

Integration von Wasserstoffenergiespeichern – Nutzen für Stromnetze?

D. Peters, M. Sarajlic, F. Schuldt, K. von Maydell
DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme
Carl-von-Ossietzky Straße 15, 26129 Oldenburg
Kontakt: dorothee.peters@dlr.de, +49 441 99906-411, dlr.de/ve

Kurzzusammenfassung

Der Beitrag gibt einen Überblick über die Anforderungen an eine netzorientierte Integration von Wasserstoffenergiespeichern und -komponenten in das Stromnetz. Vor dem Hintergrund einer allgemeinen Definition von Wasserstoffenergiespeichern und möglichen Komponenten werden der zukünftige Wasserstoffbedarf, Elektrolyseleistung und Speicherkapazität vorgestellt, der in verschiedenen aktuellen Gesamtsystemstudien mit Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 bestimmt wurde. Durch den angestrebten beschleunigten Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazität ergibt sich weiterer Netzausbaubedarf zusätzlich zu dem Ausbaubedarf durch bisherige Netzengepässen. Elektrolyseanlagen könnten also bereits im heutigen Stromnetz zur verbesserten Integration von EE-Anlagen eingesetzt werden. Derzeit bestehen allerdings kaum Anreize für netzdienliche Allokation und Betrieb von Elektrolyse bzw. Power-to-Gas Anlagen. Als Praxisbeispiele werden zwei mögliche Standorte für Wasserstoffanlagen aus zwei aktuellen Forschungsprojekten HyCavMobil und dem Innovationslabor Wasserstoffregion Nordwest (H₂-ReNoWe) vorgestellt. Anhand von Stromnetzmodellen wird die Integration von Elektrolyseanlagen an diesen Standorten im derzeitigen Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz untersucht.

Wasserstoffenergiespeicher und -komponenten

Zur Speicherung von elektrischer Energie mithilfe von Wasserstoff sind Anlagen zur Erzeugung, Speicherung und Rückverstromung notwendig. Abbildung 1 stellt verschiedene Komponenten für die Prozessschritte dar. Für den Vergleich von Speichertechnologien in Energiesystemen wird oft eine Kombination von (PEM)-Elektrolyse, einer Salzkaverne und einer Brennstoffzelle betrachtet [1] [2]. Neben diesem integrierten Entwurf eines Wasserstoffenergiespeichers sollten die einzelnen Komponenten auch getrennt voneinander betrachtet werden. Im Bereich der Demonstrationsprojekte in Deutschland (mit Fokus Energiewirtschaft) überwiegen in der Vergangenheit Elektrolyse und Power-to-Gas-Anlagen [3] bzw. die Erprobung der

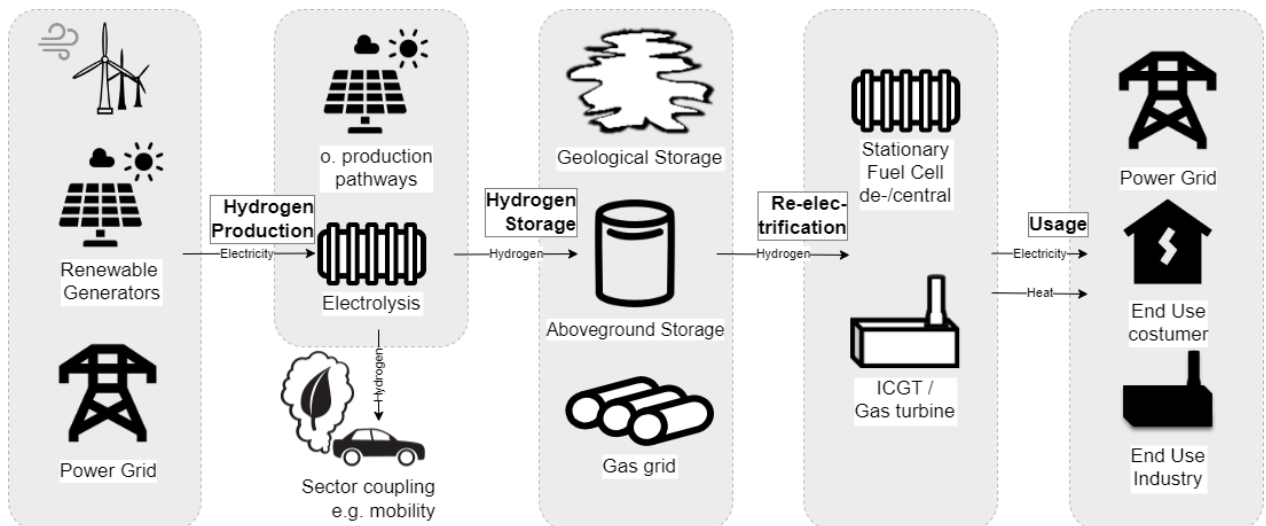


Abbildung 1 Prozessschritte und mögliche Komponenten von Wasserstoffenergiespeichern.

geologischen Speicherung. Der erzeugte Wasserstoff ist oft für den Verkauf im Mobilitätssektor oder zur Dekarbonisierung von weiteren Produkten (Stahl- oder chemische Industrie) bestimmt. Rückverstromung von Wasserstoff findet bisher allenfalls getrennt in Mikro-KWK-Anlagen Anwendung. Durch den geplanten Import von Wasserstoff (und -erzeugnissen) [4] sollten auch separate Anlagen zur Rückverstromung in Betracht gezogen werden. Dabei kann eine räumliche Trennung der Komponenten zu Synergien für das Stromnetz führen, z. B. indem Transportkapazitäten durch Beimischung im Erdgasnetz oder perspektivisch Wasserstoffnetz genutzt werden.

Wasserstoffenergiespeicher im zukünftigen Energiesystem, Elektrolyseanlagen im Stromnetz

Die Notwendigkeit von saisonalen Energiespeichern in einem vollständig erneuerbaren Energiesystem ist seit vielen Jahren aus Studien bekannt. Die benötigte Energiespeicherleistung wird auf 0,3 GW pro Prozent EE-Erzeugung für Deutschland geschätzt, die Kapazität auf 0,05-1,1 TWh pro Prozent EE-Erzeugung für Deutschland [5]. Bei einem vollständig erneuerbaren Energiesystem, wie es bis 2045 in Deutschland entstehen soll, ergeben verschiedene Modelle Speicherbedarfe zwischen 35 und 74 TWh (siehe Tabelle 1). Dabei beschränkt sich die Nachfrage von Wasserstoff nicht auf die Energiewirtschaft, sondern es liegen zu einem großen Anteil stoffliche Nutzungspfade vor. Je nach Ausgestaltung der Szenarien gibt es darüber hinaus eine Nutzung im Gebäude oder Verkehrssektor. Bedarfe und Angebote an Wasserstoff in allen Sektoren werden für Deutschland im Jahr 2050 für „wasserstoff-lastige“ Szenarien in Höhe von 400 bis 800 TWh (im Jahr 2030 ca. 80 TWh) [6] geschätzt. Studien, die eine genauere Modellierung des Stromnetzes annehmen, bzw. „strom-lastige“ Szenarien geben einen Wasserstoffbedarf zwischen 240 bis 450 TWh (im Jahr 2030 max. 50 TWh) [7, 8] an. Die in Deutschland installierte Elektrolyseleistung wird zwischen 40 und 111 GW angegeben. Diese ist insbesondere

von Annahmen zur Verfügbarkeit und Preis von importiertem Wasserstoff bzw. anderen synthetischen Energieträgern abhängig. Je nach Ausgestaltung der Annahmen zur erneuerbaren Erzeugungsleistung, insbesondere dem Verhältnis zwischen PV und Wind onshore bzw. offshore haben die Studien verschiedene geeignete Region für Elektrolyse- bzw. PtG-Anlagen identifiziert (siehe Tabelle 1).

Da Wasserstoffenergiespeicher als saisonale Speicher eingesetzt werden können, ist ihre Integrationsfähigkeit und netzorientierter Betrieb für die Stromnetze von großer Bedeutung. In den Gesamtkostenoptimierung werden Elektrolyseure, wie auch andere Lasten als flexible Verbraucher mit geringen Betriebsdauern (3400 bis 3800 Stunden) in Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien betrieben. Darüber hinaus werden zwischen ca. 100 und 560 GWh Speicherkapazität durch andere Technologien, insbesondere Batterien, für die kurz- und mittelfristige Speicherung veranschlagt. Für Zeiten mit zu geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien (Dunkelflaute), werden als regelbare Kraftwerke Gasturbinen, GUD-Kraftwerken oder Brennstoffzellen, die als Brennstoff Wasserstoff oder synthetisches Methan verwenden, mit einer installierten elektrischen Leistung von 29 bis 90 GW angegeben. Diese werden mit einer sehr kurzen Betriebsdauer von unter 1500 Stunden im Jahr 2045 betrieben [9]. Nach [10] sollte die Platzierung von Kraftwerken zur Rückverstromung in der Nähe von Verbrauchsschwerpunkten erfolgen und die Versorgungssicherheit durch einen nahen Wasserstoffspeicher sichergestellt sein.

Tabelle 1 Ergebnisse verschiedener Studien bzw. Annahmen zum zukünftigen Bedarf, Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff in einem klimaneutralen Energiesystem in Deutschland (2045 oder 2050). Viele der angegebenen Studien enthalten weitere Szenarien mit abweichenden Ergebnissen.

	Wasserstoffbedarf in TWh (inkl. Import)	Stromverbrauch in TWh (in Deutschland)	Nennleistung Elektrolyse in GW _{el}	Volllast- stunden (FHL)	Betriebsstrategie
NEP Szenariorahmen [7]					
Onsite-Elektrolyseure 2037	115-225	44	10	4.500	Lokaler Bedarf
Offsite-Elektrolyseure 2037		13-21	6-10	2.000	Hohe EE-Einspeisung
Onsite-Elektrolyseure 2045	240-450	38	13	3.000	marktorientiert
Offsite-Elektrolyseure 2045		70-82	23-27	3.000	Hohe EE-Einspeisung
Neue Ziele auf alten Wegen? [11]					
(Zwischenjahr) 2030	29	36	15	2.400	-
KSG 2045	412	269	71	3.800	-
MuSeKo THG95 2050 [12]	-	-	111	-	Hohe EE-Einspeisung Hauptsächlich PV Strom (mittags, Sommer)
Wasserstoff Roadmap NRW [10] 2050	370	252	70	3.600	Hohe EE-Einspeisung Hauptsächlich Wind Onshore
Langfristszenarien BMWK [8]					
TN-Strom 2030	27	39	11	3.515	Hohe EE-Einspeisung
TN-Strom 2045	363	265	74	3.545	(insbesondere PV)
TN-H2 2045	694	343	97	3.536	

Tabelle 1(Fortsetzung) Ergebnisse verschiedener Studien zum zukünftigen Bedarf, Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff in Deutschland.

	Elektrolysestandorte	Speicherkapazität H ₂ in TWh	Speicherkapazität andere in GWh	Rückverstromung H ₂ /CH ₄ in GW
NEP Szenariorahmen [7]	Entsprechend H ₂ -Nachfrage:		Batterie Heim- und Großspeicher	
Onsite-Elektrolyseure 2037	SH, ST, NDS, NRW, RP, weniger BY, BW	-	150-194	40
Onsite-Elektrolyseure 2045	Anstieg in NRW, NDS	-	246-310	29
Neue Ziele auf alten Wegen? [11] KSG 2045	größte Leistung in Nordwest-NDS hat, nördliches NRW, SH, neue Bundesländer, geringe Leistung in BY, BW	35,4 (-61) durch Umrüstung bisheriger Erdgaskavernen	562	ca. 90
MuSeKo THG95 2050 [12]	Schwerpunkt HE/RP/SL, NDS, BB, BY, BW	53	ca. 100	ca. 50
Wasserstoff Roadmap NRW [10] 2050	Größte Leistung in NDS/SH dann MV und NRW (10%), geringe Leistung in Brandenburg	-	-	52 (D) (24% NRW)
Langfristszenarien BMWK [8]	Nur küstennah	2	Hauptsächlich Wärmespeicher, Lastflexibilität	29,4
TN-Strom 2030				
TN-Strom 2045	NDS/SH küstennah 56%, BB/MV 33%, Süd-NDS/ Sachsen 11%	74	Batteriespeicher in Europa	67
TN-H ₂ 2045		72		38

Für die Erreichung der Zielsetzung eines klimaneutralen Energiesystems 2045 muss möglichst schnell ein starker Zubau von erneuerbaren Energien erfolgen. Daraus folgt auch ein großer Stromnetzausbaubedarf, der bis 2035 über die im NEP2035 bereits geplanten Maßnahmen um ca. ein Drittel hinausgeht (siehe Abbildung 2) [8]. Auch der Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen, insbesondere im Hochspannungsnetz, wird als hoch eingeschätzt [13].

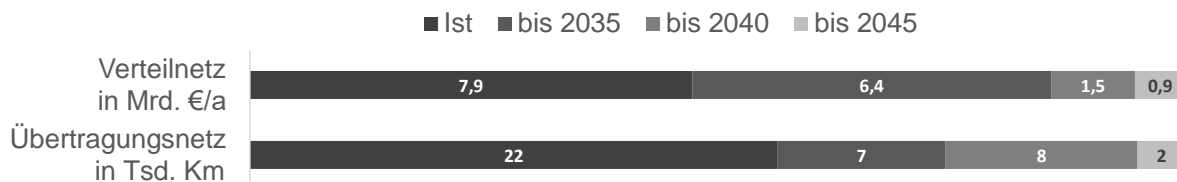


Abbildung 2 Netzausbaubedarf für Übertragungsnetze und Annuitätskosten für Verteilnetze in TN-Strom Szenario [8]

Die bereits heute fehlenden Übertragungskapazitäten werden durch die Betrachtung von Redispatch- und Engpassmanagement-Maßnahmen deutlich, deren Anzahl in den letzten Jahren durchgehend hoch waren (siehe Abbildung 3). Um diese möglichst zu reduzieren, wird die netzdienliche Platzierung und Einsatz von Elektrolyse bzw. Power-to-Gas Anlagen vorgeschlagen.

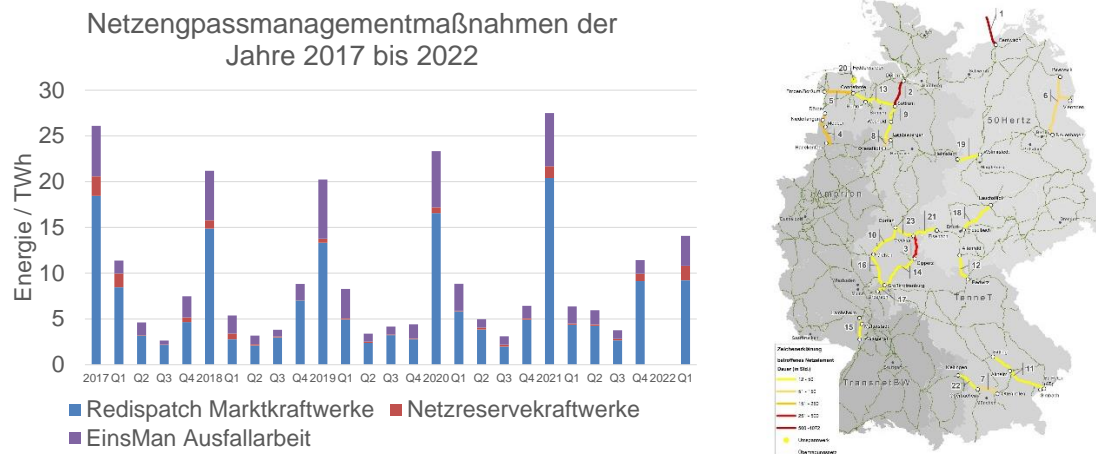


Abbildung 3 Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2017 bis 2022 (links) und Dauer von strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen in Q1/2022 (rechts) Quelle: BNetzA Monitoringbericht Q1/2022 [14]

Im Rahmen einer Studie [15] haben die Firmen Gasunie, Tennet und Thyssengas fünf Potentialregionen für „gesamtenergiesystemdienliche“ Elektrolyseure ermittelt. Die hierfür betrachteten Kriterien umfassen die derzeitige und geplante Strom- und Gasnetzinfrastruktur, sowie Wasserstoffbedarfe in der Industrie, die Wasserverfügbarkeit und der Bedarf an Nebenprodukten. Durch den Einsatz der Elektrolyse bzw. PtG-Anlagen ergeben sich veränderte Lastflüsse und dadurch unterschiedliche Redispatchkosten. Die Potentialregionen liegen demnach in den Regionen Nordwest Niedersachsen und ab 2035 Schleswig-Holstein. Diese zeichne sich durch eine zukünftig hohe Offshore-Windenergie-Einspeisung sowie in Niedersachsen durch die vorhandene L-Gasnetzinfrastruktur aus. Insbesondere eine Umwidmung des bisherigen L-Gasnetzes wird auch von weiteren Studien [16] als erster Teil eines neuen Wasserstoffnetzes gesehen.

Zusätzliche Stromnetzengpässe sollen durch on-site Elektrolyseure bei Industriestandorten vermieden werden. Zur Ausnutzung müsste allerdings auch die Betriebsweise an die Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien angepasst werden. Dafür wurden 5000 Vollbenutzungsstunden im Jahr 2025 nach der Maßgabe der EEG-Befreiung für grünen Wasserstoff (§ 69b - Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021) und Definition „Grüner Wasserstoff“ nach §12i Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) angesetzt. Für das Jahr 2035 wurden 3500 Vollbenutzungsstunden gemäß den Annahmen des Netzentwicklungsplan für 2035 angesetzt [17]. Der Entwurf des neuen Szenariorahmen zum NEP 2037 schlägt vor Elektrolyseure an Standorten mit hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien oder Potential zur Vermeidung von

Netzengpässen zu platzieren [7]. Die BEE fordert darüber hinaus keine Elektrolyseure in Süddeutschland zuzulassen, um den benötigten Netzausbau zu verringern [18]. Neben den netzdienlich eingesetzten „offsite“ Elektrolyseuren, beinhaltet der Szenariorahmenentwurf zum NEP 2037 [7] allerdings auch „onsite“ Elektrolyseure mit zunächst (2037) ähnlich hoher Erzeugungsleistung zur lokalen Bedarfsdeckung. Auch in anderen regionalen Betrachtungen werden Elektrolysepotentiale ausgewiesen. In einer Betrachtung zur Entwicklung des Strom- und Wasserstoffbedarfs im Netzgebiet von 50-Hertz [19], das vor allem die neuen Bundesländer umfasst, wird von einer lokalen H₂-Produktion mit einer Elektrolyseleistung von ca. 2 GW bei einem Strombedarf von ca. 10 TWh für einen Wasserstoffbedarf von ca. 7 TWh in 2030 gerechnet. In der Wasserstoffroadmap NRW [10] wird von einer geringen Wasserstofferzeugungskapazität von ca. 10 % der gesamtdeutschen Elektrolyseleistung trotz hohem Wasserstoffbedarf ausgegangen.

Wie an den oben dargestellten Studien deutlich wird, gibt es bislang keinen Konsens zur Steuerung des Zubaus von Elektrolyseleistung, die eine netzdienliche Allokation der Anlagen sicherstellt. Nachdem die EEG-Umlage in 2022 weggefallen ist, gibt es auch keinen Anreiz mehr zum netzdienlichen Betrieb der Elektrolyseanlagen durch eine verringerte Volllaststundenzahl bzw. gleichzeitigen Verbrauch von erneuerbarer Erzeugung.

Projektbeispiele Netzintegration von Wasserstoffanlagen

Im Folgenden werden erste Ergebnisse der Netzintegration von einzelnen Wasserstoffanlagen im derzeitigen Stromnetz vorgestellt, die in zwei Forschungsprojekten untersucht werden. Im Projekt HyCavMobil soll Wasserstoff für die Nutzung im Mobilitätssektor erzeugt und unterirdisch in einer Forschungskaverne gespeichert werden [20]. Es wird die Netzintegration einer Elektrolyseanlage am Standort der Kaverne in Brandenburg untersucht. Im Forschungsprojekt H₂-ReNoWe wird das existierende Druckluftspeicherwerk Huntorf untersucht, dass durch den Einsatz von Wasserstoff als CO₂-freier Energiespeicher dienen kann [21]. Hier wird die ebenfalls die Netzintegration einer Elektrolyseanlage am Kraftwerksstandort, aber auch der optimierte Gesamteinsatz des Kraftwerks untersucht.

HyCavMobil – Wasserstofferzeugung und -speicherung in Brandenburg

Das Forschungsprojekt HyCavMobil untersucht Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen [20]. Zur Untersuchung der Einbindung dieser Anlage in das bestehende Stromnetz auf 110 kV Ebene wurde ein Simulationsmodell für das regionale Stromnetz unter Verwendung von Open-Access-Netzdaten aus dem open_eGo Projekt entwickelt [22]. Diese Daten enthalten geografische Informationen der Betriebselementen (Stromleitungen, Knoten, Transformatoren, Generatoren und

Lasten), die aus OpenStreetMap abgeleitet wurden. Weiterhin sind Elektrische Parameter dieser Elemente verfügbar. Diese beinhalten Spannungsebenen von Knoten, Stromleitungslänge, Leitungsimpedanzen, Nennleistung der Generatoren, Lasten und Transformatoren, jährlichen Stromverbrauch der Lasten, sowie Informationen über die Knoten, an denen die Stromerzeuger und Lasten angeschlossen sind. Diese Daten dienen als Eingangsdaten für die Modellierung des Stromnetzes in PowerFactory. Die Stromnetzmodelle in den vorgestellten Projekten wurden als AC-Lastflussmodell entwickelt, in dem die Wirk- und Blindleistungsflüsse modelliert, berechnet und bewertet werden. Diese Modellierungsmethodik berücksichtigt die Reaktanz der Stromleitungen und sowohl das kapazitive als auch das induktive Verhalten der Stromleitungen. Dadurch können auch Blindleistungskompensation und Spannungshaltung untersucht werden, die durch die Betrachtung des Verteilnetzes (110 kV) relevanter werden. Abbildung 4 zeigt das Simulationsmodell des Stromnetzes der untersuchten Region, das mit QGIS erstellt wurde, sowie Ergebnisse aus der Lastflusssimulation in PowerFactory.

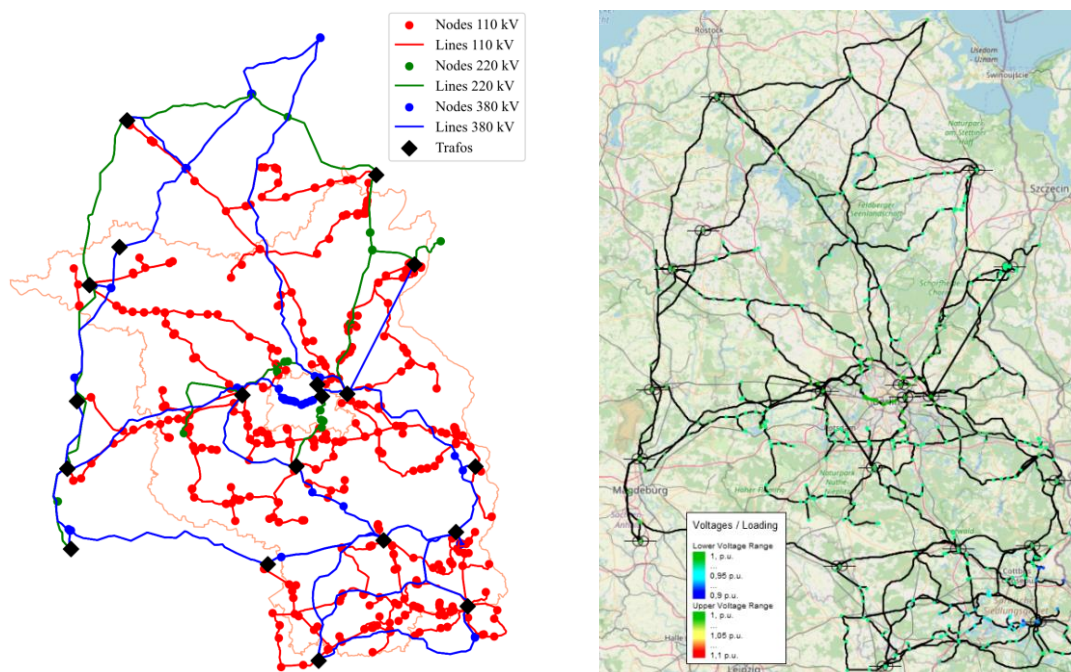


Abbildung 4 Georeferenzierte Darstellung der Leitungen und Spannungsebenen in der betrachteten Netzregion (links), Ergebnisse aus der Lastflusssimulation, Karte: openstreetmap (rechts)

Die Eingabedaten von open_eGo wurden für 3 verschiedenen Szenarien entwickelt, die auch für die Analysen im Projekt HyCavMobil verwendet werden:

- Szenario 1 basiert auf dem aktuellen Stand des Stromnetzes bei Modellerstellung. Die installierten Leistungen des Kraftwerksparks in Deutschland wurden aus den Kraftwerkslisten und Anlagenregistern entnommen [22].

- Szenario 2 basiert auf dem Netzentwicklungsplan 2035. Das Szenario enthält einen erhöhten Anteil an erneuerbare Erzeugungskapazität und Erdgas sowie reduzierte Leistungen der konventionellen Erzeuger.
- Szenario 3 beschreibt ein zukünftiges elektrisches Energiesystem versorgt mit 100 % erneuerbaren Energien in Deutschland und im Ausland mit limitierten Gaskraftwerkskapazitäten.

Tabelle II zeigt Anzahl und installierte Leistung der Generatoren und Lasten in der simulierten Region (Brandenburg). Es ist ersichtlich, dass die Anzahl der Erzeuger in den beiden Zukunftsszenarien steigen wird, wohingegen die summierte Erzeugungsleistung im Szenario 2 erst zu und dann in Szenario 3 wieder abnimmt. Die Lasten werden in diesen Szenarien als konstant angenommen. Neuere Studien [8, 9] gehen sowohl von einem stärkeren Anstieg der Erzeugungsleistung als auch von einer stark steigenden Stromnachfrage aufgrund von neuen Verbrauchern aus.

Tabelle 2 Anzahl und installierte Leistung von Generatoren und Lasten in der simulierten Region in den Szenarien

	Szenario		
	Scen1	Scen2	Scen3
Anzahl der Generatoren	1.310	1.656	1.529
Nennleistung der installierten Generatoren [GW]	22,15	25,47	21,78
Produzierte Jahresenergiemenge [TWh]	70,06	70,79	50,95
Anzahl der Lasten	230	230	230
Nennleistung der installierten Lasten [GW]	1,76	1,76	1,76
Verbrauchte Jahresenergiemenge [TWh]	15,45	15,45	15,45

Tabelle III zeigt die installierte Leistung der verschiedenen Stromquellen in der simulierten Region. In den ersten beiden Szenarien (Scen1 und Scen2) wird elektrische Energie aus konventionellen und erneuerbaren Energiequellen erzeugt, während in Scen3 nur erneuerbare Energiequellen mit höheren installierten Kapazitäten als in Scen1 und Scen2 vorhanden sind.

Tabelle 3 Installierte Leistung verschiedener Technologien für die simulierte Region in den verschiedenen Szenarien

Technologien	Installierte Leistung [GW]		
	Scen1	Scen2	Scen3
Gas	2,67	4,97	0
Braunkohle	7,00	3,26	0
Kohle	0,69	0,42	0
Andere nicht erneuerbare	1,41	0,48	0
Biomasse	0,61	0,85	2,34
Laufwasserkraftwerk	0,02	0,02	0,02
PV	3,13	4,07	6,51
Wind-Onshore	6,35	9,48	10,35
Wind-Offshore	0,29	1,92	2,58

In das Simulationsmodell des bestehenden Stromnetzes der modellierten Region haben wir einen zukünftigen Wasserstoffspeicher mit unterschiedlichen Dimensionierungen von 2 MW bis 200 MW und Netzanschluss im Verteilnetz (110 kV) simuliert. Dabei entsprechen 200 MW rund 11 % der angeschlossenen Last im Simulationsmodell. In diesem Fall umfasst die installierte Leistung der Anlage die Summe der installierten Leistung aller Anlagenelemente wie Elektrolyseure und Verdichter zur Befüllung der Speicherkaverne. Das Ziel dieser Simulation war es, die Stabilität des Stromnetzes bezüglich Knotenspannung und Stromleitungsauslastung zu bewerten.

Tabelle 4 zeigt Ergebnisse der Lastflussberechnungen des Simulationsmodells im Ausgangszustand sowie mit simulierter Anlage für Wasserstofferzeugung und -speicherung. Die Lastflussberechnungen wurden für alle 3 zuvor beschriebenen Szenarien durchgeführt. Entgegen der Vermutung wird die maximale Leitungsauslastung in den Szenarien 2 und 3 durch höhere EE-Leistung in der simulierten Region nicht erhöht, sondern verringert.

Tabelle 4 Ergebnisse der Lastflussberechnungen für verschiedenen Szenarien

			Stromnetz ohne H ₂ - Anlage	Installierte Leistung der H ₂ -Anlage [MW]						
				2	10	20	50	100	150	200
Maximale Leitungsauslastung [%]	110 kV Netzebene	Scen1	19,09	19,08	19,04	18,99	18,85	24,84	35,85	46,23
		Scen2	12,48	12,47	12,45	12,42	12,33	16,24	23,43	30,21
		Scen3	9,45	9,45	9,42	9,39	9,31	15,38	22,2	28,62
	220 kV Netzebene	Scen1	4,62	4,62	4,59	4,57	4,50	4,39	4,29	4,19
		Scen2	3,02	3,02	3,00	2,99	2,94	2,87	2,80	2,74
		Scen3	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,84	2,84
	380 kV Netzebene	Scen1	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,07	15,07
		Scen2	9,84	9,84	9,84	9,84	9,85	9,85	9,85	9,85
		Scen3	10,12	10,12	10,12	10,12	10,13	10,14	10,15	10,16

Tabelle 4 gibt einen Überblick über die maximale Leitungsauslastung (in %), die für alle drei Spannungsebenen (110, 220 und 380 kV) analysiert wurde. Die installierte Leistung einer H₂-Anlage wurde schrittweise von 2 MW auf 200 MW erhöht, um die maximale Leitungsauslastung zu bewerten. Ab einer angenommenen Leistung von 100 MW steigt die maximale Leitungsauslastung der 110 kV Leitungen stark an, dies wird durch einzelne Leitungen direkt am Anschlusspunkt bedingt. Die Stromleitungen werden nicht überlastet, was einen unkritischen Betrieb des Stromnetzes bedeutet. Eine leichte Abnahme der Leitungsbelastung mit erhöhter installierter Leistung der H₂-Anlage kann für die 220 kV Netzebenen beobachtet werden.

H2-ReNoWe – Wasserstoffdruckluftspeicherkraftwerk in Nordwest-Niedersachsen

Im Forschungsprojekt H₂-ReNoWe wird ebenfalls die Einbindung eines Wasserstoffenergiespeichers in das vorhandene Stromnetz untersucht. Für das existierende Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf wird ein Konzept für den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger entwickelt. Das neuartige Wasserstoffdruckluftspeicherkraftwerk umfasst die Erzeugung, Speicherung und Rückverstromung mittels Elektrolyse, Wasserstoffspeicherung in einer ehemaligen Erdgaskaverne und Wasserstoffverbrennung in der vorhandenen Gasturbine [23]. Zusätzlich zur Betrachtung der einzelnen Komponenten und des Gesamtkonzepts werden mithilfe einer Erlösoptimierung Betriebsstrategien entwickelt. Verschiedene Szenarien und resultierende Betriebszeitreihen des Kraftwerks wurden innerhalb des Projekts zur Verfügung gestellt und können hinsichtlich ihrer Netzauswirkungen bewertet werden. Zusätzlich wird die Netzintegration der Elektrolyseanlage am Kraftwerksstandort mit einer kürzeren Betriebsdauer untersucht, welche die Ergebnisse aus den Gesamtsystemstudien (siehe Tabelle 1) widerspiegelt.

Für die Untersuchung der Netzintegration des Wasserstoffdruckluftspeicherkraftwerks im Projekt H₂-ReNoWe wird eine ähnliche Verarbeitung der Daten aus open_eGo [22] wie im Projekt HyCavMobil durchgeführt. Aus diesen wurde ein Simulationsmodell erstellt, das die Netztopologie in der Umgebung des Kraftwerks detailliert darstellt, sowie die Topologie des restlichen Stromnetzes in Deutschlands und eines Knotens pro Nachbarland vereinfacht abbildet. Zunächst wurde untersucht, inwiefern eine Leistungsänderung am Netzverknüpfungspunkt des Kraftwerks die Leistungsbelastungen in diesem Simulationsmodell beeinflusst. Das Ergebnis der Sensitivitätsbetrachtung mittels Berechnung der Netzadmittanzmatrizen [24] ist in Abbildung 5 dargestellt. Das Einflussgebiet des Kraftwerks erstreckt sich über die detailliert modellierte Region hinaus bis in das vereinfacht modellierte umgebene Netz. Diese Analyse offenbart auch Abweichungen des Modells zum tatsächlichen Netzzustand, da mehr Transformatoren in der Höchstspannungsebene (220kV-380kV) vorhanden sind, als im statischen Modell des Netzbetreibers TenneT.

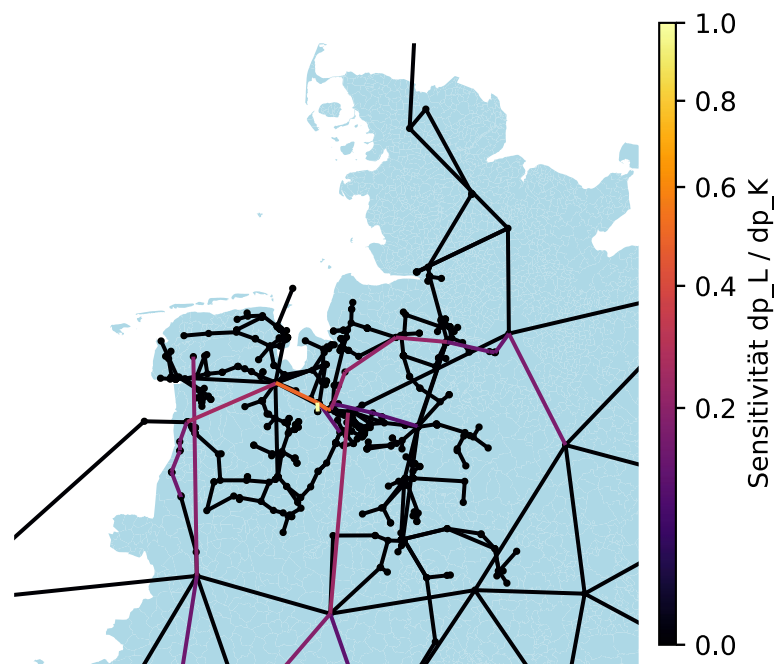


Abbildung 5 Betrachtete Netzregion für die Integration eines Wasserstoffdruckluftspeichers in Nordwest-Niedersachsen. Dargestellt ist die Sensitivität der Leitungsbelastung bei Leistungsänderung von 1 MW am Netzverknüpfungspunkt Huntorf.

Abweichend von den vorherigen Beschreibungen wurden für die folgenden Analysen Erzeugungs- und Lastzeitreihen in 15-Minuten Auflösung aus dem Smart Datenportal [25] für das Jahr 2020 verwendet. Die installierte Erzeugungskapazität wurde mithilfe von Lokationsdaten aus dem Marktstammdatenregister [26] auf die Netzknoten verteilt. Im Smart Datensatz stehen neben Lastdaten, Erzeugungszeitreihen und -kapazitäten je Technologie auch weitere Energiemarktdaten wie Preise für Energie und Regelleistung an den verschiedenen Märkten zur Verfügung. Diese sind Grundlage für die im Projekt durchgeführte Optimierung von Betriebsstrategien des Kraftwerks. Zwei dieser Betriebsszenarien wurden projektintern zur Verfügung gestellt und hinsichtlich ihrer Netzwirkung untersucht. In diesen Betriebsszenarien werden Erlöse durch den Handel am Day-Ahead Markt, die Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve, sowie durch den Verkauf von erzeugtem Wasserstoff erzielt. Im ersten Szenario werden durch niedrige Strompreise (im Vergleich zu 2022) und hohe Wasserstoffpreise (3,5 €/kg) hohe Betriebszeiten der Elektrolyse erreicht. Im zweiten Szenario wird ein um 50 % erhöhter Wasserstoffpreis beim Verkauf angenommen. Die Volllaststundenzahl der Kraftwerkskomponenten für die erlösoptimierten Betriebszeitreihen ist in Tabelle 5 aufgeführt. Zusätzlich werden drei weitere Betriebszeitreihen für den Elektrolyseur untersucht, die sich an der Höhe der erneuerbaren Erzeugung aus Wind onshore und offshore orientiert. Entsprechend der in Tabelle 1 dargestellten Ergebnisse für das Gesamtenergiesystems werden Volllaststunden von 1500, 3000 und 4500 Stunden angenommen.

Tabelle 5 Volllaststunden der Kraftwerkskomponenten für verschiedene Betriebsszenarien am Kraftwerksstandort Huntorf

	Erläsoptimierter Betrieb	Erläsoptimierter Betrieb, H+ (hoher Wasserstoffpreis beim Verkauf)	Wind-Einspeisung, 1.500 FLH	Wind-Einspeisung, 3.000 FLH	Wind-Einspeisung, 4.500 FLH
Elektrolyse	6.978	8.479	1.500	3.000	4.500
Turbine	43	29	0	0	0
Kompressor	169	113	0	0	0

Abbildung 6 zeigt die durchschnittliche Leistungsänderung für die Leitungen, für die ein der Sensitivität größer als 0.2 festgestellt wurde (siehe Abbildung 5). Die Veränderung gegenüber dem Basisfall wird als Leistung und nicht als Auslastung in Prozent dargestellt, um die Vergleichbarkeit der Leitungen zu verbessern. Da der Netzanschluss in der 220 kV Netzebene ist, sind hier die Leitungen mit der höchsten Sensitivität zu finden. Die 220 kV Leitungen sind in der Basissimulation wenig ausgelastet und werden daher zum großen Teil durch die Betriebsszenarien entsprechend der Betriebsdauer höher belastet. In der 380 kV Netzebene werden die meisten Leitungen durch eine hohe Betriebsdauer (erläsoptimierte Szenarien) entlastet.

Die aus den Netzengpassmaßnahmenbericht hervorgehenden Überlastungen auf der Leitung Conneforde-Huntorf-Sottrum (siehe Abbildung 3, Element 13) konnte im Simulationsmodell nicht reproduziert werden, da sie lediglich durch (n-1) Betrachtungen vorliegen. Jedoch kann davon ausgegangen werden, dass die zusätzliche Belastung der 220 kV Leitungen die Überlastungen in den (n-1) Betrachtungen verstärken.

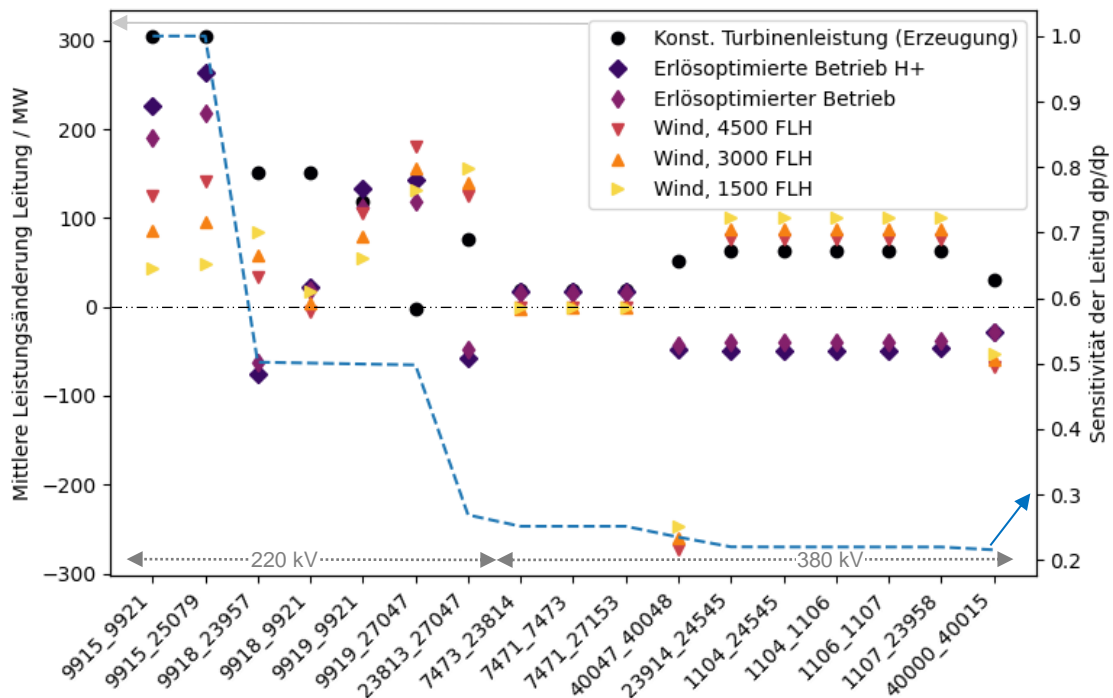


Abbildung 6 Änderung der Leitungsbelastung ausgewählter, sensibler Leitung (Sensitivität: blaue Linie) in der betrachteten Netzregion für verschiedene Betriebskonzepte des Wasserstoffdruckluftspeichers bei einer Elektrolyseleistung von 300 MW.

Durch die Verwendung der Erzeugungs- und Lastzeitreihen für Gesamtdeutschland aus dem Smart Datenportal und der ausschließlichen Regionalisierung anhand der installierten Leistungen und nicht anhand von regionalisierten Windprofilen ist das Simulationsmodell nicht in der Lage extreme Netzzustände abzubilden. Ebenso sind bereits Abregelungen und Redispatch-Maßnahmen in den Zeitreihen enthalten. Unter Einbezug regionalisierter Windprofile für die detailliert modellierte Netzregion können die Ergebnisse entsprechend verbessert werden.

Zusammenfassung und Ausblick

In den untersuchten Szenarien kann eine punktuell höhere Auslastung am Anschlusspunkt der jeweiligen Wasserstoffanlage, jedoch kein signifikanter Einfluss auf das Übertragungsnetz festgestellt werden. Durch ihre kleine Dimensionierung im Vergleich zur installierten Leistung erneuerbarer Erzeuger sind die untersuchten Anlagen aus Netzsicht eher von geringer Bedeutung. Eine Verringerung von Netzengpässen bzw. Redispatch-Maßnahmen erscheint vor allem bei Auswahl der Netzanschlusspunkte zu eben diesem Zweck realistisch. Bei höherer EE-Einspeisung, bei Annahme mehrerer oder größerer Elektrolyse bzw. allgemeiner Power-to-Gas Anlagen wird erwartet, dass diese einen größeren Beitrag zur Verringerung von Netzengpässen leisten können [15]. Im Entwurf des Szenariorahmens zum neuen Netzentwicklungsplan 2037 wird ebenfalls davon ausgegangen, dass Elektrolyseure an Standorten mit besonders hohen regionalen Überschüssen platziert werden sollten, da ansonsten der Netzausbaubedarf unterschätzt werden könnte [7]. Ungeachtet der möglichen Reduktion von Netzengpässen durch den flexiblen Einsatz von Elektrolyseuren im kurzfristigen Zeithorizont ergeben die ausgewerteten Gesamtsystemstudien, dass der adäquate Netzausbau wichtiger Bestandteil der Energiewende ist. Ein verringerter Netzausbau führt zu höheren Gesamtsystemkosten, da er einen wesentlich höheren Bedarf an Erzeugungsleistung und Speicherkapazitäten bedingt [12, 8].

Mit den vorgestellten Simulationsmodellen sollen als nächster Schritt auch Zukunftsszenarien in Hinblick auf die Integration von Wasserstoffanlagen und ihre Betriebsführung analysiert werden. Dazu wird auf reale Anlagenparameter zurückgegriffen und mit Hilfe von AC-Lastflussanalysen auch der Blindleistungsbedarf im Netz berücksichtigt, um den Systemnutzen über den flexiblen Betrieb hinaus zu bewerten. Im weiteren Verlauf der Projekte soll auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen mithilfe von dynamischen Simulationen untersucht werden.

Danksagung

Das Forschungsprojekt HyCavMobil wird gefördert durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMDV, Förderkennzeichen 03B10902B) im NIP II (Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) mit NOW GmbH (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie)

als Koordinator. Das Forschungsprojekt H2-ReNoWe wird im Rahmen der Innovationslabore für Wasserstofftechnologie vom Niedersächsischen Ministerium für Wissenschaft und Kultur gefördert. Die Autoren danken Ann-Kathrin Klaas von der TU Clausthal, für die Bereitstellung der optimierten Betriebszeitreihen des H₂CAES.

Literatur

- [1] D. Steward, G. Saur, M. Penev und T. Ramsden, „Lifecycle Cost Analysis of Hydrogen Versus Other Technologies for Electrical Energy Storage,“ NREL, Golden, Colorado, 2009.
- [2] M. Takach, M. Sarajlic, D. Peters, M. Kröner, F. Schuldt und K. von Maydell, „Review of Hydrogen Production Techniques from Water Using Renewable Energy Sources and Its Storage in Salt Caverns,“ *Energies*, 2022.
- [3] J. Bartels, C. Varela, T. Wassermann, M. Medjroubi und E. Zondervan, „Integration of water electrolysis facilities in power grids: A case study in northern Germany,“ *Energy Conversion and Management*, 2022.
- [4] A. Pandey, „Namibia pitches green hydrogen to Europe at Davos,“ 26 5 2022. [Online]. Available: <https://www.dw.com/en/namibia-pitches-green-hydrogen-to-europe-at-davos/a-61936601> .
- [5] F. Cebulla, J. Haas, J. Eichman, W. Nowak und P. Mancarella, „How much electrical energy storage do we need? A synthesis for the U.S., Europe, and Germany,“ *Journal of Cleaner Production*, 2018.
- [6] M. Wietschel, C. Hebling und M. Ragwitz, „Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien,“ Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats, Karlsruhe, Freiburg, Cottbus, 2021.
- [7] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045,“ 2022.
- [8] Fraunhofer ISI, consentec, ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, TU Berlin, „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland,“ 2022.
- [9] M. Gierkink, „Vergleich der “Big 5”-Klimaneutralitätsszenarien,“ Kopernikus Projekt Ariadne, Köln, 2022.
- [10] S. Cerniauskas, P. Markewitz, J. Linßen, G. Kullmann, P.-M. Lopion, P.-M. Heuser, T. Grube, M. Robinius und D. Stolten, „Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen,“ Forschungszentrum Jülich, Jülich, 2021.
- [11] FZ Jülich, „Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045,“ Jülich, 2021.
- [12] M. Fette, C. Brandstät, H.-C. Gil, H. Fardian, T. Pregger, J. Schaffart, E. Tali und N. Brücken, „Multi-Sektor-Kopplung: Modellbasierte Analyse der Integration Erneuerbarer Stromerzeugung durch die Kopplung der Stromversorgung mit dem Wärme, Gas und Verkehrssektor,“ Fraunhofer IFAM, DLR TT, Brennstoff- und Gerätetechnik, Gas- und Wärme-Institut Essen, Bremen, 2020.

- [13] Bundesnetzagentur, „Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze,“ Bonn, 2021.
- [14] Bundesnetzagentur, „Zahlen zu Netzengpassmanagementmaßnahmen – Erstes Quartal 2022,“ 2022.
- [15] Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, TenneT TSO GmbH, Thyssengas GmbH, „Quo Vadis, Elektrolyse? Identifikation gesamtenergiesystemdienlicher Power-to-Gas-Standorte in der Potentialregion nord-westliches Niedersachsen und Schleswig-Holstein,“ 2022.
- [16] Amber Grid, Bulgartransgaz, Conexus, CREOS, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, FluxSwiss, Fluxys Belgium, Gas Connect Austria, Gasgrid Finland, Gassco, Gasunie, Gas Networks Ireland, GAZ-SYSTEM, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, und andere, „European Hydrogen Backbone: A european hydrogen infrastructure vision covering 28 countries,“ 2022.
- [17] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan 2035 (2021,“ 2021.
- [18] M. Stark und F. Widdel, „Kritische Einordnung des Szenariorahmenentwurfs – Die richtigen Weichenstellungen für das Gelingen der Energiewende setzen,“ Bundesverband erneuerbare Energien, Berlin, 2022.
- [19] C. Golling und M. Jarolin, „Regionale Entwicklung des Strom- und Wasserstoffbedarfs: Ergebnispräsentation für die 50Hertz Regelzone,“ 50Hertz Transmission GmbH, 2022.
- [20] J. Hoidis, M. Kroener und C. Agert, „Salzkavernen speichern Wasserstoff für Mobilitätswende,“ [Online]. Available: https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2020/04/20201217_salzkavernen_speichern_wasserstoff_fuer_mobilitaetswende.html. [Zugriff am 4 10 2021].
- [21] D. Peters, „Innovationslabor H₂-ReNoWe Wasserstoffregion Nord-West-Niedersachsen,“ 2021 5 10. [Online]. Available: https://www.dlr.de/ve/desktopdefault.aspx/tabid-16121/26108_read-67233/.
- [22] „open_eGo project website,“ [Online]. Available: <https://openenergy-platform.org>. [Zugriff am 4 10 2021].
- [23] A.-K. Fries, F. Kaiser, H.-P. Beck und R. Weber, „Huntorf 2020 – Improvement of Flexibility and Efficiency of a,“ *NEIS Conference*, 2018.
- [24] I. Liere-Netheler, F. Schuldt, K. von Maydell und C. Agert, „Optimised curtailment of distributed generators for the provision of congestion management services considering discrete controllability,“ *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2020.
- [25] Bundesnetzagentur, „SMARD Strommarktdaten,“ 22 11 2022. [Online]. Available: www.smard.de.
- [26] Bundesnetzagentur, „Marktstammdatenregister,“ 22 11 2022. [Online]. Available: www.marktstammdatenregister.de/MaStR.
- [27] W. Medjroubi, U. Müller, M. Scharf, C. Matke und D. Kleinhans, „Open Data in Power Grid Modelling: New Approaches Towards Transparent Grid Models,“ *Energy Reports*, 2017.