

Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland



Windgas-Studie

Im Auftrag von



Greenpeace Energy eG
Hongkongstraße 10
20457 Hamburg

Durchführung



FORSCHUNGSSTELLE FÜR
ENERGIENETZE UND ENERGIESPEICHER

(Kapitel 1 und 3 bis 5)
Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES)
Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg (OTH)
Postfach 120327
93053 Regensburg

und

Energy Brainpool The logo for Energy Brainpool, featuring the text "Energy Brainpool" in a dark blue serif font, followed by a graphic of a bar chart with five bars of varying heights, overlaid with a red bell curve.

(Kapitel 2 und 3)
Energy Brainpool GmbH & Co. KG (Simulation des 100 %-EE-Szenarios)
Brandenburgische Str. 86/87
10713 Berlin

Autoren

Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher:
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner
Martin Thema
Fabian Eckert

Energy Brainpool:
Thorsten Lenck
Philipp Götz

Veröffentlichung

August 2015

Bitte zitieren als

Sterner, M.; Thema, M.; Eckert, F.; Lenck, T.; Götz, P. (2015): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Energy Brainpool, Studie im Auftrag von Greenpeace Energy, Regensburg/Hamburg/Berlin.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	7
Abstract	8
Zusammenfassung für Entscheidungsträger/Executive Summary	9
1) Ab wann brauchen wir Windgas für eine erfolgreiche Energiewende als Stromspeicher?	9
2) Ab wann entfaltet Windgas als Stromspeicher seine Kostenvorteile für das Stromsystem insgesamt im vollen Umfang?	9
3) Was bedeutet dies für den Ausbaupfad der Windgas-Technologie ab jetzt?	9
4) Wie entwickelt sich die Wirtschaftlichkeit von Windgas?	10
5) Welche weiteren Einsatzmöglichkeiten für Windgas gibt es?	10
6) Wie steht Windgas im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen da?	10
1 Hintergrund, Zielsetzung und Fragestellung der Studie	11
2 Methodik - Modellierung der Grenzkosten im Merit-Order-Modell Power2Sim	12
2.1 Stromnachfrage	13
2.2 Kraftwerke (Merit-Order)	13
2.3 Erneuerbare Energien	14
2.4 Im- und Export	14
3 Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende und den Klimaschutz	16
3.1 Windgas im Stromsektor	17
3.1.1 Annahmen und Szenariorahmen	17
3.1.2 Ergebnisse der Simulationen	20
3.1.3 Interpretation der Ergebnisse	23
3.1.4 Einordnung der Ergebnisse in den wissenschaftlichen Diskurs zum Energiespeicherbedarf	28
3.2 Windgas und Klimaschutz: Dekarbonisierung in Verkehr und Industrie	29
3.3 Entwicklungspotenziale und Effizienz von Windgas im Gassektor	32
3.3.1 Erdgasspeicherkapazitäten als Windgasspeicher	32
3.3.2 Wasserstofftoleranz der deutschen Erdgasinfrastruktur	37
3.3.3 Entwicklung des Wirkungsgrades und der Auslastung der Windgas-Anlagen	40
3.4 Alternativen und Kritik	40
3.4.1 Andere Flexibilitätsoptionen und europäische Speicherwasserkraft	40
3.4.2 Ökobilanz und Verfügbarkeit von CO ₂	43
4 Ökonomische Effekte von Windgas auf die Stromerzeugung	47
4.1 Der preisgünstige Langzeitspeicher Windgas	47
4.1.1 Investitionskosten: Status Quo	47

4.1.2	Stromverlagerungskosten	48
4.1.3	Langfristig zu erwartende Kostenentwicklung von Windgas.....	50
4.2	Auswirkung von Windgas auf die Kosten der Energiewende	53
4.3	Entwicklungsstand, Wirtschaftlichkeit und Einsatz von Windgas.....	55
5	Schlussfolgerungen und anstehende Maßnahmen	58
5.1	Zentrale Ergebnisse	58
5.2	Berücksichtigung von Windgas im neuen Strommarktdesign	62
5.3	Wandel der strategischen fossilen Reserven in strategische erneuerbare Reserven	63
5.4	Fazit.....	64
6	Literaturverzeichnis	65
Anhang	70
A 1	Begriffsdefinitionen.....	70
A 1.1	Überschüssiger Strom	70
A 1.2	Windgas.....	70
A 1.2.1	Die Windgas-Technologie	72
A 1.2.2	Konzepte.....	76
A 1.2.3	Komponenten des Speichersystems Windgas	79
A 1.2.4	Windgas-Technologiereifegrad	85
A 1.3	Flexibilitätsoptionen	86
A 2	Eigenschaften und Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff und Methan.....	86
A 2.1	Das Speichergas Wasserstoff.....	86
A 2.2	Das Speichergas Methan	87
A 3	Strommarkt.....	88
A 4	Rechtlicher Rahmen für Windgas	90
A 4.1	Genehmigungsverfahren	91
A 4.2	Gleichstellung von Windgas und Biogas im EnWG	91
A 4.3	EEG-Umlage.....	91
A 4.4	Kraft-Wärme-Koppelungs-Umlage (KWK-Umlage) und Konzessionsabgabe.....	92
A 4.5	Stromsteuer.....	92
A 4.6	Netznutzungsentgelt	92
A 4.7	Förderung.....	93
A 5	Datentabellen zu Speicher	93

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Funktionsschema des Fundamentalmodells Power2Sim.	12
Abbildung 3.1: Kosten der Stromversorgung für den Ausgleich der schwankenden Einspeisung bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien für ein Stromsystem mit (unter Strombezug aus Wind-/PV-Überschuss zu 0 und 35 €/MWh) und ohne Windgas-Anlagen sowie die Kostendifferenz zwischen beiden Systemvarianten. Im Vergleich der beiden Szenarien sind in dieser Abbildung nur die sich unterscheidenden Kosten berücksichtigt: Im System ohne Windgas-Anlagen sind dies die Stromkosten für Gas-Kraftwerke und Abregelung von Wind- und Photovoltaik-Anlagen. Im System mit Windgas-Anlagen kommen noch Invest- und Betriebskosten für Windgas-Anlagen hinzu. Aufgetragen sind also die Kosten, die für die Aufnahme der Überschüsse anfallen. Für Phasen mit zu geringer Einspeisung aus erneuerbarer Einspeisung und zur Rückverstromung des erzeugten Windgases ist eine installierte Leistung von ca. 66 GW Gaskraftwerken notwendig.	21
Abbildung 3.2: Zur Aufnahme des Überschussstromes aus fluktuierenden Energien im Vergleich zur kumulierten Kapazität von Wind- und Solarenergie benötigte Elektrolyseleistung von Windgas-Anlagen (nach ausgeglichener Import-/Exportbilanz): Ausbaupfad für Windgas von heute hin zu einer erneuerbaren Vollversorgung im Stromsystem.	22
Abbildung 3.3: Überschussmengen und maximale jährliche Überschussleistung im Stromsystem des Trend-Szenarios. Die Schwankungen gegenüber dem Trend kommen durch gleichbleibende meteorologische Daten und jährlich variierenden Feiertagsterminen zustande.	24
Abbildung 3.4: Stromüberschüsse in Deutschland bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien. Quelle: (Sternner und Stadler 2014).	25
Abbildung 3.5: Installierte Leistung und Energiemengen in der deutschen Stromversorgung nach dem BMU Leitszenario 2011 Quelle: (Nitsch et al. 2012).	26
Abbildung 3.6: Leistungsbilanz in Deutschland für das Jahr 2014 nach (Übertragungsnetzbetreiber 2014). Die installierte Leistung entspricht nicht der gesicherten Leistung, die ein Maß für die Zuverlässigkeit der Stromversorgung ist. In einem erneuerbaren System ohne zahlreiche fossile Kraftwerke ist diese Funktion vorwiegend durch Speicher, Backup-(Gas-)Kraftwerke und (dezentrale) BHKW zu übernehmen. Windgas nutzt dabei die Gaskraftwerke und dezentralen BHKW als Ausspeichereinheit.	27
Abbildung 3.7: Installierte Windgas-Leistung in Deutschland in den Jahren 2020, 2030 und 2050 unter Miteinbezug der Sektoren Verkehr und Chemie auf Basis der UBA-Studie THGND2050 (Benndorf et al. 2014).	30
Abbildung 3.8: Strom wird zum „Nukleus der Energiewende“: Der Stromsektor wird mit zunehmend erneuerbarer Energieversorgung (intersektoral) zum Nukleus. Von hier aus wird erneuerbare Energie für alle Sektoren bereitgestellt. Die Abbildung zeigt auf der rechten Seite die Ziele der Bundesregierung zu Effizienz und Anteilen erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050 im Vergleich zur Erzeugungssituation im Jahr 2013 auf der linken Seite. Die Kreisflächen verhalten sich proportional zur Energiemenge. Durch zunehmende Effizienz verkleinert sich das Verhältnis von Primärenergieeinsatz zu Endenergiebedarf in allen Sektoren. Dadurch sinkt der Primärenergiebedarf (bei steigenden erneuerbaren Anteilen) in allen Sektoren um knapp die Hälfte obwohl der Endenergiebedarf nahezu konstant bleibt. Windgas wird 2050 eine Möglichkeit sein, den Stromsektor mit den übrigen Energiesektoren zu verknüpfen.	32
Abbildung 3.9: Bezugsländer anteilig am Erdgasaufkommen in Deutschland im Jahr 2013. Quelle: nach (Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. 2012).	33
Abbildung 3.10: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Untergrund-Erdgasspeichern in Deutschland seit 1955. Quelle: (Sedlacek 2013).	34
Abbildung 3.11: Allokation von Erdgas- (und Flüssig-Kohlenwasserstoff-) Speichern in Deutschland. Quelle: (IPCC 2014).	35

Abbildung 3.12: Überblicksmatrix H ₂ -Toleranz bis 10 Vol.-%: Transport, Gasspeicherung sowie Mess- und Regeltechnik. Quelle: (Müller-Syring und Henel 2014).....	38
Abbildung 3.13: Überblicksmatrix H ₂ -Toleranz bis 10 Vol.-%: Verteilung und Anwendung. Quelle: (Müller-Syring und Henel 2014).....	39
Abbildung 3.14: Zeitliche Abschätzung zur Durchführung der erforderlichen Maßnahmen nach Abbildung 3.12 und Abbildung 3.13. Quelle: (Müller-Syring und Henel 2014)	39
Abbildung 3.15: Speicherkapazitäten für Windgas (gelb) und Pumpspeicher (dunkelblau) für Deutschland und umliegende Länder sowie Stromerzeugungskapazitäten der Wasserkraft (Laufwasser und Speicherwasserkraft), welche als flexible Kraftwerke ebenfalls zum Ausgleich von Schwankungen durch Wind- und Solarstrom bei entsprechendem Leitungsausbau (rot) über die Ländergrenzen hinweg und innerhalb der jeweiligen Ländern genutzt werden könnten.	42
Abbildung 4.1: Vergleich der Kosten einer ausgespeicherten Kilowattstunde aus PSW, Lithium-Batterien und CH ₄ -Windgas (Kavernenspeichern) unter Berücksichtigung verschiedener Zyklendauern.....	49
Abbildung 4.2: Vollkostenentwicklung H ₂ -Windgas bis zum Jahr 2050 mit einer Preisreduktion von 13 Prozent pro Verdoppelung der installierten Windgas-Leistung und ausgehend von heutigen Windgas-Leistungskosten von 1000 – 3000 €/kW.	51
Abbildung 4.3: Vollkostenentwicklung CH ₄ -Windgas bis zum Jahr 2050 mit einer Preisreduktion von 13 Prozent pro Verdoppelung der installierten Windgas-Leistung und ausgehend von heutigen Windgas-Leistungskosten von 2000 – 4000 €/kW (siehe Tabelle 4-1).....	51
Abbildung 4.4: Vergleich der Kostenentwicklung zwischen H ₂ -Windgas (blau) und CH ₄ -Windgas (gelb) bei einer Kostendegression von 13 % pro Verdopplung der installierten Windgas-Leistung.	52
Abbildung 4.5: Bandbreite (mit und ohne Kosten für CO ₂ -Zertifikate) innerhalb derer sich die Strombezugskosten für Windgas-Anlagen bewegen dürfen (Annahme von Vollkosten für Windgas-Anlagen), damit das erzeugte Windgas konkurrenzfähig ist. Quelle: nach (Sternner et al. 2014). .	53
Abbildung 4.6: Die Energiewende als Geschäftsmodell: Durch die in Deutschland eingesparten Brennstoffkosten ergeben sich in einem Windgas-System selbst bei konservativen Annahmen (keine Kostensteigerung in Brennstoff- und CO ₂ -Preisen) deutliche Renditen. Kosten- und Erlösbetrachtung ohne Kapitalkosten bei konstantem Preisniveau für Primärenergie. Quelle: nach (Gerhardt et al. 2014).	54
Abbildung 4.7: Entwicklung der Windgas-Anlagenkapazität in Deutschland in den Jahren 2005 bis 2015: Durchbruch der Windgas-Technologie gelingt ab den Jahren 2009- 2012, sowohl was die in langfristiger Planung als auch die bereits in Betrieb befindlichen Anlagen angeht.	56
Abbildung 5.1: Von der Bundesregierung beschlossene Klimaziele: Senkung der Kohlendioxidemissionen in Prozent gegenüber dem Jahr 1990.	58
Abbildung 5.2: Wachsende Anteile erneuerbarer Stromerzeugung führen zu, insbesondere gegen Ende der Energiewende zu stark ansteigenden Überschüssen im Stromsystem.....	59
Abbildung 5.3: Um die in die Überschussmengen im Stromsystem aufzunehmen, sind unter den hier getroffenen Annahmen (keine alternativen Speicher- und Flexibilitätsoptionen zu Windgas) bis 2050 bis zu 120 GW Windgas-Anlagen zuzubauen.....	59
Abbildung 5.4: Kosten der Stromversorgung bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien für ein Stromsystem mit (unter Strombezug aus Wind-/PV-Überschuss zu 0...35 €/MWh) und ohne Windgas-Anlagen sowie die Kostendifferenz zwischen beiden Systemvarianten. Im Vergleich der beiden Szenarien sind in dieser Abbildung nur die sich unterscheidenden Kosten berücksichtigt: Im System ohne Windgas-Anlagen sind dies die Stromkosten für Gas-Kraftwerke und Abregelung von Wind- und Photovoltaik-Anlagen. Im System mit Windgas-Anlagen kommen noch Invest- und Betriebskosten für Windgas-Anlagen hinzu	60
Abbildung 5.5: Wachsende Effizienz und sinkende Preise der Windgas-Technologie vereinfachen die Markteinführung.	61

Abbildung 5.6: Ausbaupfad für Windgas-Einspeicherleistung mit langfristiger Perspektive zu erneuerbarer Vollversorgung (ca. 2050). Anlagen im Stromsektor werden aufgrund fluktuierenden Dargebots mit geringerer Auslastung betrieben, weshalb sich zur Aufnahme der Überschüsse ein Bedarf von 134 GW ergibt. Zur Dekarbonisierung von Verkehrs- und Chemiesektor mit Windgas sind neben Elektromobilität und Biomasse Windgas-Anlagen mit weiteren 134 GW Leistung zu installieren. Die Aufnahme von Stromüberschüssen wird dort nicht mehr ausreichen, weshalb eigens regenerative Stromerzeugungsanlagen zu errichten sind, die mit höherer Auslastung zur Produktion von Windgas betrieben werden..... 61

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Definition des Trend-Szenarios nach Vorgabe der Umweltorganisation Greenpeace e.V. mit 100 Prozent erneuerbaren Energien und Annahmen zu installierter Leistung in GW, Bruttostromerzeugung in TWh und Volllaststunden (VLS) verschiedener regenerativer Energieerzeugungsanlagen in einer erneuerbaren Vollversorgung. Zum Vergleich zusätzlich gesicherte Angaben für das Jahr 2013. Quellen: 1) AG Energiebilanzen, 2) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2014).....	17
Tabelle 3.2: Veränderliche Kosten je Szenariovariation	19
Tabelle 3.3: Wesentliche Annahmen für die Simulationen	19
Tabelle 3.4: Kostenannahmen für den Langzeitspeicher Windgas	20
Tabelle 3.5: Datengrundlage zu Abbildung 3.1.	20
Tabelle 3.6: Sensitivität der Größen „Kosten für Überschussstrom“ und „installierte Elektrolyseleistung“ bezüglich der Kostendifferenz zwischen Varianten mit und ohne Windgas-Anlagen sowie dem Anteil an erneuerbaren Energien für das Jahr 2050. Ein niedriges Ergebnis bei der Kostendifferenz (Farbwechsel von Rot nach Grün in den Tabellenzellen) bedeutet, dass die Kosten der Szenariovarianten mit Windgas-Anlagen günstiger sind als die Varianten ohne Windgas-Anlagen.....	23
Tabelle 3.7: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung am 31.12.2012. Quelle: (Sedlacek 2013).....	34
Tabelle 3.8: In Deutschland langfristig verfügbare Windgas-Speicherkapazität in Poren- und Kavernenspeichern (ohne Leitungsnetz). Berechnung anhand der oberen Heizwerte (Brennwerte) von Wasserstoff (3,55 kWh/m ³ (V _n)) und Methan (11,0 kWh/m ³ (V _n)). Quelle für die Daten zum langfristig speicherbaren Volumen: (Sedlacek 2013).	36
Tabelle 3.9: Zusammensetzung von Kokereigase (in Vol.-%). Quelle: (Baerns 2006).....	37
Tabelle 3.10: Entwicklungspfade für Wirkungsgradbandbreiten der Windgas-Technologie (Wasserstoff und Methan) im Stromsystem. Quelle: nach (Sterner et al. 2014) und (Sterner und Stadler 2014).	40
Tabelle 3.11: Bis zu einer erneuerbaren Vollversorgung im Jahr 2050 angenommene Auslastung von Windgas-Systemen. Quelle: (Sterner et al. 2014).....	40
Tabelle 4.1: Status Quo bzgl. Investitionskosten- (CAPEX) und Wirkungsgradbandbreiten verfügbarer Windgas-Speichersysteme. Die Bandbreiten ergeben sich durch unterschiedliche Anlagengrößen, Technologien und Verfahrensweisen. Langfristig sind Wirkungsgradsteigerungen zu erwarten (s. Abschnitt 3.3.3).	48
Tabelle 4.2: Vollkostenentwicklung von Windgasspeichersystemen bis zu einer erneuerbaren Vollversorgung im Jahr 2050.	52
Tabelle 4.3: Wichtigste Akteure im Bereich Power-to-Gas in Deutschland.	57
Tabelle A 2.5.1: Wirkungsgrade im Speichersystem Windgas. Quelle: nach (Sterner und Stadler 2014), eigene Ergänzungen.	75
Tabelle A 2.5.2: Speichersystem Windgas: Nutzungspfade Wasserstoff und Methan	76
Tabelle A 2.5.3: Technische Merkmale unterschiedlicher Elektrolysearten (Alkalische Elektrolyse AEL, Membranelektrolyse PEMEL und Hochtemperaturelektrolyse HTES) im Vergleich: Spezifikationen, Aufbau, Wirtschaftlichkeit. Quelle: (Sterner und Stadler 2014).....	80
Tabelle A 2.5.4: Quellen für CO ₂ als Eduktgas. Quelle: (Sterner und Stadler 2014).	82
Tabelle A 3.5.5: Wichtige Kennwerte von Wasserstoff im Überblick. Quellen: (Cerbe 2008), (Franz und Franz 2009).....	87
Tabelle A 3.5.6: Wichtige Kenngrößen von Methan im Überblick. Quelle: (Cerbe 2008), Franz und Franz 2009).	88
Tabelle A 5.7: Überblick zur Windgas-Abgabensituation in Deutschland.....	91

Abstract

Schon heute beruht die gesamte Strom-, Wärme- und Kraftstoffversorgung auf Energiespeichern. Schließlich sind Kohle, Öl und Gas in fossiler Form gespeicherte Energie. Aus Klimaschutzgründen läuft die Zeit für Kohle, Erdöl und Erdgas jedoch ab. Im Rahmen der Energiewende werden deshalb in Zukunft Speicheralternativen auf Basis erneuerbarer Energien erforderlich. Der Bedarf an solchen Speichern für erneuerbare Energien ist stark abhängig von der Ausgestaltung des neuen Stromsystems. Da dabei noch viele wesentliche Faktoren ungeklärt sind, beispielsweise das Tempo des Stromnetzausbaus, kann aus heutiger Sicht kein exakter Zeitpunkt vorhergesagt werden, ab wann Stromspeicher und damit auch die Windgas-Technologie zwingend systemrelevant sein werden. Bei einem zügigen Netzausbau, rasch steigender Energieeffizienz und konsequenter Nutzung aller Flexibilitätsoptionen im Stromsystem dürfte dies aber spätestens ab dem Jahr 2035 der Fall sein, wenn die erneuerbaren Energien rund 70 Prozent zur Stromerzeugung beisteuern. Verzögert sich der Netzausbau, werden Stromspeicher bereits in den 2020er-Jahren gebraucht.

Dass günstige, leistungsfähige und effiziente Stromspeicher zwingend notwendig werden, ist offensichtlich. Denn die Einspeisung erneuerbarer Energien ist wetterabhängig. Ihre Verfügbarkeit orientiert sich also nicht am Markt oder an technischen Regeln. Überschüssige Energie aus Wind- und Solarenergie, die nicht verbraucht wird, ist in das Energiesystem entsprechend zu integrieren. Dafür stehen neben Windgas zahlreiche weitere Flexibilitätsoptionen zur Verfügung, welche nach den Gesichtspunkten von Kosten und Effizienz eingesetzt werden sollen. Die Alternativen haben aber auch ihre Begrenzungen: sie haben entweder nicht das ausreichende technische und wirtschaftliche Potenzial oder mangeln stark an gesellschaftlicher Akzeptanz. Da Wind- und Solarüberschüsse in stetig steigenden Mengen anfallen und das Stromsystem weiter stabil und klimafreundlich bleiben soll, werden Stromspeicher und damit auch Windgas strukturell unverzichtbar.

Aufgrund der vorhandenen riesigen Kapazitäten des deutschen Gasnetzes mitsamt seiner Gasspeicher ist Windgas in der Form von Wasserstoff und Methan die einzige derzeit verfügbare Form, in der große Energiemengen auch über längere Zeiträume (Monats- und Jahreszyklen) gespeichert werden können. Darüber hinaus bietet Windgas mehr und vielseitigere Integrations- und Einsatzmöglichkeiten als alle anderen Speicher. Dies ist eine zentrale Voraussetzung für eine Transformation vom fossilen hin zum erneuerbaren Zeitalter. Denn Windgas ist nicht allein auf den Einsatz im klassischen Stromsektor beschränkt, sondern auch notwendig für die Dekarbonisierung der Sektoren Wärme, Mobilität und der chemischen Industrie. Windgas kann also einerseits eine klassische Speicherfunktion im Stromnetz erfüllen und andererseits die Energie- und Stoffströme unserer Volkswirtschaft insgesamt miteinander verknüpfen – und dies komplett aus regenerativen Quellen. Die Bereitstellung von CO₂ für Windgas-Methan verursacht hierbei keinen Engpass.

Die Entwicklungsszenarien vom heutigen Stromsystem hin zu 100 Prozent erneuerbaren Energien zeigen, dass ein Stromsystem mit Windgas spätestens ab ab einem Anteil von rund 70 Prozent erneuerbaren Energien insgesamt kostengünstiger ist als auf fossiler Erdgas-Basis. Zunächst führt der Zubau von Windgas-Anlagen zwar zu höheren Kosten, diese werden jedoch durch die wirtschaftliche Nutzung von Überschussstrom und sinkende Kosten aufgrund vermiedener Öl-, Gas- und Kohleimporte mehr als ausgeglichen. Windgas im großen Maßstab erspart der Volkswirtschaft von ca. 2040 an jährlich hohe Milliardenbeträge für das Stromsystem.

In der Energiewende gilt es, die fossilen Reserven auf erneuerbare Reserven umzustellen, denn auch ein Energiesystem auf Basis heimischer erneuerbarer Energie benötigt immense Speicherkapazitäten. Nur so können auch bei einer regenerativen Vollversorgung die Versorgungssicherheit, Stabilität und Zuverlässigkeit unserer Energieversorgung klimaneutral gewährleistet bleiben. Windgas bietet als einzige technologische Lösung in Deutschland diese Möglichkeit im geforderten Maßstab, weshalb es eine Frage der energiewirtschaftlichen Vernunft ist, diese Technik einzuführen. Dafür ist ein Entwicklungsplan aufzustellen und Hemmnisse abzubauen.

Zusammenfassung für Entscheidungsträger/Executive Summary

1) Ab wann brauchen wir Windgas für eine erfolgreiche Energiewende als Stromspeicher?

Windgas wird als Stromspeicher systemrelevant, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. Keine andere Speichertechnologie in Deutschland bietet die geforderten Kapazitäten für Versorgungssicherheit und Systemstabilität bei längeren Dunkelflauten von mehreren Wochen.

Der Bedarf an Stromspeichern ist aber sehr stark abhängig von folgenden Voraussetzungen: Wie viel erneuerbare Energien und Kraftwerke werden in den nächsten Jahren zugebaut? Welcher Netzausbau findet national und länderübergreifend statt? Wie stark kann die Verbraucherseite für Effizienz- und Flexibilitätsmaßnahmen eingebunden werden und welche zusätzlichen Verbraucher kommen hinzu?

Eine genaue Angabe, zu welchem Zeitpunkt Windgas als Stromspeicher zwingend notwendig sein wird, kann daher nur als Bandbreite angegeben werden. Die größte Unsicherheit besteht im Netzausbau: Kommt dieser wie geplant, wird Windgas als Stromspeicher im nationalen Kontext erst bei höheren Anteilen erneuerbarer Energien von über 85 Prozent benötigt. Günstiger wird das Stromsystem mit Windgas aber bereits ab einem Erneuerbaren-Anteil von 70 Prozent. Kommt es zu Ausbaurverzögerungen oder einem nur teilweisen Netzausbau, werden hohe Engpässe und Überschüsse im Stromsystem bereits für die 2020er-Jahre prognostiziert – und Stromspeicher bei gleichbleibendem Ausbau erneuerbarer Energien entsprechend erheblich früher gebraucht.

2) Ab wann entfaltet Windgas als Stromspeicher seine Kostenvorteile für das Stromsystem insgesamt im vollen Umfang?

Ein Stromsystem mit Windgas ist wirtschaftlicher als eines ohne, sobald Anteile erneuerbarer Energien von 70 Prozent und mehr an der Stromversorgung erreicht werden. Dieser Zeitpunkt kann bei einem stetigen Ausbau von Windenergie und Photovoltaik nach diversen Szenarien um das Jahr 2035 erreicht werden. Ab dieser Schwelle wachsen die Kostenvorteile kontinuierlich weiter an, von maximal ca. 1,4 Milliarden Euro im Jahr 2035 auf gut 12-18 Milliarden Euro im Jahr 2050.

3) Was bedeutet dies für den Ausbaupfad der Windgas-Technologie ab jetzt?

Windgas ist bereits jetzt marktfähig in der grünen Wärmeversorgung – über Modelle wie das Gasprodukt *proWindgas* von Greenpeace Energy oder als aus grünem Strom gewonnener Kraftstoff für ökologisch motivierte Autofahrer. Dennoch ist der Betrieb von Windgasanlagen derzeit aufgrund der Abgabensituation betriebswirtschaftlich nicht lohnend. Zur Etablierung der Technologie ist eine Kostendegression notwendig. Um diese zu durchlaufen, sind flankierende politische und regulatorische Rahmenbedingungen notwendig, die eine Marktentwicklung ermöglichen.

Die meisten Experten, ergab die Auswertung diverser Studien, kommen zu dem Schluss, dass Windgas in der Energiewende gebraucht wird. Daher sollte die Technologie schon jetzt parallel zu anderen alternativen Flexibilitätsoptionen aufgebaut werden. Sonst könnten eintretende Probleme, etwa Verzögerungen im Netzausbau oder fehlende Speicherkapazitäten, die Ziele der Energiewende gefährden.

Grundsätzlich stellt die Windgas-Technologie eine wetterunabhängige Reserveleistung bereit, die einen Ausgleich zwischen dem unflexiblen konventionellen System und der schwankenden erneuerbaren Energieeinspeisung schafft. Windgas macht die Energiewende damit robust und stabil.

4) Wie entwickelt sich die Wirtschaftlichkeit von Windgas?

Die Technologie ist heute noch zu kostenintensiv, um über die kleinen ökologisch motivierten Nischen- und Pioniermärkte hinaus Fuß zu fassen. Bei einer frühen Marktentwicklung mit entsprechender Kostendegression wird Windgas in den 2030er-Jahren konkurrenzfähig, durch mögliche Technologiesprünge auch bereits früher. Im Vergleich mit anderen Speichertechnologien hat Windgas als Stromspeicher einen Kostenvorteil aufgrund seiner Vorzüge als Langzeitspeicher: Soll Strom in großen Mengen über Zeiträume länger als eine Woche gespeichert werden, ist Windgas in Deutschland mit Abstand die günstigste Technologie.

5) Welche weiteren Einsatzmöglichkeiten für Windgas gibt es?

Windgas ist viel mehr als ein Stromspeicher; Windgas ist eine zentrale Schnittstelle zwischen den Energiesektoren. Es erschließt die Gasinfrastruktur mitsamt den dazugehörigen größten deutschen Speicherkapazitäten und der Versorgungswege bis zum Endanwender für Strom, Wärme, Mobilität, Chemie und sonstige Industrie für die erneuerbare Erzeugung. Damit ermöglicht Windgas samt nachfolgenden Synthesen die Dekarbonisierung auch der nicht-energetischen Nutzung von fossilen Rohstoffen.

Über das vorhandene Gasnetz erreicht das grüne, heimische Gas im Wärmesektor – bei geringem Flächenverbrauch und kaum vorhandener Landnutzungs Konkurrenz – etwa 50 Prozent aller Haushalte. Vor Ort werden Strom und Wärme idealerweise über die Kraft-Wärme-Kopplung bereitgestellt. Im Verkehrssektor kann Windgas als Stromkraftstoff fossile Treibstoffe ersetzen und die Elektromobilität im Langstreckenbereich ergänzen. Auch im Chemiesektor entsteht durch die notwendige Dekarbonisierung und zukünftige Ressourcenknappheit ein großer Bedarf an Windgas in Form eines strombasierten Rohstoffes.

Windgas-Anlagen nutzen Strom als Primärenergie und verleihen dem Stromsektor in der Energiewende zusätzliche Stabilität und Flexibilität, indem sie sehr kostengünstig zusätzliche Systemdienstleistungen wie beispielsweise die Bereitstellung von Regelenergie erbringen.

6) Wie steht Windgas im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen da?

Durch die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten von Windgas in sehr unterschiedlichen Bereichen lässt sich ein Alleinstellungsmerkmal verzeichnen: Es kann im Gegensatz zu allen anderen Optionen sowohl einen zeitlichen als auch einen räumlichen Ausgleich von schwankenden erneuerbaren Energien schaffen. Der Stromnetzausbau kann hingegen nur einen räumlichen Ausgleich leisten. Ebenso einzigartig ist Windgas in seiner Bedeutung als Langzeitspeicher: Geringe Selbstentladungsverluste und hohe Speicherkapazitäten sind große Vorteile dieser Technologie gegenüber anderen Flexibilitäts- und Speicheroptionen. Die Speicherkapazitäten wären mit entsprechenden Ausspeichereinheiten wie Gas- und Blockheizkraftwerken in der Lage, die deutsche Stromversorgung über drei Monate stabil aufrecht zu erhalten.

Zwar stehen andere Flexibilitätsoptionen teils zu geringeren Kosten zur Verfügung, dies allerdings bei teilweise geringerer gesellschaftlicher Akzeptanz, begrenzten technischen und wirtschaftlichen Potenzialen und vor allem einem geringeren Spektrum an Nutzungsmöglichkeiten im Langzeitbereich und der sektorenübergreifenden Nutzung von Wind- und Solarenergie.

Durch den Mehrfachnutzen der Windgas-Technologie kann ein Mehrwert generiert werden – allerdings erst, wenn rechtliche, regulatorische und politische Rahmenbedingungen eine sektorenübergreifende und Sektoren integrierende Energiespeicherung diskriminierungsfrei, technologieneutral und wettbewerbs offen ermöglichen.

1 Hintergrund, Zielsetzung und Fragestellung der Studie

Klima- und Umweltschutz, Abhängigkeit von zur Neige gehenden Ressourcen, Atomkatastrophen und wachsender Druck aus der Bevölkerung drängen Deutschland zur Energiewende. Mittel- bis langfristig sollen deshalb ausschließlich regenerative Energien genutzt und effizient eingesetzt werden. Den Zielen der Bundesregierung zufolge sollen die Treibhausgasemissionen gegenüber dem Niveau von 1990 bis zum Jahr 2020 um 40 Prozent und bis zum Jahr 2050 um 80-95 Prozent sinken (Bundesregierung 2013). Im Stromsektor soll der Verbrauch in dieser Zeit im Vergleich zum Jahr 2008 um ein Viertel sinken (10 Prozent bis 2020, 25 Prozent bis 2050). Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung soll gleichzeitig bis zum Jahr 2030 auf 50 Prozent, bis 2040 auf 65 und bis 2050 auf 80 Prozent steigen. Im Wärmesektor wird als Ziel eine Senkung des Endenergieverbrauches um 80 Prozent bis zum Jahr 2050, im Verkehrssektor um 40 Prozent im selben Zeitraum angestrebt (Energiekonzept der Bundesregierung 2010).

Vor dem Hintergrund bislang mangelnder Fortschritte im internationalen Klimaschutz wird heute deutlicher denn je, dass zur Einhaltung der gesteckten Ziele die Maßnahmen und Anstrengungen aller Akteure nicht groß genug sein können. Nicht nur die Staatengemeinschaft und die Bundesregierung, auch die Bundesländer, Regionen, Städte und Verbraucher sind daher gefordert, im Sinne einer zügigen Dekarbonisierung der Volkswirtschaft schon jetzt die Weichen auf eine erneuerbare Vollversorgung in allen Sektoren des Energiesystems mit aller Konsequenz zu stellen.

Die tragenden Säulen der Energiewende, nicht nur in Deutschland, werden dabei Wind- und Solarenergie sein, da sie das größte Potenzial unter den erneuerbaren Energien aufweisen und dieses in Form von Strom zu den geringsten Kosten erschließen können. Eine der Hauptaufgaben der Energiewende ist es deshalb, das fluktuierende (also je nach Wetter wechselnde) Dargebot von Wind- und Solarstrom bei gleichbleibend hoher Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität in das Strom- und Energiesystem zu integrieren. Unter den hierbei verfügbaren Flexibilitätsoptionen gewinnen Energiespeicher zunehmend an Bedeutung.

Das Windgas-Konzept nimmt in diesem Kontext eine besondere Stellung ein, insbesondere als Langzeitspeicher im Stromsektor und wegen der Vielfalt möglicher Nutzungspfade bei der Dekarbonisierung von Verkehr und Chemie. Um die technische Notwendigkeit von Windgas zu prüfen und den ökonomischen Effekt des Windgas-Konzeptes in einer erneuerbaren Energieversorgung selektiv zu skizzieren, geht diese Studie von folgenden Kernfragen aus:

- Ab wann wird Windgas als Stromspeicher für die Energiewende systemrelevant?
- Welchen ökonomischen Effekt hat Windgas auf die Kosten der Stromerzeugung und wie wird sich die Wirtschaftlichkeit der Technologie entwickeln?
- Wie ordnet sich Windgas im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen – insbesondere zu anderen Stromspeichern – ein und welche weiteren Einsatzmöglichkeiten für Windgas gibt es?
- Welche Konsequenzen ergeben sich daraus von jetzt an für die Einführung und den Ausbaupfad der Windgas-Technologie?

2 Methodik - Modellierung der Grenzkosten im Merit-Order-Modell Power2Sim

Die Modellierungen im folgendem Abschnitt 3.1 basieren auf dem von Energy Brainpool entwickelten Fundamentalmodell *Power2Sim*. Grundlage dieses Modells für die Berechnung des Großhandelsstrompreises in Deutschland ist die Zusammenführung der sich unter den Modellannahmen ergebenden Angebots- und Nachfragekurven. Die Abbildung 2.1 unten zeigt den vereinfachten Aufbau von *Power2Sim*:

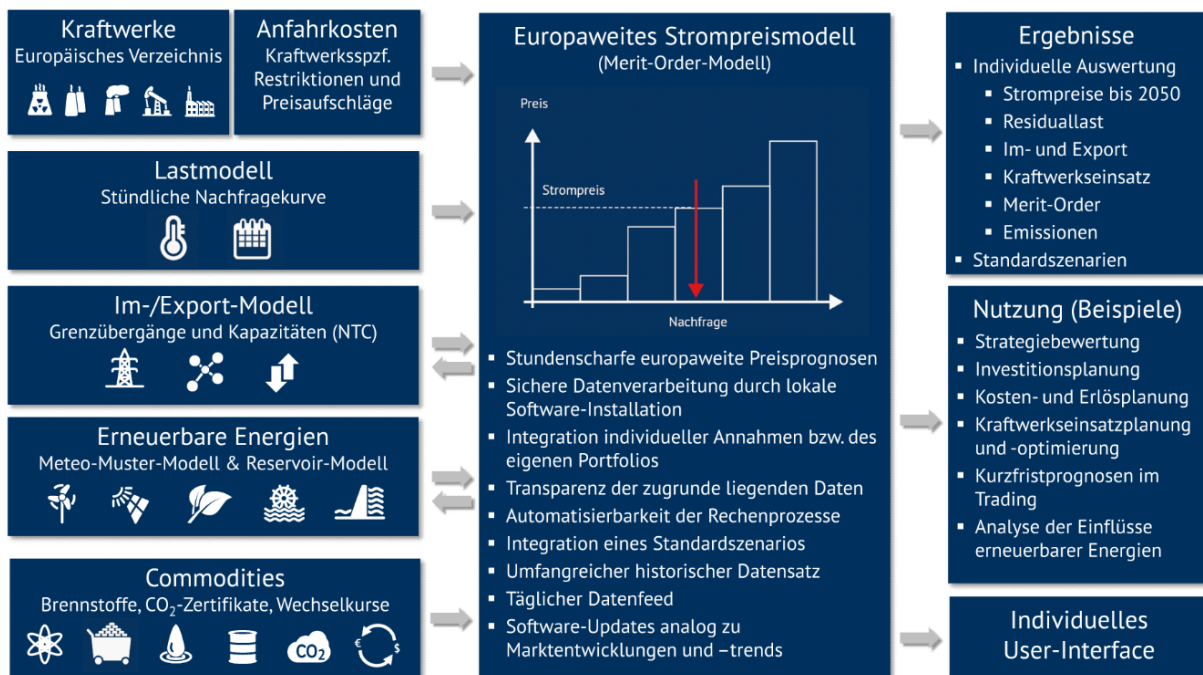


Abbildung 2.1: Funktionsschema des Fundamentalmodells *Power2Sim*.

Der Strompreis unterliegt einer Vielzahl unterschiedlicher Einflüsse. Für die Nachberechnung und Prognose der Strompreise müssen viele Parameter, die im Folgenden näher beschrieben werden, bei der Modellierung erfasst und teilweise in eigenen Untermodellen geeignet aufbereitet werden. *Power2Sim* greift dafür auf etablierte und sofern möglich öffentliche und unabhängige Datenquellen zurück wie Eurostat, ENTSO-E oder hoch angesehene Studien wie die von der EU-Kommission für Energie beauftragten Studie „EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050 – Reference Scenario 2013“ (Capros et al. 2013), auf denen das Basisszenario im *Power2Sim* beruht.

Die hohe Komplexität von Daten und Zusammenhängen wandelt *Power2Sim* in präzise Strompreisszenarien. Daher wird *Power2Sim* für diese und andere Studien verwendet, wie beispielsweise jährlich seit Anbeginn für das Gutachten zur Prognose der EEG-Umlage durch die vier Übertragungsnetzbetreiber, von internationalen Stromhandelsunternehmen, von Betreibern zur Bewertung ihrer erneuerbaren oder konventionellen Kraftwerke und von Investoren im Energiemarkt.

Power2Sim simuliert Strompreise mit fundamentalen Modellansätzen und Daten. Preise ergeben sich fundamental nach der ökonomischen Theorie aus Angebot und Nachfrage. Ein großes Angebot bei niedriger Nachfrage ergibt sinkende Preise, während im gegenteiligen Fall die Preise steigen. Im Stromsektor werden Preise für bestimmte Zeitperioden, in Deutschland für jede Stunde, durch den Markt ermittelt. Der Preis hat somit eine relativ kurze Gültigkeit.

Dies ist notwendig, da sich Strom (noch) nicht im großen Maßstab wirtschaftlich speichern lässt. Der so ermittelte Preis ist abhängig von der zu diesem Zeitpunkt vorhandenen Stromnachfrage und dem Angebot an verfügbaren Kraftwerken.

In einem fundamentalen Modell werden die Stromnachfrage als auch die Kraftwerke modelliert, um durch deren Zusammenführung einen Preis zu entwickeln. Im Gegensatz zu z. B. statistischen Modellen werden die historischen, tatsächlichen Strompreise nicht in der Berechnung verwendet, sondern dienen als Vergleichswert und Benchmark des Modells. Der fundamentale Ansatz erhöht die Komplexität des Modells erheblich, da alle wesentlichen Einflüsse auf den Strompreis – für die Vergangenheit, anhand historischer Werte, und für die Zukunft, auf Basis von Annahmen und Szenarien – modelliert werden müssen.

Power2Sim besteht aus diesem Grund aus mehreren Modulen, in denen einzelne Modelle abgebildet sind. Diese Untermodelle simulieren einzelne Bestandteile des Marktes, wie z. B. die Stromnachfrage, einzelne steuerbare, fossile Kraftwerke, erneuerbare Energien und den Im- und Export von Strom.

Die Modellierung des Im- und Exports des Stromes ist für Strompreise durch die geringe Speichermöglichkeit besonders wichtig. Einige Länder, wie z. B. die Schweiz oder auch Norwegen können ohne ein Im- und Exportmodell nicht sinnvoll fundamental simuliert werden, da auf Grund der Struktur des Kraftwerksparks, der aus Wasser- und Kernkraftwerken besteht, das Angebot nur geringe Preisvariationen zulässt (s. 2.2 Merit-Order-Modell). Um den Einfluss des Stromaustausches korrekt zu berechnen, sind deshalb alle Länder in Europa, die Nachbarstaaten Deutschlands und deren Nachbarstaaten, in derselben Detailierung wie Deutschland zu modellieren. *Power2Sim* umfasst deshalb EU 28, Norwegen und die Schweiz.

2.1 Stromnachfrage

Die Stromnachfrage wird durch das Lastmodell auf Basis von Typtagprofilen, einem Ferien- und Feiertagskalender sowie dem Szenariotrend der Stromnachfrage für jedes einzelne europäische Land stundenscharf für die Zukunft modelliert. Der Szenariotrend gibt die generelle Höhe der Nachfrage vor und beruht auf der oben genannten Studie (Capros et al. 2013).

2.2 Kraftwerke (Merit-Order)

Mit Hilfe des *Europäischen Kraftwerksverzeichnisses* in Kombination mit Brennstoffpreisen, die als externe Parameter auf Basis von Metastudien, Terminmarktpreisen etc. vorgegeben werden müssen, berechnet das Modell die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung. Ausbau- und Ausstiegsszenarien einzelner Kraftwerkstechnologien werden länderscharf festgelegt sowie Veränderungen in der Kraftwerkstechnik abgebildet, wie etwa Wirkungsgradverbesserungen oder der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

Für jede Technologie wird dabei der Anteil der KWK festgelegt, welcher in der Ermittlung des Strompreises eine besondere Rolle spielt. Dieser Grad an KWK kann als Szenario länderscharf und technologiescharf (primärenergieträgerscharf) verändert werden. Von jedem Kraftwerk wird der entsprechende KWK-Anteil als Must-Run-Kraftwerk (Kraftwerk im zwingenden Dauerbetrieb) in die Merit-Order (kostenbasierte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke) mit aufgenommen. Für diesen Anteil wird angenommen, dass der KWK-Betrieb unabhängig von den Strompreisen erfolgt, um die benötigte Wärme bereitzustellen.

Das Anfahrkostenmodell gibt den Kraftwerken die Möglichkeit, ihre technischen Restriktionen in Form weiterer Kosten auf ihre kurzfristigen Grenzkosten zu addieren sowie minimale Stillstandszeiten festzulegen und Wirkungsgradveränderungen bei Kalt- und Warmstarts zu berücksichtigen. Die Parameter können für einzelne Kraftwerke und alle (restlichen) Kraftwerke des Landes mit gleichem Energieträger definiert werden.

2.3 Erneuerbare Energien

Erzeugungen aus erneuerbaren Energien werden nach verschiedenen Energieträgern getrennt und unterschiedlich abgebildet:

- Solarenergie
- Windenergie
- Wasserkraft
- andere erneuerbare Energien

Wind- und Solarenergie werden durch das Meteo-Muster-Modell dargestellt. Historische Einspeisemuster werden dabei monatlich auf die zukünftige Erzeugung der Szenariovorgaben skaliert und bilden so eine realitätsnahe Einspeisung ab. Dieses Verfahren ermöglicht eine Modellierung europaweit konsistenter Wetterphänomene. Die Erzeugung aus Wasserkraft wird ferner in verschiedene Technologien unterteilt:

- Laufwasserkraftwerke
- Speicherkraftwerke
- Pumpspeicherwerke

Laufwasserkraftwerke werden über Monatsprofile abgebildet und führen damit zu einer monatlichen Grundlasterzeugung. Die Stromerzeugung aus Pumpspeicherwerken wird über das *Reservoir-Operating-Costs-Modell* abgebildet. Hierbei wird auf Basis der Füllstände und Zuflüsse ein Wasserwert in €/MWh ermittelt und die Pumpspeicherwerke mit diesem in die Merit-Order eingereiht. Das Pumpspeichermodell orientiert die Erzeugung und den Verbrauch von Pumpspeicherwerken am Wochenmittel der Stromnachfrage. Liegt die aktuelle Nachfrage darunter, verbraucht der Pumpspeicher Strom (Pumpen: Wasser wird hochgepumpt), ist die Nachfrage über dem Wochenmittel, wird Strom erzeugt (Turbinieren: Wasser wird abgelassen).

Andere erneuerbare Energien wie Biomasse-, Geothermiekraftwerke etc. werden als Grundlastkraftwerke abgebildet, die über keine Tages- oder Monatsprofile verfügen.

Erzeugung aus erneuerbaren Energien wird von der simulierten Nachfrage abgezogen und somit die Residuallast gebildet. Der Schnittpunkt aus Residuallast und der Angebotskurve aus Kraftwerken ergibt den Großhandelsstrompreis der jeweiligen Stunde.

2.4 Im- und Export

Das Im- und Exportmodell ersetzt feste Zeitreihen des Stromaustausches und lässt die Stromaustausche iterativ berechnen. Immer beginnend mit der größten Preisdifferenz zwischen zwei Nachbarstaaten wird eine vorher festgelegte Transfermenge in Megawattstunden (MWh) ausgetauscht. Dies führt zu einer Preisangleichung zwischen den beiden Ländern, hieraus ergeben sich neue Preisdifferenzen zwischen den Ländern und es wird wieder bei der höchsten Differenz Strom ausgetauscht. Dieser Prozess wird so lange durchgeführt, bis sich alle Preise angeglichen haben oder die Grenzkuppelkapazitäten ausgeschöpft sind. Das Modell lässt dabei nur intuitive Stromflüsse zu, dies bedeutet, dass nur ein Land mit niedrigen Preisen in ein Land mit hohen Preisen exportieren kann.

Die grundlegende Datenbasis ergibt sich aus öffentlich verfügbaren Quellen wie z. B. Eurostat und ENTSO-E. Anhand der historischen Strompreise, Erzeugungs- und Stromaustauschmengen sowie Emissionen wird das Modell kalibriert. Für Szenarien in die Zukunft ist auf Grund des Stromaustausches ein konsistentes Szenario für ganz Europa unerlässlich. Hierfür wird die Studie „EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050 – Reference Scenario 2013 “ (Capros et al. 2013) herangezogen, die von der Generaldirektion für Transport und Energie der Europäischen Kommission (DG TREN) in Auftrag gegeben wurde. Erarbeitet wurde die Studie durch das E3M-Lab des „Institute of Communication and Computer Systems of the National Technical University of Athens“ (ICCS-NTUA). Da diese Studie die (energiebezogene) Entwicklung aller EU-Mitgliedstaaten mit großer Detailtiefe beschreibt, eignet sie sich sehr gut als Grundlage aller Berechnungen. Mit der Europäischen Kommission als Auftraggeber kann sie als seriöse Quelle angesehen werden.

3 Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende und den Klimaschutz

Windgas allgemein

- In Deutschland befinden sich heute mit 23,8 Mrd. m³ europaweit die größten Speicherkapazitäten für Gas und damit für Wind- und Solarenergie, welche sich meist in räumlich günstiger Nähe zu Windkraft-Standorten befinden. Durch weiteren Zubau ist landesweit langfristig mit einem Speichervolumen von 30,6 Mrd. m³ und einer speicherbaren Energie von bis zu 11 TWh (Wasserstoff-Pfad) oder 337 TWh (Methan-Pfad) zu rechnen.
- Die technisch-regulatorische Wasserstofftoleranz des Erdgasnetzes liegt heute faktisch bei 2 Vol.-%. Längerfristig ist hier eine Anpassung auf bis zu 10 Vol.-% möglich. Innerhalb der kommenden 20 Jahre ist dafür eine Anpassung insbesondere der wesentlichen kritischen Faktoren (Gasturbinen, Kavernen-/Porenspeicher, Komplettierungstechnik und Obertageanlagen, CNG1-Tanks in Fahrzeugen sowie Großbrenner) vorzunehmen.
- Langfristig sind für die Windgas-Technologie Wirkungsgradsteigerungen auf etwa 80 Prozent sowie starke Kostendegressionen durch Markterschließung und Technologiesprünge zu erwarten.

Windgas im Stromsystem

- Windgas wirkt im Stromsystem bei hohen Anteilen (ab ca. 70 Prozent) erneuerbarer Energien kostensenkend. Mehrkosten zu Beginn der Einführung werden später überkompensiert.
- Windgas ermöglicht durch die schrittweise Substitution der brückentechnischen Erdgasnutzung eine vollständige Abkehr von fossilen Energieträgern im Stromsystem.
- Durch die Bereitstellung verschiedener Systemdienstleistungen und gesicherter Leistung kann Windgas im Stromsystem einen signifikanten Beitrag zur Erhaltung der Versorgungssicherheit leisten.
- Im Jahr 2050 treten bei erneuerbarer Vollversorgung im Stromsystem Überschussmengen von bis zu 130 TWh mit Überschussleistungsspitzen von bis zu 134 GW auf.

Windgas im Wärme-, Verkehrs- und Chemiesektor sowie sonstigen Industrieanwendungen

- Auch wenn der in dieser Studie für den Stromsektor ermittelte Windgasbedarf in der Realität kleiner ausfallen wird, sind die Annahmen als robust zu bezeichnen, da in anderen Energie- und Industriesektoren ein ungleich höherer Bedarf hinzukommt: Zur Substitution von fossilen Energieträgern außerhalb des Stromsektors (in Mobilität und Chemie) wird voraussichtlich eine zusätzliche Windgas-Leistung bis zu 134 GW benötigt, um einen Bedarf von 643 TWh zu decken.
- Langfristig wird Windgas nicht nur zur Integration von Stromüberschüssen benötigt. Durch die Bereitstellung von Flexibilität und als erneuerbarer Energieträger nimmt es eine Schlüsselrolle für einen konvergenten Betrieb der Energiesektoren Strom, Wärme, Mobilität und Chemie ein. Im Zuge einer vollständigen Energiewende wird Strom zum Nukleus in der Energieversorgung. Windgas als verbindendem Element zwischen den früher getrennten Energiesektoren Strom, Wärme, Verkehr und Chemie kommt dabei eine Schlüsselrolle zu.
- Die konvergente Deckung des Energiebedarfes in Strom-, Verkehrs- und Chemiesektor bietet dabei Investitionssicherheit und eröffnet bei entsprechenden Rahmenbedingungen neue Geschäftsmodelle für Windgas.
- Um sektorenübergreifend den Bedarf langfristig decken zu können, ist es ratsam, diese Zukunftstechnologie bereits heute aufzubauen.

3.1 Windgas im Stromsektor

In bisherigen Arbeiten zur Entwicklung des Speicher- und Flexibilitätsbedarfs im Zuge der Energiewende wird deutlich, wie stark der Bedarf von Energiespeichern von den zugrunde gelegten Rahmenbedingungen abhängt. In diesen Untersuchungen werden verschiedenste Hypothesen zur Entwicklung von Anteilen erneuerbarer Energien, zum Netzausbau und zur Nutzung alternativer Flexibilitätsoptionen aufgestellt. Um eine eigene, richtungsweisende Aussage über die Rolle von Windgas als Energiespeicher für die Energiewende treffen zu können, wird in dieser Studie eine vereinfachte Betrachtung vorgestellt: Das Stromsystem in Deutschland mit und ohne Windgas. Die Vorreiterrolle Deutschlands in der Energiewende wird mit ausgeglichener Im-/Exportbilanz berücksichtigt. Alternative Speicher- und Flexibilitätsoptionen im In- und Ausland werden außen vor gelassen. Der Vorteil dieser Vereinfachung ist der, dass rein der Effekt von Windgas auf das System hervorgehoben wird. Dieses Szenario bildet somit einen maximalen Ausbaubedarf von Windgas im Stromsystem ab. In der Realität wird der Windgas-Ausbau voraussichtlich deutlich darunter liegen, da zusätzlich zu Windgas andere Flexibilitätsoptionen und Speichermöglichkeiten im In- und Ausland ausgeschöpft werden können. Die Kosten für das Gesamtsystem werden also noch unter den Kosten des Systems hier vorgestellten Systems mit Windgas liegen.

3.1.1 Annahmen und Szenariorahmen

Im Folgenden werden nun Entwicklungspfade für die installierte Leistung und produzierte Energie verschiedener erneuerbarer Erzeuger hin zu einer Stromerzeugung auf Basis von 100 Prozent erneuerbarer Energie skizziert und dabei die Rolle von Windgas simuliert. Grundlage des Ausbaupfades bildet die tatsächliche Erzeugungssituation im Jahr 2013 sowie ein Trend-Szenario für das Jahr 2050 mit 100 Prozent erneuerbarer Erzeugung (s. Tabelle 3.1). Zwischen 2013 und 2050 wird ein linearer Trend zugrunde gelegt. Das Im- und Exportsaldo von Strom im Jahr 2050 wird als nahezu ausgeglichen vorausgesetzt, um eine Abhängigkeit von ausländischen Kraftwerken auszuschließen.

Tabelle 3.1: Definition des Trend-Szenarios nach Vorgabe der Umweltorganisation Greenpeace e.V. mit 100 Prozent erneuerbaren Energien und Annahmen zu installierter Leistung in GW, Bruttostromerzeugung in TWh und Volllaststunden (VLS) verschiedener regenerativer Energieerzeugungsanlagen in einer erneuerbaren Vollversorgung. Zum Vergleich zusätzlich gesicherte Angaben für das Jahr 2013. Quellen: 1) AG Energiebilanzen, 2) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2014).

	GW		Stromerzeugung in TWh		VLS
	Trend-Szenario 100 %	(2013)	Trend-Szenario 100 %	(2013)	Trend-Szenario 100 %
Wind Onshore	131	33,66 ²⁾	262	49,8 ¹⁾	2000
Wind Offshore	30	0,52 ²⁾	120		4000
Photovoltaik	135	35,9 ²⁾	135	28,3 ¹⁾	1000
Wasserkraft	5,6	5,6 ²⁾	22,4	21,2 ¹⁾	4000
Biomasse	8,1	8,1 ²⁾	48,5	42,6 ¹⁾	6000
Geothermie	3	0,031 ²⁾	18	0,04 ²⁾	6000
Summe EE-Erzeugung			606 TWh	147,1 ^{1)*}	
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch			100 %	23,4 % ¹⁾	
Bruttostromverbrauch bzw. Nachfrage			569 TWh	629 TWh ¹⁾	

* Inklusive hier nicht aufgeführter sonstiger erneuerbarer Quellen wie z. B. Hausmüllverwertung (Differenz: 5,2 TWh).

Im Bereich von Offshore-Windenergie- und Geothermienutzung wird von einem Zubau der installierten Leistung um Faktor 58 bzw. 100 ausgegangen. In beiden Bereichen besteht noch entsprechendes technisches und nachhaltiges Ausbaupotenzial. Der Zubau von Photovoltaik- und Windenergieleistung an Land bewegt sich um in etwa das 3,5-fache des Ausbaustandes von 2013, da hier u.a. aus Akzeptanzgründen das weitere Ausbaupotenzial bereits deutlich beschränkt ist. Aus ökologischen Gründen wird das Zubaupotenzial für Wasserkraft und Biomasse bereits im Jahr 2013 als ausgeschöpft angesehen und kein zusätzlicher Anlagenausbau angenommen. Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien übersteigt dabei die tatsächliche Nachfrage deutlich. Diese überschüssigen Mengen werden benötigt, um die Energieverluste bei der Speicherung von Strom und dessen Rückverstromung auszugleichen.

Neben der summarischen Strommenge, die über das Jahr gesehen die Stromnachfrage deckt, ist auch eine Deckung auf unterjähriger bzw. stündlicher Ebene notwendig. Hier müssen zum einen Zeiten ausgeglichen werden, in denen die erneuerbaren Energien nicht genügend Strom zur Nachfragedeckung erzeugen. In diesem Fall werden effiziente Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt. Daneben gibt es Zeiten, in denen erneuerbare Energien weit mehr Strom erzeugen, als auf Nachfrageseite benötigt wird und durch Stromaustausch exportiert werden kann. In diesen Zeiten werden in der vorliegenden Untersuchung Windgas-Anlagen eingesetzt, um aus dem Überschussstrom Wasserstoff zu erzeugen, welcher zunächst gespeichert und zu späterem Zeitpunkt durch die oben genannten Gaskraftwerke zurück in Strom gewandelt wird. Es wird dabei angenommen, dass im Jahr 2050 geeignete Technologien zur Rückverstromung von Wasserstoff zur Verfügung stehen oder alternativ die Kosten der Methanisierung nicht höher sind als der Einsatz entsprechender Wasserstofftechnik.

Die Erzeugungszeitreihen für Photovoltaik, Wind Onshore und Wind Offshore werden aus der historischen tatsächlichen Stromerzeugung der Jahre 2011, 2012 und 2013 übernommen. Jedes Jahr verwendet dasselbe Muster, um die einzelnen Entwicklungsstufen von meteorologischen Effekten unabhängig und damit vergleichbar zu machen. Innerhalb des Jahres wurde zufällig ausgewählt, welcher Monat das Muster des entsprechenden Monats der Jahre 2011, 2012 oder 2013 verwendet.

Für eine Bewertung dieses Szenarios werden zwei Varianten gerechnet:

1. Szenario *ohne* Windgas-Anlagen:
Gas-KWK-Kraftwerke müssen dabei mit Erdgas betrieben werden, weshalb eine zu 100 Prozent erneuerbare Stromerzeugung mangels Speicher nicht erreichbar ist, sowie
2. Szenario *mit* Windgas-Anlagen:
Die Überschussmengen werden in Wasserstoff umgewandelt und mit Hilfe der Ein- und Ausspeicherung eine Stromerzeugung mit 100 Prozent erneuerbaren Energien ermöglicht.

Beide Varianten werden über diejenigen Systemkosten für die Stromerzeugung verglichen, die sich unterscheiden können (s. Tabelle 3.2). In beiden Varianten ist der Ausbau erneuerbarer Energien gleich hoch. Während in der Variante 1 (ohne Windgas-Anlagen) der noch benötigte Strom aus Erdgas unter Berücksichtigung der Kosten für Emissionszertifikate erfolgt, wird dieser Strom in Variante 2 (mit Windgas-Anlagen) aus Wasserstoff erzeugt. In der Variante 2 sind daher die Kosten für die Windgas-Anlagen zu beachten. Die Windgas-Anlagen erhöhen in den Zeiten von Stromüberschüssen die Nachfrage, um wiederum durch Rückverstromung genau dann das Stromangebot zu erhöhen, wenn Strom ansonsten knapp wäre. Der ohne Windgas-Anlagen überschüssige Strom erhält dadurch einen Wert, der sich heute nur schwer beziffern lässt und auch von der Zahlungsbereitschaft der Nachfrageseite für die Vermeidung von Stromengpässen abhängt, also im Wesentlichen von der Zahlungsbereitschaft der Industrie. Dadurch kann sich der von den Windgas-Anlagen bezogene Strom verteuern. Für diese Stromkosten wird im Folgenden daher mit

einer Bandbreite gerechnet: Im günstigen Fall können die Windgas-Anlagen den Strom kostenlos, d. h. zu 0 EUR/MWh beziehen. Schlägt sich jedoch die Zahlungsbereitschaft der Industrie auf die Strombezugskosten für die Windgas-Anlagen nieder, verteuert das den Strombezug und Windgas-Anlagen rechnen sich schwerer im Markt. Der letztere Fall stellt also eine konservative Kostenabschätzung dar. Die Zahlungsbereitschaft der Industrie kann üblicherweise mit einem durchschnittlichen Base-Preis abgeschätzt werden, für den hier eine Bandbreite bis zu 35 EUR/MWh angenommen wurde.

Zusammenfassend ergeben sich die betrachteten Gesamtkostenbestandteile je Variante wie folgt:

Tabelle 3.2: Veränderliche Kosten je Szenariovariation

Variante 1 – ohne Windgas-Anlagen	Variante 2 – mit Windgas-Anlagen
<ul style="list-style-type: none"> - Kosten für Stromerzeugung aus Erdgas sowie dafür benötigte Emissionszertifikate - Kosten für die Abregelung von Wind- und Solaranlagen, wenn Überschüsse erzeugt werden 	<ul style="list-style-type: none"> - Kosten für die Bereitstellung von Überschussstrom für Windgas-Anlagen - Kosten für restliche Strommengen, die aus Erdgas inkl. der Kosten für Emissionszertifikate erzeugt werden solange 100 Prozent erneuerbare Energien noch nicht erreicht sind - Kosten für die Abregelung von Wind- und Solaranlagen, wenn zu wenig Windgas-Anlagen installiert sind (im Falle der Sensitivitätsanalyse) - Kosten für die Errichtung und den Betrieb von Windgas-Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff

Ein Preis für die Emission von Klimagasen in die Atmosphäre ist eines der wirkungsvollsten Instrumente, dem treibhausgasbedingten Klimawandel entgegenzuwirken. Dafür notwendig ist ein Preis, der auch ausreichend starke Anreize für Einsparungen schafft. Die hohen an dieser Stelle angenommenen Kosten für Kohlendioxidemissionen von 100 € pro Tonne CO₂ basieren auf dem Szenario „Trends to 2050“ (Capros et al. 2013). Sie setzen einen funktionierenden, europaweiten Handel mit verknüpften Emissionszertifikaten voraus und basieren auf den Annahmen von (Capros et al. 2013) für einen Strommarkt mit hohen erneuerbaren Anteilen. Die Kosten für Erdgas wurden mit 30 €/MWh sehr konservativ angesetzt. Diese und weitere wesentliche Annahmen für die Simulationen sind in Tabelle 3.3 und Tabelle 3.4) zusammengefasst.

Tabelle 3.3: Wesentliche Annahmen für die Simulationen

Kosten Erdgas	30 €/MWh
Kosten Emissionszertifikat	100 €/t _{CO2}
Wirkungsgrad Gaskraftwerke (GuD)	60 %
Emissionsfaktor Erdgas	0,2 t _{CO2} /MWh thermischer Energie
Wirkungsgrad Elektrolyseur	80 %
Alle Erzeugungsspitzen werden gespeichert	
Kosten Strom für Windgas-Anlagen Kosten Elektrolyseure gemäß Tab. 3.4	0 bis 35 €/MWh

Tabelle 3.4: Kostenannahmen für den Langzeitspeicher Windgas

		heute		2023		2033		90%	
		min	max	min	max	min	max	min	max
Wasserstoff (AEL, PEM, HTEL)	€/kW	1000	3000	800	1000	400	700	250	450
Methan (El. + Meth.)	€/kW	2000	4000	1000	1300	700	900	450	700
Bandbreite Invest	€/kW	1000	4000	800	1300	400	900	250	700
Kaverne - Wasserstoff	€/kWh	0,3	0,6	0,3	0,5	0,2	0,4	0,1	0,3
Kaverne / Porenspeicher - Methan	€/kWh	0,1	0,2	0,1	0,2	0,05	0,1	0,05	0,1
Bandbreite	€/kWh	0,1	0,6	0,1	0,5	0,05	0,4	0,05	0,3
Zinssatz für Annuität	%	6%	10%	6%	10%	6%	10%	6%	10%
jährliche Fixkosten/Invest	%	2%		2%		2%		2%	
Nutzungsdauer (Ladetechnologie)	Jahre	15		20		25		25	

In beiden Fällen wurde die Ausbaurate der erneuerbaren Energien gleich hoch angesetzt, ebenso die benötigte installierte Leistung an Gaskraftwerken (ca. 66 GW) als Stromlieferanten für Phasen mit zu geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien und zur Rückverstromung des erzeugten Windgases. Der Stromnetzausbau ist innerhalb Deutschlands vollständig umgesetzt und der Austausch mit den europäischen Nachbarländern im Rahmen ausgeglichener Handelsbilanzen gewährt. Womöglich günstigere alternative Flexibilitätsoptionen wurden im Rahmen einer konservativen Abschätzung ebenso nicht betrachtet wie weitere kostensenkende Effekte von Windgas durch in einem realen Netzbetrieb anfallenden vermiedenen Redispatchkosten.

3.1.2 Ergebnisse der Simulationen

Auf Basis des im vorhergehenden Abschnitt vorgestellten Trend-Szenarios wurden zwei Varianten mit dem Ziel gerechnet, einen Vergleich der Systemkosten mit und ohne Windgas-Anlagen zu ermöglichen. Die Kosten ergeben sich aus der Summe der oben genannten, einzelnen Kostenblöcke (s. Tabelle 3.2). Das Ergebnis ist unten in Abbildung 3.1 dargestellt. Die Systemvariante ohne Windgas-Anlagen (blau) erreicht durch die fehlenden Stromspeicher einen geringeren Anteil an erneuerbaren Energien als die Variante mit Windgas-Anlagen (grün), welche mit Hilfe der Stromspeicher 100 Prozent an erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 bei der Nachfragedeckung erreicht.

Tabelle 3.5: Datengrundlage zu Abbildung 3.1.

Jahr	EE-Anteil in %		Kosten in Mrd. €			Differenz	
	V1: mit Windgas	V2: ohne Windgas	V1: mit Windgas (0 €/MWh)	V1: mit Windgas (35 €/MWh)	V2: ohne Windgas	V2-V1 (0 €/MWh)	V2-V1 (35 €/MWh)
2020	47	47	29,3	29,3	29,3	0,0	0,0
2025	56	56	27,3	27,5	23,0	4,3	4,5
2030	66	64	22,8	23,4	19,0	3,8	4,4
2035	74	71	16,6	18,1	18,1	-1,4	0,0
2040	83	77	13,2	16,1	18,8	-5,6	-2,7
2045	92	82	9,4	14,3	21,4	-12,0	-7,1
2050	100	86	6,3	13,1	24,8	-18,5	-11,7

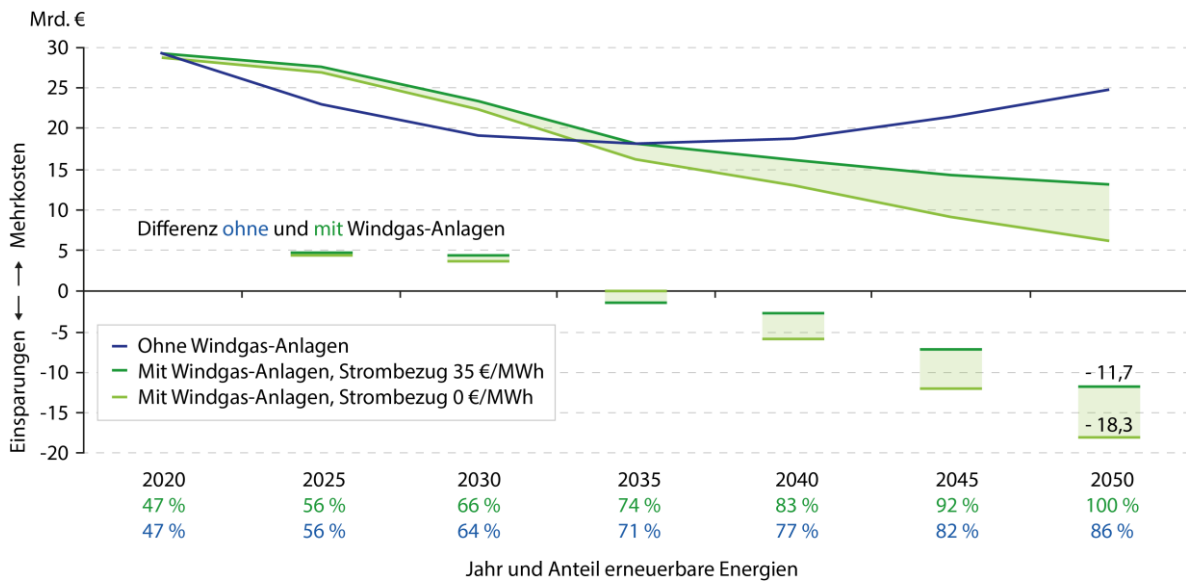


Abbildung 3.1: Kosten der Stromversorgung für den Ausgleich der schwankenden Einspeisung bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien für ein Stromsystem mit (unter Strombezug aus Wind-/PV-Überschuss zu 0 und 35 €/MWh) und ohne Windgas-Anlagen sowie die Kostendifferenz zwischen beiden Systemvarianten. Im Vergleich der beiden Szenarien sind in dieser Abbildung nur die sich unterscheidenden Kosten berücksichtigt: Im System ohne Windgas-Anlagen sind dies die Stromkosten für Gas-Kraftwerke und Abregelung von Wind- und Photovoltaik-Anlagen. Im System mit Windgas-Anlagen kommen noch Invest- und Betriebskosten für Windgas-Anlagen hinzu. Aufgetragen sind also die Kosten, die für die Aufnahme der Überschüsse anfallen. Für Phasen mit zu geringer Einspeisung aus erneuerbarer Einspeisung und zur Rückverstromung des erzeugten Windgases ist eine installierte Leistung von ca. 66 GW Gaskraftwerken notwendig.

Im Vergleich der beiden Szenarien sind im oberen Diagramm nur die sich unterscheidenden Kosten berücksichtigt (s. Tab. 3.4). Die betrachteten Kosten nehmen in beiden Varianten zunächst ab, da die erneuerbaren Energien die teurere Stromerzeugung aus Erdgas (Stromgestehungskosten von Erdgas-Kraftwerken derzeit ca. 11 €/ct/kWh, (Nestle und Kunz 2014)) verdrängen. Während die Erzeugung aus erneuerbaren Energien in beiden Szenarien dieselbe ist, ist die Erzeugung aus Gaskraftwerken abhängig von der Erzeugung der erneuerbaren Energien und der Speicher. Somit unterscheiden sich die Kosten in den beiden Szenarien je nach dem Ausbaugrad der Speicher. An dieser Stelle wurde vereinfachend nur Erdgas betrachtet – in Wirklichkeit werden ebenso alle anderen konventionellen/fossilen Kraftwerke verdrängt. Der zunehmende Ausbau von Windgas-Anlagen zur Stromspeicherung verteuert die Variante mit Windgas-Anlagen zwischen 2020 und 2035 zunächst im Vergleich. Danach sind in der Variante ohne Windgas-Anlagen die Abregelungen der Überschussmengen weiterhin zu vergüten und zusätzlich die Restnachfragemengen durch Verstromung von Erdgas zu decken. Der weitere Ausbau von Windgas führt zwar zu höheren Kosten für die Windgas-Anlagen, jedoch werden diese Kosten durch das Ersetzen von Erdgas und die Nutzung der Stromüberschüsse aus Wind- und Solarenergie mehr als ausgeglichen.

Um jede überschüssige Erzeugungsspitze der fluktuierenden erneuerbaren Energien in Wasserstoff umzuwandeln, würde es einer sehr hohen Zahl von Windgas-Anlagen bedürfen. Die benötigten installierten Kapazitäten zur Aufnahme des Überschussstromes aus den Modellierungen (nach ausgeglichener jährlicher Import-/Exportbilanz im Vergleich zu den kumulierten installierten Leistungen der Wind- und Solarenergie ist hier in Abbildung 3.2 dargestellt.

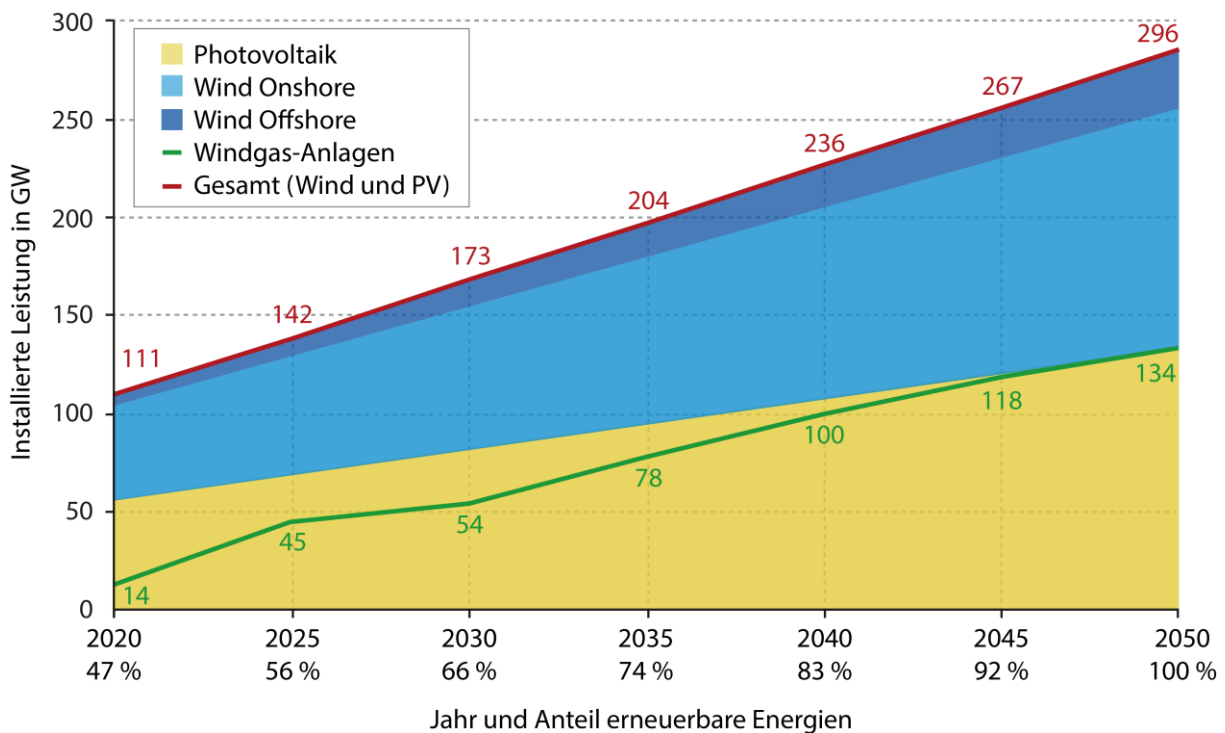


Abbildung 3.2: Zur Aufnahme des Überschussstromes aus fluktuierenden Energien im Vergleich zur kumulierten Kapazität von Wind- und Solarenergie benötigte Elektrolyseleistung von Windgas-Anlagen (nach ausgeglichener Import-/Exportbilanz): Ausbaupfad für Windgas von heute hin zu einer erneuerbaren Vollversorgung im Stromsystem.

Im Sinne einer konservativen Abschätzung wurden hier die „Kosten für Überschussstrom“ hoch angesetzt: Bei Vergütungen von 35 €/MWh für Überschussstrom ist es dennoch günstiger, Wasserstoff zurück in Strom zu wandeln, als den Strom aus Erdgas zu erzeugen. Bei 0 €/MWh für den Überschussstrom ergeben sich weitere Kostenvorteile für das Szenario mit Windgas-Anlagen. Darüber hinaus wurde für die konservative Kostenabschätzung ein maximaler Ausbau von Windgas-Anlagen unterstellt, so dass alle Stromüberschüsse durch Elektrolyseure in Wasserstoff umgewandelt werden. Dies führt zu einer maximalen Elektrolyseleistung.

Aus dieser Extremvariante heraus stellt sich die Frage nach dem Kostenoptimum: Wenn man darauf verzichtet, jede erneuerbare Erzeugungsspitze durch Windgas-Anlagen aufzufangen, inwieweit können dann Kosten für Elektrolyseure eingespart werden? Der erneuerbare Überschussstrom wäre dann ungenutzt. Wie stark sinkt dann der Anteil erneuerbarer Energien an der Nachfragedeckung? Und wenn Überschussstrom aus Solar- und Windenergie günstiger oder kostenlos zur Verfügung steht, rechnen sich dann Windgas-Anlagen überhaupt noch?

Zur Beantwortung dieser Fragen wurden umfangreiche Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3.6 für das Jahr 2050 dargestellt.

Ein niedriges Ergebnis bei der Kostendifferenz (Farbwechsel von Rot nach Grün in den Tabellenzellen) bedeutet, dass die Kosten der Szenariovarianten mit Windgas-Anlagen günstiger sind als die Varianten ohne Windgas-Anlagen. Eine zu große installierte Leistung an Windgas-Anlagen, um möglichst jede Überschussstromspitze in Wasserstoff umzuwandeln, verteuert das System. Umgekehrt zeigt sich, dass eine zu geringe Windgas-Anlagenleistung das System ebenfalls verteuert. Werden hingegen Erzeugungsspitzen ausgelassen, sind sehr hohe Anteile an erneuerbaren Energien nicht mehr erreichbar, außer es werden zusätzliche Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien installiert. Abhängig von den Kosten für den Überschussstrom, stellt sich ein Kostenoptimum ein, wenn 70 bis 80 Prozent der Überschussstromspitzen mit Windgas-Anlagen (94 bis 107 GW installierte Leistung) in Windgas gewandelt und Rückverstromt werden.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Nachfragedeckung beträgt dann 99,0 bis 99,6 Prozent für das in den beiden Varianten untersuchte System.

Tabelle 3.6: Sensitivität der Größen „Kosten für Überschussstrom“ und „installierte Elektrolyseleistung“ bezüglich der Kostendifferenz zwischen Varianten mit und ohne Windgas-Anlagen sowie dem Anteil an erneuerbaren Energien für das Jahr 2050. Ein niedriges Ergebnis bei der Kostendifferenz (Farbwechsel von Rot nach Grün in den Tabellenzellen) bedeutet, dass die Kosten der Szenariovarianten mit Windgas-Anlagen günstiger sind als die Varianten ohne Windgas-Anlagen.

Kostendifferenz zwischen den Varianten mit und ohne Elektrolyseur in Mrd. EURO	Kosten für Überschussstrom aus Solar- und Windenergie in EUR/MWh								Installierte Leistung Elektrolyseure in GW	Anteil erneuerbare Energien an der Nachfragedeckung	
	0	5	10	15	20	25	30	35			
Abdeckung der Überschussspitzen durch Elektrolyseure	30%	-10.1	-9.7	-9.3	-8.9	-8.5	-8.0	-8.0	-8.0	40	91.8%
	40%	-14.3	-13.7	-13.1	-12.5	-11.9	-11.3	-10.7	-10.1	54	94.5%
	50%	-17.0	-16.3	-15.6	-14.9	-14.1	-13.4	-12.7	-12.0	67	96.4%
	60%	-18.7	-17.9	-17.1	-16.3	-15.5	-14.7	-13.8	-13.0	80	97.8%
	70%	-19.9	-19.0	-18.1	-17.2	-16.3	-15.4	-15.4	-13.6	94	99.0%
	80%	-20.0	-19.1	-18.2	-17.2	-16.3	-15.3	-14.4	-13.5	107	99.6%
	90%	-19.4	-18.5	-17.5	-16.6	-15.6	-14.7	-13.7	-12.8	120	99.9%
	100%	-18.5	-17.5	-16.5	-15.6	-14.6	-13.7	-12.7	-11.7	134	100.0%

3.1.3 Interpretation der Ergebnisse

Das zukünftige Energiesystem in Deutschland im Hinblick auf den Speicherbedarf zu simulieren gestaltet sich als komplex, da eine Vielzahl von Unwägbarkeiten vorliegt.

- Auf Erzeugerseite:
 - Welcher Strommix wird im Laufe der Energiewende angenommen?
 - Wie entwickelt sich die Prognosegüte für Wind- und Solarenergie?
 - Welche Flexibilität bringen Kraftwerke und die KWK mit sich?
 - Wie viele Gaskraftwerke sind im System gesetzt, obwohl sie ggf. nicht wirtschaftlich betrieben werden können?
- Auf Netzseite:
 - Wann kommt welcher Netzausbau zum Tragen?
 - Wie stark werden die Kuppelstellen ins Ausland ausgebaut?
- Auf Verbraucherseite:
 - Welche Ausprägung und Qualität hat das Lastmanagement?
 - Wie gut ist die Prognose des Stromverbrauchs?
- Auf regulatorischer und gesellschaftlicher Seite:
 - Wie gestaltet die Politik die Energiewende?
 - Welche Rahmenbedingungen werden gesetzt, die gewisse technologische Entwicklungspfade fördern oder verhindern?
 - Welche Flexibilitätsoptionen können auch mit Akzeptanz der Bevölkerung umgesetzt werden?

Aus den Ergebnissen der Simulation (s. Abschnitt 3.1.2) geht hervor, dass Windgas in einer konsequent zu Ende gedachten Energiewende im Stromsystem mit erneuerbarer Vollversorgung kostensenkend wirkt. In etwa vom Jahr 2035 (Anteil erneuerbare Energien an der Stromerzeugung: 70 Prozent) an, ergeben die Berechnungen, ist ein Stromsystem mit Windgas günstiger als eines ohne (bei einem Preis für CO₂-Emissionszertifikate von 100 €/t CO₂, ohne Berücksichtigung anderer Speicher-, Erzeugungs- und Lastflexibilitäten, jedoch bei vollem innerdeutschen Netzausbau und mit grenzübergreifendem Stromhandel bei ausgeglichener Import-/Exportbilanz).

Schon vom Jahr 2040 an liegt die jährliche Ersparnis bei 2,7-5,6 Milliarden Euro und steigt bis zum Jahr 2050 auf 11,7-18,5 Milliarden Euro an. Die Bandbreiten resultieren aus von 0-35 €/MWh variierenden Annahmen für die Kosten des verwendeten Überschussstromes aus Windkraft und Photovoltaik. Die anfangs höheren Kosten für Windgas, die sich vor allem aus den Investitionen in den Aufbau der Elektrolysekapazitäten ergeben, werden zwischen 2035 und 2050 mehr als ausgeglichen.

Bis zum Jahr 2050 fallen den Berechnungen zufolge Stromüberschüsse von 154 TWh/a mit Leistungsspitzen von bis zu 134 GW an (dies gilt für Bezug des Überschüssigen Wind-/PV-Stromes zu einem Preis von 35 €/MWh, s. Abbildung 3.3) und entspricht in etwa 20 Prozent der deutschen Bruttostromerzeugung des Jahres 2012.

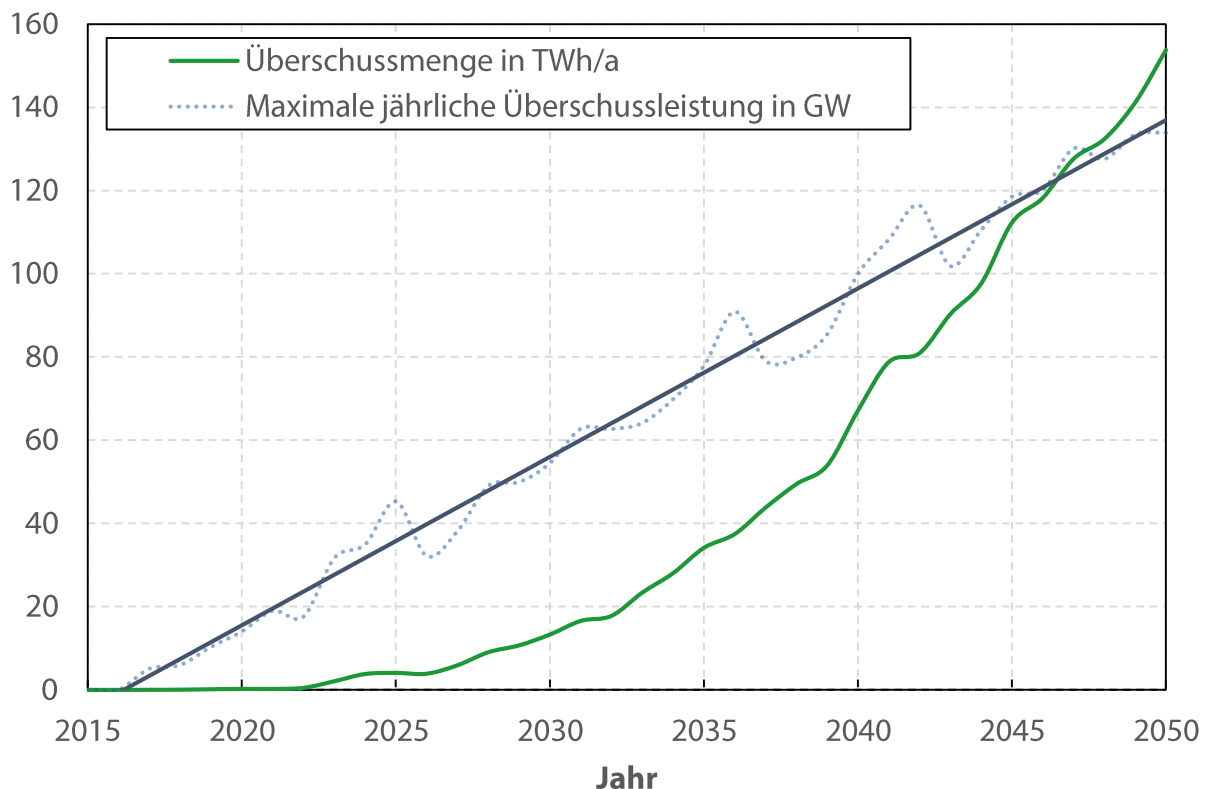


Abbildung 3.3: Überschussmengen und maximale jährliche Überschussleistung im Stromsystem des Trend-Szenarios. Die Schwankungen gegenüber dem Trend kommen durch gleichbleibende meteorologische Daten und jährlich variierenden Feiertagsterminen zustande.

Damit bestätigt und verstärkt sich die Tendenz anderer Untersuchungen, die bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien Überschussmengen von mehr als 80-100 TWh pro Jahr prognostizieren (s. (Bauknecht et al. 2013) und Abbildung 3.4).

Das Auftreten von der maximalen Überschüsse schwankt deutlich zwischen den Jahren und kann auch gegenüber dem allgemeinen Trend zurückgehen (s. Abbildung 3.3, 2036 gegenüber 2037). Für die Erzeugung aus erneuerbaren Energien wird für jedes Jahr dasselbe Windmuster verwendet, sodass die Erzeugungsspitzen immer zu denselben Zeitpunkten auftreten. Ob dabei Überschüsse entstehen ist abhängig von der aktuellen Nachfrage, die in einem Jahr ein Werktag sein kann, in einem anderen Jahr ein Feiertag mit deutlich geringerer Nachfrage. Zusätzlich kann sich die Überschussleistung erheblich verringern, wenn die Mengen exportiert werden. Dies ist abhängig von der Situation in den Nachbarländern.

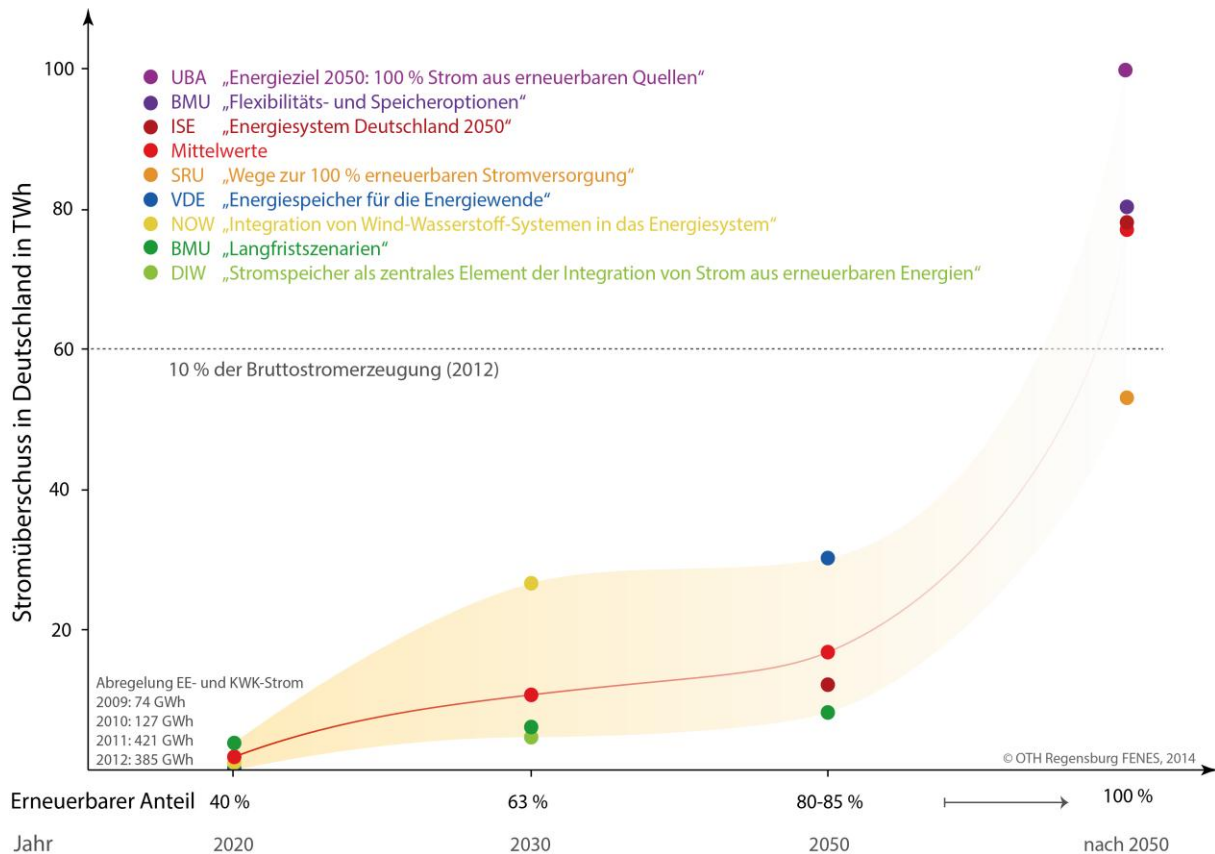


Abbildung 3.4: Stromüberschüsse in Deutschland bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien. Quelle: (Sternier und Stadler 2014).

Diese Überschussnutzung wird aber lediglich einen Teil des Windgas-Bedarfs abdecken, wenn auch die Bedarfe in den anderen Energiesektoren Wärme, Verkehr und Chemie Beachtung finden (s. Abschnitt 3.2).

Keine andere Speichertechnologie als Windgas ist derzeit in der Lage, die exponentiell zunehmenden Überschussmengen in dem anfallenden Umfang kostengünstig zu speichern. Einzig die Nutzung der skandinavischen Wasserkraft böte eine Ausgleichsoption in entsprechender Größenordnung, wofür aber ein erheblicher Netzausbau in den entsprechenden Ländern notwendig wäre, was auf ähnliche Akzeptanzprobleme stieße wie in Deutschland.

Im Trend-Szenario ist eine installierte Gaskraftwerksleistung von ca. 66 GW erforderlich, um das gespeicherte Windgas rückzuverstromen. Diese Kraftwerke laufen mit wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien mit einem zunehmend geringer werdenden Anteil an Erdgas, bis sie schließlich im Jahr 2050 ausschließlich Windgas verstromen. Ihre Auslastung zur Aufnahme der Überschüsse beläuft sich auf etwa 1818 Volllaststunden (Stromüberschüsse: 154 TWh/a, Einspeicherungsgrad ca. 78 Prozent - s. Abschn. 3.3.3, gespeicherte Überschussmenge 120 TWh/a).

Im Stromsektor wird die tatsächlich benötigte Elektrolyseleistung zur Integration von Überschüssen im Stromsystem aufgrund der Nutzung alternativer Flexibilitätsoptionen und ggf. Kuppelkapazität ins Ausland voraussichtlich niedriger liegen als durch die Simulation in Abbildung 3.2 angegeben. Der errechnete Bedarf von 134 GW installierter Elektrolyseleistung ist als oberer Grenzwert zu verstehen, um im vorgegebenen Rahmen die Überschüsse vollständig aufzunehmen.

Für das Gelingen der Energiewende im Stromsektor wird es nicht allein ausreichen, die erneuerbaren Energien auszubauen. Zwar werden Wind- und Solaranlagen aufgrund ihres Potenzials die größten

Beiträge zur Erzeugung liefern, weil sie aber aufgrund von Wetterfaktoren eine fluktuierende Leistung in das Stromnetz einspeisen, wäre ohne einen entsprechenden Speicher zur Abdeckung der nötigen gesicherten Leistung eine sehr hohe installierte Kapazität an Erneuerbare-Energien-Anlagen erforderlich.

Abbildung 3.5 zeigt diese Verhältnisse anhand der Zahlen des BMU Leitszenarios 2011 (Nitsch et al. 2012): Die Energiemengen (Flächen) gehen auf gleichem Niveau schrittweise über von der konventionellen zur erneuerbaren Energieversorgung, während die installierte Leistung massiv ansteigt, um diese Energiemengen bei geringerer Auslastung (Wind Onshore etwa 2000 h, Photovoltaik etwa 900 h) bereitstellen zu können. Es findet ein Übergang von einem generatorbasierten hin zu einem umrichterdominierten System statt, mit allen Anforderungen an Frequenz- und Spannungshaltung, Bereitstellung von Kurzschlussleistung, Schwarzstartfähigkeit etc. Aus Sicht der Elektrotechnik ist dies kein technisches Problem, sondern lediglich eine Kostenfrage.

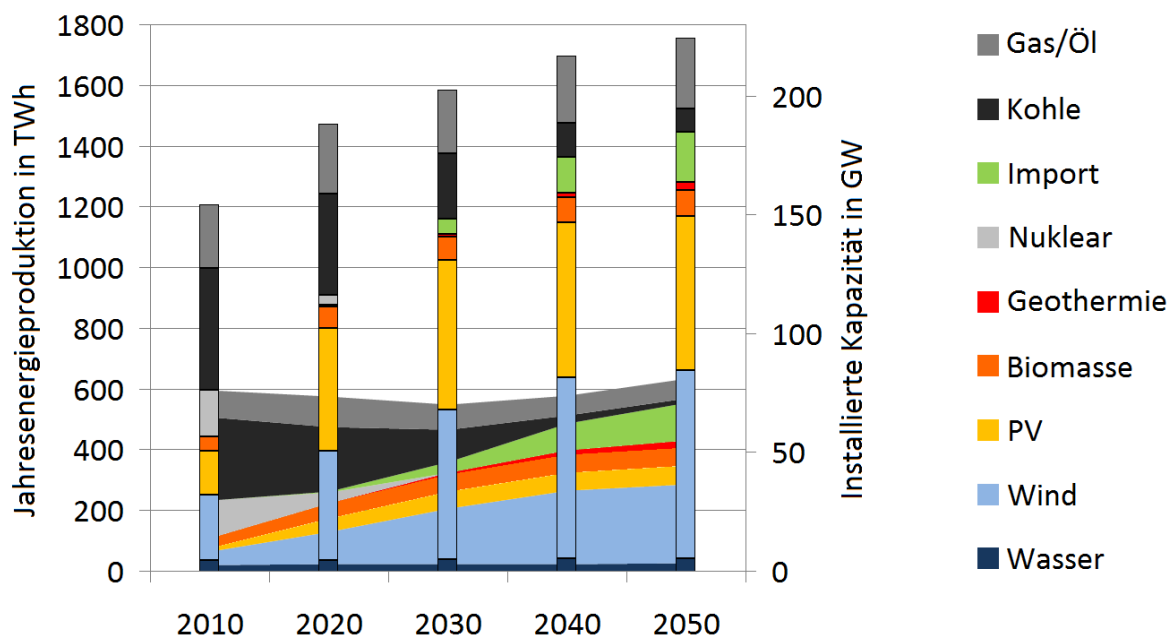


Abbildung 3.5: Installierte Leistung und Energiemengen in der deutschen Stromversorgung nach dem BMU Leitszenario 2011 Quelle: (Nitsch et al. 2012).

Im Kontext von Systemstabilität ist unter anderem der Aspekt „gesicherte Leistung“ sehr wichtig. Die gesicherte Leistung ist die Summe aller am Netz befindlichen Erzeugungsleistungen abzüglich der geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten. Bei Kraftwerken ergeben sich diese Nichtverfügbarkeiten z. B. durch technische Revisionen. Bei Wind- und Photovoltaikanlagen sind dies alle Zeiten, in denen sie wetterbedingt nicht einspeisen können. Der Bedarf an gesicherter Leistung wird über verschiedene Verfahren auf Basis der Jahreshöchstlast bestimmt und kann durch verschiedene Flexibilisierungsmaßnahmen (z. B. die Verbesserung der Einspeise- und Lastprognose) verringert werden. In die gesicherte Leistung müssen dabei auch nicht geplante Nichtverfügbarkeiten des beteiligten Kraftwerksparks mit einberechnet werden (Sterner et al. 2014).

Für die Stabilität und Absicherung der Stromversorgung sorgen heute u. a. die rotierenden Massen der Kraftwerke, welche als Schwungmassenspeicher und magnetische Speicher fungieren. Aus elektrotechnischer Sicht ist diese Funktion in einem erneuerbaren System zukünftig durch Gaskraftwerke, BHKW und Speicher zu erfüllen, da die Umrichter von Wind- und Photovoltaikanlagen nur äußerst geringe Speicherkapazitäten im Millisekundenbereich und damit nur einen marginalen Leistungskredit aufweisen (s. Abbildung 3.6).

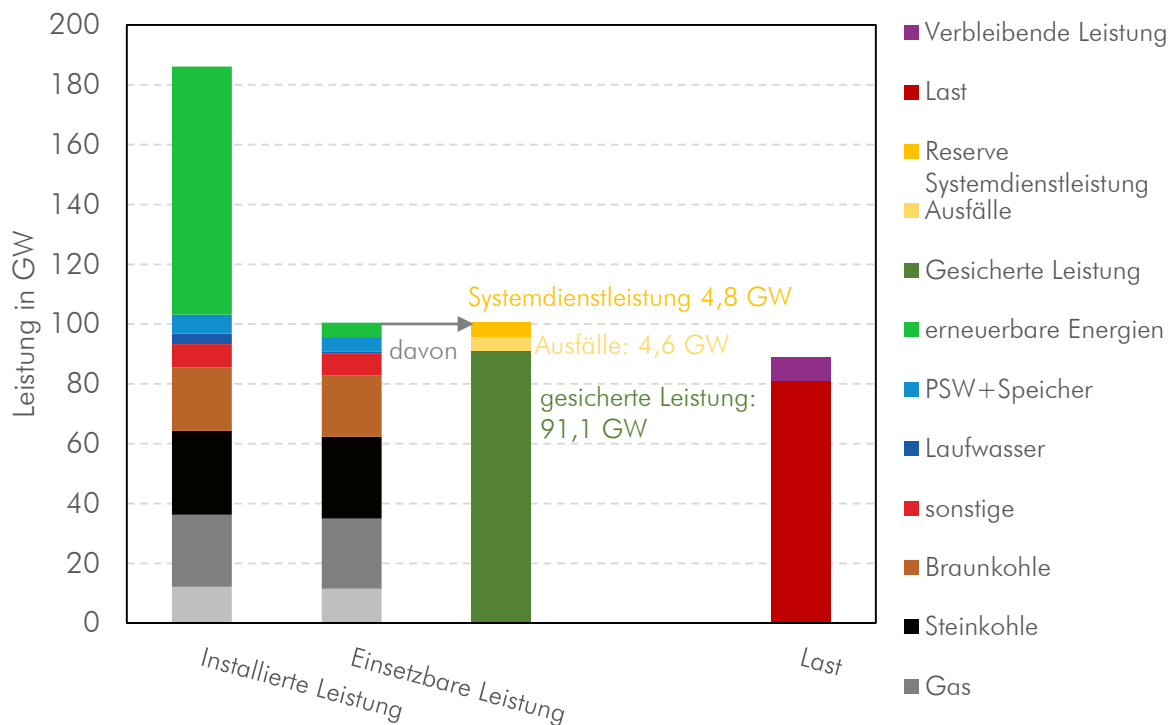


Abbildung 3.6: Leistungsbilanz in Deutschland für das Jahr 2014 nach (Übertragungsnetzbetreiber 2014). Die installierte Leistung entspricht nicht der gesicherten Leistung, die ein Maß für die Zuverlässigkeit der Stromversorgung ist. In einem erneuerbaren System ohne zahlreiche fossile Kraftwerke ist diese Funktion vorwiegend durch Speicher, Backup-(Gas-)Kraftwerke und (dezentrale) BHKW zu übernehmen. Windgas nutzt dabei die Gaskraftwerke und dezentralen BHKW als Ausspeichereinheit.

Dies bedeutet, dass Wind- und Photovoltaikanlagen zwar sehr viel Energie liefern und den Großteil des Strombedarfs decken können; zur gesicherten Leistung tragen sie jedoch nur in geringem Maße bei. Eine Absicherung der dunklen und windstillen Zeiten (Dunkelflaute) durch die genannten anderen Technologien, zu denen auch Windgas gehört, wird auch weiterhin in beträchtlichem Umfang von etwa 60-70 GW notwendig sein.

Windgas ist als Speichersystem in der Lage mit seinen verschiedenen Systemkomponenten vom Elektrolyseur bis hin zur rückverstromenden Wärmekraftmaschine verschiedene Systemdienstleistungen im Stromsystem bereitzustellen:

- Frequenzhaltung und Frequenzstabilität über Regelleistung und Regelleistung
- Spannungshaltung und Spannungsqualität
- Engpassmanagement und Redispatch
- Schwarzstartfähigkeit, Kurzschlussleistung und Momentanreserve

Damit kann Windgas einen signifikanten Beitrag zur Erhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland leisten. Mit Hilfe von Windgas kann die Nutzung von Erdgas als Energieträger für Backup-Leistung schrittweise substituiert und damit eine vollständige Dekarbonisierung des Stromsystems ermöglicht werden. Langfristig kann die Aufnahme von Überschüssen im Stromsystem im Sinne einer vollständigen Energiewende nur ein erster Schritt sein, dem weitere Schritte im Strom-, Wärme-, Mobilitäts- und Chemiesektor folgen müssen. Windgas wird bei diesem konvergenten Betrieb der Energiesektoren eine Schlüsselrolle zukommen (s. Abschnitt 3.2).

3.1.4 Einordnung der Ergebnisse in den wissenschaftlichen Diskurs zum Energiespeicherbedarf

Welchen Einfluss die Rolle anderer Flexibilitätsoptionen auf den Speicher- und damit den Windgas-Bedarf hat, wird beim Vergleich folgender vier für diese Fragestellung relevanten Studien deutlich:

- Energieziel 2050, Umweltbundesamt (Klaus et al. 2010)
- Roadmap Speicher, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Pape et al. 2014a)
- Kombikraftwerk 2, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, (Knorr, Kaspar et al. 2014)
- Stromspeicher für die Energiewende, (Sterner et al. 2014).

Je nach Annahmen und Vorgehen wird fluktuierender Wind- und Solarstrom ins Stromsystem integriert: durch die an Bedeutung gewinnende Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch, den Netzausbau und/oder den Zubau verschiedener Kurz- und Langzeitspeichertechnik.

(Knorr, Kaspar et al. 2014) nimmt dabei konsequent die höchsten Anteile erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland und Europa an. (Pape et al. 2014a) und (Knorr, Kaspar et al. 2014) sind bezüglich ihrer Annahmen zum Anteil regenerativer Erzeugung am besten vergleichbar. (Klaus et al. 2010) geht zwar von einem Ausgleich im Stromsystem über Ländergrenzen hinweg aus, trifft aber keine Aussagen über den Zustand außerhalb Deutschlands.

Bezüglich des Speicherbedarfes kommen (Klaus et al. 2010), (Pape et al. 2014a), (Knorr, Kaspar et al. 2014) und (Sterner et al. 2014) in der Tendenz übereinstimmend zu der Aussage, dass aufgrund von Effizienzvorteilen zunächst das Potenzial im Lastmanagement ausgeschöpft und erst anschließend Speicher zugebaut werden sollten. Der Speicherbedarf ist darüber hinaus stark davon abhängig, in welchem Maße alternative Flexibilitätsoptionen wie der Netzausbau genutzt und ausgebaut werden.

Zusammenfassend wird erkennbar, dass jene Studien, welche mittel- bis langfristig keinen oder nur einen geringen Speicherbedarf prognostizieren, von einem unverzögerten Netzausbau gemäß der nationalen und internationalen Ausbaupläne und einer ausgeprägten Nutzung zu speicheralternativen Flexibilitätsoptionen ausgehen. Treten beim Netzausbau und alternativer Flexibilitätsnutzung Verzögerungen auf, wirkt sich dies erheblich auf den Bedarf an zusätzlichen Lang- und Kurzfristspeichern aus.

Windgas wird – neben anderen Speicherlösungen – daher auch im Ergebnis dieser Untersuchungen in jedem Fall benötigt. Bei einem verzögerten Netzausbau wird Windgas zur Behebung von Engpässen und Sicherstellung von Flexibilität benötigt, bei unverzögertem Netzausbau zur Erhaltung der Systemstabilität und zur Dekarbonisierung der übrigen Energiesektoren. Besagte Studien empfehlen durchweg eine Förderung von Forschung und Entwicklung, um die Markteinführung von Speichertechnologien einschließlich Windgas voranzutreiben. Einige Windgas betreffende Kernaussagen der untersuchten Studien stimmen zu großen Teilen inhaltlich überein und ergeben ein konsistentes Bild vom möglichen künftigen Einsatz der Windgas-Technologie:

- Windgas ist ein Langzeitspeicher und erhöht grundsätzlich die Aufnahmefähigkeit des Stromsystems für fluktuierende erneuerbare Energien, verdrängt fossile thermische Kraftwerke und kann zur Senkung der Gesamtkosten des Stromsystems beitragen (Sterner et al. 2014).
- Mit Windgas betriebene Gaskraftwerke (zentrale GuD-Anlagen und dezentrale BHKW) können als Spitzenlast-, Regel- und Reservekraftwerke arbeiten und tragen mit ihrer Kraftwerkstechnik (u.a. rotierende Massen, Regelfähigkeit) zur Netzstabilität und Sicherstellung der Versorgungsqualität bei. Darüber hinaus sind sie als schwarzstartfähige

Anlagen dazu geeignet, am Versorgungswiederaufbau nach Blackouts mitzuwirken (Knorr, Kaspar et al. 2014).

- Abwärme aus Windgas-Anlagen kann zur Deckung des Bedarfs an Prozesswärme in der Industrie beitragen (Klaus et al. 2010).
- Eine installierte Windgas-Leistung von 64 Prozent der maximalen Überschussleistung reicht aus, um 99 Prozent der Stromüberschüsse zu integrieren (Klaus et al. 2010).
- Der Speicherbedarf und damit der Bedarf an Windgas ist stark von der Ausgestaltung des künftigen Stromsystems abhängig. Insbesondere die Umsetzung alternativer Flexibilitätsoptionen verlagert den Bedarf an Speichern in spätere Zeiträume (Pape et al. 2014a).
- Kommt es zu Verzögerungen beim geplanten Ausbau der (Übertragungs-) Netze, ist Windgas aufgrund seiner Fähigkeit der räumlichen Entkoppelung von Erzeugung bzw. der Aufnahme von Überschüssen und Verbrauch geeignet, Engpasssituationen zu entschärfen (Knorr, Kaspar et al. 2014).
- Der Zubau von Windgas-Anlagen ist deshalb dort von Vorteil, wo eine hohe Einspeisung aus fluktuierender erneuerbarer Energie und eine starke Transportnetzauslastung zu erwarten ist. Dieser Fall tritt insbesondere in Küstenregionen Norddeutschlands auf, wo große Windeinspeisung auf geringen Verbrauch trifft. Windgas kann hier dämpfend eingreifen. Gleichzeitig begünstigt die Lage möglicher Kavernenstandorte diese Vorgaben (Knorr, Kaspar et al. 2014).
- Windgas kann fossile Energieträger in den Sektoren Industrie, Chemie, Wärme und Verkehr an Stellen substituieren, an denen eine Elektrifizierung nicht möglich ist. Gleichzeitig kann Windgas in diesen Bereichen als Doppelnutzen Systemdienstleistungen für den Stromsektor bereitstellen. Windgas ist somit ein wichtiger Faktor zur Dekarbonisierung auch außerhalb des Stromsektors und in der Lage zu einem konvergenten Betrieb der Energieversorgung beizutragen. Damit besteht eine Möglichkeit, Windgas unabhängig vom Stromsektor zur Marktreife zu führen (Sternier et al. 2014).
- Die Abregelung von Windgas-Anlagen kann im Kraftwerksredispatch zum Ausgleich von Engpässen eingesetzt werden (Knorr, Kaspar et al. 2014).
- Windgas kann seine Vorteile als Langzeitspeicher vor allem auf Transportnetzebene ausspielen. Dort wird im Gegensatz zum Verteilnetz der Langzeitspeicherbedarf erwartet (Sternier et al. 2014).

In Tabelle A 6-4 auf Seite 95 sind Ergebnisse zu installierter Windgas-Leistung, Auslastung und getroffenen Annahmen der vier für Windgas relevanten Studien im Detail gegenübergestellt. Es wird deutlich, dass Windgas bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien im Stromnetz in jedem Fall für den zeitlichen Ausgleich benötigt wird, den der Stromnetzausbau (räumlicher Ausgleich) nicht schaffen kann.

3.2 Windgas und Klimaschutz: Dekarbonisierung in Verkehr und Industrie

Um die CO₂-Ziele der Bundesregierung und darüber hinaus eine erneuerbare Vollversorgung in allen Sektoren zu erreichen, sind die fossilen Rohstoffe in den Sektoren Strom, Wärme Verkehr und Industrie mittel- bis langfristig durch erneuerbare Rohstoffe zu ersetzen. Der Bedarf dafür kann zum einen durch Biomasse gedeckt werden, deren Einsatz aber potenziell vor allem durch Landnutzungskonkurrenzen zur Nahrungs- und Futterproduktion begrenzt ist (WBGU 2009). Eine alternative erneuerbare Rohstoffquelle ist Windgas. In der Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ (Benndorf et al. 2014) wird angenommen, dass im Verkehrssektor im

Jahr 2050 Stromkraftstoffe mit einem Energiegehalt von 360 TWh/a mit Hilfe von Windgas erzeugt werden, welche Diesel, Benzin sowie Kerosin ersetzen.

Darüber hinaus werden in der chemischen Industrie große Mengen fossiler Rohstoffe eingesetzt, die in einem treibhausgasneutralen Szenario gänzlich zu ersetzen sind. (Benndorf et al. 2014) geht für das Jahr 2050 allein in diesem Sektor von einem Rohstoffeinsatz mit einem Energieäquivalent von etwa 293 TWh/a aus, welche nahezu ausschließlich von der Windgas-Technologie geliefert werden. Werden diese Werte als Gradmesser angewendet, ergibt sich je nach implementierter Technologie (Wasserstoff oder Methan) eine benötigte Windgas-Anlagenleistung im Bereich von 56-61 GW für den Chemiesektor und von 71-78 GW im deutschen Verkehrssektor*.

(Benndorf et al. 2014) geht ferner davon aus, dass im Wärmesektor aufgrund wachsender Effizienz und alternativer Möglichkeiten wie Wärmepumpen oder Power-to-Heat langfristig nur ein geringer Bedarf an Windgas entsteht. Aus diesem Grund werden an dieser Stelle nur der Chemie- und Mobilitätssektor betrachtet, wenngleich Windgas in der Wärmeversorgung gerade aufgrund der heutigen Zugänglichkeit von 50 Prozent aller deutschen Haushalte über das Gasnetz attraktiv ist, wenn keine erneuerbaren Alternativen wie der Austausch der Heizung erschlossen werden können (z. B. im Mietverhältnis).

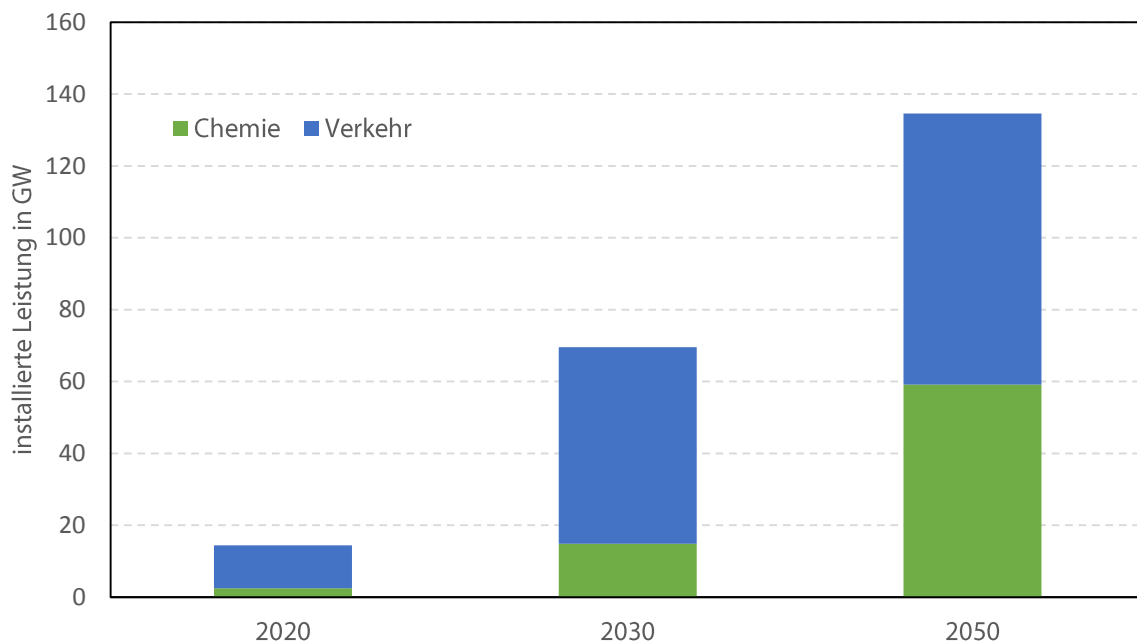


Abbildung 3.7: Installierte Windgas-Leistung in Deutschland in den Jahren 2020, 2030 und 2050 unter Miteinbezug der Sektoren Verkehr und Chemie auf Basis der UBA-Studie THGND2050 (Benndorf et al. 2014).

Abbildung 3.7 veranschaulicht die von (Benndorf et al. 2014) ermittelte, über den Stromsektor hinausgehende Windgas-Leistung zur Substitution fossiler Rohstoffversorgung in den Energiesektoren Verkehr und Chemie. Die Bedarfe des Verkehrs- und Chemiesektors für Windgas liegen mit 643 TWh energiebezogen um Faktor fünf über dem Bedarf im Stromsektor. (Sterner et al. 2014) kommt zu ähnlichen Ergebnissen.

Im Maximalfall ist für das Ziel einer Vollversorgung aller Sektoren der deutschen Volkswirtschaft mit erneuerbaren Energien bei gleichzeitig nahezu vollständiger Dekarbonisierung der Industrie eine Kapazität an Windgas-Anlagen von mehr als 268 GW Einspeicherleistung notwendig. Zur Deckung dieser Bedarfe außerhalb des Stromsektors (643 TWh) wären 643 GW zusätzliche PV-Leistung (1000

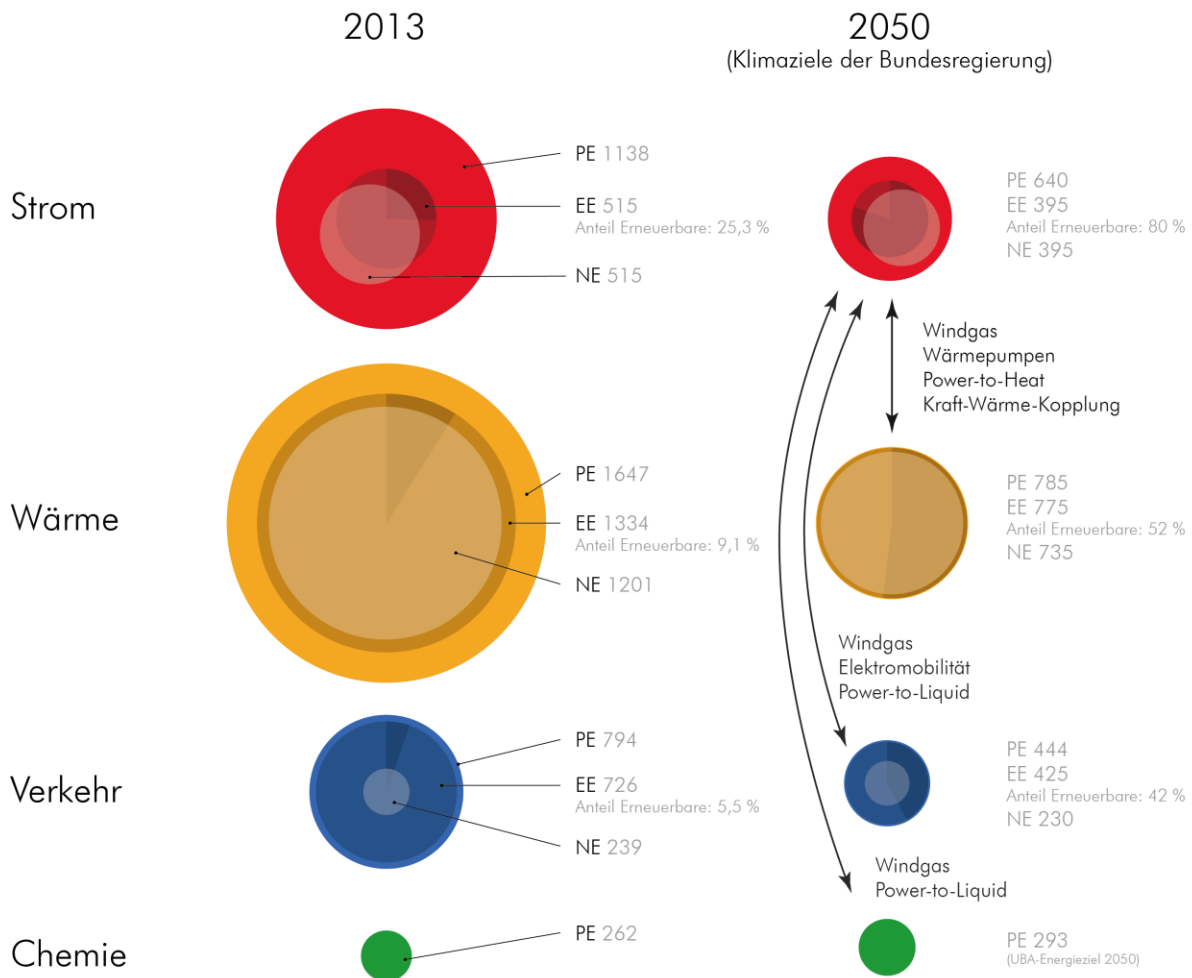
* Bei angenommenen Wirkungsgraden von 77-84 % für das Jahr 2050

Volllaststunden, s. Abschn. 3.1.1, Tabelle 3.1) oder 214 GW zusätzliche Windleistung (3000 Volllaststunden, Mittel aus On- und Offshore Windkraft) zu installieren. Das technische Potenzial ist dafür für beide Fälle in Deutschland vorhanden.

Selbst wenn die für diese Studie getroffenen Annahmen in dieser Form nicht eintreten werden, ist die Investition in Windgas sinnvoll, da in den anderen Sektoren ebenfalls massiver Bedarf herrscht. Die Dekarbonisierung außerhalb des Stromsektors ist ohne Windgas als Ausgangsstoff und chemischen Energieträger kaum denkbar: sowohl Wasserstoff als auch Methan und daraus zu erzeugende Produkte wie beispielsweise Diesel, Kerosin oder Ethen sind Grundprodukte der Mineralöl- und Chemieindustrie und können dort den Einsatz von Erdöl und Erdgas substituieren. Der Beginn des Ausbaus von Windgas-Anlagen und Synthesen ist bereit jetzt notwendig, um die oben genannten Energie- und Leistungskapazitäten in relevantem Umfang bereitstellen zu können, wenn sie benötigt werden.

Mit Strom als hochwertiger Primärenergie werden die heute noch getrennt betrachteten Versorgungsstrukturen für Strom, Wärme, Mobilität und Chemie zunehmend zu einem einzigen Energiesektor verschmelzen. Windgas als verbindendes Element wird dabei eine Schlüsselrolle einnehmen, indem es die Wandlung von Strom als Ausgangsprodukt in die jeweils benötigte Energieform ermöglicht (s. Abbildung 3.8). Durch diese wachsende Bedeutung wird der Strombedarf steigen. Aufgrund von höherer Effizienz bei der erneuerbaren Erzeugung und sonstige Effizienzmaßnahmen in anderen Bereichen soll der Primärenergiebedarf (der auch andere, durch Strom nicht vollständig ersetzbare Energiequellen umfasst) insgesamt jedoch sinken.

In der Summe ergeben sich durch die Bereitstellung des Ausgangsproduktes Strom aus regenerativen Quellen und den Ersatz fossiler Rohstoffe mithilfe des daraus produzierten Windgases neue Chancen für den Klimaschutz.



Die Kreisflächen verhalten sich proportional zur Energiemenge
 PE: Primärenergie in TWh nach Wirkungsgradmethode mit Wind, Solar und Wasserkraft = 100 %, aber verzerrter prozentualer Darstellung
 EE: Endenergie in TWh, welche die exergetische Wertigkeit der unterschiedlichen Energieformen (Strom, Brennstoff, Kraftstoff) nicht unterscheidet
 NE: Nutzenergie in TWh als Zielenergie zur Erfüllung der Energiedienstleistung Strom, Wärme und Fortbewegung (mechanische Energie)

Darstellung auf Basis der BMWi-Energiedaten (2014), Statista (2015), Energieeinsparverordnung (EnEV 2014), UBA-Energieziel2050 (2014)

© FENES, OTH Regensburg, 2015 FENES

Abbildung 3.8: Strom wird zum „Nukleus der Energiewende“: Der Stromsektor wird mit zunehmend erneuerbarer Energieversorgung (intersektoral) zum Nukleus. Von hier aus wird erneuerbare Energie für alle Sektoren bereitgestellt. Die Abbildung zeigt auf der rechten Seite die Ziele der Bundesregierung zu Effizienz und Anteilen erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050 im Vergleich zur Erzeugungssituation im Jahr 2013 auf der linken Seite. Die Kreisflächen verhalten sich proportional zur Energiemenge. Durch zunehmende Effizienz verkleinert sich das Verhältnis von Primärenergieeinsatz zu Endenergiebedarf in allen Sektoren. Dadurch sinkt der Primärenergiebedarf (bei steigenden erneuerbaren Anteilen) in allen Sektoren um knapp die Hälfte obwohl der Endenergiebedarf nahezu konstant bleibt. Windgas wird 2050 eine Möglichkeit sein, den Stromsektor mit den übrigen Energiesektoren zu verknüpfen.

3.3 Entwicklungspotenziale und Effizienz von Windgas im Gassektor

3.3.1 Erdgasspeicherkapazitäten als Windgasspeicher

„Aufgrund der Entwicklung des (steigenden) Gasbedarfes in Westeuropa und einhergehend mit einer sinkenden Binnen-Gasproduktion Europas, wird (unabhängig von der Windgas-Nutzung) mit einem steigenden Gasspeicherbedarf in Europa gerechnet. Zahlreiche Projekte sind in Planung oder Bau (...)“ (Sedlacek 2013). Die deutsche Erdgasversorgung ist zu 88 Prozent von Importen abhängig. Wie in Abbildung 3.9 aufgeschlüsselt, stammen knapp 40 Prozent dieser Importe aus Russland, die übrigen zum größten Teil aus benachbarten EU-Ländern, wobei Norwegen und die Niederlande die wichtigsten Lieferanten sind.

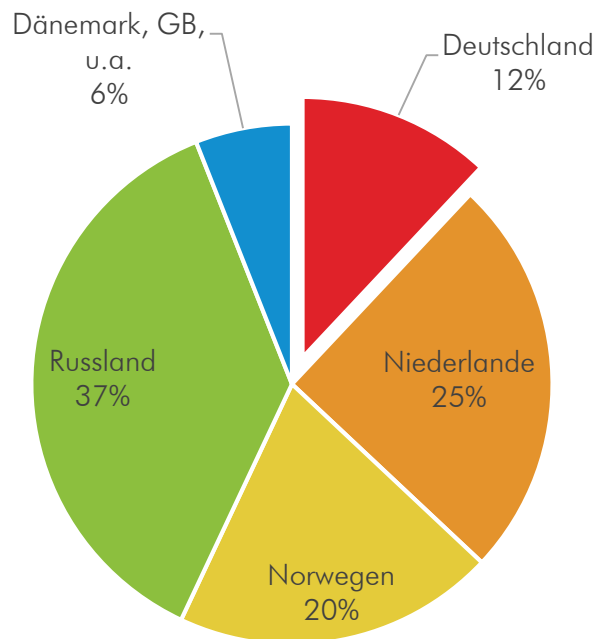


Abbildung 3.9: Bezugsländer anteilig am Erdgasaufkommen in Deutschland im Jahr 2013. Quelle: nach (Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. 2012).

Die Versorgungssicherheit im Gassektor gewährleisten große Untertagespeicher, welche die nationale Erdgasnachfrage theoretisch für 37 Tage zu decken vermögen (s. Sedlacek 2013). Die Speicher entschärfen mit ihrer Pufferfunktion Spannungen zwischen Angebots- und Nachfrageseite, indem sie Über- und Unterangebot ausgleichen und so eine zuverlässige Versorgung gewährleisten. Ihre klassische Aufgabe ist dabei der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen und Angebotsschwankungen. Zu dieser Pufferfunktion zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher kommt zunehmend eine „strategische Bedeutung für Krisenzeiten“ (IPCC 2014) und damit eine Bezugsoptimierung hinzu.

Diese Untertagespeicher dienen auch zur Abschätzung der Kapazitäten für die Speicherung von Windgas: In den folgenden Abschnitten wird zunächst die vorhandene Speicherkapazität im deutschen Erdgasnetz analysiert. Anschließend wird davon ausgehend auf die potenziell mögliche Aufnahmefähigkeit dieser Speicher für Windgas und die damit verbundene maximale elektrische Einspeicherleistung rückgeschlossen.

Bereits heute verfügbare (Windgas-) Speicherkapazität im deutschen Erdgasnetz

Seit der Inbetriebnahme der ersten Großspeicher im deutschen Erdgasnetz im Jahr 1955 ist ein stetiger Aufwärtstrend im Arbeitsgasvolumen dieser Untertagespeicher zu verzeichnen (s. Abbildung 3.10). Gegenüber dem Vorjahr hat sich das maximale Arbeitsgasvolumen in deutschen Gasspeichern um fünf Prozent auf 23,8 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ erhöht. Etwa 55 Prozent (13,2 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$) davon entfallen auf Kavernen-, die übrigen 45 Prozent (10,6 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$) auf Porenspeicher (Sedlacek 2013).

Poren- und Aquiferspeicher sind in der Regel ehemalige Erdöl- oder Erdgaslagerstätten und aufgrund ihrer Trägheit bei Änderungen der Förderrate vor allem zum saisonalen Ausgleich der Grundlast im Gassektor nutzbar. Kavernenspeicher weisen eine höhere Flexibilität auf und gewinnen zunehmend an Bedeutung. Sie sind hinsichtlich Ein- und Ausspeicherraten leistungsfähiger und können auch auf tageszeitliche Spitzenlastschwankungen flexibel reagieren.

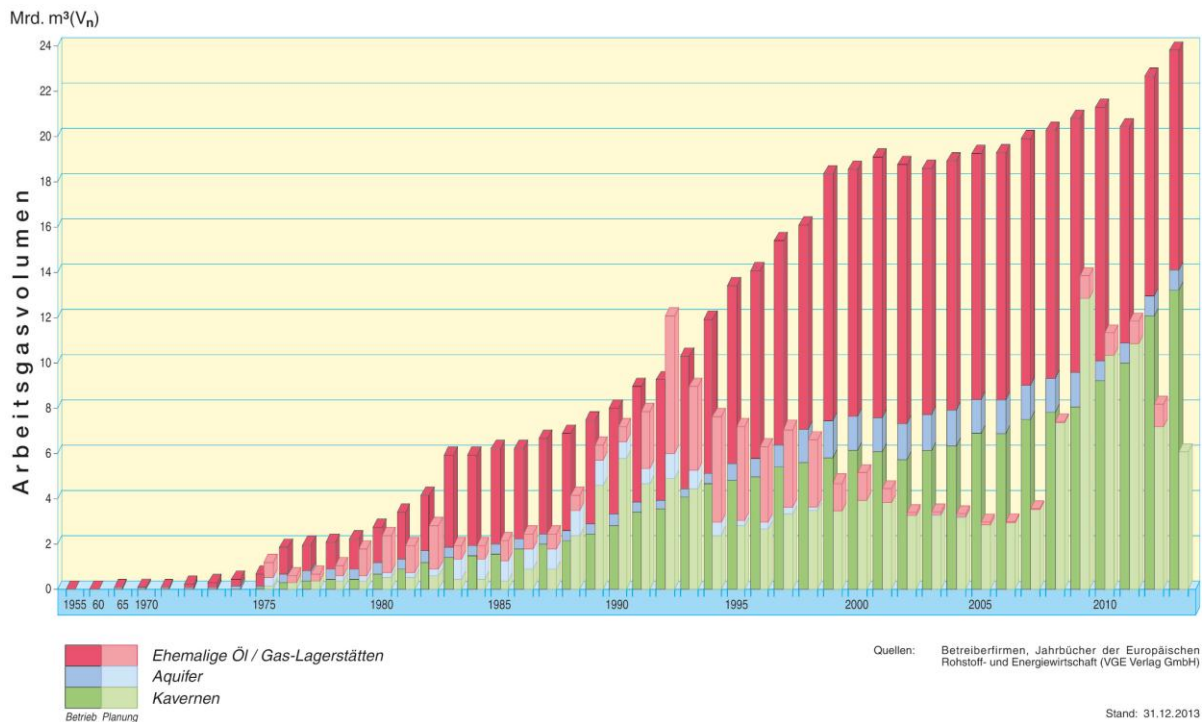


Abbildung 3.10: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Untergrund-Erdgasspeichern in Deutschland seit 1955. Quelle: (Sedlacek 2013).

In Tabelle 3.7 ist das Arbeitsgasvolumen von Poren- und Kavernenspeichern in Deutschland bezogen auf den oberen Heizwert (Brennwert) $H^0 = 11,0 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ von Methan ausgewiesen*. Unter Berücksichtigung aller derzeit geplanten und in Bau befindlichen Speicherkapazität ist in Deutschland (Sedlacek 2013) zufolge langfristig mit einem Arbeitsgasvolumen von rund 30,6 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ zu rechnen. Deutschland steht im globalen Vergleich bezüglich vorgehaltenem Gasspeichervolumen damit kurz nach der Ukraine an vierter Stelle. In Europa verfügt Deutschland mit 23,8 Mrd. m^3 (ca. 262 TWh) Speichervolumen schon heute über die größten Speicherkapazitäten für Gas.

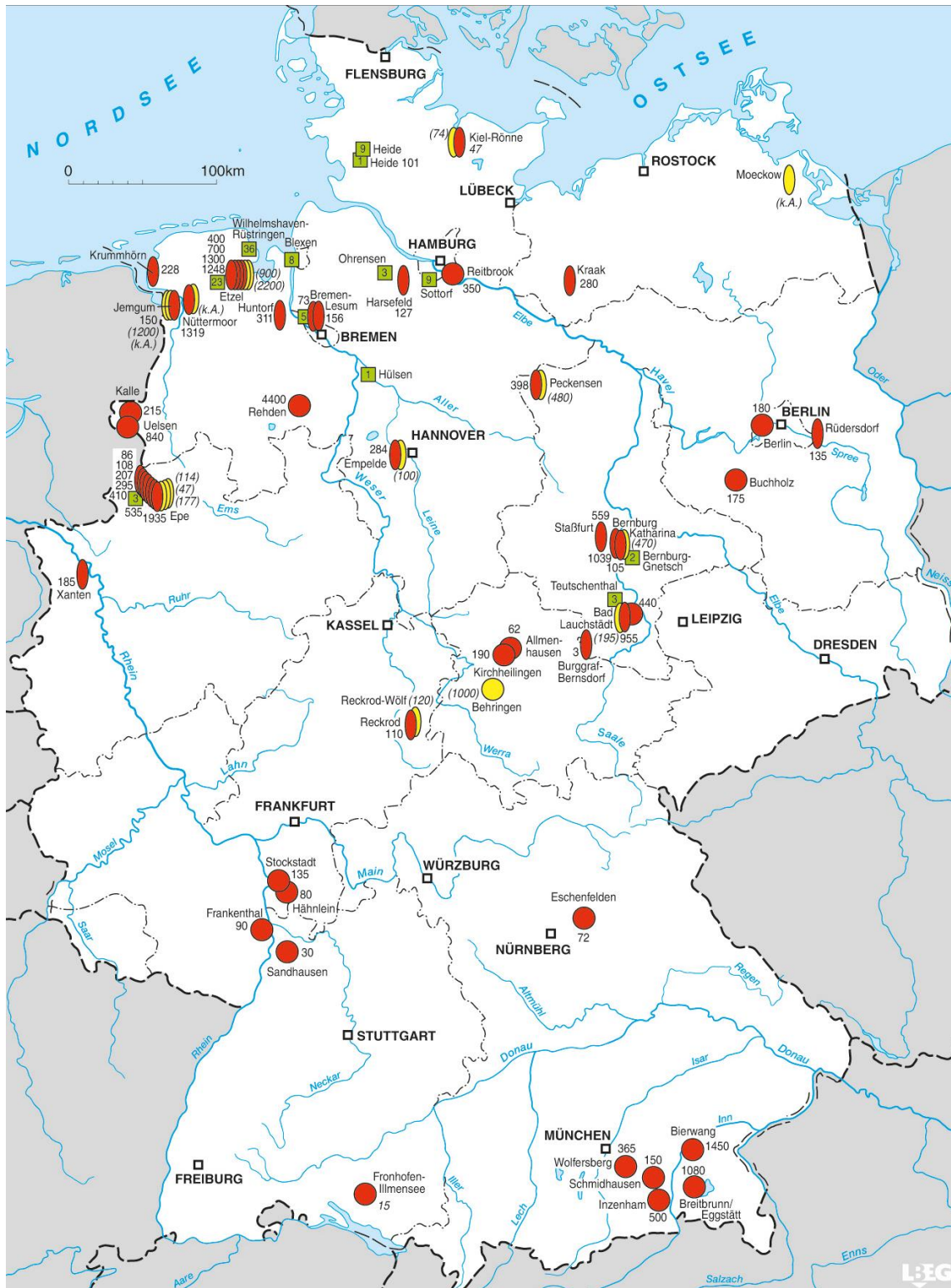
Tabelle 3.7: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung am 31.12.2012. Quelle: (Sedlacek 2013).

	Poren- speicher	Kavernen- speicher
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb nach Endausbau“ in Mrd. $\text{m}^3 (V_n)$	10,8	13,7
Arbeitsgasvolumen „in Planung oder Bau“ in Mrd. $\text{m}^3 (V_n)$	0	6,1
Summe	10,8	19,8
Bei Realisierung aller geplanten und im Bau befindlichen Speicherprojekte langfristig verfügbares Arbeitsgasvolumen in Mrd. $\text{m}^3 (V_n)$	30,6 (337 TWh)	

Abbildung 3.11 zeigt die räumliche Verteilung aller geplanten und im Betrieb befindlichen Gasspeicher in Deutschland. Während im Norden und Westen der Republik aufgrund der geologischen Gegebenheiten vorwiegend Kavernenspeicher zum Einsatz kommen, befinden sich in Süddeutschland nur wenige Gasspeicher, meist in der Ausführung als Porenspeicher. Die räumliche Nähe der Kavernenspeicher zu guten Windenergiestandorten in Nord-, West- und Ostdeutschland

* In Untergrundgasspeichern muss immer ein Mindestdruck aufrechterhalten werden. Das dafür benötigte Gasvolumen wird Kissengasvolumen genannt. Es bildet gemeinsam mit dem Arbeitsgasvolumen, dem Volumen, das zur Ein- und Ausspeicherung zur Verfügung steht, das Gesamtvolumen des Speichers (Gesamtvolumen = Arbeitsgasvolumen + Kissengasvolumen).

ist insofern ideal, als dass hier Überschüsse in räumlicher Nähe zu den On- und Offshore-Windparks abgefangen werden können, wie (Knorr, Kaspar et al. 2014) und (Jentsch 2014) bestätigen.



Stand: 31.12.2013

Abbildung 3.11: Allokation von Erdgas- (und Flüssig-Kohlenwasserstoff-) Speichern in Deutschland. Quelle: (IPCC 2014)

Langfristig verfügbare Windgas-Speicherkapazität in deutschen Erdgasspeichern

Ausgehend von einem mittel- bis langfristig in Deutschland vorhandenen Erdgasspeichervolumen* von 30,6 Mrd. m³(V_n) resultiert aus der volumetrischen Einspeisebeschränkung (max. 2 Vol.-%) für Wasserstoff im Erdgasnetz (s. Abschnitt 3.3.2) und ausschließlicher Wasserstoff-Einspeisung ein Speicherpotenzial für H₂-Windgas (Definition H₂-Windgas: s. Anhang A 1) von ca. 612 Millionen Kubikmetern Normvolumen Wasserstoff (s. Tabelle 3.8 und Berechnungen unten). Bei einer Anhebung der volumetrischen Einspeisegrenzen auf 10 Vol.-% Wasserstoff stünden in deutschen Gasspeichern 3,06 Mrd. m³(V_n) zur Verfügung.

Tabelle 3.8: In Deutschland langfristig verfügbare Windgas-Speicherkapazität in Poren- und Kavernenspeichern (ohne Leitungsnetz). Berechnung anhand der oberen Heizwerte (Brennwerte) von Wasserstoff (3,55 kWh/m³ (V_n)) und Methan (11,0 kWh/m³(V_n)). Quelle für die Daten zum langfristig speicherbaren Volumen: (Sedlacek 2013).

Speicher	Speicherbares Volumen (langfristig)	darin	
		Speicherkapazität Wasserstoff in TWh	Speicherkapazität Methan in TWh
Porenspeicher/Aquifere	10,8 Mrd. m ³ (V _n)	--	119
Kavernenspeicher	19,8 Mrd. m ³ (V _n)	70,3	218
Summe	30,6 Mrd. m ³ (V _n)		337
Gasspeicher gesamt 2 Vol.-%-Wasserstoff	612 Mio. m ³ (V _n)	2,17	
Gasspeicher gesamt 10 Vol.-%-Wasserstoff	3,06 Mrd. m ³ (V _n)	10,9	

Zu unterscheiden sind hierbei Windgas-Wasserstoff (H₂-Windgas) und Windgas-Methan (CH₄-Windgas): Während Kavernenspeicher theoretisch für beide erneuerbaren Gase geeignet sind, können die großen Porenspeicher nach derzeitigem Wissensstand nur für Windgas-Methan verwendet werden (s. Anhang A 2).

Theoretisch können damit unter Vernachlässigung geografischer und netztopologisch bedingter Konzentrationsschwankungen und unter Voraussetzung der Wasserstoffverträglichkeit der Speichereinrichtungen neben Methan maximal 612 Mio. m³ Wasserstoff direkt eingespeichert werden, bevor die zulässigen Konzentrationsgrenzwerte (bei Begrenzung auf 2 Vol.-%) erreicht werden. Dieses Volumen Wasserstoff enthält unter Berechnung mit dem oberen Heizwert (Brennwert) von Wasserstoff (H_{o,n} = 3,55 kWh/m³(V_n)) eine Energie von 2,17 TWh.

Da bei ausschließlicher Einspeisung von Methan-Windgas (reines Erdgas-Substitut) ins Gasnetz theoretisch die volle Speicherkapazität ausgeschöpft werden kann, steht hier das volle Speichervolumen von insgesamt 30,6 Mrd. m³(V_n) aus Poren- und Kavernenspeichern zur Verfügung, in welchem bei einem oberen Heizwert von Methan von 11,0 kWh/m³ (V_n) ca. 337 TWh chemische Energie gebunden werden kann.

Mit Rückverstromung mittels hocheffizienten Gaskraftwerken mit einem Wirkungsgrad von 60 Prozent ließen sich so aus dem gespeicherten Windgas-Wasserstoff (2-10 Vol.-% Beimischung) 1,3-6,6 TWh und dem Windgas-Methan 202 TWh Strom erzeugen. Dies entspricht der 33- bzw. 100- bis 5.000-fachen Speicherkapazität bestehender Pumpspeicher in Deutschland.

Im Gegensatz zu Poren- und Aquiferspeichern, kann in Kavernenspeichern auch reiner Wasserstoff eingelagert werden. Das gesamte verfügbare Kavernenspeichervolumen von 19,8 Mrd. m³(V_n)

* Diese Betrachtung bezieht sich ausschließlich auf die Speichereinrichtungen (Poren- und Kavernenspeicher). Das Puffervermögen und ggf. Restriktionen aufgrund mangelnder Übertragungskapazität im Erdgasnetz werden an dieser Stelle nicht betrachtet.

könnte 70,3 TWh Wasserstoff (H₂-Windgas) aufnehmen. Dies setzt jedoch voraus, dass der Speicher in ein reines Wasserstoff-Distributionssystem eingebunden ist, was für das Erdgasnetz nicht in Betracht kommt. Eine Ausnahme: Elektrolyseur und Wasserstoff-Kraftwerk sind direkt an einem Kavernenstandort verortet, beispielsweise der Landstation eines Offshore-Windparks.

Zusammenfassend lässt sich konstatieren, dass eine theoretische Energiemenge von ca. 2,2 bis 11 TWh Wasserstoff und ca. 337 TWh Methan in deutschen Unterspeichern einlagern ließe, je nach eingeschlagenem Nutzungspfad der Windgas-Technologie (H₂-Windgas, H₂/CH₄-Windgas oder CH₄-Windgas – Definitionen: s. Anhang A 1.3) und angenommener Wasserstofftoleranz (hier 2-10 Vol.-%) bezogen auf die Brennwerte.

Zum langfristig technisch-ökologischen Ausbaupotenzial für Windgas-Kavernenspeicher über das bereits quantifizierte in Planung und Bau erschlossene Potenzial hinaus, geben (Sternner und Stadler 2014) als Richtwert für das Jahr 2050 für die Nutzung von Wasserstoff (in Salzkavernen) 42 Mrd. m³ und für die Nutzung von Methan (Salzkavernen und Porenspeicher) 53 Mrd. m³ für Deutschland an.

Das entspricht einer speicherbaren chemischen Energiemenge in Wasserstoff von 126 TWh und in Methan von 530 TWh. Dies steht den in den Abschnitten 3.1 und 3.2 benannten langfristigen jährlichen Bedarfen von 130 TWh im Strom- und 653 TWh im Verkehrs- und Industriesektor gegenüber. Ob diese Speicherkapazität durch zyklische Fahrweise saisonal betrachtet zur Deckung des Bedarfes ausreicht, bleibt zu klären. In der Regel beläuft sich der Bedarf an Speicherkapazität auf einen kleinen Anteil des Gesamtbedarfs (z. B. im Gasnetz auf ein Drittel, im Stromnetz noch weniger).

3.3.2 Wasserstofftoleranz der deutschen Erdgasinfrastruktur

Wasserstoff im Erdgasnetz ist kein Novum. Lange Zeit wurde auch in Deutschland ab Mitte des 19. Jahrhunderts Stadtgas (auch Kokerei- oder Leuchtgas genannt) in die Gasnetze eingespeist. Kokereigas fällt als Nebenprodukt während der Verkokung an, bei welcher Kohle unter Luftabschluss auf Temperaturen von bis zu 1400 °C erhitzt wird. Tabelle 3.9 zeigt die Zusammensetzung von Kokereigas, wobei der hohe Wasserstoffanteil hervortritt.

Tabelle 3.9: Zusammensetzung von Kokereigas (in Vol.-%). Quelle: (Baerns 2006).

<u>Kokereigas</u>	<u>Vol.-%</u>
Wasserstoff	58 - 65
Methan	24 - 27
Kohlenmonoxid	5 - 6
C _n H _m	2 - 3
Kohlendioxid	2 - 3
Stickstoff	3 - 12

Die direkte Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ist heute an technische Grenzwerte gebunden (Sternner et al. 2011). Aus diesem Grund kommt der Wasserstofftoleranz der bestehenden Erdgasinfrastruktur eine entscheidende Bedeutung zu. Die Brennstoffeigenschaften des Gasgemisches ändern sich durch die Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas. Der volumetrische Heizwert des Gasgemisches sinkt mit zunehmender Wasserstoff-Konzentration. Konkret bedeutet dies, dass bei einer Beimischung von 10 Vol.-% Wasserstoff der Heizwert von Erdgas je nach dessen Qualität um bis zu 7 Prozent sinkt. Für gleichbleibende Übertragungsleistungen muss folglich ein niedrigerer Heizwert durch eine größere Menge an zu lieferndem Gas ausgeglichen werden (Sternner und Stadler 2014) und (Matthes 2013). Die DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 regeln die Anforderungen zur Gasbeschaffenheit und der Nutzung erneuerbaren Gases in der öffentlichen Gasversorgung (Hinz 2014). Sie benennen heute als tolerierbare Wasserstoffkonzentration im

Erdgasnetz einen Wert im einstelligen Prozentbereich. Bei grenzüberschreitendem Gastransport sind darüber hinaus die Regeln des jeweils angrenzenden Landes verpflichtend einzuhalten. So ist beispielsweise eine Direkteinspeisung von Wasserstoff in Polen und Tschechien laut Gasbeschaffungsnorm bisher nicht bewilligt.

Die technisch-regulatorische Einspeisegrenze für Wasserstoff ins Erdgasnetz (H_2 -Toleranz) und als Kraftstoff* liegt heute somit faktisch noch bei 2 Vol.-%. (Müller-Syring und Henel 2014) identifizieren „(...) ausgehend von einer H_2 -Einspeisung ins Erdgasverteilnetz ohne Erdgastankstellen und komplexer Industrie (...)“ schon heute eine Verträglichkeit von 10 Vol.-%, welche in der Branche auch für die Zukunft anvisiert ist.

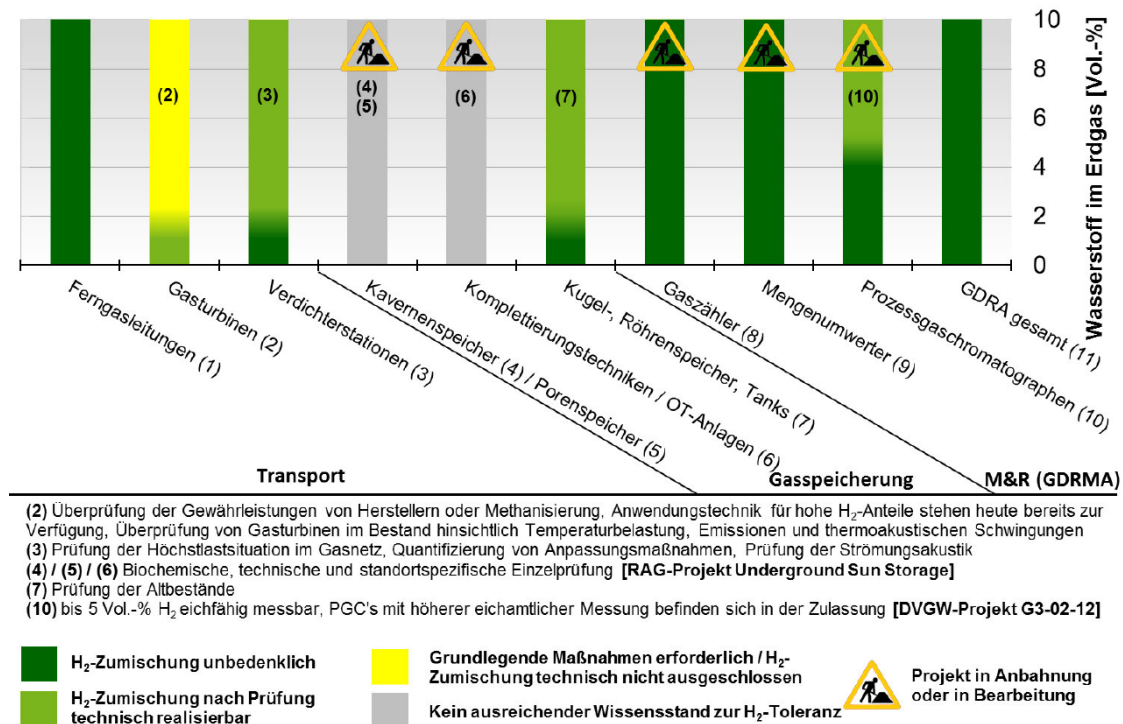
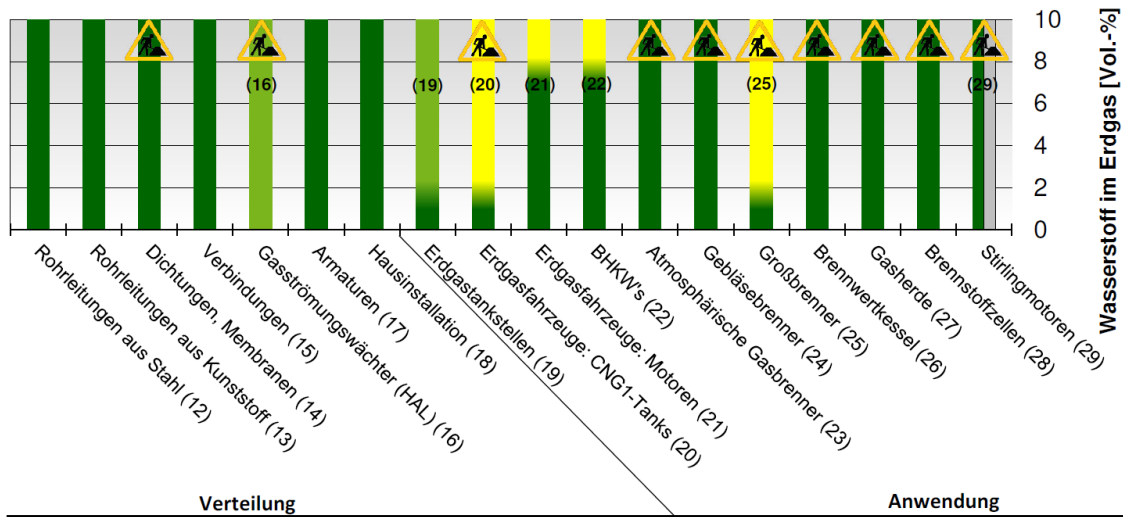


Abbildung 3.12: Überblicksmatrix H_2 -Toleranz bis 10 Vol.-%: Transport, Gasspeicherung sowie Mess- und Regeltechnik. Quelle: (Müller-Syring und Henel 2014).

(Müller-Syring und Henel 2014) benennen weiter die nach derzeitigem Wissensstand wesentlichen kritischen Komponenten der Erdgasinfrastruktur bezüglich steigender Wasserstoffanteile als Gasturbinen, Kavernen-/Porenspeicher, Komplettierungstechnik/Obertageanlagen, CNG1-Tanks in Fahrzeugen sowie Großbrenner (s. Abbildung 3.12 und Abbildung 3.13) und gibt eine zeitliche Abschätzung zur Durchführung der erforderlichen Maßnahmen zur Ertüchtigung des Gasnetzes (Abbildung 3.14).

Im Ergebnis könnten perspektivisch Fragen zu unkritischen Punkten überwiegend bis zum Jahr 2017, solche im Speicherbereich bis 2019 geklärt werden (s. Abbildung 3.14). Auf Transportnetzebene (Gasturbinen, Verdichter) und bei Erdgasbestandsfahrzeugen könnte nach Ablauf der Abschreibungszeiten (ca. 20-25 Jahre) eine Anpassung an den gestiegenen Wasserstoffanteil angenommen werden. Für Anwendungen in der Erdgasinfrastruktur, die eine noch höhere Gasreinheit benötigt, ist dann zusätzlich eine lokale Wasserstoffabscheidung in Erwägung zu ziehen.

* Die DIN 51624 legt die notwendigen Grenzwerte und Eigenschaften von Erdgas fest, wenn es als Kraftstoff für den Betrieb von Kraftfahrzeugen verwendet wird. Nach BImSchV § 8 dürfen Erdgas und Biogas nur dann vertrieben werden, wenn sie den Anforderungen der DIN 51624 genügen. Diese Norm gibt als Grenzwert einen Wasserstoffanteil von maximal 2 Vol.-% im Erdgas als Kraftstoff vor (siehe DIN 51624:2008-02).



(16) Überprüfung der Funktionsfähigkeit [DVGW-Projekt in Anbahnung]
 (19) Funktionsfähigkeit von Kompressoren und Flaschenspeicher, Anpassung der Prüfvorschriften und Fristen
 (20) Technische und regulatorische Überprüfung [DVGW-Projekt in Anbahnung]
 (21) / (22) Modifikationen an Steuerung und Motoreinstellung, Anpassungsmaßnahmen bekannt [Anwendungen > 8 Vol.-% H₂ vorhanden]
 (25) Kompensation / Überwachung von Gasbeschaffenheitsschwankungen [GERG-Projekt Domhydro, DVGW-Projekt Hygrid, DVGW-Projekt G1-06-10]
 (29) weitere Untersuchungen notwendig, teilweise keine Funktion [GERG-Projekt Domhydro, DVGW-Projekt G1-06-10]

■ H₂-Zumischung unbedenklich ■ Grundlegende Maßnahmen erforderlich / H₂-Zumischung technisch nicht ausgeschlossen
■ H₂-Zumischung nach Prüfung technisch realisierbar ■ Kein ausreichender Wissensstand zur H₂-Toleranz Projekt in Anbahnung oder in Bearbeitung

Abbildung 3.13: Überblicksmatrix H₂-Toleranz bis 10 Vol.-%: Verteilung und Anwendung. Quelle: (Müller-Syring und Henel 2014).

Zeitliche Abschätzung zur Durchführung der erforderlichen Maßnahmen zur Herstellung einer H₂-Toleranz von 10 Vol.-% nach Überblicksmatrix: Transport, Gasspeicherung sowie Mess- und Regeltechnik / Verteilung und Anwendung)

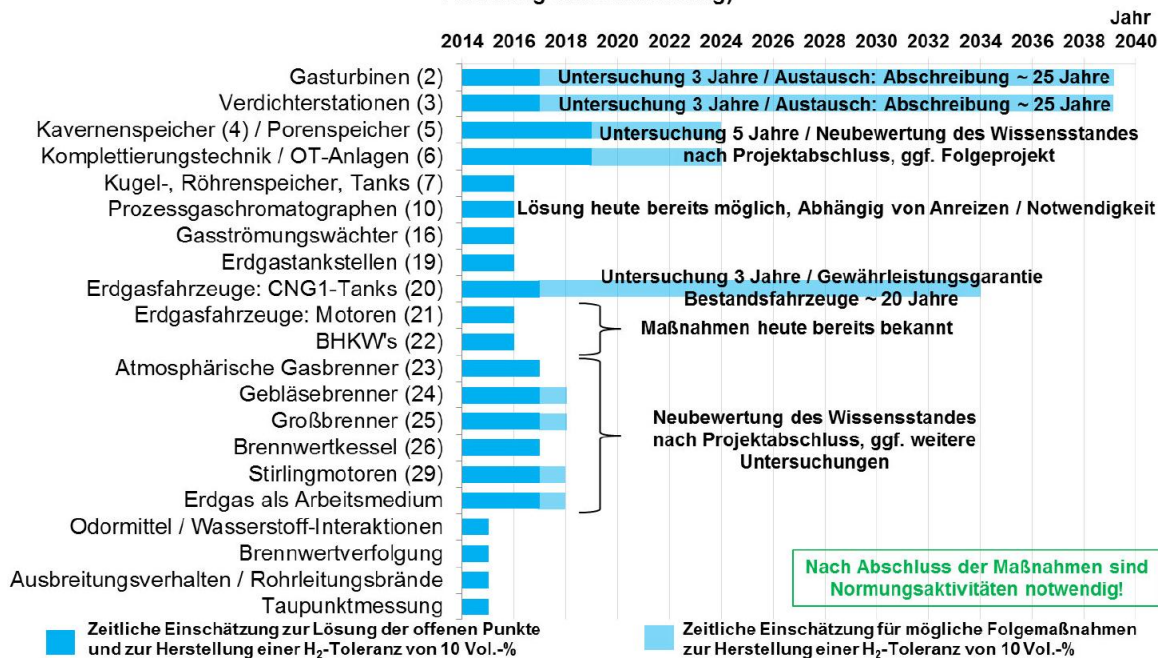


Abbildung 3.14: Zeitliche Abschätzung zur Durchführung der erforderlichen Maßnahmen nach Abbildung 3.12 und Abbildung 3.13. Quelle: (Müller-Syring und Henel 2014)

3.3.3 Entwicklung des Wirkungsgrades und der Auslastung der Windgas-Anlagen

Aufgrund des technischen Fortschritts wird sich der Wirkungsgrad von Elektrolyse und Methanisierung in Windgas-Anlagen weiter verbessern (Sternier et al. 2014). Notwendig sind dafür aber gezielte Investitionen in Forschung und Entwicklung um die Marktdurchdringung der Windgas-Technologie voranzutreiben. Tabelle 3.10 fasst Bandbreiten der zu erwartenden Wirkungsgradentwicklung für Windgas zusammen, wenn ausschließlich Wasserstoff oder Methan erzeugt wird.

Tabelle 3.10: Entwicklungspfade für Wirkungsgradbandbreiten der Windgas-Technologie (Wasserstoff und Methan) im Stromsystem. Quelle: nach (Sternier et al. 2014) und (Sternier und Stadler 2014).

Wirkungsgrade in %	2015	2020	2030	2050
Wasserstoff	ca. 54	65 – 70	70 – 75	78 – 84
Methan	ca. 49	58 – 60	68 – 70	77 – 79

Mittelfristig (bis etwa 2030) sind – insbesondere beim Nutzungspfad mit Methanisierung – große Effizienzgewinne zu erwarten, die vor allem auf bessere Kenntnisse des Zusammenspiels der Methanisierungseinheit mit den übrigen Anlagenkomponenten einschließlich einer die Effizienz steigernden internen Abwärmenutzung zurückzuführen ist. Die Bandbreiten resultieren aus verschiedenen Zielanwendungen, welche starken Einfluss auf die Effizienz des Gesamtprozesses haben: So spielt es beispielsweise eine ausschlaggebende Rolle, welche Elektrolysetechnologie bei welcher Druckebene angewendet wird, um eine bestimmte Energiedienstleistung bereitstellen zu können.

Auch für Windgas-Anlagen gilt, dass sich eine steigende Auslastung positiv auf ihre Wirtschaftlichkeit auswirkt (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. September 2011). Mit wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien wird auch die Zahl installierter Speichersysteme steigen (s. Abschnitt 3.1). (Sternier et al. 2014) prognostiziert für Windgas eine langfristige Zunahme der Anlagenauslastung auf bis zu 6000 Volllaststunden (s. Tabelle 3.11). In diesem Bereich ist mit einem rentablen Betrieb solcher Anlagen zu rechnen. Die Energie für diese Prozesse kommt entsprechend nicht nur aus Stromüberschüssen, sondern auch aus eigens dafür errichteten Anlagen im Verbund mit z. B. geothermischen Anlagen, wie es sie bereits heute in Europa gibt.

Tabelle 3.11: Bis zu einer erneuerbaren Vollversorgung im Jahr 2050 angenommene Auslastung von Windgas-Systemen. Quelle: (Sternier et al. 2014)

	2020	2030	2050
Volllaststunden in h/a	4000	5000	6000

3.4 Alternativen und Kritik

Da Windgas nach heutigem Stand der Technik als reiner Stromspeicher noch vergleichsweise hohe Wirkungsgradverluste und hohe Kosten aufweist (s. Abschn. 3.3.3), steht diese Technologie auch in der Kritik, auf welche an dieser Stelle kurz eingegangen wird und wesentliche Gegenargumente im Kontext dieser Studie eingeordnet werden.

3.4.1 Andere Flexibilitätsoptionen und europäische Speicherwasserkraft

Alternative Speicher und Flexibilitätsoptionen weisen nicht das notwendige Potenzial auf

Neben Windgas existieren zahlreiche andere Flexibilitätsoptionen: der Stromnetzausbau, das Lastmanagement, flexible Kraftwerke und Kurzzeitspeicher (s. Anhang A 1).

Der Wirkungsgrad von Kurzzeitspeichern wie Pumpspeichern oder Batterien ist als reiner Stromspeicher etwa doppelt so hoch wie derjenige von Windgas. Die Speicherkapazitäten sind

jedoch deutlich begrenzter: Die installierten Pumpspeicherwerke in Deutschland haben eine Speicherkapazität von 0,04 TWh, die vorhandenen und im Bau befindlichen Gasspeicher über entsprechende Rückverstromung eine Kapazität für 202 TWh Strom (337 TWh Gas, s. Abschn. 3.3.1), was dem etwa 5000-fachen entspricht. Windgas hat also bereits heute die in der Energiewende benötigte Speicherkapazität (Sternier und Stadler 2014). Ein einfacher Vergleich der größten Speicher jeder Art in Deutschland offenbart ein ähnliches Bild:

- Pumpspeicher Goldisthal 8,5 GWh
- Batteriekraftwerk Schwerin 0,005 GWh
- Gasspeicher Rehden 29.040 GWh Strom (48.400 GWh Gas mit 60 % zu Strom).

Es stellt sich die Frage, ob Batterien oder Pumpspeicher nicht auch diese Kapazitäten aufbauen könnten.

Dafür sind die Kosten entscheidend: Während die leistungsbezogenen Investitionskosten für Windgas und Pumpspeicher in derselben Größenordnung liegen und für Batterien nur die Leistungselektronik zu Buche schlägt, sieht die Situation für die Speicherkapazität an sich gänzlich anders aus. Sie liegt bei Batteriekraftwerken heute in der Größenordnung von 400-750 €/kWh, bei Pumpspeichern bei 10-50 €/kWh und bei Windgas nur bei 0,3-0,6 €/kWh. Dies paust sich auch in den Betriebskosten durch, die in Abhängigkeit zu den Zyklenzahlen stehen. Hier wird klar, dass Windgas die kostengünstigste Speicheroption für lange Zeiträume ist (s. Abbildung 4.1 auf S. 49).

Die Erweiterung des Speicherpotenzials auf eine ähnliche Größenordnung wie Windgas scheidet bei Pumpspeichern an den geologisch passenden und verfügbaren Standorten und der gesellschaftlichen Akzeptanz, bei Batteriespeichern an den zu hohen Kosten – selbst wenn die Batteriepreise über mehrere Jahre weiterhin so fallen wie bisher (s. Tab. A 6.1 und A 6.2 in Anhang A 6).

Kurzzeitspeicher stehen zudem deutlich stärker in Konkurrenz zu anderen Flexibilitätsoptionen wie dem Lastmanagement. Einzig Power-to-Heat ist in der Lage, größere Mengen an Stromüberschüssen über längere Zeiträume zuverlässig und sicher aufzunehmen und im Wärmenetz unterzubringen. So ergibt sich bei einem Szenario mit einem Anteil von 85 Prozent erneuerbaren Energien dennoch trotz Konkurrenz von Power-to-Heat ein kostenoptimaler Windgas-Ausbau von 6-16 GW (Jentsch 2014). Das unterstreicht die Relevanz dieser Technologie selbst bei Einbeziehung aller anderen Flexibilitätsoptionen.

Skandinavische Speicherwasserkraft als Flexibilitätsoption stark eingeschränkt

Weiterhin wird ein großes Potenzial für den Ausgleich von schwankendem Wind- und Solarstrom in der europäischen Speicherwasserkraft gesehen. Abbildung 3.15 zeigt die vorhandenen Speicherkapazitäten für Windgas in Deutschland, für Pumpspeicher in Deutschland, Österreich, der Schweiz, Norwegen und Schweden. Ferner sind die Strommengen der Wasserkraft (Laufwasser und Speicherwasserkraft) für Deutschland, Österreich, die Schweiz, Norwegen und Schweden aufgetragen, welche als flexible Kraftwerke ebenfalls für einen Ausgleich sorgen können.

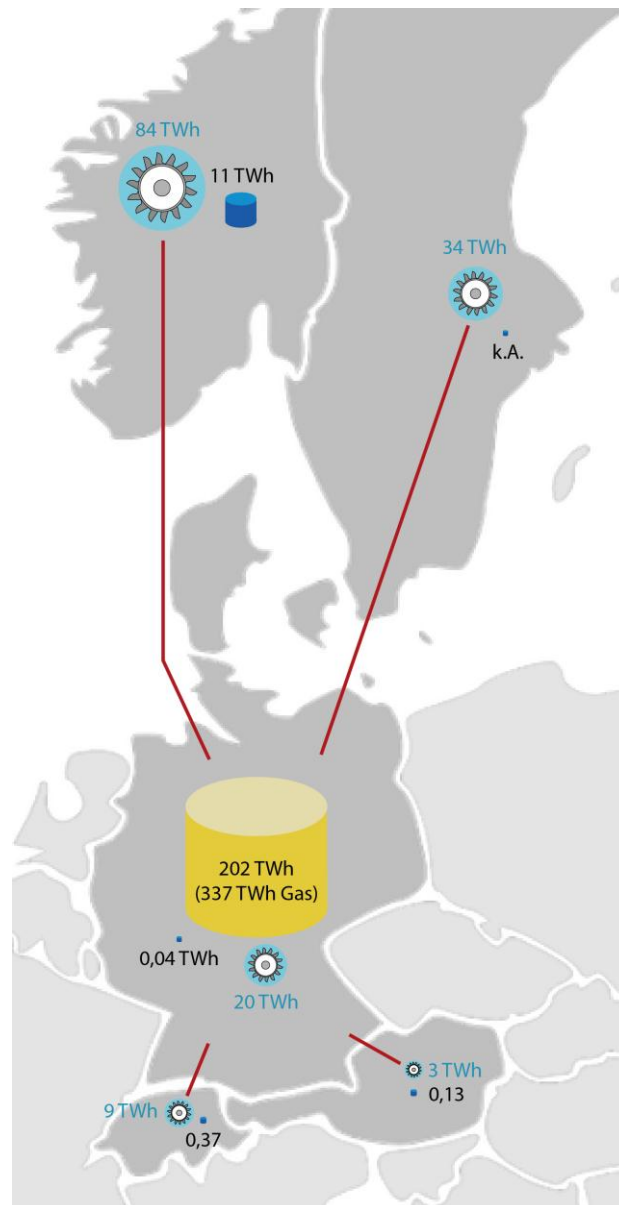


Abbildung 3.15: Speicherkapazitäten für Windgas (gelb) und Pumpspeicher (dunkelblau) für Deutschland und umliegende Länder sowie Stromerzeugungskapazitäten der Wasserkraft (Laufwasser und Speicherwasserkraft), welche als flexible Kraftwerke ebenfalls zum Ausgleich von Schwankungen durch Wind- und Solarstrom bei entsprechendem Leitungsausbau (rot) über die Ländergrenzen hinweg und innerhalb der jeweiligen Ländern genutzt werden könnten.

Hier sind vor allem in Norwegen und Schweden große Potenziale vorhanden. Erste Verbindungskabel mit wenigen GW Leistung sind installiert und amortisieren sich innerhalb weniger Jahre. Es gelten aber folgende Einschränkungen:

1. Die reine Speicherwasserkraft ist kein Stromspeicher. Erst der Umbau der Speicherwasserkraft zu Pumpspeichern ermöglicht sowohl Ein- als auch Ausspeicherung von Strom. Das Potenzial ist demnach entsprechend geringer.
2. Eine mögliche Umrüstung der Wasserkraft in Norwegen zu Pumpspeichern würde in vielen Fällen zur Vermischung von Salz- und Süßwasser führen, was zu geringeren Lebensdauern der Anlagen und damit höheren Kosten führt. Zudem ist dieser Schritt wenig erprobt und ökologisch problematisch.

3. Die Stromnetze innerhalb Norwegens und Schwedens sind nur sehr schwach ausgebaut. Um die Speicherwasserkraft bzw. Pumpspeicher in Norwegen zu erschließen, wäre ein Netzausbau der Stromnetze innerhalb dieser Länder notwendig. Er stößt auf ähnliche Akzeptanzprobleme wie in Deutschland, da dort die Speicherwasserkraft in den 1950-1970er Jahren massiv ausgebaut wurde.
4. Bei einer europaweiten Energiewende werden die Wasserkraftkapazitäten Skandinaviens europaweit gebraucht. Sie können daher nicht nur für Deutschland beansprucht werden.

Die Option „Skandinavische Wasserkraft“ ist also eine Option mit starken Einschränkungen. Windgas bleibt damit die einzige national sicher verfügbare Speicheroption für die Erfordernisse der Energiewende.

3.4.2 Ökobilanz und Verfügbarkeit von CO₂

Strombezug und fossile Substitution entscheidend, nicht CO₂-Quelle

Die Nutzung von CO₂ für Windgas ist insgesamt klimaneutral, da das in der Verbrennung von Windgas freigesetzt CO₂ zuvor im Herstellungsprozess gebunden wurde: Der Kohlenstoffkreislauf ist also geschlossen; analog wie es in der Natur über die Photosynthese der Fall ist. Das gilt für alle natürlichen und biogenen CO₂-Quellen: Umgebungsluft, viele Biomasseverfahren, CO₂-Recycling etc. Falls fossiles CO₂ verwendet wird, ist aus Kosten- und Klimagründen sicherzustellen, dass die anfallenden Emissionen nicht der Windgas-Anlage angehaftet, sondern in der Verantwortung des primären Emittenten (z. B. Kohlekraftwerk) bleiben. Kohlekraftwerke werden durch die CO₂-Nutzung nicht CO₂-neutral (*greenwashing*), da das CO₂ nach der Nutzung wieder in die Atmosphäre gelangt. Es kommt allerdings mit Windgas nicht mehr CO₂ in die Atmosphäre als ohne Windgas.

Entscheidend für die Klimabilanz ist nicht die CO₂-Nutzung für Windgas-Methan, sondern vielmehr die Herkunft des Stromes und der durch Windgas ersetzte fossile Energieträger. Nur erneuerbarer, CO₂-freier Strom wirkt emissionsmindernd. Die Verwendung von fossilem Strom aus Kohle- und Erdgaskraftwerken ist nicht nur energetisch widersinnig, sondern führt auch zu einem Vielfachen an Emissionen gegenüber konventionellem Wasserstoff oder Erdgas. Nicht ohne Grund steigen durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen wie Speichern in einer Stromversorgung mit günstiger Kohlekraft die CO₂-Emissionen an, da bei einem rein marktgetriebenen Einsatz günstiger CO₂-intensiver Kohlestrom eingespeichert und teurer CO₂-armer Strom aus Erdgas verdrängt wird (Adamek, Franziska et al. 2012) und (Sternier et al. 2014). Abhilfe schafft hier nur die Einpreisung von CO₂ in jeden Stromhandel, wobei aufgrund politischer Entscheidungen der CO₂-Preis seit längerem so niedrig ist, dass hier praktisch keine Steuerungswirkung erfolgt.

Der Strombezug ist nicht nur für Windgas klimaentscheidend, sondern für alle anderen Stromanwendungen in Mobilität und Wärme: Elektromobilität, Wärmepumpen, Klimatisierung etc.

Beim zweiten Faktor ist der Effekt ähnlich: Der durch Windgas ersetzte Energieträger ist klimaentscheidend. Zuerst sollte der CO₂-intensivste Energieträger (Braun- und Steinkohle in der Stromversorgung) ersetzt werden, zuletzt der CO₂-ärmste. Aus Sicht des Klimaschutzes sollte Windgas daher prioritär zum Ersatz alter Braunkohlekraftwerke eingesetzt werden, z. B. über das Angebot von Regelleistung und gesicherter Leistung zur Reduktion von Must-Run-Kraftwerksleistung. Dann für den Ersatz von Erdöl in Mobilität und Chemie und zuletzt für den Ersatz von Erdgas in der Stromerzeugung, Wärme, Mobilität und Chemie. Für diese klimagetriebene Subventionsreihenfolge gibt es aber keine energiepolitischen Anreize, weshalb sich aus wirtschaftlichen und strukturellen Gründen zunächst durch Windgas in Nischenanwendungen Substitutionen fossiler Energieträger in Mobilität und Wärme einstellen.

CO₂-Potenziale und Alternative CO₂-Speicherung (CCS)

In der Studie „Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien“ (Hermann et al. 2014) wird in Frage gestellt, ob ausreichend CO₂ für die Erzeugung von Windgas-Methan in großtechnischem Maßstab vorhanden sei. In die Betrachtungen fließen lediglich biogene Quellen aus Bioethanol- und Biomethananlagen ein und alle übrigen Quellen wie Industrieanlagen werden aufgrund zu geringer Konzentration im Abgasstrom verworfen. Die Möglichkeit der CO₂-Abscheidung aus der Luft wird aufgrund des hohen Aufwands und damit verbundener Kosten trotz des großen Potenzials ebenfalls nicht betrachtet.

Diese Analyse greift zu kurz, da sich als CO₂-Quellen nicht nur Biogas- und Bioethanol-Anlagen eignen, sondern auch Umgebungsluft oder ein CO₂-Kreislauf, in dem das CO₂ aus einer Verbrennung von Windgas rückgeführt wird. Die Nutzung fossilen Kohlendioxids für Windgas entfällt in Zukunft im Zuge einer Dekarbonisierung aller Sektoren vollständig. Bis dahin sind ökologisch akzeptable CO₂-Quellen:

- Bio- und Klärgasanlagen
 - aus Gasaufbereitung
 - aus Fermentationsprozess
- Abtrennung aus der Umgebungsluft
 - CO₂-Absorption/Luftwäsche
 - (Druckwechsel-)adsorption
 - Kondensationsverfahren, Membranabtrennung
- CO₂-Recycling aus Industrieprozessen
 - Rauchgasabtrennung kalorischer Kraftwerke (GuD, BHKW) mit erneuerbaren Brennstoffen (Windgas, Biomasse)
 - Stahlproduktion (sofern alle sonstigen CO₂-Vermeidungsoptionen ausgeschlossen sind)
 - Zementproduktion (sofern alle sonstigen CO₂-Vermeidungsoptionen ausgeschlossen sind)
- Im Forschungs-/Entwicklungsstadium
 - Natürliche CO₂-Quellen aus dem Boden (z. B. in der Eifel)
 - Meerwasser (s. Naval Research Laboratory, US Navy)

Die verfügbaren CO₂-Mengen sind in (Sternner und Stadler 2014) quantifiziert und für eine Dekarbonisierung bis zur Verfügbarkeit von neuen Technologien wie der Abtrennung aus der Umgebungsluft ausreichend, wozu es bereits heute vielversprechende und auch wirtschaftliche Anwendungen gibt (Kronenberg 2015).

Alternativ zur Nutzung von CO₂ in Windgas-Anlagen wird in (Hermann et al. 2014) eine Speicherung von fossilem CO₂ aus Industrieprozessen für eine Übergangsphase erwogen, in Verbindung mit einer CO₂-Abscheidung (Carbon-Capture and Storage, CCS). Dabei besteht jedoch die Problematik, dass lediglich etwa 80 Prozent des CO₂ aus Rauchgasen abgeschieden werden kann und Lagerung sowie Transport mit Standort- und Transportschwierigkeiten verknüpft sind. Darüber hinaus fallen etwa 50 Prozent der CO₂-Emissionen in mobilen und dezentralen Anlagen (Fahrzeuge, Heizungen, etc.) an, welche nicht für die CCS-Technologie geeignet sind. Eine weitere klimatechnische Einschränkung liegt in der offenen Frage, wie dicht und damit auch sicher CO₂-Lager auf mehrere Jahrhunderte sind. Bei heute angenommenen Leckageraten zeigt die CCS-Technologie wenig Wirkung für den Klimaschutz wenn keine sichere Verwahrung über mehrere Jahrhunderte garantiert werden kann (WBGU 2009) und (Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) 25.05.2009). Diese Technologie der CO₂-Speicherung findet zudem in Deutschland keine Akzeptanz in der Bevölkerung, wie die Planungen einer CO₂-Pipeline vom Braunkohlerevier westlich von Köln nach Schleswig-Holstein im Jahr 2008 und folgende gezeigt hat (Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) 25.05.2009).

Aus diesen Gründen ist die Umsetzbarkeit der Speicherung von CO₂ (CCS) als unrealistisch einzustufen, während in der Nutzung von CO₂ (Carbon-Capture and Use, CCU) viele Potenziale zur Dekarbonisierung der chemischen Industrie und der Mobilität gesehen werden (Ausfelder et al. 2015).

In ihrem Abschlussbericht „Treibhausgasneutraler Verkehr 2050 – Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr“ (Blanck et al. 2013) für eine Studie des Umweltbundesamtes (Benndorf et al. 2014) geht eine andere Abteilung desselben Instituts zur Dekarbonisierung des Verkehrs von einem großskaligen Einsatz von Windgas und verwandter Prozesse (Power-to-Fuels, Power-to-Liquid) aus. Darin werden bis 2050 360 TWh Stromkraftstoffe bilanziert, was etwa 80 Prozent der Mobilität (450 TWh) entspricht. Diese Studie setzt a) die Verfügbarkeit und Nutzung von CO₂, b) den breiten Einsatz von Windgas für Mobilität in allen technologischen Varianten, und damit c) die langfristige Wirtschaftlichkeit von Windgas voraus. Ein Widerspruch, den es noch aufzulösen gilt.

Erdgas vs. Windgas und Kostendebatte

Der Einwand, es sei sinnlos Wasserstoff zu methanisieren wenn gleichzeitig an anderer Stelle Wasserstoff für die Industrie aus Erdgas reformiert wird (Hermann et al. 2014), ist grundsätzlich berechtigt. Um erneuerbare Energien mit maximaler Effizienz ins System zu integrieren, ist Windgas mit möglichst wenigen Wandlungsschritten und maximaler Effizienz zu nutzen.

Es gelten jedoch folgende Einschränkungen:

1. In einem noch nicht zu 100 Prozent erneuerbaren Energiesystem ist der zeitliche und räumliche Bezug zwischen Wasserstoffherzeugung per Elektrolyse und dem konstanten Bedarf an Wasserstoff in der Industrie nicht zu vernachlässigen.
2. Die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ist vom saisonal schwankenden Gasbedarf abhängig, was eine erhebliche Limitierung des Potenzials von H₂-Windgas darstellt (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. 2013)
3. Es gilt in der chemischen Industrie nicht nur Wasserstoff aus Erdgas zu ersetzen, sondern auch viele weitere kohlenstoffbasierte Rohstoffe und Produkte. Rein mit Wasserstoff ist diese Dekarbonisierung nicht zu bewältigen. Die Nutzung von CO₂ als Rohstoff in Verbindung mit Wasserstoff (Power-to-X) erschließt hingegen das volle Dekarbonisierungspotenzial für erneuerbare Energien in der chemischen Industrie.

Als weiteres Argument gegen Windgas-Methan werden in zahlreichen Debatten die zu hohen Kosten angeführt. In der noch jungen Windgas-Technologie sind sowohl Effizienzsteigerungen als auch Kostensenkungen durch Forschung und Marktentwicklung in beträchtlicher Höhe zu erwarten, wie in Kapitel 4 ausführlich dargestellt wird.

In (Hermann et al. 2014) werden die zukünftigen Kosten für Windgas aktuellen Preisen für Erdgas und Strom gegenübergestellt. So werden in verschiedenen Szenarien mit Überschuss- und Grundlaststrom Windgas-Kosten von 30-64 €/MWh_{th} ermittelt und fossilen Erdgas-Großhandelspreisen von 30 €/MWh_{th} gegenübergestellt. Bis zum Jahr 2050 werden die Preise für fossiles Erdgas aufgrund zunehmender Knappheit und/oder gestiegenen CO₂-Preisen aller Voraussicht nach deutlich höher liegen und Stromüberschüsse in diesen großen Mengen auch zu geringen Kosten zur Verfügung stehen (s. Kap. 2).

Zu klären bleiben weitere, in der Studie (Hermann et al. 2014) noch nicht berücksichtigte Aspekte:

- Erlöse durch die Einsparung von CO₂-Emissionszertifikaten
- Kosten der Abregelung erneuerbarer Energien
- Aktuelle Wirkungsgrade für Elektrolyseure, Methanisierungsanlagen und Gaskraftwerke
- Effizienzvorteile und mögliche zusätzliche Gewinne durch die Nutzung von Abwärme bzw. Prozessintegration von Dampfelektrolyse und Methanisierung / Synthesen
- Gewinne durch die Nutzung des anfallenden Sauerstoffes
- Direkte Nutzung von erneuerbarem Strom
- Einsatz von kleinen, dezentralen Anlagen
- Potenziale der biologischen Methanisierung z. B. in vorhandenen Biogas- und Klärgas-Anlagen
- Modellierung innerhalb des deutschen und europäischen Stromsystems

Werden die für die Kostendebatte wesentlichsten Punkte aufgegriffen und wie in dieser Studie simuliert, ergibt sich ein anderes Bild: Windgas ist systemrelevant, wirkt kostensenkend im Energiesystem und ist eine Schlüsseltechnologie für die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung (s. Kap. 3 und 5).

Die Schlussfolgerung, dass Windgas eine Technologie sei, die erst in der Endphase der Energiewende zum Einsatz kommen darf und bis dahin lediglich Demonstrationsanlagen gebaut werden sollten, ist aus den genannten Gründen nicht schlüssig und daher nicht zielführend.

4 Ökonomische Effekte von Windgas auf die Stromerzeugung

- Windgas ist der preisgünstigste Langzeitspeicher für Strom. Ab Zyklendauern von mehreren Wochen ist Windgas gegenüber Pumpspeichern und Batterien im Vorteil.
- Im Langzeitspeicherbereich erweist sich der wegen minimaler Selbstentladung konstante Gesamtwirkungsgrad von Windgas als Vorteil gegenüber Batterien oder Pumpspeichern, welche im Betrieb als Kurzzeitspeicher deutlich effizienter sind.
- Die leistungsbezogenen Investitionskosten für Windgas liegen derzeit für Windgas-Wasserstoff zwischen 1000 und 3000 €/kW, für Windgas-Methan zwischen 2000 und 4000 €/kW. Langfristig sind Kostendegressionen auf 180-550 €/kW für Windgas-Wasserstoff und 360-720 €/kW für Windgas-Methan zu erwarten.
- Langfristig können Windgas-Anlagen wirtschaftlich betrieben werden, wenn der Bezugsstrom zu Preisen von maximal 5-7 €-ct/kWh zur Verfügung steht. Dies ist bei der zu erwartenden weiteren Kostensenkung von Wind- und Photovoltaikanlagen realistisch. Hierbei handelt es sich um „Vollkosten“ je kWh. Heute reihen sich Kraftwerke mit ihren jeweiligen Stromerzeugungskosten („Energy only“, ohne Kosten für Investitionen und Instandhaltung) in die Merit-Order zur Ermittlung des Großhandelspreises ein. Überschüssiger Wind- oder Solarstrom hat also einen Handelswert von annähernd 0 Euro. Ein Abbau regulatorischer Hemmnisse, die den Strombezug für Windgas-Anlagen gleichwohl teurer macht, hätte einen stark positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit bzw. würde die Wirtschaftlichkeit heutiger Anlagen erst ermöglichen.
- Windgas hat bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien einen systemkostensenkenden Effekt im Stromsystem (s. Abbildung 3.1, S. 21). So wird ein Stromsystem mit Windgas als einzigem Speicher ab einem Anteil von ca. 70 % erneuerbarer Energien kostengünstiger als ein System, in dem lediglich Erdgas zur Stabilisierung der Stromversorgung verfeuert wird. Unter Vernachlässigung anderer Speicheroptionen wird hier der Effekt von Windgas aufgezeigt. Die Kostendifferenz beläuft sich bis 2050 bei 100 % erneuerbarer Erzeugung auf 11,7-18,3 Mrd. €.
- Die analysierten relevanten Studien zum Speicherbedarf kommen zum übereinstimmenden Ergebnis, dass mittel- bis langfristig eine Energiewende mit Windgas als Langzeitspeicher die volkswirtschaftlich deutlich preisgünstigere Option ist als eine ohne Windgas.
- Die Windgas-Technologie ist heute bereit für die Markteinführung. Die Kosten zur Markteinführung von Windgas in Nischen wird von Pionieren getragen.
- Windgas ist eine aus volkswirtschaftlicher Sicht sehr sinnvolle Technologie, die sich durch bessere Rahmenbedingungen auch betriebswirtschaftlich lohnen würde.
- Deutschland ist in der Windgas-Branche im internationalen Vergleich (noch) Vorreiter, das internationale Interesse an der Technologie steigt derzeit stark an. Durch sein großes Entwicklungs- und Anwendungspotenzial sowie bereits jetzt vorhandenes Know-how kann über die Innovation Windgas Wertschöpfung und Arbeitsplätze in Deutschland generiert werden.

4.1 Der preisgünstige Langzeitspeicher Windgas

4.1.1 Investitionskosten: Status Quo

Eine detaillierte Marktanalyse des FENES aus dem Jahr 2014 gibt Aufschluss über die Investitionskosten (CAPEX) in €/kW und Wirkungsgradbandbreiten von CH₄- und H₂-Windgas-Systemen (s. Tabelle 4.1). Kosten und Anlagenwirkungsgrad sind zum einen stark von der Anlagengröße (Economy-of-Scale) und zum anderen vom Verfahren mit den abgeführten Gasen (Eduktgasen) abhängig. So ist es aus der effizienztechnischen Perspektive von Bedeutung, ob eine Anlage das Edukt beispielsweise bei atmosphärischem Druck, zum Transport bei 80 bar oder zur Speicherung bei 200 bar bereitstellt.

Tabelle 4.1: Status Quo bzgl. Investitionskosten- (CAPEX) und Wirkungsgradbandbreiten verfügbarer Windgas-Speichersysteme. Die Bandbreiten ergeben sich durch unterschiedliche Anlagengrößen, Technologien und Verfahrensweisen. Langfristig sind Wirkungsgradsteigerungen zu erwarten (s. Abschnitt 3.3.3).

H₂-Windgas		min	max
CAPEX Wasserstoff (AEL, PEM, HTEL)	€/kW	1000	3000
Wirkungsgrad	%	54	64
CH₄-Windgas		min	max
CAPEX Methan (El. + Meth.)	€/kW	2000	4000
Wirkungsgrad	%	49	51

4.1.2 Stromverlagerungskosten

Eine Möglichkeit des Vergleichs von Energiespeichern besteht in der Betrachtung der anfallenden Kosten in Abhängigkeit von der Benutzungshäufigkeit (Zyklisierung). Abbildung 4.1 zeigt den Unterschied in den Stromverlagerungskosten für eine Kilowattstunde bei den drei derzeit relevanten Stromspeichertechnologien für den Stromsektor: Lithium-Ionen-Batterien, Pumpspeicher (PSW) und CH₄-Windgas (Speicherung in Kavernen). Die Kosten setzen sich darin aus den Investitionskosten für den Speicher (energiebezogen in €/kWh und leistungsbezogen in €/kW), den Kapitalkosten für den Anlagenbau (Annuitäten, Zinssatz) und den Kosten zusammen, welche durch Speicherverluste beim Ein- und Ausspeichern entstehen. Hinzu kommen als Faktoren die Benutzungshäufigkeit des Speichers, seine kalendarische Lebensdauer und die spezifische Selbstentladung. Dafür relevante, durch eine ausführliche Literatur- und Marktrecherche ermittelte Kenngrößen sind im Anhang auf Seite 94 bis 94 zusammengefasst. Je nach verwendeter Technologie und aufgrund von Skaleneffekten ergibt sich daraus eine Bandbreite der Kosten bei verschiedenen Zyklendauern. Als Vergleichswert für alle Speicher dient eine ausgespeicherte Kilowattstunde pro Zyklus. Die Strombezugskosten dafür sind zu 0 €/kWh angenommen, es werden also rein die Verlagerungskosten unabhängig angegeben, unabhängig davon zu welchem Preis der eingespeicherte Strom bezogen wird.

Jede der drei Speichertechnologien PSW, Lithium-Ionen-Batterien und Windgas hat gegenüber den anderen in einem bestimmten Zyklendauerbereich einen Kostenvorteil. So haben die Batteriespeicher kostenoptimale Zyklendauern im Bereich unter einer Stunde. Hier können die Anlagen mit sehr schnellen Lastwechseln reagieren und das Stromnetz im sehr kurzzeitigen Bereich stabilisieren (Spannungsqualität, Spannungshaltung, Bereitstellung von Kurzschlussleistung, Momentanreserve, Primärregelleistung). Daran anschließend können Pumpspeicher ab Zyklendauern von etwas unter einer Stunde bis hin zu mehreren Tagen den Strom zu geringsten Kosten verlagern. Pumpspeicher werden in der Regel im Tagesrhythmus zyklisiert bzw. nach den Bedürfnissen der Regel- und Ausgleichsenergiemärkte gefahren. Sehr wenige Pumpspeicher in Österreich hätten auch die Kapazität, Wochenzyklen zu fahren. Daher ist – ebenso wie bei den Batterien ab mehreren Stunden – die Entwicklung der Kostenkurve für PSW ab einem Monat aus geologischen und monetären Gründen in der Praxis nicht mehr relevant.

In diesem Zeitraum (ab ca. einer Woche bzw. einem Monat Zyklendauer) tritt der Kostenvorteil von Windgas im Langzeitspeicherbereich zunehmend klar zum Vorschein. Ein zusätzlicher Vorteil ist dabei, wie in Abschnitt 3.3 beschrieben, dass mit der vorhandenen Gasinfrastruktur sowohl Speicher- als auch Ausspeichereinheit bei Windgas bereits vorhanden sind. Die Gasspeicher können zwar in Teilzyklen auch im Kurzzeitbereich gefahren werden, sind dort aber insbesondere aufgrund der hohen Wirkungsgradverluste von Windgas deutlich teurer als Batterien und Pumpspeicher. Dennoch können kurzfristig auftretende Überschüsse ohne nachteilige Wirkungsgradverluste in die Langzeitspeicherung mit Windgas aufgenommen werden, da die Elektrolyseure kurze Reaktionszeiten aufweisen.

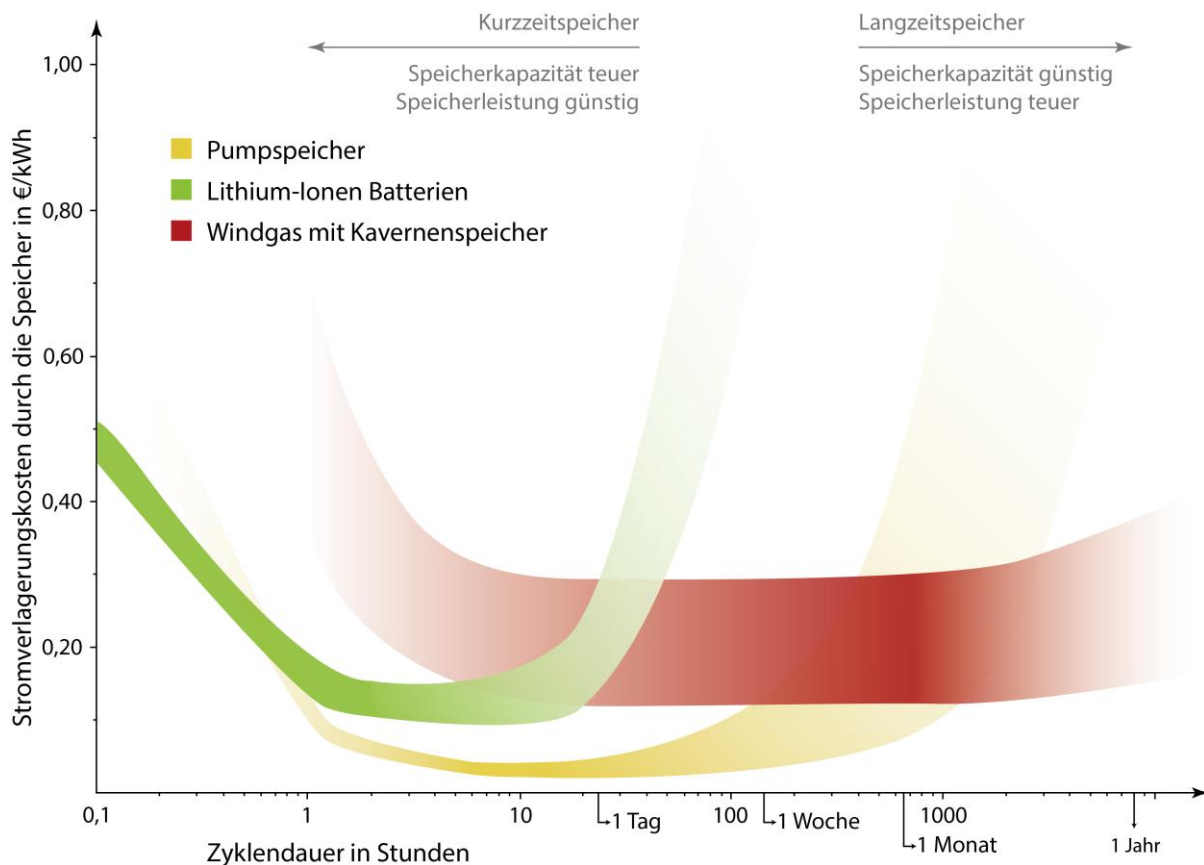


Abbildung 4.1: Vergleich der Kosten einer ausgespeicherten Kilowattstunde aus PSW, Lithium-Batterien und CH₄-Windgas (Kavernenspeichern) unter Berücksichtigung verschiedener Zyklendauern.

Da bei Lithium-Ionen-Batterien und Pumpspeicherwerken die Einspeichereinheit der Ausspeichereinheit entspricht, fallen dafür die Kosten nur einmalig an. Die speicherkapazitätsbezogenen Kosten großer Batteriespeicher liegen Recherchen und Umfragen der Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) zufolge bei etwa 1000 € für eine Kilowattstunde, bei Porenspeichern hingegen nur bei etwa 0,1 €, was einem Zehntausendstel entspricht. Bei der Windgas-Technologie ist aber neben der Einspeichereinheit Elektrolyse und Methanisierung als Ausspeichereinheit eine Rückverstromung über KWK zu berücksichtigen. Die Kosten hierfür betragen 8,65 €-ct pro ausgespeicherter Kilowattstunde (entsprechend den Stromgestehungskosten eines Gaskraftwerkes nach Kost et al. 2013), welche zu den auf die Zyklen bezogenen Investitionskosten hinzukommen. Die Kosten für die eingespeicherte Kilowattstunde hängen sehr stark von den Kosten des Strombezugs und der Windgas-Anlage selbst ab. Ein weiterer entscheidender Faktor für die Langzeitspeicherung ist die Selbstentladungsrate, die im großen Unterschied zu Batterien bei Gasspeichern vernachlässigbar gering ist.

Je weiter der Fokus also in Richtung Kurzzeitspeicherung gerichtet wird, desto wichtiger sind die Kosten für die Leistung und desto weniger fallen die Kosten für die Kapazität ins Gewicht. Beim Fokus in Richtung Langzeitspeicherung kehrt sich dieses Verhältnis um. Dies bietet einen zusätzlichen Kostenvorteil für Windgas, da es als einzige Langzeitspeichertechnologie langfristig große Energiemengen umsetzen und zu geringen Kosten verlustfrei speichern kann (s. dazu auch Kapitel 3). Windgas ist damit der kostengünstigste Langzeitspeicher.

Als Grundlage für die obige Kostenbetrachtung wurde der Verlauf des Gesamtwirkungsgrades von Lithium-Ionen-Batterien, Pumpspeicher und Windgas (mit Kavernenspeicherung) nach der Definition von (Sterner und Stadler 2014) bei unterschiedlichen Zyklendauern untersucht. Dabei wird neben dem Zyklenwirkungsgrad, welcher sich aus den Wirkungsgraden der Ein- und Ausspeicherung

zusammensetzt, zusätzlich die Selbstentladung berücksichtigt. Um eine verlässliche Aussage zum Gesamtwirkungsgrad (einspeichern-speichern-ausspeichern) zu erhalten, wird der Speicher so lange geladen, bis die halbe Dauer eines Zyklus erreicht ist. Während des Ladevorgangs und der Ladungshaltung wird die bereits im Speicher befindliche Energie mit der Selbstentladung beaufschlagt. Anschließend wird der Speicher entladen und ermittelt, welche Menge der zu Beginn eingebrachten Energie am Ende des Zyklus wieder zur Verfügung steht.

In einem Zeitraum von wenigen bis mehreren hundert Stunden pro Zyklus fallen lediglich die Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade ins Gewicht. Erst wenn die Zyklendauer auf einen Monat (720 h pro Zyklus) oder mehr ansteigt, wirkt sich zunehmend die Selbstentladung des Speichers auf den Gesamtwirkungsgrad aus. Zwar hat die Windgas-Technologie mit Blick auf den Wirkungsgrad der Ein- und Ausspeicherung allein klare Nachteile im Gesamtwirkungsgrad. Dieser bleibt jedoch aufgrund geringer Selbstentladung über lange Speicherdauern konstant, was sich im Langzeitspeicherbereich als klarer Vorteil gegenüber der Kurz- und Mittelfristspeicher Batterie und Pumpspeicher erweist.

4.1.3 Langfristig zu erwartende Kostenentwicklung von Windgas

Ausgehend von der Annahme einer zu 100 Prozent regenerativen Stromversorgung wird in diesem Abschnitt die Entwicklung der Investitionskosten für Windgas-Anlagen und der für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendige Bereich der Strombezugskosten abgeschätzt. In die Berechnungen dazu fließen die Bandbreiten der Wirkungsgrade und Investitionskosten aus Tabelle 4.1 ein. Die Abschätzung der Kosten aus diesem Abschnitt sind auch als Grundlage für die Kostenannahmen der Strommarktssimulationen in Abschnitt 3.1 eingeflossen.

Investitionskosten

Die Investitionskosten für Windgas-Anlagen hängen grundsätzlich von Größe und Anzahl der bisher gebauten Anlagen ab. Für die zukünftige Kostenentwicklung in diesem Bereich sind vor allem Lerneffekte, Effizienzgewinne, Skaleneffekte und neue, kostensenkende Entwicklungen durch Forschung und Marktaufbau ausschlaggebend. Als progressive Leitplanke für eine Windgas-Lernkurve wird an dieser Stelle die Kostendegression der Photovoltaik-Technologie im historischen Zeitfenster von 1980 bis 2013 nach (Fraunhofer ISE 2014) zugrunde gelegt. Dort sanken die Kosten um etwa 20 Prozent pro Verdoppelung der installierten Leistung. Als untere Schranke wird eine konservative Abschätzung mit 5 Prozent Kostendegression gewählt. Als realistische Annahme im Fall eines zustande kommenden, funktionierenden Marktes für Windgas, kann hier also ein Kostenverfall von 13 Prozent bei verdoppelter installierter Leistung angenommen werden (s. Abbildung 4.4). Dieser Wert ist ebenfalls ein Durchschnittswert für neue Technologien der chemischen Verfahrenstechnik. Abbildung 4.2 zeigt resultierend die Entwicklung für den Wasserstoff-Nutzungspfad auf, Abbildung 4.3 jenen für den CH₄-Windgas-Nutzungspfad. Als Abschätzung sind für die Jahre 2020-2050 realistische Kostenbandbreiten in Tabelle 4.2 zusammengefasst.

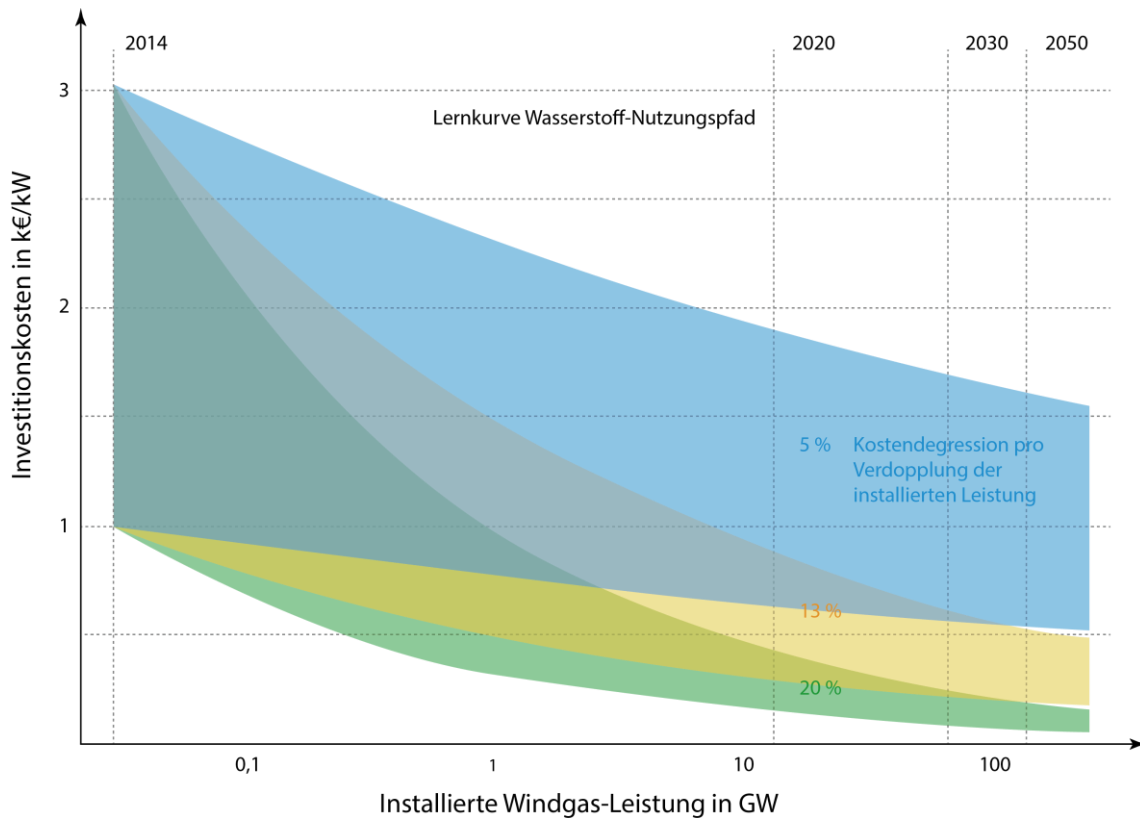


Abbildung 4.2: Vollkostenentwicklung H₂-Windgas bis zum Jahr 2050 mit einer Preisreduktion von 13 Prozent pro Verdoppelung der installierten Windgas-Leistung und ausgehend von heutigen Windgas-Leistungskosten von 1000 – 3000 €/kW.

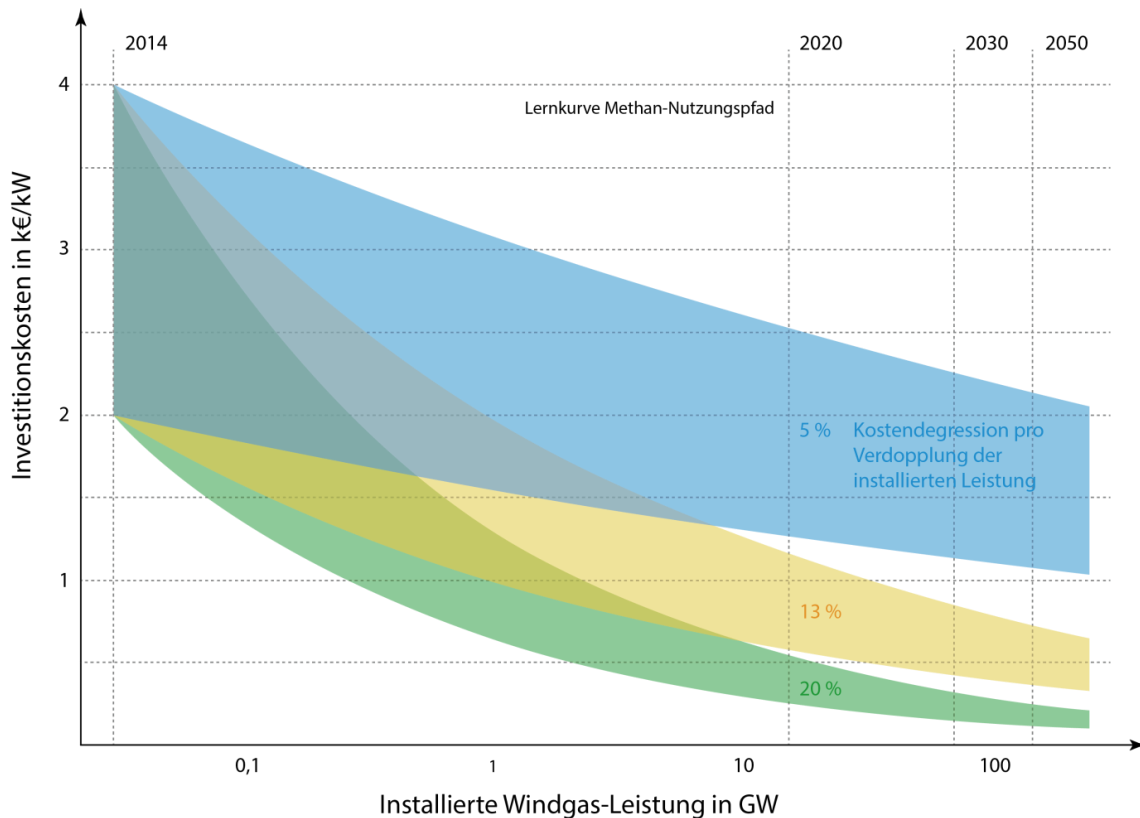


Abbildung 4.3: Vollkostenentwicklung CH₄-Windgas bis zum Jahr 2050 mit einer Preisreduktion von 13 Prozent pro Verdoppelung der installierten Windgas-Leistung und ausgehend von heutigen Windgas-Leistungskosten von 2000 – 4000 €/kW (siehe Tabelle 4-1).

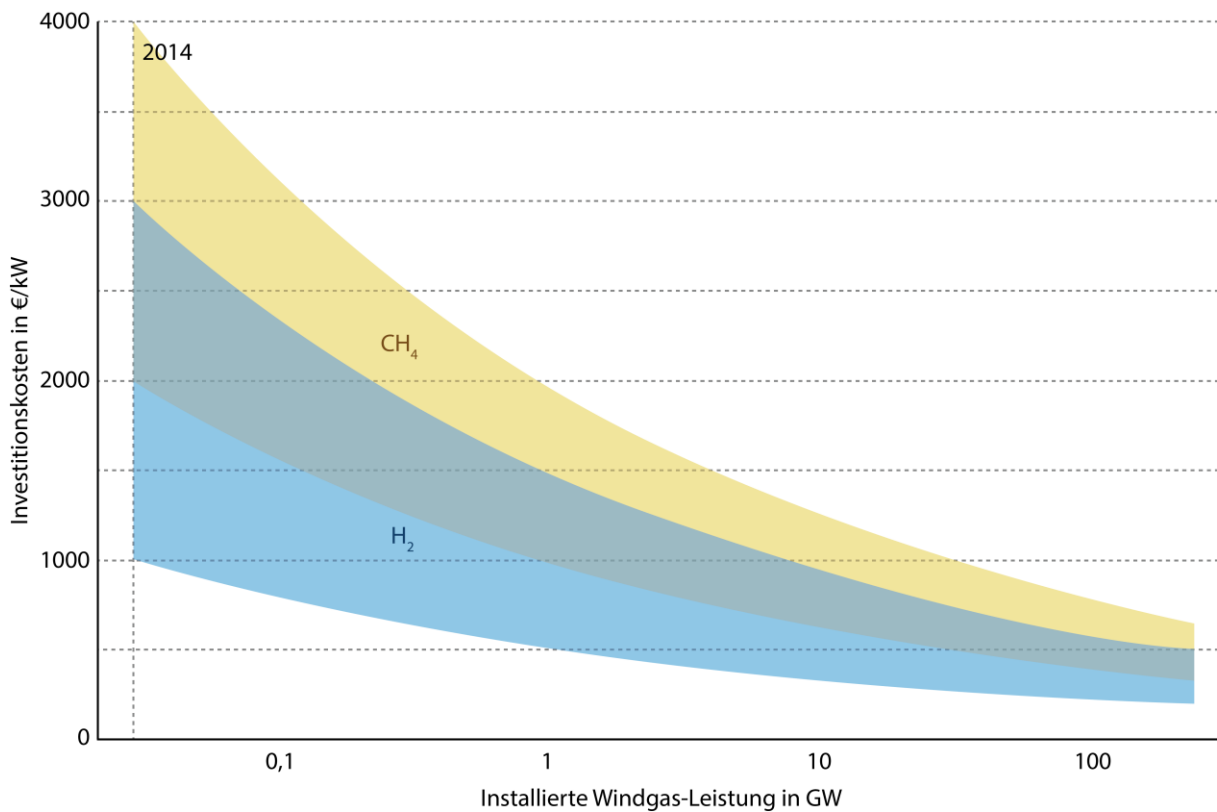


Abbildung 4.4: Vergleich der Kostenentwicklung zwischen H₂-Windgas (blau) und CH₄-Windgas (gelb) bei einer Kostendegression von 13 % pro Verdopplung der installierten Windgas-Leistung.

Tabelle 4.2: Vollkostenentwicklung von Windgasspeichersystemen bis zu einer erneuerbaren Vollversorgung im Jahr 2050.

In €/kW	2015	2020	2030	2050
Wasserstoff	1000 - 3000	300 – 880	220 – 640	180 – 550
Methan	2000 - 4000	570 – 1150	420 – 840	360 – 720

Strombezugskosten

Derzeit sind die Investitionskosten für Windgas-Anlagen noch so hoch, dass ein rentabler Betrieb nur in Nischen möglich ist (s. auch Abschnitt 4.3). Wenn die Kosten für die installierte Einspeicherleistung durch Lerneffekte sinken, wie in Abbildung 4.2 und Abbildung 4.3 dargestellt, und sich die Preise für fossile Energie und CO₂-Emissionszertifikate nach (Sternier et al. 2014) entwickeln (s. Abbildung 4.5) zeigt sich, wie viel eine Kilowattstunde im Strombezug kosten darf, damit Windgas ohne Förderung konkurrenzfähig zu seinem fossilen Pendant ist.

Um Windgas-Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können, wären fiktiv konstant anhaltende negative Strompreise notwendig. Das ist zumindest heute nicht gegeben. Mit zunehmendem Reifegrad der Technologie und damit fallenden Investitionskosten können die bezahlbaren Strompreise bei steigender Anlagenauslastung auf etwa 5 €-ct/kWh steigen; bei ebenfalls steigenden CO₂-Zertifikatspreisen sogar auf bis zu 7 €-ct/kWh, wie Abbildung 4.5 zeigt.

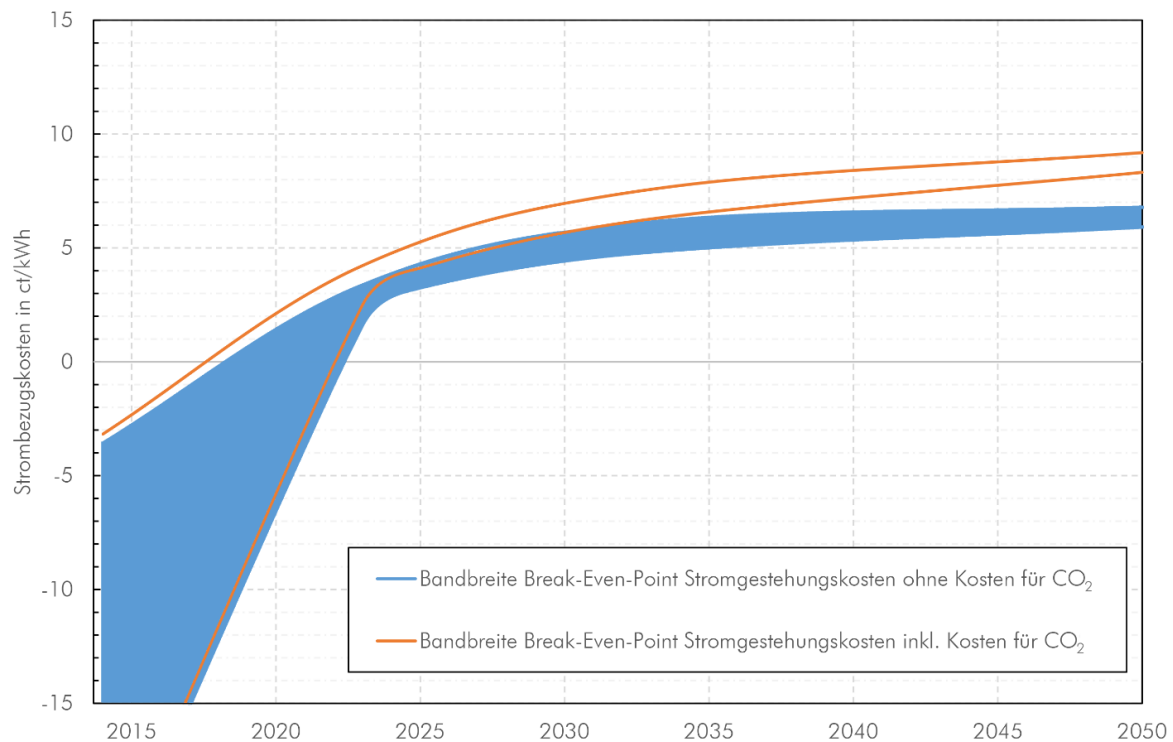


Abbildung 4.5: Bandbreite (mit und ohne Kosten für CO₂-Zertifikate) innerhalb derer sich die Strombezugskosten für Windgas-Anlagen bewegen dürfen (Annahme von Vollkosten für Windgas-Anlagen), damit das erzeugte Windgas konkurrenzfähig ist. Quelle: nach (Sternier et al. 2014).

(Agora ISE 2015) prognostiziert für den Strombezug aus großen Photovoltaikablagen bis 2025 eine Kostensenkung auf 4 bis 6 €-ct/kWh, bis 2050 theoretisch auf 2 bis 4 €-ct/kWh. Tritt diese Kostensenkung für Photovoltaik und Windenergie gleichermaßen ein, ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Windgas-Anlagen in greifbarer Nähe. Dies betrifft die Vollkosten der Stromerzeugung mittels der jeweiligen Technologie. Der Marktwert insbesondere von dargebotsabhängigen Energien wie Wind- und Solarkraft liegt schon heute deutlich unter den genannten Werten und wird mit fortschreitendem Ausbau weiter fallen. Ob Windgas-Anlagen dennoch mit Vollkosten plus EEG-Umlage werden kalkulieren müssen, wie es heute der Fall ist, ist eine politische Entscheidung. Voraussetzung für die Entwicklung der Technologie ist jedenfalls ein zu etablierender Markt, um zu den erforderlichen Kostenreduktionen zu kommen.

4.2 Auswirkung von Windgas auf die Kosten der Energiewende

Wie die Ergebnisse aus den Simulationen des Trendszenarios von Greenpeace zeigen, wird ein Stromsystem ab einem EE-Anteil von ca. 70 Prozent mit Windgas als Speicher (ohne andere Flexibilitäten, mit ausgeglichener Import-/Exportbilanz) kostengünstiger als ein System, welches stattdessen fossiles Erdgas verfeuert (s. Abschnitt 3.1.2). Voraussetzung hierfür ist ein Preis für CO₂-Emissionen von 100 €/t_{CO2}. Im betrachteten Szenariorahmen belaufen sich die Kosten im Stromsystem nach Tabelle 3.2 mit Windgas bei 100 Prozent erneuerbaren Energien im Jahr 2050 auf ca. 6,3-13,1 Milliarden Euro. Dies ist kostenseitig als *Worst-Case*-Betrachtung einzuordnen, da unter zusätzlicher Nutzung weiterer Flexibilitätsoptionen wie dem Netzausbau, dem Einsatz anderer Speichern sowie Last- und Erzeugungsmanagement die Kosten weiter sinken werden.

Zu Beginn der Markteinführung von Windgas bei vergleichsweise geringen Windgas-Anteilen im Gasnetz wird sich der zu diesem Zeitpunkt noch hohe Preis des Windgases nicht auf die Merit-Order (kostenbedingte Einsatzreihenfolge) der flexiblen Gaskraftwerke auswirken. Erst zu späteren Zeitpunkten wird Windgas in relevanten Mengen anteilig Gaskraftwerke versorgen. Dann jedoch

wird es im Zuge der Dekarbonisierung bereits zwingend notwendig, das verbleibende Erdgas zu ersetzen (s. Kapitel 3). Auch wird es daraufhin zu niedrigeren Preisen verfügbar sein (s. Abschnitt 4.1.3). Aus diesen Gründen wäre es zum heutigen Zeitpunkt falsch, die Markteinführung von Windgas aus Kostengründen in die Zukunft zu verschieben.

Die Studie des Fraunhofer IWES Kassel „Geschäftsmodell Energiewende – Eine Antwort auf das ‚Die-Kosten-der-Energiewende‘-Argument“ (Gerhardt et al. 2014) schreibt die Energiewende bis 2050 fort und betrachtet alle Energiesektoren einschließlich Strom, Wärme und Verkehr. Darin werden die Investitionen für grüne Technologien und Infrastruktur wie Netze und Speicher den eingesparten Brennstoffkosten für fossile und nukleare Energieträger gegengerechnet. Diese Importkosten betragen in der EU derzeit etwa 400 Milliarden Euro, wovon 100 Milliarden Euro allein in Deutschland anfallen. Selbst unter konservativen Annahmen – bei gleich bleibenden Kosten für Brennstoffe und CO₂-Abgaben – erzielen die Investitionen eine inflationsbereinigte Rendite von 2,3 Prozent, welche unter der realistischen Annahme steigender Brennstoff- und CO₂-Kosten auf 4-6,7 Prozent steigt.

Die eingesparten Kosten fossiler und nuklearer Brennstoffe samt den sinkenden Kosten für Wind- und Solarstrom öffnen also ein Zeitfenster („Window of opportunity“) zur Gegenfinanzierung eines gegenwärtig noch kostenintensiven Speichers wie Windgas.

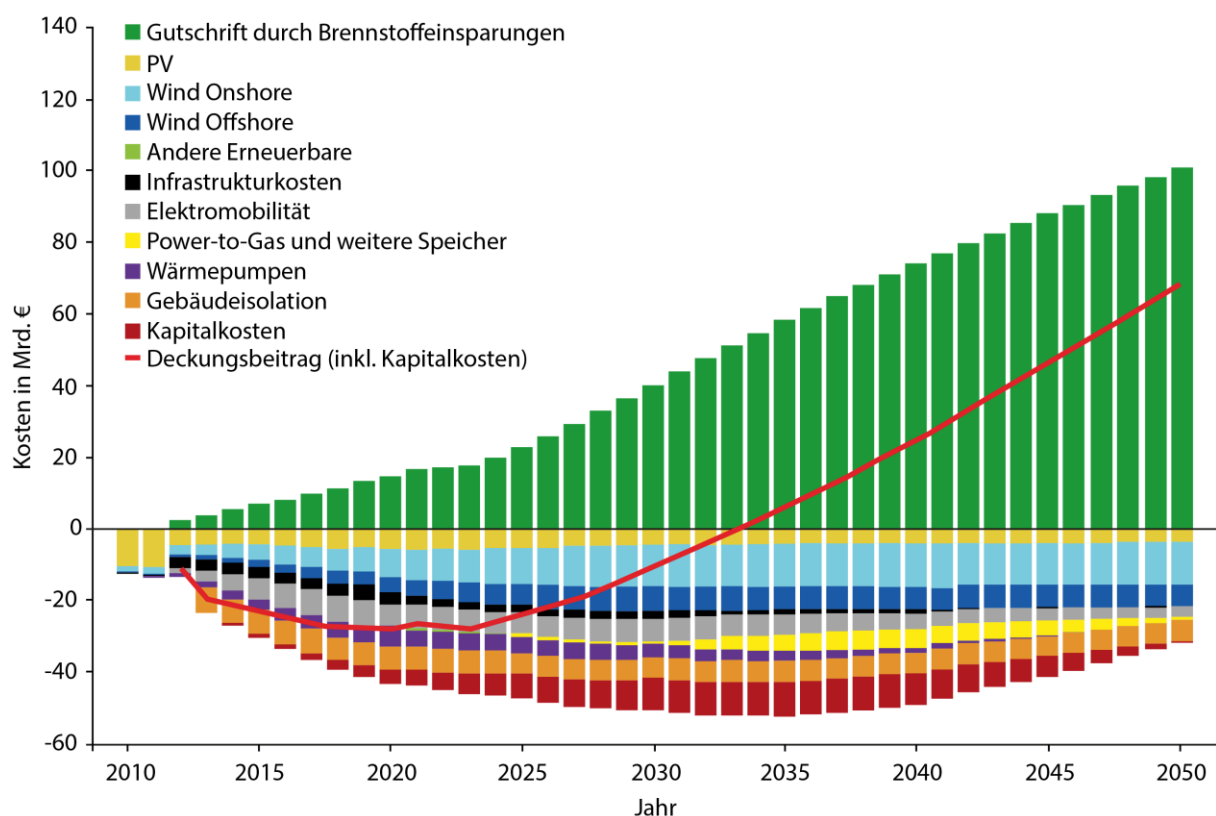


Abbildung 4.6: Die Energiewende als Geschäftsmodell: Durch die in Deutschland eingesparten Brennstoffkosten ergeben sich in einem Windgas-System selbst bei konservativen Annahmen (keine Kostensteigerung in Brennstoff- und CO₂-Preisen) deutliche Renditen. Kosten- und Erlösbetrachtung ohne Kapitalkosten bei konstantem Preisniveau für Primärenergie. Quelle: nach (Gerhardt et al. 2014).

In einer anderen Studie zu den Kosten der Energiewende kommen (Reuster und Küchler 2013) zu dem Ergebnis, dass der Kostenvorteil des Ausbaus erneuerbarer Energien mit zunehmendem Betrachtungszeitraum steigt (Nettonutzen bis 2040: ca. 210 Mrd. Euro) und aufgrund dessen „auch vergleichsweise hohe systembedingte Integrationskosten gegenfinanziert werden“ können. Dazu zählen vor allem Netze und Speicher. Erneuerbare Energien wirken nur auf den ersten Blick teurer,

da ihre Förderung über die EEG-Umlage direkt auf den Endverbraucher abgewälzt wird. Werden externe Kosten konventioneller Energieträger in einen Kostenvergleich mit einbezogen, so wird (Küchler und Meyer 2012) zufolge deutlich, dass diese bereits im Jahr 2012 deutlich teurer als die Förderung erneuerbarer Energien waren. So beliefen sich die Zusatzkosten konventioneller Energien 2012 auf 40 Milliarden Euro, während durch das EEG Differenzkosten in Höhe von 13 Milliarden Euro auf die Verbraucher umgelegt wurden.

Zahlreiche wissenschaftliche Studien – wie von (Nitsch et al. 2012), (Benndorf et al. 2014), (Reuster und Küchler 2013) und (Klaus et al. 2010) – belegen also die technische und wirtschaftliche Machbarkeit einer vollständigen Energiewende und betonen die Rolle von Energiespeichern. Die darin enthaltenen Kostenbetrachtungen kommen trotz unterschiedlicher Ausbaupfade für erneuerbare Energien, verschiedener Rechenmodelle und abweichender Berücksichtigung verschiedener Einflussfaktoren insgesamt zur Schlussfolgerung, dass die Energiewende mit Speichern – und mit dem Langzeitspeicher Windgas als dabei essenziellem Systembestandteil – langfristig auch volkswirtschaftlich sinnvoll ist und entsprechende Renditen liefert.

4.3 Entwicklungsstand, Wirtschaftlichkeit und Einsatz von Windgas

Aus technischer Sicht ist die Windgas-Technologie bereits heute reif für die Markteinführung (s. Anhang A 1.2.4). Der klassische Speicherbetrieb im Arbitragegeschäft (Einspeichern bei niedrigen Strompreisen, Ausspeichern bei hohen Strompreisen) ist insbesondere aufgrund mangelnder Spreizung im Strompreis derzeit aber noch keine wirtschaftliche Betriebsweise für Windgas.

Dies ist die Krux, die es energiepolitisch aufzulösen gilt: Aus volkswirtschaftlicher Sicht handelt es sich bei Windgas um eine zukünftig notwendige und sinnvolle Technologie, die sich heute aufgrund unpassender Rahmenbedingungen* jedoch betriebswirtschaftlich noch nicht lohnt.

Momentan tragen Pioniere in Nischen die Kosten der Windgas-Einführung und ebnen damit den Weg für den Markteintritt von Windgas. Andere Flexibilitätsoptionen wie Gaskraftwerke profitieren davon nahezu ohne Mehrkosten. Die Windgas-Branche bietet so eine Chance, eine wichtige Zukunftstechnologie in Deutschland zu etablieren, um die Technologieführerschaft hierzulande zu halten und damit Wertschöpfung zu schaffen.

Die Akteure der Windgas-Branche sind in Deutschland im internationalen Vergleich gut aufgestellt. Jedoch wächst auch im Ausland das Interesse an dieser Technologie derzeit massiv an. Bereits im Jahr 2009 ging in Stuttgart unter Leitung des Zentrums für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung (ZSW), des Fraunhofer IWES und der SolarFuel GmbH die weltweit erste Windgas-Pilotanlage mit einer elektrischen Leistung von 25 kW in Betrieb. Mit Planungsbeginn einer Reihe deutlich größerer Anlagen folgte in den Jahren 2009 bis 2011 schließlich ein erster Durchbruch der Technologie. Windgas hat seitdem in der Diskussion um die Ausgestaltung der Energiewende in Politik, Wissenschaft und Forschung zunehmend an Bedeutung gewonnen. In der Folge wurde das Thema vielerorts aufgegriffen und umgesetzt: seit 2011 sind regelmäßig Projekte mit einer Gesamtleistung von 6 bis 9 MW elektrischer Anschlussleistung in Planung gewesen. In diesen Jahren gingen seither Windgas-Anlagen mit einer Leistung von zwei bis über neun MW ans Netz.

Seit 2011 steigt die kumulierte elektrische Anschlussleistung von Windgas-Projekten in Deutschland, Dänemark und der Schweiz mit exponentieller Tendenz (s. Abbildung 4.7). Die Folge ist eine insgesamt installierte Windgas-Anlagenleistung von derzeit ca. 23,3 MW (Elektrolyse-Anschlussleistung) in mehr als 30 Projekten. Kurzfristig ist in den nächsten Jahren mit einer

* Siehe auch Anmerkungen zu Rahmenbedingungen im Kapitel 5

installierten Elektrolyseleistung von ca. 31 MW zu rechnen*. In einem Drittel der Anlagen, die auch etwa ein Drittel der elektrischen Anschlussleistung repräsentieren, ist dann eine Methanisierung vorgesehen. In dieser frühen Pilotphase der Marktentwicklung können dann deutschlandweit ca. 5900 Nm³/h Wasserstoff und 434 Nm³/h Methan in Windgas-Anlagen erzeugt werden.

Der Großteil der Anlagen ist in Leistungsklassen zwischen 150-400 kW einzuordnen. Zuletzt (2012-2015) gingen aber vermehrt größere Leistungsklassen (1-6 MW) in Betrieb.

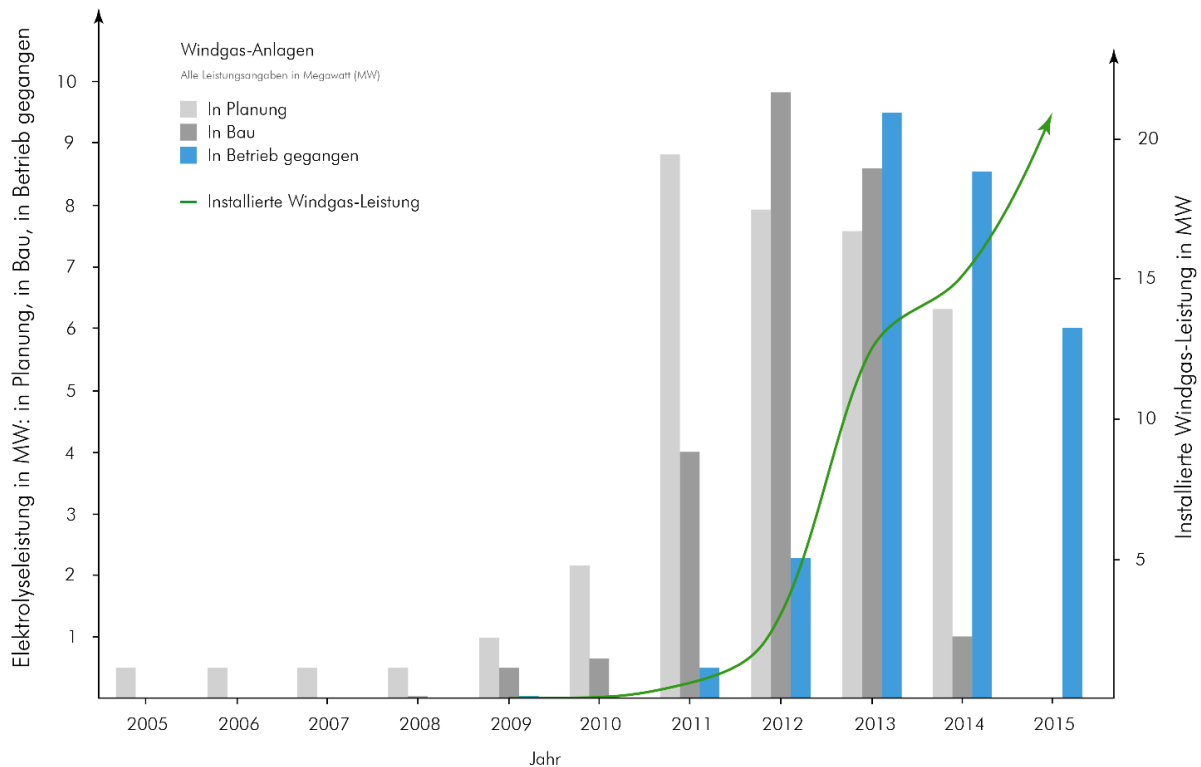


Abbildung 4.7: Entwicklung der Windgas-Anlagenkapazität in Deutschland in den Jahren 2005 bis 2015: Durchbruch der Windgas-Technologie gelingt ab den Jahren 2009- 2012, sowohl was die in langfristiger Planung als auch die bereits in Betrieb befindlichen Anlagen angeht.

Die Akteure dieser Entwicklung sind vom kleinen Start-up-Unternehmen über große Energieversorger wie die Stadtwerke Mainz bis hin zu Forschungseinrichtungen in verschiedenen Bereichen des Energieversorgungssystems zu verorten (Werkstoffhersteller, Anlagenbauer und Projektierer, Energie- sowie Mineralöl- und Automobilkonzerne sowie Gaslieferanten). Tabelle 4.3 zeigt die wichtigsten Akteure anhand der Plattformen und laufender Windgas-Projekte auf:

Wichtigste Projektziele sind derzeit meist Erprobung, Machbarkeitsnachweis, Entwicklung von Geschäftsmodellen, Ausloten technisch-regulatorischer Herausforderungen und die Hochskalierung der Windgas-Technologie. So werden beispielsweise, gekoppelt an die jeweils bestehende Erdgasinfrastruktur, unterschiedliche Einspeisekonzepte (Wasserstoff/Methan, Netzebenen wie Verteilnetz/Hochdrucknetz, H₂-Distributionssysteme) und Speicherkonzepte (Abfüllen in Flaschen/Trailer, Nutzung an Tankstellen, großvolumige Speicherung in Salzkavernen) geprüft. Der Strom wird teils aus dem jeweiligen Übertragungs- und Verteilnetz bezogen, teils über eine Direktversorgung aus erneuerbaren Quellen realisiert.

* Der Grund für die Abweichung dieses Wertes vom Trend-Szenario-Ziel 13 GW bis 2020 liegt darin begründet, dass dort Windgas im angenommenen Szenario ohne, wie hier in Realität, alternativen Flexibilitätsoptionen und ohne Förderung gerechnet wurde.

Mit der industriellen Serienproduktion von Systemkomponenten wie beispielsweise Elektrolyseuren und Methanisierungseinheiten steht ein wichtiger Schritt in Richtung optimierter Abläufe und damit einer weiteren Kostendegression kurz bevor.

Tabelle 4.3: Wichtigste Akteure im Bereich Power-to-Gas in Deutschland.

	Bereich	Akteure
Hersteller	Elektrolyse	Hydrogenics, ITM Power, McPhy Energy, Siemens, GP Joule, Thyssen Krupp
	Methanisierung	MAN, Viessmann (MicrobEnergy), Etogas
Anwender	PtG-Wasserstoff	E-ON, Enertrag, Wind-Projekt GmbH, Stadtwerke Mainz, Thüga AG
	PtG-Methan	Audi, Viessmann
Netzbetreiber	Strom	-
	Gas	Open Grid Europe, gasunie
Speicherbetreiber	Gas	VNG Gasspeicher, UGS, IVG
Energieversorger	Strom & Gas	Greenpeace Energy, E-ON, Thüga, EnBW, RWE, Vattenfall Europe, Trianel, Wingas, Swissgas
Automotive	H ₂ & CH ₄	VW, Toyota, Total
Chemie	Power-to-X	Evonik, Bayer Material Science
Verbände		DVGW, VKU, NOW, biogasrat, DUH
Wissenschaft		ZSW, Fraunhofer IWES und ISE, FENES OTH Regensburg, IAEW RWTH Aachen, DVGW-DBI, DVGW-GUT, RLI, DLR, BTU Cottbus, HS RheinMain

Gleichzeitig werden technisch-regulatorische Herausforderungen beim Bau und Betrieb der Anlagen ausgelotet und Betriebserfahrung gesammelt, sodass kurz- bis mittelfristig eine Markteinführung der Technologie erzielt werden kann.

Die größten Akteure und Stakeholder in Deutschland haben sich auf der Plattform „Power-to-Gas“ der dena (www.powertogas.info) zusammengeschlossen, die Wasserstoff und Methan umfasst. Weitere Akteure, speziell zu Wasserstoff, sammeln sich zudem auf der Plattform „Performing Energy“ (www.performing-energy.de).

5 Schlussfolgerungen und anstehende Maßnahmen

5.1 Zentrale Ergebnisse

Aufgrund zunehmendem gesellschafts- und klimapolitischem Handlungsdruck wurden in Deutschland von der Bundesregierung Ziele zur Reduktion von Klimagasen gesetzt, die eine Reduktion der CO₂-Emissionen um bis zu 95 Prozent bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 vorsehen (s. Abbildung 5.1). In der Stromversorgung werden in Deutschland etwa ein Drittel der Treibhausgasemissionen freigesetzt. Um hier die Klimaziele erreichen zu können wird der Anteil erneuerbarer Erzeugung von heute ca. 25 Prozent bis zur Vollversorgung im Jahr 2050 drastisch steigen müssen.

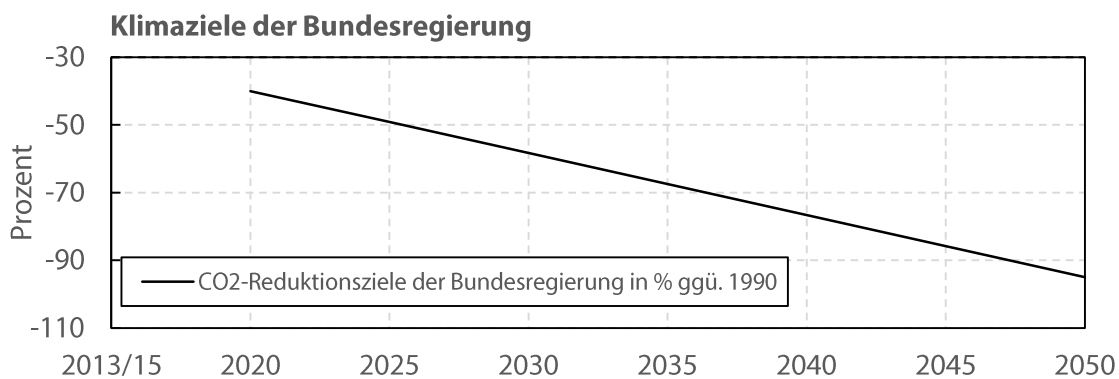


Abbildung 5.1: Von der Bundesregierung beschlossene Klimaziele: Senkung der Kohlendioxidemissionen in Prozent gegenüber dem Jahr 1990.

Für einen konsequenten Klimaschutz sind daher die von der Bundesregierung bisher angesetzten 80 Prozent Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung nicht ausreichend. Die Erschließung von erneuerbaren Energien für das gesamte Energiesystem samt dem Ersatz der fossilen Rohstoffe in der chemischen Industrie ist unumgänglich. Dazu sind vor allem die im Vergleich zu anderen Optionen günstigen Potenziale von Wind- und Solarenergie zu nutzen. Aufgrund der naturbedingten Schwankungen erneuerbarer Energien werden bei der Deckung des Bedarfes die Stromüberschüsse insbesondere gegen Ende der Energiewende auf bis zu 47-154 TWh/a ansteigen (s. Abbildung 5.2).

Welcher Anteil der Überschüsse in welchem Ausmaß durch Windgas verwertet wird, ist stark vom Ausbau erneuerbarer Energien und dem Einsatz alternativer Flexibilitätsoptionen abhängig (s. Anhang A 1.2). Damit bei einem wachsenden Anteil von Wind- und Solarkraftwerken die Versorgungssicherheit auch während längerer Flaute oder zu Zeiten mit wenig Sonneneinstrahlung gewährleistet werden kann, müssen die stetig wachsenden Mengen von überschüssigem Strom kostengünstig eingespeichert werden und notfalls über längere Zeiträume zur Verfügung gestellt werden können.

Um das Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung zu erreichen, ist im Trend-Szenario ein Wachstum der erneuerbaren Erzeugungsleistung von heute 84 GW auf 312 GW bis zum Jahr 2050 erforderlich, wovon die Windkraft und Photovoltaik mit 296 GW den größten Anteil stellen (s. Abbildung 3.2 auf S. 22). Werden bei diesem Zubau alternative Flexibilitäten zu Windgas sowie andere Energiespeicher nicht genutzt, wird zur Aufnahme der anfallenden Überschüsse eine Windgas-Leistung von 134 GW im Jahr 2050 benötigt (s. Abbildung 5.3).

EE-Anteil und Überschussstrom

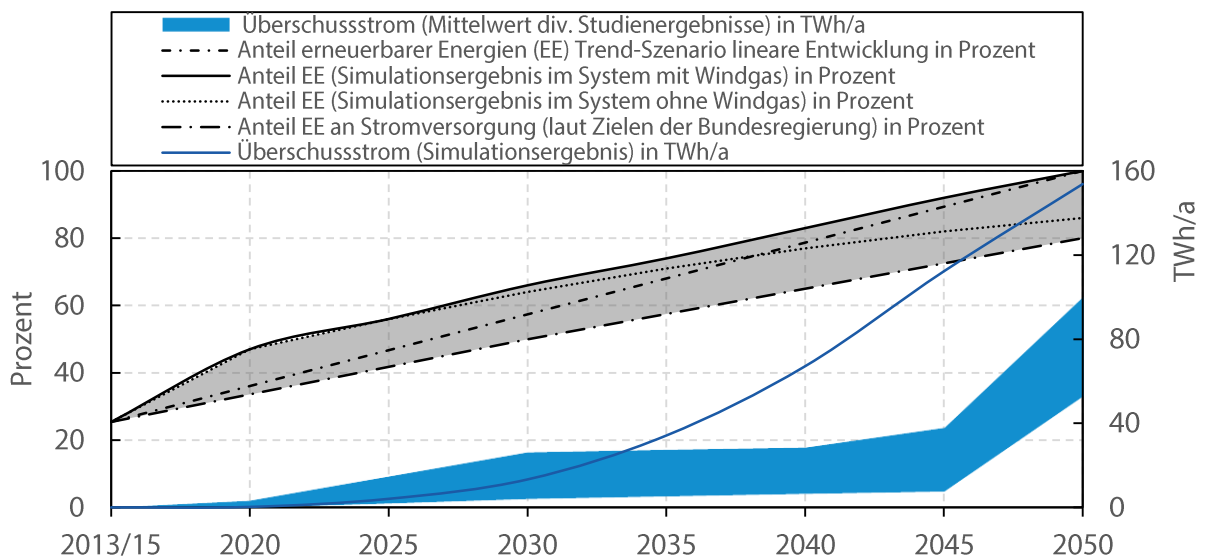


Abbildung 5.2: Wachsende Anteile erneuerbarer Stromerzeugung führen zu, insbesondere gegen Ende der Energiewende zu stark ansteigenden Überschüssen im Stromsystem.

Selbst in diesem Maximalfall wird ein Stromsystem mit Windgas spätestens ab dem Jahr 2035 günstiger sein als eines ohne Windgas. In Abbildung 5.4 sind die Kosten für den Ausgleich der schwankenden Einspeisung erneuerbarer Energien aufgezeigt – einmal durch fossiles Erdgas, andererseits durch erneuerbares Windgas. Die Bandbreite für das Stromsystem mit Windgas ergibt sich aus unterschiedlichen Kosten für Überschussstrom, die von Windgas-Anlagen bezahlt werden. Diese wurden zu 0 und 35 €/MWh angesetzt.

Zubau erneuerbarer Energien und Windgas-Anlagen

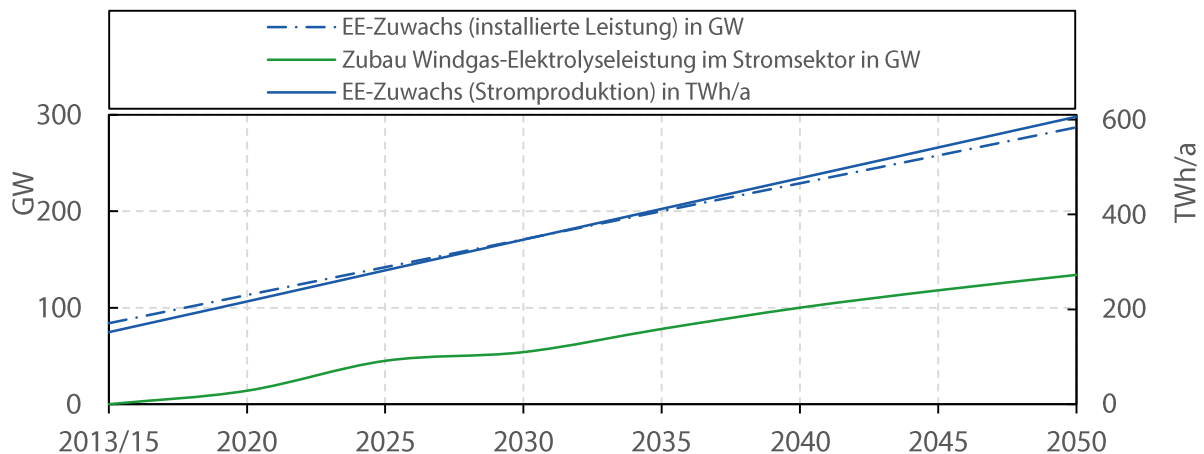


Abbildung 5.3: Um die in die Überschussmengen im Stromsystem aufzunehmen, sind unter den hier getroffenen Annahmen (keine alternativen Speicher- und Flexibilitätsoptionen zu Windgas) bis 2050 bis zu 120 GW Windgas-Anlagen zuzubauen.

Die betrachteten Kosten nehmen in beiden Varianten zunächst ab, da die erneuerbaren Energien zunehmend die teurere Stromerzeugung aus Erdgas verdrängen. Vereinfachend wurde nur Erdgas betrachtet, weil Kohlestrom aufgrund der angenommenen CO₂-Preise unrentabel würde. Zwischen 2020 und 2035 erhöht der Ausbau von Windgas-Anlagen zur Stromspeicherung die Kosten der Stromversorgung. Ab diesem Zeitpunkt kommen in der Variante ohne Windgas-Anlagen jedoch erhebliche Kosten für die vergüteten Abregelungen der Überschussmengen hinzu. Zudem sind die

verbleibenden Lücken durch Erdgaskraftwerke zu schließen, um die notwendige Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt zu garantieren.

Im Verlauf führt der Ausbau von Windgas zunächst zu höheren Kosten, die jedoch im weiteren Verlauf nach 2035 durch das Ersetzen von Erdgas und die Nutzung der Stromüberschüsse aus Wind- und Solarenergie mehr als ausgeglichen werden. Der Einsatz von Windgas führt dann zu Kosteneinsparungen von bis zu gut 18 Milliarden €. Überschussenergie, die andernfalls durch Abregelung verloren ginge, kann durch Windgas zum Füllen der Lücken von Wind- und Solarstrom und anderen Anwendungen genutzt werden.

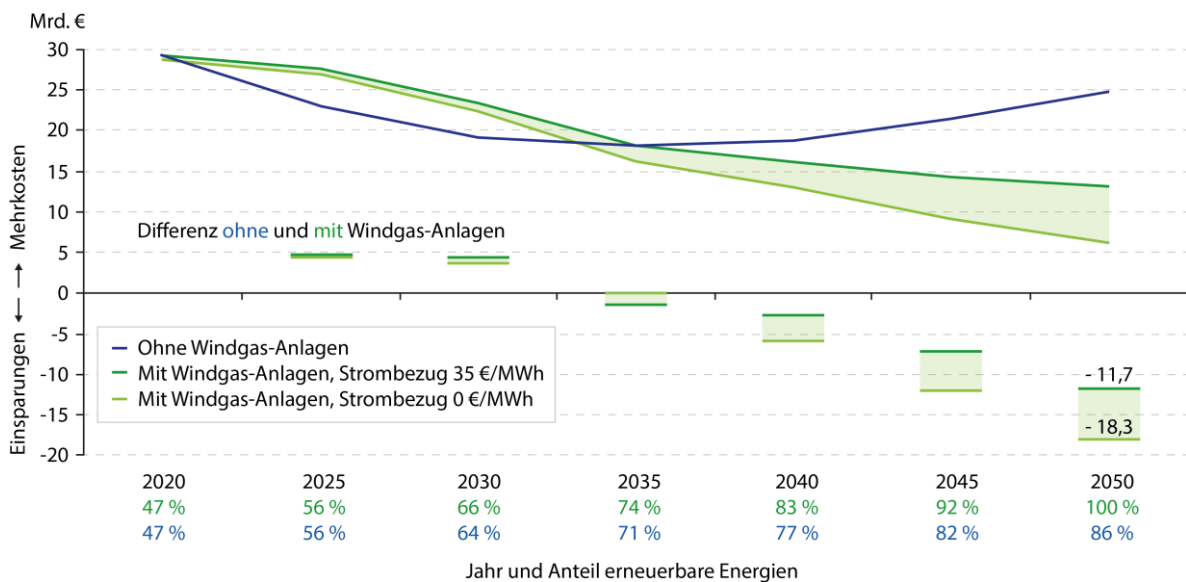


Abbildung 5.4: Kosten der Stromversorgung bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien für ein Stromsystem mit (unter Strombezug aus Wind-/PV-Überschuss zu 0...35 €/MWh) und ohne Windgas-Anlagen sowie die Kostendifferenz zwischen beiden Systemvarianten. Im Vergleich der beiden Szenarien sind in dieser Abbildung nur die sich unterscheidenden Kosten berücksichtigt: Im System ohne Windgas-Anlagen sind dies die Stromkosten für Gas-Kraftwerke und Abregelung von Wind- und Photovoltaik-Anlagen. Im System mit Windgas-Anlagen kommen noch Invest- und Betriebskosten für Windgas-Anlagen hinzu

Windgas hat also eine kostensenkende Wirkung auf das Stromsystem. Wenn, wie zu erwarten, alternative Speicher- und Flexibilitätsoptionen eine maßgebliche Rolle im Stromsystem spielen werden und entsprechend geringere Windgas-Kapazitäten benötigt werden, wird das Stromsystem bei sehr hohen erneuerbare Anteile insgesamt noch günstiger. Zudem wird Windgas mittelfristig deutlich wettbewerbsfähiger werden, insbesondere aufgrund zunehmender Effizienz (bis zu 20 Prozent mehr Wirkungsgrad) und damit sinkender Kosten (s. Abbildung 5.5).

Auch wenn alternative Flexibilitätsoptionen wie Power-to-Heat und Kurzzeitspeicher zum Zuge kommen, gibt es Bedarfe – etwa im Bereich einer kostengünstigen Langzeitspeicherung, die nur durch Windgas erbracht werden können. Für diesen Fall ist der Aufbau einer systemoptimalen, kostensenkenden Bandbreite von 6-16 GW Windgas-Leistung erforderlich. Dies gilt selbst für ein Szenario mit nur 85 Prozent erneuerbaren Energien (Jentsch 2014).

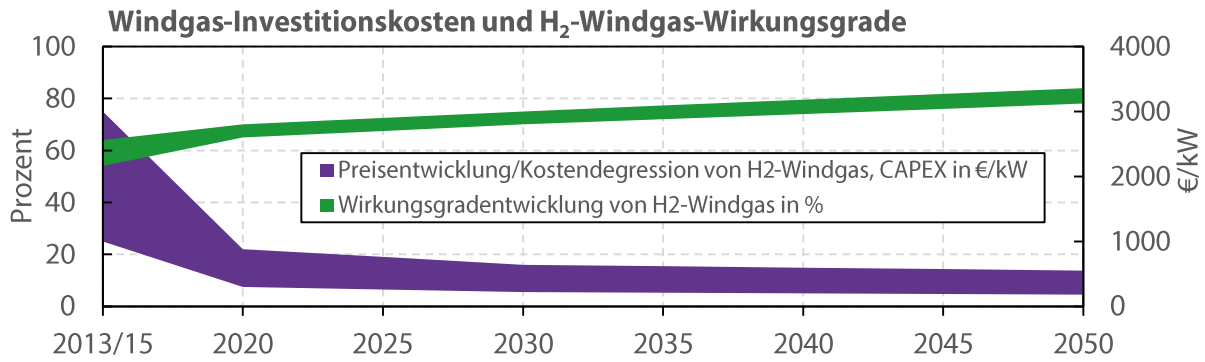


Abbildung 5.5: Wachsende Effizienz und sinkende Preise der Windgas-Technologie vereinfachen die Markteinführung.

Im Maximalfall ergibt sich für den Stromsektor allein ein Bedarf von 134 GW Einspeicherleistung durch Windgas-Anlagen. Für das langfristige Ziel einer Vollversorgung aller Sektoren der deutschen Volkswirtschaft mit erneuerbaren Energien sind aber auch andere Bereiche der Wirtschaft zu dekarbonisieren.

Windgas ist nicht nur die preisgünstigste Option zur Speicherung sehr großer Strommengen, sondern samt den weiterführenden Prozessschritten (Power-to-X) zudem mit die einzige Möglichkeit, auch in den Sektoren Verkehr, Wärme und (Chemie-)Industrie aus erneuerbaren Quellen in großem Maßstab fossile Kraft-, Brenn- und Rohstoffe mit hoher Energiedichte zu ersetzen. Windgas ist in diesem Zusammenhang eine einsatzbereite Ergänzung zu Elektromobilität, Wärmepumpen und begrenzt verfügbarer, nachhaltiger Biomasse.

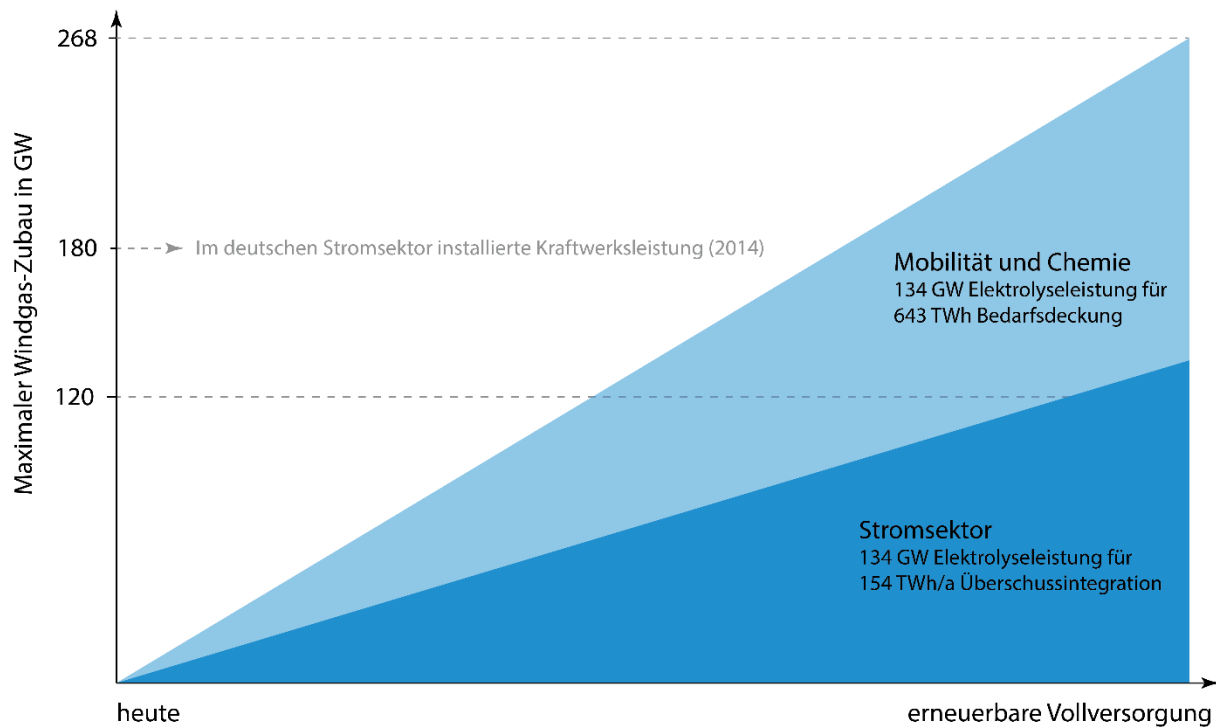


Abbildung 5.6: Ausbaupfad für Windgas-Einspeicherleistung mit langfristiger Perspektive zu erneuerbarer Vollversorgung (ca. 2050). Anlagen im Stromsektor werden aufgrund fluktuierenden Dargebots mit geringerer Auslastung betrieben, weshalb sich zur Aufnahme der Überschüsse ein Bedarf von 134 GW ergibt. Zur Dekarbonisierung von Verkehrs- und Chemiesektor mit Windgas sind neben Elektromobilität und Biomasse Windgas-Anlagen mit weiteren 134 GW Leistung zu installieren. Die Aufnahme von Stromüberschüssen wird dort nicht mehr ausreichen, weshalb eigens regenerative Stromerzeugungsanlagen zu errichten sind, die mit höherer Auslastung zur Produktion von Windgas betrieben werden.

Neben dem klassischen Stromsektor ergibt sich damit allein für die Bereiche Verkehr und Chemie ein zusätzlicher Bedarf an Windgas-Anlagen von 134 GW Einspeicherleistung (Sterner et al. 2014) auf eine kumulierte Einspeicherleistung von über 260 GW (s. Abschnitt 3.1 und 3.2). Daraus kann ein möglicher oberer Ausbaupfad für Windgas abgeleitet werden (s. Abbildung 5.6).

Um die Klimaziele zu erreichen, ist der Ausbau von Windgas auch unabhängig vom Stromsektor demnach geboten. Um die in Zukunft relevante Leistung zum erforderlichen Zeitpunkt zur Verfügung zu haben, ist die Entwicklung der Technologie über Forschung und Markterschließung bereits heute nötig. Nur so kann die notwendige Kostendegression erschlossen werden.

5.2 Berücksichtigung von Windgas im neuen Strommarktdesign

Die derzeit diskutierten Vorschläge zur Änderung des Strommarktdesigns (Grünbuch, Weißbuch) können einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern wie Windgas ausüben – mit positiven oder negativen Konsequenzen. Einen zentralen Punkt bei der Anpassung des Strommarktdesigns stellen die Überlegungen zur Einführung von Kapazitätsmechanismen mit unterschiedlichen Wirkungen auf den Strompreis dar. Für die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern wie auch für viele andere Flexibilitätsoptionen ist dabei weniger das Strompreisniveau entscheidend, als vielmehr die Preisvolatilität, d.h. das Ausmaß der Schwankung des Strompreises im zeitlichen Verlauf. Je größer die Strompreisvolatilität ist, desto mehr lohnen sich Arbitragegeschäfte für Energiespeicher. Die meisten diskutierten Kapazitätsmechanismen würden jedoch die Strompreisvolatilität verringern. Ein Kapazitätsmechanismus ist entsprechend nur langfristig sinnvoll – auch für Energiespeicher (Nicolosi 2014).

Im Weißbuch zum Strommarktdesign 2015 (BMWi 2015) ist Windgas nicht explizit erwähnt. Mit den geplanten Maßnahmen schafft das Weißbuch jedoch einen Rahmen, in dem Wettbewerb zwischen den Flexibilitätsoptionen zugelassen wird. Preise und insbesondere die Preisvolatilität wird in nahezu allen Marktsegmenten gestärkt, was die Wirtschaftlichkeit der Flexibilitätsoptionen und damit auch von Windgas-Anlagen verbessert.

Neben der Einführung von Kapazitätsmechanismen werden bei der Anpassung des Strommarktdesigns weitere flankierende Maßnahmen diskutiert, welche teilweise geeignet sind, die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern wie Windgas zu unterstützen. Eine solche Maßnahme ist beispielsweise das prinzipielle Zulassen von Preisspitzen in Situationen mit hoher Stromnachfrage bei gleichzeitig knappem Erzeugungsangebot. Gerade in diesen Situationen können Energiespeicher wie Windgas in Verbindung mit Gaskraftwerken für ein zusätzliches Stromangebot sorgen. Gleichzeitig wirkt dieses zusätzliche Stromangebot dämpfend auf die extrem hohen Preise. Die derzeitige volle Vergütung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien ist hierbei kontraproduktiv und sollte langfristig sinken. So kann es attraktiver werden, solche Überschüsse beispielsweise in Windgas-Anlagen aufzunehmen.

Im Laufe der Energiewende müssen erneuerbare Energien auch stärker Systemdienstleistungen übernehmen. Bereits kurzfristig ist dies sinnvoll zur Absenkung des (konventionellen) Must-run-Sockels in Zeiten eines hohen Angebots aus erneuerbaren Energien und gleichzeitig geringer Nachfrage. Windgas kann hierbei eine besondere Rolle als erneuerbare Energie auf der Verbrauchs- wie auf der Erzeugungsseite zukommen.

Durch die Lieferung eines exakt prognostizierbaren Einspeiseprofils aus Windkraft und Photovoltaik sowie die Integration der darüber hinausgehenden Leistung in Windgas-Anlagen kann an Termin- und Spotmärkten langfristig eine stabilere Lieferung aus den erneuerbaren Erzeugungsanlagen gewährleistet werden. Dadurch fallen Prognosefehler weniger ins Gewicht und die Erzeugung wird planbarer.

Historisch bedingt sind die „Märkte“ für Systemdienstleistungen durch nicht-öffentliche bilaterale Verträge zwischen den Dienstleistungsanbietern und den Netzbetreibern geprägt. Um die technischen und wirtschaftlichen Potenziale zukünftiger Dienstleistungsmärkte für Windgas abschätzen zu können, bedarf es zunächst größerer Transparenz über die Bedarfe sowie über die Erbringung und Vergütung der Systemdienstleistungen im heutigen Stromsystem. Windgas-Anlagen können mit ihrer hohen Flexibilität hervorragend Systemdienstleistungen anbieten und damit ihre Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit verbessern, wenn die regulatorischen Rahmenbedingungen entsprechend für Speicher geöffnet werden.

Es wird ohnehin notwendig werden, alle Akteure am Stromnetz in die Verantwortung für die Systemstabilität zu nehmen. Im Laufe der Energiewende haben konventionelle Kraftwerke im klassischen Sinne ausgedient und damit auch bisherige Markt- und Regelmechanismen. Es gilt, das zukünftige Strommarktdesign den sich ändernden Gegebenheiten an die gleich bleibenden Anforderungen einer stabilen Stromversorgung anzuordnen. Dazu gehören folgende Punkte:

- Technologieoffen und diskriminierungsfreier Zugang für alle Technologien
- Wettbewerbliche Preisfindung auf allen Märkten (Spot-, Termin-, Regel- und Ausgleichsenergiemärkte)
- Beitrag der Technologien zur gesicherten Leistung bzw. Reduktion von Must-Run-Kapazitäten
- Anreiz für schnelle Flexibilität (Gradientensteuerung) und ausdauernde Flexibilität (erneuerbare Langzeitreserve für Versorgungssicherheit)
- Übertragung systemimmanenter Stabilitätsfunktionen (Momentanreserve, Kurzschlussleistung, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit und Versorgungswiederaufbau) auf erneuerbare Energieanlagen, Lastmanagement und Energiespeicher – je nach ihren technischen Möglichkeiten samt wirtschaftlichem Anreiz

5.3 Wandel der strategischen fossilen Reserven in strategische erneuerbare Reserven

Kein Stromsystem funktioniert ohne Energiespeicher: ein Kohlekraftwerk könnte ohne die Speicher Kohlehalde und Dampfkessel nicht flexibel auf die Anforderungen des Netzbetriebs und des Stromhandels reagieren, ebenso kein Gaskraftwerk und keine KWK-Anlage. In den 1970er Jahren wurden strategische fossile Reserven an Erdöl und Erdgas aufgebaut, um Preisschwankungen und Importabhängigkeiten zu reduzieren. Damals wurden dafür weder Kosten noch Mühen gescheut, weil es als eine nationale Aufgabe begriffen wurde.

Heute profitiert Deutschland von dieser Vorinvestition in Form von Versorgungssicherheit. In der Energiewende gilt es, die fossilen Reserven auf erneuerbare Reserven umzustellen, denn auch ein Energiesystem auf Basis heimischer erneuerbarer Energie benötigt wie gezeigt immense Speicherkapazitäten. Nur so können auch bei einer regenerativen Vollversorgung die Versorgungssicherheit, Stabilität und Zuverlässigkeit unserer Energieversorgung gewährleistet bleiben. Windgas bietet als einzige technologische Lösung in Deutschland diese Möglichkeit im geforderten Maßstab, weshalb es eine Frage der energiewirtschaftlichen Vernunft ist, diese Technik einzuführen. Dafür ist ein Entwicklungsplan aufzustellen.

5.4 Fazit

Ein konsequenter Einstieg in die Windgas-Technologie ist aus vier Gründen eindeutig geboten:

1. Windgas ermöglicht einen höheren Anteil von erneuerbaren Energien im Stromsystem
2. Windgas ist die einzige Speichertechnologie in Deutschland, die einen räumlichen und zeitlichen Ausgleich des Strombedarfs über lange Zeiträume über vorhandene Speicherkapazitäten ermöglicht – und damit Versorgungssicherheit garantiert
3. Der Einsatz von Windgas führt zu deutlich geringeren Kosten des Stromsystems insgesamt
4. Windgas ermöglicht eine umfassende Dekarbonisierung des Verkehrs- und Chemiesektors

6 Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; EnBW Transportnetze GmbH; Tennet TSO GmbH (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Adamek, Franziska et al. (2012): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Hg. v. ETG (VDE). Frankfurt am Main.

Ausfelder, Florian; Beilmann, Christian; Bertau, Martin; Bräuniger, Sigmar; Heinzl, Angelika; Hoer, Renate et al. (2015): Energiespeicher. Der Beitrag der Chemie. Energiespeicher als Element einer sicheren Energieversorgung. In: *Chem. Ing. Tech* 87 (1-2).

Baerns, Manfred (Hg.) (2006): Technische Chemie. Weinheim: WILEY-VCH.

Bauknecht, D.; Koch, M.; Tröster, E. et al. (2013): Systemischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Energiesystem zur Integration der erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Vortrag zur Fachtagung "Aktuelle Vorhaben zum Klimaschutz und zur Umsetzung der Energiewende". Öko-Institut e.V.; energynautics. Berlin, 2013.

Benndorf et al. (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland. im Jahr 2050. THGND 2050. Hg. v. Umweltbundesamt UBA. Dessau-Roßlau.

Blanck, Ruth; Kasten, Peter; Hacker, Florian; Mottschall, Moritz (2013): Treibhausgasneutraler Verkehr 2050: Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr. Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes zum Forschungsvorhaben "Verkehr 2050 - Entwicklung von Parametern und Skizzierung eines vereinfachten Energie- und Emissionsszenarios". FKZ 363 01 400; Gz.: Z6-69422/1. Hg. v. Öko-Institut e.V. Öko-Institut e.V., Umweltbundesamt (UBA). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/1829/2013-499-de.pdf>.

BMWi (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=718200.html>.

Brühl, Götz (2014): Unternehmerische Herausforderung beim Ausbau von Fernwärme und KWK. Stadtwerke Rosenheim. Nürnberg, 05.06.2014.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2014): Erneuerbare Energien im Jahr 2013. Erste vorläufige Daten zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/A/agee-stat-bericht-ee-2013,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

Bundesregierung (2010): Energiekonzept 2010. für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Online verfügbar unter http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

Bundesregierung (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 18. Legislaturperiode.

Capros et al. (2013): EU Energy, Transport and GHG Emissions. Trends to 2050. Reference Scenario 2013. Hg. v. European Commission. Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action and Directorate-General for.

Cerbe, Günter (2008): Grundlagen der Gastechnik. Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung. mit 133 Tafeln, 102 Beispielen, 66 Aufgaben. 7. vollständig neu bearbeitete Auflage. München, Wien: Hanser Verlag.

Deutsche Energie-Agentur (2005): dena-Netzstudie I. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Berlin.

Dillig, Marius; Jung, Manuel; Karl, Jürgen (2014): Deutschland ohne Erneuerbare Energien? Stromkosten und Versorgungssicherheit ohne die Einspeisung Erneuerbarer Energien in den Jahren 2011-2013. Hg. v. Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik. Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg. Nürnberg.

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (September 2011): Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung. DVGW G 262 (A).

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (Hg.) (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Online verfügbar unter http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g1_07_10.pdf.

ENTSO-E (31.6.2012): Ten-Year Network Development Plan 2012.

Franz, Berit; Franz, Stefan (2009): 1 x 1 der Gase. Physikalische Daten für Wissenschaft und Praxis. 4., überarb. Aufl. Düsseldorf: Air Liquide.

Fraunhofer ISE (Hg.) (2014): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg. Online verfügbar unter www.pv-fakten.de.

Gerhardt, N.; Sandau, F.; Zimmermann, B.; Papa, C.; Bofinger, S.; Hoffmann, C. (2014): Geschäftsmodell Energiewende. Eine Antwort auf das "Die-Kosten-der-Energiewende"-Argument. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel.

Grimm, Nadia; Hohmeier, Stephan; Uhlig, Jeannette; Weber, Andreas; Zoch, Immo (2013): Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife. Deutsche Energie-Agentur.

Hermann, Hauke; Emele, Lukas; Loreck, Charlotte (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Studie. Hg. v. Öko-Institut e.V. Berlin.

Hinz, Susanne (2014): Das DVGW-Regelwerk. DVGW e.V. Online verfügbar unter <http://www.dvgw.de/angebote-leistungen/regelwerk/>.

IPCC (2014): Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger. Unter Mitarbeit von T. F. Stocker, D. Quin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S. K. Allen, J. Boschung et al. Hg. v. P. M. Midgley. IPCC; Cambridge University Press; Deutsche IPCC-Koordinierungsstelle; Österreichisches Umweltbundesamt. Cambridge, New York.

Jentsch, Mareike (2014): Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern. Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem. Dissertation. Universität Kassel, Kassel. Fraunhofer IWES.

Klaus et al. (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.

Knorr, Kaspar et al. (2014): Kombikraftwerk 2. Abschlussbericht. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel; et al. Kassel.

Kost et al. (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie. Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme (ISE). Freiburg.

DIN 51624:2008-02, 2008-02: Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Erdgas - Anforderungen und Prüfverfahren. Online verfügbar unter <http://www.beuth.de/de/norm/din-51624/104466710>.

Kronenberg, Dominique (2015): Capturing CO₂ from Air. 4th OTTI-Conference Power-to-Gas. Climeworks. Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V (OTTI). Düsseldorf, 11.03.2015.

Küchler, Swantje; Meyer, Bettina (2012): Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien. Unter Mitarbeit von Sarah Blanck. Hg. v. Greenpeace Energy e.G. Forum ökologisch-soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS). Hamburg.

Lautenschläger, Karl-Heinz; Schröter, Werner; Wanninger, Andrea (Hg.) (2008): Taschenbuch der Chemie. [mit CD-ROM DeskTop Chemie]. 20., überarb. u. erw. Aufl., Nachdr. Frankfurt: Deutsch.

Mankins, John C. (1995): Technology Readiness Levels. A White Paper. Hg. v. Advanced Concepts Office. NASA.

Matthes, Frank P. (2013): Power to Gas. Welche Herausforderungen bestehen für die Wasserstoff-Einspeisung ins Erdgasnetz. Projekthaus GmbH. Bremen. Online verfügbar unter <http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/1312matthes.pdf>.

Mortimer, Charles E.; Müller, Ulrich (2010): Chemie. Das Basiswissen der Chemie. 10., überarb. Aufl. Stuttgart: Thieme.

Müller-Syring, Gert; Henel, Marco (2014): Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen. Abschlussbericht. Hg. v. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. Technisch-wissenschaftlicher Verein. Bonn.

Nestle, Uwe; Kunz, Claudia (2014): Stromgestehungskosten und die Kosten der Energiewende. Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien. Hg. v. Agentur für Erneuerbare Energien e.V. Agentur für Erneuerbare Energien e.V.; Energie- und Klimapolitik Beratung (EnKliP). Online verfügbar unter http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten_okt2014/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf, zuletzt geprüft am 19.08.2015.

Nicolosi, Marco (2014): Leitstudie Strommarkt Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Endbericht, Bestandteil der "Leitstudie Strommarkt". Connect Energy Economics; Consentec; Fraunhofer ISI; r2b. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/leitstudie-strommarkt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

Nitsch et al. (2012): Leitstudie 2011. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). DLR; IWES; IfnE. Berlin.

Pape, Carsten; Gerhardt, N.; Härtel, Philipp; Scholz, Angela; Schwinn, Rainer; Drees, Tim et al. (2014a): Roadmap Speicher. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung. Kurzzusammenfassung. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel; IAEW; Stiftung Umweltenergierecht. Kassel.

Pape, Carsten; Gerhardt, N.; Härtel, Philipp; Scholz, Angela; Schwinn, Rainer; Drees, Tim et al. (2014b): Roadmap Speicher. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für

die Speicherförderung. Kurzzusammenfassung. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel; IAEW; Stiftung Umweltenergierecht. Kassel.

Reichmuth et al. (2014): Jahresprognose zur EEG-Stromeinspeisung für 2015. Hg. v. Tennet TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH und TransnetBW GmbH. Leipziger Institut für Energie. Leipzig. Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/de/file/IE_2014-10-08_Jahresprognose-Internet.pdf.

Reuster, Lena; Küchler, Swantje (2013): Was die Energiewende wirklich kostet. Nettokosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung. Hg. v. Greenpeace Energy e.G. Forum ökologisch-soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS). Hamburg.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (25.05.2009): SRU empfiehlt Forschungsgesetz zu CCS. Online verfügbar unter http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/AktuellePressemitteilungen/2009/2009_03_pressemitteilung.html.

Schmitz, S. (2011): Einfluss von Wasserstoff als Gasbegleitstoff auf Untergrundspeicher. Berlin.

Sedlacek (2013): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. Underground Gas Storage in Germany. Erdgasspeicherung. In: *Erdöl Erdgas Kohle* 129 (11), S. 378–388.

Specht, M.; Sterner, M.; Stuermer, B.; Frick, V.; Hahn, B. (2009): Renewable Power Methane - Stromspeicherung durch Kopplung von Strom- und Gasnetz - Wind/PV-to-SNG. Angemeldet durch ZSW am 09.04.2009. Anmeldenr: 10 2009 018 126.1. Veröffentlichungsnr: Deutsches Patent DE 10 2009 018 126.1.

Statista (2014): Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands bei ausgewählten Rostoffen im Jahr 2008.

Sterner, Michael (2009): Limiting global warming by transforming energy systems. Dissertation. Universität Kassel, Kassel.

Sterner, Michael; Jentsch, Mareike; Holzhammer, Uwe (2011): Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Gutachten. Hg. v. Greenpeace Energy e.G. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Hamburg, Kassel. Online verfügbar unter http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/sonstiges/Greenpeace_Energy_Gutachten_Windgas_Fraunhofer_Sterner.pdf.

Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2014): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. Heidelberg, Dordrecht, London, New York: Springer Vieweg.

Sterner, Michael; Thema, Martin; Eckert, Fabian; Moser, Albert; Schäfer, Andreas; Drees, Tim et al. (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie. Hg. v. Agora Energiewende. ef.Ruhr; FENES; IAEW; ISEA. Berlin (050/10-S-2014/DE).

Übertragungsnetzbetreiber (2014): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. Stand 30.09.2014. 50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW.

Umweltbundesamt (2012): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen seit 1990. Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm>.

WBGU (2009): Welt im Wandel. Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Hg. v. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen. Berlin.

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (2012): WEG Jahresbericht 2011. Fakten und Trends. Hannover.

Anhang

A 1 Begriffsdefinitionen

Um Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas diskutieren zu können, sind zwei relevante Grundbegriffe zu definieren: „überschüssiger Strom“ und „Windgas“.

A 1.1 Überschüssiger Strom

Überschüssiger Strom ist Strom aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen, der im Stromnetz bzw. am Strommarkt u.a. aufgrund fehlender Flexibilitätsoptionen (s. Abschnitt A 1.2) nicht abgenommen werden kann. Er darf nicht aus fossiler Must-run-Erzeugung stammen. Überschüssiger Strom ist dann im System vorhanden, wenn negative Strompreise auftreten. Auch abgeregelter bzw. abgeschalteter erneuerbarer Strommengen sind als Überschussmengen zu betrachten.

Die Abregelung kann dabei aufgrund von Netzengpässen stattfinden, indem ein Windpark beispielsweise (negative) Regelenergie bereitstellt. Oder sonstige Marktmechanismen wie z.B. die Marktprämie (EEG 2014, § 34) evozieren bei fehlenden Transportkapazitäten eine Abregelung. Im Rahmen der Direktvermarktung erneuerbarer Energie kann beim Ausgleich des Prognosefehlers für erneuerbare Erzeugungsanlagen ebenfalls überschüssiger Strom anfallen. So ist die bei positivem Prognosefehler über die tatsächlich vermarktete Strommenge (Ist-Produktion minus langfristig gemittelter Prognosefehler) hinausgehend erzeugte Energie „überschüssig“.

Die Bereitstellung und Nutzung von Energie war in Deutschland im Jahr 2010 für 85,5 Prozent aller Treibhausgasemissionen verantwortlich (Umweltbundesamt 2012). Rund ein Drittel des Energiebedarfes fallen dabei in der Stromerzeugung an, wobei Braun- und Steinkohlekraftwerke die höchsten CO₂- und Schadstoffausstöße aufweisen. Im Sinne einer raschen Senkung der Emissionen zur Eindämmung des Klimawandels ist ein zügiger Ausstieg aus der Kohleverstromung und die Maximierung des erneuerbaren Anteils im Strommix unumgänglich. Bevor in größerem Maßstab die Einspeicherung und Wandlung von überschüssigem Strom stattfinden kann, sind also zunächst fossile Kraftwerke abzuregeln.

A 1.2 Windgas

Da die zu erwartenden Überschüsse aus der regenerativen Stromerzeugung auf den entsprechend hohen Spannungsebenen voraussichtlich primär von Seiten der Windkraft erzeugt werden, und so maßgeblich Wind-Überschussstrom in Gas gewandelt werden wird, wurde für das Konzept wie für den Energieträger selbst der Begriff „Windgas“ geprägt. Er entstand aus einer Ableitung des Wortes „Wind-to-Gas“, welcher an das Verfahren „Biomass-to-Liquid“ angelehnt ist, um die Herkunft des Gases eindeutig von fossilem Erdgas abzugrenzen (Sterner 2009). Dies schließt jedoch nicht aus, dass auch elektrische Energie aus anderer regenerativer Erzeugung genutzt werden kann, beispielsweise aus Photovoltaikanlagen. Im Lauf der Zeit hat sich aus Wind-to-Gas und Windgas auch Power-to-Gas eingebürgert, wobei den Vordenkern und Erfindern des Konzeptes stets die erneuerbare Herkunft des Stromes wichtig war und ist (Specht et al. 2009).

Das Energiespeichersystem Windgas umfasst eine Speichereinheit (Elektrolyseur), eine Speichereinheit (Gasspeicher, Gasnetz) und eine Ausspeichereinheit (unterschiedlich je nach Nutzung des erzeugten Gases, z. B. eine KWK-Anlage) inklusive deren anlagentechnischer Peripherie und kann in zwei verschiedene Grundkonzepte gegliedert werden: die Erzeugung, Speicherung und weitergehende Verwertung von erstens Wasserstoff oder zweitens Methan (s. Anhang A 1.3).

„Windgas“ vereint also sowohl das Speicherkonzept als auch die Bezeichnung für dessen Energieträger in einem Begriff. In Anhang A 1.2.1 sind die Konzepte, in A 1.3 ihre energietragenden Produktgase näher erläutert:

- Windgas als Speicherkonzept
 - H₂-Windgas
 - H₂/CH₄-Windgas
 - CH₄-Windgas
- Windgas als Energieträger
 - Wasserstoff
 - Methan

Windgas ist also ein Energiespeicherkonzept unter vielen Speicher- und Flexibilitätsoptionen (s. Anhang A 1.2), dessen Bedeutung und Notwendigkeit für die Energiewende in dieser Studie genauer untersucht wird. Das Konzept vereint alle Flexibilitätsbausteine (s. Anhang A 1.2) in sich: Durch angepassten Einsatz der Elektrolyseure in Windgas-Anlagen kann die Stromnachfrage flexibilisiert werden, das erzeugte Windgas trägt als parallel nutzbare Alternative zum konventionellen Netzausbau zur Flexibilisierung der Energieübertragung bei. Das in hochflexiblen Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen oder Gaskraftwerken verstromte Windgas bedient die Nachfrage im Erzeugungsbereich. Alternativ wird Windgas zu anderen Kraft- und Rohstoffen weiterverarbeitet und für die Dekarbonisierung von Verkehr, Chemie und Wärmesektor verwendet. Das Gesamtsystem Windgas kann auf diese Weise flexibel und Energiesparten-übergreifend als Energie- und Stromspeicher eingesetzt werden.

„Das Windgas-Konzept beinhaltet (...) sowohl die Nutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur, inklusive der dort vorhandenen Speicherkapazitäten, als auch eine weitreichende Verknüpfung der verschiedenen Energiesektoren über das (...)“ regenerative Speichergas, urteilt (Jentsch 2014). Die Zeitspanne zwischen Ein- und Ausspeicherung spielt aufgrund geringer Speicherverluste dabei keine Rolle. Bis zum Erreichen des maximal zulässigen Wasserstoffanteils im Erdgasnetz wird die Erzeugung von Wasserstoff aufgrund des höheren Wirkungsgrades gegenüber einer weiteren Methanisierung bevorzugt. Nach Überschreiten dieser Grenze schließt sich die Methanisierung an, welche den Wasserstoff mit Kohlendioxid (CO₂) zu einem Erdgas-Substitut verbindet. Das benötigte CO₂ stammt aus ökologisch akzeptablen Quellen, welche langfristig zu qualifizieren und quantifizieren sind. Dazu zählen bestimmte Biomassearten, die Atmosphäre oder Industrieprozesse, bei denen CO₂ als Abfallprodukt anfällt und welche nicht durch alternative Prozesse ersetzt werden können.

Windgas kann in großen Mengen in bestehenden unterirdischen Kavernen und Porenspeichern eingelagert und vielfältig eingesetzt werden:

1. zur Stromerzeugung
2. zur Wärmeversorgung
3. als Stromkraftstoff in der Mobilität
4. als Rohstoff in der chemischen Industrie

Der Strombedarf sollte prioritär mit überschüssigem Strom (Definition: s. Abschnitt A 1.1) gedeckt werden. Darüber hinausgehend bezogene Energie muss ausschließlich aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen stammen. In Bezug auf Windgas als Energiespeicherkonzept stehen dabei fluktuierende erneuerbare Energien im Fokus. Denn neue Energiespeichersysteme sollen dem Zweck dienen, das fluktuierende Dargebot der erneuerbaren Energien zu glätten, an den Verbrauch anzupassen und so die Versorgungssicherheit und -qualität zu gewährleisten und Beiträge zur gesicherten Leistung zu liefern. Daneben ist aber unter bestimmten Bedingungen auch der Einsatz

von Windgasanlagen für die Bereitstellung positiver wie negativer Regelleistung sinnvoll, da auf diese Weise fossile Must-Run-Kapazitäten ersetzt werden. Windgas-Anlagen müssen mit erneuerbarem Strom betrieben werden, was essenziell für die CO₂-Bilanz des erzeugten Gases ist.

Die Erzeugung von Windgas kann aber auch aus nicht-fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen wie der Laufwasserkraft sinnvoll sein: insbesondere dann, wenn es (z.B. als Brenn- und Kraftstoff oder chemischer Grundstoff) dabei durch den Ersatz fossiler Rohstoffe mehr Treibhausgase einspart, als dies der Fall wäre, wenn (z. B.) die Wasserkraft direkt noch verbliebene fossile Grundlast-Stromerzeugung substituieren würde. Zugleich müsste hierbei ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen möglich sein.

Langfristig (nach Markteinführung) gültige Definition für Windgas

Nachdem die Power-to-Gas-Technologie im Markt etabliert ist, ist Windgas als erneuerbares Gas (Methan oder Wasserstoff) aus Power-to-Gas-Anlagen zu verstehen, das unter ausschließlichem Bezug von überschüssigem Strom (s. Abschnitt A 1.1) oder von eigens erzeugtem Strom aus Windkraft, Photovoltaik oder Wasserkraft produziert wird und in einem weiteren Schritt bei der Methanisierung mit nicht-fossilem Kohlendioxid aus nachhaltigen Quellen entsteht.

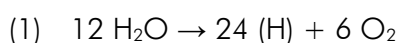
Einen Sonderfall stellt der Einsatz von Windgas am Regelleistungsmarkt dar: Regelleistung wird schon heute benötigt und im Wesentlichen aus fossilen Kapazitäten gedeckt, die teilweise aus diesem Grund zwingend am Netz bleiben und damit zur „Must-run“-Kapazität gezählt werden. Trotz Aufnahme von Strom aus fossiler Erzeugung könnten Windgas-Anlagen in einer „Merit-Order der Flexibilitäten“ durch Übernahme dieser Regelleistungsaufgaben einen ökologischen Nutzen erbringen, indem die dann nicht mehr benötigte fossile Must-run-Kapazität vom Netz genommen werden kann und fossile Kraftwerke dauerhaft durch erneuerbare Energien in der Kombination mit Energiespeichern wie der Windgas-Technologie ersetzt werden.

A 1.2.1 Die Windgas-Technologie

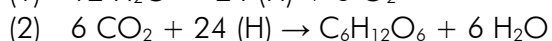
Als Konsequenz aus den deutschen CO₂-Zielen werden regenerative Energien einen immer größeren Anteil der Energieversorgung übernehmen. Da Windkraft- und Photovoltaikanlagen aber nicht kontinuierlich Strom liefern, muss Energie in Zeiten üppig vorhandenen Wind- und Solardargebots gespeichert und in den wetterbedingt energiearmen Zeiten für den Verbraucher bereitgestellt werden.

Windgas stellt einen möglichen Weg der Energiespeicherung bereit: Dabei wird mit regenerativem Strom aus Wind und Sonne – ob überschüssiger Strom (Definition s. Abschnitt A 1.1) oder eigens dazu erzeugt – mittels Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt und anschließend gespeichert. Auf einem alternativen Nutzungspfad kann dieser Wasserstoff mit Kohlendioxid zu Methan (CH₄, Erdgas-Substitut) synthetisiert werden. Beide Alternativen der Energiespeicherung werden erläutert und gegenübergestellt.

Das Speichersystem Windgas (Definition s. Abschnitt A 1.2) in seiner Ausprägung bis zum Endprodukt Methan ist eine technische Nachbildung der Photosynthese. Bei dieser natürlichen Form der Energiespeicherung spalten Pflanzen mit Hilfe von Sonnenenergie in einem ersten Teilschritt (Gleichung 1) Wasser (H₂O) in Sauerstoff (O₂) und Wasserstoff (H₂). Dieser Wasserstoff reagiert im zweiten Teilschritt (Gleichung 2) mit Kohlendioxid (CO₂) aus der Luft zu Kohlenhydraten (C_n[H₂O]_m), in denen die Energie chemisch gespeichert vorliegt. Über diesen Prozess entsteht alle Nahrung, die Lebewesen zu sich nehmen – und ist auch alle fossile Energie und Biomasse entstanden, die wir heute nutzen.



Teilschritt 1: Wasserspaltung



Teilschritt 2: Wasserstoff reagiert mit CO₂

Der Kreislauf von CO₂ und Sauerstoff wird in allen drei Fällen durch Einspeicherung und Ausspeicherung (Verbrennung) geschlossen, wobei die Verbrennung von fossilen Energieträgern innerhalb kurzer Zeit erheblich mehr CO₂ freisetzt als im gleichen Zeitraum über die Photosynthese eingespeichert wird: Global werden jährlich so viel fossile Energieträger verbrannt, wie die Natur in etwa 3 Mio. Jahren eingespeichert hat. Den modernen Menschen gibt es erst seit ca. 250.000 Jahren. Daher sind fossile Energieträger in menschlichen Zeitmaßstäben endlich, nicht nachhaltig nutzbar und nicht erneuerbar.

Einer der größten Vorteile der chemischen Energie- bzw. Stromspeicherung ist die große sowohl volumetrisch als auch gravimetrisch große Energiedichte chemischer Energieträger (vgl. auch Abbildung A 2.1). Aufgrund dieser Eigenschaft ist Energiespeicherung in dieser Form neben großen thermischen Speichern die derzeit einzige realistische Option zur längerfristigen und saisonalen Speicherung von Energie.

Beim Windgas-Konzept wird nach dem gleichen Prinzip technisch mittels Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt, der unter Einhaltung vorgeschriebener volumetrischer Grenzwerte entweder direkt ins Gasnetz eingespeist wird (s. Abbildung A 2.3:) oder unter Zugabe von CO₂ auf chemischem oder biologischem Weg zu Methan aufbereitet und dann ohne Restriktionen eingespeist wird (s. Gleichung 3 und 4 sowie Abbildung A 2.4).



Die zur Verfügung stehende *Gasinfrastruktur* umfasst ein europaweites Gasnetz zum Transport der in Windgas gespeicherten erneuerbaren Energie und zugleich die größten Speicherkapazitäten in Europa. Über diese Infrastruktur kann Windgas dem Endkunden als Wärmequelle ebenso zur Verfügung gestellt werden wie zur Stromerzeugung oder als Kraftstoff. Wird Windgas als reiner Wasserstoff erzeugt, ist der Prozess CO₂-frei.

Der *Wandlungsgrad* von Strom in Windgas bewegt sich in einer Bandbreite von etwa 50-85 Prozent. Je nach Endanwendung ergeben sich daraus Gesamtwirkungsgrade von 18-84 Prozent (s. Tab. A 2.5.1). Die großen Bandbreiten sind auf verschiedene Technologien bei Elektrolyse und Methanisierung, Einspeisung oder Weiterverwendung der Produktgase bei unterschiedlichen Drücken sowie auf verschiedene Ausspeichertechnologien zurückzuführen.

Auch wenn diese Wirkungsgrade gering erscheinen, sind sie im Vergleich zur Photosynthese sehr hoch. Während beispielsweise Biogas über Photosynthese (Solarenergie-zu-Biomasse ca. 1 Prozent) und Vergärung (Biomasse-zu-Biogas ca. 70 Prozent) gerade einmal 0,7 Prozent der eingestrahlten Solarenergie in Gas wandeln kann, ist dieser Wert für Wind- oder Solargas deutlich höher: Über handelsübliche Photovoltaikanlagen kann die Solarenergie zu ca. 14-20 Prozent in Strom umgewandelt werden. Mit der oben genannten Wirkungsgradbandbreite von Windgas (Power-to-Gas) ergeben sich Gesamtwirkungsgrade von etwa 7-17 Prozent. Damit liegt der Wirkungsgrad von Solargas um den Faktor 10-24 höher als bei Biogas – und dies bei sehr viel weniger Flächenbedarf.

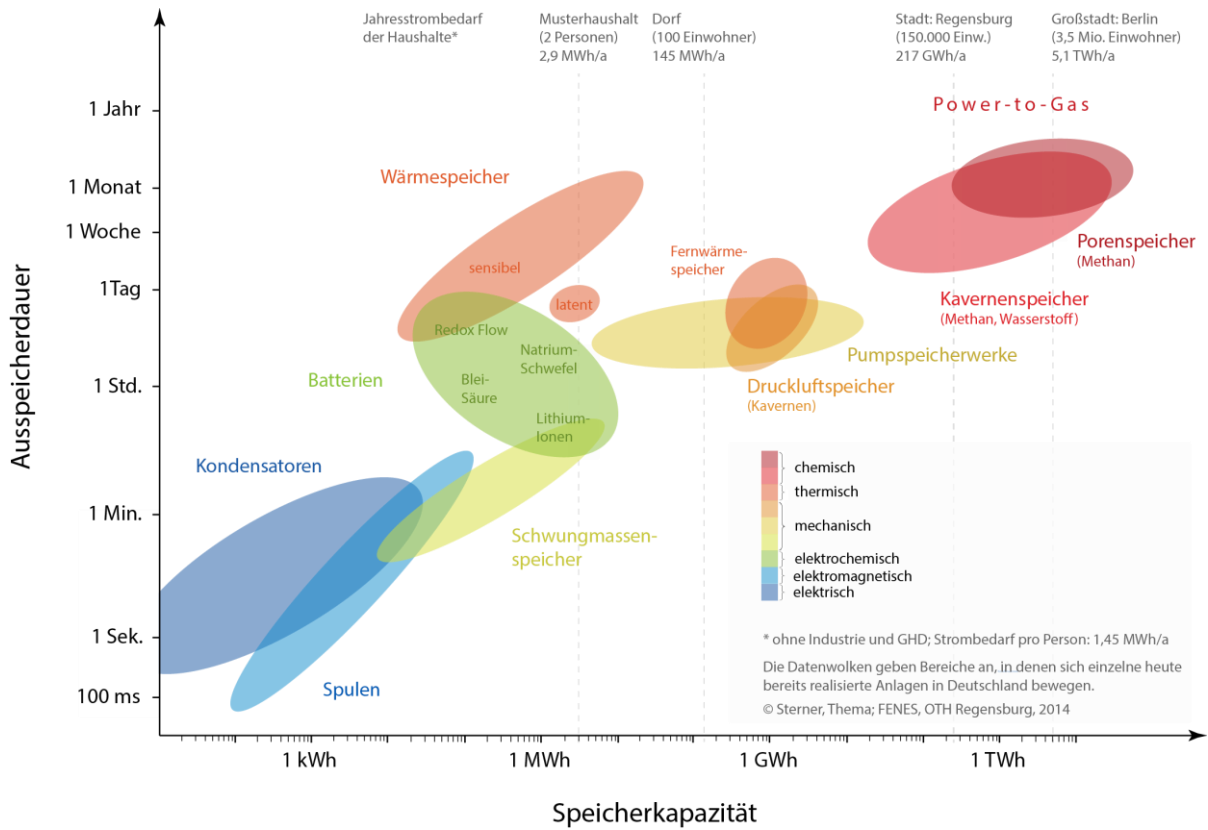


Abbildung A 2.1: Gegenüberstellung verschiedener Energie- bzw. Stromspeichersysteme anhand ihrer Kapazität und Entladedauer. Chemische Speicherung (Windgas) ist eine der wenigen Optionen zur Langzeitspeicherung von Energie.

Der *Flächenbedarf* ist bei Windgas noch einmal deutlich geringer, da nur ein Bruchteil der Fläche für die Gewinnung von Windgas benötigt wird, die zur Erzeugung der gleichen Gasmenge aus Biomasse notwendig wäre. Mit Windgas können Energiewirtschaft und Landwirtschaft kombiniert werden, ohne eine Flächenkonkurrenz von Nahrung und Energie zu verursachen: Die Flächen in und um einen Windpark stehen weiter für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion zur Verfügung. Zudem werden Monokulturen, Bodenbelastung durch Dünger, Bodendegradation, Wasserverbrauch und auch Treibhausgasemissionen durch Bodenumbbruch vermieden, welche meist mit intensiver Biomasse-Erzeugung einhergehen. Daher ist Windgas eine echte ökologische Alternative zu Biogas.

Tabelle A 2.5.1: Wirkungsgrade im Speichersystem Windgas. Quelle: nach (Sternner und Stadler 2014), eigene Ergänzungen.

Pfad	Gesamtwirkungsgrad	Randbedingungen
Power-to-Gas (Windgas)		
Strom zu Wasserstoff	54 – 79 %	Kompression auf 200 bar (Gasspeicher)
Strom zu Methan	49 – 78 %	
Strom zu Wasserstoff	57 – 80 %	Kompression auf 80 bar (Fern- und Transportleitung)
Strom zu Methan	50 – 78 %	
Strom zu Wasserstoff	64 – 84 %	ohne Kompression
Strom zu Methan	51 – 79 %	
Stromsektor		
Strom zu Wasserstoff zu Strom	34 – 51 %	Verstromung via Brennstoffzelle
Strom zu Wasserstoff zu Strom	33 – 48 %*	Verstromung via GuD (H ₂ -Beimischung: 10-15 %)
Strom zu Methan zu Strom	30 – 38 %	Verbrennung über GuD-Kraftwerke (60 %)
Verkehrssektor		
Strom zu Wasserstoff zu Motorleistung	38 – 53 %	Umsetzung in Brennstoffzelle (60 %)
Strom zu Gas zu Strom zu Motorleistung	24 – 49 %	Rückverstromung mit GuD-Kraftwerken und Nutzung Elektrofahrzeug (80 %)
Strom zu Methan zu Motorleistung	18 – 37 %	Verbrennung im Ottomotor (35 %)
Wärmesektor		
Strom zu Wasserstoff zu Wärme	24 – 38 %	Verbrennung mit Wirkungsgrad 45 %
Strom zu Wasserstoff zu Wärme u. Strom	46 – 71 %	KWK (45 % Wärme und 40 % Strom)
Strom zu Wasserstoff zu Wärme u. Strom	46 – 71 %	Brennstoffzellen-BHKW 85 %
Strom zu Methan zu Wärme und Strom	43 – 68 %	KWK (45 % Wärme und 40 % Strom)
Strom zu Methan zu Wärme	53 – 84 %	Brennwertkessel (105 %)**

* Annahme: $\eta_{\text{Elektrolyse}}=55 - 80 \%$; $\eta_{\text{GuD}}=59,7 \%$. Rechtlich verbindlich ist heute eine Konzentration von 1 Vol.-% H₂ im Brenngas von Gasturbinen. Angaben des Turbinenherstellers Siemens zufolge ist zukünftig in diesem Bereich mit Wasserstofftoleranzen von 10-15 Vol.-% H₂ im Brenngas zu rechnen, die z.T. heute schon im Testbetrieb erreicht werden (Müller-Syring und Henel 2014).

** Berechnung des Wirkungsgrades von Brennwertkesseln erfolgt immer über den Heizwert. Aus diesem Grund ist dieser Wirkungsgrad > 100 Prozent.

A 1.2.2 Konzepte

Aufgrund der spezifischen Eigenschaften der Energieträger Wasserstoff und Methan ist grundsätzlich zwischen zwei verschiedenen Windgas-Konzepten zu unterscheiden (s. Tabelle A 2.5.2). Der Unterschied liegt primär in den Komponenten Methanisierung, dem verwendbaren Speicher und den verschiedenen Ausspeichersystemen begründet.

Tabelle A 2.5.2: Speichersystem Windgas: Nutzungspfade Wasserstoff und Methan

Konzept	Wasserstoffherzeugung (H ₂ -Windgas, H ₂ /CH ₄ -Windgas)	Methanherzeugung (CH ₄ -Windgas)	
Einspeicher- einheit el. → chem.	Elektrolyse (Alkalisch, Membran, Hochtemperatur)		
		Methanisierung (biologisch, chemisch) CO ₂ -Abtrennung	
	Gasaufbereitung/Anlagentechnik		
Speichereinheit chem.	Gasnetz (unterirdisch nur Kavernenspeicher nutzbar, Einspeisung derzeit auf 2 Vol.-% begrenzt*, langfristige Perspektive: 10 Vol.-% möglich)	Gasnetz (Kavernen- und Porenspeicher vollumfänglich nutzbar, heutige Kapazität: 217 TWh)	
	Oberirdische Gasspeicher		
Ausspeicher- einheit chem. → el. chem. → therm. chem. → mech. chem. → chem.	Sektor		
	Strom Brennstoff-zelle KWK, Gas- kraftwerke, BHKW	Wärme KWK, BHKW Brenner Gasheizung, Gaswärmepumpe, Kältemaschinen	Verkehr Verbrennungs- motor Brennstoffzelle Nutzung in Raffinerien

Im folgenden Abschnitt werden die grundlegenden Windgas-Konzepte (Nutzungspfad Wasserstoff oder Methan) vorgestellt. Der darauffolgende Abschnitt behandelt anschließend die verwendeten Technologien.

Nutzungspfad Wasserstoff: Speichersysteme „H₂-Windgas“ und „H₂/CH₄-Windgas“

Im Windgaskonzept „H₂-Windgas“ ist die Wasserstoffherzeugung in ein reines Wasserstoffsystem eingebettet (s. Abbildung A 2.2). Das erzeugte Windgas, an dieser Stelle Wasserstoff, wird in reiner Form zwischengespeichert und energetisch oder stofflich weiterverwendet. Ausgangspunkt hierfür sind Regionen mit hoher Dichte von Abnehmern wie z. B. Chemieparcs, bereits vorhandene Wasserstoffleitungssysteme und geeignete Speichersysteme.

Stofflich kann H₂-Windgas Industriebranchen mit hohem Wasserstoffbedarf (Raffinerien, Eisenherstellung etc.) dekarbonisieren, indem es dort beispielsweise mittels Dampfreformierung aus Erdgas gewonnenen fossilen Wasserstoff substituiert.

In speziell für die Wasserstoffherzeugung angepassten Wärme-Kraft-Maschinen (GuD, Blockheizkraftwerke/BHKW) und Brennstoffzellen kann die im Wasserstoff gespeicherte Energie in den Strom-, Wärme- und Verkehrssektor (rück-) gespeist und damit „ausgespeichert“ werden. H₂-Windgas wird auf diesem Weg also energetisch genutzt. Hinderlich bei der Umsetzung dieses

* Siehe Abschnitt 3.3.2.

Konzeptes sind die hohen Kosten beim parallelen Aufbau einer vom Erdgasnetz separierten Wasserstoffinfrastruktur sowie die nach wie vor hohen Preise, eine geringe Lebensdauer und Langzeitstabilität der Wasserstoff-Ausspeichertechnologien, insbesondere bei Brennstoffzellen.

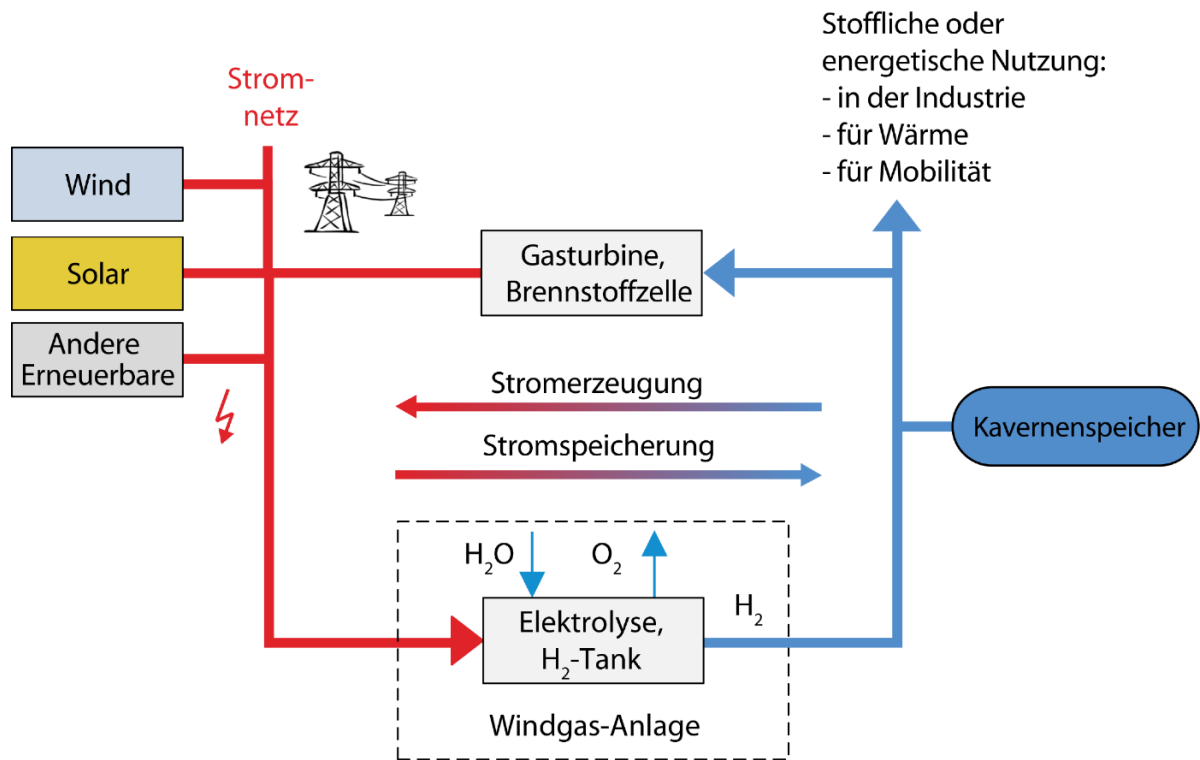


Abbildung A 2.2: Nutzung von Wasserstoff in einer reinen Wasserstoffinfrastruktur: H₂-Windgas

Um hohe Kosten bei der Einführung separater Wasserstoffversorgungssysteme und regionale Beschränkungen beim Wasserstoffbedarf zu umgehen und größere Speicherkapazitäten zu erschließen, besteht die Möglichkeit, den erzeugten Wasserstoff direkt im vorhandenen Gasnetz einschließlich der Gasspeicher beizumischen und über die dort vorhandenen technischen Einrichtungen integriert zu nutzen (s. Abbildung A 2.3). Dieses Nutzungskonzept wird als „H₂/CH₄-Windgas“ bezeichnet. Hierbei besteht die Herausforderung der beschränkten Aufnahmekapazität der derzeitigen Gasinfrastruktur für Wasserstoff.

Nutzungspfad Methan: Speichersystem „CH₄-Windgas“

Der zweite grundlegende Nutzungspfad von Windgas ist „CH₄-Windgas“ (s. Abbildung A 2.4). Der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff wird hier auf biologischem Weg (Methanogenese durch Archaea-Mikroorganismen) oder katalytischem Weg (Sabatier-Prozess) unter Zugabe von Kohlendioxid methanisiert.

Generelle Voraussetzungen für die optionale Nutzung von CH₄-Windgas sind ökologisch akzeptable CO₂-Quellen sowie das Vorhandensein von Wärmesenken (etwa die Nutzung als Prozesswärme in der Industrie), um akzeptable Wirkungsgrade insbesondere bei der Nutzung der katalytischen Methanisierung zu erreichen.

Im entstandenen Methan können aufgrund seiner höheren volumetrischen Energiedichte größere Energiemengen mit weniger Aufwand verdichtet, gespeichert und transportiert werden als im Wasserstoff. Zudem hat erneuerbares Methan das Potenzial, ohne Einschränkungen Erdgas zu substituieren, welches zu 85-98 % aus Methan besteht. Nachteilig wirkt sich der Energieaufwand für

die zusätzlichen Prozessschritte der CO₂-Bereitstellung und Methanisierung aus (s. Tab. A 2.5.1). Intelligente Konzepte, wie die Nutzung der bei der Methanisierung entstehenden Abwärme z.B. für die CO₂-Gewinnung, können den Wirkungsgrad jedoch ebenso verbessern wie der Einsatz der Hochtemperaturelektrolyse, sodass der Gesamtwirkungsgrad in der Bilanzbetrachtung „Strom-zu-Gas“ ähnlich ausfällt wie bei H₂-Windgas.

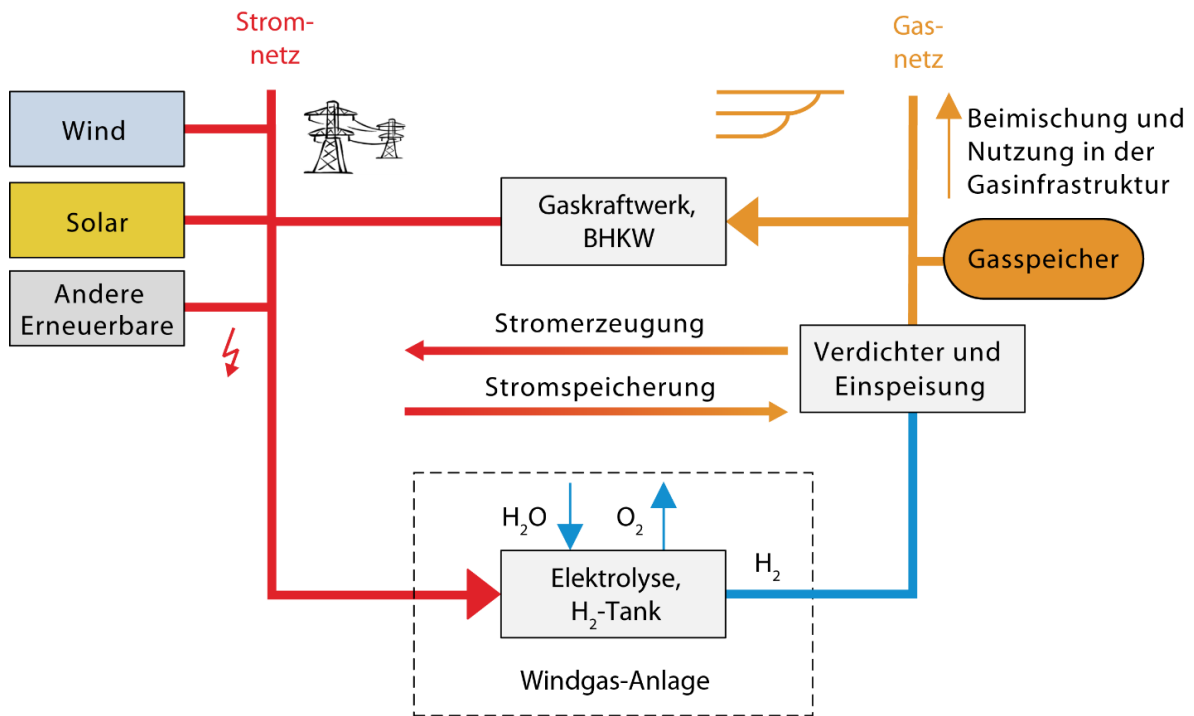


Abbildung A 2.3: Integrierte Nutzung von Wasserstoff im Erdgas-Versorgungssystem H₂/CH₄-Windgas durch Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz

Das eingespeiste CH₄-Windgas steht über die Gasinfrastruktur (ähnlich wie bei H₂/CH₄-Windgas) multisektoral für diverse Anwendungen zur Verfügung. Es hat jedoch gegenüber H₂/CH₄-Windgas den entscheidenden Vorteil, dass keine Anpassungen im Gassystem notwendig sind und die volle Speicherkapazität verfügbar ist, ohne Rücksicht auf Wasserstofftoleranzen der Infrastruktur nehmen zu müssen.

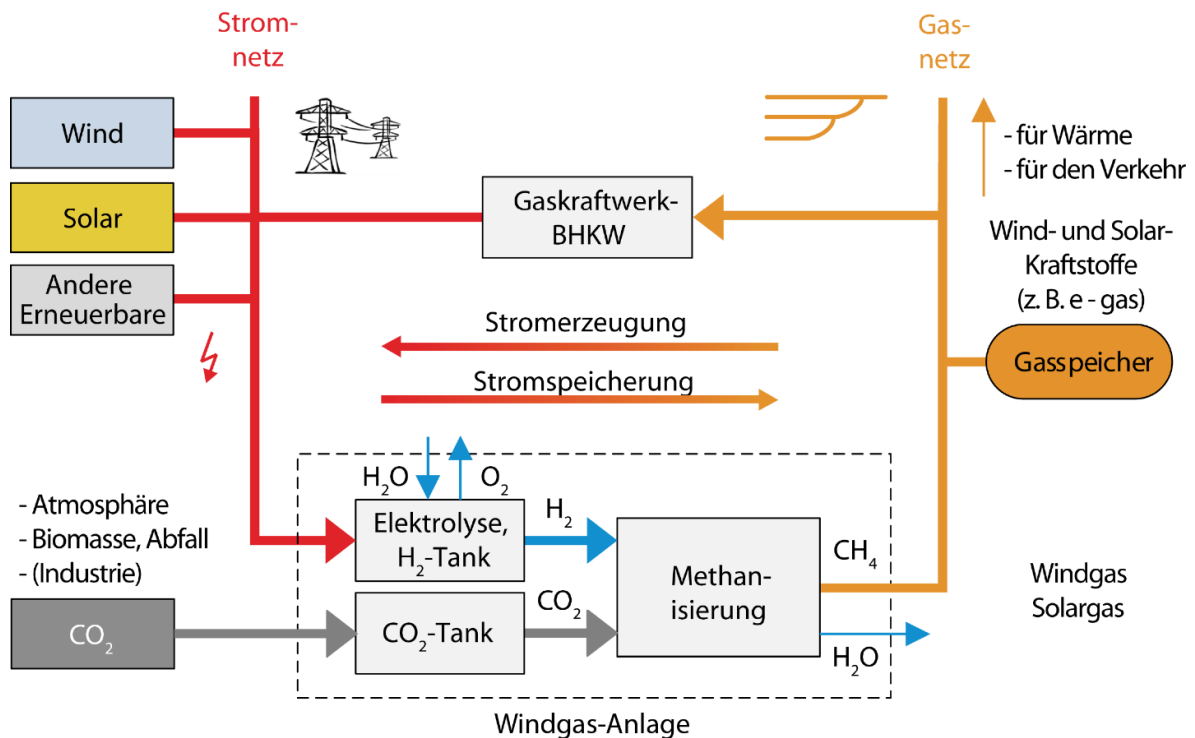


Abbildung A 2.4: CH₄-Windgas-System: Aus „echtem überschüssigem Strom“ (s. Abschnitt A 1.1) erzeugter Wasserstoff wird methanisiert und ins Gasnetz eingespeist.

Das zur chemischen wie biologischen Methanisierung benötigte Kohlendioxid ist gesondert bereitzustellen. Dafür stehen ökologisch akzeptable Quellen in ausreichendem Maße bereit. Die verschiedenen Optionen hierfür werden weiter unten vorgestellt.

Eine vollständige Energiewende mit den beiden Windgas-Nutzungspfaden Wasserstoff und Methan, ist im Rahmen der von der Gasinfrastruktur tolerierten volumetrischen Gasanteile möglich. So stößt H₂/CH₄-Windgas dann an seine Grenzen, wenn es so viel fossiles Erdgas verdrängt hat, dass die Wasserstofftoleranz des Gasnetzes ausgeschöpft ist. Um darüber hinaus regenerative Energie im Gasnetz zu integrieren, ist dann CH₄-Windgas notwendig.

A 1.2.3 Komponenten des Speichersystems Windgas

Im Folgenden wird näher auf die einzelnen Bestandteile des Speichersystems Windgas eingegangen. Es werden sowohl die technische und physikalische Funktionsweise beschrieben als auch ökologische Wirkungen und Rohstoffpotenziale erörtert.

Einspeichereinheit (Ladeinheit)

Die Einspeichereinheit einer Windgas-Anlage umfasst einen von Leistungselektronik angesteuerten Elektrolyse-Stack, eine Gasreinigung, ggf. Zwischenspeicherung des erzeugten Wasserstoffes, die notwendige Chemieanlagentechnik (Rohrleitungen, Ventilsystem etc.) – und bei zusätzlicher Methanisierung den Methanisierungsreaktor (chemisch oder biologisch) inklusive notwendiger Peripherie und CO₂-Bereitstellung. Die Einspeichereinheit schließt je nach Anwendungsfall mit einer Gasaufbereitung zur Einspeisung sowie zu Verdichtung auf den Arbeitsdruck der nachgeschalteten Speichereinheit ab.

Elektrolyse

Wie in Anhang A 1.2.1 erwähnt, besteht der erste Schritt bei der Windgas-Produktion immer in der elektrochemischen Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Dazu stehen heute maßgeblich drei verschiedene Elektrolysetechnologien zur Verfügung, welche in Tabelle A 2.5.3 nach ihrer Technologiereife aufgeführt sind, beginnend bei der Technologie mit größtem Erfahrungsschatz aufgeführt sind (s. Tabelle A 2.5.3): die Alkalische- (AEL), die Membran- (PEMEL) und die Hochtemperaturelektrolyse (HTES). Für die Anwendung in Kombination mit fluktuierendem Dargebot erneuerbarer Energie werden derzeit in diversen Pilotprojekten Erfahrungen gesammelt.

Tabelle A 2.5.3: Technische Merkmale unterschiedlicher Elektrolysearten (Alkalische Elektrolyse AEL, Membranelektrolyse PEMEL und Hochtemperaturelektrolyse HTES) im Vergleich: Spezifikationen, Aufbau, Wirtschaftlichkeit. Quelle: (Sterner und Stadler 2014).

Elektrolyseart Techn. Merkmal	AEL		PEMEL		HTES	
	flüssig	KOH	fest	Membran	fest	Keramik
Elektrolyt	flüssig	KOH	fest	Membran	fest	Keramik
Betriebstemperatur in °C	40 – 90		20 – 100		700 – 1000	
Druck in bar	1 – 30		30 – 50		ca. 30	
Reaktionen						
Kathodenreaktion	$2 \text{H}_2\text{O} + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2 \text{OH}^-$		$2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$		$\text{H}_2\text{O} + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$	
Ladungsträger	OH^-		H^+		O^{2-}	
Anodenreaktion	$2 \text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2 \text{e}^-$		$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2 \text{e}^-$		$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2 \text{e}^-$	
Wirkungsgrad in %	62 - 82		67 - 82		65 - 82	
Stackdesign						
Aufbau	Bipolar, Filterpresse		Filterpresse		bis 100 cm ²	
Aktive Zellfläche in cm ²	100 - 4000		10 – 750 cm ²		0,3 – 3,0	
Stromdichte in A/cm ²	0,2 – 0,45		bis zu 2,5			
Zellspannung in V	< 2,4		< 2,2			
Zellen pro Stack	bis zu 700		< 120			
Systemdesign	Laugenkreislauf (KOH) Leistungselektronik Gasseparatoren, - wäsche, Kompression, Feinreinigung		Ähnlich AEL, einfacheres Systemdesign, druckfeste Auslegung		Erste Anlagen marktreif, Koppelung an Hochtemperatur- quelle notwendig	
Wasserstoffproduk- tionsrate in m ³ /h	1 – 760		0,01 – 30		bisher größte Anlage: 5,7 m ³ /h bei 18 kW	
Elektrische Leistung in kW	5 kW – 3400		0,5 – 160			
Standzeiten inkl. Überholung in a	20 – 30		10 – 20		k. A.	
Energie in kWh _{el} /m ³ H ₂	4,5 – 7,0		4,5 – 7,5		3,2 0,6 kWh _{th} /m ³ H ₂	
Teillastbereich in %	20 – 100		0 – 100		k. A.	
Leistungsdichte in W/cm ²	bis 1,0		bis 4,4			
Investitionskosten I ₀ in	800 – 1500		2000 - 6000			

€/kW, Stand 2014			
Aufbau, Anlieferung	10 % I ₀	10 % I ₀	
Wartung, Betrieb, Versicherung	4 % I ₀ pro Jahr	4 % I ₀ pro Jahr	
Vorteile	Günstig in Herstellung und Anschaffung, größter Erfahrungsumfang, erprobte Technologie	Einfacher Aufbau und Verfahrenstechnik, da kein Elektrolytkreislauf nötig, kleinere Überspannungen durch Edelmetall-katalysatoren	Auch zur Erzeugung höherkettiger Kohlenwasserstoffe geeignet. Durch eine vergleichsweise niedrige Zellspannung und die Möglichkeit zur Einkopplung von Prozesswärme lassen sich Effizienz und damit Kostenvorteile ausschöpfen.
Nachteile	Aufwändige Laugenreinigung nötig, nicht für dynamischen Betrieb ausgelegt	Materialanforderungen hoch, teure Werkstoffe	Separation von Wasserstoff und Wasserdampf bei hohen Temperaturen mögliches Problem

Peripherie, Gasaufbereitung, Anlagen- und Systemtechnik

Zusätzlich zum zentralen Bauteil eines Elektrolyseurs, dem Elektrolyse-Stack, ist eine Vielzahl peripherer verfahrenstechnischer Einrichtungen notwendig. Abbildung A 2-5 zeigt exemplarisch die Komponenten einer atmosphärisch aufgebauten Wasserelektrolyse. Dem Stack (Elektrolyseur) vorgeschaltet sind Leistungselektronik, Wasseraufbereitungsanlagen, die eine gleichbleibende und ausreichende Wasserqualität gewährleisten, sowie ein Wärmemanagementsystem, in das auch andere Anlagenteile mit eingebunden sein können.

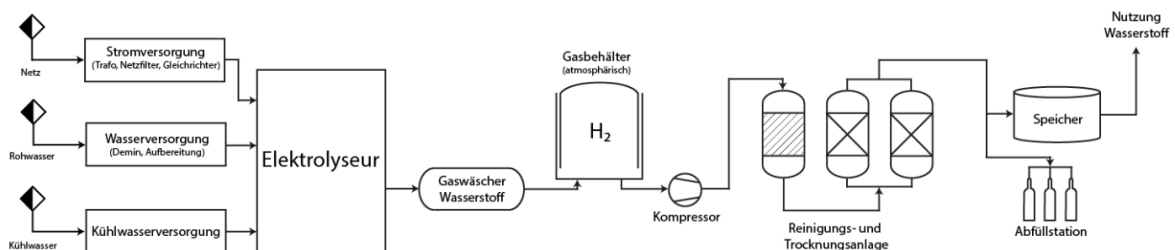


Abbildung A 2.5: Exemplarische Darstellung der anlagentechnischen Peripherie eines (atmosphärischen) Wasserelektrolyseurs.

Dem Stack nachgeschaltet sind je nach Anwendungsfall Gaswäscher, Reinigungs- und Trocknungsanlagen und Zwischenspeicher oder Kompressoren, die das Prozessgas für die benötigte Endanwendung aufbereiten.

Methanisierung

Um Verluste minimal zu halten, sollte vorhandenes Potenzial zur direkten Nutzung von Wasserstoff aus Windgas-Anlagen zunächst voll ausgeschöpft und erst in einem zweiten Schritt zur Methanisierung übergegangen werden. Für die Methanisierung steht ein chemischer und ein biologischer Verfahrensschritt zur Verfügung:

Bei der chemischen Methanisierung laufen im Sabatier-Prozess zwei reversible Gleichgewichtsreaktionen katalytisch ab: die Wassergas-Shift-Reaktion und die CO-Methanisierung. Die stark exotherme Gesamtreaktion erfordert dabei ein zuverlässiges Wärmemanagement einer chemischen Methanisierungsanlage. Das für die Synthese benötigte Kohlenstoffdioxid hat mit hohem Maß an Reinheit vorzuliegen, um die Katalysatoren nicht zu beschädigen (Sternier und Stadler 2014).

Ebenso katalysatorbasiert ist die biologische Methanisierung (Methanogenese). Sie findet jedoch mittels Enzymen von Archaea-Bakterien statt, einer der ältesten Lebensformen der Erde. Die Methanogenese findet bei milden Bedingungen und damit geringer Bauteilbelastung in einem einzigen Wandlungsschritt statt. Die Produktgase können ohne weitere Gasaufbereitung in hoher Reinheit verwendet werden. Im Gegensatz zur chemischen Methanisierung ist der Prozess technisch noch nicht voll ausgereift.

Bereitstellung von Kohlenstoff für die Methanisierung

Wasserstoff kann bis zur erforderlichen Ertüchtigung des Gasnetzes und einer Überarbeitung der geltenden Regularien nur in begrenztem Umfang direkt in die vorhandene Gasinfrastruktur eingespeist werden. Deshalb kann es sinnvoll sein, elektrolytisch erzeugten Wasserstoff in einem zusätzlichen Schritt zu CH₄-Windgas weiterzuverarbeiten. Das dafür benötigte CO₂ kann aus der Atmosphäre, Biomasse, Recyclingprozessen oder fossilen Quellen stammen (s. Tabelle A 2.5.4).

Tabelle A 2.5.4: Quellen für CO₂ als Eduktgas. Quelle: (Sternier und Stadler 2014).

CO ₂ -Quelle	Kategorie	Beispielverfahren
Atmosphäre	Green Carbon	Abscheidung aus der Luft über Elektrodialyse oder Adsorption
Biomasse	Green Carbon	Abscheidung aus Biogas
Fossil	Black Carbon	Abscheidung aus Rauchgasen von z. B. Kraftwerken, Zement- und Stahlproduktion
CO ₂ -Recycling	Green Carbon	Verbrennung von klimaneutralem Gas (Biogas, Windgas) in Gaskraftwerken und anschließende Abscheidung aus dem Rauchgas und Wiederverwendung des CO ₂ für die Energiespeicherung

Aufgrund des beschränkten Potenzials bei der Gewinnung aus Biomasse ist grundsätzlich trotz höheren Aufwandes langfristig die CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre oder klimaneutralen Rauchgasen in einem Kreislaufprozess zu favorisieren. Windgas ist selbst mit fossilem CO₂ klimaneutral, da durch den Windgas-Betrieb keine zusätzlichen Emissionen in die Atmosphäre gelangen, sondern lediglich von der Quelle (z. B. Zementwerk) in die Windgas-Nutzung verschoben werden (CCU - Carbon Capture and Use). Dennoch kommen fossile CO₂-Quellen für ökologisch unbedenkliches Windgas nach Greenpeace-Energy-Kriterien nicht in Frage, da die Entwicklung alternativer CO₂-armer Energieprozesse und Produkte dadurch verzögert wird.

Speichereinheit (Technische Speichervorrichtungen für die Energieträger Wasserstoff und Methan)

Die Transportfähigkeit des Energieträgers (Wasserstoff oder Methan) ist einer der Hauptvorteile des Windgas-Konzeptes. Dadurch können Ein- und Ausspeichereinheit räumlich getrennt voneinander arbeiten. Dieser Abschnitt soll klären, welche Speichermedien bzw. welche Lagermöglichkeiten für Wasserstoff und Methan verfügbar sind.

Generell kann zwischen zwei Arten der Gasspeicherung unterschieden werden: der Speicherung in Behältern über Tage in Druckbehältern und der Speicherung unter Tage in Poren- und Kavernenspeichern. Die Druckbehälter (Gasometer, Kugelgasbehälter, Röhrenspeicher) über Tage dienen überwiegend der kurzfristigen Speicherung und weisen meist geringe Speicherkapazitäten von weniger als 1 Mio. m³ auf und sind deshalb zum Ausgleich lokaler Spitzen geeignet. Zur Abdeckung saisonaler Bedarfs- und Erzeugungsschwankungen dienen vorrangig Unterspeicher, hier können große Speichervolumina bei geringem oberirdischem Flächenverbrauch realisiert werden. So haben deutsche Unterspeicher ein Arbeitsgasvolumen von bis zu über 1 Mrd. m³ (Sedlacek 2013). Mit zunehmender Teufe steigen die Speicherdrücke dort auf bis zu 200 bar an. Unterspeicher verfügen aufgrund ihrer Lage tief im Untergrund über eine sehr große Sicherheit gegen ungewolltes Austreten von Gas. Dies ist der Grund, warum bereits seit mehreren Jahrhunderten große Erdgasmengen nahezu ausschließlich unter Tage gespeichert werden (Sternner und Stadler 2014).

Bei Porenspeichern handelt es sich um natürlich poröse Gesteinsschichten, welche natürlicherweise mit einer gasundurchlässigen geologischen Formation abgedeckt sind. Über eine oder mehrere Bohrungen können solche Formationen, Aquifere oder oftmals ehemalige Lagerstätten fossiler Energieträger (Erdöl und Erdgas), zugänglich gemacht werden. Es kommen jedoch lediglich zehn Prozent der ehemaligen Lagerstätten für eine Umwidmung in Gasspeicher in Frage. Die übrigen erfüllen die notwendigen geologischen und geotechnischen Voraussetzungen (beispielsweise Porosität, Permeabilität, Betriebsdruck) nicht in ausreichendem Maße (Schmitz 2011).

Soll eine ehemalige Gaslagerstätte als reiner Wasserstoffspeicher genutzt werden, sind zusätzliche Aspekte zu berücksichtigen. Bevor eine Gas- (bzw. Kohlenwasserstoff-) Lagerstätte zu einem Speicher umgewidmet wird, wird diese in der Regel nur bis zu einem gewissen Prozentsatz entleert. Dabei bleiben in der Lagerstätte Restbestände zurück. Wird nun Wasserstoff in dieser Lagerstätten eingespeichert, so kommt es zu Verunreinigungen durch die Restgase, welche aus unterschiedlichen Kohlenwasserstoffverbindungen bestehen. An die Reinheit von Wasserstoff werden allerdings hohe Anforderungen gestellt. Dies erfordert einen enormen Aufwand zur Reinigung des Wasserstoffes über Tage nach der Ausspeicherung aus der Lagerstätte (Cerbe 2008).

Einige Gesteinsformationen, insbesondere Salzlagerstätten, sind aufgrund ihrer Standfestigkeit und Homogenität für den Bau von Hohlräumen geeignet, sogenannten Kavernen. Salzkavernen sind also Unterspeicher, zu deren Bau künstliche Hohlräume unter Tage geschaffen wurden. Dafür wird eine Bohrung in das Salzgestein abgeteuft, das Salzgestein mit hineingepumptem Wasser im Untergrund aufgelöst und anschließend an der Erdoberfläche recycelt oder als Rohstoff genutzt. So entstehen Kavernen mit einem Volumen von bis zu 100 Mio. m³. Ein Vorteil dieses Verfahrens ist, dass weder Maschinen noch Personal unter Tage zu bringen sind. Alle Arbeiten können über Tage durchgeführt werden, wodurch Kosten und Zeit gespart werden können. Sobald die Salzkaverne das erwünschte Volumen erreicht hat, werden Dichtigkeitstests durchgeführt. Anschließend kann die Kaverne auf Gasbetrieb umgerüstet und in Betrieb genommen werden.

Grundsätzlich hat Deutschland ein großes Potenzial für weitere Kavernenspeicher in Salzlagerstätten (s. Abbildung 3.11 auf S. 35). Derzeit bestehende Kapazitäten könnten bei Bedarf weit über den nationalen Bedarf hinaus ausgebaut und damit zur „Batterie Europas“ werden.

Ausspeichereinheit (Entladeeinheit)

Als Ausspeichereinheit für Windgas kommt eine Vielzahl technischer Einrichtungen in Frage, wenn angenommen wird, dass für Distribution und Betrieb des Gasgemisches die vorhandene Infrastruktur und Einrichtungen weitgehend weiter Verwendung finden können (Sternner und Stadler 2014):

- Kraftwerke, vorzugsweise mit Kraft-Wärme-Koppelung (KWK)
 - Brennstoffzellen
 - Gasturbinenkraftwerk
 - GuD-Kraftwerk
 - Blockheizkraftwerk (BHKW)
- Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden
 - Gasheizungstherme
 - Gaswärmepumpe
 - Sorptionskältemaschinen
- Mobilität und Verkehr
 - Otto-Motor
 - Brennstoffzelle

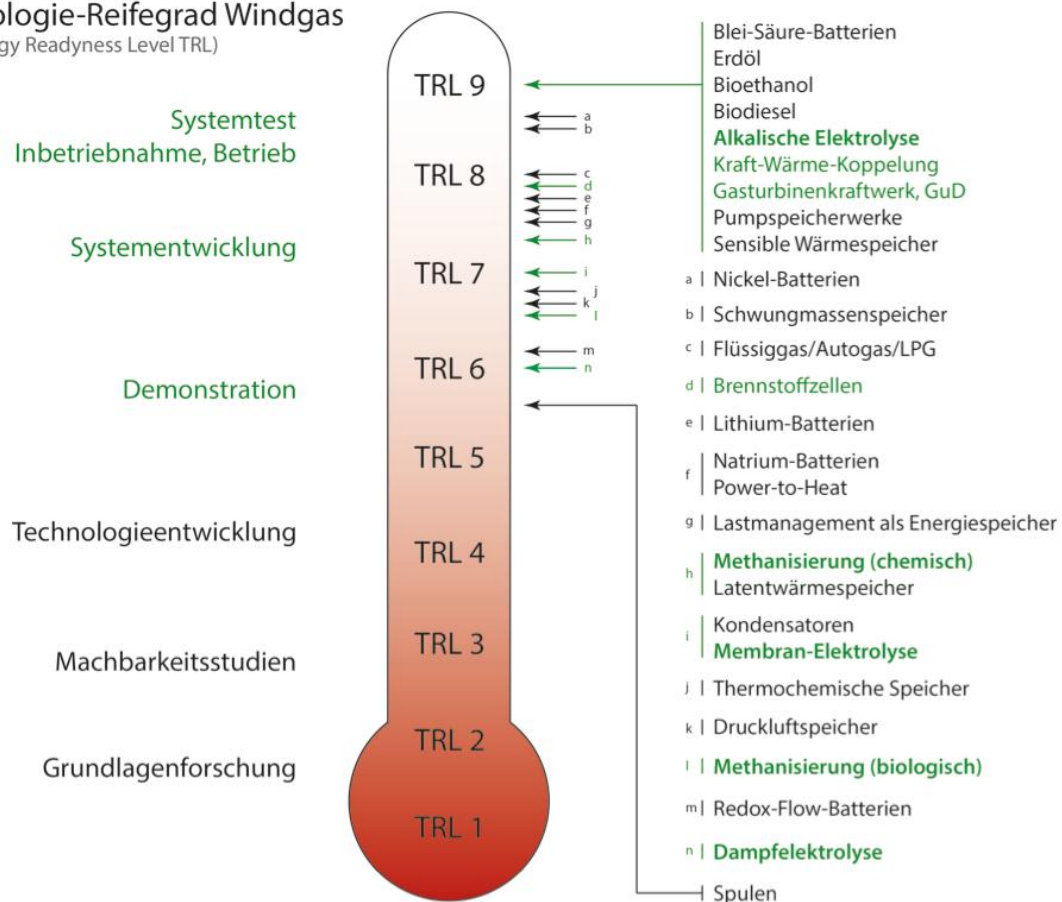
A 1.2.4 Windgas-Technologiereifegrad

Angelehnt an den von (Mankins 1995) beschriebenen Technologie-Reifegrad (Technology Readyness Level, TRL) wurde in einer Umfrage unter führenden Experten der Entwicklungsstand relevanter Windgas-Technologie abgefragt. Dabei sind die Antworten der Befragten auf einer Skala von eins (Technologie befindet sich in der Grundlagenforschung) bis neun (Technologie in Betrieb) gemittelt dargestellt

Sämtliche Technologiebestandteile haben der Umfrage zufolge den Bereich von Machbarkeitsstudien und grundlegender Entwicklung hinter sich gelassen und befinden sich im Demonstrations-, Entwicklungs- und Testverfahren bis hin zum laufenden Betrieb (s. Abbildung A 2.6). Dies bedeutet, dass gegenwärtig Prototypen in verschiedenen Einsatzumgebungen getestet werden, aber auch schon qualifizierte Systeme erfolgreich im Einsatz sind.

Relevante Komponenten der Windgas-Technologie sind demnach heute bereits verfügbar. Um die Preise zu senken und die Technik in die Wirtschaftlichkeit zu führen, sind ab nun Verbesserungen der Produktionsbedingungen u.a. hin zu größeren Stückzahlen vorzunehmen.

Technologie-Reifegrad Windgas (Technology Readyness Level TRL)



- TRL 1: Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips
- TRL 2: Beschreibung der Anwendung einer Technologie
- TRL 3: Nachweis der Funktionstüchtigkeit einer Technologie
- TRL 4: Versuchsaufbau im Labor
- TRL 5: Versuchsaufbau in Einsatzumgebung
- TRL 6: Prototyp in Einsatzumgebung
- TRL 7: Prototyp im Einsatz
- TRL 8: Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich
- TRL 9: Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes

© Thema, FENES, OTH Regensburg, 2014 

Abbildung A 2.6: Technologiereife (laut Expertenumfrage) von Windgas (grün hervorgehoben) im Vergleich zu anderen Speichern.

A 1.3 Flexibilitätsoptionen

Als Flexibilitätsoptionen (FO) welche in der Lage sind, im Dispatch die Schwankungen fluktuierender erneuerbarer Energien auszugleichen und flexibilitätssteigernde Maßnahmen (FM) welche die Flexibilitätsoptionen unterstützen, stehen im Stromsystem folgende, in vier Bereiche kategorisierbare Lösungen zur Verfügung (Sternier und Stadler 2014):

1. Flexibilisierung der Nachfrage
 - Lastmanagement bestehender und neuer Verbraucher (FO, FM)
 - Verbesserung der Lastprognose (FM)
 - Erbringung von Systemdienstleistungen durch Verbraucher (FM)
2. Flexibilisierung der Erzeugung
 - Stromorientierte Fahrweise KWK mit Wärmespeicher (FM)
 - Stromorientierte Fahrweise Biomassekraftwerke (FM)
 - Erzeugungsmanagement durch Abregelung nicht-flexibler Kraftwerke (FM)
 - Einspeisemanagement durch Abregelung seltener EE-Spitzen (FM)
 - Retrofit bzw. Ertüchtigung bestehender Kraftwerke (FM)
 - Neubau hochflexibler Gaskraftwerke/BHKW (FO)
 - Verbesserung der Wind- und PV-Prognose (FM)
 - Erbringung von Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energieerzeugungsanlagen (FM)
3. Flexibilisierung der Übertragung
 - Netzausbau; Neubau, Netzverstärkung (FM)
 - Netzbau; Netzoptimierung, neue Technologien wie z. B. RONT (FM)
 - Erweiterung der grenzüberschreitenden Kuppelkapazitäten (FO)
4. Flexibler Einsatz von Speichern
 - Pumpspeicherwerke (FO)
 - Batteriespeicher (FO)
 - Power-to-Heat mit Wärmespeichern (FO, FM)
 - Windgas bzw. Power-to-Gas (FO, FM)
 - Weitere Speichertechnologien wie Power-to-X (FO)

A 2 Eigenschaften und Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff und Methan

A 2.1 Das Speichergas Wasserstoff

Wasserstoff ist nicht nur ein bedeutender Grundstoff für die chemische Industrie, sondern gleichzeitig auch ein hochwertiger Energieträger (s. Tab. A 3.5.5). Weltweit werden pro Jahr rund 600 Mrd. Nm³ Wasserstoff produziert, wovon rund 70 Prozent chemisch weiterverwendet werden. Der Rest findet als Brennstoff Anwendung. Eine Aussage über die produzierte Gesamtmenge an Wasserstoff ist allerdings stets mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Der Grund dafür ist, dass der Anteil an Wasserstoff, welcher zu Heizzwecken eingesetzt wird, nicht in den Produktionsstatistiken erscheint. So fallen beispielsweise oft beachtliche Mengen an wasserstoffhaltigen Gasen als Nebenprodukte an, die an einer anderen Stelle im Produktionsprozess als Brennstoff fungieren können. Als Beispiele hierfür sind Abgase aus Dehydrierungen und anderen petrochemischen Prozessen zu nennen.

Tabelle A 3.5.5: Wichtige Kennwerte von Wasserstoff im Überblick. Quellen: (Cerbe 2008), (Franz und Franz 2009)

Wasserstoff	H ₂
Molare Masse M	2,0159 kg/kmol oder 2,0159 g/mol
Spezielle Gaskonstante R _i	4124,47 J/(kg K)
Molares Normvolumen V _{mn}	22,428 m ³ /kmol
Dichte bei 0 °C und 1,013 bar	0,08989 kg/m ³
Spez. Heizwert bei 0 °C und 1,013 bar	H _{u,n} =3,0 kWh/m ³ , H _{u,n} =10,8 MJ/m ³ , H _v =33,32 kWh/kg
Spez. Brennwert bei 0 °C und 1,013 bar	H _{o,n} =3,5 kWh/m ³ , H _{o,n} =12,7 MJ/m ³ , H _o =39,39 kWh/kg
Spez. Wärmekapazität c _p bei 25 °C und 1 bar	14,3 kJ/(kg K)
Wärmeleitfähigkeit λ bei 25 °C und 1 bar	0,1861 W/(m K)
Kritischer Punkt	T = 33,19 K, p = 13,15 bar, ρ = 0,03012 kg/l
Tripelpunkt	T = 13,957 K, p = 0,072 bar
Siedepunkt bei 1,013 bar	T = 20,39 K, p = 0,07079 kg/l
Gestehungskosten fossiler Wasserstoff	ca. 4 €-ct./kWh bzw. 1,34 €/kg (2014)
Gestehungskosten erneuerbarer Wasserstoff	ca. 25 – 30 €-ct./kWh bzw. 8 – 10 €/kg (2014)

Für Wasserstoff gibt es zahlreiche Anwendungsmöglichkeiten in der Industrie und Technik. So kann daraus mit dem Haber-Bosch-Verfahren beispielsweise Ammoniak in großen Mengen hergestellt werden. Die Herstellung von Ammoniak erfolgt aus einem Synthesegas, welches Wasserstoff und Stickstoff enthält. Ammoniak dient als Grundstoff für die industrielle Herstellung stickstoffhaltiger Verbindungen. Großer Wasserstoffbedarf besteht beispielsweise auch bei der Methanolproduktion. Methanol wird zur Herstellung von Formaldehyd benötigt. Die organisch-chemische Verbindung ist jedoch nicht nur eines der wichtigsten Produkte der chemischen Industrie. Methanol wird zudem als Energierohstoff genutzt. So kann Methanol entweder direkt als Kraftstoff oder als Kraftstoffzusatz eingesetzt werden. Allerdings ist Methanol stark toxisch und kann bereits in kleinen Mengen für den Menschen gesundheitsschädigend sein (Lautenschläger et al. 2008), (Baerns 2006). Des Weiteren wird Wasserstoff bei der Raffination von Erdöl oder bei der Hydrierung von Pflanzenölen zur Gewinnung von Fetten eingesetzt.

A 2.2 Das Speichergas Methan

Methan (CH₄) ist der kurzkettigste Vertreter der Stoffgruppe der Alkane, auch Paraffine oder gesättigte Kohlenwasserstoffe genannt (s. Tab. A 3.5.6). Sie bestehen nur aus Kohlenstoff- und Wasserstoffatomen und besitzen keine Mehrfachbindungen. Alkane sind unpolare Verbindungen und vermischen sich daher nicht oder nur minimal mit polaren Verbindungen wie beispielsweise Wasser. Obwohl Alkane chemisch vergleichsweise reaktionsträge sind, sind sie leicht brennbar. Methan liegt bei Normaltemperatur im gasförmigen Aggregatzustand vor. Erst am Siedepunkt (-161 °C) geht Methan in die flüssige Phase über. Der Schmelzpunkt liegt bei -183 °C (Mortimer und Müller 2010).

Methan ist der Hauptbestandteil von Erdgas. Das sogenannte „trockene“ Erdgas besteht größtenteils aus Methan. Beispielsweise zählt Erdgas, welches in den Niederlanden bei Groningen gefördert wird, zu den trockenen Gasen und besitzt einen Methananteil von rund 81 Vol.-% (Baerns 2006).

Tabelle A 3.5.6: Wichtige Kenngrößen von Methan im Überblick. Quelle: (Cerbe 2008), Franz und Franz 2009).

Methan	CH ₄
Molare Masse M	16,043 kg/kmol oder 16,043 g/mol
Spezielle Gaskonstante R _i	518,26 J/(kg K)
Molares Normvolumen V _{mn}	22,360 m ³ /kmol
Dichte bei 0 °C und 1,013 bar	0,7175 kg/m ³
Spez. Heizwert bei 0 °C und 1,013 bar	H _{u,n} =9,97 kWh/m ³ , H _{u,n} =35,9 MJ/m ³ , H _u =13,9 kWh/kg
Spez. Brennwert bei 0 °C und 1,013 bar	H _{o,n} =11,0 kWh/m ³ , H _{o,n} =39,8 MJ/m ³ , H _o =15,12 kWh/kg
Spez. Wärmekapazität c _p bei 0 °C	2,156 kJ/(kg K)
Wärmeleitfähigkeit λ bei 25 °C und 1 bar	338,9*10 ⁻⁴ W/(m K)
Kritischer Punkt	T = 190,555 K, p = 45,99 bar, ρ = 0,162826 kg/l
Tripelpunkt	T = 90,68 K, p = 0,1174 bar
Siedepunkt bei 1,013 bar	T = 111,63 K, ρ = 0,4226 kg/l
Gestehungskosten fossil	Ca. 2,5 ct/kWh (Brennwert, Import)
Gestehungskosten erneuerbar (Windgas)	Ca. 4-50 ct/kWh*

Methan wird hauptsächlich zur Energie- bzw. Wärmeherzeugung durch Verbrennungsvorgänge genutzt. Die chemische Verwendung von Methan findet nur in geringem Maße statt. Im Jahr 2008 lag die Einfuhrmenge von Erdgas bei knapp 1000 TWh (Statista 2014), während davon in der chemischen Industrie rund 3 Prozent eingesetzt wurden. Aus Methan können höhere Kohlenwasserstoffe wie auch Methanol synthetisiert werden, so ist es zur Produktion einer Vielzahl von chemischen Grund- und Ausgangsstoffen geeignet.

A 3 Strommarkt

Grundsätzlich funktionieren Märkte nach dem Prinzip von Angebot und Nachfrage. Für wetterabhängige Energieerzeugung aus Wind und Sonne kann dieses Grundprinzip nicht gelten, da Wind- und Solarenergie nicht „angeboten“ wird, sondern immer dann verfügbar ist, wenn die entsprechenden meteorologischen Bedingungen herrschen. Genauso wie es keinen „Markt“ für Wetter gibt, sondern lediglich Prognosen und den Umgang damit, kann es prinzipiell keinen „Markt“ für wetterabhängige erneuerbare Energien geben. Die allgegenwärtige und von vielen Wirtschaftsvertretern und Politikern postulierte Forderung nach einer „Marktintegration erneuerbarer Energien“ oder Aussprüche wie „Wind- und Solarenergie müssen sich in den Markt integrieren“ sind hinfällig, da dies schlichtweg nicht möglich ist und sich wetterabhängige erneuerbare Energie – ohne Energiespeicherung – nicht bestellen lässt, sei die Nachfrage noch so hoch. Daher wird von einem Dargebot von Wind- und Solarenergie gesprochen und nicht von Angebot.

Vielmehr müsste sich aufgrund dieser grundsätzlichen Eigenschaften umgekehrt der Energiemarkt um das Dargebot von Wind- und Solarenergie herum organisieren, wie es mit Flatrate-Ansätzen

* Dieser Wert ist stark abhängig von den Strombezugskosten sowie der Auslastung der Windgas-Anlagen (siehe auch Abschnitt 4.1).

oder kombinierten EE-Speichern erfolgt. Die Denkrichtung, neue Energien in alte Märkte zu integrieren, läuft sonst ins Leere. Die Frage der „Energieintegration des Marktes“ ist also weitgehend offen. Hier ist es Aufgabe der Ökonomen, entsprechende Antworten zu finden, die über das einfache Prinzip von „Angebot und Nachfrage“ hinausgehen.

Ehemalige Nischentechnologien haben auch die Märkte im Stromsektor in der jüngeren Vergangenheit wesentlich verändert. Die größten Veränderungen auf den Strommärkten brachte das EEG mit sich. Durch die feste Vergütung und vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien wurde ein Investitionsfluss ausgelöst, der zu einem rasanten Wandel an den Strommärkten führte. Der Großhandelsmarkt für Strom ist in zwei Bereiche unterteilt. Die größten Strommengen werden über bilaterale Verträge im OTC-Handel (over the counter) gehandelt. Der kleinere Rest wird über die Strombörsen wie die European Power Exchange (EPEX) oder European Energy Exchange (EEX) verkauft. Für beide Märkte existieren Spot- und Terminmärkte.

An den Spotmärkten werden kurzfristige Lieferverträge geschlossen (Stunden, Tage bzw. Intraday, Day-Ahead), an den Terminmärkten längerfristige Verträge (Monate, Quartale, Jahre bzw. Futures, Forwards).

Stark diskutiert wird der Spotmarkt der Strombörse EPEX, da über ihn auch die erneuerbaren Strommengen vermarktet werden. Die EEG-Umlage wird über einen komplexen Mechanismus aus der Differenz zwischen fester Einspeisevergütung und Börsenstrompreis gebildet. Sie beträgt 2015 für nicht privilegierte Letztverbrauchsmengen 6,17 ct/kWh und ist damit zum ersten Mal gesunken. Die EEG-Umlage wird von den privaten Haushalten, Gewerbetreibenden und weiten Teilen des Mittelstandes getragen. Der Umlage-Gesamtbetrag wird für 2015 mit ca. 22 Milliarden Euro angesetzt (Reichmuth et al. 2014). Dem gegenüber stehen die starken Preissenkungen – ebenfalls in Milliardenhöhe – durch die Vermarktung erneuerbarer Energien an der Börse, die in den letzten Jahren zu einem Sinken des Strompreises geführt haben (Dillig et al. 2014).

Viele Industrieunternehmen und sonstige Großverbraucher sind privilegiert und zahlen nur eine reduzierte EEG-Umlage. Sie profitieren jedoch am Meisten vom Ausbau der erneuerbaren Energien, da der Industriestrompreis u.a. infolge steigender erneuerbarer Erzeugung nach einem starken Anstieg Ende der 2000er-Jahre wieder auf ein niedriges Niveau wie vor der Jahrtausendwende gefallen ist (s. Abbildung A 2-7). Die *de-facto*-Quersubventionierung der (energieintensiven) Industrie durch private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleister ist ein energiepolitischer Missstand, der noch immer anhält.

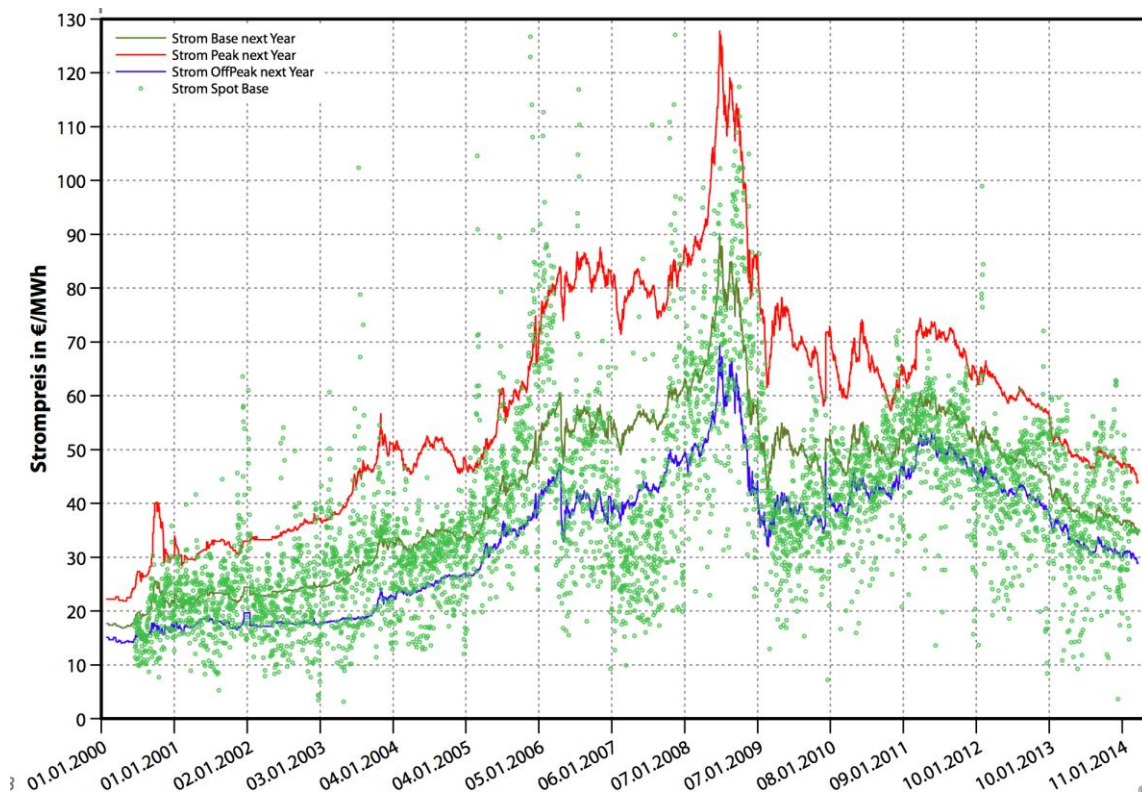


Abbildung A 2.7: Entwicklung der Strompreise an der Strombörse in Leipzig. Seit Mitte 2008 fallen dort u.a. aufgrund zunehmend erneuerbarer Erzeugung die Preise, auf die Industriekunden direkten Zugriff haben. Quelle: (Brühl 2014) auf Basis EEX.

Energiespeicher wie Windgas können sich prinzipiell über das sogenannte Arbitragegeschäft (Strom kaufen bei günstigen Strompreisen, Strom verkaufen bei hohen Strompreisen) refinanzieren. Das Arbitragegeschäft kann auch getrennt ausgeführt werden: Ein Geschäftsfeld ist die Gaserzeugung über Windgas-Anlagen und dessen Vermarktung; das zweite Geschäftsfeld ist der Einkauf und die Nutzung des Windgases über die Gasverstromung im Gaskraftwerk (Langzeitspeicher im Stromsektor). Weitere Nutzungsmöglichkeiten sind die Verwendung zur Wärmebereitstellung (wie im *proWindgas*-Modell von Greenpeace Energy), als Kraftstoff im Verkehr (Audis *e-gas*-Modell) bzw. als Rohstoff in der chemischen Industrie (Evonik-Modell). Dadurch ist eine zeitliche, finanzielle und eigentumsrechtliche Entkopplung von Windgas-Erzeugung und Verbrauch möglich.

Ein weiterer wichtiger Markt ist der Regelleistungsmarkt, welcher kurzfristige Abweichungen von Stromerzeugung und -verbrauch in drei verschiedenen Zeitbereichen ausgleicht. Da hier de facto bereits ein Kapazitätsmarkt besteht, in dem sowohl die bereitgestellte Leistung als auch – bei Zuschlag in der Auktion – die gelieferte Energiemenge vergütet wird, ist dieser Markt besonders attraktiv für Energiespeicher.

A 4 Rechtlicher Rahmen für Windgas

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), das Stromsteuergesetz (StromStG), das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), das Energiesteuergesetz (EnergieStG), das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG), die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) sowie die Konzessionsabgabenverordnung (KAV) bilden derzeit den technisch-regulatorischen Rahmen für Windgas. Darüber hinaus sind diverse technische Regelwerke für die Windgas-Technologie relevant. Tabelle A 5.7 gibt einen Überblick über die Abgabesituation von Power-to-Gas-Anlagen, die nachfolgend genauer erörtert werden.

Tabelle A 5.7: Überblick zur Windgas-Abgabensituation in Deutschland.

	Befreiung	Verringerung
EEG-Umlage	Möglich bei: <ul style="list-style-type: none"> • Rückverstromung des Windgases • Strombezug für Elektrolyse aus EE 	Möglich mit Eigenversorgungsprivileg
Stromsteuer	Möglich, wenn: <ul style="list-style-type: none"> • Strombezug aus erneuerbar gespeistem Netz • Räumlicher Zusammenhang mit genutzten EE-Stromerzeugern 	
Netznutzungsentgelt für Strombezug	Befristete Befreiung möglich (20 Jahre bzw. 40 Jahre)	Möglich bei: <ul style="list-style-type: none"> • Netzdienlichem Verhalten • Stromintensivem Verhalten
Netznutzungsentgelt für Stromeinspeisung	Gegeben	
Netznutzungsentgelt für Gaseinspeisung	Gegeben	
Netznutzungsentgelt für Gasausspeisung	Nicht möglich	
Konzessionsabgaben und KWK-Umlage	Umstritten	Umstritten
Genehmigungsverfahren nach BImSchV	Möglich, wenn Anlage im Labor- oder Technikumsmaßstab	

A 4.1 Genehmigungsverfahren

Für Windgas-Anlagen sind für die Elektrolyse- und Methanisierungseinheit grundsätzlich regelmäßige immissionsrechtliche Genehmigungsverfahren nach Bundesimmissionsschutzrecht erforderlich. Bei Anlagen im Labor- oder Technikumsmaßstab, bedarf es keiner Genehmigung (BImSchV §1 (Sternier et al. 2014)). Zu prüfen ist immer, ob andere, beispielsweise baurechtliche Genehmigungsverfahren für Errichtung und Betrieb zu durchlaufen sind. Genehmigungsverfahren nach Baurecht sind nachrangig solchen nach BImSchG einzustufen.

A 4.2 Gleichstellung von Windgas und Biogas im EnWG

Windgas (Wasserstoff und Methan) ist rechtlich als Biogas zu behandeln (EnWG § 10 c) und fällt unter den energiewirtschaftlichen Gasbegriff nach EnWG (EnWG § 19 a). Das bedeutet insbesondere, dass für die Einspeisung in das Gasnetz die Regelungen für Biogas gelten. Diese sind Vorrang beim Gasnetzzugang, Begrenzung der Netzanschlusskosten, Befreiung von Einspeiseentgelten und der Anspruch auf vermiedene Netzkosten für die Dauer von 10 Jahren (Grimm et al. 2013). Dies gilt unter der Voraussetzung, dass sowohl der für die Elektrolyse bezogene Strom, als auch das Kohlendioxid bzw. Kohlenmonoxid für die Methanisierung nachweislich aus überwiegend (mindestens 80 %) regenerativen Quellen stammen.

A 4.3 EEG-Umlage

Nach § 60 Abs. 3 EEG entfällt die EEG-Umlage für den Strombezug von Elektrolyseuren in Windgas-Anlagen, wenn diese Windgas zum Zweck der Rückverstromung zwischenspeichern und der benötigte Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen bezogen wird. Windgas-Anlagen, die den erzeugten Wasserstoff über den Verkehrssektor vermarkten sind von dieser Befreiung ausgenommen. Jedoch besteht hier die Möglichkeit einer Verringerung der EEG-Umlage, wenn ein räumlicher und zeitlicher Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch gegeben ist und nicht

das öffentliche Versorgungsnetz genutzt wird. Voraussetzung dabei ist, dass eine Personenidentität von Erzeuger und Verbraucher vorliegt (Eigenversorgungsprivileg) (Pape et al. 2014b).

In Ausnahmefällen (z. B. Energiepark Mainz) besteht die Möglichkeit, die Windgas-Anlage als stromintensive Industrie einzuordnen und so die EEG-Umlage zu begrenzen. Im Energiepark Mainz wurde eine solche Ausnahme über die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) geschaffen. Dort wird Wasserstoff gewerblich produziert, in Trailern abgefüllt und an Wasserstofftankstellen verbracht sowie als Industriegas genutzt. Anders ist dies bei der 6 MW Windgas-Anlage von Audi bei Werlte: Hier wird das Windgas ins öffentliche Gasnetz eingespeist, weshalb die Anlage rechtlich als Gaserzeuger eingestuft wird und von dieser Ausnahmeregelung keinen Gebrauch machen kann.

A 4.4 Kraft-Wärme-Koppelungs-Umlage (KWK-Umlage) und Konzessionsabgabe

Bei der Nutzung der öffentlichen Strom- und Gasnetze fallen Kosten in Form von Konzessionsabgaben oder der KWK-Umlage an (Pape et al. 2014b). Für Windgas-Anlagen gelten verschiedene Ausnahmeregelungen: Für eine Kostenbegrenzung ist das Vorliegen eines jährlichen Stromverbrauchs von 100.000 kWh durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes gefordert (EnWG § 17f Abs. 5). Darunter fallen nach geltenden Begriffsdefinitionen auch Stromspeicher. Die Befreiung oder Verminderung von Konzessionsabgaben und KWK-Umlage für Windgas-Anlagen ist umstritten (Pape et al. 2014b).

A 4.5 Stromsteuer

Windgas-Anlagen sind von der Stromsteuer befreit, wenn ihr Strombezug ausschließlich von einem erneuerbar gespeisten Netz oder Leitung (also außerhalb des öffentlichen Stromnetzes) gedeckt wird (StromStG § 9, Abs. 1 Nr. 1). Besteht ein räumlicher Zusammenhang zwischen einer Windgas-Anlage mit einer Nennleistung von weniger als 2 MW und sie mit Strom speisenden regenerativen Erzeugungseinheiten, ist der Strombezug der Windgas-Anlage nach § 9 StromStG von der Stromsteuer befreit.

A 4.6 Netznutzungsentgelt

Windgas-Anlagen sind grundsätzlich netzentgeltspflichtig. Zum Zweck der Anschubfinanzierung werden neue Stromspeicher jedoch befristet von den Netzentgelten befreit. Dies bedeutet, dass Anlagen, die ab 2009 neu errichtet worden sind und ab August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, für 20 Jahre keine Netznutzungsentgelte zu entrichten haben (EnWG § 118 Abs. 6). Voraussetzung hierfür ist, dass der Strom für die Elektrolyse dem öffentlichen Transport- oder Verteilnetz entnommen und „(...) die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in das selbe Netz eingespeist wird“ (EnWG § 118 Abs. 6).

Auf diese Rückverstromungserfordernis wird bei Windgas-Anlagen verzichtet, damit das erzeugte Gas in andere Energiesektoren, wie Verkehr gelangen kann (Pape et al. 2014b). Einer Stellungnahme der Länderkammer vom 8.5.2015 zufolge, sollen neu errichtete Anlagen, wie oben beschrieben, jedoch künftig für 40 anstatt 20 Jahre von den Netznutzungsentgelten befreit werden. Windgas-Anlagen sind zudem von Einspeiseentgelten in das Gasnetz befreit (EnWG § 118 Abs. 6). Außerdem ist ein individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn „die Stromabnahme aus dem Netz (...) für den eigenen Verbrauch (...) sowohl die Benutzungsstundenzahl von 7000 Stunden im Jahr übersteigt als auch der Stromverbrauch (...) pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt“ (StromNEV § 19 Abs. 2). Auch für atypisches, beziehungsweise netzdienliches Lastverhalten, kann das Netznutzungsentgelt um maximal 80 % verringert werden (Pape et al. 2014b).

A 4.7 Förderung

Erneuerbares Gas aus Windgas-Anlagen ist bislang juristisch im EEG als „Speichergas“ definiert. Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien (wie z. B. erneuerbares Gas) oder Grubengas einsetzen, sind von den Netzbetreibern entsprechend finanziell zu fördern (Pape et al. 2014b). Dies gilt auch, „wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz (in Form von Gas) zwischengespeichert wird“ (EEG § 19 Abs. 4). Jedoch bezieht sich dies nur auf die Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher eingespeist wird und nicht auf entstandenen Speicherverluste. Es gilt die Einspeisevergütung des gespeicherten Stromes. Wenn also Windstrom eingespeichert wurde, erfolgt die Vergütung der Ausspeicherung nach demselben Vergütungssatz.

A 5 Datentabellen zu Speicher

Die Angaben in den folgenden Tabellen Tabelle A 61 bis Tabelle A 63 basieren auf ausführlichen Markt- und Literaturrecherchen von FENES. Ihnen liegt eine Vielzahl von Quellenangaben zugrunde, die bei Interesse erhältlich sind.

Tabelle A 6.1: Mittelwerte wichtiger Parameter verschiedener Speichertechnologien einer ausführlichen Markt- und Literaturrecherche von FENES.

Speichertechnologie	Preis pro Kapazität in €/kWh	Max. Zyklen-zahl	Lebensdauer in Jahren	Wirkungsgrad in Prozent
Superkondensatoren (DSK)	10.860	1.000.000	10	94
Spulen (SMES)	44.617	1.000.000	30	92
Schwungradspeicher	1.636	1.000.000	20	87
Blei-Säure-Batterien	223	1.127	9	81
Nickel-Batterien	842	1.088	12	71
Lithium-Batterien	575	8000	15	90
Natrium-Batterien	456	4.900	17	77
Redox-Flow-Batterien	465	7.458	15	73
Pumpspeicherwerke	30	29.200	60	77
Druckluftspeicher, adiabat	120	12.860	40	48
Sensible Wärmespeicher	3	5.000	30	59
Latentwärmespeicher	31	5.000	30	83
Thermochemische Speicher	53	3.500	30	90
Windgas (Kavernenspeicher Wasserstoff, Alkal. Elektrolyse, Methanisierung, Rückverstromung KWK)	0,45	27.300	75	45

Tabelle A 6.2: Annahmen zum Preis pro Kapazität, Preis pro Leistung und Lebensdauer den verschiedenen Speichertechnologien

Strom-Speichertechnologie	Preis pro Kapazität [€/kWh]		Preis pro Leistung [€/kW]		Betriebskosten [% der Investitionskosten]
	min	max	min	max	
Lithium-Batterien	400	750	140	180	2,0
Pumpspeicherwerke (PSW)	10	50	950	1100	2,0
Kavernenspeicher incl. Elektrolyse, Methanisierung, Rückverstromung KWK	0,3	0,6	1000	4000	2,0

Tabelle A 6.3: Annahmen zur zyklischen und Kalendarischen Lebensdauer verschiedener Speichertechnologien

Strom-Speichertechnologie	Lebensdauer zyklisch [Zyklen]		Lebensdauer kalendarisch [a]		Zinssatz [%]	
	min	max	min	max	min	max
Lithium-Batterien	6000	10000	15	15	6,0	10
Pumpspeicherwerke (PSW)	20000	40000	40	80	6,0	10
Kavernenspeicher incl. Elektrolyse, Methanisierung, Rückverstromung KWK	18250	36500	50	100	6,0	10

Tabelle A 6.4: Gegenüberstellung ausgewählter Studienergebnisse zu Windgas und Annahmen zu Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, Flexibilitäten und Netzausbau. Quellen: (Klaus et al. 2010), (Pape et al. 2014a), (Knorr, Kaspar et al. 2014) und (Stern et al. 2014).

	Energieziel 2050 (UBA, 2010)	Roadmap Speicher (IWES, 2014)	Kombikraftwerk 2 (IWES, 2014)	Stromspeicher in der Energiewende (Agora, 2014)
Installierte Windgas-Leistung, Windgas- Jahreserzeugung Windgas-VLS	44 GW 90,5 TWh 2000 h/a	Windgas bei hohen EE-Anteilen senkt Systemkosten u. verringert EE-Abregelungen; Zubau nicht quantifiziert	13 GW (Elektrolyse) 54 GW (Methan-Kraftwerke) 60 TWh/a 3869 h/a (Elektrolyse)	8 GW 20 TWh/a 2500 h/a
Maximaler EE-Anteil am Strom-verbrauch (D und EU)	D: 100 %	D: 88 % EU: 82 % EE-Erzeugung: 456 TWh (in Deutschland)	D: 100 % EU: 100 %	D: 90 % EU: 60 %
Identifizierte Einsatzbereiche für Windgas	Regel- und Reserveleistung, Glättung der Einspeiseschwankungen, Einspeiseschwankungen erneuerbarer Erzeuger	Vermeidung von EE-Abregelung durch netzseitige Engpässe aufgrund verzögerten Ausbaus	Pos./neg. Regelenergie, Frequenzhaltung, Spannungshaltung Insbesondere Teilnahme am Sekundärregelmarkt	Frequenzhaltung, Spannungsqualität, gesicherte Leistung, Schwarzstartfähigkeit, Netzentlastung
Flexibilität Erzeugung (KWK, Kraftwerke), Verbrauch (DSM)	Wärmepumpen: 44 TWh/a, Klimatisierung: 28 TWh/a, Elektromobilität: 50 TWh/a, industrielle Großverbraucher: 1,5 GW (ganzjährig) DSM: 65-150 TWh/a	Steigende Flexibilität von Biogas (Gasspeicher, zusätzliche BHKW-Leistung), Überdimensionierung von CSP inkl. therm. Speicher, Höhere Durchdringung mit Wärmespeichern in KWK, höhere PtH-Leistung 108 GW, ca. 27 GW davon gleichzeitig abrufbar. Neue Verbraucher: E-Mobilität, Wärmepumpen,	Methankraftwerke (dezentral: BHKW, zentral: GuD), Reaktionszeiten umrichterbasierter Erzeuger übererfüllen Anforderungen für Regelenergiemarkt, Annahme eines „realistischen Lastmanagementpotenzials“	Fossile Kraftwerke, stromgeführte KWK, DSM (D: 14,3 GW; EU: 68,1 GW)

		Klimatisierung. Anteil von 13 % am dt. Stromverbrauch		
Netzausbau	Netzausbau innerhalb einzelner Regionen des „Regionen- verbundes“	Vollständige Umsetzung der Netzentwick- lungspläne (Ausbau) inkl. (ENTSO-E 31.6.2012) und Möglichkeit zur Erhöhung der Übertragungs- leistung im Rahmen optimierter Ausbauplanung	Netzverluste: 8,7 TWh/a Netzausbau gemäß dena- Netzstudie I (Deutsche Energie-Agentur 2005), NEP Strom 2012 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2012). Darüber hinaus Bestimmung eines minimierten Netzausbaubed arfes (optimaler Ausgleich EE- Einspeisung im n-0-Fall *)	Bis zu 30,7 GW Übertragungs- kapazität von Deutschland in Anrainer- staaten
Welche Kurzzeit- speicher wurden abgebildet	Ausschließlich PSW: 8,6 GW	Batterien, PSW KZS: max. 9-66,3 GW EU-weit. Bei unflex. Einbindung neuer Verbraucher: 130 GW	Batterien: 55 GW PSW (Turb./Pump): 12,6/11,2 GW	Verschiedene Szenarien von 0- 36 GW. Im Szenario mit 8 GW Windgas: 7 GW Kurz- zeitspeicher

* D. h. ohne Leitungsausfälle. Bei Auftreten von Leitungsausfällen muss durch Redispatch-Maßnahmen eingegriffen werden.