** Durch den Einsatz von Standardprotokollen wie Modbus TCP wird die Integration neuer Geräte erleichtert, da diese über standardisierte Schnittstellen schnell angeschlossen und konfiguriert werden können. Somit müssen sämtliche Anlagen eine Modbus TCP Schnittstelle zur Verfügung stellen. Die Protokollauswahl gründet auf dem vorhandenen Netzwerkkonzept am Standort. Die Glasfaserverbindung zwischen den Anlagen legt die Nutzung einer Ethernet-basierten Buskommunikation nahe, wobei Modbus TCP einen sehr breiten und simplen Anwendungsbereich bietet.

5. Überwachungs- und Diagnosefunktionen

- **Kontinuierliche Systemüberwachung:** Alle Komponenten müssen kontinuierlich überwacht werden, um ihre Betriebszustände zu erfassen. Dadurch wird gewährleistet, dass potenzielle Störungen frühzeitig erkannt werden können.
- **Datenerfassung und -protokollierung:** Die Steuerung sollte in der Lage sein, relevante Daten (wie Ladezustand der Batterie, H₂-Speicherfüllstand, Energieflüsse, etc.) zu protokollieren. Diese Daten sind für die Optimierung des Betriebs und die Fehleranalyse notwendig.
- **Alarm- und Benachrichtigungssysteme:** Im Falle einer Störung oder eines Problems sollten automatische Alarmer ausgelöst werden. Diese könnten über eine zentrale Leitstelle oder per Fernzugriff überwacht werden.

6. Benutzerfreundlichkeit und Visualisierung

- **Intuitive Benutzeroberfläche:** Die Steuerung sollte eine leicht bedienbare grafische Benutzeroberfläche bieten, die dem Betreiber einen Überblick über alle

wesentlichen Betriebsparameter und den Status der einzelnen Komponenten ermöglicht.

- **Visualisierung der Energieflüsse:** Eine klare Visualisierung der Energieflüsse und -speicherstände (z. B. durch Diagramme oder Schaubilder) hilft dem Bediener, den aktuellen Betriebszustand und die Energieverteilung schnell zu erfassen.
- **Benutzerrechteverwaltung:** Die Steuerung sollte eine Benutzerverwaltung haben, die unterschiedliche Rechte für verschiedene Benutzerrollen zulässt (z. B. Administratoren und Techniker).
- **Fernzugriff und Fernwartung:** Die Möglichkeit, das System remote zu überwachen und zu steuern.

7. Dynamisches Lastmanagement und Priorisierung

Die Energieanlagen am Campus Albert-Einstein-Allee der THU besitzen mit der Erweiterung des Energieparks eine Gesamterzeugungsleistung von 911 kWp und eine maximale Last in Höhe von 877 kWp. Somit kann der NAP (630 kVA) und die Zuleitung zum Energiepark (300 kVA) sowohl erzeugungs- als auch lastseitig überlastet werden, was zur Notwendigkeit eines dynamischen Lastmanagements mit entsprechender Anlagenpriorisierung führt. Eine Übersicht der Last- und Erzeugungsfälle ist in Tabelle 3.1 dargestellt. Dabei stehen die Zahlen für die prozentuale Auslastung der jeweiligen Komponente. Eine entsprechende Überlast ist **fett** gekennzeichnet.

Tabelle 3.1: Überlastszenarien der Zuleitung und des NAPs aufgrund der Energieparkeinbindung

Fall	Gebäudelast	Batterie	Turbine	Ladepark	PV	Zuleitung	NAP
1	100 %	100 %	0 %	100 %	0 %	200 %	+ 139 %
2	17 %	-100 %	-100 %	0 %	-100 %	167 %	- 137 %
3	17%	-100 %	0%	0%	-100%	133 %	- 121 %
4	17 %	-100 %	-100 %	0 %	0 %	133 %	- 56 %
5	100 %	100 %	-100 %	100 %	-100 %	133 %	+ 42 %
6	17 %	-100 %	-100 %	100 %	-100 %	67 %	- 89 %

3.2.1.2 Umsetzungs- und Messkonzept

Das Konzept der Anlagensteuerung basiert grundlegend auf der vorhandenen Infrastruktur und einem bestehenden Messkonzept (arbeitsstand), welches in Kollaboration mit den SWU-Stadtwerken erstellt wurde (Abbildung 3.4). Hier werden die Hauptanlagenkomponenten des Energieparks der THU in Form eines Single-Line-Diagramms dargestellt, inklusive der entsprechend bestehenden und zukünftigen Mess- und Zähleinrichtungen. Ziel des Steuerkonzepts ist die optimale Einbindung des Netzbooster-Demonstrators in das vorhandene Energiesystem zur Nutzung der Synergieeffekte dank bereits bestehender Infra- und Softwarestruktur. Die „Kundeneigene Messung zur Anlagenführung“ ist ein separat beschafftes Messsystem zur redundanten Datenerfassung sowie zur spezifischen Untersuchung der Netzzrückwirkung einzelner Anlagenkomponenten (bspw. Netzanalyse). Konkret steht hierfür ein Janitza-Messsystem mit UMG806-Energiezählgeräten mit entsprechenden Rogowski Spulen der Genauigkeitsklasse 0.5 zur Verfügung.

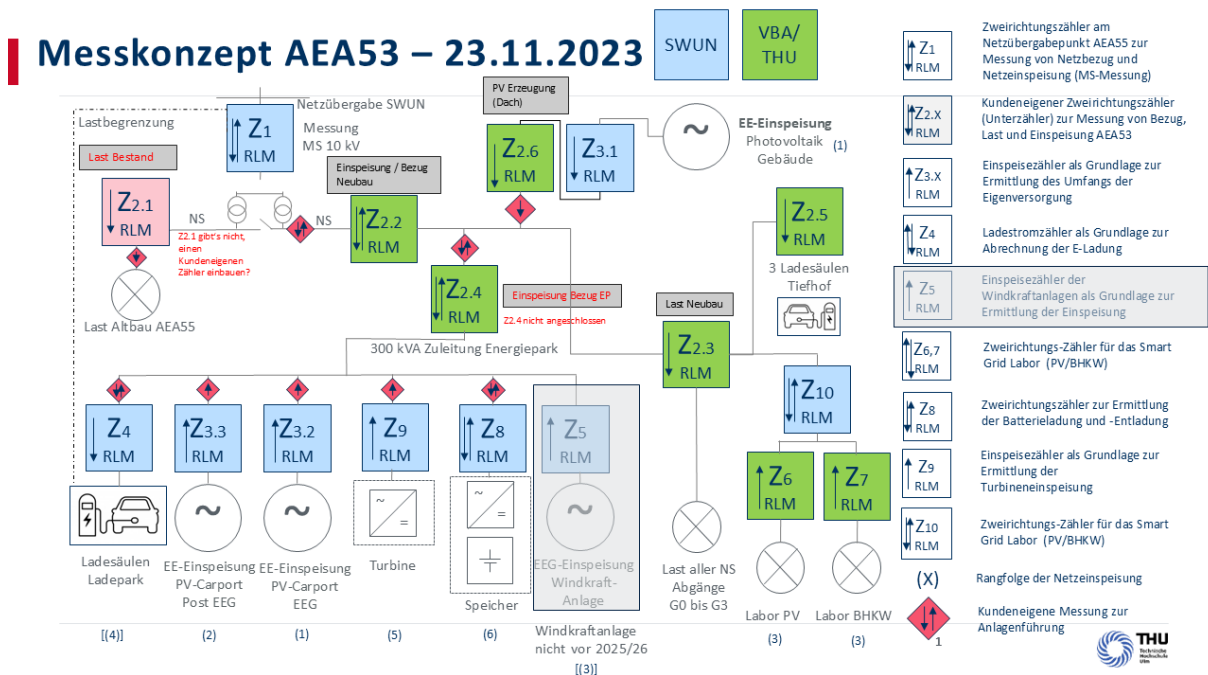


Abbildung 3.4: THU Messkonzept

Abbildung 3.5 stellt das Konzept der Anlagenansteuerung dar. Aufgrund der Anlagengröße ist für den Batteriespeicher sowie für die H₂-Turbine ein Anlagenzertifikat nach VDE AR N 4110 notwendig, weshalb die Zertifizierbarkeit des Systems bereits bei der Planung berücksichtigt wurde.

Der blaue Bereich stellt den bereits zertifizierten Teil des THU-Campus dar:

- PV-Dachanlage: Wechselrichter stellen Erzeugungsdaten für EZA-Regler bereit.
- Fernwirktechnik: Empfangen eines Abregelbefehls des Netzbetreibers (SWU)
- PowerDog: Monitoring der Erzeugungsdaten über die Wechselrichter und Durchsetzen des ggf. vorhandenen Abregelbefehls
- Leistungsmessung: 3-Phasen-Leistungsmessung am NAP zur Bestimmung der Lastdaten
- WAGO PFC 200: Zentrale Steuereinheit - PowerPlantControl FB: Funktionsbaustein, welcher in einem (Teil-) Programm auf der PFC läuft und die zertifizierte EZA-Regelung durchführt. Gibt Abregelbefehl über PowerDog an PV-Anlage weiter bzw. zukünftig direkt an die Energiepark-Anlagen.

Auf der rechten Seite der Abbildung ist der Energiepark (Feldebene), bestehend aus H₂-Container / -labor, Ladepark, PV-Anlage, Turbine und Batteriespeicher, dargestellt, welcher vom Energiemanagementsystem (EMS) bzw. von der Anlagensteuerung gesteuert wird. Erkennbar ist die notwendige Ansteuerung der Anlagen über den zertifizierten EZA-Regler zur Vermeidung multipler Steuereingänge mit entsprechend notwendigen Signalverriegelungen und Dominanzabfolgen.

Neben der EZA-Regelung läuft auch die Anlagensteuerung bzw. das EMS parallel auf dem WAGO PFC 200 Controller. Das EMS erhält alle relevanten Daten aus den Anlagen und des EZA-Reglers und bildet die Schnittstelle zur GLT. Allerdings ist es nicht berechtigt / fähig, die Komponenten anzusteuern. Die sich aus der Logik des EMS ergebenden Steuerbefehle / Sollwerte für die Komponenten werden nun weiteren Programmen innerhalb der PFC 200 übergeben. Dort wird in einem „Monitoring-Programm“ (parallel zum zertifizierten EZA-Regelbaustein) eine „Parameterüberwachung“ durchgeführt: Sämtliche Sollwerte, welche vom EMS

berechnet wurden, werden auf ihre Gültigkeit geprüft. Führen die vom EMS vorgegebenen Sollwerte zu einem Überlastungsfall oder liegen außerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen der Komponenten, so werden diese Sollwerte vom „Monitoring-Programm“ überschrieben (vgl. dynamisches Lastmanagement). Folglich kann ein fehlerhaftes bzw. ausgefallenes EMS zu keinem der gezeigten Überlastszenarien führen, da eine entsprechende Redundanz vorhanden ist. Somit wird kein sekundärer Steuereingang benötigt, da sowohl die Abregelbefehle des EZA-Reglers als auch die EMS-Befehle über die PFC 200 SPS ausgegeben werden. Ein Ausfall der PFC 200 wird als sehr unwahrscheinlich angenommen. Zum einen ist eine für die EZA Zertifizierung notwendige USV (Uninterruptible Power Supply) verbaut, zum anderen sind diese Steuerungen aufgrund ihres Industriestandards äußerst zuverlässig.

Eine Anbindung an die Gebäudeleittechnik (GLT) sowie die Anbindung an die Zeitreihendatenbank InfluxDB, für die Langzeitdatenspeicherung findet ebenfalls über das entwickelte EMS statt. Als Visualisierungswerkzeug steht sowohl Grafana als auch eine CoDeSys Web-Visualisierung zur Verfügung.

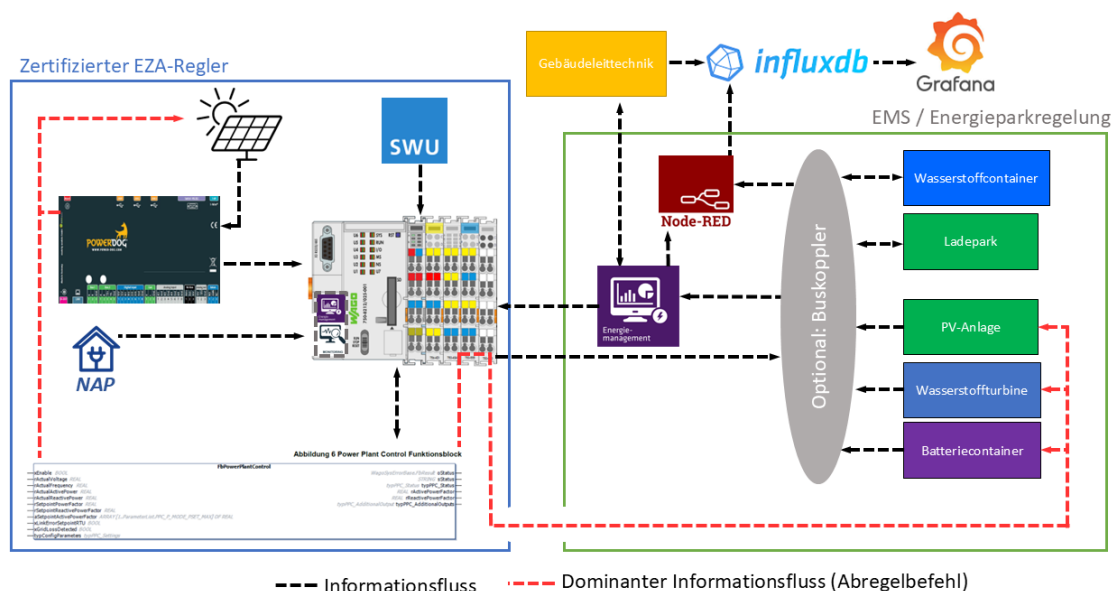


Abbildung 3.5: Integrations- und Steuerkonzept der Energieparksteuerung

3.2.2 Softwareentwurf und Umsetzung der Anlagensteuerung

3.2.2.1 Steuerung und IDE

Die Steuerung der Anlagen erfolgt über eine WAGO PFC200 (Programmable Field Controller), die als zentrales Steuerungselement dient. Diese Steuerung zeichnet sich durch ihre hohe Flexibilität, ihre robuste Bauweise und ihre Eignung für industrielle Anwendungen aus. Die WAGO PFC200 unterstützt verschiedene Kommunikationsprotokolle wie Modbus TCP/RTU, EtherCAT und OPC UA und weitere, was eine nahtlose Integration in bestehende Anlagen und Netzwerke ermöglicht.

Für die Entwicklung der Steuerungssoftware wurde die Entwicklungsumgebung (IDE) CoDeSys v3.5 verwendet. CoDeSys ist eine der führenden IEC-61131-3-konformen Entwicklungsplattformen und bietet zahlreiche Vorteile, wie z. B.:

Netzlabor: kleinskaliger hybrider Netzbooster

- Unterstützung für mehrere Programmiersprachen: Die Umsetzung der Steuerungslogik ist überwiegend in den Sprachen Strukturierter Text (ST) und der Funktionsbausteinsprache (FBS) umgesetzt.
- Erweiterbarkeit: Durch die Nutzung von Bibliotheken und Zusatzmodulen können spezifische Anforderungen effizient umgesetzt werden.
- Simulation und Debugging: CODESYS ermöglicht umfassende Simulations- und Debugging-Möglichkeiten, die die Entwicklungszeit verkürzen und die Qualität der Software erhöhen.

Die Wahl dieser Kombination aus Steuerungshardware und Entwicklungsumgebung ermöglicht eine skalierbare und zukunftssichere Umsetzung der Steuerungsanforderungen.

3.2.2.2 Applikationsentwicklung

Die Struktur der Steuerungsapplikation ist in Abbildung 3.6 dargestellt. Die Programme sind für eine bessere Übersicht nach Anlagenkomponenten und Funktion in Ordnern geclustert.

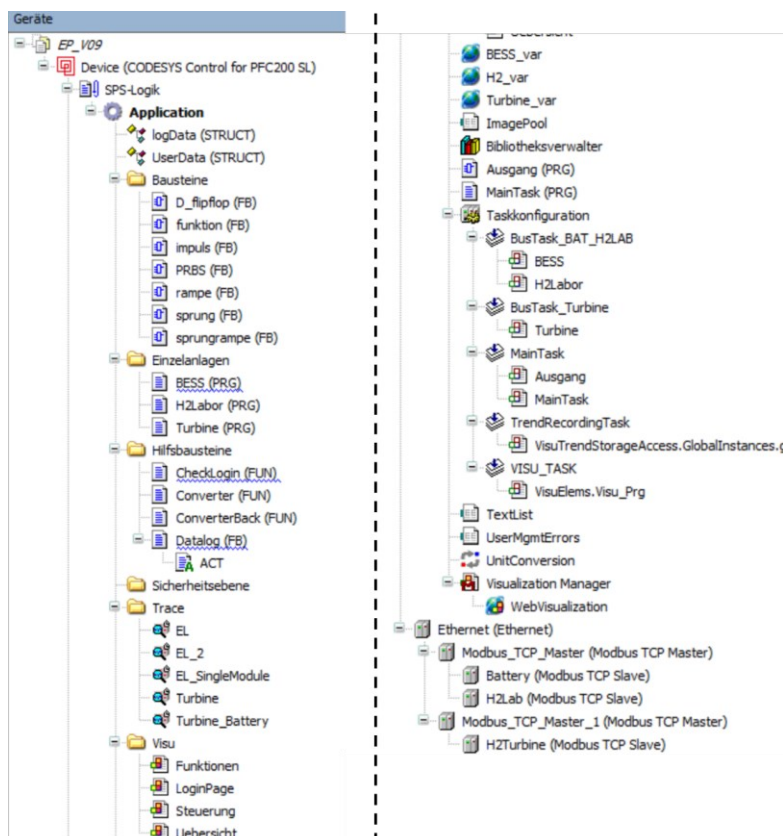


Abbildung 3.6: Programmstruktur der CoDeSys Applikation

Die Applikationsumsetzung innerhalb der Programme fand überwiegend in der Hochsprachenprogrammierung „ST“ statt, um ebenfalls komplexere Programmalgorithmen und Regelstrategien zu realisieren. So sind für den Anwendungsfall des „Netzboostertests“ Versuchsreihen mit diversen Führungsparametern für die Anlagensteuerung umgesetzt worden. Im Allgemeinen lässt sich zwischen den Führungsparametern „abgegebene Turbinenwirkleistung“ und „Abgegebene Batteriewirkleistung“ unterscheiden. In der Abbildung 3.7 ist die softwareseitige Umsetzung der Batteriesteuerung für den Führungsparameter „abgegebene Turbinenwirkleistung“ dargestellt. Dabei wird die Batterie über einen PI-

Netzlabor: kleinskaliger hybrider Netzbooster

Regler auf die gewünschte kombinierte Sollleistung des Netzboosters geregelt und regelt die Lastspitzen der Turbineneinspeisung im Idealfall aus.

Der Test der entwickelten Applikationsbausteine fand direkt in der Simulationsumgebung der CoDeSys IDE statt.

```

18 ConverterBack(Input_Real:= BESS_var.MAXSOCVISU, Word1:= BESS_var.MAXSOC1, Word2:= BESS_var.MAXSOC2); // Konvertierung in BESS MAX_SOC
19
20 IF NOT TestbetriebBESS THEN //Leistung im Testbetriebsmodus (Netzboostertest/Offsetmodus, Aktivierung über VISU)
21 BESS_var.ActivePowerSetpoint:= BESS_var.ActivePowerSetpointVISU + Ausgang.OFFSET*BOOL_TO_INT(BESS_Offset);
22 ELSE
23     BESS_var.ActivePowerSetpoint := INT_TO_REAL(Turbine_var.PowerSetpoint - Turbine_var.PowerOutput)/10;
24     ActivePowerSetpoint_Regler := INT_TO_REAL(Turbine_var.PowerSetpoint - Turbine_var.PowerOutput)/10;
25
26     PI_Regler( //PI Regler zur Regelung der Ausgangsleistung BESS
27         ACT:= Wirkleistung,
28         SET:= ActivePowerSetpoint_Regler,
29         M_I:= 0,
30         MAN:= 0,
31         RST:= ,
32         KP:= KP,
33         KI:= KI,
34         LI:= -130,
35         LH:= LimPos,
36         Y:= BESS_var.ActivePowerSetpoint,
37         DIFF:= DIFF,
38         LIM:= LIM);
39
40 IF BESS_var.ActivePowerSetpoint < -300 // Überwachung Leistungsgrenzen
41 THEN
42     BESS.Ungeultige_Parameter:= TRUE;
43     BESS_var.ActivePowerSetpoint:= 300;

```

Abbildung 3.7: Softwareausschnitt der Batteriesteuerung

3.2.2.3 (Web-) Visualisierung

Als zentrales Bedienelement der Anlagen- und Versuchsführung dienen verschiedene (Web-) Visualisierungen, welche ebenfalls innerhalb der CoDeSys IDE entwickelt wurden. Somit ist die Anlagenführung und Anlagenüberwachung sowohl aus der Smart Grids-Leitwarte der THU als auch direkt im Energiepark möglich, was zu einer hohen Flexibilität und einer entsprechenden Benutzerfreundlichkeit führt.

Die Hauptvisualisierung der allgemeinen Anlagenübersicht ist in Abbildung 3.8 dargestellt. Dort lassen sich der Anlagenzustand des Netzlabors, der Turbine sowie des Batteriespeichers darstellen. Ebenso ist der „einfache Handbetrieb“ möglich, sollten die Anlagen sich nicht innerhalb des Testbetriebs befinden.

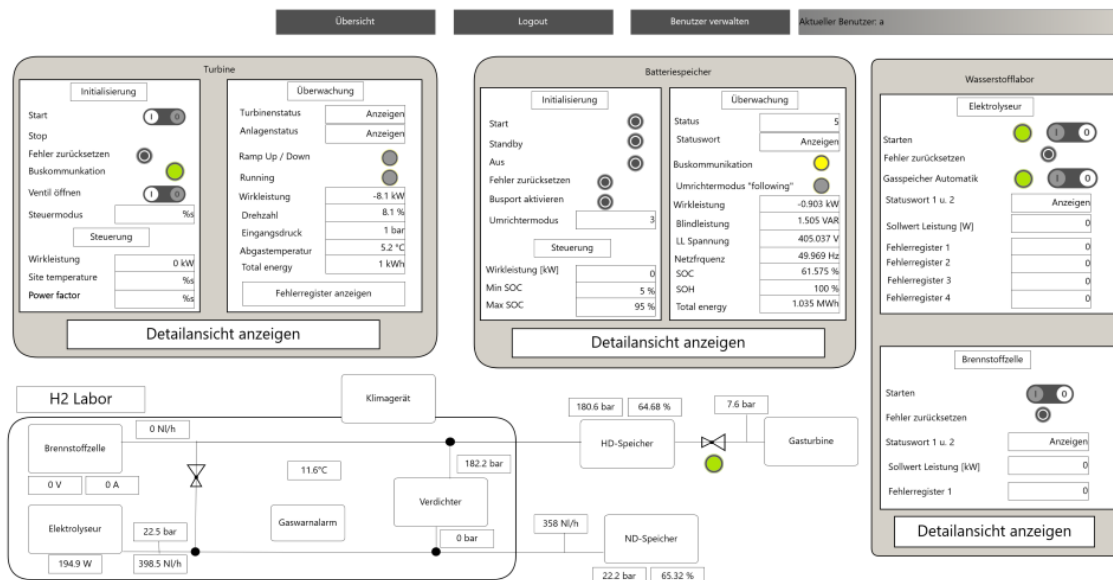


Abbildung 3.8: Web Visualisierung der CoDeSys Applikation (Übersicht)

3.3 Aufbau des Netzlabors

Zum offiziellen Start für den Aufbau des Netzlabors wurden KickOff-Meetings durchgeführt. Für das Los 2 – Gasturbine mit Verbindungsleitung zum Hochdruckspeicher – fand der Termin am 12. Juli 2023 zusammen mit dem

Auftragnehmer, Power Service Consulting GmbH (PSC), dem Amt für Vermögen und Bau, Ulm (VBA) sowie der Projektbeteiligten der THU statt. Mit dem Auftragnehmer des Los 1 – Ostermeier H2ydrogen Solutions GmbH (Ostermeier) – für die H₂-Infrastruktur mit Elektrolyseur, Brennstoffzelle, Verdichter, Niederdruck- und Hochdruckspeicher, fand das KickOff-Meeting am 19. Juli 2023 in ähnlicher Konstellation statt. Bei den Treffen konnten jeweils Rahmenbedingungen, Schnittstellen sowie ein grober Zeitplan für die Realisierung diskutiert werden, zudem wurde ein zweiwöchiger JourFix zur laufenden Kommunikation und Abstimmung eingerichtet.

Die elektrischen Verbindungsleitungen zwischen Gebäude und den einzelnen Komponenten (PV-Anlagen, Windkraftanlage, Batteriespeicher, H₂-Infrastruktur und Gasturbine) wurde in einem ersten Schritt durch das VBA bis zu Schaltschränken geplant und in dessen Auftrag ausgeführt, Leerrohre für die Anschlüsse in den Containern und der Gasturbine wurden vorbereitet.

Die Planung der Fundamentstreifen und der begehbaren Plattform erfolgte in enger Zusammenarbeit mit allen Beteiligten durch das VBA, dabei wurden die Anforderungen der Auftragnehmer beider Lose eingearbeitet und umgesetzt. Die H₂-Leitung vom Hochdruckspeicher zur Turbine wurde unter dem Gesichtspunkt des Zugangsschutzes unterhalb des H₂-Labors und des Gitterrostes der Plattform umgesetzt. Bis auf den Abschnitt unterhalb des Containers ist die Leitung durch herausnehmbare Gitterroste zu Wartungszwecken zugänglich. Die Schweißnähte der H₂-Leitung wurden vor Inbetriebnahme einer Dichtheits- und Röntgenprüfung unterzogen.

Die Mikrogasturbine ist mit ihrem Gehäuse für die Aufstellung im Freien geeignet. Um Bereiche zu vermeiden, an denen sich explosionsfähige Atmosphären bilden können und um dennoch einen Zugangsschutz zu schaffen, wurde die Turbine im Freien auf einer Bodenplatte mit ausreichend Platz für Wartungsarbeiten aufgestellt und mit einem Zaun umgeben (Abbildung 3.9).



Abbildung 3.9: Gasturbine mit Zugangsschutz

Für die weitere H₂-Infrastruktur bestehend aus einem Elektrolyseur, Niederdruckspeicher, Verdichter, Hochdruckspeicher, Brennstoffzelle sowie Sicherheitstechnik wurde ein Container mit Anbau vorgesehen (Abbildung 3.10). Der Anbau ist mit einem abschließbaren Gitter umgeben, so dass sich für den Fall des

Netzlabor: kleinskaliger hybrider Netzbooster

ungeplanten Austritts von H_2 keine explosionsfähige Atmosphäre bilden kann und dennoch ein Zugangsschutz besteht.



Abbildung 3.10: H_2 -Labor als Bestandteil des Energieparks

Im Container wurden die Elektrolyse-Module mit der Wasseraufbereitung und H_2 -Trocknung in zwei Racks realisiert. Die Brennstoffzelle und der lärmemissionsintensive Druckluftkompressor sind ebenfalls im Container untergebracht. Der Druckluftbetriebene H_2 -Verdichter, die beiden Speicher in Form von zwei Flaschenbündeln mit jeweils 16 Druckgasflaschen à 50 Litern sowie die Verschaltung und die Sicherheitsventile befinden sich im Anbau (Abbildung 3.11).



Abbildung 3.11: Niederdruckspeicher

Um die Bildung von explosionsfähigen Atmosphären zu vermeiden, wurden die Leitungen dauerhaft technisch dicht ausgeführt. Das Brennstoffzellenrack wird bei Betrieb intern belüftet. Außerdem sorgt bei Betrieb der Elektrolysemodule ein Ventilator stets für einen ausreichenden Luftwechsel im Container. Als weitere Sicherheitskomponente ist eine Gaswarnanlage im Container installiert. Sollte unbeabsichtigt H_2 im Container austreten, so beginnt eine Sicherheitskette mit außenliegendem Warnblinklicht mit Hupe bis zum geordneten Herunterfahren der

Netzlabor: kleinskaliger hybrider Netzbooster

Komponenten und Betrieb beider Ventilatoren, um die Konzentration von H_2 in der Luft zu verringern und somit die Bildung einer explosionsfähigen Atmosphäre auszuschließen. Die Anlieferung des H_2 -Containers sowie der Gasturbine erfolgte am 27. März 2024.

Bis Juni 2024 konnte eine für den Testlauf der Gasturbine ausreichende Menge H_2 erzeugt, verdichtet und zwischengespeichert werden, so dass mit dem Testlauf die Betriebsfähigkeit des Netzlabor grundsätzlich gegeben war. Zu Beginn des Betriebs traten bei einigen Komponenten oder Module kleinere Störungen auf, die zusammen mit dem Auftragnehmer sukzessive geklärt und behoben werden.



Abbildung 3.12: Energiepark der THU mit H_2 -Labor und Gasturbine

Tabelle 3.2: Technische Daten der Hauptkomponenten des Netzlabor

Komponente	Hersteller und Typ	Leistungsdaten
Elektrolyseur	Ostermeier H2ydrogen Solutions GmbH EL1.0 AEM (Anionen Austausch Membran Elektrolyseur)	El. Leistungsaufnahme pro Modul 2,4 kW Erzeugte H_2 -Menge pro Modul 0,045 kg/h bzw. 0,3 – 0,5 Nm ³ /h Anzahl Module 8 H_2 -Qualität 3.5 bis 5.0 H_2 -Ausgangsdruck 35 bar
H_2 -Verdichter	HD-tech Hochdrucktechnik GmbH & Co. KG HD-tech Gaskompressorstation AGT-14/62-H2	Ansaugdruck 20-25 bar Ausgangsdruck 300 bar Förderleistung 125-150 NI/min
Nieder-/Hochdruckspeicher	VITKOVICE CYLINDERS a.s. 16x50L BUNDLE, TPED	Operational pressure ND: 200 bar HD: 300 bar

Brennstoffzelle	Proton Motor Fuel Cell GmbH PM Module S8	Leistungsbereich 1,6 - 8,4 kW H ₂ -Verbrauch (maximal (max.)) 0,55 kg/h El. Systemwirkungsgrad < 57 %
Mikrogasturbine	Ansaldo Green Tech SpA AE-T100NG Microturbine	El. Leistung 100 ± 3 kW El. Wirkungsgrad 30 ± 2 % H ₂ -Volumenstrom 34 Nm ³ /h
Batteriespeicher	MTU Rolls-Royce Power Systems AG	El. Wirkleistung 368 kW Max. Batterieleistung 440 kVA El. Kapazität 388 kWh

3.4 Testaufbau und Testdurchführung

Ziel des Arbeitspakets ist die Durchführung und Auswertung der geplanten Anlagentests im Feld in enger Abstimmung und Zusammenarbeit mit den Arbeiten in Kapitel 3.2. Im Einzelnen sind dazu folgende Arbeitsschritte definiert worden:

1. Integration der in AP 1.2 entwickelten Anlagensteuerung
2. Definition von Bewertungskriterien der Regelstrategien
3. Definition von Testszenarien
4. Durchführung der Testszenarien
5. Bewertung der Testszenarien anhand der definierten Kriterien

Im Rahmen des Arbeitspakets wurden die folgenden Meilensteine erreicht:

- M1.5 „Testkonzeption abgeschlossen“ – Abgeschlossen am 28.06.2024
- M1.7 „Öffnung des Versuchsaufbaus für Dritte“ – Abgeschlossen am 10.06.2024
- M1.8 „Abschluss der initial konzipierten Tests“ – Abgeschlossen am 24.10.2024
- M1.10 „Abschluss der nachjustierten Testläufe“ – Abgeschlossen am 13.12.2024

3.4.1 Integration der entwickelten Anlagensteuerung

Die Anlagenkommunikation erfolgt primär über ethernetbasierte Buskommunikation. Das Messsystem kommuniziert ebenfalls ethernetbasiert. Die einzelnen Subsysteme bzw. Anlagen verfügen über die folgenden internen Steuerungen:

- Batteriespeicher: Bachmann MX220
- H₂-Turbine: MicroController XC01
- H₂-Labor: Beckhoff CP2607

Die Ansteuerung erfolgt über die zentrale, übergeordnete Steuerung (vgl. Abbildung 3.13):

- WAGO PFC200 inkl. CoDeSys Performance L Lizenz

Die Anlagen befinden sich in einem gemeinsamen VLAN und sind u.a. aus Latenzgründen mittels Glasfaser verbunden.

Netzlabor: kleinskaliger hybrider Netzbooster

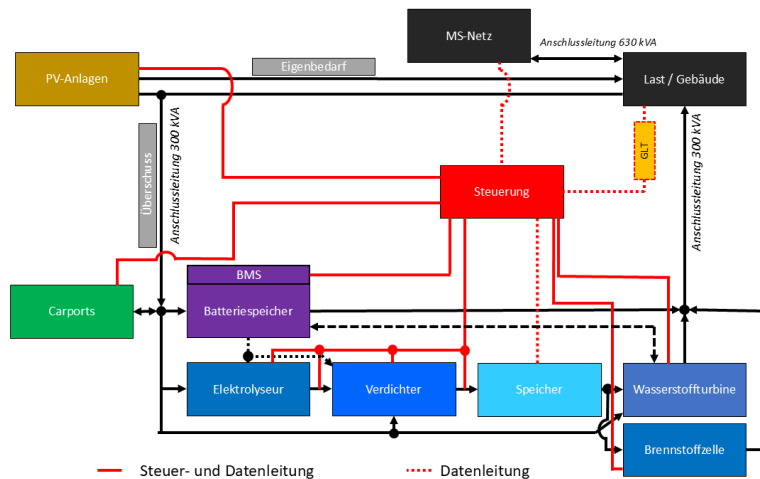


Abbildung 3.13: Blockschaltbild der Steuerungsintegration in den Energiepark

3.4.2 Definition der Bewertungskriterien und Testszenarien

Die Testszenarien beschränken sich auf die Zielsetzung: „Entwicklung von Betriebsstrategien für einen hybriden Netzbooster hinsichtlich u.a. Dynamik, Test des Ablösekonzepts und Effizienz.“ Die H₂-Berechnungen beruhen stets auf den unteren Heizwert (3,00 kWh/Nm³), falls nicht anderweitig angegeben.

3.4.2.1 Kommunikationsverbindung

Test der Programmstabilität und der Kommunikationsparameter. Hierbei wurden die folgenden Punkte untersucht:

Stabilität der Buskommunikation

- Überwachung und Aufzeichnung der Busauslastung
- Untersuchung des Systemverhaltens bei Busfehlern

Latenzanalyse

- Erfassung der Latenzzeiten der untergeordneten Subsysteme unter Berücksichtigung der verfügbaren Ansteuerungsmethodiken
- Untersuchung der Latenzzeiten der gesamten Wirkkette

Zykluszeitanalyse

- Erfassung der Zykluszeiten in definierten Betriebszuständen
- Analyse der Zykluszeiten im dynamischen Betrieb
- Untersuchung der Zeitsynchronisation und des Echtzeitverhaltens

3.4.2.2 Isoliertes Anlagenverhalten

Untersuchung des isolierten Anlagenverhaltens des **Batteriespeichersystems**:

Startverhalten

- Untersuchung des Anfahrvorgangs aus dem ausgeschalteten und dem Standby-Zustand hinsichtlich minimaler und maximaler Zeitdauer bis Betriebsbereitschaft
- Analyse des Standby-Zustands bei offenen und geschlossenen Zwischenkreis
- Untersuchung des Hilfsenergiebedarfs nach Rücksprache mit MTU

Statischer Betrieb

- Untersuchung der Leistungsregelung im statischen Betrieb

Dynamischer Betrieb

- Bestimmung der Lastgradienten und der Dynamik des Systems
- Untersuchung der Störanfälligkeit bei undefinierten Ansteuersignalen
- Nach Rücksprache: Leistungsanalyse am Umrichter

Untersuchung des isolierten Anlagenverhaltens des **Elektrolyseurs**:

Startverhalten

- Untersuchung des Anfahrvorgangs aus dem ausgeschalteten Zustand sowie Warm- und Kaltstart hinsichtlich minimaler und maximaler Zeitdauer bis Betriebsbereitschaft

Dynamischer Betrieb

- Bestimmung der Wirkungsgrade in definierten Betriebspunkten
- Bestimmung der Lastgradienten und der Dynamik des Systems bei definierten Betriebsparametern
- Untersuchung der Betriebsparameter (Druck, Wirkungsgrad, Leistung, Temperatur, H₂-Gasqualität insbesondere Feuchte) innerhalb mehrwöchiger Dauerversuche

Analyse der H₂-Reinheit in Zusammenarbeit mit dem ZSW

Untersuchung des isolierten Anlagenverhaltens der **H₂-Turbine**:

Startverhalten

- Untersuchung des Anfahrvorgangs aus dem ausgeschalteten Zustand sowie Warm- und Kaltstart hinsichtlich minimaler und maximaler Zeitdauer bis Betriebsbereitschaft
- Bestimmung der Lastgradienten und der Dynamik des Systems beim Hochlauf

Dynamischer Betrieb

- Bestimmung der Wirkungsgrade in definierten Betriebspunkten
- Bestimmung der Lastgradienten und der Dynamik des Systems bei definierten Betriebsparametern
- Untersuchung der Betriebsparameter bei variablen Außen- und Turbinentemperaturen
- Untersuchung der dynamischen Druckregelung und Drucküberwachung bei Turbineneintritt

3.4.2.3 Systemverhalten

- Die Analyse des Systemverhaltens dient der Untersuchung des Zusammenspiels des hybriden Netzboostersystems aus Batteriespeicher und Turbine.
- Untersuchung der Zeit- und Parametersynchronisation von Turbine und Batteriespeicher
- Untersuchung des Anfahrvorgangs aus dem ausgeschalteten Zustand hinsichtlich minimaler und maximaler Zeitdauer bis Betriebsbereitschaft
- Analyse verschiedener Regelkonzepte und Vergleich der beiden primären Führungsgrößen

- Untersuchung und Vermessung relevanter Betriebsparameter von Balance-of-Plant-Komponenten, vor allem Verdichter und H₂-Druckspeicherung (Leistung, Druck, Temperatur, Energiebilanz) im Netzboosterbetrieb
- Untersuchung und Vermessung relevanter Betriebsparameter von Turbine und Batteriespeicher (Leistung, Drehzahl, Druck, Temperatur) im Netzboosterbetrieb
- Untersuchung der relevanten Betriebsparameter im Rahmen des Abfahrvorgangs

3.4.3 Durchführung und Bewertung der Testszenarien

3.4.3.1 Kommunikationsverbindung

Die Tests zur Kommunikationsverbindung fanden zwischen dem 23.08.2024 und dem 16.10.2024 statt.

Stabilität der Buskommunikation

Insgesamt wurden im Rahmen der Versuchsreihe 85.263.132 Datenpakete zur Untersuchung der Kommunikationsqualität ausgetauscht. Tabelle 3.3 fasst die relevanten Ergebnisse zusammen. Die softwareseitige Verfügbarkeit beschreibt das Verhältnis aus gültigen Busantworten und Busfehlern bzw. Datenpaketen und damit die prozentuale zeitliche Verfügbarkeit der untergeordneten Anlagensteuerung. Der Fehlerspeicher zählte in diesem Zeitraum 4.616 ungültige Antwortpakete.

Die Zykluszeit wurde mittels vorhandener (Batteriespeicher) und neu konfigurierten (Elektrolyseur/ H₂-Labor, Turbine) Watchdogs ermittelt. Die gemessenen Zykluszeiten wurden mit einem mittleren Jitter im zweistelligen Mikrosekundenbereich permanent erreicht.

Die Latenzanalyse erfolgte per Parameterabgleich der übergeordneten Steuerung mit den jeweiligen Busumsetzern der nachgelagerten Anlagensteuerungen.

Tabelle 3.3: Ergebnisse der Untersuchung der Kommunikationsverbindung

	Batterie	Elektrolyseur	Turbine
Software Verfügbarkeit	99,998%	99,976%	99,937%
Zykluszeit	150 ms	1000 ms	2000 ms
Max. Latenz	0,32 ms	2,05 ms	1,01 ms

3.4.3.2 Isoliertes Anlagenverhalten

Batterie

Die Untersuchung des Anfahrverhaltens des Batteriespeichers fand ab dem 01.04.2024 statt.

Die Anfahrzeit auf Nennleistung betrug aus dem ausgeschalteten Zustand zwischen 68 und 75 Sekunden. Diese Zeitdauer wurde für das Hochfahren sowie der Synchronisierung der einzelnen Batterieracks benötigt (vgl. erster Peak Abbildung 3.14). Aus dem Standby-Zustand (Batteriestränge verbunden - Zwischenkreis geschlossen) reduzierte sich die Anfordauer auf maximal 3,1 Sekunden (vgl. zweiter Peak Abbildung 3.14).

Während des Betriebsmodus „running“ stand die Nennleistung zuverlässig nach spätestens 1,0 Sekunde zur Verfügung (vgl. dritter Peak Abbildung 3.14).

Der maximale positive, sowie negative Lastgradient des untersuchten Batteriespeichers lag über den gesamten Leistungsbereich bei 100 %/s.

Zusätzlich ist in Abbildung 3.14 der Spannungsanstieg am Batteriespeicher klar erkennbar. An dieser Stelle wird explizit auf den Niederspannungsanschluss des Batteriespeichersystems (BESS) hingewiesen.

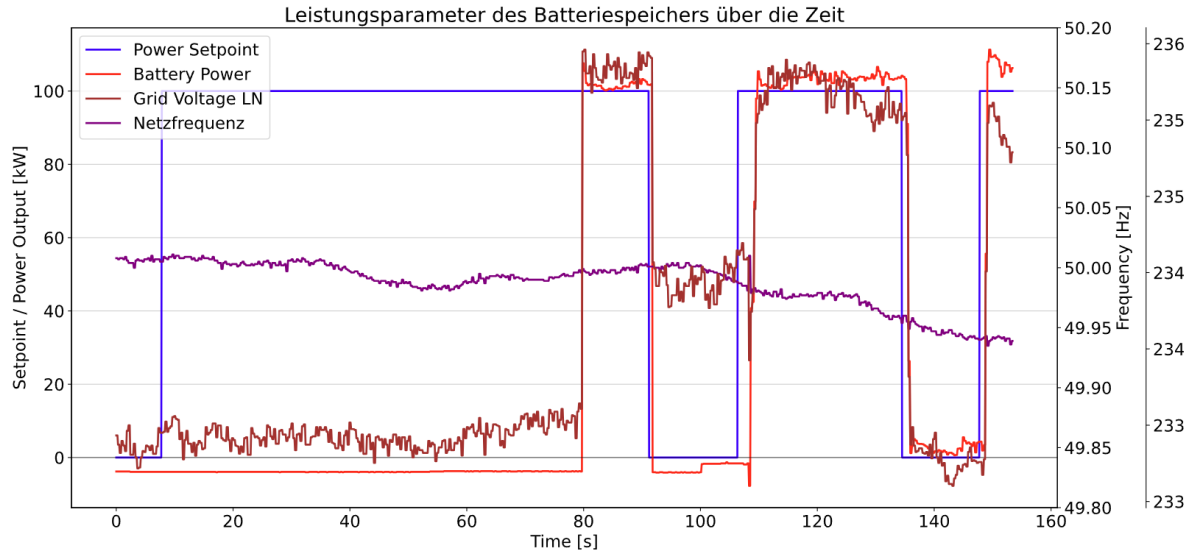


Abbildung 3.14: Ansprechverhalten des Batteriespeicher

Elektrolyseur

Die Untersuchung der Elektrolyse fand ab dem 11.06.2024 statt. Hierbei wurden sämtliche, während des Untersuchungszeitraums betriebsfähige Module (5/8), sowohl einzeln als auch im Verbund vermessen. Zwischen den einzelnen Modulen, sowie zwischen dem isolierten Einzelbetrieb und dem Verbundbetrieb im Rack konnten keine nennenswerten Parameterabweichungen festgestellt werden.

Die Anfahrzeit auf Nennleistung befand sich stets im Bereich von 21,12 min (mindestens (min.) Warmstart) und 29,41 min (max. Kaltstart). Diese erhöhte Anfahrzeit beruht hauptsächlich auf der werksseitigen Anfahrprozedur von Enapter, welche vor den Wechsel in die Betriebsbereitschaft noch ein „purging“ vorsieht, und ist stark temperaturabhängig.

Der maximale positive Lastgradient der untersuchten Anionen Austausch Membran Elektrolyse lag bei 0,6 %/s, über den gesamten Leistungsbereich sinkt dieser Wert auf 0,2 %/s und liegt damit unter der erwarteten Dynamik. Der negative Lastgradient lag konstant bei ca. - 8,5 %/s.

In Abbildung 3.15 ist eine Messreihe zur Wirkungsgraduntersuchung dargestellt. „H₂ Flow measured“ stellt dabei den extern gemessen H₂-Volumenstrom dar. Die Wirkungsgradberechnung (Abbildung 3.16) wurde auf Grundlage der Elektrolyseleistung und dem entsprechenden H₂-Output durchgeführt. Somit werden keine Balance of Plant- (BoP) Aggregate berücksichtigt. Die Berechnung wurde entsprechend den Rechengesetzen der realen Gase durchgeführt.

Der Wirkungsgradanstieg ist mit steigender Modulauslastung klar erkennbar und liegt bei maximal 59,1 %.

Netzlabor: kleinskaliger hybrider Netzbooster

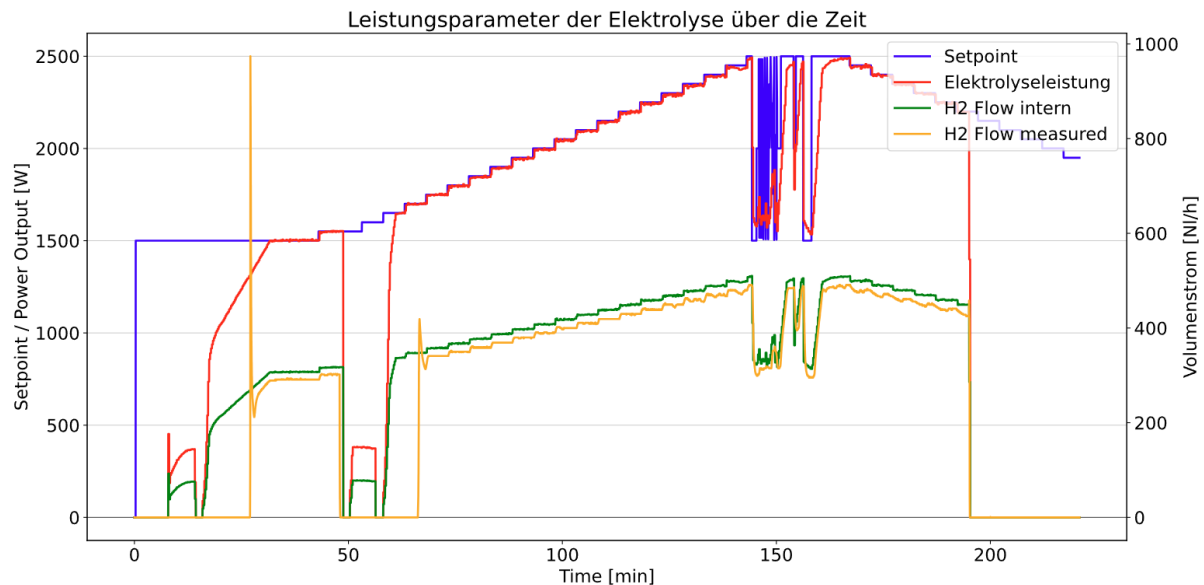


Abbildung 3.15: Leistungskennlinie des Elektrolyseurs

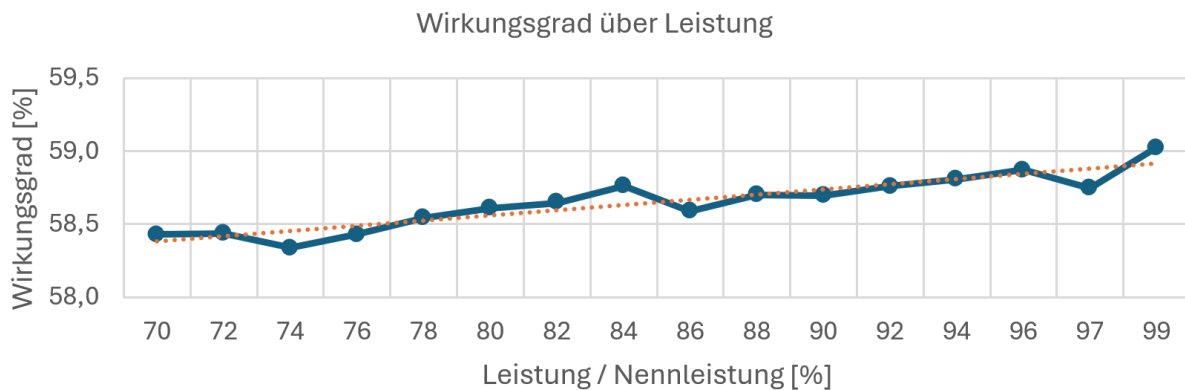


Abbildung 3.16: Wirkungsgrad des Elektrolyseurs über die Modulauslastung

Überprüfung der H₂-Qualität

Am ZSW wurde seit 2015 das Labor für H₂-Qualität HyLab aufgebaut. Seit 2018 kann mit verschiedenen, auf Gaschromatographie und Optischen Messverfahren basierenden Spurenanalysegeräten, die vollständige Qualifikation von H₂ als Kraftstoff nach DIN EN 17124 und anderen internationalen Normen im HyLab durchgeführt werden. In internationalen Round-Robin-Vergleichskampagnen wie im Rahmen des EU-Projekts MetroHyve waren die Resultate des HyLab stets sehr nahe an den Referenzergebnissen. Europaweit werden und wurden in Forschungs- und Entwicklungs-Projekten sowie im direkten Kundenauftrag H₂-Proben, beispielsweise direkt an Zapfpistolen von 700 bar- H₂-Tankstellen, genommen und im Ulmer HyLab analysiert.

Für die Qualitätsüberwachung im Energiepark der THU waren die Herausforderungen:

- Probenahme mit unbekannter Feuchte (bisher an „trockenen Quellen“)
- Definition von Punkten in der Anlage für repräsentative Probennahmen
- Sichere Durchführung der PN innerhalb der Sicherheitsbereiche der Anlage (mehrfaches H₂-Ablassen für Druckwechselspülung der Ausrüstung)
- Mindestdruck zur Probenahme erforderlich (Probenvolumen)

Netzlabor: kleinskaliger hybrider Netzbooster

Mittels einer abgestimmten Prozedur wurden Proben direkt hinter den Elektrolyseur-Racks und im Hochdruck-Bereich (über ein beschichtetes Druckreduzierventil) zwischen Verdichter und HD-Speicherbündel in spectraseal-beschichtete Druckgasflaschen abgefüllt. Ein Beispielergebnis zeigt die folgende Abbildung. Im Hochdruckbereich wurden Spuren von Kohlenstoffmonoxid und ca. 130 ppm_v Helium festgestellt, die beide nicht aus der Wasserelektrolyse stammen können. Vermutlich ist eine unzureichende Vorspülung zumindest des 300 bar-Flaschenbündels die Ursache.

Analysenzertifikat

H2Reb-THU-DE-01

12.09.2024

Projekt-Nr. ZSW: P-100641
 Behälter-ID (Fülldruck): D220006 (90 bar)
 Probenbeschreibung / Ursprung: Wasserstoff / THU, 300 bar Bündel
 Datum Probennahme: 14.08.2024 14:00
 Datum Probeneingang: 15.08.2024
 Analysenzeitraum: 23.08.-02.09.2024
 Bearbeiter ZSW (Kürzel): KP, EW, BF

Bestandteile	Messmethode	Grenzwert EN 17124:2022 in µmol/mol	Messwert ± Messunsicherheit* in µmol/mol
H ₂ O	Taupunktspiegel	5	>> 20
Gesamt-Kohlenwasserstoffe	FID	nicht definiert	< 0,2
Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe	berechnet	2	< 0,2
CH ₄	GC-PDHID	100	< 10
O ₂	GC-PDHID	5	< 0,5
He	GC-TCD	300	130 ± 7
Ar	GC-PDHID	300	< 30
N ₂	GC-PDHID	300	< 30
CO ₂	GC-PDHID	2	< 0,2
CO	OFCEAS	0,2	0,032 ± 0,002
Gesamt-Schwefelverbindungen	TD-GC-FPD	0,004	n.b.**
HCHO	OFCEAS	0,2	< 0,01
HCOOH	OFCEAS	0,2	< 0,01
NH ₃	OFCEAS	0,1	< 0,01
Gesamt-Halogenverbindungen	GC-ECD	0,05	< 0,02
Summe CO/HCHO/HCOOH	berechnet	0,2	0,032 ± 0,002
Summe der Verunreinigungen	Σ (quantifiziert)	300	n.b.
Wasserstoff-Index	100 - Σ (quantifiziert)	99,970%	n.b.

* Unsicherheiten von Prüfgasen, Messgerät und Messreihe sind mit einem Erweiterungsfaktor von k=2 berücksichtigt.

* nicht bestimmt aufgrund hoher Feuchte

Dieses Ergebnis liegt außerhalb der Spezifikation.

Abbildung 3.17: Analysenzertifikat einer Probe aus HD-Bündel

Ein stark erhöhter Feuchtegehalt wurde sowohl direkt hinter dem Elektrolyseurrack als auch im HD-Bereich ermittelt. Die Werte außerhalb des kalibrierten Bereichs konnten, ohne Angabe einer Messungenauigkeit, auf ca. 200 ppm_v (ND-Probe) und 300 ppm_v (HD-Probe) extrapoliert werden.

Die Analyseergebnisse brachten nicht korrekt funktionierende Trockungseinheiten der Elektrolyse-Racks und inkorrekt skalierte online-Messanzeigen im H₂-Container zu Tage, was seitens THU in der Folge korrigiert wurde.

Eine weitere Herausforderung war eine nachfolgende Probennahme direkt aus einem einzigen Elektrolyseur-Modul. Durch die geringe H₂-Produktion konnte der

Volumenstrom in die Probenflasche mit Handventilen gerade so eingestellt werden, dass der Druck in der Trocknungseinheit nicht zu weit absank. Das Ergebnis dieser Analyse zeigte – nun übereinstimmend mit der Online-Messtechnik – akzeptable Feuchtwerte im Bereich von 1,5ppm_v.

Turbine

Die Untersuchung der Turbine fand ab dem 01.08.2024 statt. Die Verzögerungen der Turbinenmessreihen gründet im Wesentlichen auf die begrenzte Elektrolysekapazität und auf Probleme bei der Eingangsdruckregelung. Mittels einer dynamischen Druckregelungseinheit kann die Turbine seit Anfang August 2024 über den gesamten Hochdruckspeicherbereich mit einem konstanten Eingangsdruck von 7,8 bar gefahren werden.

Die Anfahrzeit auf Nennleistung befand sich im Bereich von 25,40 min (Warmstart) und 28,83 min (Kaltstart).

Der maximale positive Lastgradient der untersuchten Turbine lag bei 0,14 %/s. Dieser schwankt über den gesamten Leistungsbereich lediglich minimal. Der negative Lastgradient lag konstant bei ca. -50 %/s.

In der Abbildung 3.18 ist eine Messreihe zur Wirkungsgraduntersuchung dargestellt. Die Wirkungsgradberechnung (Abbildung 3.19) wurde auf Grundlage der Hochdruckspeicherdifferenz und der entsprechenden Turbinenleistung durchgeführt. Somit werden keine BoP-Aggregate berücksichtigt (z. B. Verdichter-Einheit). Die Berechnung wurde entsprechend den Rechengesetzten der realen Gase durchgeführt.

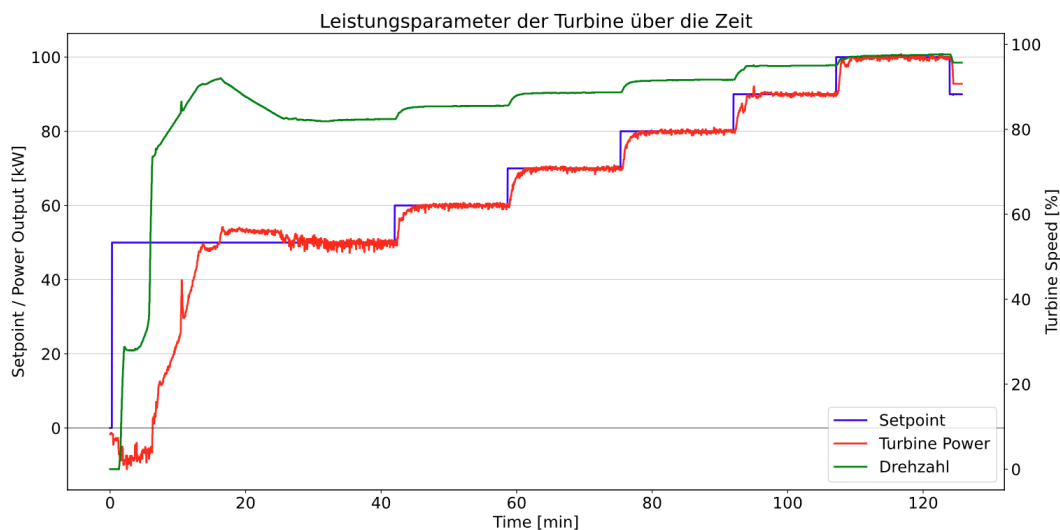


Abbildung 3.18: Leistungskennlinie der Turbine

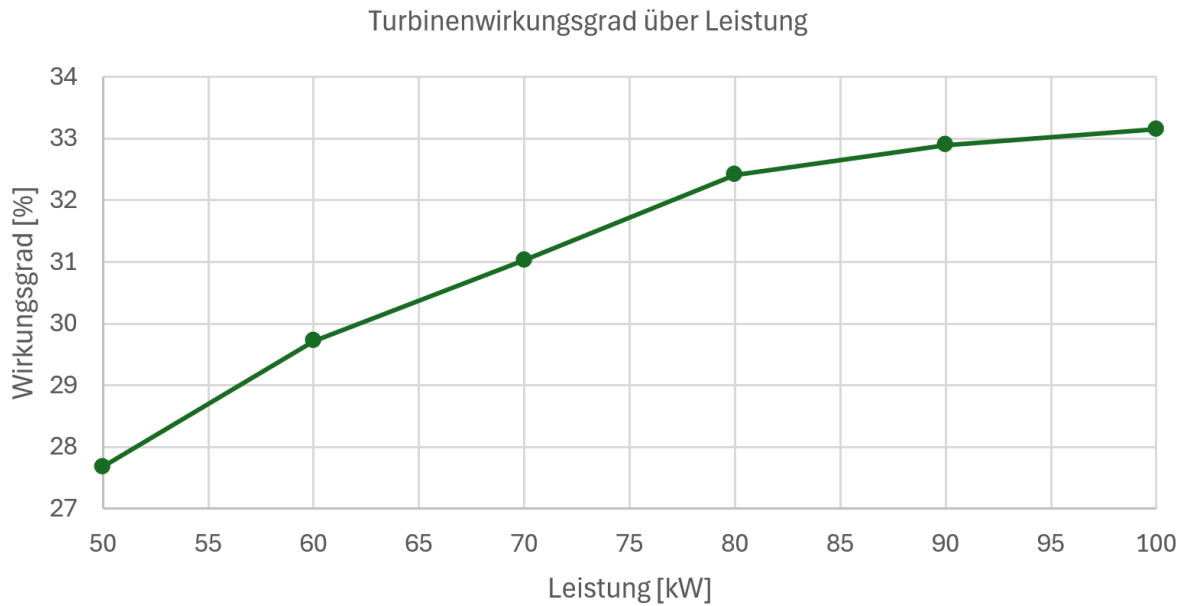


Abbildung 3.19: Turbinenwirkungskreis über die Leistung

Der elektrische Wirkungsgradanstieg ist mit steigender Turbinenauslastung klar erkennbar und liegt bei maximal 33,2 %.

Eine weitere Erkenntnis ist die starke Temperaturabhängigkeit der maximalen verfügbaren Turbinenleistung. So standen bei einer Außentemperatur von 24 °C lediglich noch 90 % der Nennleistung zur Verfügung. Die Vermessung der Außentemperatur/Leistungskennlinie war im Rahmen des Projekts nicht mehr darstellbar.

Abgasanalysen an der Gasturbine

Mittels eines dauermesstauglichen, portablen Industrie-Abgasanalysegeräts vom Typ ecom J2KNpro wurde insbesondere der Rest-H₂-Gehalt im Abgas der Gasturbine ermittelt. Das Gerät aus dem Bestand des ZSW Ulm wurde eigens überholt und neu kalibriert. Über die beheizten Bestandteile Messsonde und Transportschlauch wird ein Teil des Abgases zum Messgerät geführt.

Netzlabor: kleinskaliger hybrider Netzbooster



Abbildung 3.20: Darstellung Abgasanalyse: Entnahme und Messgerät

Es wurden zwei Messkampagnen ausgeführt. Bei der Ersten konnte der Normalbetrieb der GT nicht erreicht werden, aber wertvolle Erkenntnisse für die Platzierung und Aufzeichnung der Messwerte gesammelt werden. Die zweite Messkampagne fand Mitte Oktober 2024 statt und umfasste erfolgreich die Startphase und gut 15 Minuten Normalbetrieb der Gasturbine bei Volllast. Die Werte wurden auch dem Hersteller der Brennkammer zur Verfügung gestellt.

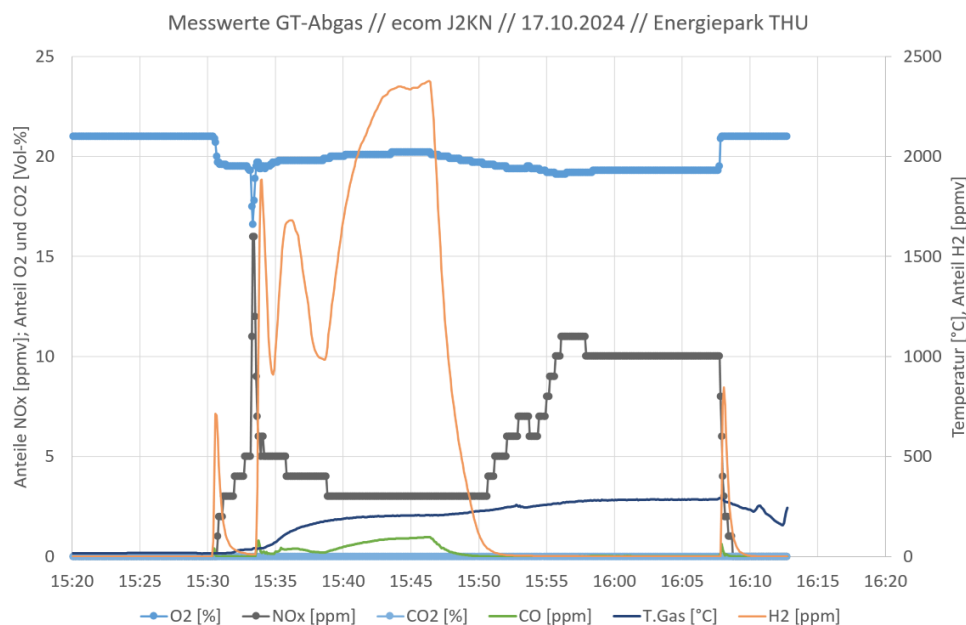


Abbildung 3.21: Darstellung Abgasanalyse Gasturbine: Ergebnisse

Im Ergebnis zeigt sich, wie schon bei den ersten Analysen im August 2024, für die Startphase ein recht hoher Wert an unverbranntem Restwasserstoff im Abgas der

Gasturbine bis über 2.300 ppm_v. Mit Erreichen des Normalbetriebs wurden rasch einstellige Werte erreicht, was für eine gute Reaktionsqualität in der Brennkammer der Gasturbine spricht. Der hohe Wert an Restsauerstoff (im Normalbetrieb ~ 19,3 Vol-%) lässt auf einen hohen Luftüberschuss in der Brennkammer schließen. Die NO_x-Werte sind mit etwa 10 ppm_v unterhalb des Grenzwerts der 44. BImSchV (Verordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen), die für Erdgas-Gasturbinen ab 1 MW_{th} einen Grenzwert von 50 mg/m³ vorschreibt. Für H₂-Turbinen sind formal noch keine Grenzwerte festgelegt. Zur Auswirkung von H₂-Emissionen siehe Exkurs weiter unten.

Ebenfalls wurden bei beiden Messkampagnen Bestandteile im Abgas festgestellt, die ihren Ursprung nicht in der Verbrennung von H₂ haben können. Zu nennen sind CO bis knapp 100 ppm_v, unverbrannte Kohlenwasserstoffe bis ca. 20 ppm_v und SO₂ im einstelligen Bereich (die beiden letzteren nicht dargestellt). Hier liegt eine Verbrennung von aus der Fertigung herrührenden Rückständen im Verbrennungs- und Turbinentrakt nahe. Nach längerer Laufzeit sollten diese Bestandteile nicht mehr nachweisbar sein, falls die These stimmt. Verifizierende Analysen, auch für den Teillastbereich der Gasturbine, sind nach Projektende bereits angedacht.

Exkurs: Auswirkungen von H₂-Emissionen

Die gemessenen Emissionen von Restwasserstoff im Abgas der Gasturbine können sowohl sicherheitstechnische als auch treibhausgas- und damit klimaschädliche Auswirkungen nach sich ziehen.

H₂ ist bei üblichen Umgebungsbedingungen ab etwa 4 Vol-% in Luft entzündbar. Diese sogenannte „Untere Explosionsgrenze (UEG)“ entspricht 40.000 ppm_v H₂-Anteil in Luft. Selbst das im Energiepark am 14.08.2024 kurzfristig gemessene Maximum von 3.000 ppm_v ist somit noch einen Faktor 13 (entspricht einer UEG von 7,5%) von der Bildung eines entzündbaren Gasgemischs entfernt. Zusätzlich ist der Sauerstoffgehalt im Abgas reduziert, was die UEG weiter absenkt.

Die Klimawirkung von H₂ in der Atmosphäre wird mit einem Treibhauspotential, englisch für Greenhouse Warming Potential (GWP), von 11 +/- 5 dargestellt. Zum Vergleich werden Kohlenstoffdioxide (CO₂), als Normal für kg_{CO2Equivalent} / kg, mit einem GWP von 1, Methan mit einem GWP von 28 aufgeführt [5]. Der Mechanismus der Treibhausgas-Wirkung von H₂ ist indirekt: H₂ verlangsamt im Wesentlichen den Abbau von Methan in der Atmosphäre.

Die Emission von unverbranntem Restwasserstoff aus der Gasturbine des Energieparks – und in potenziellen zukünftigen Anlagen im MW-Bereich als H₂-Netzbooster – ist vor allem im Startbetrieb relevant. Die relativen Mengen pro erzeugter kWh Strom sind von der der Startphase nachfolgenden Betriebsdauer und damit dem Betriebskonzept abhängig. Bei mehrstündigen Gesamt-Betriebsdauern fiele der Einfluss der Startphase weniger ins Gewicht. Eine Reduktion der Start-Emissionen könnte beispielsweise durch eine einfache Oxidations-Abgasnachbehandlung, also der katalytischen Nachverbrennung zu Wasserdampf, erfolgen.

Weitere Quellen von H₂-Emissionen eines H₂-Netzbooster-Konzepts in die Atmosphäre können Leckagen an Rohrleitungen, Speichern und Armaturen sein. Diese sind schon durch die sicherheitstechnisch vorgeschriebenen regelmäßigen Druck- und Dichtigkeitstests als gering einzustufen. Ins Gewicht fallen dürften H₂-Abgaben durch betriebsmäßige Spülvorgänge im Elektrolysesystem. Auch hier wäre bei Bedarf eine wesentliche Reduktion durch katalytische Oxidation möglich, wenn auch durch das schwallartige Anfallen aufwändiger umzusetzen.

3.4.3.3 Systemverhalten

Die Versuchsreihen zum Systemverhalten der einzelnen Anlagen zur Darstellung des Hybriden Netzboosters begannen im Oktober 2024. Abbildung 3.22 zeigt exemplarisch eine aufgezeichnete Messreihe. Zeit- und Parametersynchronisation finden auf der gemeinsamen übergeordneten Steuerung statt (WAGO PFC200). Die Nennleistung des Systems (100 kW) stand aus dem „Standby“ Zustand spätestens nach 2,4 s als rein batterieelektrische Leistung zur Verfügung. Die Turbine startet den Hochlauf spätestens nach 13,2 s und benötigt dabei Hilfsenergie i.H.v. max. 10 % von P_n . Die Turbinenleistung steigt während des Warmstarts innerhalb von 25,4 min auf Nennleistung und löst damit den Batteriespeicher vollständig ab. Die Sollwertabweichung der „Combined Power“ liegt beim kombinierten Einsatz von Batteriespeicher und Turbine bei maximal 5,2 %, während sich dieser Wert nach der Abschaltung des Batteriespeichers auf 2,5 % reduziert. Hauptgrund hierfür ist eine nicht optimale Reglereinstellung des Batteriespeichers, welcher aufgrund der deutlich höheren Dynamik Lastspitzen der Turbineneinspeisung kompensieren und die Systemleistung auf Nennleistung regeln soll. Erste Versuchsreihen mit optimierten Regelparametern lassen auf eine Reduzierung der Sollwertabweichung auf 2,8 % schließen. Aufgrund der eingeschränkten Dynamik der Turbinensteuerung wurde auf die Untersuchung der Batterieausgangsleistung als Führungsparameter der Turbinenleistung verzichtet. Im Rahmen der Systemverhaltensuntersuchung wurde ebenfalls das H₂-Labor und insbesondere die Hochdruckspeicherung überwacht und aufgezeichnet – hierbei galt es festzustellen, dass keine Rückwirkungen vonseiten der Hochdruckspeicherung/Verdichtereinheit festgestellt werden konnten und die Anlage über den gesamten Druckbereich fehlerfrei betrieben werden konnte.

Insgesamt wird das Systemverhalten als Netzboosteranlage als positiv bewertet. Die Anlagensteuerung- und Kommunikation stellt sich als hinreichend robust und dynamisch dar. Die Integrationsfähigkeit der Einzelkomponenten in das Systemkonzept eines Hybriden Netzboosters konnte erfolgreich nachgewiesen werden.

Allgemeine Netzzrückwirkungen, sowie speziell Rückwirkungen beim Ablösevorgang des Batteriespeichers konnten, vor allem aufgrund der verfügbaren Leistungskapazität, nicht festgestellt werden.

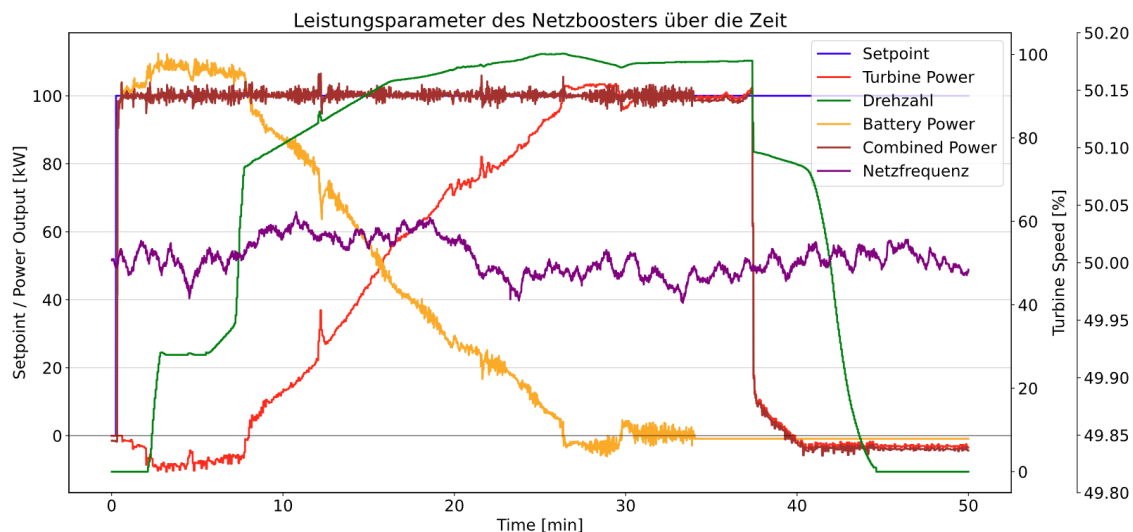


Abbildung 3.22: Leistungskennlinie des hybriden Netzboosters

4 Modell hybrider Netzbooster

4.1 Skalierbares EMT-Modell Batteriespeicher und Gasturbine

In diesem Abschnitt wird die detaillierte Modellierung der Hauptkomponenten des Boosters, nämlich der Gasturbine und der Batterie, beschrieben. Die Modellierung des Elektrolyseurs und die Analyse seines Betriebs werden separat behandelt. Das erstellte Modell dient der Untersuchung elektromagnetischer Transienten (EMT) und berücksichtigt dabei jede einzelne Phase. Im Gegensatz dazu vereinfachen RMS- oder Lastflussmodelle das System, indem sie es als ideal ausgeglichen betrachten und die drei Phasen durch eine einzelne Phase repräsentieren. Ziel ist es, eine Grundlage für zukünftige Studien oder Untersuchungen zu schaffen. Anschließend wird das Modell verwendet, um den in Abbildung 4.1 dargestellten Fall zu simulieren.

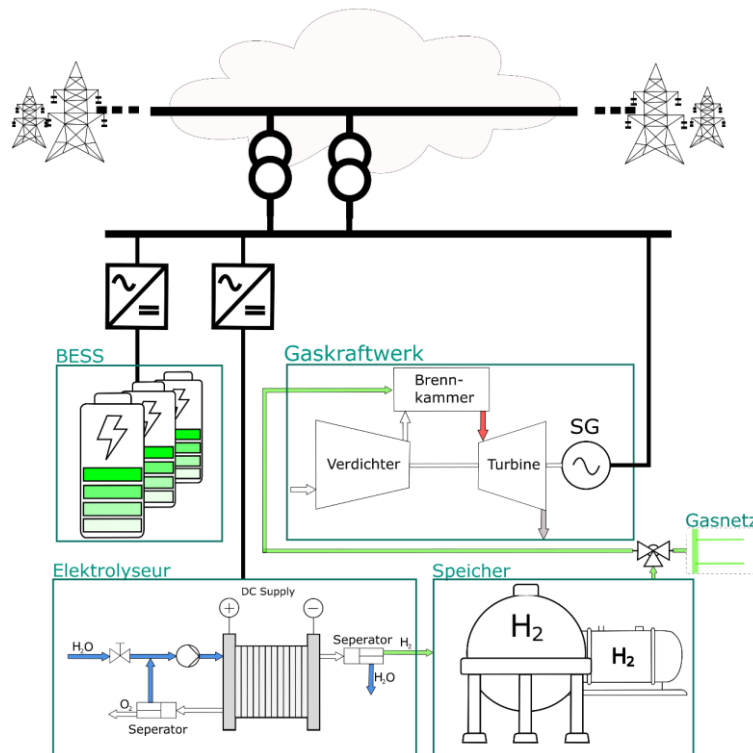


Abbildung 4.1: Die Systemkomponenten des hybriden Netzboosters

4.1.1 Gaskraftwerk

Abbildung 4.2 zeigt die Hauptkomponenten eines Gaskraftwerks, die im Folgenden kurz vorgestellt werden:

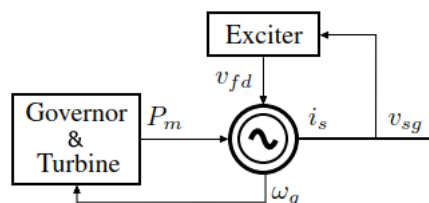


Abbildung 4.2: Synchrongenerator und Hauptelemente der Steuerung

4.1.1.1 Synchrongenerator

Die Struktur und die Parameter des Synchrongenerator (SG) wurden so gewählt, dass sie den typischen Eigenschaften eines SG entsprechen, der mit einer Gasturbine gekoppelt ist. Der betrachtete SG ist eine Maschine mit einem Pol paar und einem zylindrischen Rotordesign. Abbildung 4.2 zeigt ein Ersatzschaltbild des SG im rotierenden dq-Referenzrahmen im Per-Unit-System. Für SGs wird ein sogenanntes reziprokes Per-Unit-System verwendet, bei dem die Basiswerte so gewählt werden, dass die magnetische Kopplung zwischen Rotor- und Statorwicklungen entfällt.

Der rechte Teil der Abbildung 4.3 umfasst sowohl Dämpfungs- als auch Erregerwicklungen. Die Dämpfungswicklungen können reale Wicklungen sein oder virtuell, um die Wirkung parasitärer Dämpfung darzustellen. Eine Erhöhung der Anzahl virtueller Dämpfungsspulen auf dem Rotor verbessert die Genauigkeit des SG-Modells. Für Stabilitätsanalysen ist es üblich, das 2.2-Modell auszuwählen, bei dem zwei Dämpfungswicklungen auf der q-Achse und zwei Wicklungen auf der d-Achse angeordnet sind. Eine dieser Wicklungen fungiert als Erregerwicklung, die andere als Dämpfungswicklung [6]. Die Parameter eines 2.2-Modells werden in der Regel vom Hersteller bereitgestellt.

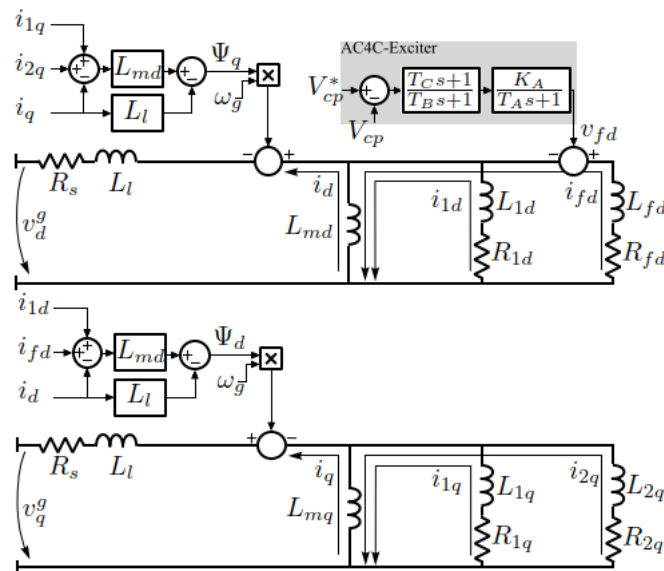


Abbildung 4.3: Synchrongenerator 2.2-Modell.

Falls die Parameter nicht verfügbar sind oder bestätigt werden müssen, legen etablierte Normen Methoden für deren experimentelle Bestimmung fest. Dazu gehören Kurzschluss- und Leerlauftests sowie Frequenzscan-Tests [7].

4.1.1.2 Erreger und Turbinenregler

Der Erreger steuert die Klemmen-Spannung, indem er die Gleichspannung in der Erregerwicklung des Rotors anpasst. Die induzierte Spannung in den Statorwicklungen ist proportional zur Stärke des Erregerfeldes. Zusätzlich kann der Erreger im übererregten oder untererregten Betrieb Blindleistung bereitstellen oder aufnehmen, wobei er als Synchronkondensator fungiert [6]. Für den Erreger wird das AC4C-Modell verwendet [8].

Zur Modellierung der Gasturbine wird das einfache, standardisierte GAST-Modell herangezogen [9], [10]. Der Regler (Governor) steuert die Drehzahl des SG, um die Synchronisation mit dem Netz zu gewährleisten. Das Modell für Regler und Turbine liefert akzeptable Ergebnisse für kleine Signalstörungen, bildet jedoch keine

großsignaligen Änderungen wie den Start einer Gasturbinenanlage (GTA) ab. Beschleunigungs- und Temperaturregelungen werden nicht berücksichtigt, da sie den langsamen Prozess des Starts modellieren [9], [6].

Die Berücksichtigung eines langsamen Starts ist jedoch möglich, indem der Sollwert der Wirkleistung durch eine verzögerte Übertragungsfunktion erster Ordnung abgebildet wird. Die vorliegende Studie verfolgt einen konzeptionellen Ansatz, da die Simulation des tatsächlichen Starts einer GTA mit einer EMT-Simulation äußerst zeitaufwendig ist.

Abbildung 4.4 zeigt die Modelle des Erregers und des Regler-Turbinen-Systems, wobei diese Bereiche hervorgehoben sind. Für das Regler-Turbinen-Modell ist es wesentlich, alle Parameter, einschließlich der Zeit, im Per-Unit-System zu berücksichtigen.

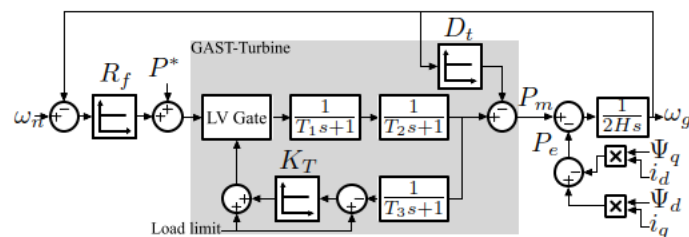


Abbildung 4.4: Synchrongenerator mechanisches Modell.

4.1.2 Batterie-Energiespeichersystem und Transformator

Das in diesem Abschnitt entwickelte Modell dient als generisches Rahmenwerk und nicht als fallbezogene Lösung, wobei der Schwerpunkt auf dem Konzept des hybriden Netzboosters (im Bild kurz HGB) liegt. Wie zuvor erwähnt, erfordern EMT-Studien eine hohe Rechenleistung und werden in der Regel über kurze Zeiträume durchgeführt, um das dynamische Verhalten des Systems mit detaillierter Modellierung zu untersuchen. Daher wird der Anlauf der GTA auf Sekunden statt Minuten vereinfacht. Infolgedessen spiegelt die benötigte Speicherkapazität für das vereinfachte Szenario keine realistische Anwendung wider.

Wichtige technische Überlegungen betreffen die Dimensionierung und Konfiguration des BESS. Die Dimensionierung hängt davon ab, ob das BESS ausschließlich als virtuelle Stromleitung dienen soll oder ob es auch unterstützende Netzdienstleistungen bereitstellt. Die Gleichspannung des BESS repräsentiert die Gleichspannung des DC-Links des Spannungsquellenumrichters (Voltage Source Converter, VSC) und muss daher die maximale AC-Phasenspannung übersteigen. Dies stellt sicher, dass die Kompatibilität auch im niedrigsten Ladezustand (State of Charge, SoC) gewährleistet ist, wenn die Klemmen-Gleichspannung des BESS minimal ist.

Die Konfiguration des BESS erfordert einen Kompromiss zwischen einer höheren Klemmen-Gleichspannung, die durch eine größere Anzahl in Serie geschalteter Zellen erreicht wird, und einer erhöhten Redundanz, die durch parallele Zell-Verschaltungen erzielt wird. Für netzgekoppelte BESS kommen überwiegend zweistufige VSCs zum Einsatz [11]. Da ein Transformator ohnehin erforderlich ist, um den SG mit dem Übertragungsnetz zu verbinden, wird der zweistufige Umrichter für den hybriden Netzbooster verwendet. Dies bietet Redundanz, ohne dass eine hohe Gleichspannung erforderlich ist, um die Spitzenphasenspannung des SG zu erreichen.

Die Spezifikationen des Transformators basieren auf typischen Industrieparametern. Um den Rechenaufwand zu minimieren, wird ein gemittelttes VSC-Modell verwendet, das den Schwerpunkt auf Systemdynamiken legt und hochfrequente Details ausklammert. Dieser Ansatz vereinfacht die Darstellung, indem die Schaltvorgänge des Umrichters weggelassen werden und die Spannungs-Sollwerte des Stromreglers direkt auf eine sinusförmige Spannungsquelle angewendet werden. Verzögerungen bei der Messung und Regelung werden durch PT1-Glieder angenähert.

4.1.3 VSC und Vektor-Reglung Method

Die Vektorreglungsstrategie nutzt das rotierende dq-Koordinatensystem, um die Regelung von Wirk- und Blindleistung zu vereinfachen. In Kombination mit Insulated Gate Bipolar Transistors, kurz IGBT, die einen bidirektionalen Stromfluss ermöglichen, erlaubt diese Strategie eine unabhängige Steuerung von Wirk- und Blindleistung in allen vier Quadranten [12].

4.1.3.1 Stromregler

Der Stromregler (Current Controller, CC) oder innere Regelkreis steuert den Strom, der durch die Induktivität des Filters an den Klemmen des VSC fließt. Dies geschieht durch Anpassung der Ausgangsspannung des VSC, wobei die Induktivität zwischen dem VSC und dem Netz angeschlossen ist, wobei die Netzspannung in einem steifen Netz konstant bleibt. Da die Netzspannung fixiert ist, ermöglicht die Regelung des Stroms eine effektive Regelung der vom VSC fließenden Scheinleistung ($S=VI^*$).

Die Verstärkungsparameter des PI-Reglers des CC werden so gewählt, dass die geschlossene Übertragungsfunktion G_{cc-i} des CC und seines geregelten Systems, der Induktivität, auf eine Übertragungsfunktion erster Ordnung mit vorgegebene Auswahl der Bandbreite des geschlossenen Regelkreises oder der Zeitkonstante ($\tau_i = 1/\alpha_{cc}$) reduziert wird. Der Parameter α_{cc} wird mindestens 10-mal langsamer als die Abtastfrequenz und 5-mal langsamer als die Schaltfrequenz gewählt (in rad/s) [13]. Typische Werte für α_{cc} liegen im Bereich von 0,5 – 5 ms [14].

Die Spannung um die Induktivität wird durch die Gleichungen (2) beschrieben und anschließend umgestellt und im dq-Koordinatensystem, siehe Gleichung (3), ausgedrückt. Der Sollwert der Umrichters Spannung (v_c^*) sorgt für die Entkopplung und die Unterdrückung von Netzspannungsstörungen. Dies führt zu einer direkten Regelungsbeziehung zwischen (v_d & i_d) sowie (v_q & i_q). Schließlich wird die geschlossene Übertragungsfunktion des CC, G_{cc-i} , wie in (5) dargestellt, erreicht [15].

$$v_g^{abc} - v_c^{abc} = L_f \frac{di_c^{abc}}{dt} + R_f i_c^{abc} \quad (2)$$

$$L_f \frac{di_c^{dq}}{dt} = -R_f i_c^{dq} - j\omega_g L_f i_c^{dq} + v_g^{dq} - v_c^{dq} \quad (3)$$

$$G_i(s) = \frac{i^{dq}}{i^{dq*}} = k_{pi} + \frac{k_{ii}}{s}, k_{pi} = \frac{L_f}{\tau_i}, k_{ii} = \frac{R_f}{\tau_i} \quad (4)$$

$$G_{cc-i} = \frac{1}{\tau_i s + 1} = \frac{\alpha_{cc}}{s + \alpha_{cc}} \quad (5)$$

4.1.3.2 Regelung der Wirk- und Blindleistung

Die äußeren Regelkreise (englisch: Outer Control Loops) verwenden PI-Regler, um die Wirkleistung/Gleichspannung zu regeln, indem sie den Wert von (i^{d*}) für den Stromregler CC einstellen, und die Blindleistung/Wechselspannung zu regeln, indem sie den Wert von (i^{q*}) setzen. Die Scheinleistung, ausgedrückt im dq-Koordinatensystem, ist wie in Gleichung (6) gezeigt. Der nächste Abschnitt zeigt, wie der gewählte Referenzrahmen dafür sorgt, dass (v_g^q) gleich null entspricht, was die Regelung vereinfacht, da die Wirkleistung nun ausschließlich eine Funktion von (i_d) und die Blindleistung ausschließlich eine Funktion von (i_q) wird [15].

$$S_g = P + jQ = (v_g^d i_c^d + v_g^q i_c^q) + j(v_g^q i_c^d + v_g^d i_c^q) \quad (6)$$

Als Faustregel wird die Bandbreite des äußeren Regelkreises Outer Control Loops mindestens zehnmal langsamer als die des inneren Regelkreises eingestellt, um Stabilitätsprobleme und Interferenzen zwischen den Regelkreisen zu vermeiden. Zudem ermöglicht dies, den Stromregler CC auf einen Einheitsgewinn zu reduzieren. Normalerweise erfolgt erstmals die Ableitung für die Gleichspannungsregelung, da die Parameter des DC-Links bekannt sind und die Bandbreite der DC-Spannung die Bandbreite der aktiven Wechselstromleistung begrenzt, um die Leistungsgleichgewichte um den VSC zu erreichen [16], [17], [15].

Die gesamte Vektorkontrollstrategie, einschließlich der Anordnung der inneren und äußeren Regelkreise, ist in Abbildung 4.5 dargestellt. In [18] wird eine systematische Methode zur Feinabstimmung der Regler für die aktive und reaktive Leistung vorgeschlagen, um eine Gesamtreaktion des Systems erster Ordnung mit einer vorgegebenen Zeitkonstanten zu erreichen. Dieser Ansatz beseitigt die Notwendigkeit von Versuch-und-Irrtum-Anpassungen und ermöglicht einen effizienteren und zuverlässigeren Abstimmungsprozess, siehe Gleichung (7).

$$G_{olc}(s) = k_{p-olc} + \frac{k_{i-olc}}{s}, k_{p-olc} = \frac{\tau_i}{\tau_{olc}}, k_{i-olc} = \frac{1}{\tau_{olc}} \quad (7)$$

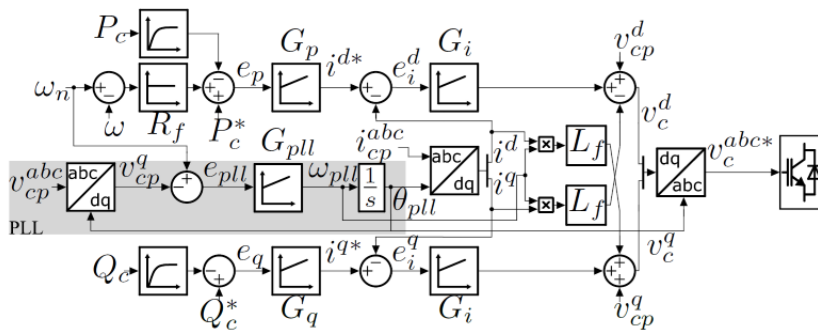


Abbildung 4.5: Vektorregelungsstruktur für einen VSC

4.1.3.3 Phasenregelkreis (Phase-Locked Loop PLL)

Der Phasenregelkreis (PLL) verfolgt den Spannungswinkel des Netzes, um den rotierenden Referenzrahmen zu bilden. Ausbalancierte dreiphasige Systeme können durch die Clarke-Transformation als ein einzelner rotierender Phasor dargestellt werden [15]. Der PLL synchronisiert den rotierenden Direkt-Quadratur Referenzrahmen mit dem rotierenden Phasor des Netzes, wodurch dessen Projektion auf den Direkt-Quadratur-Rahmen konstant bleibt. Normalerweise richtet der PLL den

äquivalenten Phasor von (v_g) mit einer Achse des Rahmens aus [15]. In dieser Arbeit wird die d-Achse mit (v_g) ausgerichtet, um sicherzustellen, dass (v_g^q) null bleibt.

Abbildung 4.5 zeigt die Struktur eines standardisierten PLL im hervorgehobenen Bereich. Der Phasenverfolgungsfehler im PLL ist direkt mit (v_g^q) korreliert. Bei Verwendung eines PI-Reglers ergibt sich das geschlossene System als eine Übertragungsfunktion zweiter Ordnung [19].

Die Feinabstimmung des PLL erfordert einen Kompromiss zwischen der schnellen Phasenverfolgungskapazität ($\alpha_{pll} \uparrow$) und der effektiven Rauschfilterung ($\zeta_{pll} \downarrow$). Das Dämpfungsverhältnis wird mit ($\zeta_{pll} = 1/\sqrt{2}$) als Kompromiss gewählt [19]. In [16] wird empfohlen, die Bandbreite des geschlossenen Regelkreises des PLL auf die Bandbreite des äußeren Regelkreises abzustimmen ($\alpha_{pll} = \alpha_{ocl} = 0.1\alpha_{cc}$). Zusätzlich berücksichtigt der Feinabstimmungsprozess den Spitzenwert der momentanen Phasenspannung [19].

Der PI-Regler des PLL wird häufig als Filter des PLL bezeichnet, da er eine Rolle bei der Dämpfung und Filterung von Rauschen im System spielt. Nach der Auswahl von (ω_n & ζ) oder alternativ (T_s & ζ), erfolgt die Feinabstimmung der Verstärkungen wie folgt [19]:

$$G_{pll}(s) = k_{p-pll} + \frac{k_{i-pll}}{s}, k_{p-pll} = \frac{2\omega_n\zeta}{V_{peak}}, k_{i-pll} = \frac{\omega_n^2}{V_{peak}} \quad (8)$$

Anhang A fasst die ausgewählten Parameter für die Studie zusammen.

4.1.3.4 Dynamische Leistungszuweisungsstrategie (Dynamic Power Allocation)

Die dynamische Leistungszuweisungsstrategie (englisch: Dynamic Power Allocation, DPA) ist ein dezentraler Ansatz zur Lastverteilung in DC-Mikronetzen, der durch die Regelung der DC-Spannung erreicht wird [20]. Diese Methode ist das Pendant zur Droop-Regelung in AC-Netzen, bei der die Lastverteilung über die Frequenzregelung erfolgt. DPA ist jedoch darauf ausgelegt, die dynamische Leistung zwischen den Einheiten des hybriden Netzboosters zu verteilen, also zwischen der GTA und dem BESS.

Das zugrunde liegende Prinzip der DPA ist, dass die Einheit mit schnelleren Dynamiken ihren Leistungssollwert über einen Hochpassfilter erhält, während die langsamere Einheit den Sollwert über einen Tiefpassfilter erhält. Diese Filter teilen sich die Zeitkonstante, sodass ihre kombinierte Ausgabe dem ursprünglichen Sollwert für die gesamte Anlage entspricht, auch während des Startvorgangs ($P^* = P_{BESS}^* + P_{SG}^*$), siehe Abbildung 4.6 ($k = 0$ & $\tau = 1,5$ s). Die Methode wurde für ein System aus einer Brennstoffzelle und einer Batterie implementiert, wobei die Batterie die schnelle Dynamik während des Startvorgangs der Brennstoffzelle liefert [21]. Die DPA-Methode wurde modifiziert und an das Netzbooster-System angepasst. Das BESS liefert die schnelle Dynamik, während die GTP für längerfristige Betriebsphasen zuständig ist.

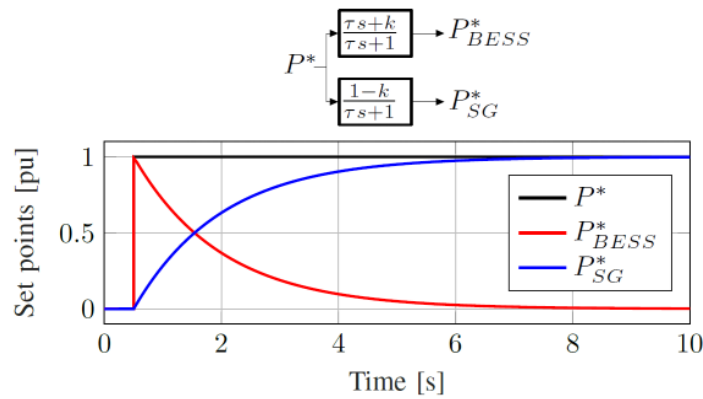


Abbildung 4.6: Grundstruktur der DPA und Beispielszenario

Wie zuvor erwähnt, erfasst das Governor-Turbinen-GAST-Modell lediglich Kleinsignal-Dynamiken, die aus zwei dominanten Zeitkonstanten bestehen: der Kraftstoffventilreaktion und der Turbinenantwort. Die Änderung der mechanischen Leistung im GAST-Modell erfolgt wesentlich schneller als in der Realität [9]. Dennoch wird das GAST-Modell verwendet, da die Modellierung des tatsächlichen Startvorgangs rechnerisch aufwendig ist und keinen wesentlichen Beitrag zum Regelungskonzept leistet. Ziel ist es, experimentell gemessene Parameter leicht in das Modell einfließen zu lassen. Die Gesamtreaktion der GTA (P_{GTA}/P_{GTA}^*) kann als Sprungantwort erster Ordnung angenähert werden, um die Regelungsentwurfsprozesse zu vereinfachen.

Die Zeitkonstante für die DPA-Regelung muss mindestens gleich oder länger als die der langsameren Einheit, also der GTA, sein [20]. Für die langsame Einheit des hybriden Netzboosters ist kein zusätzlicher Tiefpassfilter erforderlich, da ihre inhärent langsame Dynamik ausreichend ist. Stattdessen ist es entscheidend, die Dynamik des BESS so anzupassen, dass sie mit der langsameren Reaktion der GTA übereinstimmt.

Um die Stabilität zu gewährleisten, sieht die Standardregelung vor, dass äußere Regelkreise mit einer geringeren Geschwindigkeit als innere Regelkreise arbeiten. In der primären Frequenzregelung wird üblicherweise eine einfache proportionale Droop-Regelung eingesetzt, um die Einführung eines zusätzlichen äußeren Pols zu vermeiden, der Schwingungen verursachen könnte [22]. Wie in [23] festgestellt, muss die Änderungsrate des sekundären Reglers, der auf einer Zeitskala von Minuten arbeitet, deutlich langsamer sein als die der primären Regelung, die auf einer Zeitskala von Sekunden arbeitet. Daher wird für die GTA kein Tiefpassfilter mit einer Zeitkonstanten vergleichbar zur GTA als äußerer Pol hinzugefügt.

4.1.4 Simulation

Der in Abbildung 4.7 dargestellte Fall wird simuliert, um die Funktionalität des hybriden Netzboosters mit DPA zu demonstrieren. Der Fall ist wie folgt beschrieben: Elektrische Energie wird von einem Typ-4-Windpark ins Netz übertragen. Ein dreiphasiger Fehler mit einer Dauer von 80 ms wird simuliert, woraufhin das Schutzsystem die Übertragungsleitung an beiden Enden abschaltet.

Der hybride Netzbooster wird lokal aktiviert, basierend auf dem Signal, das den nahegelegenen Leistungsschalter auslöst. Die Aktivierung des hybriden Netzboosters erfolgt nach der Fehlerbeseitigung oder der Trennung der Leitung mit einer Verzögerung von 50 ms, um die geplante Leistungsübertragung über die Übertragungsleitung aufrechtzuerhalten.

Modell hybrider Netzbooster

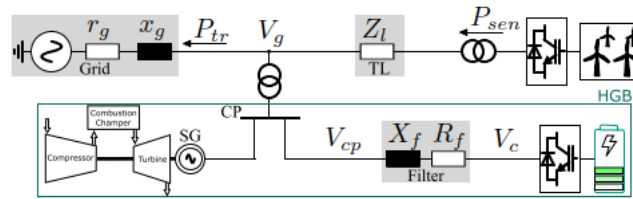


Abbildung 4.7: Hybriden Netzbooster und Punkt-zu-Punkt-Leistungsübertragung einer RES

Nach der Aktivierung liefert das BESS unmittelbar elektrische Leistung. Anschließend wird der SG mit dem Netz synchronisiert, und in diesem Moment wird der DPA-Mechanismus aktiviert, um die Last zwischen den Einheiten zu teilen. Schließlich übernimmt der SG die alleinige Leistungsabgabe, während das BESS herunterfährt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4.8 dargestellt.

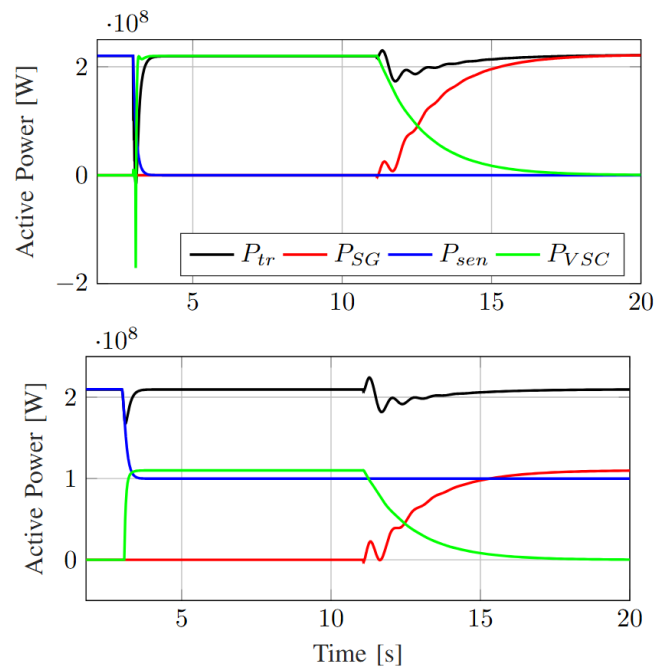


Abbildung 4.8: DPA-Test unter zwei Szenarien: 100 % und 50 % Verlust von P_{sen}

Die elektrische Modellierung und die Steuerungsentwürfe wurden in MATLAB Simulink umgesetzt, mit einer Echtzeit-Version, die für die OPAL-RT-Simulation entwickelt wurde. Der hybride Netzbooster zeigt seine Fähigkeit als kurative CMM, indem es nach dem Fehler schnell über die BESS-Einheit reagiert. Nach der Synchronisation des SG und der Aktivierung der DPA-Mechanismus treten Oszillationen in der abgegebenen Leistung auf, und es kommt zu Abweichungen von der geplanten Leistungsübertragung. Diese Abweichungen resultieren aus der vereinfachten Darstellung des GTA-Anlaufs als ein System erster Ordnung. In der Realität, mit dem langsameren tatsächlichen Anlauf des GTA, wären die Oszillationen weniger ausgeprägt und würden rasch abklingen. Dennoch sind diese geringfügigen Abweichungen oder die leicht erhöhte übertragene Leistung akzeptabel, solange sie innerhalb der TATL bleiben.

Der Sollwert des SG wird etwas über die fehlende übertragene Leistung hinaus angepasst, um die Verluste der Netzbooster-Anlage zu berücksichtigen. Wie zuvor beschrieben, wurden zusätzliche äußere PI-Regelkreise für die Regelung der Wirkleistung vermieden.

Das Szenario eines vollständigen Leistungsabfalls des Windparks wurde mit einer Dampfturbine wiederholt und in Echtzeit mit der OPAL-RT-Simulation verglichen. Abbildung 4.9 zeigt die übertragene Leistung unmittelbar nach der Aktivierung der DPA, wobei sowohl der SG als auch das BESS-Leistung liefern, was die Dynamik des Gesamtsystems widerspiegelt. Im simulierten Fall zeigte die Dampfturbine weniger Oszillationen als der GTA.

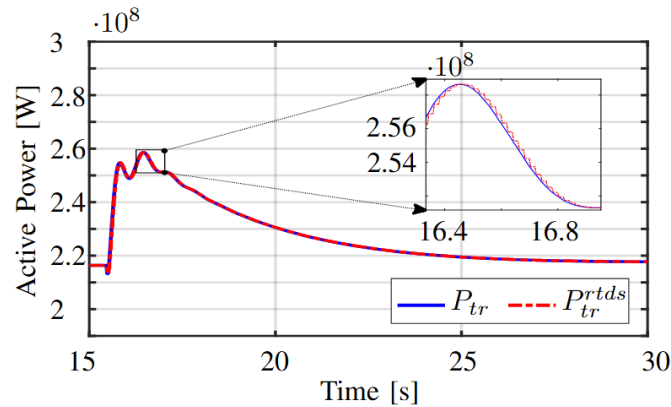


Abbildung 4.9: Benchmark für Offline- und Echtzeitsimulationen.

4.2 Beschreibung der Elektrolysemodelle

Im Rahmen des Projektes wurden unterschiedliche Elektrolysemodelle aufgebaut und auf die Eignung getestet. Die Elektrolyse kann im Rahmen des HydrogREenBoost Projektes separat betrachtet werden, da der interessantere Aspekt der Übergang zwischen Batteriespeicher und Turbine ist. Ein Elektrolyseur wird, falls dieser läuft, im Fehlerfall konstant gehalten, auf eine minimale Leistung geregelt oder ausgeschaltet. Dies geschieht mit den Rahmenbedingungen, welche vom Hersteller vorgegeben werden.

Energie-Bilanz Model:

Für viele Fragestellungen empfiehlt sich zunächst ein Energie-Bilanz-Ansatz, in den lediglich die Wirkungsgrade der Subsysteme und die elektrischen Leistungen eingehen. Die Elektrolyse wird den H₂-Speicher innerhalb einiger 10 Stunden füllen. Die zulässigen Dynamiken für kommerzielle Systeme können aus den Datenblättern der Hersteller entnommen werden. Besonders für Berechnungen langer Zeiträume eignen sich Energie-Bilanzen.

Dynamisches Model:

Der dynamischen Model-Ansatz wurde nach Guilbert et al. [24] aufgebaut. Anhand des Ladungstransportes kann durch das Faraday'sche Gesetz die H₂-Produktion, das benötigte Wasser und der Sauerstoff berechnet werden. Über die Verluste kann die Wärme ermittelt werden [25]. Das dynamische Modell eignet sich gut, um schnelle Änderungen in Strom und Spannung zu beschreiben. Das elektrische Ersatzschaltbild kann daher gut in das Modell des hybriden Netzboosters integriert werden. Hierdurch kann die Rückwirkung auf die anderen Systeme gezeigt werden. Bei diesem Ansatz werden lediglich wenige Sekunden betrachtet, weshalb Wärmemengen und H₂-Erzeugung nicht tiefergehend beschrieben wurden.

Elektrochemisches Model:

Der Elektrochemische Modellansatz wurde im Rahmen des Projektes geprüft und umgesetzt. Der Zusammenhang der Spannung und des Stromes wurde über die Nernst-Gleichung dargestellt [25]. Die Überspannungen teilen sich in ohmsche Verluste, Diffusions- und Aktivierungsverluste auf [25]. Die Stromdichte j wird durch die Butler-Volmer-Gleichung beschrieben. Der Ansatz wurde als nicht zielführend für dieses Projekt bewertet, da der Energie-Bilanz-Ansatz ausreichend ist, um eine übergeordnete Steuerung der Systeme zu realisieren und der dynamische Modell-Ansatz für die schnelle Änderung verwendet werden kann.

4.3 Systemauslegung

Den wichtigsten Eingangs-Parameter für die Systemauslegung stellt die nötige elektrische Leistung P_{el} . Anhand dieser Leistung kann durch Methoden, welche im Rahmen des Projektes hergeleitet wurden, das System ausgelegt werden.

Batteriespeichersystem:

Nach Gleichung (1) kann die Energie des BESS ausgelegt werden. Dabei wird definiert, dass die elektrische Leistung des BESS so groß sein soll, wie die elektrische Leistung der Gasturbine, um zu garantieren, dass zu jedem Zeitpunkt des Störfalles eine konstante Leistung ausgegeben werden kann.

H₂-Gasspeicher:

Der Gasspeicher wurde in unterschiedlichen Größen ausgelegt, um verschiedene Szenarien darzustellen.

Ohne Gasspeicher hängt die Turbinenversorgung vollständig vom Gasnetz ab, was Flexibilität und Sicherheit bei Störungen einschränkt. Alternativen mit 4 oder 12 Stunden H₂-Reserve bieten höhere Versorgungssicherheit, wobei 12 Stunden einen Betrieb ohne Gasnetz ermöglichen könnte.

Elektrolyse:

Die Auslegung der Elektrolyse kann anhand einer Energie-Bilanz hergeleitet werden. So kann anhand der Wirkungsgrade und der Zeiten die Leistung der Elektrolyse berechnet werden.

$$E_{H_2} = \frac{P_{GT} \cdot t_{GT}}{\eta_{GT}} = P_{El} \cdot t_{El} \cdot \eta_{El} \quad (9)$$

$$P_{El} = \frac{P_{GT} \cdot t_{GT}}{\eta_{GT} \cdot t_{El} \cdot \eta_{El}} \quad (10)$$

η_{El} des Elektrolyseurs kann aus unterschiedlichen Datenblättern verwendet werden. An dieser Stelle wird als Beispiel die 20 MW Scalum AEL von ThyssenKrupp Nucera mit 66.67 % Wirkungsgrad aufgeführt [26]. Die Siemens SGT5-8000H (450 MW) wird in der OCGT-Ausführung mit 41.2 % Wirkungsgrad angegeben (CCGT 62 %) [27]. Es wird an dieser Stelle angenommen, dass eine elektrische Turbinenleistung von P_{GT} von 500 MW vorliegt. Dies muss in der Realität von den verfügbaren Systemen, möglicherweise durch Kombination mehrerer Turbinen realisiert werden.

4.4 Auslegungs-Tool

Im Rahmen des HydrogREenBoost Projektes wurde ein Auslegungs-Tool anhand der in Kapitel 4.3 beschriebenen Gleichungen und Methoden entwickelt. Zusätzlich wurde eine Datenbank mit unterschiedlichen kommerziell verfügbaren Sub-Systemen integriert. Das Auslegungs-Tool kann anhand der Inputparameter die Investitionskosten (englisch: capital expenditure, CAPEX) der angelegten Umsetzungsvarianten und den Flächen- bzw. Volumenbedarf berechnen und darstellen. Außerdem wurde ein detaillierter CAPEX-Vergleich zwischen hybridem System und reinem Batterieaufbau inkludiert.

In dem Auslegungs-Tool wurde eine Funktion implementiert, welche die Kosten zwischen des hybriden Netzboosters mit einem Battery-Only-Netzbooster vergleicht. Dabei wird die mögliche gespeicherte Energiemenge von Null MWh bis hin zu fünf GWh variiert. Abbildung 4.10 zeigt hierfür die Kostenentwicklung. Die beiden roten Kennlinien stellen die reinen BESS-Kosten dar, während die blauen Kennlinien Best- und Worst-Case für die hybride Speicherlösung (HESS - hybrid energy storage system) anzeigen. Es wurden lediglich die CAPEX verglichen.

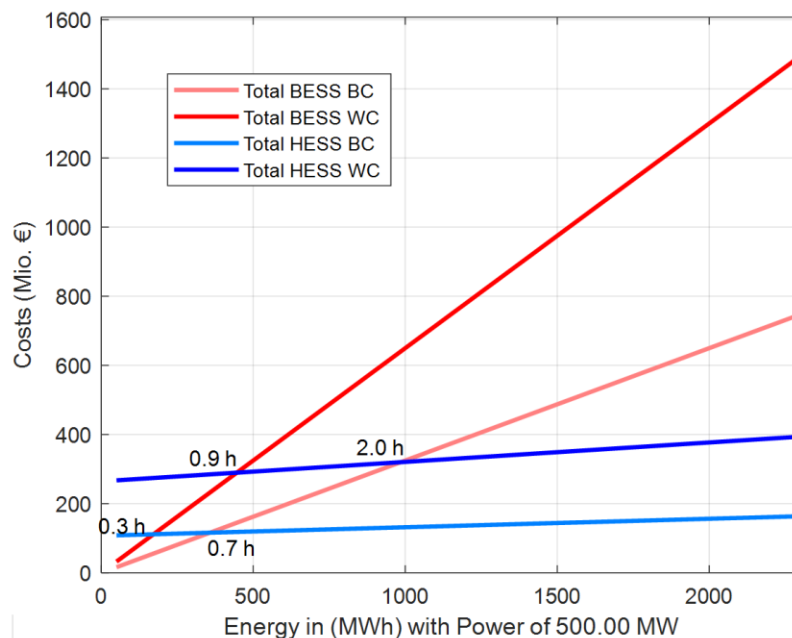


Abbildung 4.10: CAPEX zwischen einem hybriden Netzbooster als Battery-Only-Lösung

Es ist klar zu erkennen, dass das hybride System mit deutlich höheren Kosten beginnt, jedoch mit zunehmender zu speichernder Energiemenge einen signifikanten Kostenvorteil erreicht. Bereits nach zwei Stunden wird auch im Worst-Case HESS verglichen mit Best-Case BESS das hybride System günstiger. Dabei ist jedoch zu beachten, dass für eine fundierte Abwägung die Betriebskosten (englisch: operational expenditure, OPEX) und die unterschiedlichen Lebensdauern mit einbezogen werden müssen. Instandhaltungskosten sowie Strom- und Brennstoffkosten spielen dabei eine entscheidende Rolle.

5 Studie zur Netzdienlichkeit des hybriden Netzboosters

Im folgenden Kapitel werden die Methodik und die Ergebnisse der im Rahmen des Forschungsprojekts durchgeführten Studie zur Netzdienlichkeit des hybriden Netzboosters vorgestellt.

5.1 Netzanalyse Netzbooster-Einsatz

5.1.1 Grundlagen kurative Systemführung

Um die Betriebssicherheit aufrechtzuerhalten, folgen Netzbetreiber und auch netzplanerische Analysen dem (n-1)-Prinzip [2]. Dieses Prinzip stellt sicher, dass der Ausfall eines Netzelements oder einer Leitung nicht zu einer Überschreitung der thermischen Grenzwerte von Netzbetriebsmitteln führt. Nur durch Einhaltung der (n-1)-Sicherheit kann sichergestellt werden, dass ein Ausfall keine Überlastungen anderer Netzelemente zur Folge hat. Um den (n-1)-Status aufrechtzuerhalten, werden von den Netzbetreibern verschiedene vorbeugende Maßnahmen ergriffen.

Beim kurativen Ansatz des Netzbetriebs werden Maßnahmen ergriffen, nachdem der Fehler aufgetreten ist. Das bedeutet, dass die kurze Zeitspanne nach einem Fehler eines Betriebsmittels oder einer Leitungsanlage genutzt wird, in der die Temperatur der vorhandenen Netzelemente noch nicht kritisch hoch ist. Genau in dieser kurzen Zeitspanne können mehrere kurative Maßnahmen ergriffen werden, um eine unzulässige Überlastung der Netzelemente zu verhindern. Für die Umsetzung des Konzepts sind zwei verschiedene Parameter wichtig, die in der Regel in A, MVA oder MW angegeben werden [28]: Die Permanent Admissible Transmission Loading (PATL), die die dauerhafte Belastbarkeit eines Netzelementes beschreibt, ohne dessen kritische thermische Grenzen zu überschreiten, und die Temporary Admissible Transmission Loading (TATL), die die für einen bestimmten Zeitraum akzeptable Belastbarkeit eines Netzelementes beschreibt.

Beim präventiven Systembetrieb wird das Stromnetz kontinuierlich so betrieben, dass der PATL-Wert unter N-1-Bedingungen nicht überschritten wird. Beim kurativen Netzbetrieb werden Netzelemente bis zu ihren TATL-Werten betrieben. Reserven zwischen dem PATL- und dem TATL-Wert werden genutzt. Dadurch ist eine höhere Netzauslastung möglich. Darüber hinaus sind beide Parameter von der Temperatur und damit von den Wetterbedingungen abhängig. Daher hat ein Netzelement TATL- und PATL-Werte, die je nach Situation variieren.

5.1.2 Strommarkt Szenario-Daten

Um die Netzdienlichkeit und das Potential eines Netzbooster-Einsatzes zu werten, wurde in einer Netzanalyse ein zukünftiges Szenario für den Strommarkt gerechnet und bewertet. Die grundlegenden Szenario-Daten basieren auf dem Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023 (NEP 2037) [2]. Untersucht wurde die Netzdienlichkeit im sogenannten Szenario „B: Dekarbonisierung durch intensive Elektrifizierung“. Das Szenario setzt auf eine verstärkte direkte Elektrifizierung in allen Sektoren. H₂ wird nur für Anwendungen eingesetzt, bei denen eine direkte Elektrifizierung aus technischer Sicht unwahrscheinlich bis unmöglich erscheint. Effizienzsteigerungen beim Endenergiebedarf werden unter anderem durch einen Wechsel von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren zur Elektromobilität im Verkehrssektor, sowie Wärmepumpen im Heizungsbereich erreicht. Das Szenario beinhaltet einen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2037.

In der folgenden Tabelle sind die Erzeugungskapazitäten aus dem Jahr 2023 und für das verwendete Strommarktszenario 2037 für Deutschland erfasst.

Tabelle 5.1: Erzeugungskapazitäten des Strommarkt-Szenarios in GW

Angaben in GW	Energieträger	2023 [3]	Szenario 2037 [2]
Konventionelle Kapazität	Steinkohle	15,1	0
	Braunkohle	15,9	0
	Erdgas/ H ₂	32,0	>38,4 ³
	Öl	3,2	0
	Pumpspeicher	6,2	12,2
	Sonstige	4,9	1,0
	<u>Summe</u>	<u>77,3</u>	<u>>51,6</u>
Regenerative Kapazität	Wind - Onshore	61,9	158,2
	Wind - Offshore	8,9	58,5
	Photovoltaik	90,3	345,4
	Biomasse	10,0	4,5
	Wasserkraft	5,6	5,3
	Sonstige	1,0	1,0
	<u>Summe</u>	<u>177,7</u>	<u>572,9</u>

Hierbei ist ein deutlicher Zuwachs an regenerativen Erzeugungskapazitäten zu beobachten (bis 2037 verdreifach sich die Kapazität im Vergleich zu 2023). Gleichzeitig sinkt die konventionelle Erzeugungskapazität im Jahr 2037 um ein Drittel.

Die folgende Tabelle zeigt die Aufschlüsselung der Energiemengen des Strommarktszenario sowie des Strommarktes aus dem Jahr 2023 in Deutschland.

³Etwaige Reservekraftwerke sind in dieser Zahl nicht erfasst.

Tabelle 5.2: Strombedarf und -erzeugung des Strommarkt-Szenarios in TWh

Angaben in TWh	Energieträger	2023 [3]	Szenario 2037 [2]
Stromverbrauch	Bruttostromverbrauch	494,7	988,6
Handelsflüsse	Export	56,8	111,3
	Import	69,2	152,4
	<u>Saldo</u>	<u>-12,4</u>	<u>-41,1</u>
Konventionelle Erzeugung		216,4	43,1
Regenerative Erzeugung		265,9	903,3

Im Vergleich zu 2023 kommt es aufgrund neuer Stromverbraucher zu einer Verdopplung der Bruttostromnachfrage im Jahr 2037. Auch der Stromhandel mit den Nachbarländern Deutschlands steigt deutlich an. Dabei reduziert sich das Handelssaldo Deutschlands deutlich: im Szenario importiert Deutschland deutlich mehr Strom als heute. Die konventionelle Erzeugung wird im Jahr 2037 zum größten Teil aus Gaskraftwerken bereitgestellt. Die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen steigt bis 2037 um mehr als das Dreifache.

5.1.3 Netzausbauzustände

Für die Modellierung des Netzbooster-Einsatzes wurde unterschiedliche Netzausbauzustufen untersucht. Die Variationen des Referenznetzes enthalten neben dem heute bestehenden Übertragungsnetz auch weitere Netzausbau-Maßnahmen, die sich bereits in der Umsetzung befinden oder die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern zukünftig geplant werden.

Die unterschiedlichen Ausbaustufen des Höchstspannungsstromnetzes, welches die Übertragungsleitungen mit Spannungen von 220 kV und 380 kV umfasst, teilen sich wie folgt auf:

- Minimale Ausbaustufe "**BBP**" - Netzausbaustufe 1: gesetzlich festgeschriebene Maßnahmen des Bundesbedarfsplans, Stand 2023 (Bundesbedarfsplangesetz [29]).
- Fortgeschrittene Ausbaustufe "**vorIB**" - Netzausbaustufe 2: vorläufig als bestätigungsfähig klassifizierte Maßnahmen des NEP 2037 für das Szenario B2037 (aus „vorläufige Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur“, Stand: 08.09.2023 [30]).
- maximale Ausbaustufe "**ZN**" - Netzausbaustufe 3: im 2. Entwurf des NEP 2037 vorgeschlagenes Zielnetz der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber für das Szenario B2037.

Abhängig vom Ausbauzustand ergeben sich dadurch veränderte Lastflüsse und Auslastungszustände im Stromnetz.

Als Grundlage für die Abbildung des europäischen Stromnetznetzes werden, analog zum NEP 2037, Daten des Netzentwicklungsplans für das europäische Netz, den Ten-Year Network Development Plan 2022 [31], verwendet.

5.1.4 Überlastungen im Übertragungsnetz

Zur Bewertung der Auslastung des Stromnetzes werden in der Regel die maximale Auslastung (stündlich aufgelöst) und die Häufigkeit von Auslastungen über 100% im (n-1)-Fall untersucht [2]. Das bedeutet, dass Belastungen untersucht werden, in denen ein Ausfall eines Netzelements dazu führt, dass die maximale Auslastung einer Leitung über ihrer zulässigen Belastungsgrenze (100%) liegt. Diese Betrachtung ist wichtig, damit Systemsicherheit sichergestellt ist und bspw. keine Versorgungsunterbrechungen verursacht werden. In der folgenden Auswertung wird für die Bewertung der Netzauslastung die nicht transportierbare Energie (kurz: Engpassenergie) im (n-1)-Fall ermittelt. Die Engpassenergie errechnet sich für jeden einzelnen Stromkreis aus der Summe der stündlichen Leistung, die im (n-1)-Fall aufgrund einer Überlastung nicht übertragen werden kann. Ein Stromkreis mit einer sehr hohen Engpassenergie ist sehr hoch und häufig überlastet. Stromkreise, die seltener überlastet sind, weisen einen geringeren Wert auf. Betrachtet wird der Zeitraum des untersuchten Jahres im vorgestellten Szenario. Für die Netzmodellierung und Berechnung der Netzbelastung wurde die Software INTEGRAL 7 verwendet. INTEGRAL ist ein Werkzeug zur Planung von Stromversorgungsnetzen [32]. Im Rahmen der Analyse wurden die insbesondere die INTEGRAL-Berechnungsmodule für Lastflussberechnung und Ausfallsimulation/Ausfallapproximation verwendet. Die optimierte Einstellung von aktiven Netzelementen zur Leistungsflusssteuerung, wie bspw. Phasenschiebertransformatoren oder Konverterstationen von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindungen (HGÜ-Verbindungen), wurde im Rahmen einer Lastflussoptimierung parametrisiert.

Die folgende Abbildung zeigt die Engpassenergie der Wechselspannungs-Stromkreise (AC) im (n-1) Fall in der Netzausbaustufe *BBP*. HGÜ-Verbindungen sind nicht abgebildet. Diese weisen aufgrund ihrer Steuerbarkeit keine Überlastungen auf. Im Netzmodell und der Berechnung werden diese jedoch berücksichtigt.

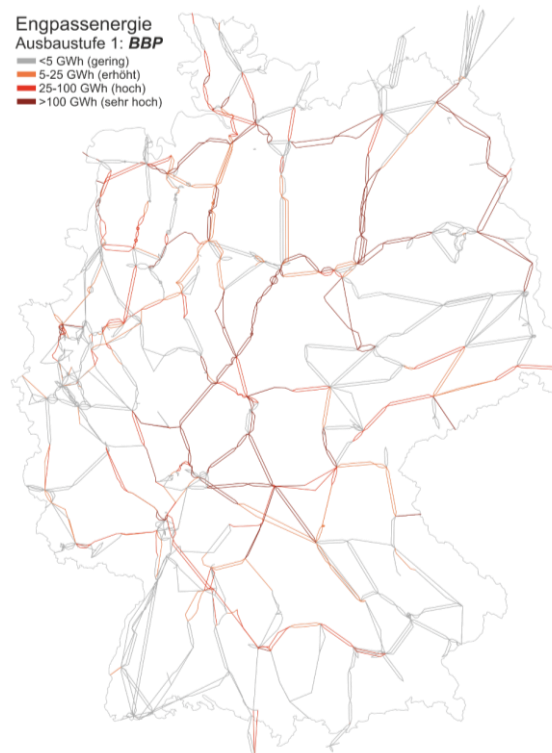


Abbildung 5.1: Engpassenergie Netzausbaustufe 1: BBP

In der Netzausbaustufe *BBP* lassen sich regionenübergreifende unzulässige Überlastungen erkennen. Diese treten insbesondere in Nord-Süd-Richtung auf. Bei einigen Stromkreisen, vor allem in Niedersachsen und Hessen, erreicht die Engpassenergie Werte von über 100 GWh im Jahr. Das würde bedeuten, dass ohne eine Verstärkung der Stromkreise mehr als 100 GWh Energie - beispielsweise erzeugt von Windenergieanlagen in der Nordsee - aufgrund der Überlastungen nicht über das Stromnetz transportiert werden könnten. Als Einordnung: heute entsprechen 100 GWh dem Jahresstromverbrauch von mehr als 30.000 Haushalten. Insgesamt lässt sich beobachten, dass 15.235 km der Stromkreise im BBP-Ausbauzustand einen Engpassenergie-Wert größer als 5 GWh aufweisen. Bezieht man das auf die Länge des gesamten BBP-Netzes weisen rund 33 % des betrachteten AC-Übertragungsleitungen unzulässige Überlastungen auf. Das Stromnetz ist also erheblich unterdimensioniert und erfüllt die Übertragungsanforderungen des Marktszenarios für das Jahr 2037 nicht.

In den Netzausbaustufen 2 und 3 reduzieren sich durch den umgesetzten Zubau von Netzverstärkungsmaßnahmen die Überlastungen im Übertragungsnetz. Die folgende Abbildung zeigt die Engpassenergie je Stromkreis in den beiden Netzausbaustufen.



Abbildung 5.2: Engpassenergie, Netzausbaustufe 2: vorlB (a) und 3: ZN (b)

Im Netzausbauzustand *vorlB* weisen 7.848 km Leitungen eine Engpassenergie von mehr als 5 GWh auf (ca. 15 % der Übertragungsleitungen), im Netzausbauzustand *ZN* sind es nur noch 5.275 km Leitungen (ca. 10 % des Übertragungsnetzes). Im Vergleich zum Netzausbauzustand *BBP* sinkt auch das Niveau der Engpassenergie deutlich. In der Netzausbaustufe *vorlB* liegt die Engpassenergie eines Großteils der überlasteten Leitungen zwischen 25 GWh und 100 GWh. In der Netzausbaustufe *ZN* zwischen

5 GWh und 25 GWh. Sehr stark überlastete Stromkreise sind nur noch sehr vereinzelt zu finden. Die höchsten Überlastungen liegen nach wie vor in Niedersachsen und Hessen.

5.1.5 Einsatz hybrider Netzbooster

Um den Einsatz und den Nutzen der hybriden Netzbooster im kurativen Systembetrieb zu bewerten, wurden basierend auf den im vorangehenden Kapitel berechneten Lastflüssen im Übertragungsnetz Redispatchberechnungen durchgeführt. Für die Berechnung des Redispatchbedarfs und der entsprechenden Kosten wurde das IAEW-Lastfluss-&-Redispatch-Tool der RWTH Aachen, Release 4.14, verwendet. Im Rahmen der Netzstudie wurden 19 unterschiedliche Standorte innerhalb und außerhalb der Regelzone der TransnetBW untersucht. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die untersuchten Standorte.

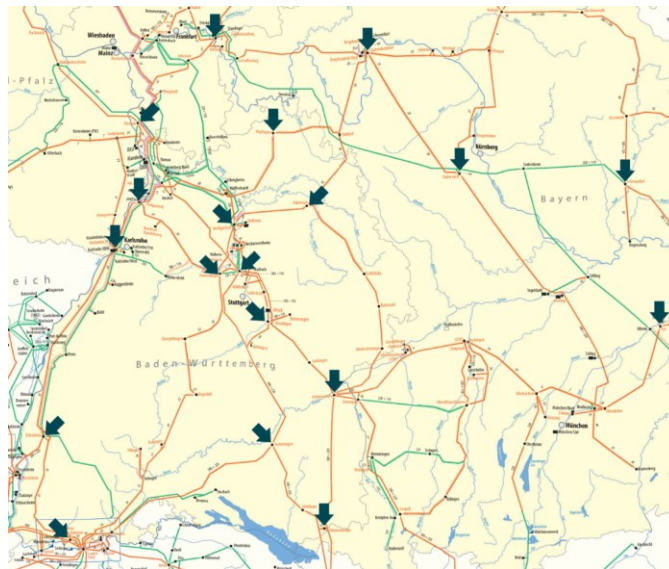


Abbildung 5.3: Untersuchte Netzbooster-Standorte in Süddeutschland

In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass sämtliche Netzbooster an Sammelschienen im 380-kV-Netz angeschlossen sind. Eine Evaluierung des Anschlusses auf den darunterliegenden Spannungsebenen wurde nicht vorgenommen.

Abbildung 5.4 zeigt die Redispatchvolumina der einzelnen Szenarien. Der Balken "RD" beinhaltet das Redispatchvolumen ohne kurativen Einsatz von Betriebsmitteln. Die Änderungen der Einspeisung von erneuerbaren Energiequellen sowie von Kraftwerken sind unabdingbar, um Netzengpässe zu vermeiden und die Netzstabilität zu gewährleisten. Der Balken "RD_cur" zeigt das Redispatchvolumen unter Berücksichtigung eines kurativen Systembetriebs an. Zu den eingesetzten Komponenten zählen unter anderem die Konverterstationen von HGÜ-Leitungen sowie, in Abhängigkeit vom Netzausbauzustand, bereits im NEP 2037 enthaltene Netzbooster. Das Redispatchvolumen dient als Referenzwert für die Bewertung der Einsatzszenarien der hybriden Netzbooster. Die Balken "+HGB500", "+HGB1000" und "+HGB1500" zeigen jeweils das Redispatchvolumen unter Berücksichtigung des Einsatzes eines hybriden Netzboosters mit den Leistungsklassen 500 MW, 1.000 MW bzw. 1.500 MW. Der rot markierte Teil des Balkens gibt die Spannweite des Redispatchvolumens in Abhängigkeit vom Standort des hybriden Netzboosters an (hier wurden alle 19 Standorte bewertet). Die mittlere Redispatch-Einsparung aller Standorte der jeweiligen Leistungsklasse im Vergleich zum Szenario "RD_cur" ist

Studie zur Netzdienlichkeit des hybriden Netzboosters

innerhalb der Balken dargestellt. Die Abbildung 5.5 dargestellten Ergebnisse zeigen die Redispatchkosten, welche aus den durchgeführten Berechnungen resultieren.

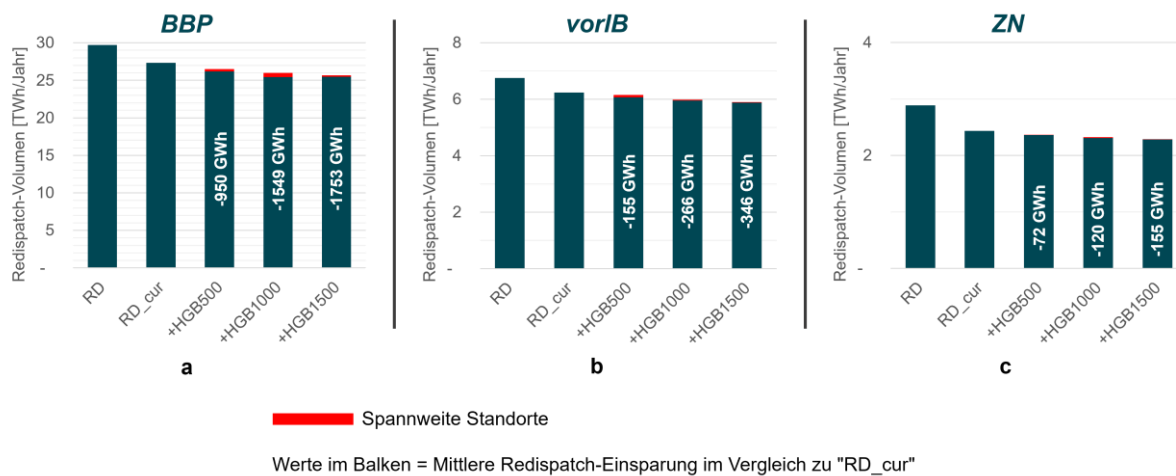


Abbildung 5.4: Optimierte Redispatch-Volumina, Netzausbaustufen BBP (a), vorIB (b) und ZN (c), Variationen der Leistung hybrider Netzbooster, Szenario B2037

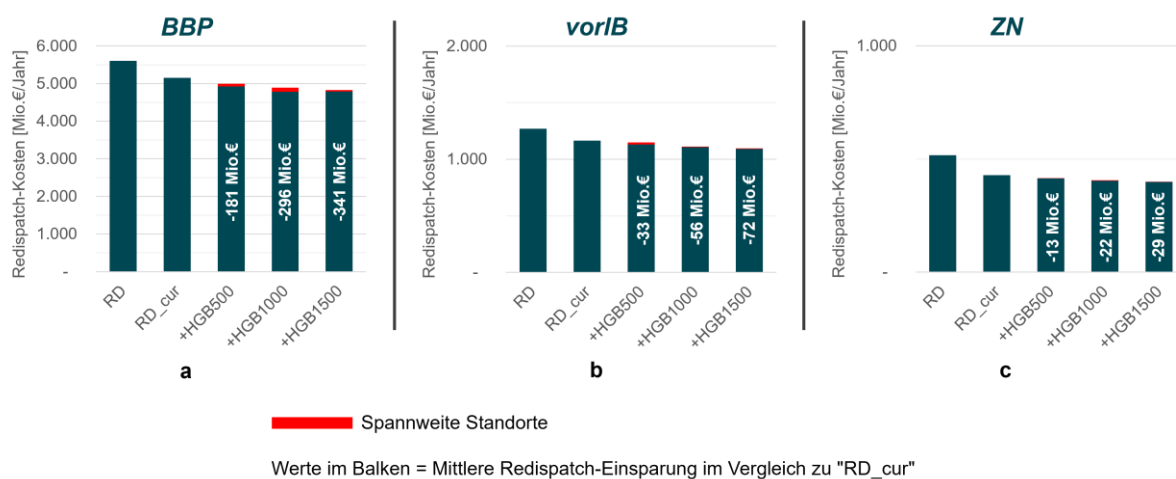


Abbildung 5.5: Optimierte Redispatch-Kosten, Netzausbaustufen BBP (a), vorIB (b) und ZN (c), Variationen der Leistung hybrider Netzbooster, Szenario B2037

In der Netzausbaustufe BBP wird ein Redispatchvolumen ohne kurativen Systembetrieb in Höhe von 29,7 TWh berechnet. Dies entspricht ca. 5,6 Mrd. Euro pro Jahr. Eine Reduktion des Redispatchvolumens auf 25,9 TWh bzw. der Kosten auf 5,2 Mrd. Euro kann durch den Einsatz des kurativen Systembetriebs erzielt werden. Die hybriden Netzbooster der 500-MW-Klasse ermöglichen eine mittlere Einsparung von rund 950 GWh bzw. 181 Mio. Euro. Eine Erhöhung der Leistung des hybriden Netzboosters auf 1.000 MW resultiert in einer Steigerung der mittleren Einsparung auf 1.549 GWh bzw. 296 Mio. Euro. Die maximale Ausbaustufe von 1.500 MW erreicht eine mittlere Einsparung von 1.753 GWh bzw. 341 Mio. Euro.

In der Netzausbaustufe vorIB wird ein präventives Redispatchvolumen von 6,8 TWh und 1,3 Mrd. Euro berechnet. Unter Berücksichtigung des kurativen Systembetriebs lässt sich das Redispatchvolumen auf 6,2 TWh bzw. 1,2 Milliarden. Euro reduzieren. Der Einsatz eines hybriden 500-MW-Netzboosters resultiert in einer mittleren Einsparung von 155 GWh bzw. 33 Mio. Euro. Eine 1.000-MW-Einheit ermöglicht eine

mittlere Reduktion von 266 GWh bzw. 56 Mio. Euro. Die größte Ausbaustufe von 1.500 MW führt zu einer mittleren Reduktion von 346 GWh bzw. 72 Mio. Euro.

Die Netzausbaustufe ZN bedingt Redispatchmaßnahmen in einer Höhe von 2,9 TWh und Kosten in Höhe von 520 Mio. Euro. Der kurative Systembetrieb erlaubt eine Reduktion auf 2,4 TWh bzw. 430 Mio. Euro. Der Einsatz eines hybriden Netzboosters mit einer Leistung von 500 MW resultiert in einer mittleren Einsparung von 72 GWh bzw. 13 Mio. Euro. In der 1.000-MW-Variante wird eine mittlere Einsparung von rund 120 GWh bzw. 22 Mio. Euro erzielt. Die 1.500-MW-Einheit führt zu einer mittleren Reduktion von 155 GWh bzw. 29 Mio. Euro.

Die Wirksamkeit eines hybriden Netzboosters in einem kurativen Systembetrieb, und damit das eingesparte Redispatchvolumen und die Kosten, ist maßgeblich durch den Ausbauzustand des Stromnetzes bestimmt. In absoluten Zahlen wird die größte Reduktion des Redispatchvolumens in der Netzausbaustufe BBP erzielt. In der maximalen Netzausbaustufe ZN ist der absolute Nutzen des hybriden Netzboosters hingegen deutlich geringer, wobei auch hier eine Verbesserung der Redispatchvolumina zu verzeichnen ist. Dies impliziert, dass auch in einem sehr gut ausgebauten Netz ein Nutzen durch den hybriden Netzbooster generiert werden kann.

Eine Gegenüberstellung der deutschlandweiten Redispatch-Einsparungen der untersuchten Standorte in Süddeutschland ergibt, dass sich keine eindeutige Empfehlung für einen Standort ableiten lässt. In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass Windenergieanlagen, welche als Gegenpol zum Netzbooster fungieren, nördlich der Engpässe positioniert sein müssen, beispielsweise in der Nordsee. Folglich lässt sich eine signifikante Reduktion der erforderlichen Redispatch-Maßnahmen beobachten, sofern der Netzbooster südlich der in Abbildung 5.1 und Abbildung 5.2 dargestellten Überlastungskorridore verortet wird. Diese Schlussfolgerung lässt sich jedoch nur im Kontext des deutschlandweiten Nutzens ziehen. Sofern jedoch spezifische regionale Überlastungen durch den Einsatz eines Netzboosters behoben werden sollen, kann auch die regionale Verortung in Süddeutschland eine entscheidende Rolle spielen. Dies war jedoch nicht Gegenstand dieser Netzstudie. Des Weiteren lässt sich feststellen, dass der Nutzen einer Verstärkung einer an einem Standort implementierten Netzboosteranlage im Vergleich der Leistungsklassen lediglich unterproportional zur Leistungserhöhung ansteigt. Für die nachfolgenden Untersuchungen wird daher die Ausbaustufe mit 500 MW detailliert analysiert. Hierbei handelt es sich ebenfalls um eine übliche Größenordnung für eine Gasturbine.

5.2 Einsatzoptimierung Regelreserve

5.2.1 Einsatzoptimierung Regelleistung

Im Rahmen der Forschung im Projekt wurde ein Werkzeug entwickelt, das eine Bereitstellung von Regelreserve durch einen hybriden Netzbooster optimiert. Das Werkzeug wurde in der Programmierumgebung MATLAB, Version R2023a, entwickelt.

Das entwickelte Werkzeug berechnet für jeden Marktblock des Regelreservemarktes die optimal anzubietende Regelleistung jeder untersuchten Systemkomponente in Bezug auf die Erlöse. Dabei wird berücksichtigt, dass die Systemkomponenten Regelleistung nur in Höhe der nicht für die kurative Systemführung reservierten Leistung anbieten können. Eine Aufteilung der vermarkteten Leistung der Komponenten auf mehrere Produkte am Regelreservemarkt ist möglich.

Das Werkzeug bietet verschiedene Parametrierungsmöglichkeiten. Es können Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) angeboten werden. PRL muss sowohl in positiver als auch in negativer Richtung angeboten werden (1 Produkt), und die Vergütung erfolgt auf Basis des Leistungspreises. Für SRL und MRL sind die Märkte in positive und negative Richtungen getrennt (insgesamt 4 Produkte), und die Vergütung orientiert sich am entsprechenden Leistungspreis sowie dem Erlös, der sich aus der abgerufenen Arbeit berechnet. Regelarbeit kann im Werkzeug nur in Verbindung mit Regelleistung angeboten werden. Ein gesonderter Regelarbeitsmarkt wurde in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt.

Die folgende Tabelle beschreibt die wichtigsten Parameter-Einstellungen der Regelreserve-Einsatzoptimierung des hybriden Netzboosters:

Tabelle 5.3: Parameter Werkzeug Einsatzoptimierung Regelreserve

	Parameter	Wertebereich	Einheit
Systemkomponenten	Leistung hybrider Netzbooster	$\mathbb{R} \in \{0, \dots, \infty\}$	MW
	Energiekapazität Batteriespeicher	$\mathbb{R} \in \{0, \dots, \infty\}$	MWh
	Leistung Gasturbine	$\mathbb{R} \in \{0, \dots, \infty\}$	MW
	Hochfahrgeschwindigkeit Gasturbine	$\mathbb{R} \in \{0, \dots, \infty\}$	MW/Min.
	Leistung Elektrolyseur	$\mathbb{R} \in \{0, \dots, \infty\}$	MW
	Anschluss Gasnetz	ja/nein	-
	H ₂ -Speicher	$\mathbb{R} \in \{0, \dots, \infty\}$	MWh
Regelleistungs-markt	Marktliche Regelleistungsblockgröße	$\mathbb{N} \in \{1, \dots, 4\}$	Stunden
	Berücksichtigung PRL	ja/nein	-
	Berücksichtigung SRL	ja/nein	-
	Berücksichtigung MRL	ja/nein	-
	Max. Anteil Regelleistungsmarkt	$\mathbb{R} \in \{0, \dots, 100\}$	%
Regelarbeits-markt	Abrufwahrscheinlichkeit Regelarbeit	$\mathbb{R} \in \{0, \dots, 100\}$	%

Das Optimierungsziel besteht in der Maximierung der Erlöse, die durch die Vermarktung von Regelleistung und Regelarbeit erzielt werden können. Dabei ist zu beachten, dass für die Bereitstellung von PRL eine Aktivierungszeit von 30 Sekunden, für SRL von 5 Minuten und für MRL von 12,5 Minuten eingehalten werden muss. Der Parameter „maximaler Marktanteil am Regelleistungsmarkt“ begrenzt die durch alle Systemkomponenten bereitstellbare Regelleistung. Die Aufteilung der bereitgestellten

Regelleistung auf die verschiedenen Komponenten wird innerhalb der Optimierung berechnet.

Im Rahmen der Berechnung wurde keine Optimierung des Ladezustandes des Batteriespeichers durchgeführt. Um jedoch die jeweiligen Ladezustände realisierbar zu gestalten, plant das Werkzeug zwischen allen Marktböcken in denen Regelleistung angeboten wird, sowie vor und nach jedem Marktblock für die Vorhaltung im kurativen Redispatch einen zusätzlichen Marktblock für das Lademanagement der Batterie (Laden/Entladen auf den Sollzustand des nächsten Marktblocks). Die Wahl der entsprechenden Marktblocks für das Lademanagement wird dabei optimiert.

Die Abrufwahrscheinlichkeit der Regelarbeit gibt an, welcher Anteil der im Szenario angefragten Regelenergie von den betrachteten Systemkomponenten angefordert wird.

5.2.2 Modellierung Bereitstellung Regelreserve

Für die Bewertung der potenziellen Bereitstellung von Regelreserve wurden unterschiedliche Szenarien untersucht. Der maximale Marktanteil am Regelleistungsmarkt wurde für alle Szenarien auf 20 % gesetzt. Die Systemkomponenten können also gemeinsam max. 20 % der stündlich abgefragten Regelleistung bereitstellen. Die variablen Betriebs- und Wartungskosten (Variable Operation and Maintenance Costs, VOM) der Gasturbine werden gemäß den Daten des Strommarkt-Szenarios hinterlegt. Für den Batteriespeicher und potenziellen Elektrolyseur werden für die VOM-Kosten die stündlichen Großhandelsstrompreise (also exklusive Netznutzungsentgelte, Steuern und Abgaben, Vertriebskosten) bis zum Quantil Q_{0,985} des Markt-Szenarios erfasst. Das Quantil Q_{0,985} repräsentiert dabei den Preis, der in 98,5 % der Fälle nicht überschritten wird. Damit werden extreme Werte nicht berücksichtigt, was eine realistische Einschätzung der VOM-Kosten ermöglicht. In allen Szenarien wurde PRL, SRL als auch MRL berücksichtigt. Um die Lebensdauer und Leistungsfähigkeit der Batterie zu erhalten, darf der Ladezustand des Batteriespeichers nicht unterhalb von 10 % liegen.

Im Rahmen dieser Analyse wurde keine Prognose für die Entwicklung des Bedarfs an Regelreserve sowie deren zukünftiger Vergütung erstellt. Als Datengrundlage wurden historische Daten aus dem Jahr 2023 für Deutschland hinzugezogen [33] [34] [35]. Dabei wurden Extremwerte bei der Vergütung außerhalb von festgelegten Quantilen nicht betrachtet (Parameter „Extremwert-Glättung Vergütung“). Die Daten wurden auf eine stündliche Basis skaliert. Für die Regelarbeit wurde auf Basis der historischen Daten ein stündlicher volumengewichteter Arbeitspreis berechnet.

In der folgenden Tabelle werden die betrachteten Szenarien für einen 500 MW hybriden Netzbooster vorgestellt. Dabei wird die Leistung der Gasturbine ebenfalls auf 500 MW gesetzt, die für Regelreserve verfügbare Energiekapazität des Batteriespeichers wird auf 160 MWh berechnet (basierend auf Gleichung (1)).

Tabelle 5.4: Parameter Werkzeug Einsatzoptimierung Regelreserve

Parameter	Szenario				
	RR-1	RR-2	RR-3	RR-4	RR-5
Energiekapazität Batteriespeicher	160 MWh	160 MWh	160 MWh	160 MWh	160 MWh
Leistung Gasturbine	500 MW	500 MW	500 MW	500 MW	500 MW
Leistung Elektrolyseur	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Anschluss Gasnetz	ja	ja	ja	ja	ja
H ₂ -Speicher	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh
Marktliche Regelleistungsblockgröße	1 Stunde	1 Stunde	1 Stunde	1 Stunde	4 Stunden
Abrufwahrscheinlichkeit Regelarbeit	2%	2%	0%	5%	2%
Extremwert-Glättung Vergütung	2%	10%	2%	2%	2%

Die aggregierten Erlöse für Regelleistung und Regelarbeit in den verschiedenen Szenarien ergeben sich wie folgt:

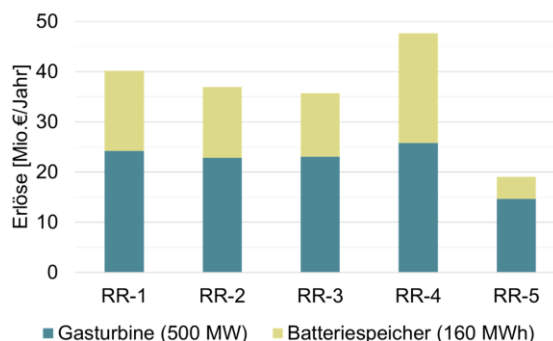


Abbildung 5.6: Gegenüberstellung potenzieller Erlöse eines 500 MW hybrider Netzbooster

Im Szenario RR-1 ergeben sich für die Gasturbine und den Batteriespeicher potenzielle Erlöse von 40 Mio. Euro pro Jahr. Vergleicht man das Szenario RR-1 mit den anderen Szenarien können folgende Schlussfolgerungen abgeleitet werden:

- Szenario RR-2: Wird die Vergütung für Regelleistung und Regelenergie zusätzlich geglättet (10% der Extremwerte werden aus dem Beobachtungsbereich entfernt), sinken die Erlöse auf 37 Mio. Euro pro Jahr.
- Szenario RR-3: Wird keine Regelarbeit abgerufen, sinken die Erlöse auf 36 Mio. Euro.
- Szenario RR-4: Wenn die Abrufwahrscheinlichkeit für Regelarbeit auf 5 % steigt, erhöhen sich die Erlöse auf 48 Mio. Euro.

- Szenario RR-5: Mit einer marktlichen Regelleistungsblockgröße von 4 Stunden und damit auch einer deutlich geringeren Flexibilität am Regelreservemarkt, verringern sich die Erlöse auf 19 Mio. Euro. Dabei erwirtschaftet insbesondere der Batteriespeicher deutlich weniger.

Zusätzlich zu den bereits aufgeführten Szenarien wurde auch der Preisverfall von negativer Regelleistung und Regelarbeit untersucht. Dieses Szenario ist aufgrund eines zukünftig deutlich höheren Anteils erneuerbarer Energien am Regelreservemarkt denkbar. Reduzieren sich die Vergütungen für SRL und MRL um 50 %, erwirtschaften die Anlagenkomponenten 37 Mio. Euro. Bei dem Batteriespeicher ist zu beobachten, dass dieser deutlich mehr positive Regelleistung anbietet. Der Preisverfall hat einen besonders signifikanten Einfluss auf das Erlöspotenzial von Elektrolyseuren. Je weniger ein Elektrolyseur am Markt eingesetzt wird, desto weniger positive Regelleistung kann er anbieten, was zu einem deutlichen Rückgang der Erlöse führt.

Für die folgenden Analysen werden die Parametereinstellungen des Szenarios RR-1 als Grundlage für Berechnung des Erlöspotentials verwendet. Eine Bewertung unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen findet im Kapitel 7 statt.

5.3 Weitere systemdienliche Einsatzmöglichkeiten

Neben dem Netzbooster-Einsatz und der Bereitstellung von Regelreserve sind weitere systemdienliche Einsatzmöglichkeiten sinnvoll.

Bereitstellung von Blindleistung

Hybride Netzboosteranlagen bieten eine vielversprechende Möglichkeit, zur Stabilisierung der Netzfrequenz sowie zur Spannungshaltung beizutragen. Dies wird insbesondere in Zukunft eine große Herausforderung sein, da der Anteil erneuerbarer Energien am Energiemix weiter ansteigen wird. In den Untersuchungen zur Spannungshaltung und -stabilität des NEP 2037 wird für die Regelzone der TransnetBW ein stationärer Zubaubedarf von 0,8 bis 1,2 Gvar zur Spannungsabsenkung ausgewiesen. Des Weiteren wird ein stationärer Zubaubedarf von 3,4 bis 4,5 Gvar zur Spannungserhöhung sowie ein regelbarer Zubaubedarf von 1,6 bis 1,8 Gvar ausgewiesen [36]. Die Umsetzung der Systemkomponenten eines hybriden Netzboosters als rotierende Phasenschieberanlage oder Static Synchronous Compensator (STATCOM) ermöglicht die Bereitstellung stationärer sowie regelbarer Blindleistung. Die Bereitstellung von Blindleistung kann dabei durch die Stromrichter des Batteriespeichers erfolgen. Für die gleichzeitige Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung muss die Scheinleistung der Stromrichter entsprechend dem regionalen Blindleistungsbedarf höher dimensioniert werden. Die Gewährleistung eines signifikanten Beitrags der Gasturbine zur Spannungshaltung erfordert die Möglichkeit des Betriebs als rotierender Phasenschieber. Der Betrieb des Synchrongenerators der Turbine im Leerlauf erlaubt die Erzeugung von Blindleistung ohne gleichzeitige Wirkleistung. Wird die Gasturbine phasenschieberfähig ausgelegt, ist mir zusätzlichen Projektkosten zu rechnen.

Bereitstellung von Momentanreserve

Darüber hinaus können die Systemkomponenten eines hybriden Netzboosters einen Beitrag zur Frequenzstabilität leisten. Nach einer großräumigen Störung im Stromnetz können die Systemkomponenten Momentanreserve bereitstellen und damit den Frequenzgradienten bei einem Wirkleistungsungleichgewicht begrenzen. Im Bericht zur Bewertung der Systemstabilität des NEP 2037 fordern die Übertragungsnetzbetreiber, zukünftig erschließbare Potenziale zur Erbringung von

Momentanreserve zwingend zu nutzen [36]. Sind die Wechselrichter des Batteriespeichers des hybriden Netzboosters entsprechend netzdienlich ausgelegt, kann entsprechend Momentanreserve bereitgestellt werden. Wird die Gasturbine phasenschieberfähig ausgelegt, kann diese ebenfalls Momentanreserve bereitstellen und ihre Einsatzmöglichkeiten im Netz werden weiter erhöht.

Schwarzstartfähigkeit

Wenn der Batteriespeicher geladen ist, könnte dieser als Anfahrhilfe für die Gasturbine genutzt werden. Damit wäre ein hybriden Netzboosters auch schwarzstartfähig. Der Netzwiederaufbau, d.h. die Wiederherstellung der Netzstabilität nach einem großflächigen Stromausfall, erfordert den Einsatz von schwarzstartfähigen Anlagen. Auch diese Systemdienstleistung wird in Zukunft an Bedeutung gewinnen [33]. Schwarzstartfähige Kraftwerke sind ein wichtiger Sicherheitsmechanismus für die Redundanz und Resilienz des Stromnetzes.

Bereitstellung gesicherter Leistung

Der geplante Ausstieg aus der Kernenergie und der Nutzung von Kohle erfordert den Aufbau flexibler Anlagen, die gesicherte Leistung bereitstellen können. Diese Anlagen müssen in der Lage sein, die Schwankungen auszugleichen, die durch den Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Wind und Sonne entstehen. Vor allem in Zeiten, in denen weder Wind weht noch die Sonne scheint, der so genannten Dunkelflaute, ist gesicherte Leistung unverzichtbar. Nur mit ausreichend gesicherter Leistung kann die Stromversorgung in solchen Situationen aufrechterhalten werden. Ein hybriden Netzboosters stellt mit einem Batteriespeicher und einer Gasturbine gesicherte Leistung zur Verfügung. Werden die Systemkomponenten an einem „systemdienlichen“ Standort platziert, können sie eine wichtige Rolle in einer möglichen Kraftwerksstrategie (Gasturbine) oder auch in zukünftigen Kapazitätsmärkten (Batteriespeicher und Gasturbine) spielen [37].

Anmerkung zur Bewertung der weiteren Einsatzmöglichkeiten

Da zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie noch kein marktbasiertes Beschaffungssystem für Blindleistung und Momentanreserve oder ein definiertes Vergütungskonzept für einen möglichen Kapazitätsmarkt vorlag, wurden im Rahmen dieser Studie kein zusätzlicher Nutzen monetarisiert. Es ist jedoch absehbar, dass die vorgestellte Erweiterung der Funktionalität von hybriden Netzboosteranlagen auf die genannten Einsatzzwecke erhebliche systemdienliche und auch wirtschaftliche Vorteile mit sich bringen wird. Dabei werden die genannten Einsatzmöglichkeiten in Zukunft eine wichtigere Rolle in Deutschland einnehmen. In der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz veröffentlichten „Roadmap Systemstabilität“ wurden bereits entsprechende Rahmenbedingungen festgelegt und Maßnahmen entwickelt [38].

6 Datensammlung für die Umsetzungskonzepte

6.1 Recherche zu den Komponenten

Im Rahmen des Projekts wurden umfassende Recherchen durchgeführt, um den aktuellen Stand der Technik der eingesetzten Komponenten zu ermitteln und eine fundierte Grundlage für die Simulation des Gesamtsystems zu schaffen. Der erste Schritt bestand darin, gezielt Daten- und Produktblätter zu den einzelnen Komponenten bzw. Subsystemen zu recherchieren, um simulationsrelevante Parameter zu identifizieren und die technischen Möglichkeiten präzise abzubilden. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen wurden im zweiten Schritt spezifische Eingangsgrößen für die Simulation definiert und ggf. ergänzt. Zur Validierung dieser Parameter wurden anschließend relevante Studien und weiterführende Literatur systematisch gesichtet, um aktuelle Entwicklungen und Technologietrends zu erkennen. Abschließend erfolgte eine Kontaktaufnahme mit führenden Herstellern und Forschungseinrichtungen, um Experteninterviews durchzuführen. Der Austausch mit branchenspezifischen Expert ermöglichte vertiefte Einblicke in die technische Umsetzbarkeit und führte zur Identifikation weiterer entscheidender Details, die den aktuellen Kenntnisstand zum Thema nochmals erweitern.

6.1.1 Wasserstofffähige Gasturbine

Wasserstofffähige Gasturbinen gelten als Schlüsseltechnologie, um die Energieversorgung nachhaltig zu gestalten und die CO₂-Emissionen zu senken. Sie können sowohl Erdgas als auch H₂ verbrennen, was sie besonders flexibel für die Energiewende macht. Der Vorteil liegt darin, dass sie konventionelle Energiequellen mit grünen Alternativen kombinieren und so als Brückentechnologie dienen können. Diese Gasturbinen lassen sich für zukünftige Betriebsumstellungen von Erdgas auf H₂ umrüsten, ohne dass größere strukturelle Änderungen erforderlich sind.

Übersicht ausgewählter Gasturbinen-Arten

Eine Open Cycle Gas Turbine (OCGT) ist ein Typ von Gasturbinenkraftwerk, die in einem offenen Kreislauf arbeitet. Dabei wird die Luft aus der Umgebung angesaugt, in der Turbine mit einem Brennstoff (z. B. Erdgas oder Diesel) verbrannt, und die heißen Abgase treiben die Turbine an. Die Energie wird in einem Generator in Strom umgewandelt, und die Abgase werden direkt in die Atmosphäre abgeführt. Es gibt keinen weiteren Prozess, um die Abwärme zu nutzen [39].

Combined Cycle Gas Turbine (CCGT - Kombinierte Gasturbine) beschreibt ein effizientes System zur Stromerzeugung, das sowohl eine Gasturbine als auch eine Dampfturbine integriert. Der kombinierte Prozess nutzt die Energiequellen effektiver als einfache Gasturbinen [39].

Übersicht der technischen Parameter

Im Rahmen der technischen Datensammlung zu H₂-Gasturbinen konnten insgesamt vier Hersteller für wasserstofffähige Gasturbinen identifiziert werden. Anhand der technischen Daten ließen sich folgende anlagenspezifische Parameter bestimmen, die als Eingangsparameter für die Simulation sowie für die Bewertung der Umsetzungsvarianten relevant sind (siehe Tabelle 6.1).

Tabelle 6.1: Übersicht der relevanten Parameter für die technische Bewertung

Recherchierte Parameter	Einheit, Bemerkung
Leistung	[MW], Zielparameter: 500 MW
Elektrische Effizienz	[%]
Hochfahrgeschwindigkeit	[MW/min]
Netz-Synchronisation-Zeit	[min]
Lebensdauer	[a]

Im Folgenden werden die einzelnen Parameter erläutert:

Leistung: Die Leistung der Gasturbine beschreibt die Fähigkeit, innerhalb einer bestimmten Zeitspanne eine bestimmte Energie bereitzustellen. Sie ist ein zentraler Begriff in der Technik und wird häufig als Maß für die Effizienz und Effektivität einer Anlage verwendet.

Elektrische Effizienz: Dieser Parameter gibt an wie effizient die Turbine den zugeführten Brennstoff in elektrische Energie umwandelt. Ein höherer Wirkungsgrad bedeutet, dass ein größerer Anteil der im Brennstoff enthaltenen Energie in nutzbaren Strom umgesetzt wird, was zu einer höheren Prozesseffizienz und niedrigeren Betriebskosten führt.

Ramp-Up Zeit bzw. Hochfahrgeschwindigkeit: Diese Kennzahl gibt an, in welchen Zeitraum (min) eine Anlage ihre Leistung (MW) erhöhen kann. Die Hochfahrgeschwindigkeit wird entsprechend in Megawatt pro Minuten (MW/min) angegeben. Ein hoher Wert bedeutet eine schnellere Anpassung der Leistung, was insbesondere in Energiemärkten oder für die Netzstabilität entscheidend sein kann.

Netz-Synchronisation-Zeit: Die Zeit, die die Turbine benötigt, um sich mit dem Stromnetz zu synchronisieren und stabil ans Netz angeschlossen zu werden, gemessen in Minuten. Kürzere Synchronisationszeiten erlauben eine schnellere Inbetriebnahme der Turbine, was im Fall von Spitzenlasten und plötzlichen Nachfrageschwankungen entscheidend sein kann. Gespräche mit Herstellern und Experten haben ergeben, dass die Synchronisationszeit einer Gasturbine ~ 10 Min beträgt.

Lebensdauer: Gespräche mit Herstellern und Experten haben ergeben, dass die Lebensdauer einer Gasturbine ~ 25 Jahre beträgt. In Abbildung 6.1 ist Analyse der technischen Kennzahlen der recherchierten Datenblätter dargestellt. Eine Übersicht der Hersteller und deren Kennzahlen sind in Anhang B dargestellt.

Datensammlung für die Umsetzungskonzepte

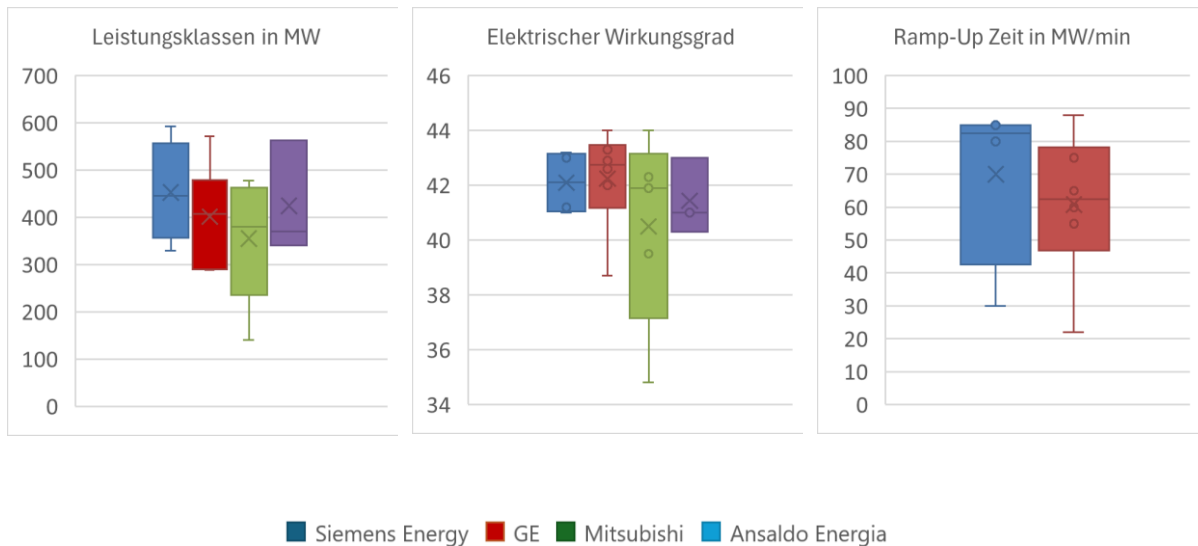


Abbildung 6.1: Übersicht technischer Parameter wasserstofffähiger Gasturbinen.

Aus der Liste recherchierten Gasturbinen wurden insgesamt drei geeignete Best-Fit Modelle ausgewählt, die als Referenz für die technischen Eingangsparameter der Simulation herausgezogen wurden. Die ausgewählten Modelle mit den entsprechenden Kennzahlen sind im Folgenden aufgelistet.

Tabelle 6.2: Übersicht der technischen Parameter wasserstofffähiger Gasturbinen.

Hersteller	Typ	Leistung	Elektrische Effizienz	Ramp-Up Zeit
Siemens Energy [40]	SGT5-9000HL	593 MW	43%	85 MW/min
GE [41]	9HA.02	571 MW	44%	88 MW/min
Ansaldo Energia [42]	GT36	563 MW	43%	-

Anhand der Best-Fit Modelle wurden anschließend die Eingangsparameter für drei Simulation-Varianten interpoliert. Als Referenzgröße wurde eine Anlagenleistung von 500 MW gewählt und entsprechend die Ramp-Up Zeit skaliert. Eine Übersicht der Varianten mit entsprechenden Eingangsparametern ist in der nachfolgenden Tabelle 6.3 dargestellt.

Spezifische Kosten

Die spezifischen Kosten von OCGT- und CCGT-Gasturbinen hängen von mehreren Faktoren ab, die bei der Recherche und Bewertung berücksichtigt werden müssen. Gespräche mit Herstellern und Experten haben gezeigt, dass ein signifikanter Unterschied zwischen den reinen Komponentenpreisen ab Werk und den Gesamtkosten eines installierten Systems besteht. Dabei müssen zusätzliche Faktoren wie Transport, Installation und Integration in die bestehende Infrastruktur einbezogen werden.

Turbinenkosten (Equipment-Only)

Für die Investitionskosten von Gasturbinen können laut „Gas Turbine World Handbook 2024“ in einem Preisrahmen von 100 – 300 Euro/kW angegeben werden [43].

Kosten für die Projektierung

Für die Projektierung einer großen Turbine fallen neben den Investitionskosten noch weitere kostenintensive Punkte an, welche für die Wirtschaftlichkeitsberechnung erfasst werden müssen. So entstehen zu Beginn weitere Planungs- und Entwicklungskosten, Standortanalysen, Ingenieursdienstleistungen, Genehmigungsverfahren sowie technische Studien und Versorgungskonzepte. Im Rahmen der Beschaffung müssen zudem weitere Transportkosten sowie mit der Turbine verbundene Anlagen berücksichtigt werden. Anhand von existierenden Projekten konnten für diese zusätzliche Kosten ein Faktor von 2-3 abgeleitet werden [43] [44].

Kosten für den Betrieb und die Wartung (OPEX)

Für die Betriebsausgaben und die operativen Kosten wurden zwischen 2-3 % des CAPEX pro Jahr auf Grundlage von Studien angenommen [45].

Tabelle 6.3: Eingangsparameter der Simulationsvarianten H₂-Turbinen

Leistung:	500 MW	1.000 MW	1.500 MW
Elektrischer Wirkungsgrad:	43 %	43 %	43 %
Ramp-Up Zeit:	72 MW/min	143 MW/min	215 MW/min
Netz-Synchronisation	10 min	10 Min	10 Min
Equipment only	50 – 150 Mio. Euro	100 – 300 Mio. Euro	150 – 450 Mio. Euro
Projektierungskosten	Faktor 2-3 x Turbinenkosten		
OPEX	1 – 3 Mio. Euro pro Jahr	2 – 6 Mio. Euro pro Jahr	3 – 9 Mio. Euro pro Jahr
Lebensdauer	25 Jahre		

6.1.2 Wasserstoff-Speicher

Die Speicherung von H₂ ist technisch herausfordernd, da die für andere technische Gase eingesetzte Standardmaterialien durch Effekte wie H₂-Versprödung nicht eingesetzt werden können. Es existieren jahrzehntelang erprobte Technologien und Materialien zur Speicherung, die sich in physikalische und chemische Methoden unterteilen lassen [46] [47].

Physikalische Speicherung:

Druckbehälter: Die Bevorratung von H₂ in Druckbehältern ist eine gängige Speicherungsmethode, die im industriellen Maßstab umgesetzt wird. Je nach Anwendungsgebiet werden spezielle Materialien oder Materialkombinationen verwendet, um H₂ bei hohem Druck sicher zu speichern [47] [48].

Kryogene Speicherung: H₂ kann bei -253 °C in Kryotanks gespeichert werden. Diese Technologie ist jedoch aufgrund des Energiebedarfs der Kühlung mit hohen Kosten verbunden ist [47] [48].

Kavernenspeicherung: Hierbei werden geologische Formationen genutzt, um H₂ effizient zu speichern. Diese Technologie hat in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen [48] [49].

Chemische Speicherung:

Metallhydridspeicher: Diese speichern H₂ durch chemische Reaktionen mit Metalllegierungen. Sie bieten hohe Speicherdichten und Sicherheiten, jedoch muss für die Freisetzung des H₂ Energie aufgewendet werden [47] [48].

Liquid Organic Hydrogen Carriers: Diese Technologie bindet H₂ an organische Flüssigkeiten und verringert dadurch die Entflammbarkeit, wodurch bestehende Infrastruktur für Flüssigkraftstoffe genutzt werden kann [50] [47].

Ammoniak: Ammoniak wird zunehmend zur Speicherung und zum Transport von H₂ verwendet, da es bei Raumtemperatur lagerbar ist und ebenfalls in bestehenden Infrastrukturen genutzt werden kann. Aktuelle Herausforderungen umfassen die Energieverluste bei der Umwandlung sowie die Toxizität von Ammoniak [47] [48]

Festlegung der geeigneten Technologie

Aufgrund des technologischen Reifegrades und der generellen Notwendigkeit der Energiezufuhr für die Freisetzung des gespeicherten H₂, wurden die *chemischen Speichertechnologien* im Kontext des „HydrogREenBoost“ Projektes als ungeeignet eingestuft. Allerdings ist nicht auszuschließen, dass durch weitere Optimierungen und durch eine Reduktion der Kosten die Bevorratung in Metallhydridspeichern in Zukunft eine effiziente und wirtschaftliche Option darstellt. Ebenfalls auszuschließen ist, aufgrund der begrenzten Vorkommen und der örtlichen Gebundenheit, die Speicherung von H₂ in Kavernen. Um das angestrebte Konzept flächendeckend umsetzbar zu gestalten, sollte die Konzeptionierung nicht an standortspezifische Gegebenheiten gebunden sein. Durch die hohen Betriebs- bzw. Energiekosten bei der kryogenen H₂-Speicherung, wird diese Art der Speicherung ebenfalls als ungeeignet angesehen. Die H₂-Speicherung in Drucktanks stellt aufgrund der technologischen Reife, der einfachen Skalierbarkeit und der standortunabhängigen Verfügbarkeit die effektivste und wirtschaftlichste Lösung für das „HydrogREenBoost“ Projekt dar. Zudem besitzt diese Art der Speicherung den Vorteil, dass der H₂ direkt in ausreichendem Mengenfluss und mit hoher Versorgungssicherheit zur Verfügung gestellt werden kann. Die weitere technische und wirtschaftliche Betrachtung fokussiert sich daher auf dieser Technologie.

Übersicht der technischen Parameter

Im Rahmen der durchgeführten Recherche konnten technologiespezifische Parameter identifiziert werden, die sowohl als Eingabewerte für die Simulationen als auch als Grundlage für die Bewertung der Umsetzungsvarianten von zentraler Bedeutung sind.

Tabelle 6.4: Übersicht relevanter Parameter für die Bewertung von H₂-Drucktanks

Recherchierte Parameter	Einheit, Bemerkung
Spezifische Kosten	[Euro/kWh],[Euro/Liter]
Druckniveau	bar
Volumen/Kapazität	Skalierbarkeit wird vorausgesetzt

Klassifizierung

Drucktanks für H₂-Speicherung werden in fünf Typen unterteilt. Typ I besteht aus Stahl, während Typen II, III und IV eine Verstärkung aus faserverstärktem Kunststoff besitzen. Typ II deckt nur den zylindrischen Teil ab, Typ III und IV verwenden unterschiedliche innere Liner: Typ III nutzt Aluminium, während Typ IV Kunststoffliner enthält. Kohlenstofffasern dienen als Verstärkungsmaterial aufgrund ihrer hohen Zugfestigkeit. Tanks des Typs V bestehen vollständig aus faserverstärktem Kunststoff, benötigen keinen separaten Liner und befinden sich noch in der Entwicklung, da ihre Eignung für hohen Druck noch nicht bewiesen ist. H₂ kann in Drucktanks mit Druckniveaus von 175 – 1000 bar gespeichert werden [47]. In der folgenden Tabelle ist eine Übersicht der unterschiedlichen Druckspeicher-Typen sowie deren relevante Eigenschaften zusammengefasst.

Tabelle 6.5: Übersicht der Drucktank-Typen

	Typ I	Typ II	Typ III	Typ IV	Typ V
Material	Stahl oder Aluminium	Stahl, Zylinder aus glasfaser-verstärktem Kunststoff	Aluminium-Liner, vollständige Ummantelung mit glasfaser-verstärktem Kunststoff	Polymer-Liner, vollständige Ummantelung mit kohlenstoff-faserverstärktem Kunststoff	faserverstärkter Kunststoff
Druck	175 - 300 bar	260 - 1000 bar	300 - 900 bar	> 700 bar	Kommerziell bis ca. 100bar
Lebensdauer in Jahren	Unbegrenzt ⁴	Unbegrenzt ⁴	15 - 20	15 - 20	-
Kosten	Niedrig	Mittel	Hoch	Hoch	-

⁴Die Lebensdauer von stationären Metallbehältern ist unbegrenzt. Es muss alle 5 Jahre eine innere und alle 10 Jahre eine Festigkeits-Prüfung durchgeführt werden (Druckgeräterichtlinie in EU und BetrSichV in Deutschland)

Spezifische Kosten

Ergänzend zu den technologischen Kennzahlen wurde eine detaillierte Recherche der wirtschaftlichen Parameter durchgeführt. Zu Bestimmung der spezifischen Kosten [Euro/kWh]/[Euro/Liter] wurden sowohl wissenschaftliche Publikationen gesichtet als auch reale Herstellerpreise recherchiert. Eine Übersicht der ermittelten Hersteller mit Klassifizierung und Druckniveau ist in Anhang C dargestellt. Zur vollständigen Darstellung wurden die ermittelten Werte sowohl in Euro/kWh als auch in Euro/kg_{H2} aufgelistet. Die Umrechnung der Werte erfolgte anhand der Gleichung $1 \text{ kg}_{\text{H}_2} = 33 \text{ kWh}$.

Tabelle 6.6: Übersicht der spezifischen Kosten von H₂-Drucktanks

Hersteller/Quelle	Kosten Euro/kWh	Kosten Euro/kg
Opportunities and constraints of hydrogen energy storage systems [2024] [51]	15 \$/kWh	~ 500 Euro/kg
Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation [2019] [52]	10 \$/kWh	~ 330 Euro/kg
LadeEngel [53]	17 Euro/kWh	~ 550 Euro/kg
Worthington Enterprises COSMOS [Email]	19 - 23 Euro/kWh	640 - 770 Euro/kg

Anhand der ermittelten Werte wurde ein Preisspektrum der Kosten erstellt, das als Eingangsparameter für die Simulation dient (Tabelle 6.7).

Tabelle 6.7: Eingangsparameter d. Simulationsvarianten H₂-Druckspeicher

spez.Kosten (energetisch)	10 - 20	Euro/kWh
spez.Kosten (gew. spez.)	330 - 660	Euro/kg _{H2}

6.1.3 Batteriespeichersystem

Ein Batteriespeicher ist eine zentrale Komponente zur Überbrückung der Hochfahrgeschwindigkeit einer Gasturbine in einem hybriden Netzbooster-System. Seine Hauptaufgabe besteht darin, während des Übergangszeitraums die benötigte volle Leistung zuverlässig bereitzustellen. Da die Hochfahrgeschwindigkeit üblicherweise 10 bis 30 Minuten beträgt, muss der Batteriespeicher in der Lage sein, diese Zeitspanne ohne Leistungseinbußen zu überbrücken. Hierfür sind Batteriesysteme mit einer hohen Leistungsfähigkeit über kurze Zeiträume besonders geeignet (hohe C-Rate). Insbesondere Systeme mit einer hohen C-Rate erfüllen diese Anforderungen optimal, da sie den spezifischen Leistungsbedarf des Systems effektiv abdecken können. Für die Bewertung der Umsetzungsvarianten wurden hierfür einige Parameter recherchiert, welche im Folgenden beschrieben werden.

Tabelle 6.8: Übersicht relevanter Parameter für die Bewertung von BESS

Recherchierte Parameter	Einheit, Bemerkung
Chemische Zusammensetzung	Fokus liegt auf Grid-Scale Batterien
Spezifische Kosten	[Euro/kWh]
C-Rate	Verhältnis Leistung zu Energie
Reaktionszeit, Ansprechverhalten	[s]
Lebensdauer	[a]

Chemische Zusammensetzung

Die chemische Zusammensetzung eines Batteriespeichers beschreibt die zugrunde liegende elektrochemische Technologie. Im Rahmen dieser Untersuchung standen insbesondere Lithium-Ionen-Technologien im Fokus, darunter Nickel-Mangan-Cobalt-Batterien (NMC), Lithium-Eisen-Phosphat-Batterien (LFP) und Lithium-Titanat-Batterien (LTO). Zusätzlich wurde die vielversprechende Zukunftstechnologie der Natrium-Ionen-Batterien betrachtet, die aufgrund ihrer potenziellen Vorteile für spezifische Anwendungen zunehmend an Bedeutung gewinnt.

Nickel-Mangan-Cobalt Batterien

NMC-Batterien haben sich aufgrund ihrer breiten Anwendung in der Elektromobilität als etablierte Technologie mit hoher Marktverfügbarkeit etabliert. Sie zeichnen sich durch eine hohe gravimetrische Energiedichte aus, die jedoch bei stationären Großbatteriespeichern, wie sie in einem hybriden Netzbooster verwendet werden, weniger relevant ist. Bei NMC-Batterien können hingegen sehr hohe C-Raten erreicht werden [54], was für den Einsatz in Netzbooster-Systemen zu einer erheblichen Kostenreduktion führen kann, da weniger Aktivmaterial erforderlich wäre. Allerdings weist sie im Vergleich zur LFP-Technologie erhebliche Nachteile in Bezug auf Kosten und Sicherheit auf [54].

Lithium-Eisen-Phosphat Batterien

LFP/Grafit-Akkumulatoren gelten derzeit als die geeignetste Materialkombination für stationäre Batteriespeichersysteme (BESS). Sie ermöglichen Lade- und Entladeraten von bis zu 3 C und zeichnen sich durch eine hohe Zyklen Festigkeit sowie geringere Kosten im Vergleich zu NMC-Batterien aus [54]. Dank ihres vermehrten Einsatzes in Heimspeichern und Elektrofahrzeugen ist zudem eine hohe Verfügbarkeit dieser Technologie gewährleistet. Im Rahmen des HydrogREenBoost-Projekts wird die LFP/Grafit-Batterie daher als bevorzugte Technologie empfohlen. Langfristig könnte sie jedoch durch alternative Technologien ersetzt werden, je nach Fortschritten in Forschung und Entwicklung [54].

Lithium-Titanat-Batterien

LTO-Akkumulatoren stellen eine potenziell vielversprechende Technologie für stationäre Energiespeicher dar. Sie bieten Vorteile wie eine hohe Zyklenfestigkeit, hohe C-Raten, günstige Kosten und eine hervorragende Sicherheitsbilanz. Diese Eigenschaften machen sie insbesondere für Anwendungen wie Netzbooster-Systeme interessant, bei denen die gravimetrische Energiedichte – ein typischer Nachteil von LTO-Zellen – eine untergeordnete Rolle spielt [54]. Trotz dieser Vorteile konnte bislang

kein kommerziell verfügbares BESS auf Basis der LTO-Technologie identifiziert werden. Daher wird die Technologie im Rahmen dieser Arbeit als zukunftsweisend und beobachtungswürdig eingestuft [54].

Natrium-Ionen-Batterien

Natrium-Ionen-Akkus bieten sowohl für stationäre als auch mobile Anwendungen zahlreiche Vorteile. Sie zeichnen sich durch eine geringere Temperaturempfindlichkeit aus, wodurch der Einsatz eines Kühlsystems möglicherweise entfallen könnte. Dies würde den Gesamtwirkungsgrad von einem BESS deutlich verbessern [55]. Zudem sind die Herstellungskosten von Natrium-Ionen-Akkus schätzungsweise um etwa 30 % geringer, da sie keine kritischen Rohstoffe enthalten. Statt Kupfer wird Aluminium als preisgünstigeres Material für die Ableiter verwendet, und als Aktivmaterial für die Kathode dient ein Eisenoxid. Elemente wie Kobalt oder Nickel, die üblicherweise in anderen Batterietechnologien verwendet werden, sind nicht erforderlich. Obwohl die Natrium-Ionen-Technologie derzeit noch nicht kommerziell breit verfügbar ist, gibt es erste vielversprechende Entwicklungen: Die EnBW AG arbeitet im Rahmen des ResHy-Forschungsprojekts an einem Na-Ionen-BESS für einen PV-Park [56], und in China wird ein Na-Ionen-basiertes Großspeichersystem bereits testweise eingesetzt [57]. Obwohl die Natrium-Ionen-Technologie derzeit noch nicht kommerziell breit verfügbar ist, gibt es erste vielversprechende Entwicklungen: Die EnBW AG arbeitet im Rahmen des ResHy-Forschungsprojekts an einem Na-Ionen-BESS für einen PV-Park [56], und in China wird ein Na-Ionen-basiertes Großspeichersystem bereits testweise eingesetzt [57]. Es ist zu erwarten, dass diese Technologie in den kommenden Jahren auch für Anwendungen wie einen hybriden Netzbooster geeignet sein kann.

Spezifische Kosten

Die spezifischen Kosten von BESS hängen von mehreren Faktoren ab, die bei der Recherche und Bewertung berücksichtigt werden müssen. Gespräche mit Herstellern und Experten haben gezeigt, dass ein signifikanter Unterschied zwischen dem reinen Komponentenpreis ab Werk und den Gesamtkosten eines installierten Großspeichers besteht. Hierbei müssen zusätzliche Faktoren wie Transport, Installation und Integration berücksichtigt werden.

Ein weiterer entscheidender Kostentreiber ist die im Projekt erforderliche hohe C-Rate. Diese bedingt eine auf hohe Leistungen ausgelegte Leistungselektronik sowie zusätzliche Komponenten für Kühlung und Sicherheit. Diese Anforderungen erhöhen die Gesamtkosten des Systems.

Im Folgenden wird eine detaillierte Betrachtung der gestaffelten Preisgestaltung präsentiert, um die verschiedenen Einflussfaktoren transparenter darzustellen.

Batteriekosten (Equipment-Only)

Aktuelle Studien und Rückmeldungen von Herstellern bestätigen, dass großskalige Batteriespeicher derzeit nahezu ausschließlich auf Lithium-Ionen-Technologien wie NMC und LFP basieren. Dies spiegelt sich auch in der Praxis wider, wie die Angaben in der beigefügten Tabelle mit Herstellerdaten verdeutlichen. Sowohl in der Fachliteratur als auch in Gesprächen mit Experten werden die spezifischen Kosten für großformatige BESS auf Basis dieser Technologien mit 250 bis 500 Euro/kWh angegeben. Diese Spannbreite hängt von verschiedenen Faktoren ab, wie der spezifischen Anwendung, der Skalierung des Projekts und den jeweiligen Marktbedingungen [58] [59].

Kosten für Leistungsstarke Batteriesysteme

Derzeitige großskalige Batteriespeicher werden überwiegend zur Pufferung erneuerbarer Energien oder für system- und marktdienliche Anwendungen wie Regelleistung sowie Day-Ahead- und Intraday-Handel genutzt (siehe Kapitel 6.2). Der hybride Netzbooster stellt jedoch spezifischere Anforderungen an den Betrieb des Batteriespeichers. Wie eingangs beschrieben, muss das System in der Lage sein, eine hohe Leistung über eine Zeitspanne von 10 bis 30 Minuten bereitzustellen, um die Hochfahrzeit der Turbine zu überbrücken. Durch den Bedarf an weiterer Leistungselektronik, leistungsfähigen Kühlsystemen und erweiterten Sicherheitsvorkehrungen entstehen weitere Kosten für die Umsetzung eines BESS mit hoher C-Rate. Solche Anforderungen können die Gesamtkosten des Batteriespeichers um bis zu 30 % der ursprünglichen Investitionskosten erhöhen [60].

Kosten für die Projektierung

Die im Rahmen der Umfeldanalyse untersuchten Projekte (Tabelle 6.9) verdeutlichen, dass neben den reinen Investitionskosten für die BESS erhebliche zusätzliche Aufwände für den Bau und die Installation großer Batteriespeicher anfallen. Um diese Kosten in der Bewertung der Umsetzungsvarianten realistisch abzubilden, wurde auf Basis der analysierten Projekte ein Projektierungsfaktor festgelegt, der eine Schätzung der tatsächlichen Gesamtkosten ermöglicht.

Dieser Faktor umfasst Ausgaben für Genehmigungen, Planung und Bauphase, die von einer Vielzahl von Variablen abhängen, darunter:

- Projektkomplexität,
- Boden- und Standortbedingungen,
- Projektgröße und -umfang,
- Planungszeitraum,
- Marktpreise für Rohstoffe und Dienstleistungen, sowie
- behördliche Anforderungen und Genehmigungsverfahren.

Im Rahmen der in dem Kapitel 6.2 recherchierten Projekten wurden neben dem Projektfokus zudem die Projektkosten erfasst (soweit bekannt). Diese Projektkosten sollen im Folgenden dazu dienen einen Projektfaktor abzuleiten, welcher die zuvor genannten zusätzlichen Aufwände abbilden soll.

Tabelle 6.9: Ermittlung der Projektkosten anhand Realprojekten

Projekt	Größe	Gesamtkosten	Quelle
DE – WEMAG AG Batteriespeicher	15 MWh	11.890.000,00 Euro	[61]
DE – Batteriepark Dresden	2,7 MWh	2.700.000,00 Euro	[62]
DE – RWE Batterien NRW	235 MWh	140.000.000,00 Euro	[63]
AUS – Hornsdale Power Reserve	194 MWh	105.683.336,00 Euro	[64]

Datensammlung für die Umsetzungskonzepte

AUS – Lake Bonney Battery	52 MWh	25.480.000,00 Euro	[65]
AUS – Victorian Big Battery*	450 MWh	100.000.000,00 Euro	[66]

Anhand der in Tabelle 6.9 gelisteten Realprojekte können spezifische Projektkosten [Euro/MWh] abgeleitet werden.

$$\text{spez. Projektkosten} = \frac{\text{Gesamtkosten}}{\text{Größe [MWh]}} \quad (11)$$

Vergleicht man diese Projektkosten mit den spezifischen Kosten (siehe *Batteriekosten (Equipment-Only)*), ergibt sich ein Faktor, welcher für die Kosten der Anlieferung, Installation und Inbetriebnahme abbildet.

Die jeweiligen spezifischen Projektkosten sowie die daraus abgeleiteten Faktoren sind in der Tabelle gelistet.

Tabelle 6.10: Ermittlung eines Projekt-Faktors

Projekt	Spez. Projektkosten	Batteriekosten	Faktor
DE – WEMAG	792.666,67 Euro/MWh	250.000,00 Euro/MWh - 500.000,00 Euro/MWh	1,6 – 3,2
DE – Batteriep. Dresden	1.000.000,00 Euro/MWh		2 – 4
DE – RWE Batterien	595.744,68 Euro/MWh		1,2 – 2,4
AUS – Hornsdale	544.759,46 Euro/MWh		1,1 – 2,2
AUS – Lake Bonney	490.000,00 Euro/MWh		1 – 2
AUS – Victorian Big ⁵	222.222,22 Euro/MWh		0,5 – 0,8
		Mittelwert:	1,2 – 2,4

Aus den vorliegenden Daten kann davon ausgegangen werden, dass ein Projektierungsfaktor im Bereich von 1,2 bis 2,4 angenommen werden kann, abhängig davon zu welchen Kosten die Batteriesysteme verfügbar sind. Dieser ermöglicht eine realistische Einbeziehung der zusätzlichen Kosten in die Gesamtbewertung eines Projekts.

⁵Umgesetzt mit 2nd Life Batterien von Tesla.

Kosten für den Betrieb und die Wartung (OPEX)

Die OPEX von Grid-Scale-Batteriespeichern umfassen mehrere Aspekte, die während der gesamten Lebensdauer des Systems anfallen. Dazu gehören die regelmäßigen Wartungsarbeiten an der Batterie selbst sowie an den zugehörigen Komponenten wie Wechselrichtern, Transformatoren und Kühlsystemen. Auch die Überwachung und Steuerung des Systems erfordert fortlaufenden personellen und technischen Aufwand, einschließlich Software-Updates und Systemoptimierung. Darüber hinaus spielen Energiekosten eine Rolle, da ein Teil der gespeicherten Energie aufgrund der begrenzten Effizienz der Batterie während des Lade- und Entladevorgangs verloren geht. Aus den aktuellen Auswertungen des National Renewable Energy Laboratory geht hervor, dass die OPEX-Kosten jährlich ca. 1-2% der CAPEX ausmachen [60].

C-Rate bei Großbatteriespeichern

Wie eingangs beschrieben ist die C-Rate das Verhältnis zwischen der Entladeleistung und der nutzbaren Kapazität eines Batteriesystems. Abhängig von der späteren Anwendung kann die Batterie mit hoher oder geringer C-Rate produziert werden. Innerhalb der betrachteten Technologien reichen die C-Raten von 0,2 bis 4 [67].

Aktuelle Großspeicherprojekte werden der Recherche zufolge weitestgehend mit C-Raten kleiner gleich 1 realisiert.

Nach Einschätzungen von Experten ist die Dimensionierung der C-Rate ein entscheidender Parameter, der bereits in der Herstellung berücksichtigt werden muss. Für den Einsatz in einem großskaligen hybriden Netzbooster kann die C-Rate gezielt auf die Anforderungen angepasst werden. Technologien wie NMC und LFP sind grundsätzlich in der Lage, C-Raten größer als 1 zu erreichen, was sie für diese Anwendung besonders geeignet macht.

Reaktionszeit, Ansprechverhalten

Großspeicher werden bereits heute erfolgreich in zeitkritischen Anwendungen wie der Bereitstellung von Primärregelleistung eingesetzt, bei der die gesamte Leistung innerhalb von 30 Sekunden abrufbar sein muss.

Sowohl Gespräche mit Herstellern als auch die Analyse aktueller Fachliteratur bestätigen, dass moderne BESS in der Lage sind, auch sehr hohe Leistungen binnen weniger Sekunden bereitzustellen. Diese schnelle Reaktionszeit macht sie besonders geeignet für Anwendungen, die ein schnelles Ansprechverhalten erfordern, wie beispielsweise hybride Netzbooster. Die Kombination aus chemischer Technologie, optimierter Leistungselektronik und fortschrittlichem Systemdesign ermöglicht diese Performance [68] [67].

Lebensdauer

Lithium-Ionen-Batterien haben in Utility-Scale-Anwendungen eine Lebensdauer von etwa 10 bis 15 Jahren oder 4.000 bis 10.000 Ladezyklen. Diese wird maßgeblich von Faktoren wie Temperatur, Lade- und Entladeströmen sowie Entladetiefe beeinflusst. Hohe Temperaturen oder tiefe Entladungen können die Lebenszeit deutlich verkürzen. Ein effektives Temperaturmanagement und ein gutes Batteriemanagementsystem sind daher entscheidend, um den Verschleiß zu minimieren [55].

Tabelle 6.11: Eingangsparameter der Simulationsvarianten Batteriespeicher

Recherchierte Parameter	Fokus LFP	
Spezifische Kosten	250 – 500	Euro/kWh
Kosten der Leistungselektronik	Ca. + 30% CAPEX	Euro
Projektierungsfaktor	1,2 – 2,4	Euro
OPEX	1-2 % CAPEX	Euro/a
Reaktionszeit	< 5	S
Lebensdauer	15	a

6.1.4 Elektrolyseur

Der Elektrolyseur dient im hybriden Netzbooster-Konzept für die Produktion von H₂ und somit Sicherstellung der Befüllung des H₂ Speichers, sollte diese nicht auch über eine Pipeline verfügbar sein.

Tabelle 6.12: Übersicht relevanter Parameter zur Bewertung von Elektrolyseuren

Recherchierte Parameter	Einheit, Bemerkung
Mögliche Elektrolyse Technologien	Fokus liegt auf MW-Systeme
Spezifische Kosten	[Euro/kW]
Wirkungsgrad	[%]
Lebensdauer (Betriebsstunden)	[h]

Mögliche Elektrolyse Technologien

Durch die immer bedeutendere Rolle von Elektrolyseuren hat die Forschung und Entwicklung dieser Technologien in den letzten Jahren stark an Fahrt gewonnen. So gibt es derzeit mehrere Arten von Elektrolyseuren, welche verschiedene Vor- und Nachteile mit sich bringen. Im Folgenden soll auf die verschiedenen Arten kurz eingegangen werden, um auf die Anwendung in einem großtechnischen hybriden Netzbooster Schlussfolgerungen ableiten zu können.

Polymermembran Elektrolyseure (PEM)

Die PEM-Elektrolyse (Proton Exchange Membrane) ist eine fortschrittliche Technologie zur H₂-Produktion, die durch ihre Flexibilität und Effizienz überzeugt. Sie nutzt eine feste Polymer-Membran, die Protonen leitet und H₂ mit hoher Reinheit erzeugt. Besonders geeignet ist sie für dynamische Stromquellen wie Wind- und Solarenergie. Zu ihren Vorteilen zählen schnelle Reaktionsfähigkeit und kompakte Bauweise, jedoch machen die hohen Kosten und die Empfindlichkeit gegenüber Verunreinigungen sie herausfordernd. Aktuell wird intensiv daran geforscht, die Kosten

durch neue Materialien zu senken und die Technologie noch widerstandsfähiger zu machen, damit künftig ähnliche Preise wie bei Alkalischen Elektrolyseuren erreicht werden können [69] [70].

Alkalische Elektrolyse (AEL)

Die AEL ist eine langjährig bewährte und kostengünstige Technologie zur H_2 -Produktion, bei der ein flüssiger alkalischer Elektrolyt (z. B. Kaliumhydroxid) verwendet wird. Sie zeichnet sich durch Robustheit und niedrige Materialkosten aus, ist jedoch weniger flexibel gegenüber schwankenden Stromquellen und weist eine geringere Effizienz im Vergleich zu moderneren Technologien wie der PEM-Elektrolyse auf. Aufgrund ihrer Skalierbarkeit und Zuverlässigkeit bleibt sie besonders für großindustrielle Anwendungen relevant, während aktuelle Entwicklungen auf eine Steigerung der Effizienz abzielen [69]. Hinsichtlich dieser Eigenschaften sowie der verhältnismäßig günstigen Investitionskosten wird diese Technologie für einen großteiligen hybriden Netzbooster favorisiert betrachtet.

Festoxid-Elektrolyseure (SOEC)

Solid Oxide Electrolysis Cell oder SOEC-Elektrolyse nutzt keramische Festoxid-Zellen, um bei hohen Temperaturen (600–1000 °C) Wasser in H_2 und Sauerstoff zu spalten. Diese Technologie bietet außergewöhnlich hohe Wirkungsgrade, da die benötigte Energie teilweise durch Wärme gedeckt werden kann, was sie besonders effizient macht. Sie eignet sich ideal für industrielle Prozesse, die ohnehin hohe Temperaturen erzeugen. Nachteile sind die hohen Materialkosten, die begrenzte Lebensdauer unter wechselnden Betriebsbedingungen und der noch geringe Entwicklungsstand im Vergleich zu anderen Elektrolyse-Technologien. Dennoch gilt die SOEC-Technologie als vielversprechend für eine CO_2 -arme H_2 -Wirtschaft, insbesondere bei der Nutzung von Abwärme. Wegen der fehlenden Dynamik beschränkt sich das System jedoch auf die reine H_2 -Produktion und stellt daher keine Elektrolyse Technologie für den hybriden Netzbooster dar [70].

Spezifische Kosten

Spezifische Kosten können im Kontext Elektrolyseure auf zwei Wege interpretiert werden. Zum einen findet man in der Literatur Prognosen hinsichtlich spezifischer energetischer Kosten pro produzierter Kilowattstunde, Liter- oder auch produziertem Kilogramm H_2 . Jedoch sind diese Kosten innerhalb der Modellierung durch den Strompreis. Zum anderen gibt es leistungsspezifische Kosten für die Investition einer Elektrolyse Anlage. Für zweiteres soll in diesem Abschnitt weiter eingegangen werden.

Für die Modellierung der Kosten einer großteiligen Anlage sollen hierbei zudem auf die leistungsspezifischen Kosten eingegangen werden. Diese spiegeln die Investitionskosten (CAPEX) für eine große Anlage wieder und werden in der Einheit Euro/kW angegeben. Weitere Kosten in diesem Kontext sind die Kosten für den Betrieb und anfallender Wartung (OPEX).

Elektrolyseurkosten (Equipment-only)

Durch die erhöhte Nachfrage von grünem H_2 sind nach Angaben der Hersteller die Kosten von Elektrolyseuren deutlich gesunken [71] [72]. Dieser Trend wird sich gemäß der Literatur auch in den kommenden Jahren fortsetzen. Für die konkreten Preise, welche derzeit zu den Technologien erwartet werden können, wir auf den Bericht der International Renewable Energy Agency (IRENA) hingewiesen. Die Kosten pro Elektrolyse-Technologie werden wie folgt angegeben [73]:

Tabelle 6.13: Eingangsparameter der Simulationsvarianten Elektrolyseure

Recherchierte Parameter	PEM	AEL	SOEC
Systemkosten CAPEX (ab 10MW)	700 – 1400 Euro/kW	400 – 1000 Euro/kW	> 1000 Euro/kW
Kosten für die Projektierung [74]	Faktor ~ 1,6 – 2 x Systemkosten		
OPEX [75]	Fixer OPEX-Wert entspricht ca. 4% des CAPEX		
Wirkungsgrad [69]	~ 60%	~ 59%	~ 80%
Lebensdauer [69]	65.000h	60.000h	<20.000h

Kosten für die Projektierung

Wie bereits in den vorherigen Kapiteln erwähnt, wird auch für die Anlieferung und Inbetriebnahme dieser Komponente ein weiterer Kostenfaktor fällig. Um diese Kosten in der Business-Case-Erstellung realistisch abzubilden, wurde auf Basis der analysierten Projekte ein Projektierungsfaktor entwickelt, der eine Schätzung der tatsächlichen Gesamtkosten ermöglicht. Die im Rahmen der Umfeldanalyse untersuchten Projekte (siehe 6.2) verdeutlichen, dass neben den reinen Investitionskosten erhebliche zusätzliche Aufwände. Der zu grundlegende Faktor kann dabei von 1,6 – 2 angenommen werden [74].

Kosten für den Betrieb und die Wartung (OPEX)

Dieser umfasst die Betriebs- und Wartungskosten und wird häufig auf 2 % bis 4 % der direkten CAPEX geschätzt, abhängig davon, ob der Austausch der Stacks mit einbezogen wird [75]. Für die weiteren Betrachtungen wird jedoch davon ausgegangen, dass der Austausch von Stack berücksichtigt werden muss, weshalb der Wert von ~4 % weiterverwendet werden soll.

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad von Elektrolyseuren beschreibt, wie effizient elektrische Energie in chemische Energie (H₂) umgewandelt wird. Er wird häufig als Verhältnis der Energie im produzierten H₂ (in Form des Heizwerts, meist der höhere Heizwert) zur eingesetzten elektrischen Energie angegeben. Typische Wirkungsgrade moderner Elektrolyseure liegen derzeit zwischen 60 % und 80 % höherem Heizwert, abhängig von der Technologie [69]:

- AEL: Erreichen etwa 60–70 % Wirkungsgrad
- PEM: Erreichen 65–75 %, bieten Flexibilität für dynamische Anwendungen.
- Festoxid-Elektrolyseure (SOEC): Theoretisch über 80 %, da sie Hochtemperaturwärme nutzen, jedoch noch in der Entwicklung.

Lebensdauer

Die Lebensdauer von Elektrolyseuren ist von mehreren technischen, betrieblichen und umgebungsbedingten Faktoren bedingt. So spielen neben der Abnutzung der Komponenten zudem die Dynamic im Betrieb, aber auch Betriebstemperatur, die Reinheit des Wassers oder aber die Regelmäßigkeit von Kontrollen und einer Wartung eine wichtige Rolle [76] [77].

Für die in dieser Recherche analysierten Elektrolyseur-Technologien sind derzeit folgende Lebenserwartungen bekannt (Betriebsstunden) [78]:

- AEL: Stack-Lifetime: 50.000h – 90.000 h
- PEM: Stack-Lifetime: 60.000h – 90.000 h
- Festoxid-Elektrolyseure (SOEC): 10.000 – 30.000 h

6.2 Umfeldanalyse

Im Rahmen dieses Projektes wurde eine umfassende Recherche durchgeführt, um nationale und internationale Initiativen und Projekte zu identifizieren, die H₂-Technologien zur Netzstabilisierung einsetzen oder das Konzept des Netzboosters bereits anwenden oder untersuchen. Ziel dieser Analyse ist es, vergleichbare Projekte zu untersuchen, um relevante Erkenntnisse und Best Practices für die Weiterentwicklung unseres Projektes zu gewinnen. Darüber hinaus sollen Unterschiede und Gemeinsamkeiten herausgearbeitet werden, um das Innovationspotenzial und die Einzigartigkeit des Projektes HydrogREenBoost in die internationale Projektlandschaft des Einsatzes von H₂ zur Systemfunktionalität einzuordnen.

6.2.1 Recherchedokumentation

Das vorliegende Kapitel dokumentiert den umfassenden Rechercheprozess, der in die drei wesentlichen Phasen der Vorbereitung, Durchführung und Nachbereitung unterteilt wurde. Ziel der Struktur war es, einen systematischen Ablauf sicherzustellen und technisch und fachlich relevante Projekte im Rahmen von „HydrogREenBoost“ zu identifizieren.

Vorbereitung

In der Vorbereitungsphase wurden klare Kriterien für die Identifikation geeigneter Projekte festgelegt. Hier standen die technische und fachliche Nähe und Relevanz im Vordergrund. Insgesamt wurden 35 relevante Keywords in deutscher und englischer Sprache festgelegt, die als Grundlage für die Recherche in sieben verschiedenen Suchmedien verwendet wurden (siehe Folie 5). Durch die Verwendung einer breiten Keyword Auswahl sollte eine umfassende und detaillierte Suche gewährleistet werden.

Durchführung

Um die Recherche methodisch durchzuführen, wurden die Keywords einzeln und in Kombination verwendet. Dadurch wurde eine sensibilisierte und spezifische Suche ermöglicht, deren Ganzheitlichkeit durch die Verwendung mehrerer Suchmedien abgerundet wurde. Die anschließende Beurteilung der Ergebnisse erfolgte anhand vordefinierter Kriterien, wie z.B. Praxisnähe, vergleichbare Leistungsanforderungen und ähnliche Verwendungszwecke. Durch mehrere Recherchedurchgänge wurde sichergestellt, dass die Auswahl der Projekte auf fundierten und umfassenden Informationen basiert.

Nachbereitung

Die abschließende Nachbereitung der Rechercheergebnisse umfasste die Einordnung der nach Relevanz und Eignung entsprechend der zuvor definierten Kriterien. Je nach Bewertung wurden die Projekte aufgenommen oder verworfen. Im Folgenden werden die als relevant identifizierten Ergebnisse vorgestellt.

6.2.2 Ergebnisse der Umfeldanalyse

Insgesamt konnten 39 Projekte identifiziert werden, die den zuvor festgelegten Kriterien entsprachen. Deutschland bildet mit 16 Projekten den Schwerpunkt, während

in Dänemark, Österreich und Spanien jeweils zwei relevante Projekte verortet wurden und in Norwegen eines. Außerhalb Europas wurden 16 Projekte lokalisiert, davon neun in Australien, drei in den USA, zwei in Kanada und jeweils eines in Grönland und Chile. Als geografische Schwerpunkte lassen sich demnach Deutschland in Europa und Australien außerhalb der EU festlegen (siehe Anhang D).

Die Priorisierung der Projekte orientiert sich an folgenden Kriterien,

- **Prio 1:** Projekte, die eine Kombination aus H₂ und BESS realisieren.
- **Prio 2:** Projekte mit einem Fokus auf H₂ oder BESS.
- **Prio 3:** Projekte, die sich aktuell in der Planungs- oder Bauphase befinden und thematisch das Projekt „HydrogREenBoost“ berühren.

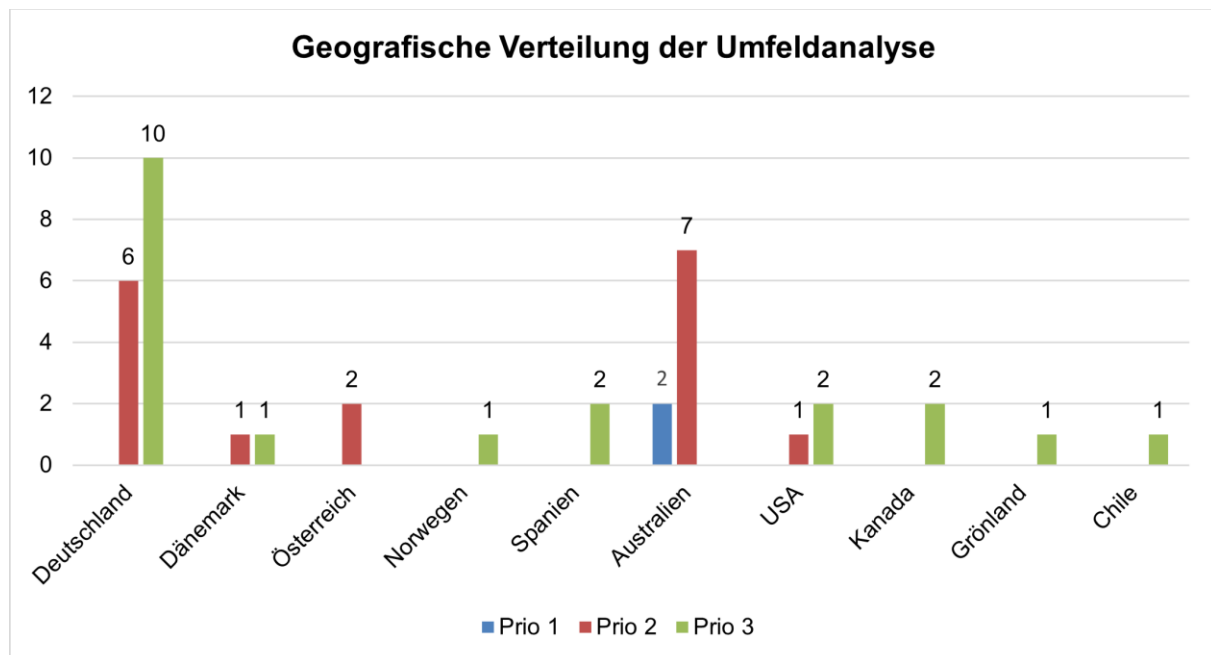


Abbildung 6.2: Ergebnisse der Umfeldanalyse

Europa

In Deutschland wurden im Rahmen der Umfeldanalyse insgesamt 16 Projekte identifiziert, deren geographischer Schwerpunkt klar in Nord- und Ostdeutschland liegt und einen breiten Investitionsumfang in ein- bis dreistelliger Millionenhöhe aufweisen.

Ein exemplarisches Projekt ist der „Batteriespeicher@RWE“, bei dem RWE derzeit in zwei Batteriespeicher an bestehenden Standorten investiert [79]. Die Batteriespeicher bestehen aus 690 Lithium-Ionen-Batterieblöcken und liefern ca. 220 MW Anschlusskapazität. RWE betreibt bereits Batteriespeicher mit einer installierten Leistung von 150 MW und plant weltweit weitere 800 MW.

In Dänemark wurden zwei Projekte identifiziert, die im nördlichen Teil des Landes in Küstennähe angesiedelt sind. Ein Beispiel ist das Projekt HyBalance [80], bei dem H₂ durch Elektrolyse erzeugt und zur Speicherung von Strom aus Windkraftanlagen verwendet wird. Der Strom kann zur Netzstabilisierung verwendet werden.

Zwei identifizierte Projekte liegen in Zentral- und Ostösterreich und umfassen die Produktion und den Einsatz von grünem H₂ als Energielieferant, während sich das Projekt ELYNTEGRATION in Spanien einen Alkali-Hochdruck-Elektrolyseur für 3,3 Mio. Euro entwickelt hat, welcher im Jahr 2019 fertiggestellt wurde [81] [82].

Das Projekt „Balearic Island Battery Storage“ von Red Electrica entwickelt das größte Batteriespeicherprojekt Süd-Europas mit einer Kapazität von jeweils 140 MW und 105 MWh, um die Netzstabilität zu sichern [83], [84]. Das Projekt „Haeolus“ in Norwegen setzt Windkraft für den Betrieb eines Elektrolyseurs ein, mit dessen Hilfe das Stromnetz in Randregionen stabilisiert werden soll [85], [86].

Global

Australien präsentiert sich als bedeutender Akteur mit acht relevanten Projekten im Rahmen der Umfeldanalyse, die im Süden und Osten des Landes verortet sind. Die Investitionen reichen auch hier von einstelligen bis zu dreistelligen Millionensummen. Als herausragendes Beispielprojekt der Prio 1, kann der Dalrymple ESCRI Battery Storage [87], [88] angeführt werden, der eine Leistung von 30 MW und 8 MWh umfasst und die erste ans Übertragungsnetz angeschlossene Batterie darstellt, die regulierte und wettbewerbsfähige Marktdienstleistungen anbietet.

Die in den USA identifizierten Projekte liegen alle im Bundesstaat Kalifornien und umfassen neben der geplanten H₂-Produktion zwei der größten Batteriespeicher weltweit mit Kapazitäten von 250 bis 400 MW. In Kanada und Grönland wurden kleinere Projekte in die Umfeldanalyse aufgenommen, die sich mit der Speicherung und den Einsatz von H₂ für Bedarfsspitzen beschäftigen.

In Chile kombinieren AES und Fluence 180 MW Solarenergie mit einem 112 MW Energiespeichersystem, um Risiken der Energieverfügbarkeit zu minimieren und Rentabilität durch Spitzenlastabdeckung und Kapazitätszahlungen zu steigern [89].

Fazit

Die durchgeführte Umfeldanalyse verdeutlicht, dass nach aktuellem Stand kein direkt vergleichbares Projekt identifiziert werden konnte, welches einen Einsatz von H₂-Anwendungen und BESS als hybriden Netzboosters kombiniert.

7 Umsetzungskonzepte

Im Rahmen des HydrogREenBoost Projektes wurden unterschiedliche Umsetzungskonzepte für einen hybriden Netzbooster entwickelt und bewertet. Das Auslegungs-Tool ermittelt die CAPEX und berechnet die Parameter für die Subsysteme wie in Kapitel 4.3 beschrieben. Die folgenden Parameter basieren auf der in Kapitel 6 beschriebenen Datenerhebung. An dieser Stelle sei angemerkt, dass sich die tatsächlichen Projektkosten zu den CAPEX deutlich unterscheiden, da lediglich die Subsysteme mit in die Berechnung einfließen. Hierzu jedoch mehr in Kapitel 7.4.

Für die Berechnungen wurden verschiedene Parameter berücksichtigt. Die Leistungsklassen umfassen 500 MW, 1.000 MW und 1.500 MW mit entsprechenden aufsummierten Hochfahrgeschwindigkeiten der Gasturbine/n von 72 MW/min, 143 MW/min und 215 MW/min.

Für Batteriespeicher wurden Kosten von 250 bis 500 Euro pro kWh recherchiert. Aufgrund der hohen C-Rate, die für den hybriden Netzbooster angestrebt wird, wird ein Kostenaufschlag von 30 % für die Auslegung als Leistungsbatterie angenommen, wodurch sich ein Kostenbereich von 325 bis 650 Euro pro kWh ergibt.

Für Gasturbinen werden Kosten von 100 bis 300 Euro pro kW angesetzt, bei einer Effizienz von 41 % OCGT.

Bei Elektrolyseuren werden Kosten von 400 Euro pro kW bis zu 1700 Euro pro kW angesetzt. Die Effizienz beträgt hierbei 64 % basierend auf dem unteren Heizwert. Als t_{EI} werden 200 Stunden angesetzt, da der Netzbooster voraussichtlich nur wenige Einsatzstunden pro Jahr gebraucht werden soll.

Für H₂-Speicher in Druckbehältern werden Kosten von 10 bis 20 Euro pro kWh angesetzt.

Zusätzlich wurde eine Netzsynchronisationszeit der Gasturbine von 10 Minuten und eine Reserve des Ladezustands des Batteriespeichers von 25 % berücksichtigt.

Da der Netzbooster idealerweise nur wenige Zyklen pro Jahr arbeiten soll, wird die Zeit zum Auffüllen durch den Elektrolyseur t_{EI} auf 200 Stunden festgesetzt.

7.1 Umsetzungskonzepte

7.1.1 Umsetzungsvariante 1: Anschluss Gasnetz ohne Speicher

Ein naheliegendes Konzept stellt die günstigste Variation des hybriden Netzboosters dar, welche ohne Elektrolyse und ohne H₂ Speicher auskommt. Das Batteriesystem ist weiterhin für die schnelle Reaktionszeit zuständig und überbrückt die Zeit zum Turbinenstart. Die Turbine könnte in einer Übergangsphase noch mit Erdgas betrieben werden und später am Wasserstoffkernnetz angebunden sein. Der Netzbooster ist in dieser minimalistischen Ausführung bereits voll einsatzfähig. Abbildung 7.1 zeigt den schematischen Aufbau.

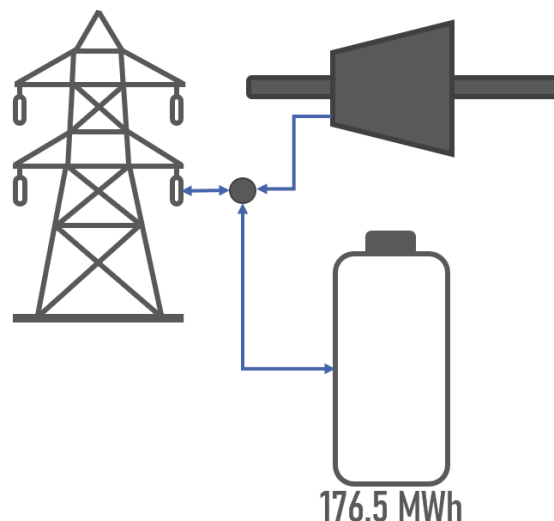


Abbildung 7.1: Darstellung des hybriden Netzboosters ohne H₂-Speicher.

Tabelle 7.1 zeigt die CAPEX-Zusammensetzung der einzelnen Subsysteme. Da die CAPEX für aus den nivellierten Kosten berechnet wurden, ergibt sich für die 1.000 MW Leistungsklassen, Kosten von 214 bis 530 Mio. Euro.

Äquivalent hierzu ergeben sich für eine Leistung von 1.500 MW Kosten in der Spanne von 321 bis 795 Mio. Euro.

Tabelle 7.1: Systemauslegung Umsetzungsvariante 1

Subsystem	Leistung [MW]	Energie [MWh]	Min. Preis [Mio. Euro]	Max. Preis [Mio. Euro]
BESS	500	176,5	57	115
OCGT	500	Grid	50	150
Grüne Wiese			107	265

7.1.2 Umsetzungsvariante 2: Anschluss Gasnetz, vier Stunden Verfügbarkeit

Ein System, welches sowohl über ein BESS als auch über einen kleinen H₂-Speicher und einen Gasanschluss verfügt, erhöht die Flexibilität und die Redundanz. Der Speicher kann über die Elektrolyse dann gefüllt werden, wenn der Strom günstig ist. Störungen im Gasnetz können zusätzlich überbrückt werden. Der Elektrolyseur kann dynamisch betrieben werden, und somit Regelleistung anbieten. In Stunden, in denen der Netzbooster nicht benötigt wird, kann das System anderweitig eingesetzt werden, um beispielsweise Energie zeitlich zu verschieben. Abbildung 7.2 zeigt die schematische Darstellung des Systems.

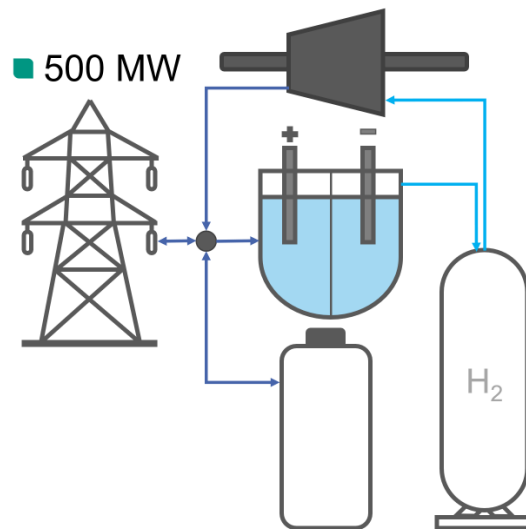


Abbildung 7.2: Schematische Darstellung des hybriden Booster Konzeptes.

Ein 1.000 MW System wird mit der Hochfahrgeschwindigkeit von 143 MW/min. berechnet und wird mit 313,1 bis 754,9 Mio. Euro angesetzt. Eine Verdreifachung der Leistung auf 1.500 MW würde eine Hochfahrgeschwindigkeit von 215 MW/min. ergeben und 496,5 bis 1.132 Mio. Euro kosten. Bei vorhandenem Gasanschluss können Überschüsse der Elektrolyse in das Gasnetz abgeführt werden. Für das vier Stunden ($t_{GT} = 4$ h) Beispiel ergibt sich somit nach Gleichung (10) (9) seine Elektrolyseleistung von 38.1 MW.

Tabelle 7.2: Systemauslegung Umsetzungsvariante 2.

Subsystem	Leistung [MW]	Energie [MWh]	Min. Preis [Mio. Euro]	Max. Preis [Mio. Euro]
H ₂ Speicher		4.878	34	48
BESS	500	176,5	57	115
Elektrolyse	38,1		15	65
OCGT	500	2.000+	50	150
Grüne Wiese			156,4	377,1

7.1.3 Umsetzungsvariante 3: Anschluss Gasnetz, vier Stunden Verfügbarkeit, ohne Elektrolyse

An dieser Stelle wird die Umsetzungsvariante von zuvor noch einmal aufgegriffen, um das System ohne Elektrolyse zu betrachten. Der H₂ wird somit über die Pipeline angeliefert und in den H₂-Speichern gelagert. Der Grund hierfür könnte eine fehlende Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseanlage im Süden Deutschlands sein. Tabelle 7.3 zeigt die Kosten für die unterschiedlichen Leistungen. Die Aufteilung der Subsysteme kann aus Tabelle 7.2 entnommen werden, indem die Elektrolyse subtrahiert wird.

Tabelle 7.3: CAPEX bei unterschiedlichen Leistungsklassen, Umsetzungsvariante 3

Leistung P_{el} [MW]	Min. CAPEX [Mio. Euro]	Max. CAPEX [Mio. Euro]
500	141.4	312.1
1000	283.1	624.9
1500	423.5	938

7.1.4 Umsetzungsvariante 4: Isoliert, 12 Stunden Verfügbarkeit

Für die Annahme, dass kein Gasanschluss vorhanden ist, wurde zusätzlich noch ein System berechnet, welches eine Verfügbarkeit von 12 Stunden aufweist. Es ist deutlich zu erkennen, dass im hybriden System die Kosten für Energie deutlich geringer sind als bei reinen Batteriesystemen.

Tabelle 7.4: Systemauslegung Umsetzungsvariante 4.

Subsystem	Leistung [MW]	Energie [MWh]	Min. Preis [Mio. Euro]	Max. Preis [Mio. Euro]
H ₂ Speicher		14.634	101	143
BESS		176,5	57	115
Elektrolyse	114,3		46	194
OCGT	500		50	150
Grüne Wiese			254,4	601,9

Die Literaturrecherche in Kapitel 6 zeigt jedoch, dass die Kombination aus Pipeline und Kavernenspeicher zu bevorzugen ist, da diese deutlich günstiger sind als großzylindrische H₂-Tanks. Um 12 Stunden H₂ für den Betrieb einer 500 MW Turbine zu speichern sind rund 300 Tanks notwendig. Dementsprechend groß werden die Speicher für 1.000 MW und 1.500 MW Turbinenleistung.

Wie schon zuvor wurden diese mit 143 MW/min. Leistungsgradient berechnet und mit Kosten von 509,2 bis 1.204 Mio. Euro angesetzt. Äquivalent hierzu ergeben sich für das 1.500 MW System Kosten von 763,7 bis 1.806,3 Mio. Euro.

7.2 Alternative Umsetzungsvarianten

Alternativ zur Variation von Subsystemen durch unterschiedliche Technologien wie PEM, AEL, OCGT oder CCGT sowie durch die Wahl verschiedener Batterie- oder H₂-Speichertechnologien gibt es zahlreiche weitere Ansätze, das Gesamtsystem zu gestalten. In diesem Kapitel werden die Diskussionspunkte, die während der Projektlaufzeit das größte Potenzial für Diskussionen boten, kurz aufgeführt.

7.2.1 Umsetzung durch Umbau bestehender Gaskraftwerke

Wirtschaftlich sinnvoll könnte der Umbau bestehender Kraftwerke zu wasserstofffähigen Kraftwerken sein. Das Positionspapier des vgb e.V. beschreibt die Kosten für den Umbau bestehender Anlagen hin zu H₂-Kraftwerken mit Kosten zwischen 40 – 89 % verglichen mit einem Neubau [90]. Wenn also die technische Machbarkeit gegeben ist, kann die Nutzung eines bestehenden Gastkraftwerks die Implementierungskosten eines hybriden Netzboosters reduzieren.

7.2.2 Umsetzung mit Brennstoffzelle

Wird statt einer OCGT eine PEM-Brennstoffzelle verwendet, steigen die Kosten signifikant. Die Kosten werden dabei zwischen 900 Euro/kW bis hin zu 1.500 Euro/kW beaufschlagt [91]. Aufgrund der noch nicht etablierten hochskalierten Fertigung für PEM-Brennstoffzellen ist eine valide Kostenschätzung derzeit nicht möglich. Dies führt zu einer hohen Schwankungsbreite der Vorhersagen, die sowohl weit unter 900 Euro/kW als auch weit über 1500 Euro/kW liegen. Es konnte zudem kein System der Größe mehrere hundert Megawatt gefunden werden, was theoretisch machbar ist, jedoch bisher noch nicht umgesetzt wurde. Aus Gründen der Vollständigkeit wird dies im Bericht erwähnt. Darüber hinaus wurde diese Fragestellung während der Projektlaufzeit wiederholt thematisiert. Dabei zeigt Tabelle 7.5 die Ergebnisse des Auslegungstools für die Kosten.

Tabelle 7.5: Variation der Leistung mit zugehörigen CAPEX zwischen günstigstem und teuerstem Szenario.

Leistung P_{el} [MW]	Min. CAPEX [Mio. Euro]	Max. CAPEX [Mio. Euro]
500	556	977
1.000	1.160	2.048
1.500	1.810	3.213

Wird ein höherer Wirkungsgrad gefordert, so wäre die Wahl einer CCGT gegenüber einer PEM-Brennstoffzelle zu bevorzugen, da diese bereits in den großen Leistungsklassen verfügbar ist, ähnliche Wirkungsgrade erreicht und bereits viel Erfahrung in der Branche vorliegt. Nichtsdestotrotz sollten die Kostenentwicklungen der PEM-Brennstoffzelle auch zukünftig beobachtet werden.

7.2.3 Umsetzung durch Batteriesysteme

Zur Vergleichbarkeit wird gezeigt, welche CAPEX ein reines BESS für die gleiche Energiespeichermenge benötigen würde. Kapitel 4.4 hat bereits gezeigt, dass die Kosten des Batteriespeichers stark an die zu speichernde Energie gekoppelt sind, während hingegen das hybride System entkoppelt ist. Tabelle 7.6 zeigt wie sich das für die beschriebenen Leistungen auswirkt. Für die Berechnung wurden Kosten von 250 bis 500 Euro/kWh angesetzt und eine Systemverfügbarkeit von vier Stunden festgelegt.

Tabelle 7.6: Variation der Leistung mit den zugehörigen CAPEX umgesetzt als reiner Batteriespeicher.

Leistung P_{el} [MW]	Min. CAPEX [mio. Euro]	Max. CAPEX [mio. Euro]
500	500	1000
1000	1000	2000
1500	1500	3000

7.3 Systemdarstellung

Das in Kapitel 4.4 beschriebene Auslegungswerkzeug ermöglicht eine Visualisierung der Größenverhältnisse, um ein besseres Verständnis des Systems zu erreichen. In diesem Abschnitt ist das in Kapitel 7.1.2 beschriebene System schematisch dargestellt.

Durch die hohe Elektrolysezeit von 200 Stunden fällt in diesen Systemen der Elektrolyseur vergleichsweise klein aus. Abbildung 7.3 zeigt die schematische Darstellung der Elektrolyse anhand der Abmaße eines Silyzer300 [92]. Während Abbildung 7.4 großzylindrische H_2 -Speicher mit 2,8 Meter Durchmesser und 30 Meter Höhe zeigt.

Design of Electrolyzer System with:
Silyzer 300 Siemens PEM 17.5 MW

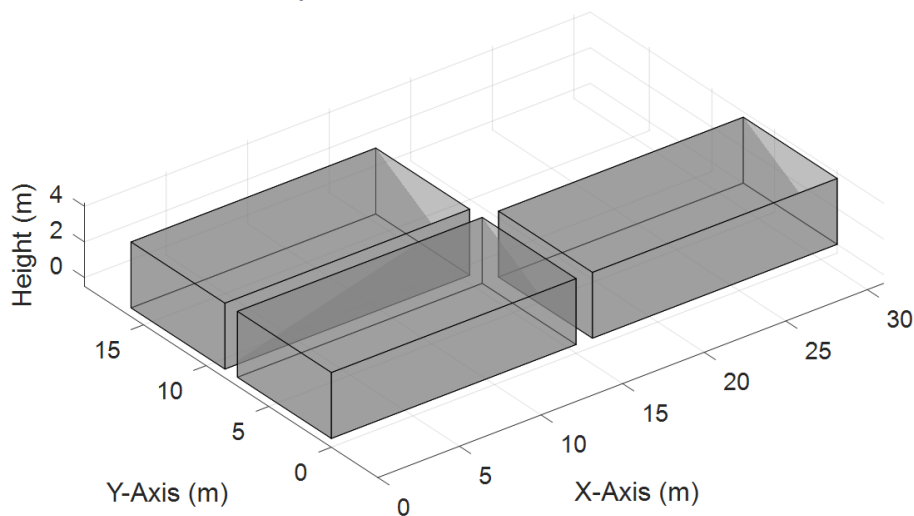


Abbildung 7.3: Elektrolyse mit den Dimensionen dreier Silyzer300 für 52.5 MW ohne Nebenanlagen

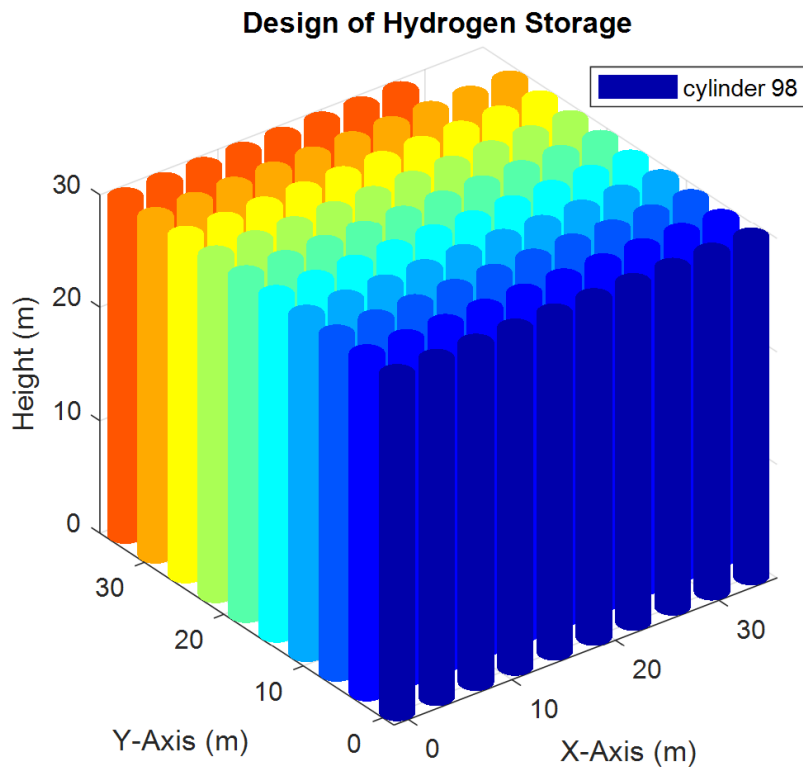


Abbildung 7.4: Darstellung des H_2 -Speichers über großzylindrische Drucktanks

Design of Battery Storage System with 176.5046 MWh

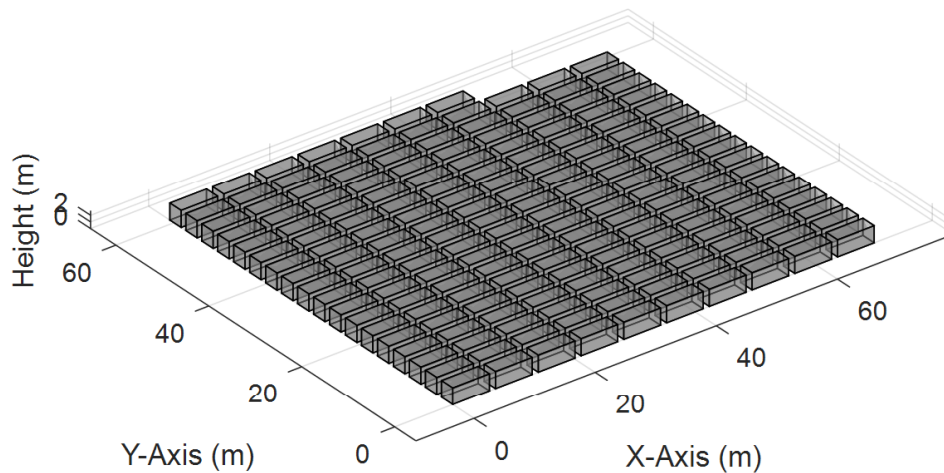


Abbildung 7.5: Batteriespeicher-Flächenbedarf (176.5 MWh)

Abbildung 7.5 zeigt die Dimensionen eines 176.5 MWh Container-Feldes (je 20 Zoll-Container mit 1 MWh Kapazität). An dieser Stelle sei anzumerken, dass bereits mehr Kapazität je nach Anbieter in einem Standard-Container untergebracht werden kann. Als Extrembeispiel kann der CATL TENER aufgeführt werden, welcher eine Kapazität von 6 MWh, exklusive der Leistungselektronik, enthält [93]. Dementsprechend würde das Container-Feld auch kleiner ausfallen. Bei der konkreten Umsetzung ist zu berücksichtigen, dass die Flächenplanung nicht nur die bauliche Erschließung, sondern auch die regionalen Umweltbedingungen sowie die Errichtung von Nebenanlagen berücksichtigt.

7.4 Bewertung der Umsetzungskonzepte

Im Folgenden erfolgt eine Evaluierung der vorgestellten Umsetzungskonzepte hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit. Die in Studie zur Netzdienlichkeit des hybriden

Umsetzungskonzepte

Netzboosters präsentierten Erlöspotenziale aus der Studie zur Netzdienlichkeit werden mit den ermittelten Kosten der Umsetzungskonzepte in Kapitel 7.1 für die jeweiligen Umsetzungsvarianten verglichen. Die Erlösberechnung für die Bereitstellung von Regelleistung und -arbeit basiert auf den Parametereinstellungen und der Datengrundlage des Regelreserve-Szenarios RR-1. Dabei wird berücksichtigt, dass der Batteriespeicher von der berechneten Energiekapazität nur 90 % am Regelreservemarkt anbieten kann, um eine Tiefenentladung zu vermeiden. Für den Netzboostereinsatz wird eine Sicherheitsmarge von 25 % des minimalen Ladezustand angenommen.

Tabelle 7.7 gibt dabei einen Überblick für die veranschlagten Projektumsetzungskosten (einmalig), fixen OPEX (pro Jahr) und Lebensdauern, festgelegt basierend auf den Ergebnissen der Datensammlung in Kapitel 6.2.

Tabelle 7.7: Überblick Projektumsetzungskosten, fixe OPEX und Lebensdauern

Systemkomponente	Projektumsetzungskosten	Fixe OPEX	Lebensdauer
Batteriespeicher	80% der CAPEX	1,5% der CAPEX	15 Jahre
Gasturbine	150% der CAPEX	2,5% der CAPEX	25 Jahre
Elektrolyseur	80% der CAPEX	4% der CAPEX	15 Jahre

In Bezug auf den H₂-Speicher wurden keine Projektumsetzungskosten sowie fixe OPEX angenommen. Es wird angenommen, dass diese nur einen geringen Anteil an den Gesamtkosten darstellen. Für den NAP der Systemkomponenten werden Stromrichter zum Anschluss des Batteriespeichers und des Elektrolyseurs sowie Transformatoren benötigt. Die Kosten für die Stromrichter sind dabei bereits in den in Kapitel 7.1 dargestellten Kosten enthalten. In der vorliegenden Untersuchung wird davon ausgegangen, dass eine Transformation des Stroms von den Stromrichtern des Batteriespeichers und des Elektrolyseurs bis zur Höchstspannungsebene erforderlich ist. In der Folge entstehen zusätzliche Kosten für einen 380/110-kV-Transformator, ein Transformatorschaltfeld sowie Transformatoren von 110 kV auf Mittelspannungsebene (Spannung an den Stromrichtern der Systemkomponenten). Die angenommenen Kosten basieren auf den Kostenschätzungen des NEP 2037 [2]. Dabei wurde ein Anteil von 50 % der Kosten des 380/110-kV-Transformators für die Transformatoren von 110 kV auf Mittelspannungsebene veranschlagt. Tabelle 7.8 gibt einen Überblick über die angenommenen Kosten für den Netzanschluss.

Tabelle 7.8: Überblick Annahmen Kosten für den Netzanschluss

Systemkomponente	Kosten
380/110-kV-Transformator	0,021 Mio. EUR/MVA [2]
110-kV-auf-Mittelspannung-Transformator	0,0105 Mio. EUR/MVA
380-kV Transformatorschaltfeld	4,9 Mio. EUR/Stück [2]

Für die Umsetzungsvarianten der Kapitel 7.1.1, 7.1.2, 7.1.3 und 7.1.4 wird jeweils ein Business Case erstellt. Die dargestellten Projektkosten berücksichtigen dabei die Projektumsetzungskosten in Tabelle 7.7 sowie die Kosten für den Netzanschluss Tabelle 7.8. In der Projektkostenbewertung sind keine Kapitalkosten berücksichtigt.

7.4.1 Bewertung Umsetzungsvariante 1

Tabelle 7.9 zeigt die ermittelten potenziellen Erlöse für die Umsetzungsvariante 1. Dabei werden die Einsparungen im Redispatch sowie die Erlöse aus dem Regelreservemarkt erfasst.

Tabelle 7.9: Überblick Erlöspotenziale Umsetzungsvariante 1

Netzausbaustufe	Einsparungen Redispatch	Erlöse Regelreserve-Markt
<i>BBP</i>	181 Mio. Euro / Jahr	26,3 Mio. Euro / Jahr
<i>vorlB</i>	33 Mio. Euro / Jahr	40,2 Mio. Euro / Jahr
<i>ZN</i>	13 Mio. Euro / Jahr	42,2 Mio. Euro / Jahr

In der Netzausbaustufe BBP lassen sich jährlich Redispatch-Maßnahmen in Höhe von 181 Mio. Euro einsparen. Gleichzeitig generiert der Regelreservemarkt Erlöse im Umfang von 26,3 Mio. Euro pro Jahr. Bei einem weiteren Fortschritt des Netzausbaus verringern sich die durch Redispatch erzielten Einsparungen in der Ausbaustufe *vorlB* auf 33 Mio. Euro pro Jahr, während die Erlöse aus dem Regelreservemarkt auf 40,2 Mio. Euro pro Jahr ansteigen. In der Netzausbaustufe ZN werden Einsparungen durch Redispatch in Höhe von 13 Mio. Euro pro Jahr erzielt. Demgegenüber stehen Erlöse aus dem Regelreservemarkt in Höhe von 42,2 Mio. Euro pro Jahr.

In Abbildung 7.6 werden die mittleren Projektumsetzungskosten (aufsummiert auf das Inbetriebnahme Jahr "0") mit den jährlich aufsummierten Erlösen in der Netzausbaustufe *vorlB* abzüglich der fixen Betriebs- und Wartungskosten (FOM-Kosten) verglichen.

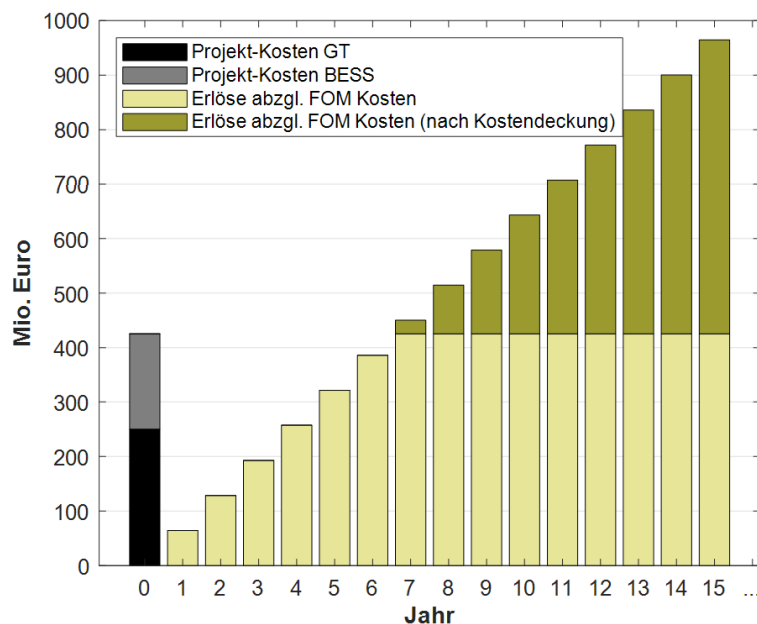


Abbildung 7.6: Amortisation Umsetzungsvariante 1, Netzausbaustufe 2: vorlB

Die mittleren Projektumsetzungskosten belaufen sich folglich auf 425,5 Millionen Euro. Infolgedessen ergibt sich für das Netzausbau-Szenario *vorlB* eine zu erwartende Amortisationszeit von sieben Jahren. Eine vorzeitige Inbetriebnahme der Anlage oder eine Verzögerung des Netzausbaus resultieren in einer Reduktion der

Amortisationszeit auf bis zu drei Jahre (im Netzausbauzustand *BBP*). Bei einer Inbetriebnahme zu einem Zeitpunkt, zu dem der Netzausbauzustand eine höhere Ausbaustufe (*ZN*) erreicht hat, ist mit einer Amortisationszeit von zehn Jahren zu rechnen. Bei einer Betrachtung der Projektumsetzungskosten unter Berücksichtigung der in Kapitel 7.1 dargestellten minimalen Projektkosten zeigt sich eine Verringerung der Amortisationszeit, während bei einer Orientierung an den maximalen Projektkosten eine Verlängerung der Amortisationszeit zu verzeichnen ist. In sämtlichen Szenarien ist die Amortisationszeit geringer als die Lebensdauer des Batteriespeichers und beträgt in allen Fällen weniger als 15 Jahre.

Zusammenfassend lässt sich also rückschließen, dass die Umsetzungsvariante 1 voraussichtlich wirtschaftlich ist.

7.4.2 Bewertung Umsetzungsvariante 2

Tabelle 7.10 zeigt die ermittelten potenziellen Erlöse für die Umsetzungsvariante 2. Dabei werden die Einsparungen im Redispatch sowie die Erlöse aus dem Regelreservemarkt erfasst.

Tabelle 7.10: Überblick Erlöspotenziale Umsetzungsvariante 2

Netzausbaustufe	Einsparungen Redispatch	Erlöse Regelreserve-Markt
BBP	181 Mio. Euro / Jahr	34 Mio. Euro / Jahr
vorIB	33 Mio. Euro / Jahr	46,8 Mio. Euro / Jahr
ZN	13 Mio. Euro / Jahr	48,6 Mio. Euro / Jahr

Da die für den Netzboostereinsatz verfügbare Leistung (500 MW) unverändert geblieben ist, lassen sich in der Umsetzungsvariante 2 die gleichen Redispatch-Einsparungen beobachten, wie sie bereits in der vorherigen Variante festgestellt wurden. Die Hinzunahme des Elektrolyseurs resultiert in einer Erhöhung der potenziellen Erlöse auf dem Regelreserve-Markt um 6,4 bis 7,7 Mio. Euro im Vergleich zur Umsetzungsvariante 1. Die Berechnung der bereitstellbaren Regelreserve basiert auf der Annahme, dass der Elektrolyseur gemäß dem im zugrundeliegenden Strommarktszenario ermittelten Einsatzfahrplan für Elektrolyseure in Süddeutschland betrieben wird. Dies ermöglicht dem Elektrolyseur, sowohl positive als auch negative Regelreserve anzubieten, abhängig vom aktuellen Betriebsstatus. Die Erlöse für den Verkauf des durch den Elektrolyseur produzierten H₂ sind in dieser Berechnung nicht enthalten.

In Abbildung 7.7 werden die mittleren Projektumsetzungskosten (aufsummiert auf das Inbetriebnahme Jahr "0") mit den jährlich aufsummierten Erlösen in der Netzausbaustufe *vorIB* abzüglich der FOM-Kosten verglichen.

Umsetzungskonzepte

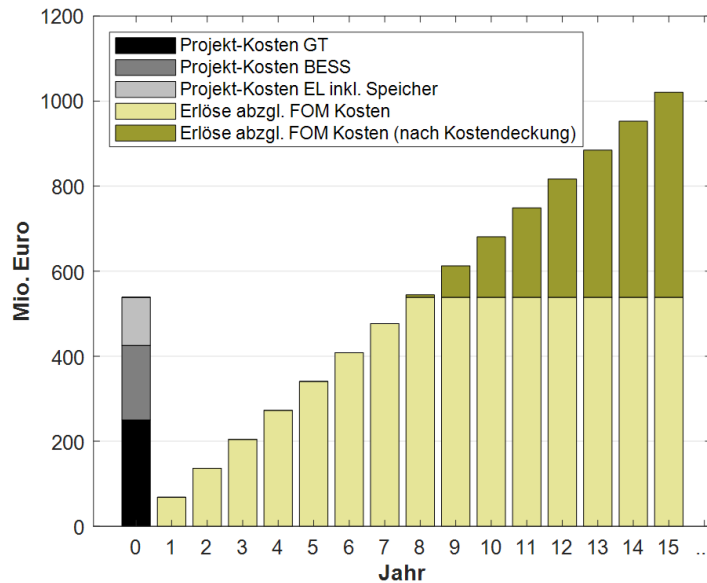


Abbildung 7.7: Amortisation Umsetzungsvariante 2, Netzausbaustufe 2: vorIB

Die mittleren Projektumsetzungskosten belaufen sich folglich auf 538,5 Millionen Euro. Infolgedessen ergibt sich für das Netzausbau-Szenario *vorIB* eine zu erwartende Amortisationszeit von acht Jahren. Eine vorzeitige Inbetriebnahme der Anlage oder eine Verzögerung des Netzausbaus resultieren in einer Reduktion der Amortisationszeit auf bis zu drei Jahre (im Netzausbauzustand *BBP*). Bei einer Inbetriebnahme zu einem Zeitpunkt, zu dem der Netzausbauzustand eine höhere Ausbaustufe (*ZN*) erreicht hat, ist mit einer Amortisationszeit von elf Jahren zu rechnen. Bei einer Betrachtung der Projektumsetzungskosten unter Berücksichtigung der in Kapitel 7.1 dargestellten minimalen Projektkosten zeigt sich eine Verringerung der Amortisationszeit, während bei einer Orientierung an den maximalen Projektkosten eine Verlängerung der Amortisationszeit zu verzeichnen ist. Unter Berücksichtigung der maximalen Projektkosten lässt sich in der Netzausbaustufe *ZN* keine Amortisation innerhalb eines Zeitraums von 15 Jahren prognostizieren. Demgegenüber weisen die übrigen Szenarien eine Amortisationszeit von weniger als 15 Jahren auf.

Zusammenfassend lässt sich also rückschließen, dass die Umsetzungsvariante 2 voraussichtlich wirtschaftlich ist.

7.4.3 Bewertung Umsetzungsvariante 3

Die Erlöspotenziale der Umsetzungsvariante 3 zeigen keine Unterschiede zu den Potenzialen der Variante 1. Allerdings ist bei dieser Variante ein Anstieg der Projektumsetzungskosten für den Bau eines H₂-Speichers mit einer Kapazität von vier Stunden zu verzeichnen. In Abbildung 7.8 werden die mittleren Projektumsetzungskosten (aufsummiert auf das Inbetriebnahme Jahr "0") mit den jährlich aufsummierten Erlösen in der Netzausbaustufe *vorIB* abzüglich der FOM-Kosten verglichen.

Umsetzungskonzepte

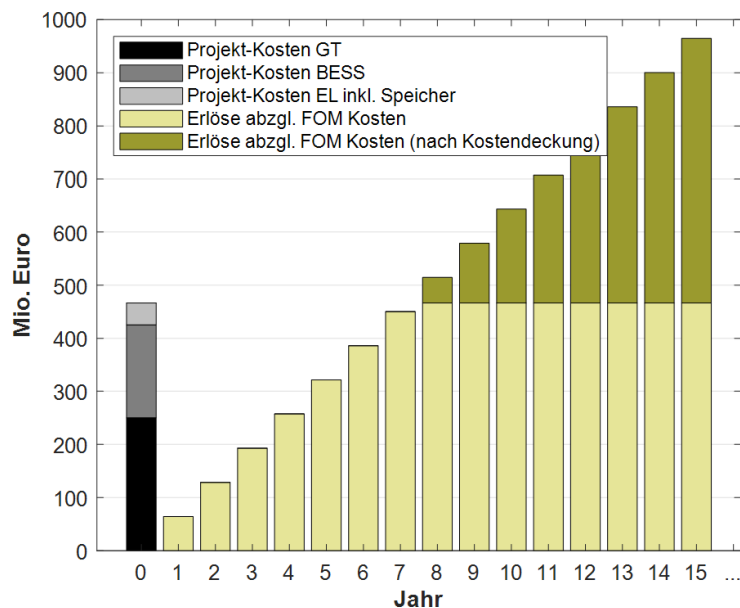


Abbildung 7.8: Amortisation Umsetzungsvariante 3, Netzausbaustufe 2: vor/b

Die mittleren Projektumsetzungskosten belaufen sich folglich auf 466,5 Millionen Euro. Infolgedessen ergibt sich für das Netzausbau-Szenario *vor/b* eine zu erwartende Amortisationszeit von acht Jahren. Eine vorzeitige Inbetriebnahme der Anlage oder eine Verzögerung des Netzausbaus resultieren in einer Reduktion der Amortisationszeit auf bis zu drei Jahre (im Netzausbauzustand *BBP*). Bei einer Inbetriebnahme zu einem Zeitpunkt, zu dem der Netzausbauzustand eine höhere Ausbaustufe (*ZN*) erreicht hat, ist mit einer Amortisationszeit von elf Jahren zu rechnen. Bei einer Betrachtung der Projektumsetzungskosten unter Berücksichtigung der in Kapitel 7.1 dargestellten minimalen Projektkosten zeigt sich eine Verringerung der Amortisationszeit, während bei einer Orientierung an den maximalen Projektkosten eine Verlängerung der Amortisationszeit zu verzeichnen ist. Unter Berücksichtigung der maximalen Projektkosten lässt sich in der Netzausbaustufe *ZN* keine Amortisation innerhalb eines Zeitraums von 15 Jahren prognostizieren. Demgegenüber weisen die übrigen Szenarien eine Amortisationszeit von weniger als 15 Jahren auf.

Zusammenfassend lässt sich also rückschließen, dass die Umsetzungsvariante 3 voraussichtlich wirtschaftlich ist.

7.4.4 Bewertung Umsetzungsvariante 4

Tabelle 7.11 zeigt die ermittelten potenziellen Erlöse für die Umsetzungsvariante 4. Dabei werden die Einsparungen im Redispatch sowie die Erlöse aus dem Regelreservemarkt erfasst.

Tabelle 7.11: Überblick Erlöspotenziale Umsetzungsvariante 4

Netzausbaustufe	Einsparungen Redispatch	Erlöse Regelreserve-Markt
BBP	181 Mio. Euro / Jahr	10,9 Mio. Euro / Jahr
vorlB	33 Mio. Euro / Jahr	18,8 Mio. Euro / Jahr
ZN	13 Mio. Euro / Jahr	20,3 Mio. Euro / Jahr

Da die für den Netzboostereinsatz verfügbare Leistung (500 MW) unverändert geblieben ist, lassen sich in der Umsetzungsvariante 4 die gleichen Redispatch-Einsparungen beobachten, wie sie bereits in der vorherigen Variante festgestellt wurden. Im Vergleich zu den Umsetzungsvarianten 1 bis 3 ist eine signifikante Reduktion der potenziellen Erlöse am Regelreserve-Markt zu verzeichnen. Die Abkopplung der Anlagen vom Gasnetz bedingt eine deutliche Einschränkung der Flexibilität der Systemkomponenten. Der Elektrolyseur wird im Wesentlichen zur Befüllung des H₂-Speichers genutzt, während die Gasturbine aufgrund der limitierten Verfügbarkeit von Brennstoff lediglich eine reduzierte Leistung und Arbeit am Regelreservemarkt anbieten kann. Dies resultiert in Erlösen, die in sämtlichen Netzausbaustufen um mehr als 50 % fallen.

In Abbildung 7.9 werden die mittleren Projektumsetzungskosten (aufsummiert auf das Inbetriebnahme Jahr "0") mit den jährlich aufsummierten Erlösen in der Netzausbaustufe *vorlB* abzüglich der FOM-Kosten verglichen.

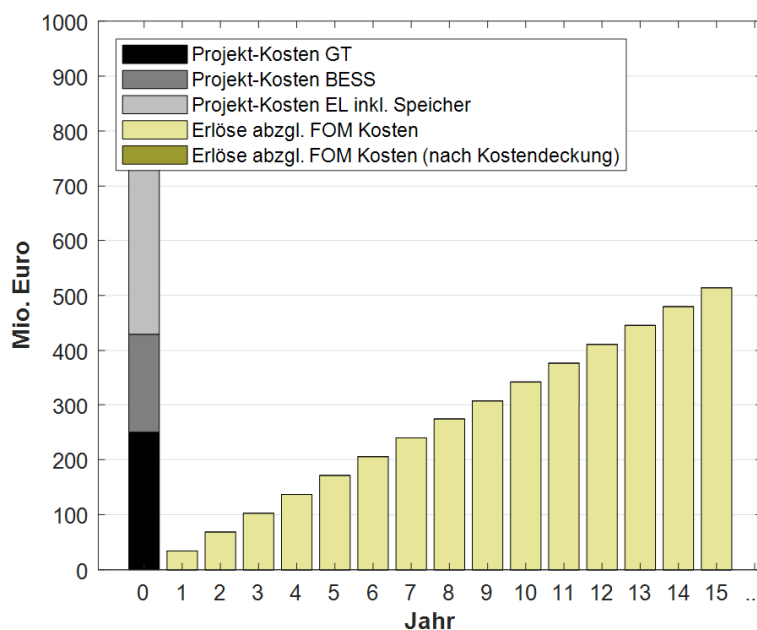


Abbildung 7.9: Amortisation Umsetzungsvariante 4, Netzausbaustufe 2: vorlB

Die mittleren Projektumsetzungskosten belaufen sich folglich auf 888,5 Millionen Euro. Infolgedessen ergibt sich für das Netzausbau-Szenario *vorlB* eine zu erwartende Amortisationszeit von über 25 Jahren. Eine vorzeitige Inbetriebnahme der Anlage oder eine Verzögerung des Netzausbaus resultieren in einer Reduktion der Amortisationszeit auf bis zu sechs Jahre (im Netzausbauzustand *BBP*). Bei einer Inbetriebnahme zu einem Zeitpunkt, zu dem der Netzausbauzustand eine höhere Ausbaustufe (*ZN*) erreicht hat, ist mit einer Amortisationszeit von über 25 Jahren zu

rechnen. Eine Betrachtung der Projektumsetzungskosten unter Berücksichtigung der in Kapitel 7.1 dargestellten minimalen Projektkosten zeigt, dass sich die Amortisationszeit in den Netzvarianten *vorIB* und *BBP* auf unter 15 Jahren verringert. Bei einer Orientierung an den maximalen Projektkosten ist lediglich im Netzausbauzustand *BBP* mit einer Amortisation unterhalb von 15 Jahren zu rechnen.

In der Zusammenfassung lässt sich festhalten, dass die Umsetzungsvariante 4 mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht wirtschaftlich sein wird. Lediglich in einem stark unterbauten Stromnetz (Variante *BBP*) kann eine Amortisation innerhalb der Lebensdauer der Systemkomponenten beobachtet werden. Allerdings ist es unwahrscheinlich, dass dieser Netzausbauzustand über einen längeren Zeitraum vorherrscht.

7.5 Zusätzliche Erlöspotenziale

In der vorliegenden Untersuchung wurden Erlöspotenziale auf zukünftig potenziellen Märkten für die Bereitstellung von Blindleistung, Momentanreserve und schwarzstartfähiger Leistung nicht berücksichtigt. Des Weiteren wurden mögliche Kostensynergien, beispielsweise im Zusammenhang mit bereits geplanten netzbildenden STATCOM-Anlagen, nicht berücksichtigt. Eine Einzelfallbetrachtung kann zu einer weiteren Reduktion der Amortisationszeit führen.

Des Weiteren eröffnet der Handel am Strommarkt zusätzliche Erlöspotenziale, welche jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung waren. Die Speicherung von Strom im Batteriespeicher zu Zeiten niedriger Preise und dessen Verkauf zu höheren Preisen ermöglicht die Realisierung zusätzlicher Einnahmen. Die Gasturbine kann insbesondere bei hohen Preisen am Strommarkt, beispielsweise bei hoher Last und geringer Verfügbarkeit erneuerbarer Energien, Strom veräußern und somit ebenfalls von Preisschwankungen profitieren. Der Elektrolyseur ermöglicht die Produktion und den Verkauf von H_2 , wodurch sich weitere Erlöspotenziale eröffnen können.

7.6 Weitere Kriterien für die Standortauswahl

Die durchgeführte Studie zur Netzdienlichkeit hat aufgezeigt, dass eine strategische Positionierung hybrider Netzboosteranlagen südlich der prognostizierten Engpässe ein vielversprechendes Potenzial darstellt. Bei der Auswahl geeigneter Flächen sind darüber hinaus folgende weitere Kriterien zu berücksichtigen:

- Die Realisierbarkeit der Installation eines hybriden Netzboosters an einem Umspannwerk oder durch Einschleifung in eine bestehende Freileitung im Stichtrieb muss im Einzelfall geprüft und bewertet werden.
- Es ist zu bewerten, ob die Systemkomponenten ohne signifikante Umbaumaßnahmen an das bestehende Netz angeschlossen werden können und die Netzanschlussbedingungen erfüllt werden.
- Die Umweltbedingungen sind ein wesentlicher Faktor, der bei der Standortwahl zu berücksichtigen ist. Insbesondere die Frage der Sicherheit vor Naturkatastrophen spielt wie auch bei den anderen netzdienlichen und netzkritischen Betriebsmitteln eine entscheidende Rolle, da nur ein Standort, der auch langfristig vor solchen Ereignissen sicher ist, die Basis für eine sichere Betriebsführung bieten kann.
- Die Möglichkeit einer Anbindung der Gasturbine an das Gasnetz stellt eine grundlegende Voraussetzung dar, um das vollständige Potenzial der Systemkomponenten ausschöpfen zu können.

Umsetzungskonzepte

- Weitere technische und gesetzliche Anforderungen, beispielsweise in Bezug auf das Brandschutzkonzept sowie das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG), sind zu berücksichtigen.

7.7 Regulatorische Herausforderungen bei der Umsetzung

Im Rahmen dieser Untersuchungen wurde das technische und wirtschaftliche Potenzial einer hybriden Netzboosteranlage für ausgewählte Szenarien bewertet. Die Umsetzung eines hybriden Netzboosters bedingt jedoch auch eine umfassende Analyse der bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen. Diese Analyse wurde im Rahmen der Konzeptstudie nicht durchgeführt, ist jedoch von entscheidender Bedeutung, um die zügige Integration des vorgestellten Konzepts in den Rahmen des bestehenden Energiesystems zu gewährleisten. Erfahrungen aus dem Netzbooster Projekt Kupferzell (Projekt P430, NEP 2037 [2]) zeigen, dass regulatorische Unklarheiten insbesondere zu Beginn eines solchen innovativen Einsatzkonzeptes zu Projektverzögerungen führen können.

Aus regulatorischer Sicht wären beispielsweise neue Vergütungskonzepte denkbar, die das Vorhalten von Leistung für einen kurativen Systembetrieb regulieren. Auch können die Anlagen von unterschiedlichen Eigentümern betrieben oder aktiviert werden. Eine klare Regulatorik, die Untersuchung dieser und eine enge Zusammenarbeit bzw. Abstimmung zwischen verschiedenen Akteuren (bspw. dem Netzbetreiber und Marktteilnehmer oder Anlagenbetreibern) ist dabei unabdingbar.

8 Zusammenfassung

Das Konzept des hybriden Netzboosters stellt eine innovative Lösung zur höheren Auslastung und Stabilisierung des Stromnetzes dar, indem es Batteriespeicher und Gasturbinen kombiniert. Netzbooster sind in der Lage, bei Netzfehlern schnell Energie bereitzustellen, um Überlastungen zu vermeiden und die Netzstabilität zu gewährleisten. Die grundlegende Idee besteht darin, groß dimensionierte Batteriespeicher zu nutzen, die bei Auftreten eines Fehlers im Stromnetz innerhalb kürzester Zeit eine Entlastung bewirken können. Dies ermöglicht eine höhere Auslastung des Stromnetzes im Normalbetrieb und vermeidet präventive Redispatch-Maßnahmen, wie die Abregelung von erneuerbaren Energien oder das Hochfahren von konventionellen Gaskraftwerken. Die Weiterentwicklung dieses Konzepts zum hybriden Netzbooster beinhaltet eine Optimierung der Dimensionierung und des Einsatzes der Systemkomponenten. Dabei stehen zwei Hauptziele im Fokus: die Reduktion der Speicherkosten durch Minimierung der benötigten Batteriezellen und die Optimierung des Einsatzes der Systemkomponenten zur Erschließung zusätzlicher Erlöspotenziale. Das Hybridkonzept integriert einen schnell reagierenden Batteriespeicher und eine Gasturbine, deren Reaktionszeit weniger als eine Stunde beträgt. Diese Komponenten müssen nicht zwangsläufig am selben Standort installiert werden. Zusätzlich ermöglicht das Konzept die Integration eines Elektrolyseurs und eines Gasspeichers, was die Resilienz des Gesamtsystems erhöht. Die Gasturbine sollte an das Gasnetz angebunden werden, um längere Reparaturzeiten im Stromnetz abzudecken. Durch die Verbindung von Batteriespeicher und Gasturbine, die zukünftig auch mit H₂ betrieben werden könnte, wird eine flexible und effiziente Lösung zur Netzstabilisierung geschaffen.

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurde ein Netzlabor eingerichtet, in dem die verschiedenen technischen Komponenten des Konzepts unter realistischen Bedingungen getestet wurden. Bei der Planung des Netzlabor wurden Konzepte entwickelt, welche die Integration der neu zu errichtenden H₂-Infrastruktur in die bestehende Anlagentopologie des THU-Energieparks sowie die dafür relevanten Umsetzungsschritte zum Gegenstand hatten. Im Anschluss erfolgte eine EU-weite Ausschreibung der erforderlichen Anlagenkomponenten. Im Rahmen der Entwicklung der Anlagensteuerung wurde die Integration einzelner Anlagen in ein zentrales Leitsystem für einen hybriden Netzbooster konzipiert und mittels Testläufe evaluiert. Die Konzeption der Steuerung umfasste die Berücksichtigung diverser Anforderungen, darunter die Echtzeitüberwachung, Synchronisation, intelligente Ladeplanung sowie Schutzfunktionen. Des Weiteren wurde ein Konzept für ein dynamisches Lastmanagement mit Parameterüberwachung und Rückfallebene entwickelt. Die Errichtung des Netzlabor erfolgte zwischen dem vierten Quartal 2023 und dem zweiten Quartal 2024 und umfasst einen Elektrolyseur, einen Verdichter, zwei Speicher, eine Brennstoffzelle sowie eine H₂-Turbine.

Bei der Durchführung der Testszenarien erfolgte eine Untersuchung der Buskommunikationsstabilität, Latenz, Zykluszeit, des Startverhaltens, des statischen und dynamischen Betriebs sowie des Systemverhaltens im sogenannten "Netzboostertest". Des Weiteren wurden durch das ZSW die H₂-Qualität an mehreren Punkten der Anlage mit dem Ergebnis überprüft, dass neben der zu hohen Feuchte durch fehlerhafte Trockner keine gravierenden Mängel vorlagen. Abgasanalysen der Gasturbine brachten relevante, aber nicht sicherheitskritische Gehalte an unverbranntem Restwasserstoff während den Startphasen der Turbine ans Licht. Im Rahmen des Netzboostertests konnte festgestellt werden, dass die Batterie innerhalb

Zusammenfassung

von 2,4 Sekunden aus dem Standby-Zustand auf Nennleistung hochgefahren werden kann. Für den elektrischen Hochlauf der Turbine war eine Hilfsenergie von 10 % der Nennleistung erforderlich. Nach einer Dauer von 25,4 Minuten wurde der Batteriespeicher erfolgreich durch die Turbine abgelöst. Eine Sollwertabweichung im Bereich von 2,5 % bis 5,2 % der Leistung wurde beobachtet. Die Zeit- und Parametersynchronisation sowie die Möglichkeit der gemeinsamen Anlagenführung wurden erfolgreich nachgewiesen.

Darüber hinaus fand die Modellierung der Anlage und die Analyse ihrer Netzdienlichkeit statt. Im Rahmen des Forschungsprojekts wurde ein detailliertes und skalierbares Modellierungsframework für einen hybriden Netzbooster erstellt. Dieses ermöglicht unter anderem eine genaue Analyse der transienten Stabilität. Es kann unter anderem im Rahmen einer Durchführung von Studien wie Konformitätstests der Anlage mit dem Grid Codes dienen. Darüber hinaus wurde eine dynamische Leistungszuweisungsstrategie entworfen, die eine reibungslose Lastverteilung zwischen den Komponenten mit unterschiedlichen dynamischen Eigenschaften gewährleistet.

Im Rahmen des Projekts wurde ein Tool entwickelt, das zur Auslegung der Systemkomponenten des hybriden Netzboosters dient. Das Tool basiert auf den im Projekt erarbeiteten Methoden und ermöglicht eine effiziente Planung der einzelnen Komponenten. Zudem wurden die Systemkomponenten mit nivellierten Kosten hinterlegt, um erste CAPEX-Schätzungen zu erstellen. Die Analysen zeigten, dass ein Gasanschluss eine sinnvolle Ergänzung darstellt. Bei den H₂-Speichern erwiesen sich großzylindrische Druckspeicher, mit Ausnahme von Kavernenspeichern, als die kostengünstigste Option. Ergänzend dazu könnte ein System mit einem H₂-Speicher, der eine Kapazität für vier Stunden bereitstellt, eine sinnvolle Lösung sein, um Flexibilität und Resilienz des hybriden Netzboosters weiter zu steigern.

Im Rahmen einer Studie zur Netzdienlichkeit wurde der potenzielle Einsatz eines großskaligen hybriden Netzboosters analysiert. Die Analyse des Strommarktes erfolgte unter Zuhilfenahme der Daten aus dem NEP 2037/2045, wobei der Fokus auf dem Jahr 2037 lag. Um den Nutzen des hybriden Netzboosters in unterschiedlichen Netzausbau-Szenarien evaluieren zu können, wurde eine Analyse von drei Netzausbauzustufen durchgeführt. Die minimale Ausbaustufe *BBP* basiert dabei auf festgeschriebenen Maßnahmen des Bundesbedarfsplans, die fortgeschrittene Ausbaustufe *vorIB* basiert auf vorläufig durch die Bundesnetzagentur bestätigten Maßnahmen und die maximale Ausbaustufe *ZN* hat das durch die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagene Zielnetz für das Jahr 2037 als Grundlage. Eine detaillierte Untersuchung des deutschen Höchstspannungsnetzes in einem Netzmodell zeigt, dass es insbesondere in Nord-Süd-Richtung zu erheblichen Überlastungen kommt. In Bezug auf den *BBP*-Ausbauzustand zeigt sich, dass 15.235 km der Stromkreise einen Engpassenergie-Wert von über 5 GWh aufweisen. Dies entspricht einem Anteil von etwa 33 % des *BBP*-Wechselstromnetzes. In den weiteren Netzausbauzustufen werden diese Überlastungen reduziert. In der Ausbaustufe *vorIB* sind 7.848 km Leitungen (ca. 15 % des Netzes) von einer Engpassenergie von mehr als 5 GWh betroffen, während es im *ZN*-Zustand nur noch 5.275 km Leitungen (ca. 10 % des Netzes) sind. Die höchsten Überlastungen sind in den Bundesländern Niedersachsen und Hessen zu beobachten. In der Folge wurde mit einem detaillierten Redispatch-Modell die Eignung unterschiedlicher Standorte für hybride Netzbooster in Süddeutschland hinsichtlich der Leistungsklassen 500 MW, 1.000 MW und 1.500 MW evaluiert. Die Redispatchvolumina bzw. -kosten und das mögliche Einsparpotenzial für einen hybriden Netzbooster variieren dabei in Abhängigkeit vom Netzausbauzustand

Zusammenfassung

in beträchtlichem Maße. Die Implementierung eines Netzboosters der 500-MW-Klasse resultiert in einer Reduktion des jährlichen Redispatchvolumens von 72 GWh bis 950 GWh (was einem monetären Einsparpotenzial von 13 bis 155 Mio. Euro entspricht). Eine 1.000-MW-Anlage ermöglicht eine Einsparung von 120 GWh bzw. 22 Mio. Euro bis 1.549 GWh bzw. 296 Mio. Euro pro Jahr. Der 1.500-MW-Booster ermöglicht eine Einsparung von 155 GWh bzw. 29 Mio. Euro bis 1.753 GWh bzw. 341 Mio. Euro. Der Nutzen einer Verstärkung der Netzboosteranlage nimmt im Vergleich der Leistungsklassen nur unterproportional zur Leistungserhöhung zu, weshalb die 500-MW-Ausbaustufe einer detaillierten Analyse unterzogen wird. Diese Leistungsklasse entspricht auch dem üblichen Leistungsbereich für große Gasturbinen.

Des Weiteren wurde im Rahmen des Projekts ein Werkzeug entwickelt, welches eine Bereitstellung von Regelreserve durch einen hybriden Netzbooster optimiert. Dabei findet Berücksichtigung, dass die Systemkomponenten Regelleistung lediglich in Höhe der nicht für die kurative Systemführung reservierten Leistung anbieten können. In unterschiedlichen, auf historischen Daten basierenden Szenarien des Regelreservemarktes erfolgt eine Optimierung des Einsatzes sowie eine Gegenüberstellung der Szenarien. Im Zuge dieser Analyse wird ein entsprechender Datensatz definiert, welcher für die nachfolgende Gegenüberstellung der Erlöse und der Umsetzungskosten eines hybriden Netzbooster herangezogen wird.

In der Studie wurden konkrete Umsetzungskonzepte für einen großtechnischen Einsatz entwickelt. Diese Konzepte wurden anschließend hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit evaluiert. Um die verschiedenen Umsetzungskonzepte zu evaluieren, wurden umfangreiche technische Daten zu den einzelnen Komponenten erfasst. Eine Kombination aus Komponentenrecherche und der Analyse vergleichbarer Projekte lieferte praxisnahe Datengrundlagen. Die dabei getroffenen Annahmen zu zusätzlichen Kosten wurden in Absprache mit Experten validiert. Im Rahmen der Untersuchungen wurden unterschiedliche Varianten der Umsetzung betrachtet. Die Wirtschaftlichkeit der Konzepte wird durch einen Vergleich der optimierten Erlöspotenziale mit den ermittelten Umsetzungskosten bewertet. Dabei werden zusätzlich zu den Systemkosten Projektumsetzungskosten veranschlagt, welche unter anderem die Planung, den Bau und die Genehmigung umfassen. Auch Kosten für den Anschluss an das Höchstspannungsnetz (380 kV) werden berücksichtigt. Umsetzungsvariante 1 beinhaltet einen hybriden Netzbooster mit einer Leistung von 500 MW, eine Batteriespeicherkapazität von 176,5 MWh sowie eine an das Gasnetz angeschlossene Gasturbine. Die Erlöse am Regelreservemarkt belaufen sich auf 26,3 bis 42,2 Mio. Euro pro Jahr. Die mittleren Projektumsetzungskosten werden mit 425,5 Mio. Euro berechnet, was unter Berücksichtigung der berechneten Redispatcheinsparungen und der Erlöspotenziale am Regelreservemarkt in der Netzausbaustufe *vorIB* zu einer Amortisationszeit von sieben Jahren führt. Eine frühere Inbetriebnahme oder eine Verzögerung des Netzausbaus kann die Amortisationszeit auf bis zu drei Jahre verkürzen (*BBP*), während eine spätere Inbetriebnahme bei einem fortgeschritteneren Netzausbauzustand (*ZN*) zu einer Amortisationszeit von zehn Jahren führt. In sämtlichen Szenarien liegt die Amortisationszeit unter der Lebensdauer des Batteriespeichers und beträgt weniger als 15 Jahre. Insgesamt kann die Umsetzungsvariante 1 somit als wirtschaftlich bezeichnet werden. Umsetzungsvariante 2 umfasst einen 38,1 MW-Elektrolyseur sowie einen 4.878 MWh-H₂-Speicher, welcher einen gasnetzunabhängigen Betrieb von vier Stunden ermöglicht. Die Erlöse am Regelreservemarkt steigen um 6,4 bis 7,7 Mio. Euro pro Jahr, während die Projektkosten auf 538,5 Mio. Euro ansteigen. Die

Zusammenfassung

Amortisationszeit beläuft sich auf drei (*BBP*), acht (*vorlB*) bzw. elf Jahre (*ZN*). Bei maximalen Kosten ist in Netzausbauzustand *ZN* keine Amortisation innerhalb eines Zeitraums von 15 Jahren möglich, in anderen Szenarien bleibt sie unter 15 Jahren. Umsetzungsvariante 3 beinhaltet einem hybriden Netzbooster ohne Elektrolyseur, jedoch mit Speicher für einen vierstündigen, gasnetzunabhängigen Betrieb. Die Erlöse bleiben dabei unverändert im Vergleich zur Umsetzungsvariante 1, während die mittleren Projektumsetzungskosten auf 466,5 Mio. Euro ansteigen. Die Amortisationszeiten verlängern sich um ein bis zwei Jahre. Bei maximalen Projektkosten ist in der Netzausbaustufe *ZN* keine Amortisation innerhalb eines Zeitraums von 15 Jahren möglich, während die anderen Szenarien eine Amortisation innerhalb dieses Zeitraums gewährleisten. Die Wirtschaftlichkeit dieser Variante kann als wahrscheinlich angenommen werden. Zudem bietet sie durch die Ergänzung des H₂-Speichers eine gewisse Resilienz des Systems, beispielsweise bei möglichen Engpässen im Gasnetz. In Umsetzungsvariante 4 erfolgt eine Entkopplung des hybriden Netzboosters vom Gasnetz, was eine Erhöhung der H₂-Speicherkapazität auf 14.634 MWh sowie der Elektrolyseurleistung auf 114,3 MW erforderlich macht. Dies resultiert in einer signifikanten Reduktion der potenziellen Erlöse am Regelreservemarkt, da der Elektrolyseur hauptsächlich zur Befüllung des H₂-Speichers genutzt wird und die Gasturbine aufgrund der begrenzten H₂-Verfügbarkeit nur eingeschränkt eingesetzt werden kann. Die mittleren Projektkosten betragen 888,5 Mio. Euro, was zu einer signifikanten Erhöhung der Amortisationszeiten führt. Diese Variante ist mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht wirtschaftlich. Des Weiteren wurden zusätzliche Erlöspotenziale beschrieben. Zum Zeitpunkt der Studiienerstellung lag noch kein marktbasiertes Beschaffungssystem für Blindleistung und Momentanreserve oder ein definiertes Vergütungskonzept für einen möglichen Kapazitätsmarkt vor. Es ist jedoch zu warten, dass die Erweiterung der Funktionalität von hybriden Netzboosteranlagen auf die genannten Einsatzzwecke systemdienliche und auch wirtschaftliche Vorteile mit sich bringen werden.

9 Ausblick

Der hybride Netzbooster weist ein signifikantes Potenzial zur Optimierung der Netzauslastung und -stabilität auf. Zukünftige Entwicklungen sollten sich daher auf die weitere Optimierung der Systemkomponenten konzentrieren. Die Weiterentwicklung der Elektrolyseur- und Speichertechnologien könnte die Wirtschaftlichkeit des Systems weiter steigern und dessen Resilienz erhöhen. Alternative Umsetzungsstrategien, wie der Umbau bestehender Gaskraftwerke oder der Einsatz von Brennstoffzellen, sollten tiefergehend analysiert werden. Des Weiteren sollten zusätzliche Erlöspotenziale auf Märkten für Blindleistung, Momentanreserve und schwarzstartfähige Leistung quantifiziert werden. Für spezifische Umsetzungsstandorte könnten Kostensynergien entstehen, beispielsweise bei einer gemeinsamen Planung von STATCOM-Anlagen und hybriden Netzboostern. Das könnte die Amortisationszeit weiter reduzieren. Der Handel am Strommarkt und mit Wasserstoff eröffnet weitere Erlöspotenziale, die in zukünftigen Analysen untersucht werden sollten. Zudem sollte der netzdienliche Einsatz von Elektrolyseuren detailliert analysiert werden. Zukünftige Arbeiten sollten auch die Integration des skalierbaren Modellierungsframeworks des hybriden Netzboosters in Übertragungsnetzmodelle unter Verwendung von Echtzeitsimulatoren umfassen.

Für das errichtete Netzlabor sind mehrere zentrale Entwicklungen denkbar, wobei zunächst die Anlagensteuerung zu einem campusweiten Leitsystem weiterentwickelt und vollständig in die THU-Leitwarte integriert werden sollte. In einem zweiten Schritt könnten weitere Komponenten in das Leitsystem eingebunden werden. Ein Ausbau des Steuerungssystems und der Infrastruktur des Energieparks könnte die Inselnetz- und Schwarzstartfähigkeit ermöglichen. Darüber hinaus sind zusätzliche H₂-Speicherkapazitäten denkbar. Die Fortführung von Testreihen zur Netzdienlichkeit von Elektrolyseuren sowie von Dauerversuchsreihen des Batteriespeichers und der H₂-Turbine empfiehlt sich, um zusätzliche Betriebsdaten zu sammeln und fundierte Schlüsse für einen großskaligen Einsatz hybrider Systeme zu ziehen. Insbesondere die Emissionswerte der Gasturbine sollten weiterhin verfolgt werden, um rechtzeitig vor dem Aufbau größerer Anlagen möglichen treibhausgasrelevanten Freisetzungen durch entsprechende Maßnahmen vermeiden zu können.

Langfristig könnten innovative Konzepte wie der hybride Netzbooster eine bedeutende Rolle bei der Lösung spezifischer Problemstellungen im Stromnetzbetrieb und der wirtschaftlichen Bereitstellung gesicherter Leistung spielen. Um die technischen und wirtschaftlichen Aspekte weiter zu optimieren und die praktische Anwendung dieser Technologie zu ermöglichen, sind zusätzliche Forschung und Pilotprojekte erforderlich.

Literaturverzeichnis

- [1] BloombergNEF, „Global Net Zero Will Require \$21 Trillion Investment In Power Grids,“ März 2023. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/global-net-zero-will-require-21-trillion-investment-in-power-grids/> .
- [2] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023, 2. Entwurf,“ Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart, Deutschland, 2023.
- [3] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Monitoringbericht,“ Dezember 2024. [Online]. Available: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringbericht/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>. [Zugriff am Dezember 2024].
- [4] J. Lotze, M. Dorn und V. Hagenmeyer, „Lowering barriers to a large-scale implementation of grid booster projects by introducing a hybrid concept,“ in *2024 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, Dubrovnik, Croatia, 2024.
- [5] S. Ludmann, *Vortrag 'Ökologische Perspektiven für grünen Wasserstoff'*, Baden-Baden: ifeu Heidelberg; 2. H2-Kolloquium Baden-Württemberg, 2024.
- [6] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-Hill, 1994.
- [7] Electric Machinery Committee, „IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Parameter Verification with Applications in Power System Stability Analyses,“ *IEEE Power and Energy Society*, pp. 1-92, 7 11 2019.
- [8] IEEE-SA Standards Board, „IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies,“ *IEEE Power and Energy Society*, pp. 1-207, 15 5 2016.
- [9] IEEE Power System Dynamic Performance Committee, „Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies,“ New York, NY, USA, 2013.
- [10] M. Nagpal, A. Moshref, G. Morison und P. Kundur, „Experience with testing and modeling of gas turbines,“ in *IEEE Power Engineering Society*, Columbus, OH, USA, 2021.
- [11] M. Stecca, T. B. Soeiro, L. R. Elizondo, P. Bauer und P. Palensky, „A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems Into Distribution Networks,“ *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, pp. 46-65, 18 3 2020.
- [12] C. Du, *The control of VSC-HVDC and its use for large industrial power systems*, Universidade Tecnica de Lisboa (Portugal), 2003.
- [13] L. Harnefors und H.-P. Nee, „Model-based current control of AC machines using the internal model control method,“ *IEEE Transactions on Industry Applications*, pp. 133-141, 1 2 1998.
- [14] A. Gkountaras, *Modeling techniques and control strategies for inverter dominated microgrids*, Bd. 2, Universitätsverlag der TU Berlin, 2017.
- [15] G. Stamatiou, *Converter Interactions in VSC-based HVDC Systems (Doctoral dissertation)*, Gothenburg, Sweden: Chalmers University of Technology, 2015.
- [16] L. Harnefors, M. Bongiorno und S. Lundberg, „Input-Admittance Calculation and Shaping for Controlled Voltage-Source Converters,“ *IEEE Transactions on Industrial Electronics* (, Bd. 54, pp. 3323-3334, 1 December 2007.
- [17] R. Teixeira Pinto, *Multi-Terminal DC Networks: System Integration, Dynamics and Control*, Delft, Netherlands: Delft University of Technology, 2014.
- [18] C. Collados Rodríguez, *Stability analysis of modern power systems*, Barcelona, Spain: Universitat Politècnica de Catalunya, Departament d'Enginyeria Elèctrica, 2024.
- [19] S.-K. Chung, „A phase tracking system for three phase utility interface inverters,“ *IEEE Transactions on Power Electronics*, pp. 431-438, 31 5 2000.
- [20] M. Agredano-Torres, M. Zhang, L. Söder und Q. Xu, „Decentralized Dynamic Power Sharing Control for Frequency Regulation Using Hybrid Hydrogen Electrolyzer Systems,“ *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pp. 1847 - 1858, 25 3 2024.
- [21] Q. Xu, X. Hu, P. Wang, J. Xiao, L. Setyawan, C. Wen und L. Yeong, „Design and stability analysis for an autonomous DC microgrid with constant power load,“ in *2016 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, Long Beach, CA, USA, 2016.
- [22] DlgSILENT GmbH, „Battery Energy Storing Systems (BESS),“ Gomaringen, Germany, 2010.

Literaturverzeichnis

- [23] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*, Springer-Verlag, 2019.
- [24] D. a. G. V. Guilbert, „Dynamic emulation of a PEM electrolyzer by time constant based exponential model.“, *Energies* , 2019.
- [25] P. Kurzweil, *Angewandte Elektrochemie*, Amberg: Springer, 2020.
- [26] KGaA, thyssenkrupp nucera AG & Co., „Industrial-Scale Water Electrolysis for Green Hydrogen Production“, [Online]. Available: https://www.thyssenkrupp-nucera.com/wp-content/uploads/2023/11/thyssenkrupp-nucera_green-hydrogen_brochure_web.pdf. [Zugriff am 05 12 2024].
- [27] Siemens Energy, „SGT5-8000H gas turbine“, Siemens Energy, 2024. [Online]. Available: https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/sgt5-8000h.html#. [Zugriff am 05 12 2024].
- [28] ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity, „UCTE Operation Handbook - Policy 3: Operational Security“, Brüssel, Belgien, 2009.
- [29] Bundesministerium der Justiz, *Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz - BBPIG)*, Berlin, Deutschland, 2024.
- [30] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, September 2023. [Online]. Available: https://data.netzausbau.de/2037-2023/NEP/NEP_2037_2045_vorlaufige_Pruefungsergebnisse.pdf. [Zugriff am September 2023].
- [31] ENTSG/ENTSO-E, „TYNDP 2022 Scenario Report“, Brüssel, Belgien, 2022.
- [32] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) eV, *INTEGRAL 7, Interaktives Grafisches Netzplanungssystem, User Manual*, Mannheim, Deutschland, 2019.
- [33] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „netztransparenz.de“, [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/de-de/>. [Zugriff am 6 2024].
- [34] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „regelleistung.net“, [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/>. [Zugriff am 6 2024].
- [35] ENTSO-E, „Transparency Platform“, [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/>. [Zugriff am 6 2024].
- [36] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023, Begleitdokument: Systemstabilität“, Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart, Deutschland, 2023.
- [37] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Kraftwerkssicherheitsgesetz“, 2024. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240911-kraftwerkssicherheitsgesetz.html>. [Zugriff am 09 2024].
- [38] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Roadmap Systemstabilität“, Hamburg, 2023.
- [39] M. Thurber und O. Verheijen, „Should lower-income countries build open cycle or combined cycle gas turbines“, Energy for Growth Hub, Stanford University, 2022.
- [40] Siemens Energy, „Siemens Energy“, [Online]. Available: https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/sgt5-9000hl.html#. [Zugriff am 18 Dezember 2024].
- [41] GE Vernova, [Online]. Available: <https://www.gevernova.com/gas-power/products/gas-turbines/9ha>. [Zugriff am 21 Dezember 2024].
- [42] Ansaldo Energia, [Online]. Available: <https://www.ansaldoenergia.com/offering/equipment/turbomachinery/gt36>. [Zugriff am 21 Dezember 2024].
- [43] Pequot, „Gas Turbine World - 2024 GTW Handbook“, *Gas Turbine World*, Bd. 39, Nr. 2024, 2024.
- [44] Thunder Said Energy, „Gas power: levelized costs of combined cycle gas turbines?“, Thunder Said Energy, 03 Februar 2023. [Online]. Available: <https://thundersaidenergy.com/downloads/gas-to-power-project-economics/>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [45] Energiewirtschaftliches Institute an der Universität Köln, „Datenanalysen und -bereitstellung von Kraftwerken“, Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) , Köln, 2024.

Literaturverzeichnis

- [46] C. Jugel, M. Albicker, C. Bamberg und e. al., „Abschlussbericht - dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, 2021.
- [47] A. Kampker, H. Heimes, M. Kehrer und S. Hagedorn, „Economic and Ecological Analysis of Hydrogen Storage Systems,“ in *6th Conference on Production Systems and Logistics*, 2024.
- [48] X. Zongao und Q. Jin, „A Review of Hydrogen Storage and Transportation,“ *MDPI*, p. 4, 2024.
- [49] N. Salah Muhammed, „A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors and future outlook,“ *Energy Reports*, Nr. 8, p. 461–499, 2022.
- [50] C. Chu, „Hydrogen storage by liquid organic hydrogen carriers: Catalyst, renewable carrier, and technology – A review,“ *Carbon Resources Conversion*, p. 334–351, 2023.
- [51] J. A. Dowling, „Opportunities and constraints of hydrogen energy storage systems,“ *Environ. Res.: Energy*, Bd. 1, Nr. 035004, p. 20, 2024.
- [52] J. ABE, „Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation,“ *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. Volume 44, 2019.
- [53] LadeEngel, „<https://ladeengel.de/Wasserstoff-Systeme/Wasserstoff-Speicher>,“ letzter Aufruf: 12.12.2024.
- [54] P. Singh, N. Anwer, A. Dattaroy und A. Bhattacharya, „Comparative Analysis of Battery Energy Storage Systems for Mobile Substation and Grid Storage System,“ *22nd National Power Systems Conference (NPSC)*, pp. 88-93, 2022.
- [55] A. Stephan, T. Hettesheimer, C. Neef, T. Schmaltz, S. Link, M. Stephan und J. L. Heizmann, „Alternative Battery Technologies Roadmap 2030+,“ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2023.
- [56] EnBW, „Solarpark des Kombiprojekts Gundelsheim,“ EnBW Energie Baden-Württemberg AG, [Online]. Available: <https://www.enbw.com/unternehmen/themen/solarenergie/solarpark-gundelsheim/>. [Zugriff am 4 12 2024].
- [57] C. Murray, „World's largest sodium-ion BESS comes online in China as it seeks to diversify away from lithium,“ *Energy Storage News*, 4 Juli 2024. [Online]. Available: <https://www.energy-storage.news/first-half-world-largest-200mwh-sodium-ion-project-comes-online-china/>. [Zugriff am 04 12 2024].
- [58] W.-H. Bernhard, B. Wolfgang, B. Julian, J. Verena und W. Christof, „Batteriespeicher an ehemaligen Kraftwerksstandorten,“ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2022.
- [59] W. Cole und A. Karmakar, „Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update,“ National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, 2023.
- [60] National Renewable Energy Laboratory, „Annual Technology Baseline - Utility-Scale Battery Storage,“ National Renewable Energy Laboratory, 07 September 2024. [Online]. Available: https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [61] WEMAG, „Zweites WEMAG-Batteriespeicherkraftwerk geht in Schwerin ans Netz,“ WEMAG, 14 7 2017. [Online]. Available: <https://www.wemag.com/aktuelles-presse/zweites-wemag-batteriespeicherkraftwerk-geht-schwerin-ans-netz>. [Zugriff am 4 12 2024].
- [62] H. Weckbrodt, „Größter Batteriespeicher Sachsens in Dresden gestartet,“ *Oiger*, 17 3 2015. [Online]. Available: <https://oiger.de/2015/03/17/groesster-batteriespeicher-sachsens-in-dresden-gestartet/68204>. [Zugriff am 4 12 2024].
- [63] V. Baumann, „Batteriespeicher in Nordrhein-Westfalen,“ *RWE*, 31 5 2023. [Online]. Available: <https://www.rwe.com/presse/rwe-generation/2023-05-31-rwe-startet-bau-von-batteriespeicher-grossprojekt/>. [Zugriff am 4 12 2024].
- [64] Neoen, „Hornsedale Power Reserve,“ Neoen, 2022. [Online]. Available: <https://hornsedalepowerreserve.com.au/>. [Zugriff am 4 12 2024].
- [65] Australian Renewable Energy Agency, „Lake Bonney Battery Energy Storage System,“ Australian Renewable Energy Agency, 13 9 2022. [Online]. Available: <https://arena.gov.au/projects/lake-bonney-battery-energy-storage-system/>. [Zugriff am 4 12 2024].
- [66] Neoen, „Victorian Big Battery,“ Neoen, 11 Mai 2022. [Online]. Available: <https://victorianbigbattery.com.au/>. [Zugriff am 4 12 2024].
- [67] N. Kittner, O. Schmidt, I. Staffell und D. M. Kammen, „Technological Learning in the Transition to a Low-Carbon Energy System,“ *Academic Press*, Bd. 9780128187623, pp. 119-143, 2020.

Literaturverzeichnis

- [68] J. Kevin, K. Lucas, F. Jan, Z. Sebastian und S. Dirk Uwe, „The influence of frequency containment reserve on the cycles of a hybrid stationary large-scale storage system,“ *Journal of Energy Storage*, Bd. 52, Nr. 105040, 2022.
- [69] International Renewable Energy Agency (IRENA), „Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal,“ International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, 2020.
- [70] Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V., „Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse und weitere Verfahren,“ Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V., 1 August 2024. [Online]. Available: <https://www.fraunhofer.de/de/forschung/fraunhofer-strategische-forschungsfelder/wasserstofftechnologien/wasserstofferzeugung-durch-elektrolyse-und-weitere-verfahren.html>. [Zugriff am 4 Dezember 2024].
- [71] S. Geitmann, „Skaleneffekte lassen Preise für Elektrolyseure sinken,“ Hydrogeit Verlag, 12 Januar 2022. [Online]. Available: <https://hydrogeit.de/blog/2022/01/12/skaleneffekte-lassen-preise-fuer-elektrolyseure-sinken/>. [Zugriff am 06 12 2024].
- [72] M. Kerzel und M. Zdrallek, „Preisentwicklung von Elektrolyseuren für Power-to-Gas-Anlagen,“ Vulkan-Verlag GmbH, Essen, 2020.
- [73] E. Taibi, H. Blanco, R. Miranda, M. Carmo, D. Gielen und R. Roesch, „Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal,“ International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, 2020.
- [74] C. Lichner, „Electrolyzer prices – what to expect,“ pv-magazine, 21 März 2024. [Online]. Available: [https://www.pv-magazine.com/2024/03/21/electrolyzer-prices-what-to-expect/#:~:text=Wang%20said%20that%20the%20project,exchange%20membrane%20\(PEM\)%20electrolyzers..](https://www.pv-magazine.com/2024/03/21/electrolyzer-prices-what-to-expect/#:~:text=Wang%20said%20that%20the%20project,exchange%20membrane%20(PEM)%20electrolyzers..) [Zugriff am 6 Dezember 2024].
- [75] T. Hesselink, S. d. Ranitz, W. Bürger-Kley, F. Stahl, J. D. Neve und M. Vercammen, „How to evaluate the cost of the green hydrogen business case?,“ KPMG, 2022.
- [76] P. Aßmann, A. S. Gago, P. Gazdzicki, K. A. Friedrich und M. Wark, „Toward developing accelerated stress tests for proton exchange membrane electrolyzers,“ *Current Opinion in Electrochemistry*, Bde. %1 von %2ISSN 2451-9103, pp. 225-233, 2020.
- [77] D. R. Brüll, „Lebensdauer von Brennstoffzellen erhöhen: Forschungsprojekt zur Modellierung des Materialverhaltens von PEM gestartet,“ Fraunhofer-Institut für Betriebsfestigkeit und Systemzuverlässigkeit LBF |, Darmstadt, 2024.
- [78] J. Cihlar, A. V. Lejarreta, A. Wang, F. Melgar, J. Jens und P. Rio, „Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits,“ European Union, 2020.
- [79] RWE, „RWE gibt grünes Licht für 220 Megawatt Batteriespeicher in Nordrhein-Westfalen,“ 07 November 2022. [Online]. Available: <https://www.rwe.com/presse/rwe-generation/2022-11-07-battery-storage-220-mw-neurath/>. [Zugriff am Montag der 09.12 Dezember 2024].
- [80] HyBalance, „What is Hybalance - Background,“ 2020. [Online]. Available: <https://hybalance.eu/>. [Zugriff am 09 Dezember 2024].
- [81] Walqa Technology Park, „Grid Integrated Multi Megawatt High Pressure Alkaline Electrolysers for Energy Applications,“ 2016. [Online]. Available: <https://elyntegration.eu/project/>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [82] CORDIS EU, „Horizon 2020 Grid Integrated Multi Megawatt High Pressure Alkaline Electrolysers for Energy Applications,“ 15. August 2022. [Online]. Available: <https://cordis.europa.eu/project/id/671458/de>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [83] NHOA Energy, „NHOA Energy to supply to Red Eléctrica de España two storage projects with a total capacity of 105MWh,“ 18 November 2024. [Online]. Available: <https://nhoa.energy/documents/nhoa-energy-to-supply-to-red-electrica-de-espana-two-storage-projects-with-a-total-capacity-of-105mwh/>. [Zugriff am 2024 Dezember 2024].
- [84] Energy Box, „NHOA Energy to Supply 105MWh Storage Projects to Red Eléctrica in Spain,“ 25 November 2024. [Online]. Available: <https://www.energy-box.com/post/nhoa-energy-to-supply-105mwh-storage-projects-to-red-el%C3%A9ctrica-in-spain>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [85] CORDIS EU, „Horizon 2020 Hydrogen-Aeolic Energy with Optimised eElectrolysers Upstream of Substation,“ 08 Oktober 2024. [Online]. Available: <https://cordis.europa.eu/project/id/779469>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].

Literaturverzeichnis

- [86] T. H. Consortium, „The Project in Brief,“ 2024. [Online]. Available: <https://haeolus.eu/>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [87] A. R. E. A. ARENA, „ESCRI-SA Battery Energy Storage Final Report,“ 19 März 2022. [Online]. Available: <https://arena.gov.au/knowledge-bank/escr-sa-battery-energy-storage-final-report/>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [88] C. Pordage, „Utility Magazine: Dalrymple BESS: the groundbreaking energy storage initiative,“ 26 April 2021. [Online]. Available: <https://utilitymagazine.com.au/dalrymple-bess-the-groundbreaking-energy-storage-initiative/>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [89] Fluence, „Energy Storage’s Next Evolution Is Unfolding in Chile,“ 15 Dezember 2020. [Online]. Available: <https://blog.fluenceenergy.com/energy-storage-next-evolution-in-chile-andes-solar>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [90] Positionspapier, vgb, „Factsheet- H2-Readiness für Gasturbinenanlagen,“ 2023.
- [91] A. M. Ferrario, A. Bartolini, F. S. Manzano, F. J. Vivas, G. Comodi, S. J. McPhail und J. M. Andujar, „A model-based parametric and optimal sizing of a battery/hydrogen storage of a real hybrid microgrid supplying a residential load: Towards island operation,“ *Advances in Applied Energy*, p. 21, 20 06 2021.
- [92] V. Vlahović, F. Bleyl und K. Mauthner, *Technical Sales Material*, Siemens Energy, 2020, December 14, 2020.
- [93] CATL, „CATL News,“ CATL, 2024. [Online]. Available: <https://www.catl.com/en/news/6232.html>. [Zugriff am 12 2024].
- [94] Windmesse, „Statkraft nimmt Batteriespeichersystem für die Lieferung von 3 Megawatt Primärregelleistung in Betrieb,“ 26 Februar 2016. [Online]. Available: <https://w3.windmesse.de/windenergie/news/21047-statkraft-nimmt-batteriespeichersystem-fur-die-lieferung-von-3-megawatt-primarregelleistung-in-betrieb>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [95] H. Weckbrodt, „Größter Batteriespeicher Sachsens in Dresden gestartet,“ 17 März 2015. [Online]. Available: <https://oiger.de/2015/03/17/groesster-batteriespeicher-sachsens-in-dresden-gestartet/68204>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [96] B. Dausch, „Entelios gestaltet mit ECO STOR und enspired die Zukunft der Energiewende,“ 21 Oktober 2024. [Online]. Available: <https://www.entelios.de/entelios-gestaltet-mit-eco-stor-und-enspired-die-zukunft-der-energiewende/>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [97] EWE Clean Hydrogen Coastline, „Zentraler Schritt in Emden: Wasserstoffherzeugung im Großformat,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.clean-hydrogen-coastline.de/de/projekte/ipcei-elektrolyse-ostfriesland>. [Zugriff am 09 Dezember 2024].
- [98] H2ORIZON, „Ein Meilenstein in der Energiewende,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.h2orizon.de/>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [99] K. Stratmann, „Das Wasserstoff-Unternehmen HH2E holt zwei Investoren an Bord,“ Handelsblatt, 16 Mai 2022. [Online]. Available: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/klimaneutraler-wasserstoff-das-wasserstoff-unternehmen-hh2e-holt-zwei-investoren-an-bord/28334672.html>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [100] WDR, „Weltweit erstes Wasserstoff-Hybridkraftwerk geht in Betrieb,“ WDR, 25 Oktober 2016. [Online]. Available: <https://www1.wdr.de/stichtag/stichtag-erstes-hybridkraftwerk-prenzlau-100.html#:~:text=Als%20studierte%20Physikerin%20ist%20Merkel,mit%20den%20Energiekonzernen%20Total%20und>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [101] Enertrag, „Transformationspfad für die neuen Gase: Staatssekretär Kellner besucht gemeinsam mit Verbänden ENERTRAG-Hybridkraftwerk,“ 09 Oktober 2023. [Online]. Available: <https://enertrag.com/de/news-und-presse/pressemitteilungen/transformationpfad-fuer-die-neuen-gase-staatssekretaer-kellner-besucht-gemeinsam-mit-verbaenden-enertrag-hybridkraftwerk>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [102] HYPOS e.V., „Zukunftsweisende Forschung für eine Grüne Wasserstoffwirtschaft,“ August 2022. [Online]. Available: <https://www.hypso-germany.de/ueber-uns/hypso-projekte-zwanzig20/>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [103] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Städte ganzheitlich mit Energie versorgen,“ 16 November 2022. [Online]. Available: <https://www.energieforschung.de/projekt/de/staedte-ganzheitlich-mit-energie-versorgen>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].

Literaturverzeichnis

- [104] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Städte nachhaltig mit Energie versorgen: Reallabor JenErgieReal gestartet,“ 04 November 2022. [Online]. Available: <https://www.energieforschung.de/de/aktuelles/news/2022/staedte-nachhaltig-mit-energie-versorgen-reallabor-jenergiereal-gestartet>. [Zugriff am 09 Dezember 2024].
- [105] Solarthemen Media GmbH, „Smarte Sektorenkopplung: BMWK fördert Reallabor JenErgieReal,“ SolarServer, 04 November 2022. [Online]. Available: <https://www.solarserver.de/2022/11/04/smarte-sektorenkopplung-bmwk-foerdert-reallabor-jenergiereal/>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [106] D. Hautmann, „Wind im Tank - Wasserstoffprojekt im Norden,“ Energie Winde, 02 Oktober 2020. [Online]. Available: <https://energiwinde.orsted.de/trends-technik/reallabor-westkueste-100-wasserstoff>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [107] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Grüne Industrie durch Wasserstoff und Kreislaufwirtschaft,“ 01 März 2021. [Online]. Available: <https://www.energieforschung.de/de/aktuelles/projekteinblicke/2021/westkueste100>. [Zugriff am 2024 Dezember 2024].
- [108] REFHYNE, „Shell Rheinland Raffinerie: Baubeginn der weltweit größten Wasserstoff-Elektrolyse,“ 28 Juni 2019. [Online]. Available: <https://www.refhyne.eu/de/shell-rheinland-raffinerie-baubeginn-der-weltweit-groesten-wasserstoff-elektrolyse-2/>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [109] CORDIS EU, „Horizon 2020 Clean Refinery Hydrogen for Europe,“ 13 November 2024. [Online]. Available: <https://cordis.europa.eu/project/id/779579/de>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [110] REFHYNE, „REFHYNE 2 - Project Overview,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.refhyne.eu/refhyne-2/>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [111] WIND-WASSERSTOFF-projekt GMBH & CO. KG, „Das Vorhaben RH2-Pripsleben/Tützpatz/Gültz (RH2-PTG),“ 2018. [Online]. Available: <https://www.rh2-ptg.de/projekt/>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [112] A. Lohse, „„Erwartungen erfüllt“: Rolls-Royce testet H2-System zur unterbrechungsfreien Stromversorgung,“ 20 April 2023. [Online]. Available: <https://power-to-x.de/erwartungen-erfuellt-rolls-royce-testet-h2-system-zur-unterbrechungsfreien-stromversorgung/>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [113] Umweltinnovationsprogramm, „Aufbau und Betrieb eines Batteriespeichers zur Erbringung von Primärregelleistung,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.umweltinnovationsprogramm.de/projekte/aufbau-und-betrieb-eines-batteriespeichers-zur-erbringung-von-primarregelleistung>. [Zugriff am 06 Dezember 2024].
- [114] WEMAG AG, „Zweites WEMAG-Batteriespeicherkraftwerk geht in Schwerin ans Netz,“ 14 Juli 2017. [Online]. Available: <https://www.wemag.com/aktuelles-presse/zweites-wemag-batteriespeicherkraftwerk-geht-schwerin-ans-netz>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [115] Green Planet Energy eG, „Das Projekt,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.windgas-haurup.de/das-projekt>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [116] Green Hydrogen Hub Denmark, „Accelerating the energy transition,“ 2024. [Online]. Available: <https://greenhydrogenhub.dk/>. [Zugriff am 09 Dezember 2024].
- [117] Demo 4 Grid, „Home D4G,“ 2017. [Online]. Available: <https://www.demo4grid.eu/>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [118] CORDIS EU, „Demonstration of 4MW Pressurized Alkaline Electrolyser for Grid Balancing Services,“ 20 Juni 2024. [Online]. Available: <https://cordis.europa.eu/project/id/736351/de>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [119] VERBUND Green Hydrogen GmbH, „H2FUTURE,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.h2future-project.eu/en>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [120] CORDIS EU, „HYDROGEN MEETING FUTURE NEEDS OF LOW CARBON MANUFACTURING VALUE CHAINS,“ 03 Oktober 2023. [Online]. Available: <https://cordis.europa.eu/project/id/735503/de>. [Zugriff am 10 Dezember 2024].
- [121] Adelaide AZ, „Hydrogen superhub part of Neon's \$500 million wind, solar and battery link at Crystal Park Energy Park,“ 2024. [Online]. Available: <https://adelaideaz.com/articles/hydrogen-superhub-part-of-neon-s-500-million-wind-solar-and-battery-output-from-crystal-park-energy-park->. [Zugriff am 11 Dezember 2024].

Literaturverzeichnis

- [122] Crystal Brook Energy Park, „About the Project,“ 2024. [Online]. Available: <https://crystalbrookenergypark.com.au/>. [Zugriff am 14 September 2023].
- [123] CS Energy, „Kogan Renewable Hydrogen Demonstration Plant,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.csenergy.com.au/what-we-do/hydrogen/kogan-renewable-hydrogen-project>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [124] CSIRO Research, „Manilla Solar & Renewable Energy Storage Project,“ 23 September 2020. [Online]. Available: <https://research.csiro.au/hyresource/manilla-solar-project/>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [125] HyResource, „Tallawarra B Dual Fuel Capable Gas/Hydrogen Power Plant,“ 04 April 2024. [Online]. Available: <https://research.csiro.au/hyresource/tallawarra-b04-dual-fuel-capable-gas-hydrogen-power-plant/>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [126] Energy Australia, „Tallawarra B Project,“ September 2022. [Online]. Available: https://www.energyaustralia.com.au/sites/default/files/2022-09/EA_027_Tallawarra%20B%20Fact%20Sheet_v19FINAL.pdf. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [127] Energy Australia, „Tallawarra Power Station,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.energyaustralia.com.au/about-us/what-we-do/generating-energy/tallawarra-power-station>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [128] Reuters, „Neoen switches on Australia's biggest battery,“ 08 Dezember 2021. [Online]. Available: <https://au.finance.yahoo.com/news/neoen-switches-australias-biggest-battery-002904784.html>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [129] G. Heynes, „Fluence to use Mosaic technology for 3.6GWh of Akaysha BESS in Australia,“ Energy Storage News, 25 November 2024. [Online]. Available: <https://www.energy-storage.news/fluence-to-use-mosaic-technology-for-3-6gwh-of-akaysha-bess-in-australia/>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [130] M. Maisch, „Fluence to optimize Akaysha Energy's battery assets,“ PV Magazine, 18 November 2024. [Online]. Available: <https://www.ess-news.com/2024/11/18/fluence-to-optimize-akaysha-energys-battery-assets/>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [131] ENBRIDGE, „Groundbreaking 5.2M hydrogen blending project aims to green Ontario's natural gas grid,“ 18 November 2020. [Online]. Available: <https://www.enbridge.com/Stories/2020/November/Enbridge-Gas-and-Hydrogenics-groundbreaking-hydrogen-blending-project-Ontario.aspx>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [132] Atura Power, „Atura Power selects Niagara for the Niagara Hydrogen Centre,“ 07 April 2022. [Online]. Available: <https://aturapower.com/news/atura-power-selects-niagara-for-the-niagara-hydrogen-centre/>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [133] N. Redekop, „Atura Power eyes 2024 grand opening for Niagara Hydrogen Centre,“ The Niagara Independent, 14 April 2023. [Online]. Available: <https://niagaraindependent.ca/atura-power-eyes-2024-grand-opening-for-niagara-hydrogen-centre/>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [134] Green Car Congress, „Greenland Launches Project to Store Renewable Energy with Hydrogen,“ 19 Juli 2009. [Online]. Available: <https://www.greencarcongress.com/2009/07/greenland-20090719.html>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [135] SG H2 Energy, „World's Largest Green Hydrogen Project to Launch in California,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.sgh2energy.com/worlds-largest-green-hydrogen-project-to-launch-in-california#:~:text=The%20SGH2%20Lancaster%20plant%20will,tons%20of%20recycled%20waste%20annually..> [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [136] A. Colthorpe, „Eight-hour lithium-ion project wins in California long-duration energy storage procurement,“ Energy Storage News, 27 Januar 2022. [Online]. Available: <https://www.energy-storage.news/eight-hour-lithium-ion-project-wins-in-california-long-duration-energy-storage-procurement/>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [137] Power Technology, „Gateway Battery Energy Storage System 1, US,“ 31 August 2021. [Online]. Available: <https://www.power-technology.com/marketdata/gateway-battery-energy-storage-system-1-us/>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [138] L. Collins, „World's largest battery storage complex brought on line in California as blackouts loom,“ Recharge News, 20 August 2020. [Online]. Available:

Literaturverzeichnis

- https://www.rechargenews.com/transition/worlds-largest-battery-storage-complex-brought-online-in-california-as-blackouts-loom/2-1-861523?zephhr_sso_ott=k5Ga47. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [139] NS Energy, „Moss Landing Battery Storage Project,“ 28 September 2021. [Online]. Available: <https://www.nsenergybusiness.com/projects/moss-landing/>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [140] G. Wheeler, „Energy storage in Moss Landing: A smoky challenge to a new chapter,“ Monterey Herald, 12 Juni 2022. [Online]. Available: <https://www.montereyherald.com/2022/06/12/energy-storage-in-moss-landing-a-smoky-challenge-to-a-new-chapter/#:~:text=These%20two%20300%2Dmegawatt%20and,green%20energy%20and%20new%20jobs..> [Zugriff am 11 Dezember 2024].
- [141] A. Colthorpe, „At 300MW / 1,200MWh, the world's largest battery storage system so far is up and running,“ Energy Storage, 07 Januar 2021. [Online]. Available: <https://www.energy-storage.news/at-300mw-1200mwh-the-worlds-largest-battery-storage-system-so-far-is-up-and-running/>. [Zugriff am 11 Dezember 2024].

Anhang

Anhang

Anhang A Parameter skalierbares EMT-Modell

Parameter	Beschreibung	Wert
SG	Synchron-Generator	
S_{SG}	Scheinleistung	300 MVA
V_n	Nennspannung	20 kV
R_S	Statorwiderstand	0.0023 pu
L_l	Streuinduktivität	0.0973 pu
L_{md}	Magnetisierungsinduktivität	1.0767 pu
L_{mq}	Quadraturachsen-Induktivität	1.0443 pu
L_{1q}	Transiente Quadraturachsen-Induktivität	0.7252 pu
R_{1q}	Quadraturachsen-Widerstand	0.0062 pu
L_{2q}	Subtransiente Quadraturachsen-Induktivität	0.125 pu
R_{2q}	Subtransienter Widerstand	0.023 pu
L_{1d}	D-Achsen-Induktivität	0.1713 pu
R_{1d}	D-Achsen-Widerstand	0.0284 pu
L_f	Feldinduktivität	0.106 pu
R_{fd}	Feldwiderstand	0.0005 pu
Erreger	Erregersystem	
K_A	Verstärkungsfaktor	200
T_A	Zeiteinheit des Erregers	0.015 s
T_B	Verzögerungszeit	10 s
Turbine	Turbinenzeitkonstanten	
T_1, T_2, T_3	Zeitkonstanten	1.5 s, 0.1 s, 3 s
K_T	Turbinenverstärkung	2
VSC	Spannungszwischenkreis-Konverter	
S_{VSC}	Scheinleistung des Konverters	300 MVA
R_f	Filterwiderstand	13.3 mΩ
L_f	Filterinduktivität	0.85 mH

Parameter	Beschreibung	Wert
Wirkleistungsregler	Regler für Wirkleistung	
τ_p	Zeitkonstante	50 ms
k_{p-p}, k_{i-p}	Reglerwerte	0.01, 20
Spannungsregler	Spannungsregelungsparameter	
τ_v	Zeitkonstante	50 ms
k_{p-v}, k_{i-v}	Reglerwerte	0.01, 20
Grid	Stromnetz-Parameter	
V_n	Nennspannung	400 kV
L	Leitungslänge	100 km
R_L	Leitungswiderstand	0.03 Ω/km
L_L	Leitungsinduktivität	1 mH/km (@ 400 kV)
BESS	Batteriespeichersystem	
Leistung	Maximale Leistung	300 MW
Energie	Gesamtkapazität	75 MWh
V_{n-AC}, V_{n-DC}	Nennspannung (AC/DC)	20 kV, 17 kV
N_{cells}^P	Anzahl paralleler Zellen	46
N_{cells}^N	Anzahl serieller Zellen	4600
Transformator	Transformatorparameter	
S_n	Scheinleistung	300 MVA
V_n	Nennspannung	400/20 kV
X	Übersetzungsverhältnis und Reaktanz	Ygd1, 0.115 pu
R	Transformatorwiderstand	0.002 pu
Schaltgruppe	Vektorsymbol oder Vektorgruppe	Ygd1
PLL	Phasenregelkreis	
k_{p-pll}, k_{i-pll}	PLL-Reglerwerte	0.0098, 0.7841
CC	Stromregler	
τ_i	Stromregel-Zeitkonstante	0.5 ms
τ_m	Verzögerungszeit	100 μs

Anhang

Anhang B Übersicht der Hersteller von wasserstofffähigen Gas-Turbinen mit spezifischen Kennzahlen

Hersteller	Modell	Leistungsklasse [MW]	GT Ramp-up [MW/min]	Startzeit in min	Effizienz[%]	Kommentar
Siemens Energy	SGT5-9000HL	593	85		43	Hydrogen Fähigkeit: 50%
Siemens Energy	SGT6-9000HL	440	85		43.2	Hydrogen Fähigkeit: 50%
Siemens Energy	SGT5-4000F	329	30	30	41	Hydrogen Fähigkeit: 30%
Siemens Energy	SGT5-8000H	450	80		41.2	Hydrogen Fähigkeit: 30%
GE	7HA.01	290	55		42	50% Hydrogen fähig mit a technology pathway enabling a future 100%
GE	7HA.02	384	60		42.6	50% Hydrogen capable with a technology pathway enabling a future 100%
GE	7HA.03	430	75		43.3	50% Hydrogen capable with a technology pathway enabling a future 100%
GE	9F.04	288	22		38.7	
GE	9HA.01	448	65	23	42.9	50% Hydrogen capable with a technology pathway enabling a future 100%
GE	LM2500XPRESS	33.9		5	38.5	75% Hydrogen capable with a technology pathway enabling a future 100%; With the ability to ramp up from cold iron to base load within 5 minutes, you can get on the grid quickly and gain access to a wider range of ancillary services
GE	9HA.02	571	88	23	44	50% Hydrogen capable with a technology pathway enabling a future 100%
Mitsubishi	M701D Series	140			34.8	
Mitsubishi	M701F Series	380			41.9	
Mitsubishi	M701G Series	330			39.5	
Mitsubishi	M701J Series	478			42.3	
Mitsubishi	M701JAC Series (2018)	448			44	
Ansaldo Energia	GT36	563			43	Currently 70% hydrogen in natural gas blends are released for operation, providing best-in-class hydrogen capability, and the development to 100% is on the way
Ansaldo Energia	GT26	370			41	Currently 45% hydrogen in natural gas blends are released for operation, providing best-in-class hydrogen capability, and the development to 100% is on the way
Ansaldo Energia	AE94.3A	340		20	40.3	Currently 40% hydrogen; It can be started and stopped without any time limitation and reaches base load in approx. 20 minutes, a key factor for grid stability and peak plants.
			Ø 65 MW / Min	Ø 20 Min	Ø 40%	

Anhang

Anhang C Übersicht der Hersteller von Wasserstoff-Drucktanks

Hersteller	Max. Speichervolumen [kg H ₂]	Gesamte Wasservolumen [l]	Max. Druckniveau [bar]	Anzahl Zylinder	Typ	Kommentar	Invest-Kosten Euro/kg
BayoTech Inc. FSM 30-250	146	8,250	250	30	Typ III		
BayoTech Inc. FSM 60-250	292.9	16,500	250	60	Typ III		
BayoTech Inc. FSM 60-350	385	16,500	350	60	Typ III		
BayoTech Inc. FSM 30-350	195.1	8,250	350	30	Typ III		
BayoTech Inc. FSM 520	251	7,875	520	25	Typ III		
Sino Energy GSJ08-1050 (20FT)	169.9	8,400	250	-	Typ I	70.000 – 100.000 \$/Stück	185 – 410 Euro/kg
Sino Energy GSJ12-1050 (20FT)	254.8	12,600	250	-			
Sino Energy GSJ08-2210 (40FT)	357.6	17,680	250	-			
Sino Energy GSJ09-2210 (40FT)	402.3	198,900	250	-			
Sino Energy GSJ10-2210 (40FT)	447	221,000	250	-			
Sino Energy GSJ11-2210 (40FT)	491.7	243,100	250	-			
Sino Energy GSJ12-2210 (40FT)	536.4	265,200	250	-			
Advanced Structural Technologies H2Max Pods 1 Pod	154.8	4,860	517	9	Typ III		
Advanced Structural Technologies H2Max Pods 2 Pod	309.6	9,720	517	18	Typ III		
Advanced Structural Technologies H2Max Pods 3 Pod	464.4	14,580	517	27	Typ III		
Advanced Structural Technologies H2Max Pods 4 Pod	619.2	19,440	517	36	Typ III		
Advanced Structural Technologies H2Max Pods 5 Pod	774	24,300	517	45	Typ III		
Cylinders Holding a.s. 300	350	15,272	300	-	Typ I		
Cylinders Holding a.s. 1000	unlimited stackable	Up to 22,000	1000	-	Typ I		
LadeEngel	27/45 (stackable)		200/350	12	Typ I	79.000 Euro/Modul	-
LadeEngel	324		250	4	Typ I	179.000 Euro/Container	550 Euro/kg
Worthington Enterprises COSMOS 550	63	1800	550	12	Typ I	48.300 Euro/Modul	770 Euro/kg
Worthington Enterprises COSMOS 330	67	2880	330	12	Typ I	42.700 Euro/Modul	640 Euro/kg
Vako	-	-	350	-	Typ I		

Anhang

Anhang D: Übersichtstabelle der Projekte mit Quellenangaben

Projektname	Land	Priorität	Quelle(n)
Batteriepark Dresden	DE	Prio 2	[94], [95]
Batteriespeicher @RWE	DE	Prio 2	[79]
Entelios @ Eco Stor	DE	Prio 2	[96]
EWE Clean Energy Coastline	DE	Prio 3	[97]
H ₂ ORIZON	DE	Prio 3	[98]
HH2E AG	DE	Prio 3	[99]
Hybrid Power Plant Enertrag	DE	Prio 3	[100], [101]
HYPOS-Projektkonsortium	DE	Prio 3	[102]
Reallabor JenErgieReal	DE	Prio 3	[103], [104], [105]
Reallabor Westküste 100	DE	Prio 3	[106], [107]
REFHYNE I & II	DE	Prio 2 & 3	[108], [109], [110]
RH ₂ -PTG Demonstrations- und Innovationsprojekt	DE	Prio 3	[111]
Rolls Royce Friedrichshafen	DE	Prio 3	[112]
Statkraft Batteriespeicher	DE	Prio 2	[94]
WEMAG AG Batterie Speicher	DE	Prio 2	[113], [114]
Windgas Haurup	DE	Prio 3	[115]
HyBalance	DNK	Prio 2	[80]
Eurowind Mariagerfjord Green Hydrogen Hub	DNK	Prio 3	[116]
Demo4Gird	AUT	Prio 2	[117], [118]
H ₂ Future	AUT	Prio 2	[119], [120]
EL Yntegration	ESP	Prio 3	[81], [82]
RED ELÉCTRICA – Balearic Island Battery Storage	ESP	Prio 3	[84], [83]
The Haeolus Project	NOR	Prio 3	[85], [86]
Crystal Brook Energy Park	AUS	Prio 2	[121], [122]
Kogan Hydrogen Demonstration	AUS	Prio 2	[123]
Manilla Solar & Renewable Energy Storage	AUS	Prio 1	[124]
Tallawarra B Power Plant	AUS	Prio 2	[125], [126], [127]
Hornsedale Power Reserve	AUS	Prio 2	[64]
Lake Bonney BESS	AUS	Prio 2	[65]
Victorian Big Battery	AUS	Prio 2	[128], [66]
Dalrymple ESCRI Battery	AUS	Prio 1	[87], [88]
Fluence Waratah Super Battery	AUS	Prio 2	[129], [130]
Markham Energy Storage	CAN	Prio 3	[131]
Niagara Hydrogen Centre	CAN	Prio 3	[132], [133]

Anhang

Hydrogen Energy Storage Nuuk	GRL	Prio 3	[134]
SGH Lancaster	USA	Prio 3	[135]
Gateway Energy Storage	USA	Prio 3	[136], [137], [138]
MOSS Landing Energy Storage	USA	Prio 2	[139], [140], [141]
Andes Solar II B solar + storage Megaproject	CHL	Prio 3	[89]