

Technologiecharakterisierungen

in Form von Steckbriefen

Beitrag zum Vorprojekt

**Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme –
Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System**

Stand: 14.01.2015

Koordination:

Prof. Dr. K. Görner, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)

PD Dr. D. Lindenberger, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)

Gefördert durch das Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung
des Landes Nordrhein-Westfalen

Elektrolyse				
Technische Daten				
	2014	2020	2030	2050
Alkalische Elektrolyse				
Stackwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	51-71% [1]	55-72% [1]	58-73% [1]	→
Systemwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	43-67%* [1]	50-68% [1]	53-70% [1]	→
Betriebstemperatur (°C)	60-80 [1]	60-80 [1]	60-90 [1]	→
Maximaler Betriebsdruck (bar)	<30 [1]	60 [1]	60 [1]	→
Stromdichte (A/cm ²)	0,2-0,4 [1]	<0,6 [1]	<0,8 [1]	→
Minimale Teillastfähigkeit	20-40% [1]	10-20% [1]	10-20% [1]	→
Verfügbare Stackgröße (m ³ /h)**	450 [1]	1000 [1]	1500 [1]	→
Nachgew. Lebensdauer (h in Betrieb)	<90.000 [1]	<90.000 [1]	<90.000 [1]	→
Standzeit System inkl. Überholung	20-30 a [1]	25-30 a [1]	30 a [1]	→
Kosten				
Investitionskosten (€/kW)	1000-5000*** [2]	→	→	→
*bei 30 bar, Produkte getrocknet, die oberen Werte gehören zu MW-Anlagen ** alle Kubikmeterangaben beziehen sich auf Normbedingungen ***die Spannbreite entsteht durch Skaleneffekte; unterer Wert bezieht sich auf Anlagen im MW-Maßstab				
PEM-Elektrolyse				
Stackwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	54-71% [1]	60-73% [1]	70-77% [1]	→
Systemwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	40-67% [1]	55-70% [1]	63-73% [1]	→
Betriebstemperatur (°C)	50-80 [1]	60-90 [1]	60-90 [1]	→
Maximaler Betriebsdruck (bar)	85 [3]	→	→	→
Stromdichte (A/cm ²)	0,6-2,0 [1]	1,0-2,5 [1]	1,5-3,0 [1]	→
Minimale Teillastfähigkeit	0-10% [1]	0-5% [1]	0-5% [1]	→
Verfügbare Stack-/Systemgröße (m ³ /h)*	250 [3]	→	→	→
Nachgew. Lebensdauer (h in Betrieb)	<20.000 [1]	<50.000 [1]	<60.000 [1]	→
Standzeit System inkl. Überholung	10-20 a [1]	20-30 a [1]	30 a [1]	→
Edelmetallbedarf (mg/cm ²)	2(Ir);0,5-1(Pt) [4]	→	→	→
Kosten				
Investitionskosten (€/kW)	>2000 [5]	→	→	→
* alle Kubikmeterangaben beziehen sich auf Normbedingungen				
Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC)				
Elek. Stackwirkungsgr. (bez. auf Heizwert)	>100% [1]*	?	?	?
Systemwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	n/a**	?	?	?
Betriebstemperatur (°C)	700-1000 [5]	→	→	→
Maximaler Betriebsdruck (bar)	1	→	→	→
Stromdichte (A/cm ²)	0,4-2 [1]	→	→	→
Minimale Teillastfähigkeit	n/a	?	?	?
Stackgröße im Labormaßstab (m ³ /h)*	5,7 [1]	→	→	→
Nachgew. Lebensdauer (h in Betrieb)	3500 [1]	→	→	→
Standzeit System inkl. Überholung	n/a	?	?	?
* alle Kubikmeterangaben beziehen sich auf Normbedingungen				



Kosten				
Investitionskosten (€/kW)	n/a	?	?	?

*Stackwirkungsgrade können sich nur auf elektrische Leistung beziehen, da der Wärmeeintrag im System ist
 **Systemwirkungsgrade hängen im hohen Maße vom Aufbau des Systems und der Wärmequelle ab

Stand der Technik

Die Elektrolyse, genauer Wasserelektrolyse, umfasst Verfahren zur **elektrochemischen Spaltung von Wasser in Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂)** und stellt somit den Umkehrprozess zur Brennstoffzelle dar. Die Wasserspaltung wird durch Anlegen einer elektrischen Spannung an zwei Elektroden erreicht. Neben der elektrischen Verbindung der Elektroden über die Spannungsquellen benötigt jeder Elektrolyseur ein ionenleitendes Medium, den Elektrolyten, der es den Ionen ermöglicht, sich zwischen den Elektroden zu bewegen. So entsteht an der „elektronenverbrauchenden“ Kathode Wasserstoff und an der „elektronenbereitstellenden“ Anode der Sauerstoff im gasförmigen Zustand. Damit sich die entstehenden Gase nicht wieder vermischen, was neben einem schlechteren Wirkungsgrad insbesondere sicherheitsgefährdend ist, muss zwischen den Elektroden zusätzlich ein ionenleitendes, jedoch gasundurchlässiges Diaphragma platziert sein. Prinzipielle Ausführungen von Elektrolyseuren sind die alkalische Elektrolyse, die Proton-Exchange-Membrane (PEM)-Elektrolyse (jeweils Niedertemperatur (NT)-Elektrolyseure) sowie die Hochtemperaturelektrolyse (HT-Elektrolyseur).

Elektrolyseure stellen ein alternatives Wasserstoffherstellungsverfahren zur gängigen Methanreformierung dar. Im Zuge der **Energiewende** bieten sie eine vielversprechende Möglichkeit den fluktuierend anfallenden (Überschuss-) Strom aus erneuerbaren Energiequellen in speicherbaren Wasserstoff umzuwandeln sowie ggf. Regelleistung als steuerbarer Verbraucher zu liefern. Dementsprechend umfassen aktuelle Forschungsschwerpunkte die Erhöhung des Wirkungsgrads im Stack (Stack = Reihen-/Parallelschaltung von einzelnen Elektrolysezellen zu einem Bauteil), der Lebensdauer, der Leistungsdichte und der Stackgrößen, die Reduktion der Kosten (insbesondere der Materialkosten), die Bereitstellung von druckbetriebenen Systemen, welche eine anschließende Kompression des Wasserstoffs ersparen, sowie von dynamischen Systemen, die in der Lage sind, schnell und über möglichst das gesamte Leistungsspektrum der bereitgestellten Leistung zu folgen.

Der **Wirkungsgrad** eines Elektrolyseurs definiert sich als das Verhältnis von Nutzen zu eingebrachter Energie. Im Einzelnen muss jedoch auf die genaue Definition von Nutzen und Aufwand geachtet werden. So wird zwar in der Regel die chemische Energie des Wasserstoffs als Nutzen gesehen, jedoch ist oft nicht eindeutig, ob als Grundlage der Heizwert (~242 kJ/mol) oder der Brennwert (~282 kJ/mol) benutzt wird. Bei NT-Elektrolyseuren wird typischerweise die eingebrachte Energie vollständig als elektrische Energie zugeführt. Bei HT-Elektrolyseuren kann ein beachtlicher Teil der Energie in Form von Wärme eingebracht werden, wodurch die Definition des Aufwandes genau erläutert werden muss. Zusätzlich muss zwischen Stack- und Systemwirkungsgrad unterschieden werden. Wohingegen der Stackwirkungsgrad bei NT-Elektrolyseuren eindeutig als das Verhältnis von erzeugter chemischer Energie zu eingebrachter elektrischer Leistung ist, ist bei Systemwirkungsgraden, die in der Literatur genannt werden, häufig nicht genau definiert, wo die Systemgrenze gezogen wird. Mit maßgeblichen Auswirkungen auf den

Wirkungsgrad zählen dazu insbesondere die Trocknung der Produktgase und die Leistungselektronik, welche benötigt wird, um die meistens in Form von Wechselstrom bereitgestellte Energie in den benötigten Gleichstrom umzuwandeln. Im Allgemeinen ist zu beachten, dass der angegebene Wirkungsgrad nur für einen bestimmten Betriebspunkt gilt. **Im mittleren Teillastbereich steigt der Wirkungsgrad** aufgrund der sinkenden ohmschen Verluste. Im niedrigen Teillastbereich nimmt der anteilige Verbrauch der Peripheriekomponenten überproportional zu. Hinsichtlich der Skalierung gilt, dass der Anteil der Peripherie an Kosten und zusätzlichem Verbrauch mit steigender Auslegungsgröße abnimmt, so dass größere Stacks bessere Werte aufweisen.

Alkalische Elektrolyse

Die Alkalielektrolyse ist bereits seit über einem Jahrhundert im industriellen Maßstab im Einsatz und ist in Stackgrößen bis zu 450 m³/h erhältlich (Anmerkung: ein oft zitiertes 760 m³/h Modell ist nicht mehr verfügbar) [3], was einer elektrischen Leistung von ~2,5 MW entspricht¹. Die größte Gesamtanlage wurde am Assam-Staudamm errichtet, mit einer Produktionsrate von 33.000 m³/h bei einer elektrischen Leistung von 156 MW [1].

Die Elektroden bestehen aus perforierten Blechen, die in einer OH⁻-ionenleitenden 20-40 Gew.-% KOH-Lösung, getaucht sind und voneinander mit einem Diaphragma getrennt sind. So wird an der Kathode Wasser in H₂ und OH⁻-Ionen gespalten, die durch die Lösung zur Anode diffundieren und dort zu O₂ und H₂O reagieren. Die Lauge wird in separaten Tanks gelagert, die gleichzeitig als Entgasungsbehälter zur Abtrennung des Wasserstoffs und Sauerstoffs dienen. Die Betriebstemperatur im Elektrolyseur wird möglichst hoch bei Temperaturen zwischen 70-90 °C gewählt, um Überspannungen zu reduzieren [5]. Als Katalysatoren werden in der Regel Nickel, Kobalt oder Eisen eingesetzt. Die bei Betriebsbedingungen vorliegenden Stromdichten betragen für gewöhnlich zwischen 0,2-0,4 A/cm² [5]. Höhere Stromdichten würden zu übermäßig hohen ohmschen Verluste bei der ionischen Leitung führen.

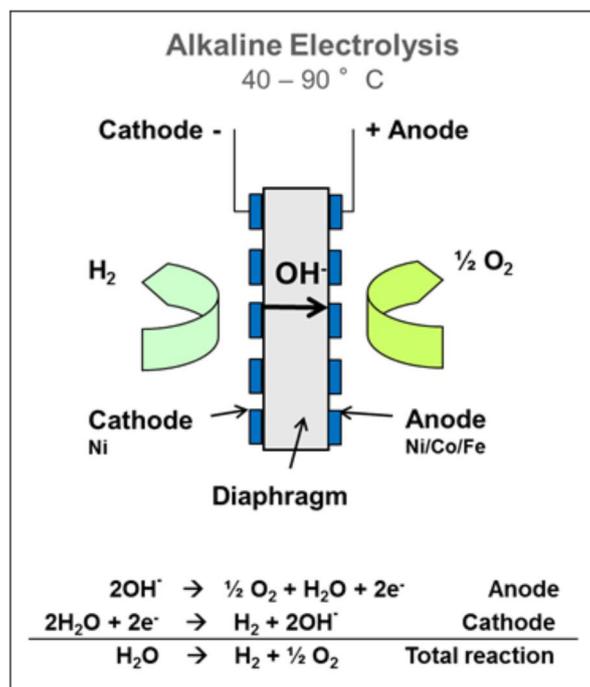


Abbildung: Funktionsprinzip der alkalischen Elektrolyse [3].

¹ Alle Kubikmeterangaben beziehen sich auf Normbedingungen

Die effizientesten, drucklosen Alkalielektrolysestacks haben einen elektrischen Energieverbrauch von $\sim 4,2$ kWh zur Produktion von $1 \text{ m}^3 \text{ H}_2$, was einem Wirkungsgrad von 84% bezogen auf den Brennwert ($\Delta H_{\text{R}}^{\circ}(\text{H}_2)=3,54 \text{ kWh/m}^3$) bzw. 71% bezogen auf den Heizwert ($\Delta H_{\text{R}}^{\circ}(\text{H}_2)=3,00 \text{ kWh/m}^3$) entspricht² [1]. Die restliche Energie wird durch Überspannungen und ohmsche Verluste in Wärme umgewandelt. Bei druckaufgeladenen, großen Elektrolysestacks erhöht sich der elektrische Bedarf auf $>4,5 \text{ kWh/m}^3$ [1]. Alkalische Elektrolysesysteme können heute bei bis zu 30 bar betrieben werden [5]. Bei Gesamtsystemen kommen zusätzliche Verluste durch Pumpen, Leistungselektronik und Gasaufbereitung hinzu, wodurch sich der Verbrauch insbesondere bei kleineren Anlagen beträchtlich erhöht (in der Regel zwischen $5\text{-}6 \text{ kWh/m}^3$, jedoch bei drucklosen MW-Anlagen bis $4,5 \text{ kWh/m}^3$). Bei Herstellerangaben ist oft nicht eindeutig welche Komponenten im System mitinbegriffen sind, so dass dieses im Einzelfall zu prüfen ist.

Alkalische Elektrolyseure sind prinzipiell in der Lage Netzschwankungen zu folgen. Das System weist aufgrund der großen Peripherie inkl. Laugenpumpen, Druckregler und Gasseparatoren eine Trägheit auf. Jedoch ist die minimale Teillast auf 20-40% begrenzt, da sonst die H_2 -Diffusion durch die Lauge und das Diaphragma zu sicherheitsgefährdenden Gasgemischen an der Anode führen würde [5]. Hinsichtlich der Lebensdauer sind bereits heute Anlagen mit über 90.000 Betriebsstunden im Einsatz [5]. Nach dem Elektrolyseur werden Gasreinheiten von 99,9 Vol.-% H_2 und 99,7 Vol.-% O_2 ohne weitere Aufbereitung erreicht [2].

Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkte im Bereich der alkalischen Elektrolyse umfassen die Erhöhung der Leistungsdichte durch die Reduktion der Überspannungen an den Elektroden sowie die Entwicklung von Diaphragmenmaterialien mit reduzierten spezifischen Widerständen bei gleichzeitig erhöhter Gasdichtigkeit. Durch die Erhöhung der Leistungsdichte und die Senkung von Materialkosten sollen die Investitionskosten von heute ~ 1000 € pro kW installierte Leistung auf ~ 500 € pro kW installierte Leistung reduziert werden [5]. Die verringerte H_2 -Gasdurchlässigkeit soll minimale Teillastbereiche bis $\sim 10\%$ ermöglichen [5]. Außerdem wird versucht die Betriebstemperatur zu erhöhen, da dadurch die Leitfähigkeit der Lösung sowie die elektrochemische Reaktionsgeschwindigkeit steigen [2].

PEM-Elektrolyse

Die PEM-Elektrolyse (PEM = Proton Exchange Membrane, teilweise auch Polymer Electrolyte Membrane) ist mit 20 Jahren Entwicklung eine vergleichsweise neue Technologie und basiert auf der Verwendung einer protonleitenden Polymermembran, meistens NAFION, als Elektrolyt. Bisher wurde diese Technologie eher in Nischenmärkten und mit maximalen Stackgrößen von $50 \text{ m}^3/\text{h}$ [5] noch nicht großtechnisch eingesetzt. Aktuelle Neuentwicklungen erweitern das Portfolio mit Stacks zur Produktion von $250 \text{ m}^3/\text{h}$ [3].

Durch den Protonentransport via Membran kann reines Wasser verwendet werden, wodurch die Peripherie im Vergleich zur Alkalielektrolyse reduziert werden kann. Außerdem findet die Spaltung des Wassers hier an der Anodenseite statt. Die Protonen wandern durch die Membran und bilden an der Kathode Wasserstoff. Durch den fehlenden flüssigen Elektrolyten muss die Membran direkt mechanisch mit den Elektroden in Form einer MEA (= membrane electrode assembly) verbunden sein. Die MEA ist über Bipolarplatten an den elektrischen Kreis angeschlossen. Diese sind über eingefräste Flowfields ebenfalls für den An- und Abtransport der Edukte und Produkte zuständig. Aufgrund des niedrigen pH-Werts müssen die Bipolarplatten korrosionsbeständig sein, weshalb sie in der Regel aus Titan gefertigt sind.

² Alle Kubikmeterangaben beziehen sich auf Normbedingungen

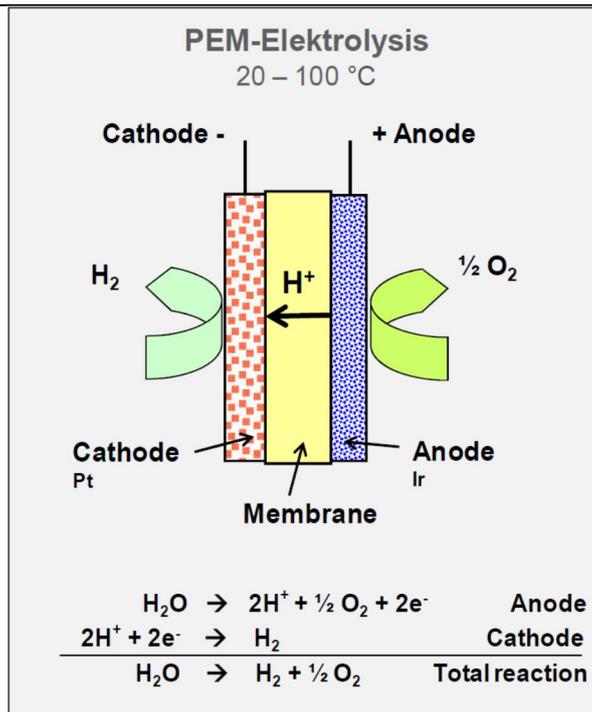


Abbildung: Funktionsprinzip der PEM-Elektrolyse [3].

Bei der PEM-Elektrolyse werden teure Edelmetalle wie Platin, Iridium und Ruthenium als Katalysator auf den Elektroden aufgebracht [4]. Die Wirkungsgrade liegen in der gleichen Größenordnung wie die bei der alkalischen Elektrolyse, jedoch fallen aufgrund der bislang kleineren Stackgrößen die Peripheriekomponenten mehr ins Gewicht. Die Polymermembran erlaubt höhere Stromdichten von 0,6-2,0 A/cm² [5], wodurch eine kompaktere Bauweise ermöglicht wird. Nach dem Elektrolyseur werden Gasreinheiten von 99,99 bis teilweise 99,999 Vol.-% H₂ ohne weitere Aufbereitung erreicht.

PEM-Elektrolyseure sind in der Lage fluktuierenden Einspeiseprofilen **nahezu verzögerungsfrei** zu folgen. Die hohe Gasdichtigkeit der Membran erlaubt einen sicheren Betrieb bis zu 0% H₂-Produktion. Aus energetischer Sicht wird als minimale Teillast 5-10% angegeben, da der Eigenverbrauch der Peripheriekomponenten hier mit einfließt [1]. Neben der guten Teillastfähigkeit können PEM-Elektrolyseure kurzzeitig auch über ihrem Auslegungspunkt betrieben werden, was jedoch mit erhöhten ohmschen Verlusten einhergeht, allerdings bei der Auslegung für Einspeisespitzen mit niedriger Vollaststundenzahl zu einer reduzierten benötigten installierten Leistung führt. Darüber hinaus können PEM-Elektrolyseure auch mit höheren Drücken betrieben werden, wobei Systeme mit 85 bar bereits angeboten werden [3]. Durch die Druckstabilität der Membran ist es auch möglich, nur die Wasserstoffseite unter Druck zu betreiben. Dadurch wird zum einen der Wirkungsgrad erhöht, zum anderen wird das problematische Handling mit unter Druck stehendem Sauerstoff vermieden.

Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkte im Bereich der PEM-Elektrolyse umfassen insbesondere die Kostenreduktion. Es wird vorrangig versucht, diese durch eine Reduktion der Katalysatorbeladung bzw. durch den Einsatz alternativer, kostengünstiger Katalysatormaterialien zu erreichen. Neben dem Katalysator nehmen die Kosten für Flowfield und Separatoren bis zu 50% der Stackkosten ein, weshalb hier ebenfalls an Verbesserungen und Alternativen geforscht wird [5] [2]. Dadurch sollen die Investitionskosten von heute >2000 € pro kW installierte Leistung auf unter 600 € pro kW installierte Leistung reduziert werden [5]. Darüber hinaus steht die Erhöhung der Langzeitstabilität auf das Niveau der alkalischen Elektrolyse im Fokus sowie eine Hochskalierung

der Zellgrößen und Peripheriekomponenten in den MW-Bereich, um durch Größeneffekte Kosten- und Effizienz-Verbesserungen zu erzielen.

Hochtemperatur-Elektrolyse

An Hochtemperaturelektrolyseuren (SOEC = solid oxide electrolyser cell, teilweise auch SOE = solid oxide electrolyser) wurde in den 1970er und 1980er Jahren in Deutschland geforscht [1]. Erst in den letzten Jahren wurde die Forschung in diesem Gebiet wieder aufgenommen. Obwohl die SOEC Technologie durch die Analogien zur SOFC von deren Fortschritten profitiert hat, ist die Technologie noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium.

Als Elektrolyt dient bei der SOEC eine Festoxid-Schicht. Diese besteht in der Regel aus mit Yttriumoxid (Y_2O_3) dotiertem Zirconiumoxid (ZrO_2), welches für Sauerstoffionen (O^{2-}) leitend ist. Der Wasserdampf wird an der Kathode in H_2 und O^{2-} -Ionen gespalten, welche mittels Leerstellendiffusion zur Anode diffundieren und zu O_2 -Molekülen reagieren. Dieser Effekt tritt erst bei hohen Temperaturen auf, weshalb die SOEC bei 700 bis 1000 °C betrieben wird [5]. Neben der Kinetik hat die erhöhte Temperatur auch eine Verschiebung der energetischen Rahmenbedingungen zur Folge: Obwohl der Gesamtenergiebedarf ΔH_R mit steigender Temperatur von 25 auf 1000 °C mit 3% nur leicht steigt, fällt der Gesamtelektrizitätsbedarf ΔG_R um 26% erheblich [2]. So ist es möglich, einen Teil der benötigten Energie in Form von Hochtemperaturwärme zuzuführen. Dadurch sind, unter Vernachlässigung der Wärmezuführung, elektrische Wirkungsgrade von 115-120% gemessen worden [2] [5]. Entsprechend ist SOEC besonders in Kombination mit Prozessen interessant, bei denen Abwärme auf einem hohen Temperaturniveau zur Verfügung steht.

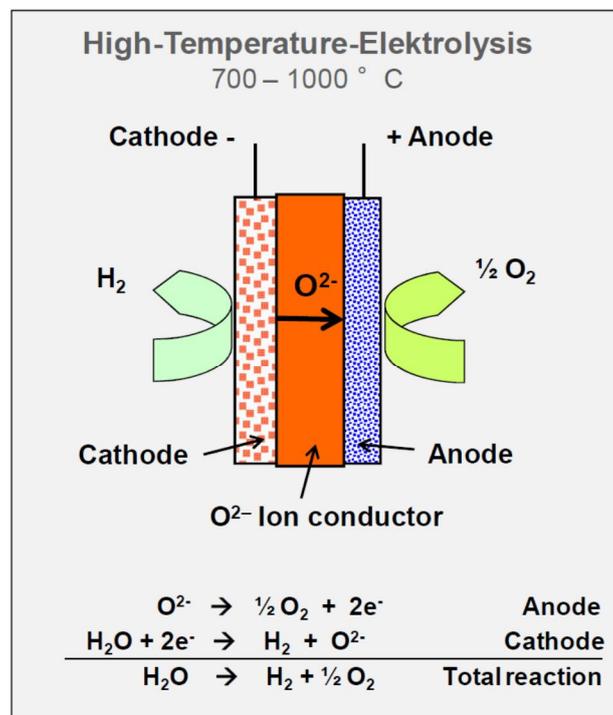


Abbildung: Funktionsprinzip der Hochtemperaturelektrolyse [3].

Durch die hohe Betriebstemperatur liegen alle Edukte und Produkte in der Gasphase vor und es handelt sich streng genommen eher um eine Dampfelektrolyse. Als Katalysator wird Nickel eingesetzt. Die Spaltung von Dampf an der Kathodenseite hat zur Folge, dass der Wasserstoff mit verbleibendem Wasserdampf vermischt ist, wodurch ein zusätzlicher Aufwand zur Trennung der

Gase entsteht.

Die Kopplung der SOEC an fluktuierende Energiequellen ist prinzipiell möglich. Die Keramik kann der **Leistungsänderung schnell folgen** und ist selber vollständig gasdicht. Jedoch verträgt die Keramik häufige Temperaturschwankungen nicht, da sich diese direkt auf die Dichtigkeit und die erwartete Lebensdauer auswirken. Dies gilt insbesondere für An- und Abfahrprozesse. Eine geeignete Betriebsweise wäre daher, den Stack bei erhöhter Temperatur im Stand-By zu halten, um diese Probleme zu vermeiden.

Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkte im Bereich der Hochtemperaturelektrolyse umfassen in erster Linie die Lebensdauer und die zyklische Belastbarkeit. Außerdem gibt es Forschungen an alternativen Festoxid-Materialien wie beispielsweise protonenleitendem Strontiumzirkonat [2]. Durch einen Einsatz dieses Materials könnte zukünftig die Trennung von Wasserdampf und Wasserstoff entfallen.

- [1] T. Smolinka, M. Günther und J. Garcke, „NOW-Studie "Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energiequellen",“ 2011.
- [2] A. Ursúa, L. M. Gandía und P. Sanchis, „Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends,“ *Proceedings of the IEEE*, Bd. 100, Nr. 2, 2012.
- [3] J. Mergel, „Hydrogen Production by Water Electrolysis: Current Status and Future Trends,“ 104. AGEF Seminar, Ruhr-Universität Bochum, 2013.
- [4] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel und D. Stolten, „A comprehensive review on PEM water electrolysis,“ *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 38, pp. 4901-4934, 2013.
- [5] J. Mergel, „Status on Technologies for Hydrogen Production by Water Electrolysis,“ in *Transition to Renewable Energy Systems*, Weinheim, Wiley-VCH, 2013.

Katalytische Methanisierung				
Technische Daten				
	2014	2020	2030	2050
Temperaturbereich / °C	200 – 750 [1-2]	→	→	→
Druckbereich / bar	4 – 80 [2]	→	→	→
CO ₂ -Umsatz / %	80-95 [3]	→	→	→
CH ₄ -Selektivität / %	≥ 99 [4]	→	→	→
Kommerziell erhältliche Katalysatoren	Ni- oder Ru-basiert [3]	↗	↗	↗
GHSV / h ⁻¹	3000 – 6000 [2]	→	→	→
Katalysatorstandzeit / h	24000 [2]	↗	↗	↗
Wirkungsgrad / %	70 – 85 [2]	→	→	→
Teillastfähig	?	↗	↗	↗
Kosten in €				
	2014	2020	2030	2050
Anlagengröße bis				
Investitionskosten				
Instandhaltungskosten				
Betriebskosten				
Katalysatorkosten (€/kg)	250 [2]	→	→	→

Stand der Technik und Potential

Die Umsetzung von Kohlenoxiden mit Wasserstoff zu Methan wurde erstmals 1905 beschrieben. Bei der Reaktion von Kohlenmonoxid (CO) bzw. Kohlendioxid (CO₂) mit Wasserstoff (H₂) nach Gleichung 1 bzw. Gleichung 2 handelt es sich um eine stark exotherme Gleichgewichtsreaktion, die unter Volumenabnahme abläuft, weshalb hohe Drücke und niedrige Temperaturen die Produktbildung begünstigen.



Der technische Prozess der Methanisierung wurde für die Umsetzung von Kohlenmonoxid aus der Kohlevergasung unter Verwendung eines heterogenen Katalysators entwickelt. Als mögliche Katalysatoren kommen Übergangsmetalle der VIII Gruppe des Periodensystems sowie Edelmetalle in Frage. Kommerzielle Methanisierungskatalysatoren basieren in der Regel auf Nickel als aktiver Komponente, da dieses deutlich billiger und verfügbarer ist als das aktivere Ruthenium [5]. Aufgrund der starken Wärmeentwicklung bei der Methanisierung nimmt die Wärmekontrolle bzw. die Wärmeabfuhr eine zentrale Rolle bei der technischen Umsetzung eines solchen Verfahrens ein. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht über die verschiedenen industriellen Verfahren, welche Mitte bis Ende des vergangenen Jahrhunderts für die Erzeugung von synthetischem Erdgas aus Kohle entwickelt wurden.

Tab. 1: Technische Konzepte zur Methanisierung [6,7].

Name	TREMP	Hicom	Lurgi/Sasol	RMP	Bi-Gas	Comflux	LPM
Entwickler	Haldor Topsøe	British Gas Corp./Lurgi	Lurgi	Ralph M. Parson Co.	Bituminous Coal Research Inc.	Thyssengas / EBI (PSI)	Chem. Systems
Reaktortyp	Festbett	Festbett	Festbett	Festbett	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Blasensäule
Stufen	3	4	2	4-6	1	1	1
Druck / bar	30	25-70	18	1-70	86	20-60	70
Temperatur / °C	300-700	230-640	450	315-780	k.A.	400-500	340
Jahr	1980	1981	1974	1974	1965	1980 (2008)	1976
Stand	komm.	komm.	komm.	k.A.	Pilot	Pilot	Techn.

Aktuell sind zwei kommerzielle Methanisierungsverfahren erhältlich [6]: Zum Einen das Lurgi-Verfahren von Air Liquide und zum anderen das TREMP-Verfahren von Haldor Topsoe. Beide Verfahrenskonzepte beruhen auf der Verwendung von in Reihe geschalteten Festbettreaktoren sowie einer adiabaten Reaktionsführung mit Recycleströmen. Angebotene Katalysatoren der BASF bzw. von Haldor Topsoe wurden hinsichtlich ihrer Temperaturstabilität optimiert. So können die ersten Reaktorstufen bei höheren

Temperaturen betrieben werden, wodurch etwa 85% der freiwerdenden Reaktionswärme zur Vorheizung bzw. zum Betrieb von Dampfturbinen genutzt werden kann.

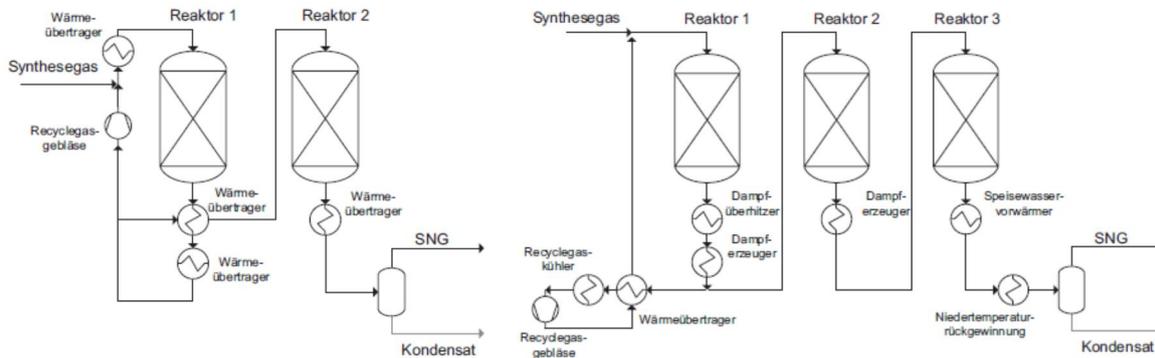


Abb. 1: Schematischer Aufbau der Lurgi-Methanisierung (links) und des TREMP-Verfahrens (rechts) [8].

Auch wenn beide Verfahren für die Methanisierung von CO entwickelt wurden, lassen sie sich für die Methanisierung von CO₂ adaptieren. So ließe sich elektrolytisch erzeugter H₂ aus erneuerbaren Energiequellen mit CO₂ zu Methan umsetzen und im Erdgasnetz speichern [9]. Die Reaktion verläuft sehr selektiv zu Methan, weshalb bei entsprechender Anlagenauslegung zum Erreichen einer vorgegebenen Produktqualität eine Aufreinigung des erhaltenen Produktgases vor einer Einspeisung ins Erdgasnetz nicht erforderlich ist. Durch die Verwendung von Biomasse-stämmigen CO₂ bzw. von rückgewonnenem CO₂ aus Kraftwerksanlagen, Stahlproduktion etc. kann ein solches Verfahren auch zur Reduzierung des Treibhausgases CO₂ beitragen. Erste Versuchs- und Pilotanlagen zur Umsetzung einer solchen Power-to-Gas-Prozesskette auf Basis der für die Methanisierung von CO entwickelten Katalysatoren sind bereits in Betrieb gegangen [10-13].

Da aber die kommerziell erhältlichen Katalysatoren für die Methanisierung von CO entwickelt wurden, besteht hier noch entsprechender Forschungsbedarf hinsichtlich deren Optimierung für die Methanisierung von CO₂. Da der aus erneuerbaren Energiequellen stammende Strom in der Regel starken Schwankungen unterliegt, gilt es zudem zu überprüfen, wie flexibel die Verfahren bzw. Katalysatoren diese Schwankungen bewältigen können und inwieweit die derzeit kommerziell erhältlichen Katalysatoren für diese speziellen Anforderungen geeignet sind. Zur Festlegung, inwieweit diese Verfahren bzw. welches dieser Verfahren zur Stromspeicherung besser geeignet ist, müssen auf Grundlage der zu ermittelnden Katalysator-Leistung entsprechende Methanisierungs-Anlagen ausgelegt und die daraus resultierenden Invest- und Betriebskosten abgeschätzt werden. Hier gilt es auch zu beurteilen, ob eine Reinigung des verwendeten CO₂ im Gesamtprozess wirtschaftlich ist oder ob die Entwicklung neuer robusterer Katalysatoren für diese Anwendung erforderlich ist.



- [1] D. Trimis, S. Anger, „Potenzial der thermisch integrierten Hochtemperaturelektrolyse und Methanisierung für die Energiespeicherung durch Power-to-gas (PtG)“, gwf - Gas|Erdgas 2014, 50.
- [2] L. Grond, P Schulze, J. Holstein, “Systems Analyses Power to Gas: A technology review”, Projektbericht, DNV KEMA Energy & Sustainability, 2013, http://www.dnv.com/binaries/dnv%20kema%20%282013%29%20-%20systems%20analyses%20power%20to%20gas%20-%20technology%20review_tcm4-567461.pdf.
- [3] Schroder, M. et al.: Heterogen katalysierte Hydrierung von Kohlendioxid zu Methan unter erhöhten Drücken, Chemie Ingenieur Technik 2013 (85) 344.
- [4] Pressemitteilung 11/2013: Power-to-Gas: ZSW-Methan erreicht Erdgasqualität (<http://www.zsw-bw.de/infportal/aktuelles/aktuelles-detail/power-to-gas-zsw-methan-erreicht-erdgasqualitaet.html>)
- [5] G. Ertl, H. Knözinger, F. Schüth, J. Weitkamp (Hrsg.), Handbook of Heterogeneous Catalysis, Wiley-VCH, Weinheim 2008.
- [6] J. Kopyscinski, T. J. Schildhauer, S. M.A. Biollaz, „Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass - A technology review from 1950 to 2009“, Fuel 2010 (89) 1763.
- [7] S. Bajohr, M. Götz, F. Graf, F. Ortloff, gwf - Gas|Erdgas 2011 (152) 200.
- [8] S. Rönsch, A. Ortwein, „Methanisierung von Synthesegasen - Grundlagen und Verfahrensentwicklungen“, Chemie Ingenieur Technik 2011 (83) 1200.
- [9] M. Sterner, „Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems“, Dissertation, Kassel, 2009.
- [10] Pressemitteilung 06/2013: https://www.audi-mediaservices.com/publish/ms/content/de/public/pressemitteilungen/2013/06/25/weltpremiere__audi.html.
- [11] Verbund-Projekt „Power-to-Gas“: <http://www.zsw-bw.de/themen/brennstoffe-wasserstoff/power-to-gas.html>.
- [12] Pressemitteilung: http://www.ives.fraunhofer.de/de/highlights20112012/power-to-gas-_in-situ-methanisierung-mit-biogas---.html.
- [13] T. Liese, F. Buschsieweke, B. Sailer, M. Muhler, H. Ruland, L. Bar, „Erdgas als Riesenakku“, Energie-Wasser-Praxis 2013 (10) 19.



Erdgasnetz und Wasserstoffeinspeisung

Technische Daten

	2014	2020	2030	2050
CO ₂ -Emissionsgrad Erdgas (g/kWh)	202 [1]			
Brennwert Erdgas (kWh/m ³)	9,77 - 11,48*			
Dichte Erdgas (kg/m ³)	0,83 - 0,79*			
Zündtemperatur in Luft	640 °C			
untere Zündgrenze Erdgas in Luft	4 Vol.-%**			
obere Zündgrenze Erdgas in Luft	16 Vol.-%**			
Brennwert H ₂ (kWh/m ³)	3,54			
Dichte H ₂ (kg/m ³)	0,09			
Zündtemperatur H ₂ in Luft	530 °C			
untere Zündgrenze H ₂ in Luft	4,1 Vol.-%			
obere Zündgrenze H ₂ in Luft	72,5 Vol.-%			

Angaben für den Normzustand: Temperatur 0 °C, Druck 1013,25 mbar

*erster Wert typisch für L-Gas, zweiter Wert typisch für H-Gas

** ungefähre Werte für H-Erdgas; Zündbereich für L-Erdgas: etwa 5-15%

Öffentliche Gaswirtschaft insgesamt [2]

BRD: Gasnetzlänge gesamt (km)	488.263			
BRD: Gasnetzlänge Hochdruck* (km)	118.082			
BRD: Gasnetzlänge Mitteldruck** (km)	202.236			
BRD: Gasnetzlänge Niederdruck*** (km)	167.945			
BRD: Pot. H ₂ -Einspeisung (Mrd. m ³ /a)	3,6 - 5,0 [3]****	→	→	→
BRD: Pot. H ₂ -Einspeisung (Mrd. kWh/a)	12,8 - 17,8*****	→	→	→

Orts- und Regional-Gasversorgung [2]

BRD: Gasnetzlänge gesamt (km)	428.794 (88%)			
BRD: Gasnetzlänge Hochdruck* (km)	69.806			
BRD: Gasnetzlänge Mitteldruck** (km)	191.043			
BRD: Gasnetzlänge Niederdruck*** (km)	167.945			
NRW: Gasnetzlänge gesamt (km)	89.873 (21%)			
NRW: Gasnetzlänge Hochdruck* (km)	6.207			
NRW: Gasnetzlänge Mitteldruck** (km)	39.702			
NRW: Gasnetzlänge Niederdruck*** (km)	43.964			
BRD: Pot. H ₂ -Einspeisung (Mrd. m ³ /a)	2,5 - 3,9 [3]****	→	→	→
BRD: Pot. H ₂ -Einspeisung (Mrd. kWh/a)	8,9 - 13,9*****	→	→	→
NRW: Pot. H ₂ -Einspeisung (Mrd. m ³ /a)	0,7 - 1,0 [3]****	→	→	→
NRW: Pot. H ₂ -Einspeisung (Mrd. kWh/a)	etwa 3 - 5*****	→	→	→

*über 1 bar **über 100mbar bis 1 bar ***bis 100mbar

**** bei einer Wasserstoffbeimischung von 5 Vol.-% zum Erdgas

***** bezogen auf den Brennwert von Wasserstoff

Nutzung [2]				
In der öffentlichen Gaswirtschaft insgesamt				
	2014	2020	2030	2050
BRD: Gasverbrauch (TWh/a)	823,9			
Industrie	334,9 (41%)			
El-Versorg. inkl. Heiz-KW	60,0 (7%)			
Private Haushalte	265,8 (32%)			
Handel, Land+Forstw., Verw., sonst.	103,9 (13%)			
Fernwärmeversorgung	59,3 (7%)			
NRW: Gasverbrauch (TWh/a)	197,2 (24%)			
Industrie	75,3 (38%)			
El-Versorg. inkl. Heiz-KW	16,2 (8%)			
Private Haushalte	75,1 (38%)			
Handel, Land+Forstw., Verw., sonst.	22,6 (11%)			
Fernwärmeversorgung	8,0 (4%)			
BRD: Anzahl der Kunden	15.934.159			
Industrie	110.737 (1%)			
El-Versorg. inkl. Heiz-KW	236 (0%)			
Private Haushalte	13.962.252 (88%)			
Handel, Land+Forstw., Verw., sonst.	625.207 (4%)			
Fernwärmeversorgung	1.235.727 (8%)			
Nutzung [2]				
In der Orts- und Regionalgaswirtschaft				
BRD: Gasverbrauch (TWh/a)	580,5			
Industrie	146,5 (25%)			
El-Versorg. inkl. Heiz-KW	31,8 (5%)			
Private Haushalte	251,5 (43%)			
Handel, Land+Forstw., Verw., sonst.	91,5 (16%)			
Fernwärmeversorgung	59,3 (10%)			
NRW: Gasverbrauch (TWh/a)	134,1			
Industrie	32,7 (24%)			
El-Versorg. inkl. Heiz-KW	9,1 (7%)			
Private Haushalte	66,1 (49%)			
Handel, Land+Forstw., Verw., sonst.	18,1 (13%)			
Fernwärmeversorgung	8,0 (6%)			
BRD: Anzahl der Kunden	15.275.004			
Industrie	105.677 (1%)			
El-Versorg. inkl. Heiz-KW	212 (0%)			
Private Haushalte	13.327.057 (87%)			
Handel, Land+Forstw., Verw., sonst.	621.448 (4%)			
Fernwärmeversorgung	1.220.390 (8%)			
NRW: Anzahl der Kunden	3.898.567 (27%)			
Industrie	14.588 (0%)			
El-Versorg. inkl. Heiz-KW	16 (0%)			
Private Haushalte	3.597.906 (92%)			
Handel, Land+Forstw., Verw., sonst.	145.309 (4%)			
Fernwärmeversorgung	140.748 (4%)			



Kosten pro Jahr in Mio €				
FNB = Ferngasnetzbetreiber; OVU = Orts- bzw. Regionalgasversorgungsunternehmen				
	2011	2020	2030	2050
Geplante Kosten Netzausbau FNB	-		1.565 [4], #	
BRD: Investitionen FNB gesamt	940 [2]			
BRD: Investitionen FNB Hochdruck*	107 [2]			
BRD: Investitionen FNB Mitteldruck**	33 [2]			
BRD: Investitionen FNB Niederdruck***	9 [2]			
BRD: Investitionen FNB Speicherung	550 [2]			
BRD: Investitionen OVU gesamt	944 [2]			
BRD: Investitionen OVU Hochdruck*	82 [2]			
BRD: Investitionen OVU Mitteldruck**	145 [2]			
BRD: Investitionen OVU Niederdruck***	294 [2]			
BRD: Investitionen OVU Speicherung	5 [2]			
NRW: Investitionen OVU gesamt	161 [2] (17%)			
NRW: Investitionen OVU Hochdruck*	18 [2]			
NRW: Investitionen OVU Mitteldruck**	33 [2]			
NRW: Investitionen OVU Niederdruck***	64 [2]			

*über 1 bar **über 100mbar bis 1 bar ***bis 100mbar
Ausbauplan für 2024 gemäß NEP Gas 2013 eingefroren bis 2030

Status Quo, Einspeisung und Netzentwicklungsplan Gas 2014

Erdgas ist ein geruchsloser, farbloser **Brennstoff**, der aus natürlichen unterirdischen Vorkommen gewonnen wird und wie Kohle oder Öl zu den fossilen Brennstoffen zählt. Allerdings verbrennt Erdgas aufgrund geringerer Verunreinigungen sauberer als andere fossile Energieträger. Der **CO₂-Emissionsfaktor liegt bei 202 g/kWh** im Vergleich zu 339 g/kWh für Braunkohle und 404 g/kWh für Steinkohle [1]. (Entschwefeltes) Erdgas ist ungiftig, birgt jedoch bei unsachgemäßem Gebrauch potenzielle Explosionsgefahr. Um Unfällen vorzubeugen wird es für die Endverbraucher durch die sogenannte **Odorierung** mit Geruchsstoffen versetzt, so dass Gaslecks erkannt werden können.

Erdgas ist ein Gasgemisch, das hauptsächlich aus Methan (CH₄) besteht. Hinzu kommen – je nach Lagerstätte – höhere Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan, Butan oder Ethen (alle brennbar, farb- und geruchslos). Auch Edelgase kommen in natürlichem Erdgas vor; zum Beispiel wird Helium hauptsächlich aus Erdgas gewonnen. Unerwünschte Bestandteile wie Schwefelwasserstoffe oder Wasserdampf werden aus dem Gasgemisch entfernt.

Wiederum andere Bestandteile werden aktiv hinzugefügt, um die Eigenschaften des Brennstoffes zu beeinflussen und in festgelegten Grenzen zu halten. Zur Einstellung der Gasqualität wird der **Wobbeindex** betrachtet. Dieser entspricht dem Quotient aus dem Heizwertes des Gasgemisches und der Quadratwurzel des Dichteverhältnisses Gasgemisch zu trockener Luft. Der Wobbeindex unterscheidet sich nach Gaszusammensetzung. Durch Hinzugabe von Konditionierungsgasen kann ein Gasgemisch auf die gewohnten Verhältnisse z.B. in einem gegebenen Netzgebiet mitsamt seinen Bestands-Gasgeräten angepasst werden. Verwendete Gase sind z.B. Stickstoff oder Propan/Butan, je nachdem, ob der Wobbeindex

erniedrigt oder erhöht werden soll.

Es bestehen in Deutschland Gasnetzgebiete, die auf unterschiedliche Erdgasqualitäten ausgelegt sind. Grob können zwei Bereiche **L-Erdgas** und **H-Erdgas** unterschieden werden, die für niederländisches und norddeutsches niederkalorisches Erdgas (L vom englischen *low*) bzw. hochkalorisches Nordsee- oder russisches Erdgas (H vom englischen *high*) spezifiziert sind.

Deutschland verfügt über eine gut ausgebaute und weite Bereiche erschließende **Erdgasinfrastruktur**, die sich im Wesentlichen in drei charakteristische Druckstufen einteilen lässt. Das Hochdrucknetz wird typischerweise bei über 80 bar betrieben und transportiert Erdgas über weite Strecken (hunderte Kilometer). Das sich anschließende regionale **Mitteldrucknetz** verteilt das Erdgas bei etwa 16 bar. Für die feinmaschige Verteilung zu den Endanwendern wird im **Niederdrucknetz** lediglich ein Betriebsdruck unter 1 bar aufrechterhalten und die Haushaltsanschlüsse schließlich entnehmen das Erdgas bei einem Überdruck von weniger als 20 mbar.

Die **Gesamtnetzlängen** der öffentlichen Gaswirtschaft in Deutschland messen über 488.000 km. Auf der Ebene der Orts- und Regional-Gaswirtschaft entspricht das nordrhein-westfälische Leitungsnetz etwa 21% der gesamtdeutschen Infrastruktur. Besonders sticht in NRW im Vergleich zu den anderen Bundesländern ein sehr stark ausgebautes Niederdrucknetz ins Auge (43.964 km, es folgt Baden-Württemberg mit 18.894 km) [2]. Dies spiegelt die große Zahl von 3,6 Mio. gasversorgten Privathaushalten in NRW wider (es folgen Niedersachsen mit 1,7 Mio. und Baden-Württemberg mit 1,4 Mio.) [2].

Der Gasverbrauch Deutschlands teilt sich insgesamt wie folgt auf: Industrie 41%, Haushalte 32%, Handel, Land- und Forstwirtschaft, Verwaltung und sonstige 13%, Elektrische Versorgung inkl. Heiz-Kraftwerke 7% und Fernwärmeversorgung 7%. In NRW sind Industrie und Haushalte mit je 38% des Gesamtgasverbrauches gleichauf.

Auf der Ebene der Orts- und Regional-Gaswirtschaft spielen die Haushaltskunden die größte Rolle (BRD 43%, NRW 49%), da viele der besonders großen industriellen Gasabnehmer direkt an die übergeordneten Gasnetze angeschlossen sind [2].

Netzausbau: Die Fernleitungsnetzbetreiber führen im Netzentwicklungsplan Gas 2013 für den Zeitraum bis 2024 Ausbauten am Hochdrucknetz im Umfang von 441km auf. Die Kosten für 21 aufgeführte Projekte werden mit 1,565 Mrd. € angegeben, für 3 weitere Projektideen konnten noch keine Kosten beziffert werden [4]. Für die feinmaschigen Mitteldruck und Niederdrucknetze sind keine detaillierten Ausbaupläne verfügbar.

Für den Erhalt und Ausbau der Gasinfrastruktur werden jedes Jahr große **Investitionen** getätigt. Im Jahr 2011 zum Beispiel gaben die Ferngasnetzbetreiber 940 Mio. € und die Orts- und Regionalgasnetzbetreiber 944 Mio. € aus. Bei letzteren entfielen davon auf NRW 161 Mio. € [2]. Zusätzlich zu den Ausgaben für die Leitungen werden unter anderem Investitionen in Gasspeicher, Druck-, Mess- und Regeltechnik, Zähler und Messgeräte für Kunden, und IT getätigt.

Die **Einspeisung** von überwiegend aus regenerativen Energien erzeugtem **Wasserstoff (H₂)** und synthetischem Methan (Power-to-Gas) fällt unter die Regelungen für Biogase nach Teil 1 § 3 Nr. 10c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG [5]). Damit einher gehen eine Reihe von Einspeiseprivilegien nach Teil 6 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV [6]) einschließlich der §§ 19 Abs. 1 S. 3, 20a, 20b Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) [7].

Grundsätzlich müssen Einspeiser aber sicherstellen, dass die **Beschaffenheit** des eingespeisten Gases kompatibel zum Gasnetz ist und die Interoperabilität des Gasnetzes gewahrt bleibt (EnWG § 49). Die Qualität des Austausch- oder Zusatzgases ist durch §§ 34 Abs. 1 S. 1, 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV in Verbindung mit einem statischen Verweis auf die Arbeitsblätter G260 und G262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) [8], [9] geregelt. Die aktuell gültige GasNZV [6] verweist auf den DVGW Regelwerkstand von 2007. Das nach der GasNZV aktuell maßgebliche **DVGW Arbeitsblatt G 262** [Stand 2004] schreibt vor, den Biogasanteil im einzuspeichernden Gas auf maximal 5 Vol.-% zu begrenzen [9].

Die DVGW Arbeitsblätter sind jedoch im Jahr 2011 (G 262) und 2013 (G 260) aktualisiert worden [8][9]. In Zukunft (bei einer Novellierung der GasNZV) wird in Gasnetzen ohne sensible Anlagen ein Wasserstoffgehalt im Erdgas „im einstelligen Prozentbereich“ in vielen Fällen unkritisch sein [9], allerdings wird auf einige restriktive Faktoren bzw. sensible Gasendanwendungen verwiesen.

Sensible Technologien bzw. Kunden mit hohen Anforderungen an die Gasbeschaffenheit sind u. a. Gasturbinen, Porenspeicher, Prozesschromatographen, Glashütten [10] und Erdgastankstellen. Für letztere ist in der DIN 51624 ein Wasserstoff-Grenzwert von 2 Vol.-% angegeben, während empfindliche Gasturbinenanlagen herstellerseitig auf 1 Vol.-% ausgelegt sind. Wasserstoff kann in Untertageporenspeichern die Eigenschaft haben, Sulfat produzierende Bakterien zu fördern, die nachteilige Wirkungen auf Anlagenbestandteile und mikrobielle Umsetzungen auf das eingelagerte Gas durch haben können.

Burmeister *et al.* bestimmten für eine angenommene 5 Vol.-% Beimischung bundeslandscharf die **ins Erdgasnetz einspeisbare Wasserstoffmenge** jeweils für ein Minimal- und ein Maximalszenario. Aufgrund seines hohen Erdgasdurchsatzes ergeben sich in NRW die mit Abstand höchsten einspeisbaren Wasserstoffvolumina in Deutschland (etwa 0,7-1,0 Mrd. m³/a entsprechend etwa 3 - 5 Mrd. kWh/a) [3]. Im Zuge von weiterem Netzausbau sowie Speicherausbau und gleichzeitiger Technologieanpassung in Richtung erhöhter Wasserstoffverträglichkeit ist bis 2050 mit einer ansteigenden Tendenz der einspeisbaren Wasserstoffvolumina zu rechnen.

Steiner *et al.* wiesen experimentell nach, dass eine Beeinflussung von **Gasmengenmessungen** mittels eines Turbinenradgaszählers bis 10 Vol.-% Wasserstoff im Erdgas „praktisch ausgeschlossen“ werden kann [11]. Auch eine Beeinflussung eines Ultraschallgaszählers war nicht zu erkennen [11].

Zur Integration noch größerer Mengen Wasserstoff ist der Schritt der **Methanisierung** (siehe Steckbriefe) zur Erzeugung von sogenanntem synthetischem Erdgas (SNG) unabdingbar,

welches dann ohne die für Wasserstoff geltenden Limitierungen als **Austauschgas** in die bestehende Erdgasinfrastruktur eingespeist werden kann.

Bei der Konditionierung muss beachtet werden, dass eine Wasserstoffeinspeisung die Klopffestigkeit (die Methanzahl) des Grundgases senkt. In der DIN 51624 ist für Erdgas als Kraftstoff eine Mindestmethanzahl von 70 festgelegt worden. Z.B. Inertgase wie Stickstoff oder Kohlenstoffdioxid können dies kompensieren [8]. Auf die große Thematik Gas-Konditionierung soll hier nicht weiter eingegangen werden.

- [1] ICHA, PETRA: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, Herausgeber: Umweltbundesamt, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau; Redaktion: Fachgebiet I 2.5 Energieversorgung und -daten Marion Dreher (2013). — <http://www.umweltbundesamt.de>
- [2] 113. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland Berichtsjahr 2011, Herausgeber: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin, Hauptausschuss Statistik, Verantwortliche in der BDEW-Hauptgeschäftsstelle: Florentine Kiesel; ISBN 978-3-89554-194-0 (2013)
- [3] BURMEISTER, FRANK ; SENNER, JANINA ; BRAUNER, JENS ; ALBUS, ROLF: Potentiale der Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz - eine saisonale Betrachtung. In: *energie | wasser praxis, gat-spezial*. Bd. 6 (2012). — <http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/1206burmeister.pdf>
- [4] ENTWURF DER DEUTSCHEN FERNLEITUNGSNETZBETREIBER: Netzentwicklungsplan Gas 2013 (2013)
- [5] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 des Gesetzes vom 4. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3746) geändert worden ist - EnWG. — http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf
- [6] Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV); „Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die durch Artikel 15 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist“ (2013). — http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/gasnzv_2010/gesamt.pdf
- [7] BUNDESNETZAGENTUR: *Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze*. URL http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangundMesswesen/Gas/Einspeisung_v_H2_u_synth_CH4/Einspeisung_v_H2_u_synth_CH4_node.html. - abgerufen am 2014-03-19
- [8] DEUTSCHER VEREIN DES GAS- UND WASSERFACHES E.V. (DVGW): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 260 (A), Gasbeschaffenheit; Jan 2000, Mai 2008, Mrz 2013
- [9] DEUTSCHER VEREIN DES GAS- UND WASSERFACHES E.V. (DVGW): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung; Nov 2004, Sep 2011
- [10] LEICHER, JÖRG ; GIESE, ANNE ; FLEISCHMANN, BERNHARD: Wasserstoff im Erdgas - Auswirkungen auf Verbrennungsvorgänge und Glasherstellung. In: *HVG Mitteilungen, Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V., Offenbach, Einfluss von Gasbeschaffenheitsänderungen auf den Glasherstellungsprozess - Teil 5*. Bd. 2164 (2014)
- [11] STEINER, KLAUS ; MOZGOVOY, ALEXEY ; VIETH, DETLEF: Einfluss von Wasserstoff auf die Hochdruckfehlerkurve von Erdgaszählern. In: *gfw-Gas | Erdgas* (2013)

Untergrundgasspeicher

Technische Daten

	2014	2020	2030	2050
--	------	------	------	------

Ausgeförderte Öl- und Gaslagerstätten sowie Aquifere (Porenspeicher)

Arbeitsgasvolumen in D (Mrd. m ³ (i.N.))*	10,8 [1]	→	?	?
Speicherkapazität CH ₄ in D (TWh _{CH₄,LHV})**	108 [1]	→	?	?
Speicherkapazität H ₂ in D (TWh _{H₂,LHV})**	32,4 [1]	→	?	?
Kissengasanteil	50-67 % [2]			
Porosität	>20 % [3]			
Plateau-Entnahmerate in D (Mio. m ³ (i.N.)/d)	176,5 [1]	→	?	?
Leckagerate (p.a.)	1 % [3]			
Umschläge pro Jahr	1-2 [4]			

Kosten

Installationskosten (Exploration etc.)	n/a			
--	-----	--	--	--

*Stand für „Betrieb nach Endausbau“

**berechnet aus dem Arbeitsgasvolumen und den Heizwerten

Salzkavernen

Maximaler Betriebsdruck (bar)	~60 [5]			
Minimaler Betriebsdruck (bar)	~200 [5]			
Arbeitsgasvolumen in D (Mrd. m ³ (i.N.))*	12,7 [1]	→	?	?
Speicherkapazität CH ₄ in D (TWh _{CH₄,LHV})**	127 [1]	→	?	?
Speicherkapazität H ₂ in D (TWh _{H₂,LHV})**	38,1 [1]	→	?	?
Kissengasanteil	20-35 % [2]			
Plateau-Entnahmerate in D (Mio. m ³ (i.N.)/d)	449,9 [1]	→	?	?
Leckagerate (p.a.)	0,01 % [5]			

Kosten

Installationskosten (Solung etc.) (Mio. €)	20-30 [6]***	?	?	?
--	--------------	---	---	---

*Stand für „Betrieb nach Endausbau“

**berechnet aus dem Arbeitsgasvolumen und den Heizwerten

***Kosten sind Abschätzungen für eine 750.000 m³ (geometrisches Volumen) Kaverne. Oberer Wert für Kavernen in Gebieten ohne Kaverneninfrastruktur. Unterer Wert für Anlagen in bestehendem Kavernenfeld.

Stand der Technik

Die niedrige Dichte von Gasen unter normalen Bedingungen erfordert, dass deren Speicherung in der Regel unter veränderten thermodynamischen Zuständen stattfindet, um so die Speicherdichte zu erhöhen. Dabei gibt es verschiedene Möglichkeiten, dies zu realisieren. Von besonderer technischer Relevanz zur großtechnischen Gasspeicherung hat sich die Speicherung von komprimiertem Gas und Flüssiggas (siehe Steckbrief Flüssiggasspeicherung) erwiesen. Andere Speichersysteme, wie beispielsweise Metallhydridspeicher, werden hier nicht behandelt.

Allgemeine Kriterien zur Bewertung von Speichern sind deren gravimetrische bzw. volumetrische Energiedichte, die Kosten pro gespeicherte Gaseinheit sowie der Wirkungsgrad des Speichers. Letzteres umfasst die energetischen bzw. stofflichen Verluste bei der Ein- und Auspeicherung sowie während der Lagerung. Im Folgenden wird die Speicherung von verdichtetem Gas in Untergrundspeichern näher erläutert, welche die heutzutage vorherrschende Form der großtechnischen Speicherung darstellt. Details zur Speicherung von komprimiertem Gas in kleineren Gastanks in der automobilen Anwendung können Steckbrief PKW nachgelesen werden.

Untertage-Gasspeicherung

Die Untertage-Gasspeicherung umfasst die behälterlose Lagerung von Gasen in geeigneten unterirdischen Speicherstrukturen. Prinzipiell wird zwischen natürlich vorhanden Porenspeichern und künstlich erzeugten Hohlraumspichern unterschieden. Die Porenspeicher umfassen dabei ausgeförderte Öl- und Gaslagerstätte sowie grundwasserführende Aquiferstrukturen. Unter den künstlich erzeugten Hohlraumspichern sind die Salzkavernen von besonderer Bedeutung für Deutschland. Weniger relevant und im Folgenden nicht näher betrachtet sind Felskavernen sowie aufgelassene Bergwerke. Letztere sind aufgrund ihres ursprünglichen Verwendungszwecks so gebaut und betrieben worden, dass eine Umrüstung zu einem gasdichten und druckschwankungsstabilen Gasspeicher nur mit enormem Aufwand zu realisieren ist.

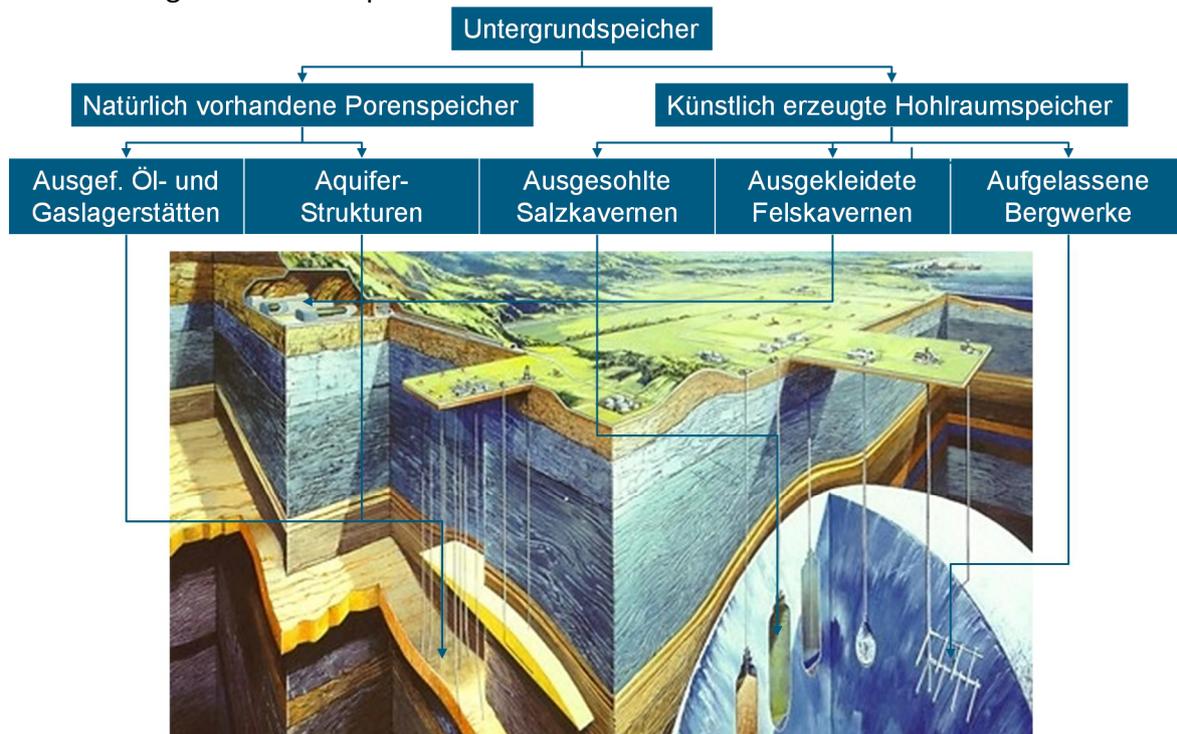


Abbildung: Formen der Untergrundgasspeicherung (Bildquelle: KBB Underground Technologies)

Untergrundspeicher ermöglichen die kostengünstige Speicherung großer Gasmengen und werden hauptsächlich zur Speicherung von Erdgas zum Zwecke des Ausgleichs von tages- und jahreszeitlichen Verbrauchsschwankungen eingesetzt. Zusätzlich bieten sie eine gespeicherte Reserveenergie zu Krisenzeiten und gewährleisten so, zumindest für begrenzte Zeit, eine Unabhängigkeit von ausländischen Quellen. So umfassen alle Untergrundspeicher in Deutschland ein Arbeitsgasvolumen von 22,7 Mrd. m³(i.N.) (Stand 01.01.2013), was mehr als 20 % des jährlichen Verbrauchs entspricht [1]. Zusätzlich können die Gasspeicher genutzt werden, um im Rahmen von schwankenden Gaspreisen die Bezugskosten zu senken.

Zur Charakterisierung der Leistungsfähigkeit von Untergrundspeichern dienen verschiedene Kenngrößen. So teilt sich das gesamte Speichervolumen in einen Arbeitsgas- und einen Kissengasanteil auf. Während das Kissengas benötigt wird, um den minimal erforderlichen Druck im Speicher zu erhalten, kann das Arbeitsgas zur Deckung des Bedarfs verwendet werden. Daneben hat jeder Speicher seine individuelle Plateau-Entnahmerate. Damit ist die maximale Ausspeisegeschwindigkeit gemeint. So muss das Gas in Porenspeichern aufgrund ihrer Struktur durch Kapillarporen strömen, wodurch sich die Strömungsgeschwindigkeit reduziert und das Speichersystem eine hohe Trägheit entwickelt. Folglich dienen diese prinzipiell eher der saisonalen Grundlastabdeckung. Die Leistungsfähigkeit von Kavernenspeichern ist durch die maximal zulässige Druckänderung im Salzgestein sowie die maximale Strömungsgeschwindigkeit in der Fördertour begrenzt. Diese erlauben in der Regel jedoch höhere Ausspeiseraten, so dass diese auch für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen sowie für die Integration fluktuierender Energien geeignet sind [1]. Im Zuge der erhöhten Anforderung hinsichtlich Dynamik wird bei der Entwicklung der Speicherzusammensetzung von einer Zunahme von Kavernenspeichern ausgegangen, während Porenspeicher konstant gehalten bzw. sogar abgebaut werden [7]. Momentan sind etwa 50 % des Arbeitsgases in Porenspeichern und 50 % in Kavernenspeichern gespeichert, bei einem steigenden Anteil der Kavernenspeicher. Ein neuer Porenspeicher und 18 neue Kavernenspeicher sind in Planung oder in Bau, die das Arbeitsgasvolumen um etwa die Hälfte auf 31,7 Mrd. m³(i.N.) vergrößern. Dabei konzentrieren sich Kavernenspeicher wegen der dafür benötigten Salzstrukturen auf den nord- und mitteldeutschen Raum. Porenspeicher sind hingegen auch in Süddeutschland zu finden.

Porenspeicher

Poröse Gesteinsstrukturen im Untergrund können zur Speicherung von Gasen genutzt werden. Dazu muss eine minimale Porosität sowie eine gasdichte deckende Gesteinsschicht vorhanden sein, welche verhindert, dass das Gas nach oben entweichen kann. Die für die Gasspeicherung genutzten Strukturen finden sich sowohl in ausgeförderten Öl- und Gaslagerstätten als auch in Aquiferen. Typische Eigenschaften von porösen Speichern sind ihre große Speicherkapazität (größter Speicher: 4,4 Mrd. m³(i.N.) Arbeitsgas [1]) sowie der hohe Anteil an benötigtem Kissengas, welcher meistens zwischen 50 und 67 % liegt [4].

Insbesondere ausgeförderte Öl- und Gaslagerstätten bieten eine attraktive Möglichkeit zur Speicherung an. Durch die bereits durchgeführte Förderung sind das Betriebsverhalten sowie Informationen zum Deckstein, den Förder- und Speicherraten, Betriebsdrücken etc. bereits vorhanden. Außerdem ist das technisch notwendige Equipment bereits installiert sowie die Dichtigkeit der Lagerstätte unter Beweis gestellt [8].

Aquifere sind grundwasserführende Strukturen. Dort wird eine Speicherung dadurch erzielt, dass das vorhandene Grundwasser aus den Poren gepresst wird, in dem das zu speichernde Gas mit höherem Druck verpresst wird. Da diese in der Regel bislang nicht erschlossen sind, bedarf es

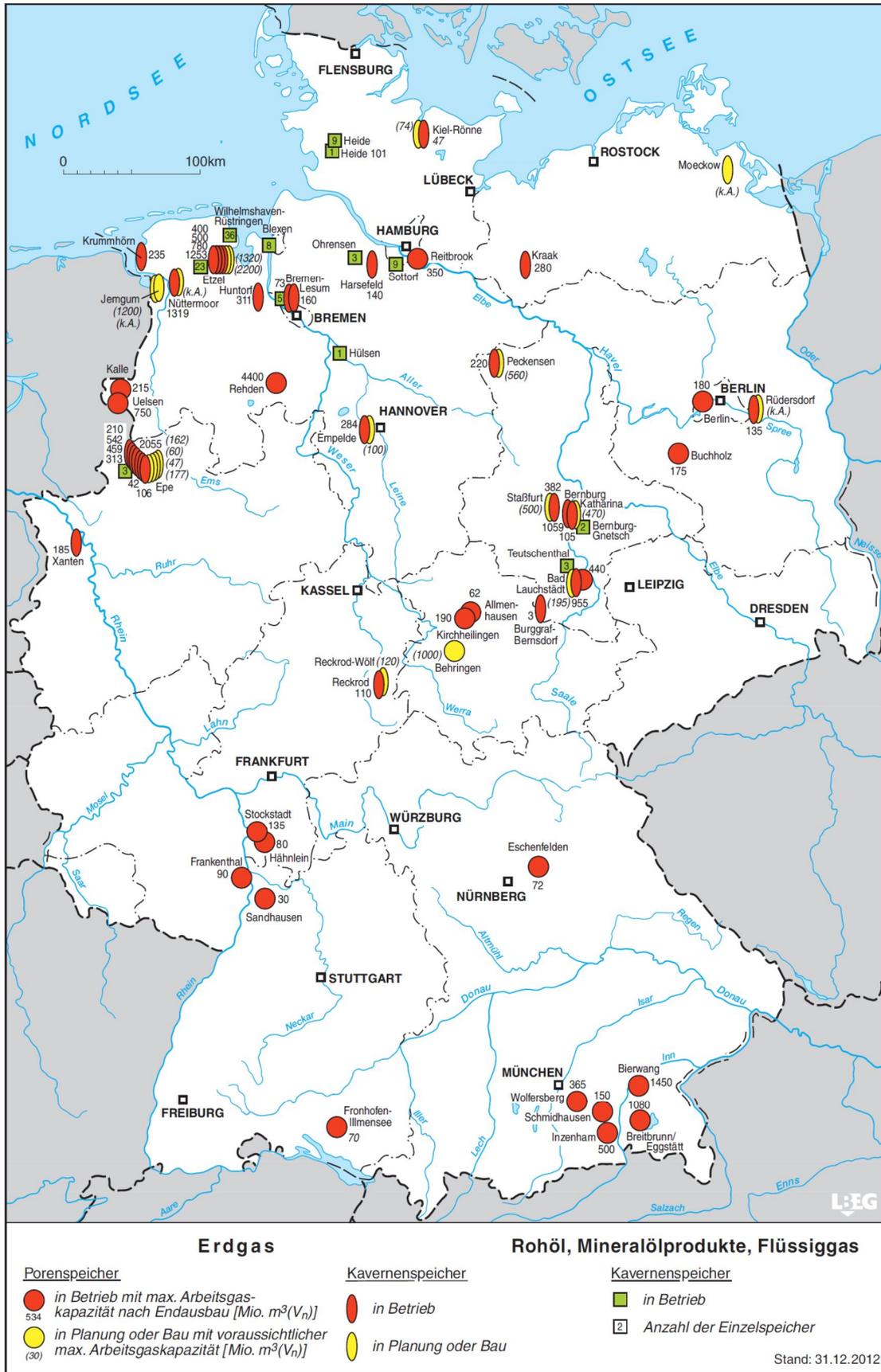


Abbildung: Standorte von Untergrundgasspeichern in Deutschland [1]

ausgedehnter Exploration, um die Eignung hinsichtlich Gasdichtheit, Porosität und Permeabilität zu ermitteln.

Während die Speicherung von Erdgas in Porenspeichern als Stand der Technik angesehen werden kann, ist die Wasserstoffspeicherung in diesen noch nicht abschließend untersucht. Erfahrung mit Stadtgasspeichern sowie erste Untersuchungen zeigen allerdings, dass im Speicher vorhandene sulfatreduzierende Bakterien das H_2 mit Sulfat zu H_2S bzw. Eisensulfid und Wasser umsetzen [9]. Infolgedessen können die Entwicklung des toxischen sowie in Kombination mit CO_2 korrosiven Schwefelwasserstoffs Probleme induzieren. Des Weiteren können Feststoffablagerungen zur Verstopfung von Poren führen [9]. Für den Fall, dass H_2 sogar in größeren Mengen mikrobiologisch umgesetzt wird, entsteht zusätzlich ein erheblicher Wertverlust des Speichergases, während der Speicherung. Infolgedessen ist die Speicherung von Wasserstoff in Porenspeichern als problematisch anzusehen [9].

Kavernenspeicher

Salzkavernen sind künstlich erzeugte Hohlräume in unterirdischen Salzschieben. Die Hohlräume werden dabei durch einen Solungsprozess geschaffen, bei dem Wasser in die gewünschte Tiefe injiziert wird und die gesättigte Sole wieder abgepumpt und an geeigneten Stellen deponiert wird. Dabei kann die Form und die Größe der Kaverne genau definiert werden. Die geeigneten Salzstrukturen befinden sich in Deutschland insbesondere in Schleswig-Holstein, Niedersachsen sowie auf Teilen von Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und zu Teilen im Norden von Nordrhein-Westfalen [10].

Das geometrische Volumen von Salzkavernen erreicht bei typischer Dimensionierung Werte zwischen 200.000 bis 800.000 m^3 [10]. Werden größere Speichervolumina benötigt, werden weitere Kavernen ausgesolt, so dass ein Kavernenfeld entsteht. Der maximale sowie minimal zulässige Speicherdruck in der Kaverne ist abhängig von dessen Tiefe sowie der Betriebsweise. Typische Werte liegen zwischen 150 und 210 bar. Bei einem geometrischen Volumen von 500.000 m^3 , einem maximalen Speicherdruck von 175 bar und einer mittleren Temperatur der Salzstruktur von etwa 35 °C ergibt sich eine speicherbare Wasserstoffmenge von 6.150 t_{H_2} , was etwa 205 GWh entspricht [10]. Bei einem minimalem Speicherdruck von 60 bar können rund 2/3 davon als Arbeitsgas verwendet werden. Eine Alternative Betriebsweise zur Variation des Druckes stellt die Verwendung von Sole als Pendelflüssigkeit dar. Dazu muss eine dem geometrischen Volumen der Kaverne entsprechende Menge an Sole in einem oberirdischen Speicherbecken zwischengelagert werden. Der Druck bleibt dadurch nahezu konstant und der Arbeitsgasanteil steigt von 65-80 % auf annähernd 100 %.

Unterirdische Salzkavernen sind prinzipiell zur Speicherung von Wasserstoff geeignet. Das Salz bildet eine inerte Hülle, so dass dadurch keine Verunreinigungen in den Wasserstoff eintreten. Das Sumpfbefindliche Wasser führt zu einer Aufsättigung des Wasserstoffs mit Wasserdampf. Dieser muss nach der Entnahme wieder abgetrennt werden, um eine spätere Tauwasserbildung zu vermeiden. Die Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen wird seit langem industriell praktiziert. Dabei wird reiner Wasserstoff als Rohstoff für chemische und petrochemische Prozesse zwischengespeichert. Dazu existierende Anlagen befinden sich in Teeside, Großbritannien, (3 x 70.000 m^3 , betrieben von Sabic Petrochemicals) und Texas, USA (580.000 m^3 , ConocoPhillips; 566.000 m^3 , Praxair; 955.000 m^3 , Air Liquide) [11]. Zusätzlich ist die Umrüstung bestehender Erdgassalzkavernen zu Wasserstoffsalzkavernen technisch problemlos möglich [10].



- [1] R. Sedlacek, „Untertage-Gasspeicherung in Deutschland,“ *Erdöl, Erdgas, Kohle*, Bd. 129, Nr. 11, pp. 378-388, 2013.
- [2] S. Schiebahn, T. Grube, M. Robinius, L. Zhao, A. Otto, B. Kumar, M. Weber und D. Stolten, „Power to Gas,“ in *Transition to Renewable Energy Systems*, Weinheim, Wiley-VCH, 2013.
- [3] J. Wackerl, M. Streibel, A. Liebscher und D. Stolten, „Geological Storage for the Transition from Natural to Hydrogen Gas,“ in *Transition to Renewable Energy Systems*, Weinheim, Wiley-VCH, 2013.
- [4] F. Civan, „Natural Gas Transportation and Storage,“ *Encyclopedia of Energy*, Nr. 4, pp. 237-282, 2004.
- [5] F. Crotonino, S. Donadei, U. Bünger und H. Landinger, „Large-Scale Hydrogen Storage for Securing Future Energy Supplies,“ in *18th World Hydrogen Energy Conference 2010 - WHEC 2010*, Essen, Deutschland.
- [6] KBB, IAEW, „Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES,“ Hannover, Deutschland, 2007.
- [7] T. Klaus, C. Vollmer, K. Werner, H. Lehmann und K. Müschen, „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen,“ 2010.
- [8] G. Hammer, T. Lübcke, R. Keitner, M. R. Pillarella, H. Recknagel, A. Commichau, H.-J. Neumann und B. Paczynska-Lahme, „Natural Gas,“ *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, 2012.
- [9] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz,“ 2013.
- [10] A. Acht, „Salzkavernen zur Wasserstoffspeicherung,“ Jülich, 2013.
- [11] V. Tietze, J. Wackerl und D. Stolten, „Geologische und bodennahe Speicherung,“ in *Jahrestreffen der ProcessNet-Fachgruppe Energieverfahrenstechnik*, Würzburg, 2013.

Wasserstofftransport

Technische Daten

	2014	2020	2030	2050
--	------	------	------	------

Gasförmiger H₂-Transport via LKW

Maximales Druckniveau (bar)	162 [1] 200 [2] 500 [3]			
Gesamte H ₂ -Kapazität pro Truck* (kg)	300 [1] 454-600 [2] 1100 [3]			
Gesamte H ₂ -Kapazität pro Truck* (m ³ _(i.N.))	3300 [1] 5000-6700 [2] 13.000 [3]			

Kosten

Investitionskosten LKW ohne Trailer	150.000 \$ [1] 160.000 € [2] [4]	?	?	?
Investitionskosten Trailer	150.000 \$ [1] 332.000 € [2]	?	?	?

*Die Netto-H₂-Kapazität hängt zusätzlich vom minimalen H₂-Druck in den Gasflaschen ab. Dieser wird oft mit 30 bar angegeben [5].

Flüssiger H₂-Transport via LKW

Gesamte H ₂ -Kapazität pro Truck* (kg)	4000 [1] 3000-3500 [2]	→	→	→
Gesamte H ₂ -Kapazität pro Truck* (m ³ _(i.N.))	44500 [1] 33-39000 [2]	→	→	→
Verflüssigungsaufwand (kWh/kg _{H₂})	10-11 [1]	↘	↘	↘
Verflüssigungsaufwand (% von H _U)	30-33 % [1]	↘	↘	↘
H ₂ -Verlust durch Kühlbedarf im Tank	0,3 %/Tag [1] 0,5 %/Tag [4]	→	→	→

Kosten

Investitionskosten LKW ohne Auflieger	150.000 \$ [1] 160.000 € [2] [4]	?	?	?
Investitionskosten Flüssig-H ₂ - Auflieger	650.000 \$ [1] 500.000 € [2]	?	?	?

H₂-Transport via Pipeline

Gesamtlänge weltweit	2900 km [6]	→	→	→
Länge H ₂ -Pipline NRW	240 km [7]			

Kosten

Gesamtkosten 30 cm H ₂ -Pipeline*	854 k\$/km [6]			
--	----------------	--	--	--

*die Kosten sind als Mittelung verschiedener Werte zu verstehen und müssen für den Einzelfall berechnet werden. Im Textteil findet sich ein Kostenansatz aus der Dissertation von Dennis Krieg [5]

Stand der Technik

Aufgrund der niedrigen volumetrischen Energiedichte bei Standardbedingungen erfolgt der Transport von Wasserstoff unter veränderten Rahmenbedingungen. Prinzipiell ist der Transport in komprimierter Form als Gas, gekühlt als Flüssigkeit oder chemisch gebunden, beispielsweise in Metallhydriden, möglich. In diesem Technologiesteckbrief liegt der Fokus auf den heute bereits großtechnisch eingesetzten Transportverfahren:

- Transport von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff via LKW
- Transport von flüssigem Wasserstoff via LKW
- Transport von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff via Pipeline

Je nach Gegebenheit ist auch ein Transport via Schiff möglich. Die einzelnen Transportmöglichkeiten unterscheiden sich hinsichtlich der benötigten Infrastruktur, den fixen und variablen Betriebskosten, dem energetischen Aufwand sowie der Transportkapazität. Entsprechend sind in Abhängigkeit der Transportaufgabe unterschiedliche Optionen zu favorisieren.

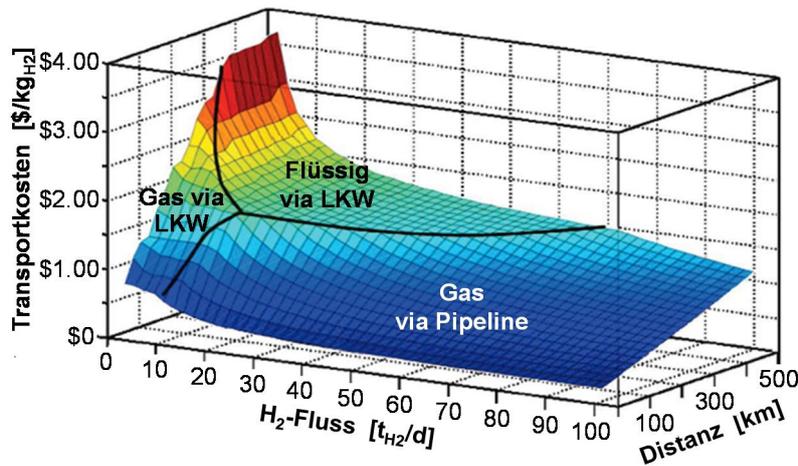


Abbildung 1: Minimale H₂-Transportkosten in Abhängigkeit von Durchsatz und Distanz nach [1]

Abbildung 1 zeigt die zu favorisierende Transportoption in Abhängigkeit der zu transportierenden H₂-Menge und der Distanz nach [1]. Obwohl es sich hierbei um einen Spezialfall handelt, werden bereits prinzipielle Zusammenhänge deutlich. Beim gasförmigen Transport via Truck sind die Gesamttransportkosten durch den direkten Zusammenhang mit der Anzahl benötigter Trucks proportional zur Transportmenge und –distanz. Entsprechend ist diese Option insbesondere für kurze Strecken und geringe Mengen relevant. Beim flüssigen H₂-Transport entsteht ein Großteil der Kosten durch die Verflüssigung selbst, wodurch ein hoher Fixkostenanteil verursacht wird. Die Transportmenge pro Truck ist hingegen wesentlich höher als in gasförmigen Zustand, so dass die Kosten für größere Strecken nur noch geringfügig steigen. Dadurch ist diese Transportoption insbesondere für lange Strecken mit kleiner bis mittlerer Transportmenge interessant. Beim Pipelinetransport spielen die Kosten für die Pipeline selbst den dominierenden Faktor. Dadurch sind die Kosten annähernd proportional zur Transportdistanz. Hingegen steigen die Kosten für größere Pipelines nur geringfügig im Vergleich zur förderbaren Menge an, wodurch die Pipeline insbesondere für große Fördermengen die kostengünstigste Alternative darstellt.

Diese Ergebnisse werden auch durch [2] bestätigt (siehe Tabelle 1). Hier ist als zusätzliche Option der Transport von gasförmigen, komprimierten Wasserstoff mitaufgegriffen. Diese stellen in diesem Vergleich die kostengünstigste Alternative für größere Mengen und lange Distanzen dar. Als Voraussetzung ist hier natürlich das Vorhandensein geeigneter Wasserwege angenommen.

Tabelle 1: Günstigste Transportoptionen in Abhängigkeit von Entfernung und Menge nach [2]

Kosten der günstigsten Transportoption (€/m ³ _(i,N.))	Entfernung (km)										
	1	2	5	10	20	30	50	100	200	400	
Menge (Mio. m ³ _(i,N.) /a)	0,10	0,211	0,321	0,321	0,322	0,323	0,324	0,326	0,333	0,345	0,369
	0,20	0,105	2	0,213	0,217	0,227	0,229	0,231	0,237	0,250	0,274
	0,50	0,042	0,084	0,095	0,099	0,108	0,118	0,136	0,179	0,193	0,217
	1	0,021	0,042	0,055	0,060	0,069	0,078	0,096	0,106	0,122	0,154
	2	0,011	0,021	0,036	0,040	0,049	0,058	0,061	0,069	0,085	0,117
	5	0,004	0,008	0,021	0,028	0,034	0,036	0,039	0,047	0,063	0,095
	10	0,002	0,004	0,011	0,021	0,027	0,029	0,032	0,040	0,056	0,088
	20	0,001	0,002	0,005	0,011	0,021	0,025	0,028	0,036	0,052	0,084
	50	0,000	0,001	0,002	0,004	0,008	0,013	0,021	0,034	0,050	0,082
	100	0,000	0,000	0,001	0,002	0,004	0,006	0,011	0,021	0,042	0,081
Legende:	Pipeline		LH ₂ -LKW			Druckröhren-LKW			Komposit-Container-Schiff		

Hierbei ist allerdings zu beachten, dass es sich um einen isolierten Spezialfall für eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung (wie bei einer Transmissionsverbindung) handelt, ohne weitere Rahmenbedingungen. Die Auslegung ändert sich bereits, wenn es sich um ein Distributionsnetz mit vielen kleineren Verbrauchern handelt. Für eine Auslegung der Infrastruktur muss jedoch immer die gesamte Prozesskette miteinbezogen werden, um notwendige Rahmenbedingungen und Interdependenzen möglichst effizient zu berücksichtigen. Im Falle einer Versorgung eines Tankstellennetzes mit H₂-Druckspeichern sind beispielsweise andere, wesentlich höhere Druckniveaus vorteilhaft als sie für die Versorgung privater Haushalte notwendig wären. Zusätzlich erfordern die Rahmenbedingung hinsichtlich der Druckniveaus, des Aggregatzustands und der Stoffströme von H₂-Erzeugung, Gasspeicherung und Verbrauch eine aufeinander abgestimmte Auslegung. Nur dann ist auch der Vergleich mit der alternativen On-Site-Elektrolyse an den Tankstellen selbst. Diese würde den Transport der Energie auf das elektrische Stromnetz verlagern, jedoch im Falle der Speicherung von Überschussstrom auch eine zusätzliche Gasspeicherung vor Ort erfordern.

Gasförmiger H₂-Transport via LKW

Der Transport von Wasserstoff in komprimierter gasförmiger Form wird bereits großtechnisch eingesetzt. Dabei wird eine Zugmaschine entweder mit 12-20 länglichen aufliegenden Stahltanks [1] oder mit Druckflaschenbündeln beladen. Der Wasserstoff wird bei der Betankung auf den notwendigen Druck komprimiert. Dieser beträgt in der Regel 162-200 bar [1] [2]. Dadurch entsteht eine Füllmenge von 450-600 kg_{H₂} [2], wovon jedoch rund 80 kg als Kissengas im Behälter verbleiben, um den minimalen Druck von 30 bar aufrechtzuerhalten [5]. Aktuelle Entwicklungen von Linde führten zu neuen 500-bar-Trailer, welche in der Lage sind bis zu 1100 kg zu transportieren [3]. Die Druckröhrenspeicher werden meistens beim Verbraucher abgekoppelt und dort als vor-Ort-Speicher genutzt. Ein Vorteil des gasförmigen Transports via LKW besteht in der großen Flexibilität, die auch in urbanen Regionen genutzt werden kann, um Verbraucher zu erreichen, die nicht an ein großtechnisches Netz angeschlossen sind.

Zusätzlich neben den Investitionskosten für die Zugmaschine und die Druckflaschen müssen Reparatur- und Treibstoffkosten (30-35 l Diesel pro 100 km [4]) mitberücksichtigt werden. Außerdem wird, analog zum gasförmigen Transport in der Pipeline, Kompressionsarbeit erforderlich. Diese beträgt bei einer Verdichtung von 1 auf 700 bar zwischen 5 % (isotherme Verdichtung) und 15 % (adiabate Verdichtung) des Brennwertes des Wasserstoffs [8].

Flüssiger H₂-Transport via LKW

Der Transport von Wasserstoff bringt den Vorteil einer höheren Speicherdichte, wodurch pro LKW zwischen 3000-3500 kg_{H₂} transportiert werden können. Außerdem kann der Wasserstoff an der Tankstelle auf den erforderlichen Druck mittels einer Pumpe gebracht werden, wodurch die Kompression vor Ort entfällt.

Allerdings bedarf es dafür der vorherigen Verflüssigung des Wasserstoffs, welche sowohl energie- als auch kostenintensiv ist. Auf den genauen Prozess soll hier nicht weiter eingegangen werden. Als Kennwert gilt, dass rund 10-11 kWh/kg_{H₂} für die Verflüssigung erforderlich sind und so rund 1/3 des Heizwertes verloren gehen [1]. Die Kosten einer Anlage werden in [1] mit 40.000.000 \$ für eine Anlage mit einer Kapazität von 30 t_{H₂}/Tag abgeschätzt. Allerdings sinken die spezifischen Kosten einer Verflüssigungsanlagen stark mit steigender Größe [1]:

$$\text{Anlagenkosten für } x \text{ t}_{\text{H}_2}/\text{Tag} = 40.000.000 \$ \cdot \left(\frac{x \text{ t}_{\text{H}_2}/\text{Tag}}{30 \text{ t}_{\text{H}_2}/\text{Tag}} \right)^{0,57}$$

Neben der Zugmaschine sowie den anfallenden Nebenkosten muss hier ebenfalls ein Auflieger für die Speicherung des Flüssigwasserstoffs in Höhe von rund 500.000 € berücksichtigt werden [2]. Dieser wird jedoch, anders als bei Druckflaschentanks, nicht beim Verbraucher gelassen. Stattdessen wird der Wasserstoff in einen stationären vor-Ort-Speicher umgepumpt.

Gasförmiger Pipelinetransport

Pipelines werden für den Transport großer Mengen an Gasen favorisiert. Je nach Anwendung und Integration in eine Gesamtinfrastruktur werden sie bei unterschiedlichen Drücken betrieben. Durch die verschiedenen Auslegungsmöglichkeiten eines Pipelinenetzwerkes können keine verallgemeinerten Aussagen zu Druckverlusten und Durchmessern getroffen werden. Pipelines zeichnen sich durch hohe Anfangsinvestitionen und vergleichsweise niedrigen Wartungsaufwand aus. Die Investitionskosten weisen einen hohen Basiskostenanteil durch die Erd- und Verlegearbeiten sowie zu erwerbende Wegerechte auf. Hingegen ist die Kostensteigerung darüber hinaus stark degressiv [2]. Obwohl allgemeingültige Aussagen zu Pipelinekosten aufgrund von Terrainbeschaffung und Bebauung sehr schwierig sind, werden in [1] die Basiskosten für ländliche Pipelines auf 300.000 \$/km und für städtische Pipelines auf 600.000 \$/km abgeschätzt. Darüber hinaus werden die Kosten für die eigentliche Pipeline pro km mit 290 \$ x Pipelinedurchmesser² [1] abgeschätzt. In [2] werden für eine 150 mm Pipeline Kosten in Höhe von 178.000 €/km angenommen, was noch unter den Basiskosten von [1] liegt. In [4] wird für die gleiche Pipeline ebenfalls dieser Wert angenommen (Kommentar: Beide Studien stammen von LBST), für 305 und 610 mm Pipelines jeweils 422.000 €/km und 694.000 €/km. [6] haben für Erdgaspipelines eine ausführliche Studie durchgeführt und Gesamtkosten von 367.000 \$/km (d = 20 cm) bis 1.193.000 \$/km (d = 90 cm) ermittelt. Für eine 30 cm H₂-Pipeline wurden Kosten 854.000 \$/km bestimmt, wovon nur 17 % durch die Materialkosten verursacht wurden [6]. In der Dissertation von D. Krieg werden die Kosten für Pipelines inklusive der Verlegkosten nach Tabelle 2 abgeschätzt. Dies zeigt die große Bandbreite der verschiedenen Abschätzungen.

Bei der Nutzung von bestehenden Erdgaspipelines für den Transport von Wasserstoff muss die Anfälligkeit für Wasserstoffversprödung der eingesetzten Stähle untersucht werden, da Wasserstoff insbesondere bei hochlegierten Stählen die Festigkeit verringern kann. Typische Werkstoffe für Wasserstoffpipelines sind konventionelle Werkzeugstähle sowie austenitische Stahllegierungen [2].

Tabelle 2: Pipelinekosten in Abhängigkeit des Durchmessers für 100 bar Druck [5]

Durchmesser [mm]	Min. Kosten [€/m]	Mittlere Kosten [€/m]	Max. Kosten [€/m]
100	296	352	420
200	385	469	577
300	508	650	830
400	630	826	1108
500	773	1052	1441
600	935	1300	1910

In Nordrhein-Westfalen existiert bereits eine von Air Liquide betriebene Wasserstoffpipeline mit einem Betriebsdruck von 25 bar und einer Gesamtlänge von 240 km, welche 14 Produktionsstandorte im Ruhrgebiet miteinander verbindet [7]. Jährlich werden durch dieses Pipelinenetz rund 130 Mio. m³(i.N.) Wasserstoff mit einer Reinheit von ~99,95 % gefördert [7].

Transport per Schiff

Prinzipiell ist jede Transportform, welche per LKW durchgeführt werden kann, auch auf ein Schiff übertragbar, vorausgesetzt die benötigte Hafeninfrastruktur sowie eine Wasserverbindung zwischen Erzeuger und Verbraucher sind vorhanden.

Für den Transport von flüssigem Wasserstoff werden bereits heute teilweise 40-Fuß-ISO-Container mit einem Fassungsvermögen von 2,49-3,16 t_{H₂} und Kosten zwischen 470.000 und 698.000 € verwendet [2]. Ebenfalls als Möglichkeit betrachtet werden so-genannte SWATH carrier (Small Waterplane Area Twin Hull), welche eine Transportkapazität von rund 8150 t_{H₂} erreichen [2]. Die 40-Fuß-ISO-Container können ebenfalls mit Druckgasflaschen bestückt werden, so dass bei der 200 bar Stahlflaschen-Variante mit Investitionskosten in Höhe von 122.000 € 279 kg Wasserstoff und bei der 700 bar Komposit-Behälter-Variante mit Investitionskosten in Höhe von 616.000 € 1410 kg Wasserstoff pro Container transportieren können.

- [1] C. Yang und J. Ogden, „Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode,“ *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 32, pp. 268-286, 2007.
- [2] C. Stiller, P. Schmidt, J. Michalski, R. Wurster, U. Albrecht, U. Bünger und M. Altmann, „Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein,“ Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH im Auftrag der Wasserstoffgesellschaft Hamburg e.V. sowie des Landes Schleswig-Holstein, 2010.
- [3] T. Hüser, „Linde senkt Transportkosten von Wasserstoff mit neuer Speichertechnologie,“ 25 September 2013. [Online]. Available: http://www.process.vogel.de/anlagenbau_effizienz/articles/419460/. [Zugriff am 23 April 2014].
- [4] M. Wietschel, U. Bünger und W. Weindorf, „Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO₂-freie Endenergieträger,“ LBST und Fraunhofer ISI im Auftrag der RWE AG, Karlsruhe, Deutschland, 2010.
- [5] D. Krieg, „Konzept und Koasten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff,“ Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt 144, Jülich, 2012.
- [6] B. van der Zwaan, K. Schoots, R. Rivera-Tinoco und G. Verbong, „The cost of pipelining climate change mitigation: An overview of the economics of CH₄, CO₂ and H₂ transportation,“ *Applied Energy*, Nr. 88, pp. 3821-3831, 2011.
- [7] A. Pastowski, M. Fishedick, T. Grube und B. Jermer, „Optionen für den kostenoptimierten Aufbau einer H₂-Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen,“ Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal, Deutschland, 2009.
- [8] D. Raine, R. Williams, H. Strøm, G. Maisonnier, S. Vinot, J. Linnemann und S. C. Trümper, „Deliverable D2.4 - Analysis of the Current Hydrogen Cost Structure,“ Roads2HyCom, 2009.

Flüssiggasspeicherung (LH₂ und LNG)

Technische Daten

2014 2020 2030 2050

Flüssiges Erdgas (LNG)

Siedepunkt etwa (je nach Zusammensetzung)	111 bis 113 K -162 bis -160 °C			
Dichte flüssig (kg/m ³)	425 – 485 [1]*			
Dichte gasförmig (kg/m ³)	0,79 - 0,83			
untere Zündgrenze gasf. H-Erdgas in Luft	4 Vol.-%			
obere Zündgrenze gasf. H-Erdgas in Luft	16 Vol.-%			
Brennwert gasf. Erdgas (kWh/m ³)	9,77 - 11,48**			
CO ₂ -Emissionsgrad Erdgas (g/kWh)	202 [2]			
Energieverlust Entfernung von Verunreinigungen	?			
Energieverlust Verflüssigung kWh/kg LNG	0,35 [3]			
Energieverlust Befüllen/Entleeren der Tanker	bis ~ 1,5% [4]			
Energieverlust Regasifizierung	~ 1,5% [4]***			
typ. Verdampfungsrate / Tag (stationärer Tank)	0,05% [4]			
bsp. Verdampfungsrate / Tag (kleiner stat. Tank)	0,08% [3]			
typ. Verdampfungsrate / Tag (Tankschiff)	0,15% [4]			
Globaler LNG Handel 2013 (Mio. t)	237 [5]	→	→	→
entsprechende Erdgasmenge (Mrd. m ³)	327			
Anteil am globalen Erdgashandel 2012	31,7% [6]	→	→	→
Verflüssigung, weltweite Kapazität (Mio. t /Jahr)	281 [7]	→	→	→
Regasifizierung, weltw. Kapazität (Mio. t /Jahr)	642 [7]	→	→	→
LNG-Tankschiffe Anzahl	393 [5]	→	→	→
LNG-Tanker Kapazität insges. (Mio. m ³)	56,3 [5]	→	→	→
Typische Kapazität pro Tanker (Tsd. m ³)	125-177 [7]****	→	→	→
typ. Druck beim Tanker-Transport (kPa)	140 [8]			

* je nach Zusammensetzung: Zwischen dem unteren Ende der Spanne (light LNG) und dem oberen Ende steigt der Anteil höherer Kohlenwasserstoffe (z.B. Propan) im Verhältnis zum Methan

** erster Wert typisch für L-Erdgas, zweiter Wert typisch für H-Erdgas

*** für die Erwärmung mittels Verbrennung; moderne Ansätze nutzen die Abwärme von Gasturbinen, um ein Wasserbad zu erwärmen und somit den Energieaufwand zu reduzieren [4]

**** Über 80% der LNG-Tanker über 18.000 m³ haben eine Kapazität in der angegebenen Spanne, der Durchschnitt liegt bei 148.000 m³ mit steigender Tendenz [7]

Kosten in €

Tanker (Mio. \$) etwa	200 [9]			
Preis inkl. Verflüssigung, Transport, Regasifizierung etwa von ... bis (\$/MWh) etwa	14-24 [9]			
Importpreis Europa 2012 (\$/MWh) etwa	40 [7]			
Importpreis Japan 2012 (\$/MWh) etwa	55 [7]			



Flüssiger Wasserstoff (LH₂)

Siedepunkt	21,15 K -252,15° C			
Dichte flüssig (kg/m ³)	71			
Dichte gasförmig (kg/m ³)	0,08988			
Brennwert gasförmiges H ₂ (kWh/m ³)	3,54			
Brennwert hochkomprimierter H ₂ (kWh/m ³)	1.330			
Brennwert flüssiger H ₂ (kWh/m ³)	2.360			
untere Zündgrenze gasf. H ₂ in Luft	4,1 Vol.-%			
obere Zündgrenze gasf. H ₂ in Luft	72,5 Vol.-%			
Speicherdruck (bar)				
Energieverlust Verflüssigung	etwa 20% 15%* [10]			
typ. Verdampfungsrate / Tag				

* Anlage in Ingolstadt

Kosten in €

	-			

Stand der Technik und Ausblick

LH₂

Wasserstoff (H₂) ist das kleinste aller Moleküle und hat die geringste volumetrische Dichte aller Brennstoffe. Bei Umgebungsdruck bietet ein Kubikmeter H₂ lediglich einen Brennwert von 3,54 kWh im Vergleich zu Erdgas mit 9,77 - 11,48 kWh/m³ (je nach Zusammensetzung). Bei Normalbedingungen ist jede Wasserstoff-Speicherung also mit großem Platzbedarf verbunden. Wasserstoff kann aber sehr stark verdichtet werden, so dass bei z.B. 700 bar das gleiche Raumvolumen 1.330 kWh speichern kann. Wird der Wasserstoff alternativ verflüssigt, wird eine Energiedichte 2.360 kWh/m³ erreicht. Zur Unterscheidung zwischen gasförmig und flüssig gespeichertem Wasserstoff verwendet man die Abkürzungen **GH₂** (G = gas) und **LH₂** (L = liquid).

Der Einsatz von flüssigem Wasserstoff findet fast ausschließlich im Automobil-Sektor statt. Bedingt durch die begrenzte Bereitstellbarkeit von Biotreibstoffen und die lange Ladedauer, beschränkte Kapazität und hohe Kosten entsprechender Batteriesysteme birgt die Wasserstofftechnologie das Potential als nachhaltige Energiequelle des zukünftigen Transportwesens. Bei der Erzeugung von LH₂ ist die Wahl der Verflüssigungstechnologie entscheidend. LH₂ lässt sich in Großverflüssigern nach dem Claude-Verfahren mit ein- oder zweistufiger Kältemittel-Vorkühlung (LN₂) und anschließender Entspannung und LH₂-Bad herstellen.

Große **Wasserstoff-Verflüssigungsanlagen** haben eine Energieeffizienz von 20% bis 30%. Von 1998 bis 2008 haben einige konzeptionelle Anlagen Wirkungsgraden von 40-50% erreicht. Schließlich, im Jahr 2010, entwickelten NTNU und SINTEF Energy Research AS ein neues Mehrkomponenten-Kältemittel (MR)-System womit ein Wirkungsgrad von mehr als 50% erreicht wird [11].

Der Transport von LH₂ stellt hohe Anforderungen, zum einen an Tank- und Speicherisolationen, da die Temperaturdifferenz zur Umgebung von LH₂ um 34% größer ist als die von LNG zur Umgebung und zum anderen im Hinblick auf Sicherheitsbedenken und ökonomischen Gesichtspunkten. Das Standard-Transportverfahren ist der containerisierte LH₂-Transport. Der LH₂-Container wird auf Containerschiffen als Sonderfracht transportiert. Nachgeschaltet wird über Pipelines oder Trailer auf der Straße weiterverteilt (siehe Steckbrief Wasserstofftransport).

Für die LH₂ Bereitstellung sind spezielle Tankstellen notwendig, die den Wasserstoff vorhalten und über geeignete Schnittstellen den Wasserstofftank des Fahrzeuges füllen (siehe Steckbrief Tankstelle).

Bei der Nutzung von Flüssigwasserstoff als Antrieb von Fahrzeugen ergibt sich eine Reihe von Anforderungen an das Speichersystem im Fahrzeug. Insbesondere im Hinblick auf einen potenziellen breiten Einsatz von Wasserstoff im privaten Personenverkehr ergeben sich eine Reihe von Forderungen bezüglich Sicherheit, Komfort und finanziellen Aspekten. Dazu gehören diffusionsdichte und äußerst unfallsichere Tanks und Zuleitungen, hohe volumetrische und gravimetrische Speicherdichten, schnelle und einfache Betankung sowie sinkende Kosten. Wesentliche LH₂-Fahrzeug-Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten haben sich in den letzten Jahren auf die Vorbereitung von Kleinserien und eine entsprechende Ertüchtigung der Komponenten und insbesondere der Kraftstoffbehälter konzentriert. Um die während einer Fahrt aufkommenden Stöße aufzufangen, wird der Innentank während der Fahrt mechanisch verriegelt, was aufgrund des hohen Druckes im Fahrbetrieb keine Auswirkung auf die Haltezeit hat.

Wasserstoff kann in bestimmten Fällen sicherheitstechnische Vorteile gegenüber anderen Brenn- bzw. Kraftstoffen haben. Drucktanks für Wasserstoff sind aufgrund der erforderlichen Druckfestigkeit gegen Beschädigung unempfindlicher als Tanks für Benzin. Kryotanks für Flüssigwasserstoff sind doppelwandig ausgeführt und ebenfalls stabiler als konventionelle Benzintanks. Bei Beschädigung eines Benzintanks kann Kraftstoff austreten, der sich am Boden unter dem Fahrzeug sammelt und mit Umgebungsluft ein zündfähiges Gemisch bilden kann. Falls Wasserstoff freigesetzt wird, z.B. aus abgerissenen Leitungen oder einem beschädigten Tank, steigt er rasch nach oben und somit weg von potenziellen Zündquellen. Dies ist im Freien ein Vorteil, insbesondere im Vergleich zu LPG, da letzteres schwerer als Luft ist.

Weit in der Ferne liegt dagegen die Realisierung von Kryodruckbehältern. Statt den Kryokraftstoff lediglich flüssig in den tankstellenseitigen Verdampfer zu pumpen, aus dem kaltes Gas unter Druck in den CGH₂-Fahrzeugtank strömt, ließe sich der Kraftstoff kryogen in den Fahrzeugtank füllen, wo er sich dann entspannt. Die Speicherdichten ließen sich weiter steigern. Kritische Aspekte von Kryodruckbehältern sind die richtige Befüllmenge, die zur Vermeidung von Ventilationsverlusten so zu wählen ist, dass nach Erreichen der Umgebungstemperatur im Behälter der maximal zulässige Betriebsdruck nicht überschritten wird und die richtige Behältermaterialwahl, die einen sicheren zyklischen Behälterbetrieb bei gleichzeitig auftretenden kryogenen Temperaturen und hohen Drücken gewährleistet.

Die Verwendung von flüssigem Wasserstoff als Energieträger ist eine **Nischentechnologie** für kryogene Spezialanwendung. Die Verflüssigung kostet einen Großteil (70-80%) der durch Verbrennung nutzbaren Energie. Konzepte für massentaugliche Anwendungen befinden sich daher im Ideenstadium.

LNG

Auch für **Erdgas** gilt: Mit steigendem Druck und nach einer Verflüssigung unter die Siedetemperatur von etwa -162°C lässt sich die **Energiedichte zur Speicherung dramatisch erhöhen – etwa um einen Faktor 600**. Zum Vergleich: Komprimiertes Erdgas (CNG) erreicht eine typische Verdichtung um einen Faktor von etwa 200-250. Somit werden für flüssiges Erdgas (kurz **LNG** nach dem englischen *liquefied natural gas*) neue Transportoptionen erschlossen, die eine Alternative zum Pipelinetransport des gasförmigen Brennstoffes darstellen. Speziell ausgerüstete Fahrzeuge können LNG bei nah-atmosphärischem Druck auf der Straße oder der Schiene transportieren und für die Überbrückung langer Distanzen stehen große LNG-Tanker zur Verfügung, die auch bereits heute und in steigendem Maße für den weltweiten Erdgashandel eingesetzt werden. Allgemein wird bis zu Distanzen unter etwa 2000 km die Gaspipeline für wirtschaftlicher gehalten [1]. Eine mögliche Alternativtechnik zur Verschiffung von komprimiertem Erdgas (CNG) im großen Stil steht nicht kommerziell zur Verfügung [4]. Somit ist LNG für pipeline-unabhängige Transporte über weite Strecken die einzige Option.

Der größte LNG-Exporteur ist Katar (32,6% der weltweiten Exportmenge) gefolgt von Malaysia, Australien, Nigeria, Indonesien, Trinidad und anderen. Insgesamt beläuft sich der LNG-Handel mittlerweile auf 31,7% des globalen Erdgashandels [6]. Die größten Importmärkte sind in Asien zu finden (75% [5]), insbesondere Japan (37% [7]) und Süd-Korea (16% [7]) sind stark von Importen auf dem Seeweg abhängig.

Deutschland verfügt nicht über ein eigenes LNG Import-Terminal, auch wenn Planungen für einen Standort in der Nähe von Hamburg schon lange existieren. Für Nordrhein-Westfalen wäre ein Zugang zu flüssigem Erdgas **langfristig** durch ein LNG-Tankstellen-Netz entlang des Rheins denkbar, um eine feinstaubpartikelfreie (-100% im Vergleich zu Dieselöl), stickoxidreduzierte (-85%) und CO_2 -reduzierte (bis -20%) **Binnenschifffahrt** aufzubauen [12]. Der Rhein ist die zentrale Wasserstraße zwischen dem niederländischen Hafen und Industriestandort Rotterdam und dem größten deutschen Binnenhafen und Industriestandorten Duisburg, sowie dem industriellen Ballungsgebiet, das sich von Duisburg aus entlang des Rheins weiter nach Süden erstreckt (Leverkusen-Köln-Bonn). Auch eine Erweiterung über den Mittelrhein und Oberrhein bis nach z.B. Basel (Schweiz) ist vorstellbar.

Abgesehen von Binnenschiffen ist der deutsche Schwerlastverkehr ein potentieller Abnehmer für LNG als Treibstoff [13]. In Deutschland ist CNG (komprimiertes Erdgas) für den PKW-Verkehr bereits verbreitet, während Erdgas (LNG) im Schwerlastverkehr noch keine Rolle spielt. Anders sieht es in den USA aus – dort bestehen bereits 73 LNG-Tankstellen [7].

Die Siedetemperatur von LNG ist 90 K höher als die von LH_2 , so dass die hohen technischen Anforderungen an die verwendeten Materialien der Tank- und Speicherisolation etwas geringer ausfallen [14]. Die benötigte **Kryotechnik** kann als vorhanden und technisch ausgereift angesehen werden.

Bevor das Erdgas verflüssigt werden kann, müssen diverse mögliche **Verunreinigungen** in mehreren Schritten entfernt werden. Eine gute Zusammenstellung der typischen Prozessschritte in tabellarischer Form findet sich online unter Quelle [4] (Appendix 4.1, englische Sprache). Der energetische Aufwand zur Reinigung und Verflüssigung von Erdgas konnte leider nicht erhoben werden. Die **Verflüssigung** findet über Wärmetauscher unter Verwendung unterschiedlicher Arbeitsmedien statt. Diese werden nach dem Wärmetausch verdichtet und wassergekühlt bevor sie zur Kälteerzeugung wieder entspannt werden.

Während des **LNG-Transports** entsteht durch unvermeidbare Verdampfung eines Teils des Frachtgutes permanent Erdgas, das sogenannte **Boil-off gas**. Grund für die Verdampfung sind

Änderungen des Umgebungsdrucks oder Wärmeeinträge in das Innere des Speichers. Letztere können durch die drei physikalischen Prozesse Wärmeleitung, Wärmestrahlung und Konvektion ausgelöst werden und sind trotz mehrschichtiger Isolation der LNG-Tanks nie gänzlich vermeidbar. Das verdampfte Gasgemisch hat eine andere Zusammensetzung als das LNG, da zunächst flüchtigere Bestandteile verdampfen (Methan und Stickstoff). Je länger ein LNG-Transport also dauert, desto mehr ändern sich die Eigenschaften der flüssigen Ladung. Man spricht von Alterung oder englisch *Ageing*.

Typische Boil-off-Raten sind für stationäre Tanks 0,05% der geladenen Menge pro Tag und für Schiffe 0,15% pro Tag [4]. Ältere und kleinere Schiffe mit höheren Oberfläche-zu-Volumen-Verhältnissen erreichen lediglich 0,3% pro Tag [4]. Hinzu kommen wesentliche Verluste (etwa 8 bis 10 mal so viel [4]) beim initialen Herunterkühlen der Tanks bzw. beim eigentlichen Befüllungs- oder Entladevorgang. Hierzu existieren wenig verlässliche Angaben und die Verluste hängen stark von vorherigen Prozessschritten und Prozessfahrweise sowie Tankerdesign ab.

Eine übliche Strategie des Umgangs mit dem Boil-off-Gas ist die **Verwendung als Treibstoff** für den LNG-Tanker. Eine andere Möglichkeit (außer dem Abfackeln) besteht in der Rück-Kondensation eines Teils des Gases mit anschließender Rückeinspeisung in den LNG Tank. Falls am Zielort (Regasifizierungs- oder Import-Terminal) die erzielte Gasqualität nicht mehr den Anforderungen der örtlichen Pipeline genügt, muss das erzeugte Erdgas ggf. konditioniert werden, z.B. durch Vermischung mit frischem LNG oder mit Erdgas aus anderen Quellen oder Konditioniergasen.

Zur **Regasifizierung** des flüssigen Erdgases muss ein Wärmetausch zwischen einem wärmeren Reservoir und dem LNG stattfinden. Hierzu gibt es verschiedene Ansätze. Besonders verbreitet sind der Wärmetausch mittels Meerwasser und das Erwärmen mittels Verbrennung z.B. des Boil-Off Gases. Auf andere Regasifizierungsmöglichkeiten soll hier nicht eingegangen werden. Die Verwendung von Seewasser ist die preiswerteste Option. Allerdings existieren Bedenken hinsichtlich der Schäden, die das gekühlte Seewasser für das lokale Biosystem haben könnte [4]. Der elektrische Energieaufwand für die Wasserzirkulation konnte nicht erhoben werden. Als Alternative zum Seewasser verwendet eine indische Anlage seit 2004 Umgebungsluft als Wärmereservoir [4].

Im Prinzip die Möglichkeit, einen Teil der eingesetzten elektrischen Energie zurückzugewinnen. Eine Forschungsarbeit von Szargut und Szczygiel entwickelt ein Modell für ein Kältekraftwerk und berechnet eine Rückgewinnungsquote von 11,5% der verbrauchten elektrischen Energie. Diese elektrische Energie könnte ohne Verbrennung und ohne weitere CO₂- oder sonstige Emission gewonnen werden [8].

Zur Regasifizierung mittels Verbrennung werden etwa 1,5% des Erdgases verbraucht. Um diese Verluste zu reduzieren nutzen moderne Anlagen Wärme, die von Gasturbinen bereitgestellt wird [4].

Einen **Überblick** über umgesetzte wie geplante LNG Terminal Projekte aus ganz Europa und einigen Anrainerstaaten liefert die online verfügbare „LNG map“ (siehe ganzseitige Karte; online verfügbar unter [15]). Insgesamt lässt sich festhalten, dass trotz der bereit liegenden Planungen für diverse weltweit verteilte Großprojekte eine gewisse Zögerlichkeit angesichts der immensen Investitionskosten bei gleichzeitig schwer prognostizierbarem Absatzmarkt besteht. Dies wird noch verstärkt durch die Erfahrung, dass mehrere Verflüssigungs-Projekte in den letzten Jahren teurer wurden als geplant [7]. Auch der Einfluss neu erschlossener und nun erschließbarer Schiefergasvorkommen auf den LNG Markt bleibt abzuwarten.

Insbesondere für Erdgaslagerstätten, die weit entfernt von der Küste bzw. weit entfernt vom Kunden liegen, bietet sich eine Förderoption mit sofortiger Verflüssigung zu LNG an [16]. Auf diese Weise kann auf kostspielige Pipelineprojekte verzichtet werden. Die **schwimmende Verflüssigung** bietet sich insbesondere dann an, wenn der Kunde ohnehin auf dem Seeweg erreicht werden muss. Die erste schwimmende LNG-Plattform inklusive aller benötigter Anlagentechnik wird zurzeit unter der Federführung von Shell realisiert [17].

Der technische Umweg von einem gasförmig geförderten Rohstoff über die Verflüssigung, den Transport, die Rückvergasung und eine Einspeisung in Pipelines erfordert einen unvermeidbaren Energieaufwand, der in der Konsequenz höhere **Preise** nach sich zieht. Die Preise, die für LNG gezahlt werden unterscheiden sich weltweit nach Größe, Dringlichkeit sowie Alternativlosigkeit des Bedarfes für Erdgas. In Japan und Südkorea findet sich zum Beispiel ein besonders lukrativer Absatzmarkt (siehe Abbildung 1), der auch LNG aus weit entfernten Quellen anzieht. Im Gegensatz dazu importiert Europa weniger LNG aus weit entfernten Quellen, da LNG-Lieferungen aus dem mittleren Osten und Nordafrika (MENA) kürzere Transportwege bieten und zudem Gaslieferungen via Pipeline aus z.B. Norwegen und Russland kostengünstige Alternativen sind, die den für LNG gezahlten Preis niedriger als z.B. in Japan halten (2012: 40 statt 55 \$/MWh [7]). Insgesamt rücken die regional unterschiedlichen Erdgasmärkte näher zusammen: Der globale LNG-Handel erhöht den internationalen Wettbewerb. Für den Gaspreis in Europa und Asien spielt die Kopplung an den Ölpreis eine wichtige Rolle: Erdgas wird hier nicht frei gehandelt.

Die Kosten für die Regasifizierung von LNG belaufen sich auf etwa 187 \$/Tonne an Land bzw. 135 \$/Tonne für schwimmende Anlagen. Diese Kosten beinhalten Anlegeplätze, Speicherung, Regasifizierung, Pipelineanschlüsse und Messtechnik und werden voraussichtlich weiter steigen. Für schwimmende Anlagen wird seitens der International Gas Union bereits 2016 ein Preis von 200 \$/Tonne erwartet. Hauptkostentreiber sind immer größer werdende Speicherkapazitäten [7].

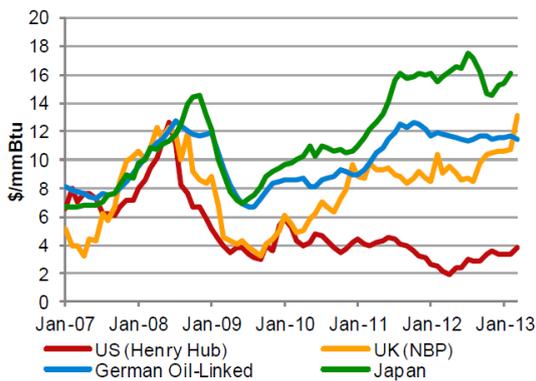
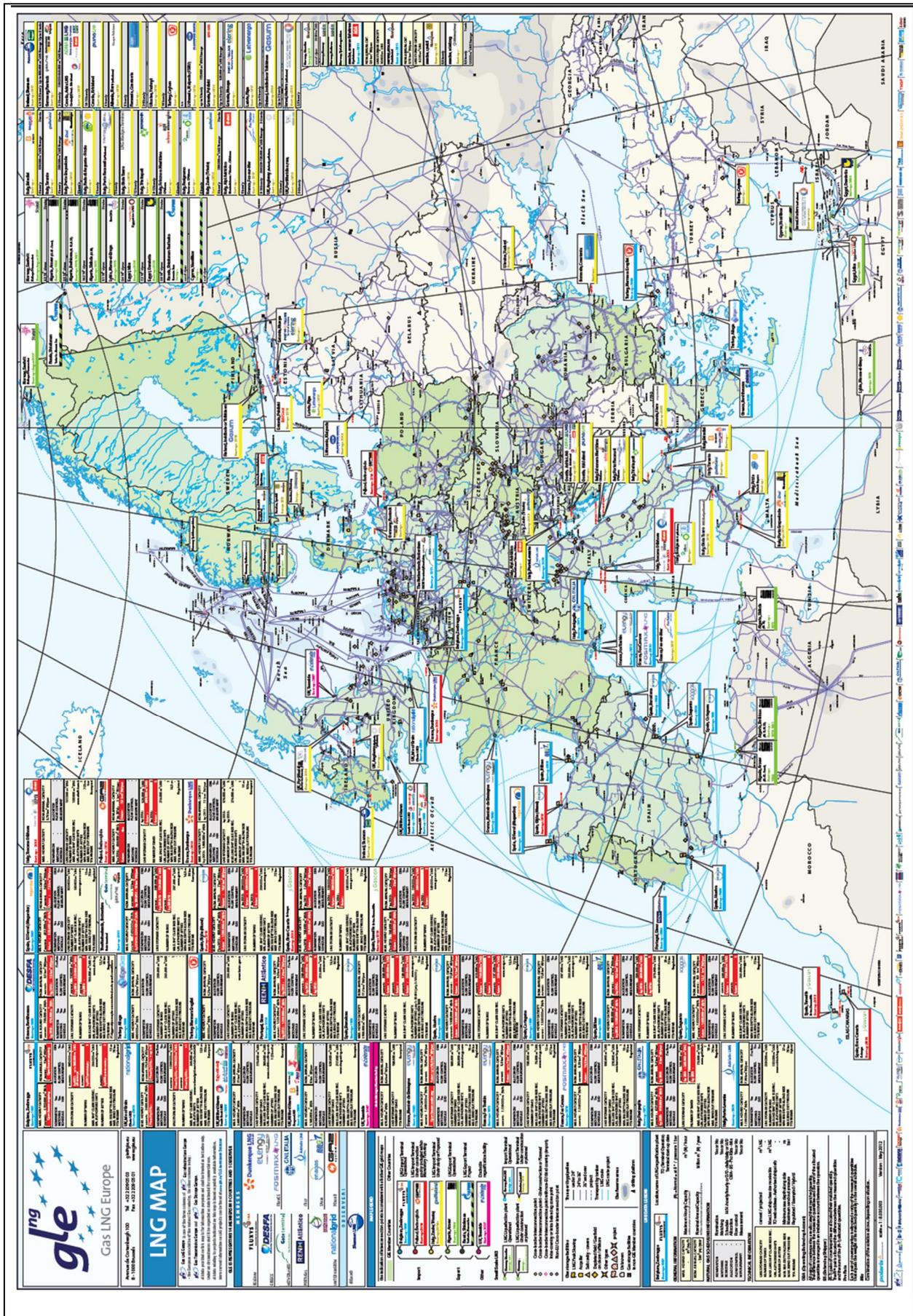


Figure 3.12: Monthly Global Gas Prices, 2007-Q1 2013

Sources: Sources: Cedigaz, GIIGNL, Waterborne LNG Reports, US DOE, PFC Energy Global LNG Service

Abbildung 1: Gaspreisentwicklung im globalen Vergleich [7]. (Anm.: 1 mmBtu entspricht etwa 293,3 kWh)

In der nahen Zukunft (mind. bis 2015) ist der LNG Markt auf der Angebotsseite begrenzt; bis 2017 werden jedoch in Australien mehrere LNG Projekte fertiggestellt sein, die dann den gestiegenen Bedarf Südostasiens besser decken können [7].





- [1] D. Dobrota, B. Lalic, and I. Komar, "Problem of Boil-off in LNG Supply Chain." *Trans. Marit. Sci.* 02: 91 - 100, 2013.
- [2] P. Icha, "Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012." Herausgeber: Umweltbundesamt, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau; Redaktion: Fachgebiet I 2.5 Energieversorgung und -daten Marion Dreher, Jul-2013.
- [3] S. Kunert, "Verfahren zur Herstellung von LNG (Hamworthy Gas Systems)," 29-Nov-2007 [Online]. Available: http://www.dge-wittenberg.com/vortraege/3_Sebastian%20Kunert.pdf. [Accessed: 16-Apr-2014]
- [4] "Guidebook to Gas Interchangeability and Gas Quality." International Gas Union (IGU) c/o Statoil ASA 0246 Oslo Norway; BP Gas Marketing Ltd. Registered office: Chertsey Road, Sunbury on Thames, TW16 7BP, UK; GL Industrial Services UK Ltd. Holywell Park, Ashby Road Loughborough Leicestershire LE11 3GR, 2011 [Online]. Available: <http://www.igu.org/gas-knowhow/publications/igu-publications/Gas%20Interchangeability%202011%20v6%20HighRes.pdf>. [Accessed: 14-Apr-2014]
- [5] International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), "LNG Key Figures 2013." 8 rue de l'Hotel de Ville, 92200 Neuilly-sur-Seine, Frankreich [Online]. Available: http://www.giignl.org/sites/default/files/giignl_key_figures_2013.pdf. [Accessed: 02-Apr-2014]
- [6] "BP Statistical Review of World Energy June 2013." BP; Data compilation: Energy Academy and Centre for Economic Reform and Transformation, Heriot-Watt University, www.energy.hw.ac.uk [Online]. Available: bp.com/statisticalreview. [Accessed: 02-Apr-2014]
- [7] International Gas Union (IGU), "World LNG Report - 2013 Edition." [Online]. Available: http://www.igu.org/gas-knowhow/publications/igu-publications/IGU_world_LNG_report_2013.pdf
- [8] J. Szargut and I. Szczygiel, "Utilization of the cryogenic exergy of liquid natural gas (LNG) for the production of electricity," *Energy*, vol. 34, pp. 827–837, 2009.
- [9] "LNG A liquid marked," *Econ. Spec. Rep. Print. Ed.*, Jul. 2012 [Online]. Available: <http://www.economist.com/node/21558456>. [Accessed: 01-Apr-2014]
- [10] H. Quack and A. Klemm, "Die Schlüsselrolle der Kryotechnik in der Wasserstoff-Energiewirtschaft," www.tu-dresden.de, 18-Jan-2011. [Online]. Available: http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_maschinenwesen/iet/kkt/forschung/0k_bis_50k/schluesselrolle_quack. [Accessed: 27-Jan-2014]
- [11] S. Krasae-in, J. H. Stang, and P. Neksa, "Development of large-scale hydrogen liquefaction processes from 1898 to 2009," *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 35, pp. 4524–4533, 2010.
- [12] B. el Moctar, "LNG-Transport in der Binnenschifffahrt: Motivation und Herausforderungen (Vortrag); Workshop: Forschung und Entwicklung zur Verlagerung von Transporten auf die Binnenwasserstraßen." Universität Duisburg-Essen Institut für Schiffstechnik, Meerestechnik und Transportsysteme, 09-Nov-2011 [Online]. Available: http://www.ptj.de/lw_resource/datapool/_items/item_3296/vortrag_elmoctar.pdf. [Accessed: 09-Apr-2014]
- [13] A. Mozgovoy, E. Tali, and F. Burmeister, "LNG as a key solution for challenges for the German gas and transportation system," *Gas Energy*, vol. Issue 1/2014, pp. 32–39, 2014.
- [14] U. Bünger, "Neue Entwicklungen der LH2- und LNG-Kryotechnik für den Einsatz in Kraftfahrzeugen; VDI-Seminar Kryotechnik, Karlsruhe, 24.-26. Februar 1999." www.netinform.de; Verantwortlich: Thomas Dallmeier, TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Westendstraße 199, 80686 München, Feb-1999 [Online]. Available: http://www.netinform.de/GW/files/pdf/Entwicklung_LH2-LNG.pdf. [Accessed: 01-Apr-2014]
- [15] "gInge Gas LNG Europe - LNG map." gas infrastructure europe (gie), Avenue de Cortenberg 100 B - 1000 Brussels; polaris graphik technik, Mai-2012 [Online]. Available: http://www.gie.eu/download/maps/GLE_LNG_MAY2012.pdf. [Accessed: 14-Mar-2014]
- [16] "Floating Liquefied Gas Terminals." DNV (Det Norske Veritas AS), NO-1322 Hovlk, Norway, www.dnv.com, Mar-2011 [Online]. Available: http://www.dnv.com/binaries/dnv%20otg_02%20floating%20liquefied%20gas%20terminals_tcm4-460301.pdf. [Accessed: 01-Apr-2014]
- [17] Shell, "Prelude FLNG," www.shell.com. [Online]. Available: <http://www.shell.com/global/aboutshell/major-projects-2/prelude-flng.html>. [Accessed: 01-Apr-2014]

Stromnetze				
Technische Daten				
	2014	2020	2030	2050
Leitungen [1], Transformatoren und Wandlerstationen				
Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) 200 kV - 800 kV (typisch 400 kV)				
Stadium	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife
Belastbarkeit pro (+, ±) System (MW)	400 - 1000			
Übertragungsverluste LCC-HGÜ (ca.) [2], [3] + " zwei Wandlerstationen	0,64%/100km + 1,8%			
Übertragungsverluste VSC-HGÜ (ca.) [2] + " zwei Wandlerstationen	1%/100km + 3%		1%/100km + 2%	
Netzlänge (km)	0		+2100 [4]	
Höchstspannung >125 kV (typisch 220, 380, 400 kV)				
Stadium	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife
Belastbarkeit pro 3~ System (MW) [5]	1400 - 3000			
Übertragungsverluste (ca.) [5], [6]	1% bis 3% / 100 km			
Netzlänge (km)	34810 [1]	+700 [4]	+3600 [4]	
Anschlusskosten für eine P2G-Anlage	?			
Hochspannung 72,5 kV - 125 kV (typisch 110 kV)				
Stadium	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife
Belastbarkeit pro 3~ System (MW)	50 - 400			
Übertragungsverluste (ca.) [7]	6% bis 12% / 100 km			
Netzlänge (km) [1]	79900	zunehmend (s. Verteilnetze insgesamt)		
Anschlusskosten für eine P2G-Anlage	siehe Textteil (*1)			
Mittelspannung 1 kV - 72,5 kV (typisch 10, 20, 25 kV)				
Stadium	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife
Belastbarkeit pro 3~ System (MW)	10 - 50			
Übertragungsverluste Freileitung (ca.)	9% / 10 km			
Netzlänge (km) [1]	513500	zunehmend (s. Verteilnetze insgesamt)		
Anschlusskosten für eine P2G-Anlage	siehe Textteil (*1)			
Niederspannung <1 kV (typisch 230 / 400 V)				
Stadium	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife
Belastbarkeit pro Ortsnetzstat. 10/0,4kV (MW)	0,1 - 0,8 [8]			
Übertragungsverluste Kabel (ca.)	2% bis 4% / km			
Verluste Transformator 10/0,4kV [9][10]	0,1% bis 0,5% P _n (Leerlauf) + 0,5% bis 2% der Last			
Ortsnetzstation regelbar	vereinzelt	zunehmend		
Netzlänge (km) [1]	1,16 Mill.	zunehmend (s. Verteilnetze insgesamt)		
Anschlusskosten für eine P2G-Anlage	siehe Textteil (*1)			
Verteilnetze insgesamt				
Ausbaubedarf	135000 km bis 193000 km [11]			
Umbaubedarf	21000 km bis 25000 km [11]			



Konfiguration				
Stadium	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife
Übertragungsnetz (Höchstspannung)	in Echtzeit überwacht und gesteuert (EZÜ)	→	→	→
Hochspannungsnetz	teilweise EZÜ	?	?	?
Mittelspannungsnetz	meist nicht EZÜ		smart grid (EZÜ)?	smart grid (EZÜ)
Niederspannungsnetz	fast nie EZÜ	smart metering	smart grid (EZÜ)?	smart grid (EZÜ)

installierte Leistung der Stromerzeugung [GW] 2023 ([4] Sz. A)														
	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeicher	sonstige Konventionelle	Wind on-shore	Wind off-shore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	sonstige EE	Band der Verbrauchsleistung (ungleichzeitig)	
NRW	7,2	12,3	6,4	0,5	1	1,4	5,2	0	5,5	0,8	0,2	0,4	12,0 - 21,3	
Deutschland	18	31,9	23,2	2,7	11	3,3	45,7	10,3	55,3	8,1	4,5	1		

eingespeiste und entnommene elektrische Energie [TWh] 2023 ([4] Sz. A)															
	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeicher einspeisung	KWK <10 MW	Sonstige Konventionelle	Wind on-shore	Wind off-shore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	sonstige EE	Verbraucherlast (inkl. Netzverlusten)	Pumpspeicherentnahme
NRW	53,5	77,8	8,1	0	0,3	1,6	2,9	10,4	0	4,5	4,5	0,6	2,2	157,3	0,3
Deutschland	133,3	195,6	32,7	1,3	2,7	8,7	5	97,6	43,8	49,6	45,4	17,2	5,6	567,5	2,8

Stand der Technik

Das Stromversorgungsnetz ist aus einer Vielzahl einzelner, sehr unterschiedlicher Komponenten zusammengesetzt. Bei einer NRW-spezifischen Analyse von „Strom zu Gas und Wärme“ muss das konkret vorliegende Höchstspannungsnetz als ganzes mindestens deutschlandweit mit allen Komponenten modelliert werden sowie die betroffenen Verteilnetze. Ein technischer Steckbrief „des Stromversorgungsnetzes“ kann dieses nicht ausreichend beschreiben. Daher werden hier nur wenige technische Daten genannt.

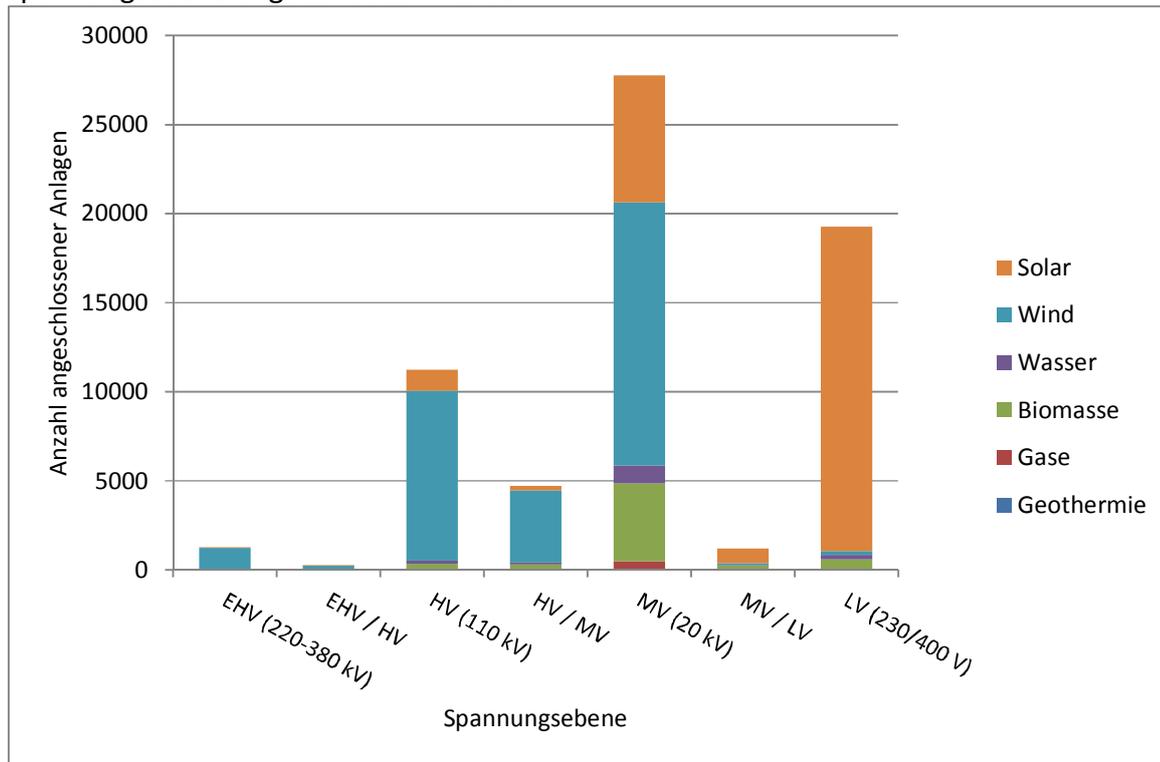
Das Stromversorgungsnetz in Deutschland ist unterteilt in Übertragungsnetz, das die Höchstspannungsebene umfasst und im Besitz und Verwaltung von vier Übertragungsnetzbetreibern ist, und Verteilnetze, die aus den unteren Spannungsebenen bestehen und für die eine Vielzahl von Verteilnetzbetreibern zuständig sind. Die technischen Komponenten sind marktreif und im Einsatz.

Wichtig für die zukünftige Entwicklung sind weniger die technischen Daten, sondern vielmehr der Ausbau des Netzes durch Bau neuer und Verstärkung bestehender Leitungen und die Möglichkeit, durch Echtzeit-Überwachung und -Steuerung die Koordination zwischen EE-Einspeisung, KWK-Einspeisung, Verbrauch, Speicherung und konventionellen Kraftwerken zu verbessern.

Der Netzentwicklungsplan 2013 [4] ist in Teilen bundeslandspezifisch, z. B. sind die Kraftwerke den Bundesländern zugeordnet.

Für die Bewertung zukünftiger P2G-Anlagen ist es wichtig, herauszuarbeiten, auf welcher Spannungsebene diese anzuschließen sind. Die großen konventionellen Kraftwerke sind direkt an den Ebenen Höchst- und Hochspannung angeschlossen. Die Einspeisungen aus erneuerbaren Energien sind eher an den unteren Spannungsebenen angeschlossen, wie die folgende Abbildung zeigt. Eine Ausnahme sind die Offshore-Windparks, die über HGÜ-Leitungen an die Hoch- oder Höchst-

spannungsebene angeschlossen werden.



EHV = extremely high voltage = Höchstspannung; HV = high voltage = Hochspannung;
 MV = medium voltage = Mittelspannung; LV = low voltage = Niederspannung

Abb. 1: Anzahl der EE-Anlagen in Deutschland pro Spannungsebene

Quelle: Eigene Auswertung von [12] (Stand 1.11.2012)

Aus technischer Sicht kann eine P2G-Anlage an jeden Knoten des Netzes angeschlossen werden. Der Anschluss von P2G-Anlagen an das Stromnetz kann je nach Wahl des Standorts einen zusätzlichen Netzausbau erfordern – beispielsweise wenn Leistungsspitzen, die sonst abgeregelt würden, über das Netz zur P2G-Anlage zu übertragen wären – oder u.U. den Ausbaubedarf verringern – beispielsweise wenn Leistungsspitzen direkt am Ort ihrer Erzeugung von der P2G-Anlage aufgenommen würden, anstatt sie ins Netz einzuspeisen. Die Kosten des allgemeinen Netzausbaus und -umbaus werden auf die Netznutzungsentgelte umgelegt, die Kosten für den Netzanschluss werden teilweise auf den Anschlussnehmer umgelegt. Wer (Netzbetreiber oder Anlagenbetreiber) welchen Anteil der Kosten für den eigentlichen Anschluss trägt und ob eine P2G-Anlage als Stromspeicher von Netznutzungsentgelten befreit wird oder nicht, hängt von den geltenden Regeln ab, die von der Bundesregierung festgelegt werden.

Bei Netzengpässen kann das „Einspeisemanagement“ angewandt werden. »Das „Einspeisemanagement“ ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen [...]. Der verantwortliche Netzbetreiber kann unter besonderen Voraussetzungen die bevorrechtigte Einspeisung aus diesen Anlagen vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren.« [13] Zwar sind die Netzbetreiber »verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen« [EEG § 9 Abs. 1 Stand 1.1.2012], jedoch ist »Der Netzbetreiber [...] nicht zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist« [EEG § 9 Abs. 3 Stand 1.1.2012].

(*1) Die tatsächlichen Kosten für den Netzanschluss von Verbrauchern hängen stark von den geographischen Gegebenheiten ab (Land oder Stadt, Trasse in offenem Gelände oder unter einem befestigten Weg) und von der Spannungsebene. Es werden unterschieden: Ein „Baukostenzuschuss“, der etwa 50 % [14] der Kosten für die ggf. erforderliche Verstärkung des vorgelagerten Netzes auf den Anschlussnehmer abwälzt (§ 11 NAV [14]), und die Anschlusskosten für die Errichtung des eigentlichen Anschlusses (§ 9 NAV [14]). Bei EEG-Anlagen muss der Netzbetreiber die Netzverstärkungskosten in voller Höhe tragen, der Anlagenbetreiber die Anschlusskosten; die Abgrenzung bildet der „Netzverknüpfungspunkt“ (§ 5 EEG 2009/2012). Wie die Kostenaufteilung beim Anschluss von Stromspeichern (insb. P2G) aussieht, konnte nicht geklärt werden, und kann sich zudem in Zukunft ändern.

Nur als Beispiel und ohne Anspruch auf Vollständigkeit seien hier genannt:

Baukostenzuschuss EWE-Netz gewerblicher Anschluss: Hoch/Mittelspannung 44 EUR / kW, Mittelspannung 28 EUR / kW, Mittel/Niederspannung 37 EUR / kW [15]

Baukostenzuschuss E.ON-Netz gewerblicher Anschluss: Hoch/Mittelspannung 53 EUR / kW, Mittelspannung 79 EUR / kW, Mittel/Niederspannung 77 EUR / kW [16]

- [1] RAHMLOW, SANDRA: *Deutsches Stromnetz ist 1,8 Millionen Kilometer lang. BDEW veröffentlicht aktuelle Zahlen zur Stromnetzlänge.* URL <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20130412-pi-deutsches-stromnetz-ist-18-millionen-kilometer-lang-de>. - abgerufen am 2014-03-06
- [2] HOFMANN, LUTZ: *Technologien zur Stromübertragung - Einführung -*. In: *Technik-Dialog 2012 zum Thema Freileitungen und Erdkabel*. Hannover : Bundesnetzagentur, 2012
- [3] SKOG, JAN-ERIK ; KOREMAN, KEES ; PÄÄJÄRVI, BO ; WORZYK, THOMAS ; ANDERSRÖD, THOMAS: *The NorNed HVDC Cable Link. A Power Transmission Highway Between Norway And The Netherlands*. In: *ENERGEX 2006*. Stavanger, Norway, 2006
- [4] 50HERTZ TRANSMISSION ; AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH ; TRANSNETBW GMBH: *Netzentwicklungsplan Strom 2013, 2. Entwurf*. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2013. ô <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf>
- [5] HOFMANN, LUTZ: *Technische Randbedingungen beim Einsatz und Betrieb von Freileitungen und Erdkabeln*.
- [6] OSWALD, BERND R.: *Verlust- und Verlustenergieabschätzung für das 380-kV-Leitungsbauvorhaben Wahle ó Mecklar in der Ausführung als Freileitung oder Drehstromkabelsystem*. Hannover : Universität Hannover, Prof. Dr.-Ing. habil. B. R. Oswald, 2007
- [7] HOFMANN, LUTZ ; OSWALD, BERND R.: *Gutachten zum Vergleich Erdkabel - Freileitung im 110-kV-Hochspannungsbereich*. Hannover : Leibniz Universität, 2010
- [8] KERBER, GEORG: *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*. München, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Technische Universität, Dissertation, 2011
- [9] DIN EN 50541-1: *Drehstrom-Trocken-Verteilungstransformatoren, 50 Hz, 100 kVA bis 3 150 kVA, mit einer höchsten Spannung für Betriebsmittel kleiner oder gleich 36 kV - Teil 1: Allgemeine Anforderungen, 2012*
- [10] ABB AG: *EcoDry: Höchsteffiziente Trockentransformatoren (2011)*
- [11] DENA: *Factsheet dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der deutschen Stromverteilnetze bis 2030, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012)*
- [12] ENGEL, TOMI: *EE-Anlagenregister*. Berlin : Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), 2012
- [13] BUNDESNETZAGENTUR: *Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschaltreihenfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte. Version 2.1 (Stand: 07.03.2014)* : Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2014
- [14] DIE DEUTSCHE BUNDESREGIERUNG: *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung - NAV), vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), geändert durch Artikel 4 der Verordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1280), 2010. ô <http://www.gesetze-im-internet.de/nav/index.html>*



- [15] EWE NETZ: *Preisgünstig und leistungsstark: Ein Strom-Netzanschluss von EWE NETZ.* URL <http://www.ewe-netz.de/strom/geschaeftskunden.php>. - abgerufen am 2014-03-17. ô <http://www.ewe-netz.de/strom/geschaeftskunden.php>
- [16] E.ON WESTFALEN WESER: *Baukostenzuschuss Strom.* URL http://www.eon-westfalenweser.com/pages/ewa_de/Netz/Strom/Netzanschluss/Baukostenzuschuss/index.htm. - abgerufen am 2014-03-18. ô http://www.eon-westfalenweser.com/pages/ewa_de/Netz/Strom/Netzanschluss/Baukostenzuschuss/index.htm

Stromspeicher				
Technische Daten				
	2014	2020	2030	2050
Bleibatterien				
Gravimetrische Energiedichte (Wh/kg)	30-50 [1]	→	→	→
Volumetrische Energiedichte (Wh/l)	50-100 [2]	→	50-130 [2]	→
Mittlere Entladungsleistungsdichte (W/kg)	75-300 [1]	→	→	→
Zyklische Lebensdauer (Anzahl Zyklen)	500-2000 [2]	→	1500-5000 [2]	→
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	5-15 [1] [2]	→	10-20 [2]	→
Gesamtwirkungsgrad (inkl. Umrichter)	70-75% [2]	→	73-78% [2]	→
Selbstentladung (%/Monat)	3-12 [2]	→	1,5-6 [2]	→
Betriebstemperatur	-20 – 40 °C [3]	→	→	→
Entladetiefe	70% [2]	→	80% [2]	→
Kosten				
Energieinstallationskosten (€/kWh)	100-250 [2] 200-400 (in \$) [1]	→	50-80 [2]	→
Leistungsinstallationskosten (€/kW)	150-200 [2]	→	35-65 [2]	→
Lithium-Ionen-Batterie				
Gravimetrische Energiedichte (Wh/kg)	75-250 [1]	→	→	→
Volumetrische Energiedichte (Wh/l)	200-350 [2]	→	250-550 [2]	→
Mittlere Entladungsleistungsdichte (W/kg)	100-5000 [1]	→	→	→
Zyklische Lebensdauer (Anzahl Zyklen)	1000-5000 [2]	→	3000-10000 [2]	→
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	5-20 [2]	→	10-30 [2]	→
Gesamtwirkungsgrad (inkl. Umrichter)	80-85% [2]	→	85-90% [2]	→
Selbstentladung (%/Monat)	0,4-3 [3]; 5 [2]	→	1 [2]	→
Betriebstemperatur	-30 – 65 °C [3]	→	→	→
Entladetiefe	100% [2]	→	→	→
Kosten				
Energieinstallationskosten (€/kWh)	300-800 [2] 600-2500 [1]	→	150-300 [2]	→
Leistungsinstallationskosten (€/kW)	150-200 [2]	→	35-65 [2]	→
Redoxflussbatterien				
Gravimetrische Energiedichte (Wh/kg)	15-40 [1]	→	→	→
Volumetrische Energiedichte (Wh/l)	20-70* [2]	→	>100 [2]	→
Mittlere Entladungsleistungsdichte (W/kg)	20-40 [1]	→	→	→
Zyklische Lebensdauer (Anzahl Zyklen)	>10000 [2]	→	→	→
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	10-15 [2]	→	15-25 [2]	→
Gesamtwirkungsgrad (inkl. Umrichter)	70-80%* [2]	→	75-85%* [2]	→
Selbstentladung (%/Monat)	0 [3]	→	→	→
Betriebstemperatur	-5-50 [1]	→	→	→
Entladetiefe	100% [2]	→	→	→

*in Abhängigkeit der chemischen Zusammensetzung



Kosten				
Energieinstallationskosten (€/kWh)	300-500 [2]	→	70-150 [2]	→
Leistungsinstallationskosten (€/kW)	1000-1500 [2]	→	600-1000 [2]	→
Pumpspeicherkraftwerk				
Volumetrische Energiedichte (Wh/l)	0,27-1,5* [2]	→	→	→
Zyklische Lebensdauer (Anzahl Zyklen)	n/a	n/a	n/a	n/a
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	80 [2]	→	→	→
Gesamtwirkungsgrad	75-82%** [2]	→	→	→
Selbstentladung (%/Monat)	0,15-0,6 [2]	→	→	→
Entladetiefe	80-100%*** [2]	→	→	→
*bei 100 bzw. 550m Höhendifferenz für das obere Speicherbecken				
**gilt für neuere Systeme				
***zwischen den festgelegten Min und Max-Wasserständen				
Kosten				
Energieinstallationskosten (€/kWh)	5-20 [2]	→	→	→
Leistungsinstallationskosten (€/kW)	500-1000 [2]	→	→	→
Adiabatischer Druckluftspeicher*				
Volumetrische Energiedichte (Wh/l)	3-6** [2]	→	→	→
Zyklische Lebensdauer (Anzahl Zyklen)	Unbegrenzt [2]	→	→	→
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	25 [2]	→	→	→
Gesamtwirkungsgrad	60-70%*** [2]	→	→	→
Selbstentladung im therm. Speicher (%/Monat)	15-30 [2]	↘	↘	↘
Entladetiefe	35-50% [2]	→	→	→
*es gibt noch keine in Betrieb, entsprechend basieren Kennwerte auf theoretischen Berechnungen				
**bei 100 bzw. 200 bar				
***oberer Wert entspricht idealisierten Prozessbedingungen				
Kosten				
Energieinstallationskosten inkl. thermischem Speicher (€/kWh)	40-80 [2]	↘	↘	↘
Leistungsinstallationskosten (€/kW)	1000 [2]	↘	700 [2]	↘
Schwungrad				
Volumetrische Energiedichte (Wh/l)	80-200 [2]	→	→	→
Zyklische Lebensdauer (Anzahl Zyklen)	>10 ⁶ [2]	→	→	→
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	15 [2]	→	→	→
Gesamtwirkungsgrad	80-95% [2]	→	→	→
Selbstentladung (%/Stunde)	5-15 [2]	→	→	→
Entladetiefe	75% [2]	→	→	→
Kosten				
Energieinstallationskosten (Hochgeschwindigkeits-Schwungrad) (€/kWh)	1000 [2]	→	→	→
Leistungsinstallationskosten (€/kW)	300 [2]	→	→	→

Stand der Technik

Die zunehmende Menge an fluktuierend einspeisenden Stromquellen, wie Photovoltaik und Windenergie, sowie die Anwendungsgebiete, welche keine konstante Stromversorgung erlauben, führen zu einem steigenden Bedarf an elektrischen Energiespeichern. Dabei muss zwischen der Art der Speicherung unterschieden werden [3]: Die direkte Speicherung von elektrischer Energie kann in Spulen und Kondensatoren sowie elektrochemisch in Batterien erfolgen. Alternativ kann elektrische Energie in eine andere Form umgewandelt, dort gespeichert und bei Bedarf zurücktransformiert werden. Zu diesen zählen insbesondere die mechanische, chemische und thermische Energieform.

Aufgrund ihrer technischen Relevanz werden in diesem Steckbrief die wichtigsten Batterietypen sowie verschiedene mechanische Speichertypen genauer betrachtet. Thermische sowie chemische Speicher werden in gesonderten Technologiesteckbriefen behandelt.

Wichtige Kenngrößen bei der Beurteilung von Stromspeichern sind zum einen ihr Wirkungsgrad, ihre Energiedichte, ihre Selbstentladungsrate sowie ihre energiespezifischen Investitionskosten. Diese geben wichtige Erkenntnisse über ihre möglichen Einsatzgebiete. So ist zum Beispiel für mobile Anwendungen die Energiedichte entscheidend, während für Langzeitspeicherung eine niedrige Selbstentladungsrate bei gleichzeitig geringen energiespezifischen Investitionskosten von Bedeutung sind.

Blei-Säure-Batterien zählen mit einem Alter von etwas 150 Jahren zu den ältesten Batterietechnologien und sind insbesondere durch ihren Einsatz als Fahrzeugbatterie weit verbreitet. Die negative Elektrode sowie die Stromkollektoren sind aus Blei, während die positive Elektrode aus Bleioxid besteht. Als Elektrolyt wird wässrige Schwefelsäure verwendet, welcher in geschlossenen Systemen in flüssiger Phase gebunden in einen polymerbasierten Separator vor. Dieser nimmt direkt beim Ladungs- und Entladungsprozess direkt mittels chemischer Reaktion mit den Elektroden teil. Die Nennspannung von Bleibatterien beträgt 2 V [3]. Die Betriebstemperatur liegt im Mittel zwischen -20 und 40 °C [3]. Die Effizienz liegt im Bereich von 70 bis 92% [3].

Durch Wasserverdampfung und Wasserelektrolyse müssen ältere Bleibatterien in Intervallen von 1-5-Jahren mit Wasser befüllt werden [3]. Bei neueren Modellen entfällt dies. Durch die Selbstentladung müssen Bleibatterien in Abständen von 3-6 Monaten regelmäßig nachgeladen werden und dürfen nicht tiefentladen werden [3]. Zu den Nachteilen der Bleitechnologie zählen die Verwendung toxischer Materialien und die angesprochene notwendige regelmäßige Wartung. Ersteres wird durch eine sehr hohe Recyclingrate kompensiert. Als Vorteil sind die niedrigen Investitionskosten von 100 bis 250 €/kWh zu nennen [2]. Obwohl Bleibatterien bereits sehr weit entwickelt sind, ist ihr Anwendungsbereich bislang auf niedrige Speicherkapazitäten für die mobile Anwendung konzentriert. Durch Massenproduktion von größeren Kapazitäten im MWh-Bereich für stationäre Anwendungen wird eine weitere deutliche Kostenreduktion erwartet.

Lithium-Ionen-Batterien erlauben eine Vielzahl von möglichen Kombinationen von Elektrolyten und Elektrodenmaterialien. Unter dem derzeitigen Stand der Technik besteht die positive Elektrode aus einem Lithium-dotiertem Metalloxid und einer negativen Elektrode aus geschichtetem Graphit [2]. Der Elektrolyt besteht aus Lithium-Salzen, welche in organischen Lösungsmitteln gelöst sind. Beim Be- bzw. Entladevorgang werden die Lithium-Ionen in die Graphitschicht bzw. in die Metalloxid-Struktur eingelagert.

Lithium-Ionen-Batterien haben mit 0,4 bis 3%/Monat eine vergleichsweise niedrige

Selbstentladungsrate und überzeugen durch eine hohe Energiedichte sowie hohe zyklische Lebensdauern [3]. Als problematisch wird weiterhin die Gefahr des thermischen Durchgehens gesehen. Außerdem sind sie mit 600-2500 €/kWh teurer als andere Batteriesysteme [3]. Deswegen sind aktuelle Forschungen auf die Senkung der Kosten bei gleichzeitig akzeptabler Lebensdauer sowie die Betriebssicherheit fokussiert. Momentanes Anwendungsgebiet sind insbesondere mobile Anwendungen wie der Einsatz in Laptops und Mobiltelefonen sowie in Elektroautos [2].

Das grundlegende Funktionsprinzip von **Redoxflussbatterien** basiert auf einer getrennten Lagerung und Umsetzung der elektrochemisch aktiven Spezies. Dabei werden die extern gespeicherten Edukte (Anolyt und Katholyt) durch eine Zelleinheit gepumpt und dort in zwei durch eine Ionenmembran getrennte Elektrodenhalbräume (Anode und Kathode) umgesetzt. Die Ionenmembran besteht üblicherweise aus Protonenleitern wie etwa Nafion. Der Anolyt bzw. der Katholyt sind in der Regel wässrige, saure oder basische Lösungen der Redoxspezies. Die Elektroden bestehen üblicherweise aus Carbonvliesen. An Stromkollektoren (in der Zelle) oder Bipolarplatten (in Stacks) wird die elektrische Energie abgeleitet. Die Leistung der Zellen ist proportional zur Spannung, der Elektrodenfläche sowie der elektrischen Ladungszahl der jeweiligen Reaktion. Die Größe des Tanks bestimmt die Energiekapazität der Batterie und die Reaktionseinheit (der Zellenstack) bestimmt die Leistung der Batterie.

Der bedeutendste kommerziell verfügbare Typ einer Flow-Batterie ist die Vanadium-Redox-Flow-Batterie. Die reversible Selbstentladung tritt lediglich während der Zyklisierung auf, kann bei Lagerung aber vollständig vernachlässigt werden. Die weiteren Vorteile der Technologie sind die hohe Energieeffizienz (65-85 %) im Vergleich zu Brennstoffzellen, die Möglichkeit der Tiefentladung, eine hohe kalendarische Lebensdauer (>10 a), eine hohe zyklische Lebensdauer (>10.000 Zyklen), die Möglichkeit, Energie und Leistung im System separat auszulegen und das Potential, Systeme durch Tankwechsel innerhalb von Minuten zu laden [3]. Die Leistungskosten der VRFB betragen derzeit etwa 600-1.500 \$/kW. Der vorwiegende Nachteil der VRFB ist eine relativ zu anderen elektrochemischen Speichern niedrige Energie- und Leistungsdichte von 20-35 Wh/L, 20-40 W/kg bzw. 15-40 Wh/kg [3].

Pumpspeicherkraftwerke nutzen die Potenzialenergie von Wasser, welche aus der Druckdifferenz zwischen zwei miteinander verbundenen Wasserbecken, dem Ober- und Unterbecken, resultiert. Entsprechend ist die Energiemenge durch den Höhenunterschied und sowie die gespeicherte Wassermasse festgelegt. Beim Speichervorgang wird Wasser aus dem unteren Becken in das obere gepumpt. Entsprechend wird beim Entladevorgang durch das fließende Wasser eine Turbine angetrieben.

Pumpspeicherkraftwerke gelten als technisch ausgereift und es sind nur noch kleinere Verbesserungen durch den Einsatz fortschrittlicher Turbinen und Generatoren zu erwarten [2]. Zudem sind Pumpspeicherkraftwerke weltweit die erste Wahl, wenn die Speicherung von elektrischer Energie erforderlich ist. Ihr Wirkungsgrad ist mit bis zu 82% [2] sehr hoch und ihre Selbstentladung durch Versickerung und Verdunstung nur gering.

Die limitierende Größe stellt hier vielmehr die Anzahl geeigneten Standorten dar. In Deutschland ist das Potenzial begrenzt, so dass keine enormen Zubauraten über die bestehenden 40 GWh hinaus zu erwarten sind. Im europäischen Verbund könnten Länder mit höherer Speicherkapazität diesen Mangel zumindest teilweise kompensieren. Alleine die norwegischen Reservoirs haben zusammengerechnet eine dokumentierte Speicherkapazität von 84 TWh [2]. Allerdings ist für die Nutzung ausländischer Speicherstätten sowohl die Bereitschaft des jeweiligen Landes zwingend

notwendig sowie der Bau einer Stromleitung erforderlich. Alternativ zu einer Verbundspeicherlösung wird aktuell daran geforscht, stillgelegte Bergwerke als Unterbecken zu verwenden, um so neue Standortmöglichkeiten innerhalb Deutschlands zu schaffen.

CAES-Systeme (compressed air energy storage systems) basieren auf der Arbeitsfähigkeit von unter Druck stehender Luft. Während des Ladevorgangs wird Luft in einem Verdichter komprimiert und in einer unterirdischen Kaverne gespeichert. Wird Strom benötigt, wird die gespeicherte Druckluft in einer Turbine entspannt, wodurch diese in Rotation versetzt wird und einen Generator antreibt. Der Wirkungsgrad sowie die Menge an speicherbarer Energie hängen entscheidend vom Wärmemanagement ab. Dabei wird zwischen diabatischen und adiabatischen CAES-Systemen unterschieden.

Beim **diabatischen CAES-System** wird die während der Kompression erzeugte Wärme über Kühler an die Umgebung abgegeben. Damit beim Entladevorgang die Luft eine erhöhte Turbineneintrittstemperatur aufweist, was maßgeblich für die abgreifbare Energie ist, wird sie mittels Verbrennung von konventionellen oder Biokraftstoffen erhitzt. Der Gesamtwirkungsgrad liegt hierbei zwischen 40 und 50%. Von den weltweit zwei betriebenen CAES-Systemen steht eine in Huntorf, Deutschland, mit 320 MW Leistung und wird von E.ON betrieben [2].

Das **adiabatische CAES-System** nutzt die bei der Kompression entstehende Wärme, in dem sie in einem festen oder flüssigem Hochtemperaturspeicher zwischengespeichert wird. Diese wird beim Entladen wieder an die ausströmende Luft übertragen, so dass auf den Einsatz von zusätzlichen Brennstoffen verzichtet werden kann und der Prozess CO₂-frei abläuft. Zusätzlich steigert sich der Wirkungsgrad um rund 20% auf 60-70% Gesamtwirkungsgrad [2].

Obwohl alle benötigten Technologien grundsätzlich erforscht sind, existieren bislang keine konkreten Anlagen. Die kritische Komponente im System ist der Hochtemperaturwärmespeicher, da hier verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung stehen, welche allerdings alle noch nicht technisch ausgereift sind. Als Standorte für Druckluftspeicher werden geeignete geologische Salzformationen benötigt, wie sie etwa in Norddeutschland zu finden sind.

Schwungräder nutzen die kinetische Energie von rotierenden Massen als Speicher. Dafür muss diese von einem Motor oder einer Turbine in Rotation versetzt werden und die Energie bis zum Abruf möglichst verlustfrei behalten. Beim Entladen wird über einen an die Welle angeschlossenen Generator Strom erzeugt und ein bremsendes Moment ausgeübt, welche die Rotationsgeschwindigkeit reduziert.

Durch die hohe Zyklenlebensdauer und die gute Leistungsdichte kombiniert mit einer durch Reibung bedingten sehr hohen Selbstentladungsrate eignen sich Schwungräder insbesondere für die kurzzeitige Energiespeicherung mit hohem Leistungsbedarf, wie sie etwa zur Primärregulierung des Stromnetzes benötigt wird. Entsprechend dienen im Bereich des Stromsektors die rotierenden Wellen der konventionellen Kraftwerke als Schwungmassenspeicher zur Stabilisierung der Netzstabilität. Für Anwendungen mit längeren Speicherzeiten sind sie allerdings ungeeignet. Außerdem können Schwungräder in mobilen Anwendungen zur Speicherung von Bremsenergie verwendet werden [4].

Möglichkeiten zur Reduktion der Reibungsverluste beinhalten den Einsatz von Magnetlagern und Hochvakuumkammern. Diese Maßnahmen gehen allerdings mit erhöhten Investitions- und Betriebskosten einher.

Es gibt zwei Haupttrends in der laufenden Forschung: Die Entwicklung von Schwungrädern mit hoher Geschwindigkeit ist daran interessiert, die Verluste zu verringern und die spezifische Energie

zu erhöhen. Außerdem gibt es Initiativen, Schwungräder mit großen Massen zu geringen Kosten zu entwickeln, die eine höhere Energiekapazität aufweisen.

- [1] H. L. Ferreira, R. Garde, G. Fulli, W. Kling und J. P. Lopes, „Characterisation of electrical energy storage technologies,“ *Energy*, Bd. 53, pp. 288-298, 2013.
- [2] G. Fuchs, B. Lutz, M. Leuthold und D. U. Sauer, „Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität - Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien,“ ISEA, RWTH Aachen, Aachen, 2012.
- [3] T. Bergholz, „Elektrochemische Speicher für stationäre und mobile Anwendungen: Benchmarking und experimentelle Umsetzung,“ Jülich, 2014.
- [4] dena, „dena-Netzstudie II. - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025.,“ Berlin, 2010.

Wärmenetze

Technische Daten

	2014	2020	2030	2050
--	------	------	------	------

Wassernetze

Trassenlänge BRD (km)	19.026 [1]	→	→	→
Trassenlänge NRW (km)	4.652 [1]	→	→	→
Anteil NRW Trassenlänge	24,5%			
Anzahl Hausübergabestationen BRD	322.250 [1]	→	→	→
Anzahl Hausübergabestationen NRW	103.526 [1]	→	→	→
Anteil NRW Hausübergabestationen	32,1%			
Eingespeiste Wärme (GWh)	76.470 [1]	→	→	→
Eingespeiste Wärme NRW (GWh)	15.131 [1]	→	→	→
Anteil NRW eingespeiste Wärme	19,8%			
Anschlusswert BRD 2012 (MW)	47.562 [1]	→	→	→
Veränderung BRD 2012 (MW)	+274 [1]			
Anschlusswert NRW (MW)	9.881 [1]	→	→	→
Anteil NRW Anschlusswert	20,8%			

Dampfnetze

Trassenlänge BRD (km)	624 [1]			
Trassenlänge NRW (km)	108 [1]			
Anteil NRW Trassenlänge	17%			
Anzahl Hausübergabestationen BRD	8.158 [1]			
Anzahl Hausübergabestationen NRW	1.391 [1]			
Anteil NRW Hausübergabestationen	17%			
Eingespeiste Wärme (GWh)	9.888 [1]			
Eingespeiste Wärme NRW (GWh)	2.700 [1]			
Anteil NRW eingespeiste Wärme	27,3%			
Anschlusswert BRD 2012 (MW)	4.192 [1]			
Veränderung BRD 2012 (MW)	-86 [1]			
Anschlusswert NRW (GW)	1.206 [1]			
Anteil NRW Anschlusswert	28,8%			

Insgesamt

Anteil des beheizten Wohnbestands	geschätzt 14% [2]	→	→	→
Eingespeiste Wärme gesamt (GWh)	86.358 [1]	→	→	→
Eingespeiste Wärme gesamt NRW (GWh)	17.830 [1]	→	→	→
Anteil NRW eingespeiste Wärme	20,6%			
Anteil Wassernetze an gesamter Wärme	88,6%			
Anteil Wassernetze an Trassenlänge	96,8%			
Anteil KWK	82% [1]	→	→	→
Anteil industrielle Abwärme	2% [1]			
Wärmeverluste der Netze	13% [1]			
Primärenergiefaktor nach FW-309-1	0,39 [3] *			
Dabei Anteil der KWK-Wärme	90,4% [3] *			

* Beispiel Fernwärmeversorgung der STEAG GmbH, Essen, im Verbund der Fernwärmeschiene Ruhr



Kosten				
Investition (gerundet in 1000€)				
Verbrauchspreise (in 0,01€/kWh)				
Wärmepreis **	neue Bundesländer	8,8 [4]		
	alte Bundesländer	7,4 [4]		
in Kleinnetzen (1 - <10 km) ***		10,1 [2]		
in Mittelnetzen (10 - <100 km)***		8,9 [2]		
in Großnetzen (>100 km) ***		7,0 [2]		

** gerundet, 01.10.2013

*** Netto-Durchschnittserlös 2008

Stand der Technik

Klassische Großkraftwerke erzeugen neben elektrischer Energie unvermeidbarer Weise große Mengen von Abwärme. Diese thermische Energie kann jedoch an den Großkraftwerksstandorten, typischerweise fernab der dichten Wohngebiete und im Fall mangelnder Großabnehmer nur zu einem kleinen Teil genutzt werden. Wird die Wärme in einer eigens dafür geschaffenen Infrastruktur zu einem Abnehmer geleitet, so spricht man allgemein von **Fernwärme**. Unter diesen Überbegriff fällt auch die gelegentlich auftauchende Bezeichnung Nahwärme, die lediglich die örtliche Nähe zwischen Wärme-Quelle und -Senke betont.

Fernwärmenetze in Kombination mit dezentralen und wohnortnahen Blockheizkraftwerken oder industriellen Wärmeerzeugern (Kraft-Wärme-Kopplung) ermöglichen eine enorme Effizienzsteigerung auf der Erzeugungsseite [5]. Die anfallende Wärme wird in die Rohrleitungssysteme des Fernwärmenetzes eingespeist und kann somit einer breiten Nutzerschar zugeführt werden. An den Hausanschlüssen wird Wärme aus dem Transportsystem mittels Wärmetauschern entnommen und mit Hilfe von Wärmemengenmessgeräten abgerechnet. Gas- oder Ölbrenner benötigen diese Haushalte nicht. Demnach entfallen Sicherheitsaspekte hinsichtlich Brennstofflagerung bzw. Gasleitungen. Es wird kein Schornstein benötigt, sodass hier Vorteile bei den Betriebskosten der ohnehin wartungsarmen Fernwärmeheizungsanlagen bestehen. Gerade in Ballungsgebieten, in denen der Mietgebäudebestand dicht und schwer sanierbar ist, stellt die Fernwärmeversorgung ein erhebliches Potential zur Erreichung der politisch festgeschriebenen Ziele für Primärenergieeinsparung und der damit verknüpften CO₂ Einsparung dar.

In der Wärmeversorgung insgesamt steht Deutschland 2013 noch am Anfang einer „Wärmewende“ [6], angesichts von einem Anteil von lediglich 9,0% erneuerbaren Energien im Wärmesektor ([7] Stand Feb. 2014). Im Vergleich dazu wurden im Stromsystem im selben Jahr bereits 25,4% des Verbrauchs durch erneuerbare Energien abgedeckt [7].

Die **Fernwärmekosten für den Endverbraucher** divergieren regional stark, laut Bundesverband der Energieabnehmer e.V. (VEA) und Bundeskartellamt für kleine und mittlere Netze sogar bis über 100% [4][2]. Im Durchschnitt wurde für die alten Bundesländer ein Wärmepreis von 7,4

Cent/kWh ermittelt, während in den neuen Bundesländern 8,8 Cent/kWh berechnet wurden (Quelle: IHK Schleswig-Holstein [4]). Laut einer Untersuchung des Bundeskartellamtes fallen die Preise für die Verbraucher günstiger aus, wenn sie in ein großes Fernwärmenetz eingebunden sind. So müssen Verbraucher in kleinen Netzen mit 1 bis unter 10 km Länge 10,1 Cent/kWh zahlen, während in großen Netzen über 100 km Länge nur noch im Durchschnitt 7,0 Cent/kWh verlangt werden [2].

Die **Technik** ist praxiserprobt und unmittelbar verfügbar [5]. Der Wärmetransport wird realisiert durch ein nach außen thermisch isoliertes Rohrsystem, durch das heißes Wasser oder heißer Wasserdampf geleitet wird. Das Fernwärmesystem besteht immer aus einer Vorlauf- und einer Rücklaufleitung, in der das Medium sich in einem geschlossenen Kreislauf befindet. Das Wasser wird enthärtet und ggf. mit Zusätzen versehen und ist idealerweise arm an korrosiven Bestandteilen wie Salz, Chloridionen und Sauerstoff. Es wird unter einigen bar Überdruck gehalten, so dass auch für flüssiges Wasser Temperaturen über 100°C möglich sind. Typisch sind Temperaturen von etwa 80-130 °C im Vorlauf. Die verwendeten Rohrdurchmesser und Isolationsmaßnahmen, sowie Druckhalteanlagen und weitere technische Parameter werden unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten, insbesondere der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur, aber auch der Topologie berechnet.

In NRW ist das zentrale Ruhrgebiet strukturell für die Fernwärmenutzung prädestiniert. Es existieren hier bereits weit verzweigte Wärmenetze, die im Bereich dichter Besiedelung effizient Heizwärme verteilen. NRW insgesamt verfügt über 24,2% der bundesdeutschen Trassenlängen und ist mit dieser Infrastruktur weit führend unter den Bundesländern, es folgen Berlin mit 9,6%, Bayern mit 9,4% und Baden-Württemberg mit 9,3% [1]. Der Trassenausbau entwickelt sich seit 1999 [1] nur langsam, jedoch kann mit einem weiteren steten Wachstum bei den Netzlängen wie auch der Anzahl der Hausanschlüsse gerechnet werden. Eine aktuelle Studie weist für das Ruhrgebiet durch eine perspektivische Schaffung des größten Fernwärmeverbundsystems in Europa ein etwa verdoppeltes CO₂-Einsparungspotential bei etwa halbierten CO₂-Minderungskosten aus [8].

Wärmeverluste sind für die Fernwärmenetze systemimmanent. Sie wachsen proportional zur Trassenlänge und hängen darüber hinaus von Materialspezifika, Isolation, Leitungsquerschnitten, Fahrweise und anderen Parametern ab. Im Durchschnitt wird vom AGFW ein Wärmeverlust der Netze von 13% angegeben, wobei je nach lokalen Gegebenheiten starke Unterschiede auftreten. So werden für die Bundesländer Wärmeverluste zwischen 6% und 17% angegeben (NRW: 14%) [1]. Noch vor dem Wärmetransport entstehen Wärmeverluste auf der Erzeugungsseite. Hier hängen die Wirkungsgrade der gesamten Prozesskette stark vom regionalen Brennstoffmix und dem Stand der Technik bei den Kraftwerken ab. Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien bieten ein großes Potential, elektrische Energie und Wärme gleichzeitig zu liefern mit großen Synergien in der energetischen Gesamt-Effizienz wie auch bei den CO₂-Emissionen. Bereits heute liegt der Anteil der Fernwärme aus KWK-Erzeugung bei 82% [1].

Um die Entwicklung der Fernwärme einzuschätzen ist es interessant, die aktuelle **Fördersituation in NRW** zu betrachten, die von der EnergieAgentur.NRW zusammengestellt wird (Quelle [9]). Im Rahmen des Programms „progres.nrw: Markteinführung - Wärmenetze und Energiespeicher“ können beispielsweise Wärmeübergabestationen Förderungen von 1000€ (25-

50 kW Anschlussleistung) bis 1500€ erhalten (1-25 kW Anschlussleistung). Wärmenetze können 15% Förderung und bei Modellhaftigkeit in Einzelfällen bis zu 25% Förderung erhalten. Auch „besondere Wärme- und Kältespeicher wie z.B. Latentwärmespeicher, Eisspeicher“ für mehrheitlich regenerativ erzeugte Energie werden mit bis zu 25% der zuwendungsfähigen Ausgaben gefördert [9]. Des Weiteren kann über das Programm zur „Förderung integrierter ländlicher Entwicklung“ in geeigneten Fällen eine Unterstützung erfolgen [9].

Auch seitens des Bundes können Wärmenetze Förderungen erhalten, zum Beispiel über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), aber auch über unterschiedliche KfW-Darlehen- und KfW-Zuschuss-Programme [9].

Die **Integration von Wärmespeichern** (siehe Steckbrief Wärmespeicher) erweitert die Möglichkeiten einer Fernwärmeversorgung. Sie ermöglicht einen Ausgleich von Tag-Nacht-Schwankungen in der Einspeisung oder Abnahme und erschließt somit auch ein Potential für die Speicherung von volatil anfallender Energie. Zum Beispiel könnte Überschussstrom nach dem Prinzip „Tauchsieder“ in einem Wärmespeicher verbraucht und einem späteren Nutzen zugeführt werden. Gewöhnliche Großspeicher sind auf Tag-Nacht-Ausgleich ausgelegt. Für saisonale Speicherung kommen Aquiferspeicher in Verbindung mit Wärmepumpen infrage (siehe Steckbriefe Wärmespeicher und Power-to-Heat).

Die **Integration von Solarthermie** in Verbindung mit großen Speichern im Wärmenetz (solare Fernwärme) bietet sich ebenfalls an, um das eingespeicherte Medium zu erwärmen bzw. thermischen Verlusten von Fernwärme-Speichern entgegenzuwirken. In Dänemark wurde diese Einbindung bereits „in einem großen Stil“ umgesetzt und erzielt Wärmeezeugungskosten von nur 4 ct/kWh [10].

Eine weitere Perspektive bietet die **Integration von Geothermie** in die Fernwärmeinfrastruktur. Die hohen Fördertemperaturen der Tiefengeothermie könnten sich - je nach lokaler Eignung – zu einem wesentlichen Baustein der Fernwärmeversorgung entwickeln [10]. In NRW sind laut Geologischem Dienst NRW „70% der Landesfläche geothermisch sinnvoll nutzbar“ [11].

Die **Aussichten für Europa** (EU27) im Bereich Fernwärme wurden in der Heat Roadmap Europe 2050 untersucht [12] [13]. Die Autoren berechnen, dass durch einen starken Einsatz (50%) von Fernwärme die Ziele des Energie-Effizienz Szenarios aus der Energy Roadmap 2050 der Europäischen Kommission [14] ebenfalls erreicht werden können – allerdings zu geringeren Kosten im Rahmen des HRE-EE 2050 Szenarios [13].

Zukünftig wird auch die Entwicklung von **Fernkältenetzen** spannend zu beobachten sein. Entweder lässt sich eine Kälteversorgung durch zentral gekühltes und dann verteiltes Wasser realisieren, oder mittels der bestehenden Fernwärmeinfrastruktur und dezentralen Absorptionskältemaschinen. Die Marktdurchdringung mit Fernkältenetzen ist noch sehr gering. Die Länge der Kältenetze in Deutschland misst Stand 2012 lediglich 55,3 km, also weniger als 1/10 der bereits stark untergeordneten Dampfnetze. Die insgesamt angeschlossene Kälteleistung beläuft sich bislang auf 168 MW [1].

[1] AGFW - Hauptbericht 2012, AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., Stresemannallee 30, 60596 Frankfurt am Main (2013). ö



- https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menu/zahlen_und_statistiken/Version_1_HB2012.pdf&t=1394554495&hash=a87a4f9ec670c41635ae1a50e27beadd21d8325
- [2] BUNDESKARTELLAMT: Sektoruntersuchung Fernwärme Abschlussbericht gemäß § 32e GWB, 8. Beschlussabteilung Kaiser - Friedrich - Straße 16 53113 Bonn Hauptautoren: Stephan Schweikardt, Michael Didycz, Dr. Felix Engelsing, Dr. Katharina Wacker (8. Beschlussabteilung) (2012). $\hat{\circ}$
http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [3] TINKLOH, RICHARD: Bescheinigung Für die Fernwärmeversorgung der STEAG Fernwärme GmbH im Verbund der Fernwärmeschiene Ruhr; Bilanzdaten der Jahre 2009-2011; Bescheinigung gültig bis 16.09.2022. $\hat{\circ}$
http://www.steag-fernwaerme.de/fileadmin/user_upload/steag-fernwaerme.de/Service/downloads/Bescheinigung_PEF_FWS_Ruhr_2011.pdf
- [4] *ihk-schleswig-holstein.de*. URL http://www.ihk-schleswig-holstein.de/innovation/energie/zahlen_daten_fakten/734186/VEA_Fernwaerme_Preisvergleich.html. - abgerufen am 2014-03-13. $\hat{\circ}$ VEA-Fernwärme-Preisvergleich 2013 Herausgeber: IHK Schleswig-Holstein Arbeitsgemeinschaft der Industrie- und Handelskammern zu Flensburg, zu Kiel und zu Lübeck Bergstraße 2 24103 Kiel
- [5] SCHRADER, KNUT ; RITZAU, MICHAEL: KWK und Fernwärmepakt 2025 - Optionen für den Ausbau der Fernwärmeerzeugung und KWK in Deutschland, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), Alfonsstraße 44, 52070 Aachen (2011). $\hat{\circ}$ http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2011/BET-Gutachten_KWK_MVV_1101_01.pdf
- [6] Erneuerbare Energien in Zahlen Nationale und internationale Entwicklung, Herausgeber: Bundesministerium für umwelt, Naturschutz und reaktorsicherheit (BMU) Referat Öffentlichkeitsarbeit · 11055 Berlin (2013). $\hat{\circ}$
http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_in_zahlen_bf.pdf
- [7] Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik (2014). $\hat{\circ}$
www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/agee-stat-zeitreihen.property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xlsx
- [8] BARTELT, MARTIN ; BECK, JESSICA ; DONNER, OLIVER ; MARAMBIO, CONSTANZE ; MICHELS, ARMIN ; RITZAU, MICHAEL ; SCHRADER, KNUT: *Perspektiven der Fernwärme im Ruhrgebiet bis 2050* (Abschlussbericht (vorläufige Endversion)) : Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Alfonsstr. 44, 52070 Aachen, 2013
- [9] *EnergieAgentur.NRW*. URL <http://www.energieagentur.nrw.de/foerderung/foerderung-von-waermenetzen-6034.asp>. - abgerufen am 2014-03-10. $\hat{\circ}$ Förderung von Netzen und Speichern (Wärme, Kälte)
- [10] SCHULZ, WOLFGANG ; BRANDSTÄTT, CHRISTINE: Flexibilitätsreserven auf dem Wärmemarkt, Auftraggeber: Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.; Auftragnehmer: Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM $\hat{\circ}$ Abteilung Energiesystemanalyse in Bremen (2013). $\hat{\circ}$ ISBN-13: 978-3-920328-66-9
- [11] SCHÄFER: Erdwärme nutzen: Geothermiestudie liefert Planungsgrundlage, Geologischer Dienst Nordrhein-Westfalen $\hat{\circ}$ Landesbetrieb $\hat{\circ}$ De-Greif-SträÙe 195 $\hat{\circ}$ ED-47803 Krefeld. $\hat{\circ}$ http://www.gd.nrw.de/zip/a_pjgt01.pdf
- [12] CONNOLLY, DAVID ; MATHIESEN, BRIAN VAD ; OSTERGAARD, POUL ALBERG ; MÖLLER, BERND ; NIELSEN, STEFFEN ; LUND, HENRIK ; PERSSON, URBAN ; NILSSON, DANIEL ; WERNER, SVEN ; U. A.: Heat Roadmap Europe 2050, Aalborg University, Halmstad University, Plan Energi. $\hat{\circ}$ <http://www.euroheat.org/Heat-Roadmap-Europe-165.aspx>
- [13] CONNOLLY, DAVID ; MATHIESEN, BRIAN VAD ; OSTERGAARD, POUL ALBERG ; MÖLLER, BERND ; NIELSEN, STEFFEN ; LUND, HENRIK ; PERSSON, URBAN ; WERNER, SVEN ; TRIER, DANIEL ; U. A.: Heat Roadmap Europe 2050 Second Pre-Study for the EU27, Aalborg University, Halmstad University, Plan Energi, Ecofys Germany GmbH; Publisher: Department of Development and Planning, Aalborg University, Vestre Havnepromenade 5, 9000 Aalborg, Denmark; ISBN: 978-87-91404-48-1 (2013). $\hat{\circ}$ <http://www.euroheat.org/Heat-Roadmap-Europe-165.aspx>
- [14] Energy Roadmap 2050, European Commission; ISBN 978-92-79-21798-2; doi:10.2833/10759 (2012). $\hat{\circ}$
http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2012_energy_roadmap_2050_en.pdf

Wärmespeicher

Technische Daten

	2014	2020	2030	2050
--	------	------	------	------

Sensible Speicher

(klassische Speicher - nutzen Temperaturänderungen des Speichermediums)

Flüssiges Wasser

Stadium	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife
Größe in m ³	0 - 50.000 *	→		
Energiedichte (kWh/m ³)	60	60	60	60
Wirkungsgrade	n.a.[1][1]			

* kleine Volumina: Haushaltsbereich; große Volumina: Pufferspeicher im Fernwärmenetz

Weitere sensible Wärme/Kältespeicher

Energiedichte sonstige Medien (kWh/m ³)	20-100 [1], [2]	→	→	→
Erdsonde Größe	beliebig	→	→	→
Erdsonde Wirkungsgrad	60 – 70% [3]	→	→	→
Aquifer Größe (m ³)	100.000+	→	→	→
Aquifer Wirkungsgrad	77% [4][1][1]	→	→	→

Kosten

Stahltanks €/m ³ (stark volumenabhängig)	<100-3000 [4]	→		
GFK-Tanks €/m ³ (volumenabhängig)	125-432 [4]	→		
Beton-Tanks €/m ³ (volumenabhängig)	114-450 [4][5]	→		
Beton-Tanks €/m ³ (volumenabhängig)	114-450 [4][5]	→		
obige Kosten entsprechen etwa €/MWh	1.700-50.000	→		
außer Aquiferspeicher €/MWh	ab 420	→		

Latentwärmespeicher

(nutzen Energie einer Phasenumwandlung des Speichermediums)

Stadium	F&E, Tests	F&E, Tests	Marktreife	Marktreife
Wirkungsgrad	n.a.			
Energiedichte (kWh/m ³)	50-150 [1], [2]	→		
Mobile Speicher: Kapazität (MWh)	etwa 2,5 [6], [7]	→		
wirtschaftlich in einem Radius von	30 km [7]	→		

Kosten

Mobile Speicher (€/MWh)	20.000 [8]			
stationäre Speicher (€/kWh)	n.a.			

Thermochemische Speicher

(nutzen z.B. die Bindungsenergie von Wasser im Speichermedium)

Stadium	Beginn F&E	F&E		Marktreife
Wirkungsgrad				
Energiedichte (kWh/m ³)	100-500 [1], [2]	→		



Kosten

	-	-	-
--	---	---	---

Stand der Technik

Bei jeder technisch realisierbaren Energieumwandlung fällt immer auch eine gewisse Menge Abwärme an. Das geben die Hauptsätze der Thermodynamik vor und ist auch auf jede Form der Bereitstellung elektrischer Energie zutreffend. Um die Gesamtbrennstoffausnutzungsgrade wesentlich zu erhöhen muss also möglichst viel anfallende Wärme einem Nutzen zugeführt werden. Vor diesem Hintergrund entstand z.B. die Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologie (KWK, BHKW), die heute von der Industrie über den Gewerbe- und Dienstleistungssektor bis in den Haushaltsbereich geeignete Anwendung findet. Entscheidend für eine Investitionsentscheidung ist häufig, ob lokal eine lohnenswert dimensionierte Wärmesenke (Prozesswärme, Trocknung, Heizwärme, Fernwärmenetz) existiert. Gerade bei volatil anfallender Wärme bzw. variierender Abnahme werden Wärmespeicher benötigt um - analog zum Batteriespeicher für die elektrische Energie – Lastspitzen zu glätten. Darüber hinaus ist langfristig für den Heizungsbereich eine Speichertechnologie wünschenswert, die auf längeren Zeitskalen arbeitet, um im Sommer eingespeicherte Wärme im Winter nutzbar zu machen (Kälte entsprechend antizyklisch). Dazu sollte der Platzbedarf gering gehalten und die speicherbare Energiedichte im Vergleich zu heutigen Wasserspeichern deutlich erhöht werden [9].

Wärmespeicher lassen sich nach ihrer physikalischen Wirkungsweise in drei Klassen kategorisieren.

Sensible Speicher nennt man solche Wärmespeicher, deren Arbeitsmedium ganz klassisch erwärmt wird und diese Energie zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgibt. Hierzu zählt z.B. der kleine Warmwasserspeicher im häuslichen Heizungseinsatz. Aber auch zur Wärmespeicherung in Nah- und Fernwärmenetzen werden Wasserspeicher entsprechender Größe eingesetzt und gelten in Kombination mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologie und Strom-zu-Wärme-Technologie als vielversprechender Weg, um große Mengen erneuerbarer Energie in das Energiesystem zu integrieren (siehe jeweils entsprechender Steckbrief und Quelle [10]). Einige Beispiele finden sich in der dena Kurzstudie, Quelle [11] auf S. 22 und 24. Die größten Tanks sind typischerweise Sonderanfertigungen aus Stahl oder Beton, es können aber auch Stahltanks erworben und modular erweitert werden.

Die Notwendigkeit einer Isolierung des erwärmten Arbeitsmediums gegenüber der kälteren Umgebung ist systemimmanent und mit zusätzlichen Kosten und Platzbedarf verbunden. Für Temperaturen oberhalb des Siedepunktes von Wasser können sensible Dampf-, Fluid- oder Feststoffspeicher verwendet werden. Im industriellen Einsatz birgt der Dampfspeicher den Vorteil einer schnellen Wärmeverfügbarkeit. Fluidspeicher (Thermoöle, Druckwasser, Flüssigsalze) und Feststoffspeicher (Hochtemperaturbeton) dienen speziellen Hochtemperaturanwendungen wie z.B. solarthermischen Kraftwerken [11], [12]. Alle genannten Speicher gehören zu den Kurzzeitspeichern.

Langzeitspeicher sind im Fall von Heißwasserspeichern oder Kies-Wasser-Wärmespeichern sehr groß dimensioniert (mehrere 1000 m³). Sogenannte Erdsondenwärmespeicher erwärmen in etwa 20 - 100 m tiefen Bohrungen das Erdreich (wassergesättigte Tone bzw. Tongestein). Die hohe Wärmekapazität bei gleichzeitiger geringer Wärmeleitung ermöglichen lange, d.h.

saisonübergreifende Speicherzeiten bei Wirkungsgraden von rund 60-70% [3]. Schließlich gibt es noch die Möglichkeit, Wärme in natürlichen Aquiferwärmespeichern (ab 100.000 m³ in hydraulisch abgeschlossenen Grundwasserschichten; Beispiel Reichstagsgebäudekomplex in Berlin [4]) zu speichern. Das Grundwasser wird der Lagerstätte entnommen, an der Oberfläche erwärmt und zurück zirkuliert. Einspeise- und Entnahmeort sind horizontal 50 – 300 m voneinander getrennt [3]. Zur Wärmeentnahme (im Winter) wird die Zirkulationsrichtung invertiert.

Für die Investitionskosten aller genannten Speicheroptionen gilt: Die Kosten pro Speichervolumen verhalten sich antiproportional zur Anlagengröße. Während für kleine Wärmemengen – etwa in den Haushalten – eine saisonübergreifende Wärmespeicherung aus Platz- und Kostengründen unwirtschaftlich ist, können große anfallende Wärmemengen wie im Falle des Reichstagsgebäudekomplexes (2.650 MWh/a) [4] zu niedrigen Kubikmeterpreisen gespeichert werden.

In einem **Latentwärmespeicher** wird das Arbeitsmedium einem Wechsel seines Aggregatzustandes (Phasenübergang) unterzogen. Daher spricht man auch von *phase change materials (PCM, Phasenwechsel-Materialien)*. Typischerweise spielt sich der Phasenwechsel zwischen Festkörper und Flüssigkeit ab. Die für die physikalische Zustandsänderung benötigte Energie wird in Form von Wärme zugeführt. Zum Ausspeisezeitpunkt kann der Flüssigkeit dann wieder Wärme entzogen werden, wodurch ein Teil der Flüssigkeit zurück in den festen Zustand übergeht. Der wesentliche Unterschied für die Speicheranwendung ist, dass das Medium bei seinem Phasenübergang in etwa seine Temperatur beibehält und die gesamte zugeführte Energie von der Phasenänderung aufgenommen wird. Die stabile Temperatur kann – je nach Wahl des Speichermediums – z.B. etwa bei Raumtemperatur liegen, oder im Bereich der in der Anwendung benötigten Prozesswärme, die dann konstant ausgespeist werden kann. Darüber hinaus sind hohe Speicherdichten und dementsprechend kleinere Baugrößen im Vergleich zu den *sensiblen Speichern* möglich [11]. Je nach Anwendung können z.B. Wasser/Eis oder wässrige Salzlösungen (Kältespeicherung) verwendet werden, bzw. zwischen 5°C und 130°C Paraffine und Salzhydrate, und im Hochtemperaturbereich diverse Salze [11]. Der Entwicklungsstand und Verbreitungsgrad der latenten Wärmespeicher ist bei Weitem nicht so hoch wie der der sensiblen Speicher. Forschungs- und Demonstrationsanlagen existieren aber schon seit mehreren Jahren.

Thermochemische Speicher verwenden die ihnen zugeführte Wärme zur Aktivierung einer reversiblen chemischen Reaktion. Dies kann z.B. der Trocknungsvorgang eines porösen Arbeitsmediums sein, das beim Einspeisevorgang unter Erwärmung Wasser abgibt (desorbiert). Wird hingegen beim Ausspeisevorgang Wasser zugeführt so bindet (adsorbiert) es an das Arbeitsmedium und gibt die gewonnene Bindungsenergie als Wärme ab. Solch ein Wärmespeicher wird auch **Sorptionsspeicher** genannt. Als Arbeitsmedium eignen sich unter anderem Silikagel (niedrige Vorlauftemperaturen, z.B. von Solarthermieanlagen) und Zeolithe (bei höheren Temperaturen) [11].

Die Vielzahl vielversprechender Thermochemischer Speicher befindet sich im Forschungsstadium. Erste Modelle für den kleinen Leistungsbereich (Haushalte) finden sich bereits am Markt [13], [14]. Mit einer breiten Anwendung ist erst mittelfristig zu rechnen.

Wird anstelle von Wasser und einem dafür geeigneten Arbeitsmedium eine andere chemische Verbindung gewählt, die zyklisch in ihre Basiskomponenten getrennt und wieder zusammengeführt wird, so spricht man allgemein von **Speichern mit reversiblen chemischen Bindungen**, die sich noch im Forschungsstadium befinden und für die Zukunft eine weitere Steigerung der

Energiedichten versprechen.

Im Erprobungsstadium befindet sich die Idee von **mobilen Sorptionsspeichern oder mobilen Latentwärmespeichern**. Diese Speicher könnten einen Bedarf nach Wärmetransport decken, denn häufig fällt Abwärme fernab von Wärmeverbrauchern an. Per LKW können mobile Wärmespeichereinheiten z.B. von einem Industriebetrieb oder einem BHKW ohne Fernwärmenetzanschluss zu einer Wärmesenke transportiert werden. Wichtig für den Erfolg eines solchen Konzeptes sind die erreichbaren Energiedichten der verwendeten Speicher. Überschlüssig können in einer 26t Latentwärmespeichereinheit (Natriumacetat-Trihydrat, Schmelztemperatur 58°C) 2,4MWh Energie gespeichert werden, davon 2/3 latente Wärme [6]. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist rechnerisch möglich und hängt vor allem von der Abwärmtemperatur, der Distanz von Wärme-Quelle und –Senke, und der Anlagenauslastung ab [6]. Ein kommerzielles Produkt für etwa 50.000 €/Container [8] wird von La Therm angeboten [15]. Der Lehrstuhl für Technische Thermodynamik und Transportprozesse (LTTT) an der Universität Bayreuth berechnete einen wirtschaftlichen Betrieb für Wärmegroßverbraucher bis zu Distanzen von 30 km bei gleichzeitig sehr niedrigen CO₂-Emissionen [7].

Wärmespeicher können einen wesentlichen Anteil an zukünftigen Anwendung zur elektrischen Lastverschiebung (auch *Demand Side Management* (DSM), siehe Steckbrief) haben. Allerdings sind sie in ihrem Entwicklungsstand noch nicht optimal für einen Einsatz in diesem Gebiet geeignet. Von ihrem Review-Artikel leiten Arteconi *et al.* folgende Handlungsempfehlungen ab: Entwicklung von geeigneten Simulationsmodellen, Demonstrationsgebäude in denen Heizen und Kühlen mit thermischen Speichern verbunden, technische Studien zur Leistungssteigerung und Kostensenkung, Erforschung neuer Arbeitsmedien, insbesondere *phase change materials* (PCM) für Latentwärmespeicher, Wissenstransferprogramme, gezielte Weiterbildungen und die Entwicklung angemessener Lastmanagement-Stromtarife [16]. Auch die *International Energy Agency* (IEA) gibt in ihrer Technology Roadmap Energy Storage (2014) detaillierte Handlungsempfehlungen für die zukünftige Entwicklung der unterschiedlichen Klassen von Wärmespeichern, nachzulesen online in Quelle [10] (englische Sprache).

- [1] FEDDECK (RED.), PAUL: Thermochemische Speicher, BINE Informationsdienst; Fachinformationszentrum Karlsruhe, Büro Bonn, Mechenstr. 57, 53129 Bonn; ISSN 0937-8367 (2001). $\hat{\circ}$ http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2001/Projekt-Info_02-2001/projekt_0201internetx.pdf
- [2] LAING, DOERTE: Wärmespeichertechnologien für Energieeffizienz in Industrieanwendungen, DLR (2012). $\hat{\circ}$ http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/ess_2012/Laing_W_rmespeichertechnologien_Energieeffizienz.pdf
- [3] SCHMIDT, THOMAS ; MÜLLER-STEINHAGEN, HANS: Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeicher in Deutschland, Solar- und Wärmetechnik Stuttgart (SWT); Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart; Institut für Technische Thermodynamik (ITT), DLR Stuttgart (2005). $\hat{\circ}$ <http://www.solites.de/download/literatur/05-01.pdf>
- [4] FRIEDRICH, UWE: Aquiferspeicher für das Reichstagsgebäude, BINE Informationsdienst; Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für wissenschaftlich-technische Information mbH, 76344 Eggenstein-Leopoldshafen
- [5] GÄBLER, WOLFGANG ; LECHNER, STEFAN: *Power to Heat: Projekt Wärmespeicher Forst - Lausitz*. URL http://www.eti-brandenburg.de/fileadmin/user_upload/energietag_2013/Forum_1/3_Gaebler.pdf. - abgerufen am 2014-02-07
- [6] HAUER, ANDREAS: Thermische Energiespeicher $\hat{\circ}$ Stand und Entwicklung, Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung (ZAE), Walther-Meißner-Str.6, 85748 Garching. $\hat{\circ}$ http://www.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Elementbibliothek/Bibliothek_Politik_und_Verwaltung/Bibliothek_LLFG/dokumente/KoNaRo/veranstaltungsbeitraege/2011/EBMT2011_05102011/Dr_Hauer_05102011_Bernburg.pdf



- [7] BRÜGGEMANN, DIETER ; RÖSLER, FABIAN ; OBERMEIER, ANDREAS: Wärme auf Rädern transportieren, energy 2.0 (2008). ô <http://www.energy20.net/pi/index.php?StoryID=317&articleID=148190>
- [8] GESTHUIZEN, JAN: Versteckspiel mit Wärmespeichern. In: *Sonne Wind & Wärme* Bd. 1/2010, S. 82683. ô http://www.latherm.de/fileadmin/user_upload/PR_100101_-_Sonne__Wind__Waerme_-_Mobil_auf_dem_Vormarsch.pdf
- [9] EUROPEAN COMMISSION: *RESEARCH PRIORITIES FOR RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGY BY 2020 AND BEYOND*. URL <http://www.energy.eu/publications/a06.pdf>. - abgerufen am 2014-02-04. ô ISBN 978-92-79-11948-4
- [10] Technology Roadmap Energy Storage, International Energy Agency (iea), 9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France (2014). ô www.iea.org
- [11] WAWER, TIM ; HOHMEIER, STEPHAN ; SEIDL, HANNES: Steigerung der Flexibilität und Effizienz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch die Kombination mit Wärmespeichern, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Bereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Chausseestraße 128a, 10115 Berlin (2012). ô http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/1_Fachmodule/KWK/Apr-2012_dena-Studie_W%C3%A4rmespeicher_final.pdf
- [12] OERTEL, DAGMAR: Energiespeicher - Stand und Perspektiven, Büro Für Technikfolgen-Abschätzung Beim Deutschen Bundestag, Neue Schönhauser Str. 10, 10178 Berlin (2008). ô <http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab123.pdf>
- [13] VAILLANT DEUTSCHLAND GMBH & Co. KG: Zeolith-Gas-Wärmepumpe, Berghauser Str. 40, 42859 Remscheid. ô <http://www.vaillant.de/stepone2/data/downloads/55/4b/00/Prospekt-zeoTHERM.pdf>
- [14] VISSMANN DEUTSCHLAND GMBH: Gas-Adsorptionswärmepumpe Vitosorp 200-F, 35107 Allendorf (Eder) (2013). ô http://www.viessmann.de/content/dam/internet-global/pdf_documents/kurzprospekte/kpr-Vitosorp_200-F.pdf
- [15] LATHERM ENERGIE AG: Der LaTherm-Latentwärmespeicher Serie 5, Mallinckrodtstraße 320, 44147 Dortmund. ô <http://www.latherm.de/index.php?id=73>
- [16] ARTECONI, A. ; HEWITT, N.J. ; POLONARA, F.: State of the art of thermal storage for demand-side management. In: *Applied Energy* Bd. 93 (2012), S. 3716389

Lastmanagement (Demand Side Management, DSM)				
Potentiale in GW ([1], gerundet)				
	2014	2020	2030	2050
Wärmepumpen				
max. Pot. Winter (pos)* / Sommer (neg)**	0,7 / 1,3	→	→	→
Nachtspeicherheizungen				
max. Pot. Winter (pos)* / Sommer (neg)**	5,9 / 25,7	→	→	→
Warmwasser-Umwälzpumpen				
max. Pot. Winter (pos)*	2,3 ***	→	→	→
elektrische Warmwasserbereitung				
durchschnittliches pos* / neg** Pot.	0,7 / 2,0	→	→	→
Kühlschränke				
durchschnittliches pos* / neg** Pot.	0,6 / 1,4	→	→	→
Gefriergeräte				
durchschnittliches pos* / neg** Pot.	0,6 / 0,5	→	→	→
Sonstige Geräte (wie Geschirrspüler, Wäschetrockner, Waschmaschinen)				
durchschnittliches pos* / neg** Pot.	0,2 / 2,8	→	→	→
* Positives DSM-Potential entspricht maximaler abschaltbarer Leistung ** Negatives DSM-Potential entspricht maximale zuschaltbare Leistung *** nur Abschalten lässt sich wirtschaftlich einsetzen				
Klimatisierung				
Stromverbrauch (TWh _{el} / Jahr)				28 [2]
DSM Potential		n.a.	n.a.	erheblich [2]
Elektromobilität				
Stromverbrauch (TWh _{el} / Jahr)				50 [2] [#]
DSM Potential		n.a.	n.a.	Großteil davon [2]
[#] bei einem angenommenen Verbrauch von 20 kWh elektrischer Energie pro 100 km in 2050 und einer oberen Schätzung, nach der die Hälfte der gefahrenen Kilometer elektrisch bewältigt werden				
Industrielle Verbraucher				
DSM Potential in GW für stromintensive Einzelprozesse	4,5 [3] ^{##} 0,5 / 4,4 [4] ^{##}	4,5 [3]**	4,5 [3]**	

für Querschnittstechnologien zusätzlich	0,4 / 1,8 [1] [§] 4,7 / 3,5 [1] [§]			
Theoretisches Speicherpotential in GWh (Produktspeicher)	77 [3][4] ^{###}	77 [3]**	77 [3]**	
Technisch nutzbares Potential in GW	2,7 [1] [†]			

^{###} theoretisches Potential

[§] Detailliertere Betrachtung aus Anhang B2 in Quelle [1], Anteile von Einzeltechnologien siehe Textteil unten

[†] tatsächliche, technische nutzbare Kapazitäten

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Theoretisches Potential in GW (ggf. positive / negative Regelleistung)	7 [3] 10 [5] 2 / 14 [1] 2,4 / 14,3 [1] [§]	11 [3]	11 [3]	
Technisch nutzbares Potential in GW	1,4 [3]	1,7 [3]	1,8 [3]	
“ in TWh/a	5,0 [3]	5,6 [3]	9,7 [3]	

Private Haushalte

Theoretisches Potential in GW (ggf. positive / negative Regelleistung)	13 [3] 20 [5] 6,7 / 35,3 [1] 7,0 / 32,0 [1] [§] 25 / 75 [6]	18 [3]	35 [3]	
Technisch nutzbares Potential in GW	2,6 [3]	3,8 [3]	6 [3]	
“ in TWh/a	8,0 [3]	12,4 [3]	32,3 [3]	

[§] Detailliertere Betrachtung aus Anhang B2 in Quelle [1]

Kosten in €

	2014	2020	2030	2050
Smart Meter für Haushalte/GHD	1200 [1]	-7%/Jahr [1]		
Steuerbox pro 2 Endgeräte (Haushalte/GHD)	300 [1]	-7%/Jahr [1]		
Variable Kosten für die Kompensation der Lastverschiebung (Haushalte/GHD)	1€/MWh [1]			

Die DSM-Ertüchtigung von Haushalten durch Smart Meter ist wesentlich wirtschaftlicher für Mehrfamilienhäuser, da hier ein gemeinsames Smart Meter für alle Wohnparteien verwendet werden kann [1]. Bei den variablen Kosten handelt es sich um eine Annahme aus derselben Quelle, um eine pauschale Kostenaussage für die Kompensation des vom Endverbraucher zur Verfügung gestellten DSM-Potentials treffen zu können.

Die folgende Kostenkalkulation (siehe Tabelle) stammt vom EWI (2010) und wurde veröffentlicht von der Deutschen Energie Agentur (dena) in Quelle [1].

Stromintensive Prozesse	Variable Kosten [€/MWh]		Jährliche fixe Kosten [€/kWa]		Investitionskosten [€/kW] (Lernrate 15%)	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Lastverschiebeprozesse						
Schleifer, Refiner	< 10	< 10	< 1	< 1	~ 5 - 20	~ 5 - 20
Nachtspeicheröfen	~ 0	~ 0	25,4	25,4	38	13
Elektrische Warmwasserbereitung	~ 0	~ 0	53,7	53,7	450	150
Kühl- und Gefrierschränke	~ 0	~ 0	63,2	63,2	1.190	280
Wasch-, Spülmaschinen, Trockner	~ 0	~ 0	90,9	90,9	740	176
Chloralkalielektrolyse	> 100	> 100	< 1	< 1	< 1	< 1
Lastreduktionsprozesse						
Roh- und Zementmühlen	500 – 1.000	500 – 1.000	< 1	< 1	~ 10 – 20	~ 10 - 20
Aluminiumelektrolyse	500 – 1.500	500 – 1.500	< 1	< 1	< 1	< 1
Elektrolichtbogenofen	> 1.000	> 1.000	< 1	< 1	< 1	< 1
Heizungsumwälzpumpe	~ 0	~ 0	68,0	68,0	7.070	2.360

Quelle: EWI (2010).

DSM über alle Sektoren

	2015	2020	2030	2050
Durch DSM verschobene Last in TWh [1]	rund 20	21-24	n.a.	n.a.

Stand der Technik und Ausblick

Lastmanagement (LMM) wird in der Energiewirtschaft häufig auch mit dem englischen Begriff „**Demand Side Management**“ (DSM) bezeichnet, was wörtlich übersetzt verbrauchsseitiges Lastmanagement bedeutet. Lastmanagement wird verstanden als aktive Steuerung des zeitlichen Verlaufs des elektrischen Energieverbrauches. Der Verbrauch wird von Uhrzeiten hoher Nachfrage in Zeiten niedriger Nachfrage verschoben. Ziel von DSM-Maßnahmen ist eine Harmonisierung von Nachfrage und Angebot zur Glättung von Stromspitzen bzw. temporären Engpässen in den Stromnetzen. Somit könnten viele technische Schwierigkeiten im Management des Stromnetzes reduziert und sogar der benötigte Kraftwerkspark verkleinert werden. Im Hinblick auf die zunehmend schwankende Stromeinspeisung insbesondere durch Windkraft und Photovoltaik könnte DSM eine zentrale Rolle in der elektrischen Energieversorgung einnehmen.

Man spricht von **positivem Potential**, wenn abschaltbare Leistung angeboten werden kann. Kann hingegen ein Verbraucher schnell seine Leistung erhöhen, spricht man von **negativem DSM-Potential**.

Private Haushalte: Bei den Haushaltsgeräten vollzieht sich ein langsamer und steter Wandel von energiehungrigen Altgeräten hin zu modernen, sehr viel sparsameren Geräten. Mit der Einführung der EU-Energie-Labels gemäß der deutschen Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV) [7] entsprechend der europäischen Richtlinie [8] wird dem Endverbraucher bereits seit 1997 eine einheitliche Kennzeichnung von Elektrogeräten zur Hand gegeben, um bei Kaufentscheidungen die Energieverbräuche berücksichtigen zu können. Die Kennzeichnungspflicht ist in den letzten Jahren konsequent auf weitere Gerätetypen ausgeweitet und um neue Effizienzklassen ergänzt worden. Allmählich dürfen nach und nach Geräte der untersten Effizienzklassen nicht mehr verkauft werden, so dass sich nach Ablauf typischer Gerätelebensdauern insgesamt eine Effizienzsteigerung des Haushaltsgeräteparks einstellt. Das Potential ist „ganz erheblich“ [9], angesichts von Verbräuchen die – im Vergleich zu den 1990er Jahren - durch technische Weiterentwicklung in vielen Fällen halbiert werden konnten. In einigen Bereichen, beispielsweise bei der Beleuchtung sind durch neue Technologien (LED) noch deutlich höhere Einsparungen üblich. Der Haushaltsbereich ist also insbesondere prädestiniert für eine energetische **Optimierung durch Energieeinsparungen**. Die Bundesregierung setzt dabei auf „Vernunft und Eigenverantwortung von Wirtschaft und Bürgern und nicht auf mehr Bürokratie“ [9]. **Lastmanagement** hingegen z.B. durch die Installation extern ansteuerbarer Gefriergeräte **erscheint zur Zeit unwirtschaftlich** angesichts der kleinen Leistungsaufnahmen und nötigen Kommunikations- und Steuerungs-Infrastruktur [2]. Zur notwendigen technischen Ausstattung von Haushalten oder einzelnen Geräten kommen weitere Herausforderungen aus dem Bereich Datenschutz und Datenverwaltung. Aktuell wird der DSM-Ansatz in Privathaushalten nicht verfolgt, stellt jedoch ein noch offenes Potential dar, das möglicherweise mittel- bis langfristig erschlossen werden könnte. Insbesondere in den Spezialgebieten Nachtspeicherheizung bzw. Wärmepumpenheizungen und -Kühlung (siehe Steckbrief Strom-zu-Wärme / Power-to-Heat), Klimatisierung und Aufladung von Elektrofahrzeugen (siehe Steckbrief zur Elektromobilität) erscheint die Anwendung von Lastmanagement naheliegend.

Im Bereich **Gewerbe, Handel und Dienstleistungen** wird üblicherweise davon ausgegangen, dass sich die erschließbaren DSM-Potentiale weitestgehend auf die Aufgaben Heizen und Kühlen beschränken, was sich z.B. im Energieziel 2050 des Umweltbundesamtes widerspiegelt [2]. Das Potential wird auch langfristig vom VDE als gering (etwa 1/3) im Vergleich zu den privaten Haushalten angesehen (siehe Tabelle) [3].

Fast die Hälfte der in Deutschland nachgefragten 538 Mrd. kWh Strom (2010) werden von der **Industrie** bezogen, was pro Industriekunde einen etwa 119-fach höheren Stromverbrauch bedeutet als in der übrigen Kundengruppe [4]. In der Industrie können DSM-Konzepte insbesondere in stromintensiven Branchen unter günstigen Bedingungen wesentlich schneller und groß dimensioniert umgesetzt werden, was bei Wirtschaftlichkeit bereits heute passiert [3]. Häufig genannt werden die Metallindustrie, die chemische Industrie, die Papierindustrie und die Industrie um Steine und Erden. Meist handelt es sich bei dem DSM-Konzepten nicht um eine Lastverschiebung sondern um eine klassische Abschaltung [3]. Bei der Aluminiumelektrolyse, Holzschleifern und der Chlorelektrolyse zum Beispiel wird das Lastmanagement-Potential bereits heute zum großen Teil als Minutenreserve (zu hohen Preisen) angeboten [3].

Von Scheven und Prella nennen für die **stromintensive Industriebranche** Aluminium ein negatives DSM-Potential von 148 MW für einen Teillastbetrieb und 637 MW für kompletten Lastabwurf sowie ein positives Potential von 30-50 MW für kurzzeitige Lastüberhöhungen von 4 Stunden. In der Chlorindustrie existieren 484 MW negatives DSM-Potential für Teillastbetrieb und 787 MW für kompletten Lastabwurf, sowie 30 GWh Speicherkapazität der Dichlorethan-Tanks. In der Holzschliffherstellung beträgt das feingestufte negative DSM-Potential 208 MW mit 1,3 GWh Speichern. Bei den Papiermaschinen wird das negative DSM-Potential mit 1,7 GW und die zugehörigen Speicher auf 7,9 GWh beziffert. In der Elektrostahlindustrie nennen die Autoren 741 MW negatives DSM-Potential mit der Einschränkung, dass abkühlende Öfen Verluste bedeuten. Die Abwasserbehandlung wird als Quelle für 200 MW positives DSM-Potential mit 1,2 GWh Speicher angesehen. In der Zementindustrie nimmt man je nach Wochentag und Tageszeit 313 MW positives bzw. negatives DSM-Potential an [4].

Zusätzlich zu den stromintensiven Einzeltechnologien gibt es einige **Querschnittstechnologien**, die in fast allen Industriezweigen auftreten. Dazu zählen vor allem *Druckluft*, *Belüftungsanlagen*, und *Prozesskälte*. Im Anhang B2 der dena Netzstudie II wird detailliert auf DSM Potentiale eingegangen. Auf den Bereich Druckluft entfallen demnach 1,6 GW positives und 2,7 GW negatives DSM-Potential; für Belüftungsanlagen wurden 1,1 GW / 0,1 GW errechnet; und auf Prozesskälte entfallen 2,0 GW / 0,7 GW [1].

Produktspeichern und Zwischenproduktspeichern kommt eine tragende Rolle beim industriellen Lastmanagement zu. Teilweise sind große Kapazitäten z.B. für chemische Zwischenprodukte vorhanden, die als Reserven für Reparatur- und Wartungsunterbrechungen bestimmter Anlagenteile dienen. Weitet man diese Kapazitäten aus, so können die aktuell bereits maximalen 77 GWh [4] zum Teil auch für Lastmanagement zur Verfügung gestellt werden. Dabei dürfen die für die Produktion notwendigen Pufferfunktionen nicht gefährdet werden. Zum Vergleich: Die Speicherkapazität der deutschen Pumpspeicherkraftwerke beträgt etwa 40 GWh [4].

Der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (**VDE**) kommt in seiner **Studie** aus dem Jahr 2012 zu dem Ergebnis, dass unter den „aktuellen ökonomischen

Rahmenbedingungen“ eine „Nutzung des Lastverschiebungspotentials in den Bereichen Haushalt, Gewerbe, Handel und Dienstleistung nicht gegeben“ ist [3]. Die empfohlenen Maßnahmen zur Erschließung des vorhandenen Potentials sind 1) die Ertüchtigung der Geräte und Anlagen sowie der Ausbau der Informations- und Kommunikationsstruktur, 2) Smart Metering und variable Stromtarife, 3) neue Tarifmodelle für die Industriekunden, die zu einer Flexibilisierung des Verbrauchs beitragen, 4) Investitionen und neue Betriebsstrategien für vorhandene und zusätzliche Speicher mit dem Ziel einer „Entkopplung des elektrischen Energiebezuges vom Produktionsprozess“ [3].

Ein Flaschenhals in der erfolgreichen Marktimplementierung von DSM besteht zur Zeit in fehlenden **Wärmespeichern und Kältespeichern** [6][10] insbesondere zur Überbrückung von Zeiträumen länger als ein paar Stunden. Eine Entwicklung günstiger Speichermöglichkeiten von Wärme über mehrere Tage könnte dazu beitragen, Erzeugungsspitzen z.B. an sonnigen oder windigen Tagen zur Wärmebereitstellung nach einem Wetterumschwung nutzen zu können. Arteconi *et al.* leiten zu diesem Thema folgende Handlungsempfehlungen aus ihrem Review-Artikel ab: Entwicklung von geeigneten Simulationsmodellen, Demonstrationsgebäude in denen Heizen und Kühlen mit thermischen Speichern verbunden, technische Studien zur Leistungssteigerung und Kostensenkung, Erforschung neuer Arbeitsmedien, insbesondere sogenannter *phase change materials (PCM)* für Latentwärmespeicher (siehe Steckbrief Wärmespeicher), Wissenstransferprogramme, gezielte Weiterbildungen und die Entwicklung angemessener Lastmanagement-Stromtarife [10].

Unter dem Begriff **Demand Response** versteht man Lastmanagement, das auf einer **Änderung der Verbraucher-Gewohnheiten** beruht. Dies würde bedeuten, dass z.B. Haushaltskunden auf eine spezielle Niedertarifzeit reagieren und Elektrogeräte wie Waschmaschinen z.B. auf nächtlichen Betrieb programmieren. In gewissem Umfang existiert dieser Ansatz bereits lange und ist den Haushalten mit Nachtspeicherheizungen (siehe Steckbrief Strom-zu-Wärme) vertraut. Allerdings sind durchaus gravierende Einschnitte in die Lebensgewohnheiten zu erwarten (Geräuschentwicklung, Planungsaufwand, Beschaffung geeigneter Geräte), so dass in diesem Bereich weniger Zukunft gesehen wird.

Ausnahmen können zukünftig spezielle Anwendungen wie das Laden von Elektro-PKW, oder der ferngesteuerte Betrieb von Elektro-Wärmepumpen sein (siehe Steckbrief Strom-zu-Wärme). Bei beiden letztgenannten Beispielen handelt es sich nicht im engeren Sinne um Demand Response, denn der Endkunde braucht keine Gewohnheit umzustellen, da ihm die Entscheidung, nach welcher Strategie der Stromspeicher bzw. der Wärmespeicher nachgeladen wird, abgenommen wird. Das Elektrofahrzeug kann als klassisches Demand Side Management und die Wärmepumpe als Beispiel für Strom-zu-Wärme angesehen werden, auch wenn hier Schnittmengen existieren.

In seiner Habilitationsschrift aus dem Jahr 2005 kommt *Stadler* zu dem Ergebnis, dass kurzfristig abrufbare Leistungen in solch hohem Maße vorhanden sind, dass der komplette Bedarf an Primär- und Sekundärregelleistung über Demand Side inhärente Speicher abgedeckt werden kann [6]. Dies macht DSM zu einer sehr attraktiven Perspektive auf dem Regelmarkt. Der Autor folgert, dass „keine theoretische Obergrenze für die Integration erneuerbarer Energien in elektrische Netze“ existiert [6], und dass somit das Ergebnis aus der 2005er dena Netzstudie I nicht zu halten sei, nachdem 48 GW aus Windenergieanlagen in Deutschland nicht integrierbar wären (S. 319 in DENA Netzstudie I [11]).

Die **Auswirkungen auf den deutschen Kraftwerkspark** durch die Implementation von DSM könnte laut Anhang B2 der Dena Netzstudie II im Jahr 2020 eine Ersparnis von etwa 6,0 – 6,5 GW Gaskraftwerkskapazität bedeuten [1]. Darüber hinaus reduziert sich die benötigte Mittellast, so dass auf Steinkohlekapazitäten in Höhe von rund 2 GW verzichtet werden kann [1]. Die kumulierten Systemkosten reduzieren sich gemäß derselben Studie durch die Nutzung von DSM um etwa 12-13 Mrd. €₂₀₀₇ bis 2020 [1].

- [1] KOHLER, STEPHAN ; AGRICOLA, ANNEGRET-CL. ; SEIDL, HANNES: dena Netzstudie II „Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Bereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Chausseestraße 128a, 10115 Berlin (2010). — http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Netzstudie_II/Endbericht_dena-Netzstudie_II.pdf
- [2] KLAUS, THOMAS ; VOLLMER, CARLA ; WERNER, KATHRIN ; LEHMANN, HARRY ; MÜSCHEN, KLAUS: Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Umweltbundesamt, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau (2010). — <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/energieziel-2050>
- [3] APEL, ROLF ; BUCHHOLZ, BERND MICHAEL ; DOMELS, HANS PETER ; FUNKE, STEPHAN ; GESING, THOMAS ; GLAUNSINGER, WOLFGANG ; GRONSTEDT, PHILLIP ; HEINS, FRANK ; HÖSLE, ANDREAS ; U. A.: Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main (2012)
- [4] VON SCHEVEN, A. ; PRELLE, M.: Lastmanagementpotenziale in der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix, VDE Verlag GmbH Berlin Offenbach; VDE-Kongress 2012, 05.-06.11.2012 in Stuttgart (2012). — <https://www.vde-verlag.de/proceedings-de/453446095.html>
- [5] KLOBASA, MARIAN: *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten.*, ETH Zürich, Dissertation, 2007
- [6] STADLER, INGO: *Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien (Habilitationsschrift)*, Fachbereich Elektrotechnik der Universität Kassel, Habilitation, 2005. — http://www.dissertation.de/index.php3?active_document=buch.php3&buch=4608
- [7] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ ; JURIS: *Verordnung zur Kennzeichnung von energieverbrauchsrelevanten Produkten mit Angaben über den Verbrauch an Energie und an anderen wichtigen Ressourcen (Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung - EnVKV)*. URL <http://www.gesetze-im-internet.de/envkv/BJNR261600997.html>. — www.Gesetze-im-Internet.de
- [8] EUROPÄISCHES PARLAMENT, RAT: *Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen (Text von Bedeutung für den EWR)*. URL <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32010L0030:DE:NOT>. - abgerufen am 2014-02-05. — eur-lex.europa.eu
- [9] Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2010)
- [10] ARTECONI, A. ; HEWITT, N.J. ; POLONARA, F.: State of the art of thermal storage for demand-side management. In: *Applied Energy* Bd. 93 (2012), S. 371–389
- [11] Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena); Endbericht; Konsortium DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission (2005). — http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Netzstudie_II/dena-Netzstudie_I-Studie.pdf

Strom-zu-Wärme / Power-to-Heat

Technische Daten

	2014	2020	2030	2050
--	------	------	------	------

Elektro-Wärmepumpenheizung

Bestand in Deutschland	560.000 [1]	→	→	→
Bestand in NRW	115.200 [2]	→	→	→
Zuwachsrate in Deutschland (pro Jahr)	60.000 [1]	→		
Zuwachsrate in NRW (pro Jahr)	12.000 [1]	→		
Anteil Wohnungen in Deutschland	1,3% [3]	→	→	→
Einsparung nicht-reg. Primärenergie (Neubau)	30 - 43% [4]*	→	73 - 83% [4]	
(Sanierung)	41 - 52% [4]**			
Entsprechende CO2-Reduktionen	14 - 45% [4]	→	56 - 78% [4]	→
Nicht-ern. Primärenergiefaktor (Strom) “ (Wärme für eine Jahresarbeitszahl = 4)	2,6 [5] 0,65	→	→	→
CO2 Emissionsfaktor Hilfsenergie (Strom) (Wärme für eine Jahresarbeitszahl = 4)	601 g/kWh _{elek.} [6] 150 g/kWh _{Heiz.}	→	→	→
Leistungsaufnahme (kW)	1-40 [7]***			
für Heizleistungen im Bereich von (kW)	3-130 [7]***			
typ. Jahresarbeitszahl Luft/Wasser	2-5 [7]****	→	→	→
typ. Jahresarbeitszahl Sole/Wasser	4-5 [7]****	→	→	→
typ. Jahresarbeitszahl Wasser/Wasser	3-6 [7]****	→	→	→

* gegenüber einem Öl- oder Gas- Brennwertgerät mit solarer Trinkwassererwärmung; basierend auf Strommix 2013

** gegenüber einem alten Niedertemperaturkessel; basierend auf Strommix 2013

*** unteres Ende der Variationsbreite für kleine Wohneinheiten; oberes Ende der Variationsbreite für große Wohngebäude, Gewerbe, etc.; in Kaskaden- oder Parallelbetrieb sind auch deutlich größere Leistungen erreichbar

**** Herstellerangaben, nach Installation häufig Abweichungen nach unten

Kosten

Investition für haushaltsübliche Technik (gerundet in 1000€)*****

Sole/Wasser (Sonde) ab	15-23 [8][9][10]	→	→	→
Sole/Wasser (Kollektor) ab	12-20 [8][9][10]	→	→	→
Wasser/Wasser ab	17-19 [8][9]	→	→	→
Luft/Wasser ab	13-16 [8][9]	→	→	→
Luft/Luft ab	7-11 [8][9]	→	→	→

***** Kosten für komplette Anlagen inkl. Bohrungen/Installation und Technik

Betrieb (in 1000€/Jahr)*****

Sole/Wasser (Sonde)	0,65 [8]	→	→	→
Sole/Wasser (Kollektor)	0,70 [8]	→	→	→
Wasser/Wasser	0,55 [8]	→	→	→
Luft/Wasser	1,25 [8]	→	→	→
Luft/Luft	1,20 [8]	→	→	→

***** die Betriebskosten sind als Schätzwerte zu verstehen und setzen sich zusammen aus Stromkosten, Stromzählermiete, und Wartungskosten; regelmäßige Kontrollen des Kühlmittelkreislaufes und der Filter fallen insbesondere bei den Luft-Wärmepumpen an

Elektrische Direktheizung (Nachtspeicherheizung)

Anteil Wohnungen in Deutschland	2,3% [3]	→	?	?
Nicht-ern. Primärenergiefaktor	2,6 [5]	→	→	→
CO2 Emissionsfaktor	601 g/kWh [6]	→	→	→
Leistungsaufnahme typ. (kW pro Raum)	1-7	→	→	→
Jahresarbeitszahl	0,97 [11]	→	→	→

Kosten

Investition (gerundet in 1000€)

Preis pro Gerät / beheizter Raum etwa	0,5-1,5			
---------------------------------------	---------	--	--	--

Betrieb

Stromverbrauch je nach Nutzung, Raumgröße und Gebäudedämmung. Wartungskosten entfallen.

Elektro-Heizstab

Leistungsaufnahme in Privathaushalten in großen PTH Anlagen Elektrokessel	2-10kW bis 50 MW [12]	→	→	→
Wirkungsgrad Heizstab	1	→	→	→
Nicht-ern. Primärenergiefaktor	2,6 [5]	→	→	→
CO2 Emissionsfaktor	601 g/kWh [6]	→	→	→

Kosten

Investition für haushaltsübliche Technik (gerundet in 1000€)

Nachrüstung inkl. Flansch, Installation	0,4			
---	-----	--	--	--

Investition für Anwendung in Fernwärmespeichern

Nachrüstung	k.A.			
-------------	------	--	--	--

Betrieb

Stromverbrauch je nach Nutzung. Wartungskosten entfallen.

Stand der Technik

Das Heizen mit elektrischer Energie stellt exergetisch betrachtet einen Verlust der wertvollen Energieform „Strom“ durch eine Umwandlung in die weniger wertvolle Wärmeenergie dar. Gleichzeitig ist elektrische Energie (Sekundärenergieträger) kostenintensiver als z.B. das Heizen mit fossilen Brennstoffen (Primärenergieträger). Die klassischen strombetriebenen Nachtspeicherheizungen (s.u.) haben sich daher im Haushaltsbereich in den letzten Jahren zu einer Notlösung entwickelt. Moderne Technologien wie Wärmepumpen, der stetige Wandel zu Niedrigenergie- und Passivhäusern, die zunehmende Verbreitung von PV-Anlagen sowie ein großes Lastverschiebungspotential könnten diesen Trend jedoch möglicherweise umkehren. **Power-To-Heat (PtH, P2H)** nennt man die gezielte **Umwandlung von Strom in Wärme** mit dem Ziel einer reaktionsschnellen Aufnahme von überschüssiger Energie zur Entlastung der Stromnetze bzw. zur Vermeidung von Abregelungen auf der Erzeugungsseite.

Um Power-To-Heat im großen Stil einzusetzen eignen sich große **Wärmespeicher** (siehe Steckbrief Wärmespeicher), die sinnvollerweise in Fernwärmenetze eingebunden sind (siehe Steckbrief Fernwärmenetze). Die verwendeten Heizungen werden in Form von sog. **Elektrokesseln** ausgeführt und können gewaltige Leistungen von bis zu 50 MW erreichen [12]. Das Ein- und Abschalten kann als Stromnetzdienstleistung zu Zeiten von Angebotsspitzen (z.B. Windstrom oder Photovoltaik) geschehen; der groß dimensionierte Wärmespeicher übernimmt also mit seiner großen thermischen Trägheit die Aufgabe einer Glättung von Leistungsspitzen, das so genannte „peak shaving“. Der Strom-zu-Wärme Vorreiter Dänemark (28% Anteil Windstrom am Gesamtverbrauch 2011) hat bereits Stand 2013 Elektrokessel mit einer aggregierten Leistung von 325MW installiert [12].

Bei industriellen Prozessen ist elektrisches Heizen und die sofortige Verfügbarkeit von elektrischer Energie hingegen in vielen Fällen technisch notwendig, so dass nicht im Sinne einer Netzdienstleistung ein Heizprozess abgeschaltet werden kann.

In speziellen Fällen kann jedoch auch in der Industrie die Leistungsaufnahme innerhalb gewisser Zeitfenster erfolgen, ohne eine Beeinträchtigung in der Anwendung darzustellen. Beispielsweise besitzen große Kühlhäuser einen hohen Energieverbrauch und müssen in vielen Fällen nicht zwingend mit einer konstanten Temperatur betrieben werden. Ein modernes Demand-Side-Management Konzept (auch kurz DSM, siehe Steckbrief) könnte hier z.B. vorsehen, dass die elektrische Energie zu Überschussstrom-Zeiten zu einem günstigen Preis zur Kühlung deutlich unter die Solltemperatur verwendet wird, sodass zu Zeiten eines Mangels elektrischer Energie die Kühlung ausgesetzt werden kann. Ein solches Lastmanagement (auch Demand-Side-Management, siehe Steckbrief) ist also ganz analog zum Power-to-Heat zu verstehen. Jedoch verlagert es die Flexibilisierungsmaßnahme ganz auf die Verbraucherseite und verwendet in erster Linie die Zeit der Stromnachfrage als Variable zur Regelung während Power-to-Heat immer Strom in Wärme konvertiert. Auch eine Kombination ist denkbar, nämlich dann, wenn Industriebetriebe eigene Wärmespeicher zur Verstetigung von Angebot und Nachfrage betreiben.

Power-to-Heat Technologien stellen also negative Regelleistung bereit und können sich in der Zukunft zu einem wesentlichen Instrument der Glättung von Lastspitzen im Stromsystem entwickeln. Damit könnten sie ein wichtiges Standbein des Lastmanagements werden. Entsprechende Geschäftsmodelle müssen noch entwickelt bzw. umgesetzt werden (z.B. minutengenaue Abrechnung und Kommunikation der Energiekosten).

Eine **Wärmepumpe** entzieht einem Temperaturreervoir mit niedriger Temperatur (z.B. der Umwelt) Nutzwärme und hebt diese Wärme unter Zuhilfenahme von Antriebsenergie auf ein höheres Niveau und speist sie in das zu beheizende Reservoir (den Wohnraum) ein. Auf dem genannten Prinzip basieren auch Kühlschränke und Klimaanlage, die jedoch Ihren Nutzen aus dem Niedrigtemperaturniveau ziehen. Wärmepumpenheizungen können also auch als Heizung im Winter und Kühlung im Sommer ausgelegt sein. Die Antriebsenergie wird in den meisten Fällen elektrisch zur Verfügung gestellt. Die Aufgabe der Wärmepumpe ist dann, mit Hilfe von möglichst wenig elektrischer Energie möglichst viel Umweltwärme nutzbar zu machen.

Als Umweltwärme-Reservoir können unterschiedliche Medien genutzt werden: Sowohl die Außenluft, als auch Grund-, Ab-, stehendes oder fließendes Wasser oder das Erdreich kommen infrage. Darüber hinaus können mit einer Sole gefüllte und üblicherweise vergrabene und

solarthermisch erwärmte Tanks als Reservoir genutzt werden. Schlussendlich können **auch Kombinationen verschiedener Wärmequellen** genutzt werden. Zum Beispiel kann ein vergrabener Soletank durch eine Solarthermische Anlage auf ein höheres Temperaturniveau gebracht werden zur Verringerung der Temperaturdifferenz zwischen Reservoir und Heiztemperatur bzw. zur sogenannten Speicherregeneration.

In der üblichen Bezeichnungsweise gibt der Begriff vor dem Schägstrich „/“ die Wärmequelle und der Begriff dahinter die Wärmesenke an. Z.B. Wird bei der Luft/Wasser-Wärmepumpe der Umgebungsluft Wärme entzogen und einem Wasserkreislauf zur Verfügung gestellt.

Eine Wärmepumpe kann pro kWh eingespeister elektrischer Energie wesentlich mehr zusätzliche Umgebungswärme zu Heizzwecken nutzbar machen, zum Beispiel viermal so viel (in Abhängigkeit der Temperaturniveaus). Das Output zu Input Verhältnis wird im Jahresmittel als **Jahresarbeitszahl (JAZ, auch engl. *coefficient of performance, COP*)** bezeichnet und ist in diesem Fall „4“. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) macht von diesen Leistungswerten die Förderung von Wärmepumpen abhängig [13]. Dabei werden definierte Betriebspunkte für die Labortests angegeben, die nach der Richtlinie VDI 4650 Blatt 1 durchgeführt werden müssen. Übliche Angaben lauten z.B. „COP 4,30 im Betriebspunkt B0/W35“, was so viel bedeutet wie „Jahresarbeitszahl 4,30 für eine Sole-Wasser Wärmepumpe mit 0°C Sole- und 35°C Heizwassertemperatur. Das „B“ steht dabei für das englische Sole (brine) und „W“ für Wasser (water). Analog werden „A“ für Luft (air) und „E“ für Erdreich (earth) verwendet.

Gaswärmepumpen/Gasklimageräte sind eine weitere etablierte Variante, die Erdgas als Antriebsenergie verwenden und folglich nicht geeignet sind, um elektrische Überschussenergie im Sinne von PtH aufzunehmen. Nach VDI Richtlinie 4650 Blatt 2 wird für diese Wärmepumpen die Jahresheizzahl angegeben. Sie ist das thermodynamische Äquivalent zur Jahresarbeitszahl der Elektrowärmepumpen. Eine aktuelle Marktübersicht (Stand Juli 2013) ist verfügbar über die ASUE (Quelle: [14]).

Für eine Förderung seitens der **BAFA** müssen folgende Mindestwerte gemäß dem europäischen Umweltzeichen „Euroblume“ eingehalten werden [13]:

Jahresarbeitszahlen von elektrisch betriebenen Wärmepumpen

(die Werte beziehen sich auf die aktuelle Prüfnorm EN 14511)

- Luft/Wasser-Wärmepumpen: 3,10 (im Betriebspunkt A2/W35)
- Sole/Wasser-Wärmepumpen: 4,30 (im Betriebspunkt B0/W35)
- Wasser/Wasser-Wärmepumpen: 5,10 (im Betriebspunkt W10/W35).

Heizzahlen von Gasmotor- oder Gas-Sorptionswärmepumpen

- Luft/Wasser-Wärmepumpen: 1,24 (im Betriebspunkt A2/W35)
- Sole/Wasser-Wärmepumpen: 1,72 (im Betriebspunkt B0/W35)
- Wasser/Wasser-Wärmepumpen: 2,04 (im Betriebspunkt W10/W35)

Eine Wärmepumpenheizung ist immer dann besonders effizient, wenn die Temperaturdifferenz zwischen Umwelttemperatur und Zieltemperatur klein ist. Besonders leistungsfähig ausgelegte Wärmepumpen können selbst im strengen Winter die Heizleistung für das zugehörige Gebäude allein aufbringen (monovalenter Betrieb). In vielen Fällen (typ. Luft/Wasser- oder Luft/Luft-

Wärmepumpe) gelingt dies jedoch nicht und es wird eine **Spitzenlast-Zusatzheizung** benötigt. Dies kann u.a. mit niedrigen Investitionskosten durch einen zusätzlichen „**Heizstab**“ im Warmwasserspeicher realisiert werden. Bei rein elektrischer (*monoenergetischer*) Heiztechnik entfallen auch die Schornsteinfegerkosten. Alternativ kann eine Kombination aus Wärmepumpe und konventioneller Heiztechnik (Gasbrennwerttechnik) als Spitzenlastheizer verwendet werden. Solch ein kombiniertes System wird bivalent genannt.

Um die (unerwünschte) Zusatzheizung möglichst wenig nutzen zu müssen und somit den Umweltanteil der Heizenergie zu maximieren, sind Flächenheizungen mit niedrigen Vorlauftemperaturen und gute Dämmstandards des beheizten Gebäudes Voraussetzung. In solch einem Objekt wird dann lediglich für die Heißwasserbereitstellung eine Zusatzheizung benötigt.

Die technische Umsetzung der Wärmepumpenheizungen unterscheidet sich deutlich zwischen Luft-Ventilatoren, Solepumpen oder Grundwasserpumpen mit großen Variationsbreiten hinsichtlich Standorteignung, Investitionskosten und Eigenenergieverbräuchen. Marktübersichten für Deutschland inkl. typischer Leistungswerte nach Herstellerangaben finden sich in Quellen [7] und [15].

Die Wärmepumpenheizung ist in ihrer **ökologischen Bilanz** abhängig vom verwendeten Strommix zur Bereitstellung der Antriebsenergie. Da elektrische Wärmepumpen am Aufstellort keine Schadstoffe emittieren, sondern der ggf. konventionell erzeugte Strom aus Großkraftwerken kommt, müssen die durchschnittlichen Emissionen des aktuellen Strommixes berücksichtigt werden. Der CO₂-Emissionsfaktor des deutschen Strommixes liegt für den Inlandsverbrauch bei 601 g/kWh (Stand 2012, erste Schätzungen des Bundesumweltamtes, Quelle [6]). Nimmt man eine Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 4 an, so stehen jeder kWh erzeugter Wärme nur noch 150 g CO₂ gegenüber (also ein Viertel). Zum Vergleich: Wird Erdgas als Brennstoff zum Heizen eingesetzt, beträgt sein CO₂-Emissionsgrad 202 g/kWh [6]. Mit einem sich weiterhin in Richtung erneuerbarer Energien verändernden Strommix wird der Anteil nicht-regenerativer Primärenergie, den die Elektrowärmepumpen verbrauchen, immer geringer, so dass die Wärmepumpentechnologie noch weiteres CO₂-Einsparungspotential erschließen kann.

Bei den **Installationskosten für Elektro-Wärmepumpenheizungen** lässt sich eine klare Tendenz feststellen. Die Nutzung von Umgebungsluft ist günstiger und mit weniger Platz- und Zulassungseinschränkungen zu realisieren als aufwändige Tiefenbohrungen oder sonstige Erdarbeiten. Ein Nachteil besteht dann im Winter, wenn die Luft-Wärmepumpen bei tiefen Außentemperaturen ineffizienter arbeiten und eine alternative Heiztechnik benötigt wird (z.B. Strom oder Gas). Bei Neubauten können zur Nutzung von Erdwärme Synergieeffekte genutzt werden wie z.B. ohnehin anfallende Erdarbeiten, Wegfall eines Schornsteinbaus, etc. Bei den Neubauten entscheiden sich bereits rund 30% der Bauherren für eine Wärmepumpe [1]. Der Zuwachs im Neu- und Sanierungs-Bereich hat noch weiteres Entwicklungspotential, durch die hohen Investitionskosten hängt dieser aber auch weiterhin von der Attraktivität der Förderprogramme ab. Eine Eignung für eine bestimmte Wärmepumpentechnologie lässt sich nur durch Einzelfallprüfung bestimmen. Langfristig kann mit weiterer Reifung der Technik, steigenden Stückzahlen und sinkenden Investitionskosten gerechnet werden.

Die wirtschaftliche Bilanz hängt stark vom Strompreis ab. Für elektrisch geführte Wärmepumpen

bieten einige Stromversorger spezielle **Wärmepumpentarife** an. Die Abrechnung wird mittels eines zweiten Stromzählers umgesetzt. Bei insgesamt steigenden Strompreisen ist dennoch mit einem Anstieg der Betriebskosten zu rechnen.

Im Jahr 2013 wurden in Deutschland 60.000 Wärmepumpen installiert, davon 12.000 in NRW. Insgesamt befinden sich bereits 560.000 Stück im Bestand, davon 115.200 in NRW (20%) [1][2].

Ein völlig anderes Konzept ist die klassische Erzeugung von Wärme aus elektrischer Energie zu Heizzwecken. Die **Nachtspeicherheizung** wandelt die wirtschaftlich wertvolle elektrische Energie irreversibel in thermische Energie um. Die Gesamtenergiebilanz fällt schlecht aus, da zur Erzeugung eines großen Teils der elektrischen Energie fossile Energieträger verbrannt werden müssen, um die entstehende Wärme zur Stromerzeugung zu nutzen und nach dem ebenfalls verlustträchtigen Transport desselben wieder Wärme aus dem Strom zu erzeugen. Der nicht-erneuerbare Primärenergiefaktor für in Deutschland erzeugte Nachtspeicherwärme liegt bei 2,6 [5], während eine Elektrowärmepumpe ein Viertel dieses Wertes erreichen kann (s.o.).

Der Nachtspeicherofen speichert die Wärme für einige Stunden bis wenige Tage in z.B. Schamottsteinen zwischen, während gleichzeitig über Wärmestrahlung und Konvektion (optional verstärkt durch Radiatoren) Wärme an den Raum abgegeben wird. Dieses Konzept einer Stromheizung kann dann wirtschaftlich sein, wenn zu bestimmten Uhrzeiten preisgünstige elektrische Energie bezogen werden kann. Der sogenannte Nachttarif wird zu Zeiten geringer Abnahme angeboten – typischerweise also nachts. Die so generierte Nachfrage sorgt dafür, dass ein gewisser Anteil von Grundlast-Kraftwerken nicht abgeregelt werden muss. Strombetriebene Heizungen waren in den 1950er und 1960er Jahren eine günstig nachzurüstende und gleichzeitig staub- und geruchsfreie Alternative zu Kohle oder Öl. Außerdem sind sie praktisch wartungsfrei, benötigen keinen zusätzlichen Stauraum für Tanks, Holzlager o.ä. und ersparen Investitionen in Rohrleitungen. Ein wesentlicher Nachteil in der Nutzung von Nachtspeicheröfen ist die permanente und kaum regelbare Wärmeabgabe der Heizkörper. Auch bei abgeschalteten Radiatoren wird durch Wärmestrahlung und Konvektion Wärme an den Raum abgegeben, wodurch es zu einer Temperaturüberhöhung kommen kann. Auf der anderen Seite kann die elektrische Leistungsaufnahme nur so weit reduziert werden, dass in den Zeiträumen zu denen kein Nachtstrom angeboten wird eine gewisse Mindesttemperatur gehalten werden kann. Neben den klassischen Zimmerheizungen gibt es auch Produkte mit integrierter Warmwasserbereitstellung oder Fußboden-Nachtspeicherheizungen. Da in Deutschland 2007 der vergünstigte Steuersatz für „Nachtstrom“ entfallen ist, wird seitdem bei Gebäudesanierungen oder Neubauten nur noch in Ausnahmefällen darauf zurückgegriffen. Aktuell werden etwa 2,3% der Wohnungen mit Direktstrom beheizt ([3] S. 82). Für die langfristige Perspektive ist derzeit offen, ob der direkt-elektrisch gedeckte Wärmebedarf der Haushalte noch einmal eine Renaissance erlebt, um gezielt Lastspitzen aus dem zunehmend mit volatilen Einspeisern konfrontierten Stromnetz zu nehmen.

Es erscheint wesentlich wahrscheinlicher, dass langfristig zum Zweck des Lastmanagements verstärkt elektrisch betriebene, per Rundsteuersignal ferngesteuerte Wärmepumpen eingesetzt werden, da diese eine wesentlich höhere Effizienz aufweisen [16]. Voraussetzungen sind zunächst die weitere Marktdurchdringung und Kostensenkungen bei den Wärmepumpen und die Etablierung von kostengünstiger Regelungs-, Kommunikations-, und Abrechnungselektronik. Bis dahin bleibt für die Power-to-Heat Anwendung die groß dimensionierte Wärmeherzeugung in den Fernwärmenetzen unter Verwendung von verfügbarer und etablierter Technologie.



- [1] ENERGIEAGENTUR.NRW: *Zukunftsenergieland Nr. 1 NRW: Daten, Fakten und Zahlen - ENERGIE*. URL <http://www.energieagentur.nrw.de/zukunftsenergieland-nr-1-nrw-daten-fakten-und-zahlen-energie-23861.asp>. - abgerufen am 2014-03-04. ⚭ www.energieagentur.nrw.de
- [2] ENERGIEAGENTUR.NRW: *115.200 Wärmepumpen in Nordrhein-Westfalen in Betrieb*. URL <http://www.energieagentur.nrw.de/waermepumpen/91200-waermepumpen-in-nordrhein-westfalen-in-betrieb-16637.asp>. - abgerufen am 2014-03-04. ⚭ [EnergieAgentur.NRW.de](http://www.energieagentur.nrw.de)
- [3] DIEFENBACH, NIKOLAUS ; CISCHINSKY, HOLGER ; RODENFELS, MARKUS ; CLAUSNITZER, KLAUS-DIETER: *Datenbasis Gebäudebestand Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand*, Bremer Energie Institut (BEI), Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU) (2010). ⚭ http://datenbasis.iwu.de/dl/Endbericht_Datenbasis.pdf
- [4] HEILEK, CHRISTIAN ; KÜHNE, MAXIMILIAN ; TZSCHEUTSCHLER, PETER: *Energiewirtschaftliche Bewertung der Wärmepumpe in der Gebäudeheizung - Studie im Auftrag des Bundesverbandes Wärmepumpe e. V., Technische Universität München Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner, Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher* (2013). ⚭ https://www.waermepumpe.de/uploads/tx_bwppublication/Energiewirtschaftliche_Bewertung_der_W%C3%A4rmpumpe_-_BWP-Studie_2013.pdf
- [5] OSCHATZ, BERT ; MAILACH, BETTINA: *BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2010*, Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH (2010). ⚭ <http://www.energiwelt.de/web/cms/mediablob/de/1524988/data/1127876/4/energieberatung/heizung/Studie-BDEW-Heizkostenvergleich-Altbau-2010.pdf>
- [6] ICHA, PETRA: *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012*, Herausgeber: Umweltbundesamt, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau; Redaktion: Fachgebiet I 2.5 Energieversorgung und -daten Marion Dreher (2013). ⚭ <http://www.umweltbundesamt.de>
- [7] KÖLBL, I. ; WAGNER, S.: *Marktübersicht Wärmepumpen, Elektropraktiker*, Berlin 56 6 (2002). ⚭ http://www.bauweise.net/grundlagen/technik/waermepumpe/markt/marktuebersicht_epwp.pdf
- [8] *Wärmepumpe: Preise, Kosten und Wirtschaftlichkeit*. URL <http://www.heizsparer.de/heizung/heizungssysteme/waermepumpe/waermepumpen-kosten>. - abgerufen am 2014-02-25. ⚭ [heizsparer.de](http://www.heizsparer.de)
- [9] *Wärmepumpen Preise*. URL <http://www.waermepumpen.info/ratgeber/preise>. - abgerufen am 2014-02-27. ⚭ [Waermepumpen.info](http://www.waermepumpen.info)
- [10] STIFTUNG WARENTEST: *Mit Strom Wärme pumpen* (2007)
- [11] DIEFENBACH, NIKOLAUS ; LOGA, TOBIAS ; GROBKLOS, MARC ; HERBERT, CARSTEN: *Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand*, IWU Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Annastr. 15, 64285 Darmstadt (2002). ⚭ http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/werkzeuge/IWU_Anlagenkennwerte_Bestand.pdf
- [12] GÄBLER, WOLFGANG ; LECHNER, STEFAN: *Power to Heat: Projekt Wärmespeicher Forst - Lausitz*. URL http://www.eti-brandenburg.de/fileadmin/user_upload/energietag_2013/Forum_1/3_Gaebler.pdf. - abgerufen am 2014-02-07
- [13] *Erneuerbare Energien Wärmepumpen mit Prüfcertifikat des COP-Wertes*, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Leitungsstab Presse- und Sonderaufgaben, Frankfurter Str. 29-35, 65760 Eschborn (2014). ⚭ http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/publikationen/energie_ee_waermepumpe_liste_ab_2013.pdf
- [14] *Marktübersicht Gaswärmepumpen 2013/14*, Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE), Robert-Koch-Platz 4, 10115 Berlin (2013). ⚭ http://asue.de/cms/upload/broschueren/2013/marktuebersicht_2013/asue_marktuebersicht_gwp_2013.pdf
- [15] *Marktübersicht Wärmepumpen zur Nutzung von Erdwärme*, IKZ-Energy Heft 1 2009 (2009)
- [16] NABE, CHRISTIAN ; HASCHE, BERNHARD ; OFFERMANN, MARKUS ; SEEFELDT, FRIEDRICH ; THAMLING, NILS ; DZIOMBA, HENRI: *Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strom und zur Netzintegration erneuerbarer Energien*, Ecofys Germany GmbH, Prognos AG; BMWi Vorhaben Nr. 50/10 (2011). ⚭ <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/potenziale-der-waermepumpe.property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>



Blockheizkraftwerke (BHKW) / Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

basierend auf Ottomotoren

Technische Daten *

	2014	2020	2030	2050
CO ₂ -Emissionsgrad Erdgas	202 g/kWh [1]			

Leistungsklasse bis 10 kW_{el}

Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	85-105% [2]	→	→	→
davon elektrischer Wirkungsgrad	25-33% [2]	→	→	↗
typ. Stromkennzahl	0,43[2][3]	→	→	↗
Emissionen NO _x / CO (mg/Nm ³)	ab 50/22[2]	→	→	↘

Leistungsklasse 10 bis 100 kW_{el}

Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	86-104% [2]	→	→	→
davon elektrischer Wirkungsgrad	27-35% [2]	→	→	↗
typ. Stromkennzahl	0,6 [2]	→	→	↗
Emissionen NO _x / CO (mg/Nm ³)	ab 52/60 [2]**	→	→	↘

Leistungsklasse ab 100 kW_{el}

Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	33-93% [2]	→	↗	↗
davon elektrischer Wirkungsgrad	33-49% [2]	→	→	↗
typ. Stromkennzahl	0,7-1,0 [2]	→	→	→
typ. Emissionen NO _x / CO (mg/Nm ³)	ab 125/150 [2]	→	→	↘

* als Brennstoff wird Erdgas angenommen; Daten für andere Brennstoffe ggf. abweichend
** Herstellerangaben

Kosten in €

	2014	2020	2030	2050
--	------	------	------	------

Leistungsklasse bis 10 kW_{el} [1]

Investitionskosten (1000 € / kW _{el})	ab 2,5	→	↘	↘
Instandhaltungskosten (ct / kWh _{el})	ab 4,0	→	→	↘
Generalüberholung (1000 € / kW _{el})	ab 0,5	→	→	↘

Leistungsklasse 10 bis 100 kW_{el} [1]

Investitionskosten (1000 € / kW _{el})	1,2-2,0	→	↘	↘
Instandhaltungskosten (ct / kWh _{el})	2,0-4,0	→	→	↘
Generalüberholung (1000 € / kW _{el})	0,2-0,5	→	→	↘

Leistungsklasse ab 100 kW_{el} [1]

Investitionskosten (1000 € / kW _{el})	0,25-1,2	→	↘	↘
Instandhaltungskosten (ct / kWh _{el})	0,5-2,0	→	→	↘
Generalüberholung (1000 € / kW _{el})	0,08-0,2	→	→	↘

Stand der Technik und Potential

Der **Ottomotor** ist eine ausgereifte Technik mit einem reichen Erfahrungsschatz aus über 100 Jahren Einsatz im Kraftfahrzeugbereich. Bei jeder Bewegung des Kolbens in seinem Zylinder zwischen den beiden Punkten maximaler Auslenkung spricht man von einem Takt. Der Ottomotor-Prozess ist ein Vier-Takt-Prozess und lässt sich wie folgt beschreiben. Im ersten Takt wird das Brennstoff-Luft-Gemisch in den Zylinder gesaugt, der Kolben weicht dabei zurück; danach schließt das Einlassventil. Im zweiten Takt bewegt sich der Kolben in den Zylinder hinein und verdichtet das Gemisch. Im dritten Takt wird das Gemisch von einer Zündkerze gezündet, so dass es expandiert und der Kolben sich wieder zurück bewegt. Im vierten Takt wird das Auslassventil geöffnet, so dass der in den Zylinder einfallende Kolben das Abgas ausstoßen kann.

Im KWK- (bzw. BHKW-) Einsatz bilden Ottomotoren bei Weitem die marktdominierende Technologie und sind somit aktueller **Stand der Technik**, die alle Leistungsbereiche abdeckt. Sie liefern dabei Strom mit einem hohen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 33% im Mikro-BHKW Bereich (bis 10kW) und bis zu fast 50% im Bereich großer Blockheizkraftwerke.

Zusätzlich machen KWK-Technologien die bei der Stromproduktion anfallende **Wärme nutzbar**, so dass Gesamtwirkungsgrade für Strom- und Wärmeproduktion von deutlich über 90% bezogen auf den Brennwert des eingesetzten Erdgases möglich sind. (Bezogen auf den Heizwert können 100% knapp übertroffen werden.) Dies stellt einen wesentlichen Vorteil gegenüber konventionellen Großkraftwerken dar, die durch eine typischerweise fehlende große Wärmesenke den Hauptteil ihrer Abwärme in die Umwelt abgeben müssen.

Die **Schadstoffemissionen** der Otto-KWK-Anlagen hängen – neben der Beschaffenheit des Brennstoffs – wie beim Kraftfahrzeug stark vom verwendeten Katalysator ab. Üblich ist die Verwendung von 3-Wege-Katalysatoren bei den kleineren Anlagen und vorwiegend Oxidations-Katalysatoren in der großen Anlagenklasse. Unter optimalen Betriebsbedingungen (nach der Startphase) werden erhebliche Schadstoffreduktionen erzielt. Die CO₂ Emissionen sind für Erdgas bezogen auf den Brennstoffeinsatz 202 g/kWh [1]. Zum Vergleich: Wegen der typischen Wirkungsgrade von Großkraftwerken zur Stromproduktion (49%) liegt der CO₂-Emissionsfaktor für Strom aus Erdgas im Jahr 2010 bei 411 g/kWh [1]. Somit stellen Erdgas-BHKW, die auch die Abwärme nutzbar machen, ein erhebliches CO₂-Reduktionspotential dar.

Auch die **Schallemissionen** werden - zumindest für die kleine und mittlere Leistungsklasse - von den Herstellern angegeben und liegen in 1m Abstand typischerweise zwischen 50dB(A) und 70dB(A).

Die **Anschaffungskosten** der Ottomotor-KWK Anlagen aller Leistungsklassen entfallen zu 73-87% auf den verbauten Motor [2]. Dementsprechend liegt hier das größte Kostensenkungspotential. Für jegliche Amortisationsrechnung ist die Erfassung von Motorenlebensdauern und Anlagenstandzeiten eine Voraussetzung. Verlässliche Angaben hierzu sind allerdings für die junge Technologie bislang nicht verfügbar.

Für Anwendungen jenseits des klassischen Brennstoffes Erdgas existiert am Markt eine Vielzahl von Otto-KWK-Anlagen, die unter anderem oder speziell für den Einsatz mit Biogas, Klärgas, Deponiegas, Grubengas, Heizöl oder Rapsöl geeignet sind. Die obige Tabelle beschränkt sich auf Kenndaten für den Erdgaseinsatz.

Aktuell befinden sich eine Reihe **alternativer Verbrennungstechnologien** in der Entwicklung und in Einzelfällen bereits in der Markteinführung. Ihre geringe Verfügbarkeit erlaubt jedoch Stand 2014 noch keine repräsentative Abbildung in tabellarischer Form, analog zu den Otto- oder Stirlingmotoren. **Dampfmotoren** spielen bislang keine nennenswerte Rolle im KWK-Bereich, sind jedoch eine gut regelbare und emissionsarme Technik. Die vergleichsweise niedrigen elektrischen Wirkungsgrade (10-15%) [3] machen die Dampfmotoren-KWK ähnlich wie die Stirlingmotoren zu einer Technik für hohe Wärmebedarfe.

Auch **Gasturbinenprozesse** können im KWK-Bereich eingesetzt werden und bieten eine lastmodulierende Fahrweise mit hoher Verfügbarkeit. Anlagen im kleinsten Leistungsbereich befinden sich bislang im Prototypstadium [4].

- [1] ICHA, PETRA: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, Herausgeber: Umweltbundesamt, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau; Redaktion: Fachgebiet I 2.5 Energieversorgung und -daten Marion Dreher (2013). — <http://www.umweltbundesamt.de>
- [2] *BHKW-Kenndaten 2011* : Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE), Litfaß-Platz 3, 10178 Berlin; Stadt Frankfurt am Main - Der Magistrat - Energiereferat, Energiekonzepte Versorgungstechniken, Galvanistr. 28, 60486 Frankfurt am Main, 2011. — <http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/bhkw-kenndaten/asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf>
- [3] BULLER, MICHAEL: *Ganzheitliche Betrachtung des Mikro-KWK Potenzials im Wohngebäudebestand Korrelation zwischen Kraft-Wärme-Kopplung und Dämmmaßnahmen*. Bonn : wvgw, Wirtschafts- und Verl.-Ges. Gas und Wasser, 2011
- [4] *Statusreport 2013 Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Status und Perspektiven*. Düsseldorf : Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI), VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt, 2013



Blockheizkraftwerke (BHKW) / Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

basierend auf Stirlingmotoren

Technische Daten *

	2014	2020	2030	2050
CO ₂ -Emissionsgrad Erdgas	202 g/kWh [1]			

Leistungsklasse bis 10 kW_{el}

Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	95-107% [2]	bis 107%	bis 107%	bis 108%
davon elektrischer Wirkungsgrad	10-15% [2]	bis 17%	bis 19%	bis 22%

Leistungsklasse 10 bis 100 kW_{el}

Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	81% **	bis 90%	bis 100%	bis 108%
davon elektrischer Wirkungsgrad	28% **	bis 29%	bis 31%	bis 34%

* als Brennstoff wird Erdgas angenommen; Daten für andere Brennstoffe ggf. abweichend
 ** schwache Datenlage

Kosten in €₂₀₁₄

	2014	2020	2030	2050
--	------	------	------	------

Leistungsklasse bis 10 kW_{el}

Investitionskosten (1000 € / kW _{el})	ab 12 [2]	→	→	→
Instandhaltungskosten (ct / kWh _{el})	?	?	?	?
Generalüberholung (1000 € / kW _{el})	?	?	?	?

Leistungsklasse 10 bis 100 kW_{el}

Investitionskosten (1000 € / kW _{el})	?	?	?	?
Instandhaltungskosten (ct / kWh _{el})	?	?	?	?
Generalüberholung (1000 € / kW _{el})	?	?	?	?

Stand der Technik und Potential

Stirlingmotoren vollziehen – wie die Ottomotoren – einen Vier-Takt-Prozess (siehe Steckbrief „Blockheizkraftwerke (BHKW) / Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) basierend auf Ottomotoren“).

Die Wärme wird dem Arbeitsgas allerdings extern zugeführt und es werden zwei anstatt nur einem Kolben verwendet, die sich um 90° phasenverschoben zueinander bewegen und dieselbe Kurbelwelle nutzen. Der Arbeitskolben bringt die genutzte Arbeit auf, während der gasdurchlässige Verdrängerkolben (der Regenerator) die Funktion eines bewegten Wärmespeichers übernimmt, der das Arbeitsgas zwischen der Heißzone und der Kaltzone hin und her bewegt.

Der Stirlingmotor liefert einen geringeren elektrischen Wirkungsgrad (10-16%)⁴ als der Ottomotor und erscheint daher für gezielte P2G-G2P-Anwendungen ungeeignet. Seine Anwendung ergibt allerdings bei einem sehr hohen Wärmebedarf im Vergleich zum Strombedarf Sinn, andernfalls ist zurzeit der Ottomotor überlegen.

Stärken des Stirlingmotors sind ein hoher Gesamtwirkungsgrad, geringer Wartungsaufwand und niedrige Geräuschemissionen. Da das Arbeitsgas (z.B. Helium) im Motor bleibt und bis auf Abrieb nicht verunreinigt wird, kann ein Stirlingmotor **besonders wartungsarm** sein und höhere Lebensdauern aufweisen als z.B. Otto- oder Dieselmotoren. Der Verbrennungsprozess spielt sich extern ab und lässt sich daher besonders einfach, effizient und emissionsarm gestalten. Der Motor verlangt keinen speziellen Treibstoff und ist daher leicht **auf unterschiedlichste Anwendungen auslegbar**.

Stirling-KWK-Anlagen kleiner 10 kW_{el} sind für die Anwendung im häuslichen Umfeld geeignet und erste Modelle sind bereits am Markt verfügbar. Anlagen der Leistungsklasse über 10 kW_{el} werden derzeit entwickelt oder befinden sich im Teststadium. Eine Reihe von Forschungsprojekten verwendet alternative Brennstoffe wie Biomasse oder Holzhackschnitzel. Großanlagen über 100 kW_{el} sind noch nicht realisiert worden. Der Grund hierfür ist der geringe elektrische Wirkungsgrad bzw. fehlende Anwendungen mit sehr großen Wärmesenken.

[1] ICHA, PETRA: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, Herausgeber: Umweltbundesamt, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau; Redaktion: Fachgebiet I 2.5 Energieversorgung und -daten Marion Dreher (2013). — <http://www.umweltbundesamt.de>

[2] *Marktübersicht für kleine Blockheizkraftwerke bis 10 Kilowatt elektrische Leistung* : Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen, 2013

Biomasse für Strom und Wärme

Bestand in Deutschland

Installierte Leistung		2012	2020	2030
Biogas	MWel	3450 [1]	↗	→
Biomasse (fest)	MWel	2018 [1]	↗	→
Brennstoffe (flüssig)	MWel	250 [1]	↗	→
Pellets	MWth	3504 [13]	→	→

Bestand in Nordrhein-Westfalen*

Installierte Leistung		2012	2020	2030
Biogas	MWel	250 [1]	↗	→
Biomasse	MWel	630 [12]	↗	→
Pellets	MWth	383 [13]	→	→

*flüssige Biomasse für NRW nicht betrachtet, da der Anteil an stationären Anlagen in Deutschland unter 5% liegt.

Wirkungsgrad

Biogas [Quelle]	Häufigkeit NRW	2012	2020	2030
0-500 kWel	85%	38%	→	→
501-1000 kWel	11%	41%	→	→
>1000 kWel	4%	44%	→	→

Pellets [3]****		2012	2020	2030
10-20 kW _{th} (Volllast)		90%		

HKW [2]	Häufigkeit DE [Quelle]	2012	2020	2030
0-500 kWel	52%	40% _{el} 89% _{th}	→	→
501-5000 kWel	29%	83-85% _{el} 36-76% _{th}	→	→
>5000 kWel	18%	80-90% _{el} [5]	→	→

****Bildet für Kessel und Öfen die Nennwärmeleistung als Durchschnittswert ab.

Investitionskosten €/kW_{el}

Biogas [8]		2012	2020	2030
75-250 kWel		9000 - 6000	→	↘
251-750 kWel		4600 - 4000	→	→
>750 kWel		3500		
BHKW [9]		2012	2020	2030
50-600 kWel		8800 - 5200		
601-1200 kWel		5200 - 4600		
>1200 kWel		5000 - 2600		
Pellets [13]*****		2012	2020	2030
0- 30 kW _{th}		754		
31- 100 kW _{th}		466		

*****plus eigene Berechnungen.



Stromgestehungskosten ct/kWh				
Biogas [*2]		2012	2020	2030
6000-8000 h/a	[10] S.17	13,6 - 21,5	↘ [*3]	↘ [*3]
75 kWel		30		
500 kWel		17		
1000 kWel		15		
Brennstoff- / Substratpreise (€/kg) (€/MJ) (€/kWh)				
		2012	2020	2030
Biogas[*1][10] S.15	(€/kWh)	0,03 (2013)	→	→
Pellets	(€/t)	273 [14]	↗	↗
Energiedichte(kWh/kg bzw. kWh/m3)				
		2012	2020	2030
Biogas	(kWh/m3)	5,0 -7,5 [*4]	in Arbeit	in Arbeit
Pellets	(kWh/kg)	4,5- 5,3 [*5]	→	→
<p>[*1] Die Substratpreise für Biogas variieren sehr durch die Möglichkeit die verschiedenen Substratarten zu mischen (Maissilage, Festmist, Gülle etc.) Die Substrate haben jeweils unterschiedliche Preise und Energieerträge. Preise sollen lt. [10] bis einschl. 2030 konstant bleiben (innerhalb der Spannweite 0,025 - 0,04 €/kWh_{th}) das untere Level steigt nach dem Zeitraum an so dass nur noch 0,04 €/kWh_{th} angegeben werden.</p>				
<p>[*2] Die Werte aus der Quelle [10] (Stromgestehungskosten) berücksichtigen bei den Biogasanlagen nicht die Wärmegutschrift des EEG. Die Werte beziehen sich auf Großanlagen (>500 kWel) Vgl. [10] Seite 22</p>				
<p>[*3] Auf Grund der schlechten Datengrundlage wird hier auf zwei Quellen verwiesen: 1) Prognose 2020/2030 lt. [10] konstant, da keine Lernkurve im Bereich Wirkungsgrade oder Stromgestehungskosten 2) Lt. [11] entwickeln sich die Stromgestehungskosten wie folgt: 11,8 ct/kWh (2012), 9,2 ct/kWh (2020) und 8,7 ct/kWh (2030). Es handelt sich dabei um Mittelwerte (= keine Leistungsklassen; stattdessen Parametervariation über VLS und Substratpreise vgl. [10])</p>				
<p>[*4] Abhängig von der Methankonzentration. Diese kann zwischen 50% und 75% liegen, Heizwert für reines Methan: 9,97 kWh/m³</p>				
<p>[*5] Je nach Sorte Pellets. Laut Angaben des Pellet Verbandes werden zwei Sorten Pellets verkauft.</p>				

Stand der Technik

Der Biomasse kommt im Kontext der Energieversorgung und vor dem Hintergrund des steigenden Erneuerbaren-Energien-Anteils am Strom-/Wärmemix eine besondere Bedeutung zu. Biomasse ist in einem sehr breiten Anwendungsgebiet (Gas, Strom, Wärme und Verkehr) z. B. als Biogas/-methan, in Kraftwärmekopplung oder als Kraftstoff nutzbar. Es ist dazu in einer Vielzahl an Erscheinungsformen wie Scheitholz, Hackschnitzel, Pellets, Silage, Gülle etc. verfügbar. Zudem lässt sich Biomasse in der Regel gut lagern und in europäischen Breiten gut bis sehr gut anbauen bzw. bewirtschaften. Biomasse-Anlagen für die Strom- und Wärmeerzeugung sind in verschiedenen Ausführungen und Größen kommerziell verfügbar und gehören zum Stand der Technik. Bezogen auf die etablierten Techniken ist jedoch „nur“ noch mit inkrementellen Innovationen und Verbesserungen zu rechnen. Es gibt jedoch auch noch Bereiche wie die Holvergasung mit größeren FuE-Anteilen und generellen Innovationspotenzialen.

Biogas

Biogasanlagen werden in weiten Teilen des Landes dezentral von Bauern und Unternehmen betrieben und sind oft an den Substratentstehungsorten angesiedelt. Bei der Biogasgewinnung können feste wie flüssige Substrate eingesetzt werden. Für flüssige Substrate (Gülle) dient die Vorgrube als Zwischenspeicher und reguliert gleichzeitig die Beschickung des Fermenters. Im Fermenter entsteht als Produkt eines Vergärungsprozesses Biogas. An diesem Vergärungsprozess sind unterschiedliche Mikroorganismen beteiligt, die in voneinander abhängigen Teilprozessen Biomasse fast vollständig in Biogas umwandeln. Angesichts einer hohen Sensibilität der eingesetzten Mikroorganismen gegenüber Temperaturschwankungen werden mittels einer externen Fermenterbeheizung stabile Prozessbedingungen erreicht. Das Substrat kann in der Zusammenstellung stark variieren, was die Verweildauer im Faulraum und die Anforderungen an die Bakterienkulturen beeinflusst. Diese müssen ggf. dem Substrat und eventuell den vorhandenen Hemmstoffen angepasst werden. Hemmstoffe können z.B. Antibiotika und Desinfektionsmittel sein. Wenn eine Anpassung des Prozesses durch Variation der Bakterien nicht möglich ist muss ggf. das Substrat im Vorfeld entsprechend behandelt werden. Die Rückstände des Vergärungsprozesses werden als Gärreste bezeichnet und im Gärrestlager gesammelt. Ausschlaggebend für die Gasqualität ist der Methangehalt, der den Heizwert des Biogases bestimmt. Je nach Substratbeschickung und Prozessführung kann der Methangehalt Werte zwischen 50-75 Vol% erreichen. Der Heizwert von Biogas ergibt sich aus dem Produkt der gemessenen Methankonzentration mit dem Heizwert von Methan. Der Heizwert von reinem Methan beträgt 35880 kJ/Nm^3 bzw. $9,97 \text{ kWh/Nm}^3$. Das entstandene Biogas wird in einem Blockheizkraftwerk eingesetzt. Ein Blockheizkraftwerk ist eine Anlage, die basierend auf dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung aus einem Produktionsprozess sowohl elektrische Energie als auch Wärme hervorbringt. Blockheizkraftwerke können im Vergleich zu konventionellen Kondensationskraftwerken dadurch sehr hohe Nutzungsgrade von bis zu 90% erreichen.

Im Jahr 2012 waren Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von 3.450 MW installiert. Davon standen 7,2% in NRW. Der Großteil der in NRW verorteten Anlagen (85% bzw. mind. 425 Anlagen) haben eine Leistung von $\leq 500 \text{ kW}_{el}$. Nur wenige (max. 10) Anlagen liegen oberhalb der 1 MW_{el} -Grenze.

Des Weiteren kann Biogas nach entsprechender Aufbereitung (Entfernung von Schwefelwasserstoffen (H_2S), Kohlendioxid (CO_2), Wasser sowie Konditionierung zur Heizwertanpassung) als Biomethan ohne Schwierigkeiten in das Erdgasnetz eingespeist werden. Dabei muss jedoch die Energiedichte des Biogases aus abrechnungstechnischen Gründen der des Erdgas entsprechen.

Biogas – Ausblick

Die Entwicklung der Biogasbranche steht in starker Abhängigkeit von den gesetzlichen Rahmenbedingungen. Die Vergütungssätze des EEG 2009 führten zu starken Zubauraten, während die Novellierung des EEG 2012 zu einem Einbruch der Neubautätigkeit führte. Im Rahmen der aktuellen EEG-Novellierung wird der weitere Ausbau zusätzlich durch einen starren Deckel in Höhe von 100 MW/a begrenzt. Des Weiteren haben die seit Jahren ansteigenden Substratpreise negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlagen. Jedoch ist das technische Potential dieser Technologie im Energiesystem enorm. Biogasanlagen können Ausgleichsenergie bedarfsgerecht liefern, sind grund- als auch spitzenlastfähig und stellen somit eine wichtige Säule der Energiewende dar. Aus technischer Sicht besitzen Biogasanlagen das Potential, zielgerichtet und marktorientiert Strom zu produzieren. Somit können Biogasanlagen ausgleichend zu den stark volatilen Stromquellen, Wind- und Solarenergie, wirken.

Aufgrund der jüngsten rechtlichen Neuregelungen werden möglichst hohe Erträge künftig nicht mehr durch eine maximale, sondern vielmehr über eine intelligente und marktorientierte Stromproduktion generiert. Werden in der Zukunft weiterhin die Substratpreise ansteigen, wird der Zubau an neuen Biogasanlagen weiterhin wirtschaftlich schwer zu realisieren sein. Von zentraler Bedeutung für die weitere Entwicklung wird das Repowering, sowie die Modifizierung von bisher bestehenden Anlagen sein.

Biomasse (fest)

Im Wesentlichen geht es bei der energetischen Nutzung von fester Biomasse um die thermische Wandlung, bei der zum einen Wärme für die direkte Nutzung (Nahwärmenetz, Prozesswärme, Raumwärme) erzeugt wird. Zum anderen kann jedoch aus der thermischen Energie auch Strom erzeugt werden. Bei letzterem erfolgt die elektrische Nutzung von fester Biomasse in Heizkraftwerken und kann mit verschiedenen Techniken erfolgen; per Dampfturbine, dem Organic-Rankine-Process (ORC) oder mittels einer Holzvergasung und einem Gasmotor. Diese Verfahren sind aber durchweg nicht in großer Anzahl im Einsatz. Bei den HKW, ist die vorgesehene Fahrweise (strom- bzw. wärmegeführt) ausschlaggebend.

In Deutschland war im Jahr 2012 insgesamt eine elektrische Leistung von 2018 MW für die Stromerzeugung aus fester Biomasse installiert. Davon waren 26,3 % (630 MW_{el}) in NRW installiert [12]. Die Hälfte der Anlagen entfiel dabei auf die Leistungsklasse bis 500 kW_{el} und die andere Hälfte auf die Klasse 501 bis <5000 kW_{el} (Vgl. mit Tabelle).

Im Wesentlichen bezieht sich die Biomassenutzung aber auf die thermische Verwertung von Holz in Form von Hackschnitzel in BHKW (bis mehrere MW_{el}) bzw. als Pellets in kleinen bis mittelgroßen Heizungsanlagen. Zu der ‚festen‘ Biomasse werden Hackschnitzel, Pellets, Scheitholz, Hackgut aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) und Abfallprodukte der Landwirtschaft und der Holzverarbeitenden Industrie verwendet. Es gibt eine Vielfalt an Nutzungsmöglichkeiten, von privaten Scheitholz – und Pelletanlagen bis zu großtechnischen Anlagen wie BHKW's, Hackschnitzel-Co-Feuerungen mit KWK und Holzvergasung etc.

Bei der energetischen Verwertung kommt es auf die Brennstoffeigenschaften an, die bei Holz bedingt sind durch die relative Feuchtigkeit aber auch durch die Holzart und die Darreichungsform. Quellen für feste Biomasse sind im wesentlichen die Wald- und Forstwirtschaft, Landschaftspflege, sowie die Landwirtschaft (Kurzumtriebsplantagen - KUP) aber auch das Holzverarbeitende Gewerbe (Sägewerke etc.). Die Energiedichte von Holz variiert je nach Angabe von Laub- zu Nadelholz stark. So werden in der Literatur für Buche und Birke 4,15 kWh/kg für Fichte und Kiefer hingegen 4,32 kWh/kg angegeben. Bei einer volumenabhängigen Energiedichteangabe ergibt sich für Buche: 2720 kWh/FM, Birke: 2570 kWh/FM, Kiefer: 2190 kWh/FM und für Fichte nur 1930 kWh/FM. Die Energiedichten für Hackgut aus der Landschaftspflege u.ä. Bereichen liegen durch ggf. hohe Blätteranteile mitunter darunter.

Die Investitionen für die verschiedenen Techniken lassen sich im allgemeinen so charakterisieren, dass die spezifischen Kosten (€/kW_{el}) mit steigender Anlagengröße sinken. Dies gilt für Biogas (75->750 kW_{el}: 9000-3500 €/kW_{el}) aber auch für BHKWs (50->1200 kW_{el}: 8800-2600 €/kW_{el}) (Vgl. Tabelle & [8,9]). Pelletanlagen hingegen lassen sich in diesem Rahmen nicht klassifizieren. Die Kosten für Pelletanlagen liegen je nach Größenklasse zwischen 460 und 750 €/kW.

Biomasse (fest) – Ausblick

Für Deutschland besteht ein technisches Brennstoffpotential von forstwirtschaftlichen Biomassen i.H. von 26,5 Mio. tatro bzw. 5111 PJ. Davon wird bereits heute (Stand 2011) knapp die Hälfte für die energetische Nutzung bereitgestellt. Der ungenutzte Zuwachs liegt bei 8,6 bzw. 5,1 Mio. tatro/a und bietet daher noch ein großes Nutzungspotential (164 bzw. 1010 PJ/a).

In NRW wird der Zuwachs bereits komplett eingeschlagen, daher ist das verbleibende Potential relativ gering.

- [1] [BMWi: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland \(Stand Februar 2014\):
http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/agee-stat-zeitreihen.property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xlsx](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/agee-stat-zeitreihen.property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xlsx)
- [2] https://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Berichte_Projektdatenbank/3330002_Stromerzeugung_aus_Biomasse_Endbericht_Veroeffentlichung_FINAL_FASSUNG.pdf
- [3] <http://www.hochschule-biberach.de/documents/46960/2ab2bef8-7949-4916-84eb-ee0bd0dd666f> (unter Angabe der Primärquelle [4])
- [4] http://www.holzpellets-boerse.de/marktuebersicht_pellet_zentralheizung.pdf
- [5] http://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projektwebsites/lci_bmwi/ergebnisse/biomasse.pdf
- [6] [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/13-11-11_Biogas%20Branchenzahlen_2013-2014.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/13-11-11_Biogas%20Branchenzahlen_2013-2014.pdf)
- [7] <https://www.landwirtschaftskammer.de/landwirtschaft/technik/biogas/pdf/biogas-in-nrw-2013.pdf>
- [8] <http://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>
- [9] http://www.depv.de/de/home/marktdaten/entwicklung_pelletheiungen/
- [10] FH ISE 2013 Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien
- [11] Leitstudie 2011 - Datenanhang 2
- [12] <http://www.energieatlasnrw.de/site/nav2/Biomasse.aspx?P=3>
- [13] Datenbank des Biomasseatlas
- [14] Deutsches Pellet Institut GmbH;
http://www.depi.de/media/filebase/files/infothek/images/Jahresdurchschnittpreise_Pellet_2013.jpg

CO₂-Quellen			
Technische Daten			
Fossile CO₂-Quellen			
	2013	2020	2040
Thermische Kraftwerke mit fossiler Energie [1]*			
Installierte Leistung in Deutschland	59,59 GW_{el}	↘	↘
Braunkohle	20,43 GW _{el}	↘	↘
Steinkohle	24,69 GW _{el}	↘	↘
Erdgas	14,47 GW _{el} **	→	↗
Installierte Leistung in NRW		↘ [2]	↗ [2]
Braunkohle	10,19 GW _{el}	↘ [2]	↘ [2]
Steinkohle	11,13 GW _{el}	↘ [2]	↘ [2]
Erdgas	4,39 GW _{el} **	→ [2]	↗ ↗ [2]
CO₂-Emissionen aus Kohle, Erd- und Grubengas, Deutschland 2013[3]	510 Mio. t	↘	↘
Braunkohle	181,5 Mio. t	↘	↘
Steinkohle	163,4 Mio. t	↘	↘
Erd- und Grubengas	165,1 Mio. t	↘	↘
Wirkungsgrade ohne CCS*** [3]			
Braunkohle (Dampf)	43%	46%	49%
Steinkohle (Dampf)	46%	49%	52%
Erdgas (GuD)	58%	60%	62%
Wirkungsgrade mit CCS**** [3] (Postcombustion)****			
Braunkohle		34%	39%
Steinkohle		40%	44%
Erdgas		51%	55%
*Nettostromleistung, ohne Industriekraftwerke ** inkl. Kuppel- und Grubengase *** Carbon Capture and Sequestration ****Postcombustion deshalb, weil das Verfahren auch zur Nachrüstung bereits bestehender Kraftwerke geeignet und am weitesten entwickelt ist, heute noch nicht im Einsatz in D [3]			
CO₂-Abscheideraten [4]*****			
Braunkohle (Dampf)			88% [4]
Steinkohle (Dampf)			88% [4]
Erdgas (GuD)			88% [4]
*****Postcombustion durch Aminwäsche mit Monoethanolamin/MEA-Verfahren; impliziert einen Mehrverbrauch des Primärenergieträgers: Erdgas-GuD plus 18%, Steinkohle Dampfkraftwerk plus 23% und Braunkohle-Dampfkraftwerk plus 35%			



Industrielle CO₂-Quellen			
	2013	2020	2040
Industrielle Kraftwerke mit fossiler Energie[1]*			
Installierte Leistung in Deutschland	8,95 GW_{el}		
Braunkohle	0,43 GW _{el}		
Steinkohle	1,50 GW _{el}		
Erdgas	7,02 GW _{el} **		
Bestand in NRW	3,61 GW_{el}		
Braunkohle	0,29 GW _{el}		
Steinkohle	0,66 GW _{el}		
Erdgas	2,66 GW _{el} **		
*Nettostromleistung ** inkl. Kuppel- und Grubengase			
CO₂-Emissionen aus Industriequellen			
Industrieprozesse und Industriekraftwerke in NRW	2012 [10]		
Stahlindustrie	20.470 kt		
Nicht-metallische Minerale***	10.907 kt		
Chemische Industrie	16.087 kt		
Insgesamt	53.025 kt		
***Umfasst, Zement, Kalk, Ziegel und Glas-Industrie			
Zusatzkosten fossiler thermischer und industrieller Kraftwerke mit CCS [4] ****			
Braunkohle (Dampf)		1,24 - 1,50 ct/kWh _{el} [4]	
Steinkohle (Dampf)		2,02 - 2,22 ct/kWh _{el} [4]	
Erdgas (GuD)		1,95 - 2,24 ct/kWh _{el} [4]	
****Kosten inkl. Transport und Lagerung			
Regenerative CO₂-Quellen			
	2013	2020	2040
Biogasanlagen			
Aufkommen in Deutschland	[11]		
Biogasanlagen	88.900m ³ /h Biomethan 544.140 t CO ₂ /a	→	→
Aufkommen in NRW	[11]		
Biogasanlagen	6.815 m ³ /h Biomethan 41.720 t CO ₂ /a	→	→

Stand der Technik

Die Entwicklung einer CO₂-armen/freien Stromerzeugung ist ein wichtiges politisches und gesellschaftliches Ziel für den Klimaschutz und für eine nachhaltige Energieversorgung. Bei einer Dekarbonisierung der noch fossil befeuerten Kraftwerke mittels CO₂-Abscheidung und –Speicherung (CCS), könnten die abgetrennten CO₂-Mengen teilweise auch zur Methanisierung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff genutzt werden. Dadurch könnten die zu transportierenden und zu speichernden CO₂-Mengen reduziert und Kosten eingespart werden. In der Regel wird bei der CO₂-Abscheidung von drei Verfahren gesprochen: Postcombustion-, Precombustion- und dem Oxyfuel-Verfahren. Beim Postcombustion-Verfahren wird das CO₂ aus dem Rauchgas (ca. 14%ige CO₂-Konzentration) des Kraftwerks abgeschieden. Da es gegenüber den anderen Abscheideverfahren das höchste kurz- bis mittelfristig realisierbare Potenzial für die CO₂-Reduktion insbesondere auch bei der Nachrüstung von bestehenden Kraftwerken aufweist sowie ein großtechnischer Einsatz zwischen 2020 und 2025 möglich wäre, wird es hier zur Berechnung der Kosten herangezogen [4]. Eine Nutzung von CO₂-haltigen Rauchgasen aus der Kohleverstromung ist allerdings mit erhöhtem Ressourcen-, Energie- und Kosteneinsatz verbunden und nur bedingt klimaneutral.

Eine weitere Option für die Synthese von regenerativem Methan ist die Nutzung von CO₂-Emissionen aus der Industrie. Einige Industrieprozesse, z. B. in der chemischen Industrie, produzieren besonders reine CO₂-Abgase (Ammoniakherstellung), was für eine Kopplung mit einer Methanisierung vorteilhaft wäre. Große Mengen an CO₂-Emissionen erzeugen aber vor allem die Stahlindustrie und die Zementindustrie. Bei einer Nutzung der Prozessemissionen aus der Stahl- und Zementindustrie ist in der Regel eine Aufbereitung der Abgasströme notwendig, was zu einer Effizienzminderung und Kostensteigerung im Gesamtsystem führt [5]. Generell könnte bei den zumeist kleineren Industrieanlagen mit höheren CO₂-Emissionen im Abgasstrom eine Abscheidungsanlage schneller und spezifisch kostengünstiger realisiert werden als bei großen Kohlekraftwerken. Auch stehen für einige Prozessemissionsquellen (z. B. Zementherstellung) noch keine alternativen CO₂-Minderungstechnologien zur Verfügung. Für die Stahlindustrie werden bereits in der EU-weiten ULCOS-Forschungsinitiative (Ultra Low Carbon CO₂ Steelmaking) verschiedene Verfahren und Technologien erprobt, die das Potenzial haben die spezifischen CO₂-Emissionen bei der Stahlerzeugung zu verringern. Dazu gehört nach derzeitigem Stand der Technik auch das Postcombustion-Verfahren [5]

Weitgehend klimaneutral ist eine Nutzung biogener CO₂-Quellen, wie z.B. Biogas- und Bioethanolanlagen sowie Klärwerke. Biogas aus der Landwirtschaft besteht hauptsächlich aus Methan (CH₄) und CO₂ und ist wasserdampfgesättigt. Je nach Art des Fermenters sind auch noch Stickstoff (N₂) und Sauerstoff (O₂) sowie Schwefelwasserstoff (H₂S) und Wasserstoff (H₂) und bei der Verwendung von Tierexkrementen auch Ammoniak (NH₃) im Biogas enthalten. Bei Verwendung von Bioabfällen oder Gärschlamm können im Biogas auch vermehrt höhere Kohlenwasserstoffe oder siliziumorganische Verbindungen anfallen. Bevor das Rohbiogas in das Erdgasnetz eingespeist wird oder als Kraftstoff zum Einsatz kommt, muss es noch entschwefelt, getrocknet und vom CO₂ sowie anderen Gasbegleitstoffen befreit werden. Dabei kommen folgende Verfahren zur Anwendung: die physikalische Absorption mit Wasser, die Druckwechseladsorption und die Aminwäsche - dies sind die bisher am häufigsten genutzten Verfahren. Weit weniger häufig werden die physikalische Absorption mit organischen Lösemitteln und die Membrantrennverfahren angewandt [6].

Biogene CO₂-Quellen wie Biogasanlagen mit Gasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz bieten ein technisch und wirtschaftlich interessantes Potential, da bei der Biogasaufbereitung zumeist bereits hochkonzentriertes CO₂ (bis zu 99 Vol.-%) anfällt. Die räumliche Nähe zum Gasnetz und die bereits vorhandene Gaseinspeisestationen machen Standorte von Biogasanlagen mit Gasaufbereitung für Power-to-Gas (P2G) besonders interessant [7].

Zusätzlich zu den o. g. Optionen gibt es prinzipiell noch die Möglichkeit CO₂ aus der Luft zu gewinnen, wie dies bereits in der 25 kW_{el} Pilotanlage des ZSW in Stuttgart erprobt wurde. Es gibt mehrere Verfahren zur Abtrennung von CO₂ aus der Luft, für P2G-Anlagen kommt aber nur das Absorptionsverfahren in Frage, da die anderen Verfahren zu energieintensiv sind. Die Gewinnung von CO₂ aus der Atmosphäre reduziert den Wirkungsgrad einer P2G-Anlage um etwa 15% [8]. Bisher lohnt sich der technische Aufwand dieser CO₂-Gewinnung nicht, sollten aber die biogenen Quellen erschöpft oder sehr weit entfernt sein oder aus Klimaschutzsicht die Notwendigkeit bestehen CO₂ aus der Atmosphäre zu absorbieren könnte diese Option an Attraktivität gewinnen [8].

Das für die Methanisierung von Wasserstoff benötigte CO₂ wird bei den bereits vorhandenen Anlagen in Deutschland aus verschiedenen Quellen bezogen. In der bisher größten P2G-Anlage im niedersächsischen Werlte (max. Produktionsmenge CH₄ 325 m³/h) auf dem Gelände der Abfall-Biogasanlage von EWE wird das anfallende CO₂ aus dem dort produziertem Biogas für die Methanisierung des Wasserstoffs genutzt. Das synthetisierte CH₄ wird nicht nur in das Erdgasnetz eingespeist, sondern auch von der Audi AG als Kraftstoff eingesetzt [9]. Auch in der Anlage Schwandorf 1 in Bayern wird als CO₂-Quelle Biogas genutzt (max. Produktionsmenge CH₄ 5,3 m³/h). In der in 2014 in Betrieb gehenden Anlage Schwandorf 2 (max. Produktionsmenge CH₄ 7,5 m³/h), welche die PEM-Elektrolysetechnik nutzt, wird das zur Methanisierung benötigte CO₂ aus Klärgasen einer benachbarten Kläranlage genutzt, wie auch in der P2G-Anlage der Stadtwerke Emden (max. Produktionsmenge CH₄ 14 m³/h).

In Niederaussem (max. Produktionsmenge CH₄ 1,25 m³/h) in NRW wird das CO₂ aus den Kraftwerksabgasen des dort befindlichen Braunkohlekraftwerks genutzt. Auch hier wird die PEM-Elektrolysetechnik für die Methanisierung angewandt. Das in Stuttgart 1 (max. Produktionsmenge CH₄ 12,5 m³/h) verwendete CO₂ stammt aus unterschiedlichen Quellen, wie z. B. aus Biogasanlagen, Klärgasen und aus der Umgebungsluft [9].

Die Art der CO₂-Quelle hat Auswirkungen auf die Umwelt und die Energiebilanz des entstehenden Methans und damit einen direkten Einfluss auf die Kosten [8].

- [1] Wuppertal Institut 2014: Kraftwerksdatenbank auf Basis von Angaben der BNA, des UBA, des BDEW und eigenen Berechnungen
- [2] Fishedick, M., Zeiss, C. Espert, V. 2014: Zusammenfassung der Szenarioberchnungen des Beteiligungsprozesses. Szenariendokumentation (hier zugrunde gelegt Szenario C), Wuppertal Institut im Auftrag des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes NRW
- [3] Umweltbundesamt UBA 2014: CO₂- Emissionen in Deutschland - Zeitnauschätzung für das Jahr 2013 http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/co2-emissionen_in_deutschland_zeitnauschätzung_fuer_das_jahr_2013.pdf, (aufgerufen am 09.04.2014)
- [4] Esken, A., Höller, S., Luhmann, H.-J., Pietzner, K., Vallentin, D., Viebahn, P., Dietrich, L., Nitsch, J. 2010: RECCS plus: Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂- Abtrennung und -Ablagerung (CCS). Update und Erweiterung der RECCS- Studie. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- [5] Herman, H., Matthes, F., Athmann, U. 2012: Potenziale und Chancen der Technologie zur CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen, Kurzstudie für die Umweltstiftung WWF Deutschland
- [6] Adler et al. 2014: Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung, http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfaden_biogaseinspeisung-druck-web.pdf, aufgerufen am 22.04.14
- [7] IWES: T. Trost, M. Jentsch, U. Holzhammer, S. Horn 2012, Die Biogasanlagen als zukünftige CO₂-Produzenten, Artikel aus der Zeitschrift: gwf Das Gas- und Wasserfach, Gas - Erdgas, ISSN: 0016-4909, Jg.: 153, Nr.3, 2012, Seite 172-179 <http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen/uebersicht/2012/die-biogasanlagen-als-zukuenftige-co2-produzenten.html> (aufgerufen am 09.04.2014)
- [8] Trost, T., Horn, S., Jentsch, M., Sterner, M. 2012: Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 3 S. 173-190, DOI 10.1007/s12398-012-0080-6
- [9] DVGW greenfacts ó Magazin für die Energiewende, Eine Übersicht der Power-to-gas-Projekte in Deutschland Stand 8/2013 unter: http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/Innovationsdateien/greenfacts_powertogas_landkarte.pdf, (aufgerufen am 09.04.2014)
- [10] LANUV (2014): Treibhausgas-Emissionsinventar Nordrhein-Westfalen 2012, LANUV-Fachbericht 56. Recklinghausen.
- [11] Arnold, K. (2012): Biomethan und CO₂-Nutzung: erhöhter Klimaschutzbeitrag durch Netto-Senke? Gehalten auf der ; Jahrestagung Fachverband Biogas, Bremen.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit Brennstoffzellen (BZ)

Technische Daten

	2014	2020	2030	2050
Leistungsklasse bis 10 kW_{el} (Mikro-KWK)				
Stadium	Ausarbeitungsphase / Markteinführung		Wachstumsphase	Reifephase
Brennstoffzellentypen	PEMFC, SOFC			
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf H _i) / %	82 – 98 [1], [2]			
davon elektrischer Wirkungsgrad / %	34 – 60* [1], [2]			
davon thermischer Wirkungsgrad / %	25 – 62 [1], [2]			
Stromkennzahl σ / –	0,5 – 2,5 [1], [2]			
CO ₂ -Einsparung ggü. Strom Mix / %	< 40 [3]			
Energieträger	Erdgas			

*60 % Wirkungsgrad derzeit mit SOFC-Technik realisiert[1]

Leistungsklasse ab 100 kW_{el} (BHKW)

	2014	2020	2030	2050
Stadium	Markteinführung	Wachstumsphase	Reifephase	Reifephase
Brennstoffzellentypen	PEMFC, PAFC, MCFC			
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf H _i) / %	90- 91 [4–6]			
davon elektrischer Wirkungsgrad / %	32 – 47 [4–6]			
davon thermischer Wirkungsgrad / %	43- 50 [4–6]			
Stromkennzahl σ / –	0,93 [4]			
CO ₂ -Einsparung ggü. Strom Mix / t/a	400 [4]			
Energieträger	Erdgas, Biogas, H ₂			

Kosten in €

	2014	2020	2030	2050
Leistungsklasse bis 10 kW_{el}				
Investitionskosten / 1000 € / kW _{el}	20 – 25 [7], [8]	↘	10	
Instandhaltungskosten / ct / kWh _{el}	k.A.			
Generalüberholung / 1000 € / kW _{el}	k.A.			
Leistungsklasse ab 100 kW_{el}				
Investitionskosten (1000 € / kW _{el})	8 – 10			
Instandhaltungskosten (ct / kWh _{el})	k.A.			
Generalüberholung (1000 € / kW _{el})	k.A.			

Stand der Technik und Potential

Technologie

Brennstoffzellen sind hocheffiziente, elektrochemische Stromerzeuger, die ohne den Umweg über Wärme die im Brennstoff gespeicherte chemische Energie direkt in Elektrizität umwandeln. Die Technologie basiert dabei auf der Umkehrung der Wasserelektrolyse, d.h. aus den Gasen Wasserstoff und Sauerstoff entsteht unter Abgabe elektrischer Energie und Wärme als nahezu einziges Reaktionsprodukt Wasser. Als Hauptanwendungsgebiet für stationäre Brennstoffzellensysteme wird die dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung auf Erdgasbasis betrachtet (siehe Bild 1). Bei den Anlagengrößen gibt es im Wesentlichen zwei Entwicklungsrichtungen, das Kleinsystem (Mikro-KWK) mit einer elektrischen Leistung von bis zu 5 kW zur Versorgung von Wohngebäuden mit Strom und Wärme [9] und das Blockheizkraftwerk mit einigen hundert kW elektrischer Leistung zur Kraft-Wärme Kopplung. Der Leistungsbereich von 10 kW bis ca. 100 kW spielt in der Betrachtung von stationären Brennstoffzellen bislang eine untergeordnete Rolle. Im Vergleich zu konventionellen KWK-Technologien weisen Brennstoffzellensysteme insbesondere den Vorteil auf, hohe Stromkennzahlen von bis zu 2,5 zu erreichen. So können hohe Jahresnutzungsgrade und in Kombination mit Wärmespeichern (siehe Steckbrief „Wärmespeicher“) hohe Wärme-Deckungsgrade erzielt werden. Hohe elektrische Wirkungsgrade von bis zu 60 % und Gesamtwirkungsgrade von bis zu 98 % sowie das Potential des besonders schadstoff- und geräuscharmen Betriebs machen Brennstoffzellen insgesamt zu einer viel versprechenden Technologie. Die erzielbaren CO₂-Einsparungen gegenüber den durchschnittlichen CO₂-Emissionen des deutschen Strom Mixes können dabei bis zu 40 % betragen [3].

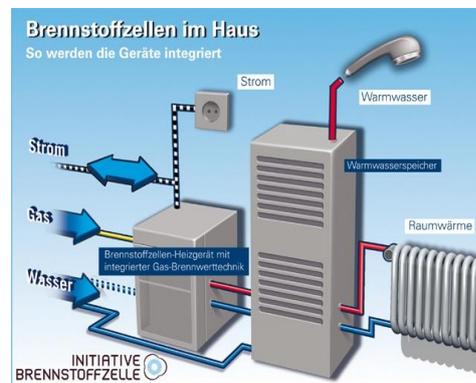


Bild 1: Funktionsprinzip der Kraft-Wärme-Kopplung zur Hausenergieversorgung[10]

Für Mikro-KWK-Anwendungen wird Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellen (PEMFC) sowie Oxidkeramischen Brennstoffzellen (SOFC) ein hohes Anwendungspotential zugesprochen. Als Energieträger wird in der Regel Erdgas verwendet. Dieser wird durch einen vorgeschalteten Reformierungsprozess unter Zugabe von Wasser und/oder Luft in ein Wasserstoff und Kohlenmonoxid haltiges Synthesegas umgewandelt. Die Komplexität dieses Prozesses hängt maßgeblich von der Kohlenmonoxid-Verträglichkeit des Brennstoffzellentyps ab. Während bei SOFC-basierten Anlagen das erzeugte Synthesegas direkt der Brennstoffzelle zugeführt und dort über die elektrochemische Reaktion verstromt werden kann, erfordert die PEM-Technologie weitere Reaktionsstufen zur Reduzierung des Kohlenmonoxidanteils auf unter 1-2 % (Hochtemperatur-PEM-BZ) bzw. auf unter 10-30 ppm (Niedertemperatur-PEM-BZ). Brennstoffzellen basierte Mikro-KWK-Anlagen können prinzipiell auch mit reinem Wasserstoff betrieben werden. Aufgrund fehlender Infrastruktur im Gebäudesektor wird diese Möglichkeit

bislang noch nicht in Betracht gezogen.

Für BHKW-Anlagen mit einigen hundert kW elektrischer Leistung haben sich über PEM- und SOFC-Anlagen hinaus Phosphorsäure-Brennstoffzellen (PAFC) sowie Karbonatschmelzen-Brennstoffzellen (MCFC). Bei diesen Anlagen wird ebenfalls vornehmlich Erdgas als Energieträger eingesetzt wobei Biogas und Flüssiggas (LPG) als technische Optionen in Betracht gezogen werden können. Der vorgelagerte Reformierungsprozess ist für PAFC-Anlagen vergleichbar mit dem für HT-PEM-Anlagen, MCFC-Anlagen sind wie SOFC-Anlagen tauglich für den Betrieb mit Synthesegas.

An geeigneten Standorten mit existierender lokaler Wasserstoffinfrastruktur, wie beispielsweise der Chlorindustrie, wird vereinzelt auch reiner Wasserstoff durch Brennstoffzellen einer industriellen KWK-Nutzung zugeführt [11]. Diese Anwendungen bilden derzeit noch die Ausnahmen, sie demonstrieren jedoch das Nutzungspotential von Wasserstoff bei einer erweiterten H₂-Infrastruktur.

Durch die Vielfalt der Brennstoffzellen-Technologie kann in zukünftigen Energiesystemen die KWK mit Brennstoffzellen demnach einen wesentlichen Beitrag leisten, um das Prinzip Power to Gas and Heat (PtGH) erfolgreich zu etablieren.

Marktsituation

Neue Märkte für Mikro-KWK Anwendungen zur Hausenergieversorgung auf Basis von Brennstoffzellen entwickeln sich vornehmlich in Asien und Europa. Verschiedene Unternehmen aus der Heizungs- und Energieversorgungsbranche entwickeln PEMFC- und SOFC-Systeme mit einer elektrischen Leistung von ca. 0,3 – 5,0 kW. Tabelle 1 zeigt eine Auswahl der verfügbaren oder im Test befindlichen Brennstoffzellenheizgeräte mit den wesentlichen Eckdaten auf.

Tabelle 1: Auswahl von Brennstoffzellenheizgeräten für Mikro-KWK [2]

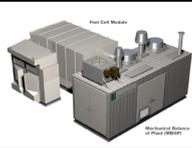
Hersteller	Baxi Innotech	Buderus	Ceramic Fuel Cells	Elcore	Hexis	Junkers	Vaillant	Viessmann
Typ	NT-PEM	SOFC	SOFC	HT-PEM	SOFC	SOFC	SOFC	NT-PEM
Leistung (el/th)	1,0/1,87 kW	0,7/0,7 kW	1,5/0,61 kW	0,3/0,6 kW	1,0/1,8 kW	0,7/0,7 kW	1,0/1,4 kW	0,75/1 kW
Thermische Leistung des Zusatzbrenners	3,5-20 kW	14 bzw. 24 kW	extern, individuell wählbar	extern, individuell wählbar	7-21 kW	13,3 bzw. 23 kW	5,8-27 kW	5,5-19 kW
Speicher	extern, individuell wählbar	Warmwasserspeicher 75 l, Pufferspeicher 150 l	extern, individuell wählbar	extern, individuell wählbar	extern, individuell wählbar	Warmwasserspeicher 75 l, Pufferspeicher 150 l	extern, individuell wählbar	Warmwasserspeicher 48 l, Pufferspeicher 170 l
Elektrischer Wirkungsgrad	34 %	45 %	bis zu 60 %	33 %	30-35 %	45 %	38 %	37 %
Gesamtwirkungsgrad	96 %	90 %	bis zu 85 %	98 %	95 %	90 %	90 %	90 %
Abmessungen in mm	600 x 600 x 1515	600 x 1200 x 1800	660 x 600 x 1100	500 x 500 x 900	580 x 620 x 1650	600 x 1200 x 1800	600 x 625 x 986	1085 x 600 x 1998
Gewicht in kg	ca. 200	280 (SOFC-Modul 115) (Gas-Brennwertmodul 45) (Pufferspeicher 80) (Trinkwasserspeicher 40)	ca. 200	85	210	220	160	290 (Brennstoffzellenmodul 125) (Spitzenlastmodul 165)
Feldtests, Kooperationen, Demonstrationsprojekte	Callux (DE), ene field (EU), eigene Feldtests mit Energieversorgern	ene field (EU)	verschiedene Kunden z.B. aus der Energiewirtschaft, Kooperation mit Gas- und Wärme-Institut Essen (InnovationCity Ruhr) und Gasversorgern	ene field (EU), verschiedene Partner aus der Energiewirtschaft und dem Hausbau	Callux (DE), Pharos (CH), ene field (EU)	ene field (EU)	Feldtest in Callux (DE), Kleinserie in ene field (EU)	Januar 2013 Pretest; Juli 2013 bis März 2014 großer Feldtest
Markteinführung	2015	2016	2012	2014	Ende 2013	2016	2016/2017	April 2014

In Japan werden derartige Systeme seit 2009 im Rahmen des Förder- und Entwicklungsprogramms „ene-farm“ beim Endkunden installiert und haben seitdem eine Stückzahl von mehr als 50.000 erreicht [7]. Gerätehersteller in Deutschland demonstrieren mit derzeit ca. 350 installierten Geräten in dem bundesweiten Praxistest „Callux“ die Alltagstauglichkeit der Technologie (Stand

November 2013 [12]). Weitere 150 Geräte sollen bis Ende 2016 installiert werden. Europaweite Feldtest-aktivitäten sind unter dem 2012 gestarteten Programm „ene.field“ zu verzeichnen, worin bis zum Jahr 2017 1000 Systeme in 12 EU-Ländern installiert und erprobt werden sollen [13]. Das Hauptaugenmerk der Feldtests in Deutschland und Europa liegt auf der Erhebung von realen Daten zu Nutzerverhalten, zu Gebäudetypen und zum Betrieb in unterschiedlichen Klimazonen mit dem Ziel, die Systemfunktion optimal auf die gegebenen Bedürfnisse anzupassen. Weitere übergeordnete Themen sind die Erhöhung der Lebensdauer, die Reduktion der System- und Servicekosten, die Erarbeitung von Normen und Standards sowie die Ertüchtigung der Zulieferindustrie. Die aus diesen Feldtestergebnissen abgeleiteten Detailfragestellungen zu Technik und Wirtschaftlichkeit werden in den kommenden Jahren auch Gegenstand der Forschung und Entwicklung sein. Insgesamt ist erkennbar, dass die Markteinführung gerade erfolgt ist oder unmittelbar bevorsteht, sich demnach diese Technologie derzeit in der Übergangsphase von Feldtest zum Serienprodukt befindet.

Brennstoffzellen für BHKW-Anwendungen ab einer elektrischen Leistung von 100 kW sind von unterschiedlichen Herstellern bereits serienreif auf dem Markt verfügbar. In Tabelle 2 sind beispielhaft Systeme mit den jeweiligen Eckdaten aufgelistet. Bei derartigen Anlagen, die in der Regel als Containerlösung aufgebaut werden, ist der Einsatzbereich vielfältig und ist vornehmlich in dem Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) sowie kleiner Industrieanwendungen angesiedelt. Da die Wärmebereitstellung auf zwei Temperaturniveaus stattfinden kann (z.B. Hochtemperatur Prozesswärme bei 120 °C und Niedertemperaturwärme bei 60°C [5]) bietet sich neben der klassischen KWK zur Wärmeversorgung in Gebäuden ebenso die Nutzung der Wärme für industrielle Prozesse an. Eine weitere Nutzung, die Anlagen in dieser Größe ermöglichen, ist die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) in der zusätzlich durch Verwendung von Adsorptionskälteanlagen Kälte produziert wird. Ein besonderes Konzept, das in dieser Kombination ausschließlich mit Brennstoffzellen möglich ist, wurde von der Firma N₂telligence entwickelt. Unter dem Namen „QuattroGeneration“ wird hier ein System mit einer Fuji Electric PAFC ertüchtigt, neben Erzeugung von Kraft, Wärme und Kälte zudem aktiven Brandschutz von Räumen zu leisten. Hierfür wird Sauerstoff abgereicherte Luft mit einem O₂-Anteil von ca. 15 % aus der Kathode der Brennstoffzelle in zu schützende Räume, wie z.B. Serverräume, Archive usw. geleitet. Die Brandgefahr wird somit drastisch herabgesetzt, was weitere technische Maßnahmen des Brandschutzes erübrigt, die Betriebskosten senkt und somit die Gesamtwirtschaftlichkeit für derartige Objekte erhöht [4].

Tabelle 2: Auswahl von Brennstoffzellen für BHKW-Anwendungen [4–6], [14]

				
Hersteller	N₂telligence (Fuji Electric)	Doosan Fuel Cell America	Fuel Cell Energy	Ballard Power Systems
Typ	PAFC	PAFC	MCFC	PEMFC
P _{el} / P _{th} / kW	100/123	400/446	300 – 2800 /370 - 3500	1000 / 950
η _{el} / %	42	42	47	40
η _{ges} / %	91	90	90	k.A.
Energieträger	Erdgas, Biogas	Erdgas	Erdgas	H ₂

Wirtschaftlichkeit

Die wirtschaftliche Bewertung von Brennstoffzellenheizgeräten (Mikro-KWK) ist aus heutiger Sicht insbesondere für Europa schwer möglich. Es liegen nur von wenigen Herstellern die Investitionskosten vor. Wartungs- und Instandhaltungskosten werden bislang nicht explizit benannt. Mit einem Preis von bis zu 34.500 EUR pro Anlage (Ceramic Fuel Cell Stand 2011 [8]) steht der Kunde sehr hohen Investitionskosten gegenüber. Im Japanischen Programm „ene-farm“ wurde erfolgreich demonstriert, dass durch ein staatlich subventioniertes Markteinführungsprogramm diese Hürde überwunden werden kann. Im Jahr 2009, zu Beginn von „ene-farm“, betrug die Subventionssumme ca. 1/3 der Investitionskosten (ca. 10.000 EUR). Wie Bild 2 zeigt, stieg die Stückzahl der installierten Systeme in den darauf folgenden Jahren deutlich an. Durch den Skaleneffekt konnten Investitionskosten deutlich reduziert (Tokyo-Gas „ene-farm“-Anlage 14.500 EUR, Stand 2013 [7]) und somit auch die Subventionierung herabgesetzt werden. Zusätzliche Errungenschaften des „ene-farm“-Programms sind eine wesentliche Reduktion der Anzahl der Anlagenkomponenten und des Platin-Anteils bei gleichzeitiger Steigerung der Lebensdauer von PEM-Systemen bis auf 60.000 Stunden (bei Durchschnittsbetrieb von 12 h/d ca. 10- 15 Jahre), was zusätzlich die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflusst [15].

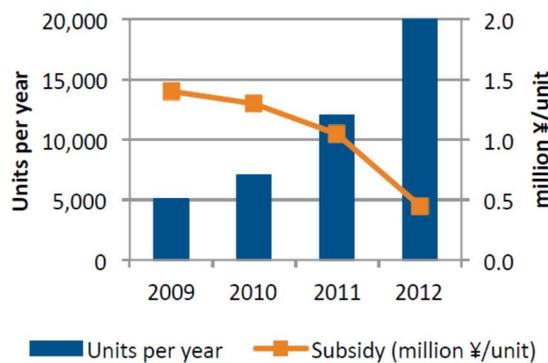


Bild 2: Zeitliche Entwicklung der Anzahl installierter Systeme und der staatl. Förderung im „ene-farm“ Programm JP [15], (Hinweis 1 EUR ≈ 140 YEN)

Diesem Beispiel folgende entstehen neben den bereits etablierten Fördermöglichkeiten durch das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz derzeit auch in der Bundesrepublik Deutschland Marktanzreizprogramme, die speziell die Brennstoffzellentechnologie stützen sollen. Das-KWK-Impulsprogramm des Landes Nordrhein-Westfalen bietet beispielsweise nach Anlagengröße gestaffelt einen Zuschuss in Höhe von 1.500 Euro bis zu 17.000 Euro und unterstützt so vorwiegend kleine und mittelständische Unternehmen in NRW bei der Installation von KWK-Systemen [16]. Eine lokale Förderung der Stadt Heinsberg, wo die Firma Ceramic Fuel Cells (CFC) ansässig ist, bietet durch die „Brennstoffzellen-Initiative Heinsberg“ einen Zuschuss von 10 ct je produzierter kWh Strom und einmalig je nach Anlagengröße 1.000 – 4.000 EUR für ein CFC Brennstoffzellenheizgerät [17]. Beispielrechnungen zeigen, dass sich hierdurch Amortisationszeiten von ca. 7 Jahren für Geräte von CFC ergeben können.



- [1] *IBZ Brennstoffzellenheizgeräte Modelle*. URL <http://www.ibz-info.de/content/modelle>. - abgerufen am 2014-01-15
- [2] DIEBELS, VOLKER ; DAUENSTEINER, ALEXANDER: *IBZ-Nachrichten Brennstoffzellen auf dem Weg zum Markt, Initiative Brennstoffzelle (IBZ) | c/o EWE Vertrieb GmbH* (2014)
- [3] BACHOR, ANDREAS ; BINDE, WULF ; BULLER, MICHAEL ; FISCHER, MARKUS ; MATICS, JENS ; SCHMIEDER, EDGAR ; SCHOLZ, WULF-HAGEN ; SELZAM, PATRICK ; THOMAS, BERND ; U. A.: *Statusreport 2013 Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Status und Perspektiven*. Düsseldorf : Verein Deutscher Ingenieure e.V., 2013
- [4] N2TELLIGENCE: *Energy Generation and Fire Prevention with Fuel Cell Technology* (2012)
- [5] DOOSAN FUEL CELL AMERICA, INC.: *PureCell Model 400 fuel cell system Produktdatenblatt* (2014)
- [6] FUEL CELL ENERGY: *300 Kilowatts DFC 300 Produktdatenblatt* (2013)
- [7] REHN, DETLEF: *Japans „Ene-Farm“-System findet Ankiang*. In: *JAPANMARKT* (2013), Nr. APRIL 2013
- [8] GROß, BODO ; ZIPP, ALEXANDER ; GUSS, HERMANN ; BRAND, MICHAEL ; LEPRICH, UWE: *Analyse und Bewertung von Instrumenten zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellensysteme* (Endbericht, Sachverständigenauftrag). Saarbrücken : Institut für ZukunftsEnergieSysteme IZES gGmbH, 2012
- [9] HEINZEL, ANGELIKA: *Brennstoffzellen: Entwicklung, Technologie, Anwendung*. Heidelberg : Müller, 2006 — ISBN 3788077417 9783788077419
- [10] *Initiative Brennstoffzelle*. URL <http://www.ibz-info.de/home/presse>. - abgerufen am 2014-02-27
- [11] NEDSTACK, PEM FUEL CELLS: *Chlorine H2 Recovery*. URL <http://www.nedstack.com/applications/chlorine-h2-recovery>. - abgerufen am 2014-03-07
- [12] *callux - Praxistest Brennstoffzelle fürs Eigenheim - Startseite*. URL <http://www.callux.net/home.Callux.html>. - abgerufen am 2014-02-27
- [13] *ene.field*. URL <http://enefield.eu/>. - abgerufen am 2014-02-27
- [14] BALLARD POWER SYSTEMS, INC.: *CLEARgen Specification Sheet* (2012)
- [15] CARTER, DAN: *Latest Developments in the Ene-Farm Scheme*. URL http://www.fuelcelltoday.com/media/1846139/13-02-27_latest_developments_in_the_ene-farm_scheme.pdf. - abgerufen am 2014-01-14. — fuelcelltoday
- [16] ENERGIEAGENTUR.NRW: *KWK NRW - Strom trifft Wärme*. URL <http://www.kwk-fuer-nrw.de/nrweukwk-investitionszuschuss--23534.asp>. - abgerufen am 2014-02-27
- [17] SCHWAB, SUSANNE: *Brennstoffzellen-Initiative Heinsberg fördert effiziente und günstige Stromproduktion vor Ort*. URL <http://brennstoffzelle.mmserver.eu/aktuelles/>. - abgerufen am 2014-02-07

Rückverstromung mit Brennstoffzellen (BZ)

Technische Daten

	2014	2020	2030	2050
--	------	------	------	------

Leistungsklasse bis 10 kW_{el}

Betrachtung kleiner Leistung nur für KWK-Anwendung sinnvoll
siehe Steckbrief „KWK mit Brennstoffzellen“

Leistungsklasse ab 100 kW_{el}

Stadium	Markteinführung	Wachstumsphase	Reifephase	Reifephase
Brennstoffzellentypen	PEMFC, SOFC, PAFC, MCFC			
Elektr. Wirkungsgrad (bez. auf H _i) / %	42 – 50 [1], [2]			
CO ₂ -Einsparung ggb. Strom Mix / %	0 - 16*			
Energieträger	Erdgas, Biogas, H ₂			

Leistungsklasse ab 1000 kW_{el}

Stadium	Markteinführung	Wachstumsphase	Reifephase	Reifephase
Brennstoffzellentypen	PEMFC, MCFC			
Elektr. Wirkungsgrad (bez. auf H _i) / %	40 – 47 [3], [4]			
CO ₂ -Einsparung ggb. Strom Mix / %	-5 - 11*			
Energieträger	Erdgas, H ₂			

*CO_{2,einspar.} = 1 - η_{el,mix}/η_{el,BZ} mit η_{el,mix} = 42 % [5], Wirkungsgrad der Stromerzeugung in Deutschland (2011)

Kosten in €

	2014	2020	2030	2050
--	------	------	------	------

Leistungsklasse ab 100 kW_{el}

Investitionskosten (1000 € / kW _{el})	k.A.			
Instandhaltungskosten (ct / kWh _{el})	k.A.			
Generalüberholung (1000 € / kW _{el})	k.A.			

Leistungsklasse ab 1000 kW_{el}

Investitionskosten (1000 € / kW _{el})	k.A.			
Instandhaltungskosten (ct / kWh _{el})	k.A.			
Generalüberholung (1000 € / kW _{el})	k.A.			

Stand der Technik und Potential

Technologie

Brennstoffzellen sind hocheffiziente, elektrochemische Stromerzeuger, die ohne den Umweg über Wärme die im Brennstoff gespeicherte chemische Energie direkt in Elektrizität umwandeln. Die Technologie basiert dabei auf der Umkehrung der Wasserelektrolyse, d.h. aus den Gasen Wasserstoff und Sauerstoff entsteht unter Abgabe elektrischer Energie und Wärme als nahezu einziges Reaktionsprodukt Wasser [6]. Neben der Kraft-Wärme-Kopplung als Hauptanwendungsgebiet für stationäre Brennstoffzellensysteme kann auch die reine dezentrale Stromerzeugung betrachtet werden. Hohe elektrische Wirkungsgrade von bis zu 50 %, gute Teillastfähigkeit sowie das Potential des besonders schadstoff- und geräuscharmen Betriebs machen Brennstoffzellen insgesamt zu einer viel versprechenden Technologie, die mit konventioneller Stromerzeugung im Leistungsbereich bis 3 MW konkurrieren kann. Die erzielbaren CO₂-Einsparungen gegenüber den durchschnittlichen CO₂-Emissionen des deutschen Strom Mixes können dabei bis zu 16 % betragen [5].

Für stationäre Systeme haben sich Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellen (PEMFC) und Phosphorsäure-Brennstoffzellen (PAFC) sowie Oxidkeramischen Brennstoffzellen (SOFC) und Karbonatschmelzen-Brennstoffzellen (MCFC). Realisiert sind vornehmlich Anlagen, in denen Erdgas als Energieträger eingesetzt wird. Die Nutzung von Biogas und Flüssiggas (LPG) ist Gegenstand der Entwicklung. Der Energieträger wird durch einen vorgeschalteten Reformierungsprozess unter Zugabe von Wasser und/oder Luft in ein Wasserstoff und Kohlenmonoxid haltiges Synthesegas umgewandelt. Die Komplexität dieses Prozesses hängt maßgeblich von der Kohlenmonoxid-Verträglichkeit des Brennstoffzellentyps ab. Während sowohl bei SOFC- als auch bei MCFC-basierten Anlagen das erzeugte Synthesegas direkt der Brennstoffzelle zugeführt und dort über die elektrochemische Reaktion verstromt werden kann, erfordern die PAFC- und PEM-Technologie weitere Reaktionsstufen zur Reduzierung des Kohlenmonoxidanteils auf unter 1-2 % (PAFC und Hochtemperatur-PEM-BZ) bzw. auf unter 10-30 ppm (Niedertemperatur-PEM-BZ). An geeigneten Standorten mit existierender lokaler Wasserstoffinfrastruktur, wie beispielsweise der Chlorindustrie, wird vereinzelt auch reiner Wasserstoff in Brennstoffzellen zur Stromerzeugung genutzt [7]. Hierfür eignen sich insbesondere PEMFC aber auch SOFC [7–9]. Je nach Verfügbarkeit von Wärmesenken wird dabei auch die entstehende Abwärme genutzt und man spricht von einer KWK-Anwendung (siehe Steckbrief „KWK mit Brennstoffzellen“). Die reinen H₂-Anwendungen bilden aufgrund der stark eingeschränkten Infrastruktur derzeit noch die Ausnahme, sie demonstrieren jedoch das Nutzungspotential von Wasserstoff als Energiequelle zur Rückverstromung bei einer erweiterten H₂-Infrastruktur.

BZ-Systeme im Leistungsbereich bis ca. 5 kW sind bislang nicht mit Fokus auf Rückverstromung entwickelt worden. Die vergleichsweise hohen spezifischen Investitionskosten erfordern eine Maximierung des Nutzens dieser kleinen Anlagen, so dass eine Wirtschaftlichkeit erst mit der Co-Generation von Strom und Wärme gegeben ist (siehe Steckbrief „KWK mit Brennstoffzellen“). Stationäre Brennstoffzellen in einem Leistungsbereich von einigen 100 kW bis in den einstelligen MW-Bereich werden hingegen bereits im reinen Stromerzeugungsmodus betrieben. Als Systeme zur Erzeugung von „Prime Power“, „Backup Power“ oder „Continuous Power“ haben sich Brennstoffzellen für unterschiedliche Anwendungen etabliert. So konnten beispielsweise während der Flutkatastrophe an der Ostküste der USA im Jahr 2012 Brennstoffzellen basierte Notstromaggregate von UTC (heute ClearEdge Power) und Ballard ihre Robustheit und Zuverlässigkeit

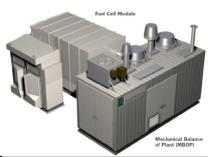
erfolgreich unter Beweis stellen. Konventionelle Dieselaggregate mussten aufgrund eingeschränkter Kraftstoffversorgung nach kurzer Zeit abgeschaltet werden, wohingegen die Erdgasbetriebenen Brennstoffzellensysteme unterbrechungsfrei weiter betrieben werden konnten [10]. Unternehmen wie z.B. eBay (US) und Macy's (US) setzen aufgrund dieser hohen Verlässlichkeit von Brennstoffzellen auch im Bereich „Continuous Power“ also der Grundlastversorgung z.B. für Datenzentren auf die eigene dezentrale Stromerzeugung mit Brennstoffzellensystemen. Das Stromnetz mit zentraler Erzeugung dient in diesem Fall lediglich als Notstromversorgung wodurch insgesamt die Betriebs- und Investitionskosten sinken und ein wirtschaftlicher Betrieb vorausgesagt wird [10], [11].

Durch die Vielfalt der Brennstoffzellen-Technologie sowohl was die Verwendung unterschiedlicher Energieträger als auch den breiten Leistungsbereich betrifft, kann in zukünftigen Energiesystemen die bedarfsgerechte Rückverstromung von chemisch gespeicherter Energie (Wasserstoff oder synthetisches Erdgas) durch Brennstoffzellen einen wesentlichen Beitrag leisten, um das Prinzip Power to Gas and Heat (PtGH) erfolgreich zu etablieren.

Marktsituation

Stationäre Brennstoffzellen zur Stromerzeugung sind in einem Leistungsbereich von 100 kW bis ca. 3000 kW von unterschiedlichen Herstellern bereits serienreif auf dem Markt verfügbar. In Tabelle 1 sind beispielhaft Systeme mit den jeweiligen Eckdaten aufgelistet. Bei der Marktrecherche wird deutlich, dass die unterschiedlichsten Brennstoffzellentypen zum Einsatz kommen. Der Großteil der Anlagen ist zur Kraft-Wärme-Kopplung geeignet (siehe Steckbrief „KWK mit Brennstoffzellen“), wodurch Systemwirkungsgrade bis auf 95 % gesteigert werden können. Bei fehlender Wärmesenke ist eine entsprechende Kühlung vorzusehen. Die erzielbaren elektrischen Wirkungsgrade liegen dann im Bereich zwischen 40 und 50 %, was im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung weiterhin einen Vorteil darstellt.

Tabelle 1: Auswahl von Brennstoffzellen zur Stromproduktion [1], [2], [7], [8], [12]

					
Hersteller	Fuji Electric	Doosan Fuel Cell America	Fuel Cell Energy	Nedstack	Bloom
Typ	PAFC	PAFC	MCFC	PEMFC	SOFC
P_{el} / kW	100	400	300 - 2800	2 - 1000	200
η_{el} / %	42	42	47	k.A.	> 50
Energieträger	Erdgas, Biogas, H ₂	Erdgas	Erdgas	H ₂	Erdgas, Biogas

Wirtschaftlichkeit

Die wirtschaftliche Bewertung von Brennstoffzellenanlagen zur Rückverstromung ist anhand der verfügbaren Daten nur schwer möglich. Hersteller stellen keine pauschalen Zahlen über Investitionskosten zur Verfügung. Jedoch wird der dezentralen Stromerzeugung durch Brennstoffzellen aufgrund der günstigeren Kosten für Gas, des hohen Erzeugungs-Wirkungsgrades und der fehlenden Kosten für die Stromtransport-Infrastruktur eine Amortisationszeit von z.B. 3 – 5 Jahren zugesprochen [13]. Die hohe Verlässlichkeit erübrigt die Installation von teuren Notstromaggregaten, was zusätzlich die Wirtschaftlichkeit erhöht. In der Bewertung von Prime Power (Amerika, Asien & Afrika) spielen insbesondere die entstehenden Kosten bei einem Stromausfall bzw. die reine Notwendigkeit der unterbrechungsfreien Stromversorgung eine wesentliche Rolle (Stichwort: instabiles Stromnetz).

- [1] DOOSAN FUEL CELL AMERICA, INC.: PureCell Model 400 fuel cell system Produktdatenblatt (2014)
- [2] BLOOMENERGY: ES-5700 Energy Server, Produktdatenblatt (2012)
- [3] BALLARD POWER SYSTEMS, INC.: CLEARgen Specification Sheet (2012)
- [4] FUEL CELL ENERGY: 2.8 Megawatts DFC3000 Produktdatenblatt (2013)
- [5] BMWi: Energie in Deutschland Trends und Hintergründe zur Energieversorgung, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2013)
- [6] HEINZEL, ANGELIKA: *Brennstoffzellen: Entwicklung, Technologie, Anwendung*. Heidelberg : Müller, 2006 — ISBN 3788077417 9783788077419
- [7] NEDSTACK, PEM FUEL CELLS: *Chlorine H2 Recovery*. URL <http://www.nedstack.com/applications/chlorine-h2-recovery>. - abgerufen am 2014-03-07
- [8] FUJI ELECTRIC SYSTEMS CO., LTD.: PAFC Package Brochure, The perfect power-plant solution to your environmental pollution problems (2010)
- [9] BLUM, LUDGER: SOFC-Technologie – Eine vielversprechende Option für die effiziente Rückverstromung von Wasserstoff.
- [10] WING, JONATHAN: Analyst View - Extreme Weather and Fuel Cell Backup Power.pdf, Fuel Cell Today (2012)
- [11] BLOOMENERGY: MACY'S, INC. Installs new Bloom Energy Server in Connecticut, Pressemeldung (2013)
- [12] FUEL CELL ENERGY: 300 Kilowatts DFC 300 Produktdatenblatt (2013)
- [13] BLOOMENERGY: *Reduce Energy Costs | Bloom Energy*. URL <http://www.bloomenergy.com/reduce-energy-costs/>. - abgerufen am 2014-03-12



PKW				
basierend auf Erdgas				
Technische Daten				
	2014	2020	2030	2050
Erdgasantrieb				
Antriebseffizienz %	25,8 [1]			
Fahrzeugeffizienz %	22,9 [1]			
Verbrauch (l/100km; Benzinequivalent; Europäischer Fahrzyklus)	7,00 [1]			
Emissionen CO ₂ (gCO ₂ /km)	125 [1]			
Hybridantrieb Erdgas / Batterie				
Antriebseffizienz %	33,0 [1]			
Fahrzeugeffizienz %	31,8 [1]			
Verbrauch (l/100km; Benzinequivalent; Europäischer Fahrzyklus)	5,42 [1]			
Emissionen CO ₂ (gCO ₂ /km)	97 [1]			
basierend auf Brennstoffzelle				
	2014	2020	2030	2050
Brennstoffzellenantrieb				
Antriebseffizienz %	56,6 [1]			
Fahrzeugeffizienz %	44,3 [1]			
Verbrauch (l/100km; Benzinequivalent; Europäischer Fahrzyklus)	3,59 [1]			
Emissionen CO ₂ (g/km)	0 [1]			
Hybridantrieb Brennstoffzelle / Batterie				
Antriebseffizienz %	55,6 [1]			
Fahrzeugeffizienz %	48,9 [1]			
Verbrauch (l/100km; Benzinequivalent; Europäischer Fahrzyklus)	3,31 [1]			
Emissionen CO ₂ (g/km)	0 [1]			

Stand der Technik und Potential

Erdgasfahrzeuge:

Erdgasfahrzeuge sind heutzutage alle mit herkömmlichen Otto-Motoren ausgestattet, die ein Erdgas-Luft Gemisch verbrennen. Wie in Abbildung 1 zu sehen ist, wird das Erdgas in einem 200 bar Drucktank, der meist unterhalb des Fahrzeuges angebracht ist, bereitgestellt und in einem beheizten Erdgasdruckregler auf ca. 2 bar entspannt, bevor es in den Zylinder eingespritzt wird. Eine elektronische Einspritzregelung sorgt in Verbindung mit speziellen Einblasdüsen und Einblasventilen für die Kraftstoffzufuhr in die einzelnen Zylinder. Eingangsparmeter für die Regelung sind der Sauerstoffanteil im Abgas (λ -Sonde), die Drehzahl, der Unterdruck in der Luftansaugung und die Stellung der Drosselklappe. [2]

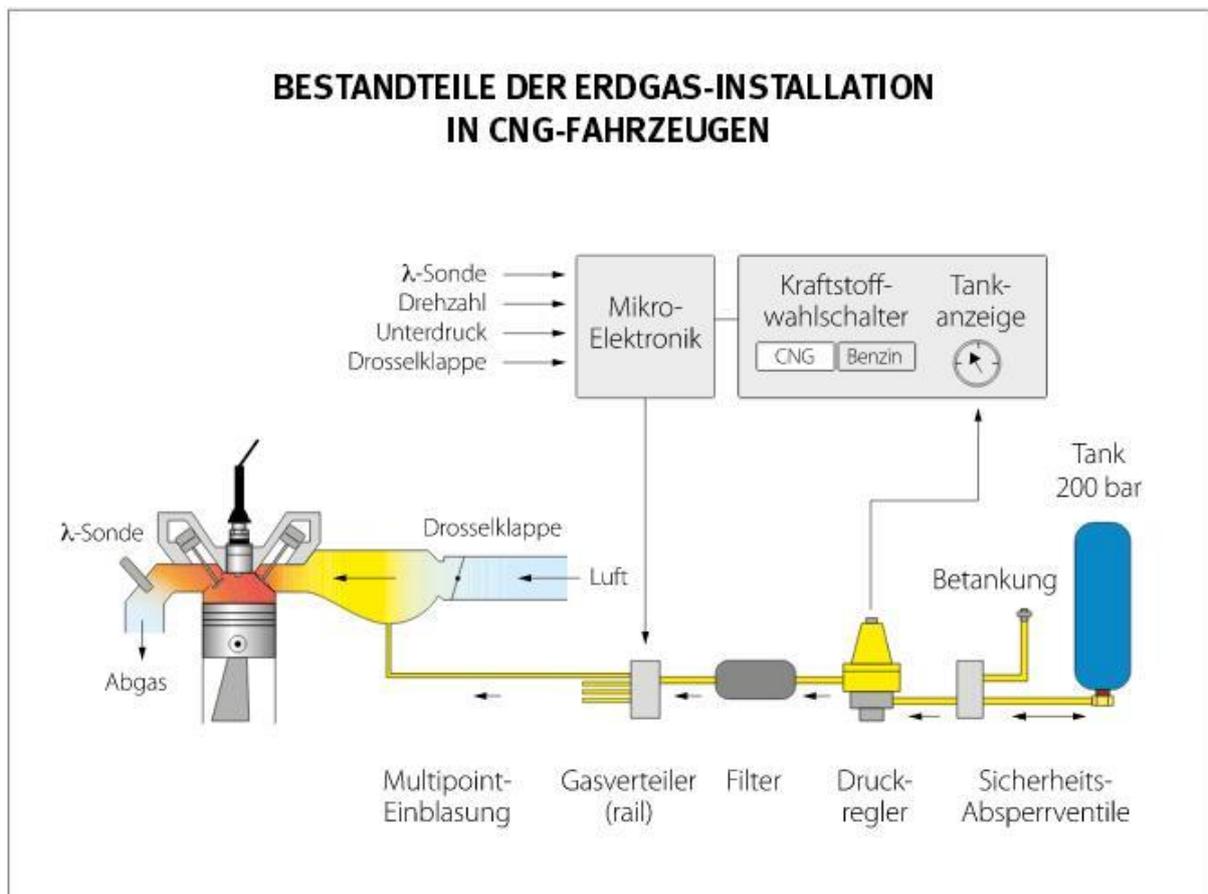


Abbildung 1: Bestandteile der Erdgasinstallation in CNG-Fahrzeugen [3]

Erdgasfahrzeuge gibt es in zwei Ausführungen: bivalent und monovalent.

Bivalente Fahrzeuge (auch bifuel genannt) sind Fahrzeuge, die mit zwei verschiedenen Kraftstoffen betrieben werden können. In den meisten Fällen ist dies Erdgas und Benzin. Da die Motoren von bivalenten Fahrzeugen nicht optimal auf den Erdgasbetrieb eingestellt sind, muss man mit Leistungseinbußen rechnen [2].

Vorteile bivalenter Fahrzeuge [2]:

- Zumeist größere Gesamtreichweite durch zusätzlichen Benzintank
- Unabhängigkeit von der Dichte des Bio- und Erdgas-Tankstellennetzes

- Jederzeit umschaltbar von Gas auf Benzin und umgekehrt
- Modellpalette ist vielfältiger als bei monovalenten Fahrzeugen

Nachteile bivalenter Fahrzeuge [2]:

- Schwereres Fahrzeug durch zusätzliche Technik und Kraftstofftanks
- Garantie des Herstellers ist möglicherweise eingeschränkt, wenn Fahrzeug nachträglich umgerüstet wird
- Die Leistungs- und Umweltverträglichkeit im Erdgasbetrieb ist nicht optimal genutzt, da Motor zwei Kraftstoffe verbrennen kann
- Geringeres Kofferraumvolumen, wenn der Gastank nicht unterflurig angebracht wird

Monovalente Fahrzeuge (monofuel) werden primär mit Erdgas betrieben und sind hauptsächlich auf diesen Betrieb ausgelegt. Monovalente Fahrzeuge verfügen über keinen, beziehungsweise (für zugelassene Fahrzeuge in Deutschland) über einen nicht mehr als 15 Liter fassenden Benzintank [2].

Vorteile monovalenter Fahrzeuge [2]:

- Bessere Motorenleistung
- Bessere Schadstoffreduktion
- Geringerer Erdgasverbrauch

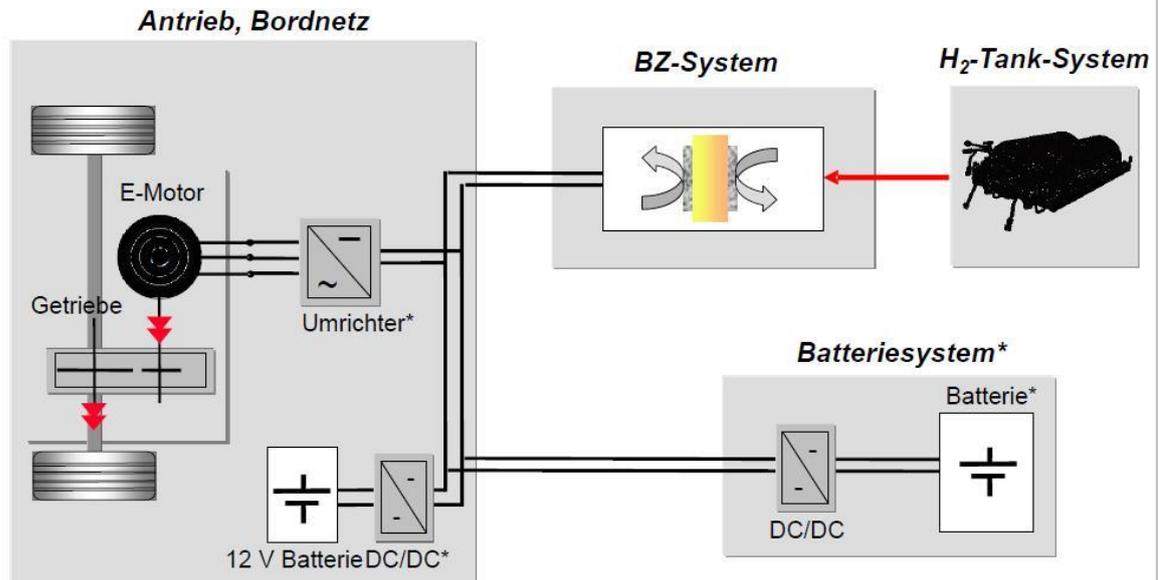
Nachteile monovalenter Fahrzeuge [2]:

- Kleiner bzw. kein Benzintank
- Geringe Reichweite
- Zum Teil Probleme mit Motorenschmierung

Brennstoffzellenfahrzeuge:

Ein **Brennstoffzellen-PKW** (Abbildung 2) ist ein Fahrzeug, bei dem der Antriebsstrang aus den Hauptkomponenten Brennstoffzellensystem, Batterie und Elektromotor besteht. Je nach Konzept wird die Brennstoffzelle (BZ) dabei sehr dynamisch betrieben und gibt die Leistung direkt auf den Elektromotor oder es erfolgt ein relativ stationärer Betrieb der BZ, die in diesem Fall die Antriebsbatterie speist. Die Batterie deckt die auftretenden Lastspitzen ab und ist zusätzlich zur Speicherung einer Energierückgewinnung durch z.B. die Bremskraft usw. von großem Vorteil. Zusätzlich kommt noch ein Wasserstofftank hinzu, in dem der Wasserstoff bei bis zu 700 bar gespeichert wird. Diese Tanks sind kohlefaserverstärkte Drucktanks, damit diese hohen Drücke realisierbar sind und möglichst viel Wasserstoff zur Verfügung gestellt werden kann.

Brennstoffzellenfahrzeuge Volkswagen Tiguan HyMotion3 - Topologie



* Komponenten mit möglicher Synergie zum Verbrennungsmotor-Hybriden

Abbildung 2: Aufbau von FC-Fahrzeugen [4]

In einer Brennstoffzelle reagieren Kraftstoff und Sauerstoff miteinander unter Bildung elektrischer Energie und Wärme. Dieses Prinzip kann in unterschiedlichen Typen von Brennstoffzellen umgesetzt werden. Eine für die Anwendung im automobilen Sektor sehr gut geeignete **Brennstoffzelle** ist die PEM-BZ (Proton Exchange Membrane: Protonen-Austausch-Membran). Diese BZ wird auf der Anodenseite mit Wasserstoff und auf der Kathode mit Luft betrieben. Sie liefert eine ausreichende Leistung für den PKW und hat eine maximale Arbeitstemperatur von 80°C. Dies bedeutet allerdings, dass ein aufwändiges Kühlersystem vorhanden sein muss. So beträgt die Kühlerfläche eines Brennstoffzellenfahrzeuges etwa das Dreifache eines vergleichbaren Dieselfahrzeuges [5].

- [1] EDWARDS, ROBERT ; LARIVÉ, J.F ; RICKEARD, DAVID ; WEINDORF, WERNER: *Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context, Well-to-Tank Appendix 2* (Nr. Version 4.0). Luxembourg, 2013
- [2] *gas24 - Erdgasfahrzeuge | Erdgasauto*. URL <http://www.gas24.de/cms/>. - abgerufen am 2014-06-03
- [3] FELL, CHRISTIAN: Kraftstoff CNG – Fahren mit Erdgas. In: *Forum Spezial* (2011), Nr. 5, S. 1 – 92
- [4] SCHMITZ, SVEN ; BRANDAU, NILS: Anforderungen an Komponenten für Brennstoffzellenantriebe, Volkswagen AG (2011)
- [5] KAISER, OLIVER S. ; EICKENBUSCH, HEINZ ; GRIMM, VERA ; ZWECK, AXEL: Zukunft des Autos, Zukünftige Technologien Consulting der VDI Technologiezentrum GmbH (2008)



Wind Onshore			
Technische Daten			
	2014	2030	2050
Wirkungsgrad [%]	bis 45	→	→
Verfügbarkeit ¹ [%]	> 95	.	.
Gesicherte Leistung [%]	5	→	→
Lasttransient [%/min]	na ²	na	na
Mindestlast [%]	0	→	→
Anlaufzeit [h]	< 0.1	→	→
Technische Lebensdauer [Jahre]	25	→	→
Durchschnittliche Anlagengröße [MW]	0.5 - 5	→	→
Bereitstellung von Regelleistung	ja ³	→	→
CO ₂ -Faktor/Ausstoß [tCO ₂ /MWh]	0	→	→
Strombereitstellung [GWh], 2012	49948	.	.
Bestand in Deutschland [MW], Stand 2012	30869	.	.
Bestand in NRW [MW], Stand 2012	3193	.	.
Quellen: [4], [5], [6] und [7]			
Kosten in €			
	2014	2030	2050
Investitionskosten [EUR / kW]	1000 – 1900 [8]	→	→
Fixe Betriebskosten [EUR / MWa]	18 – 84 [8]	→	→
Variable Betriebskosten [EUR / MWh]	0 – 47 [8]	→	→

¹ Technische Verfügbarkeit der Anlage, unabhängig von fluktuierendem Windangebot [1].

² Neue Windturbinen können Systemdienstleistungen zur Stabilisierung des Netzes zur Verfügung stellen [2].

³ Neue Windturbinen können Systemdienstleistungen zur Stabilisierung des Netzes zur Verfügung stellen [3].

Stand der Technik

Windturbinen wandeln die kinetische Energie des Windes in Rotationsenergie um, mit der in einem Generator Strom erzeugt wird.

Die meisten installierten Windturbinen sind nach dem Horizontal-Achsen Design gebaut und bestehen aus einem dreiblättrigen Rotor, einer den Generator beinhaltenden Gondel und dem Turm. **Typische Anlagengrößen** für Onshore-Windkraftanlagen betragen 2-4 MW mit Nabenhöhen von rund 100 m und Rotordurchmessern von 50-100 m [8]. In kleineren Anlagenklassen existieren auch Turbinen im Vertikal-Achsen Design.

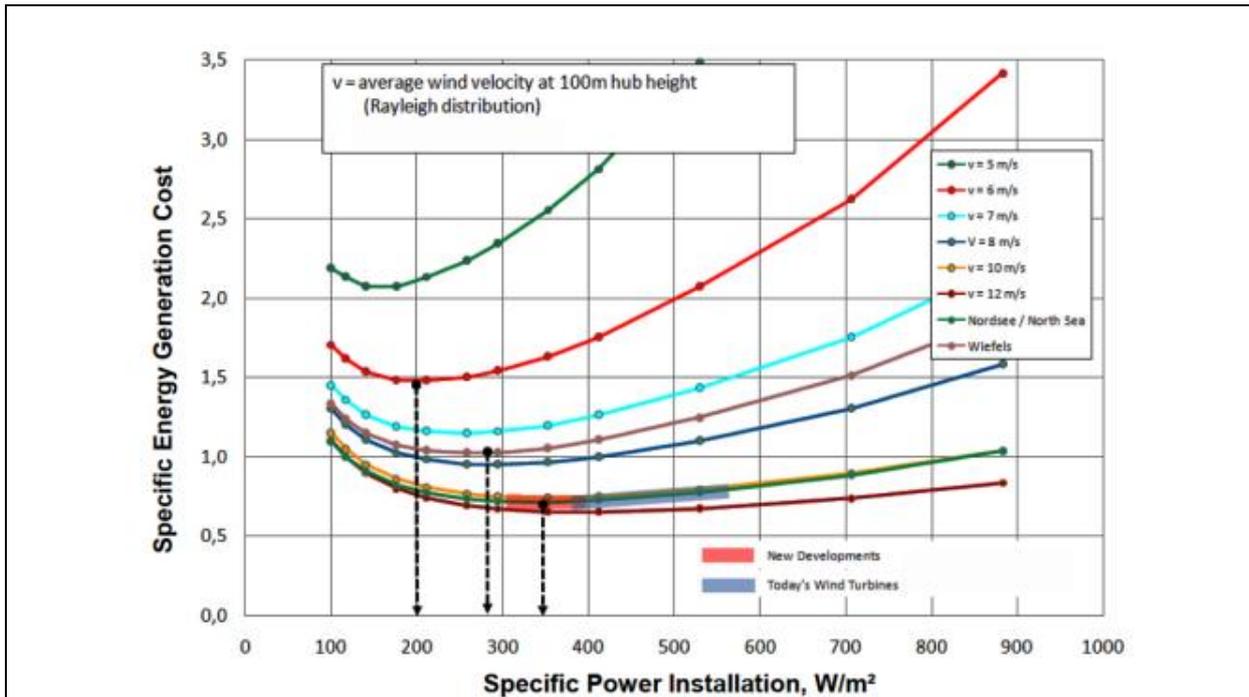
Als weitere **Klassifizierung** gilt, ob Windturbinen mit Getriebe oder getriebeles konstruiert sind. Getriebeles Turbinen zeichnen sich durch ein einfacheres Design und dadurch geringere Wartungsanfälligkeit aus, jedoch sind die dafür notwendigen Multipol-Generatoren größer und schwerer, was sich wiederum in höheren Gesamtkosten niederschlägt.

Die wichtigste Kenngröße für die **Effizienz** einer Windturbine ist der Leistungskoeffizient (power coefficient), der die Energieumwandlungseffizienz in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit angibt. Da die heutigen Designs schon nahe am theoretischen Optimum sind, wird sich die zukünftige Entwicklung der Turbinen auf eine Erhöhung der Leistungsklasse fokussieren. Als typische Ein- und Ausschaltgeschwindigkeiten der Turbinen gelten Windgeschwindigkeiten von 4.5 m/s und 25 m/s [8].

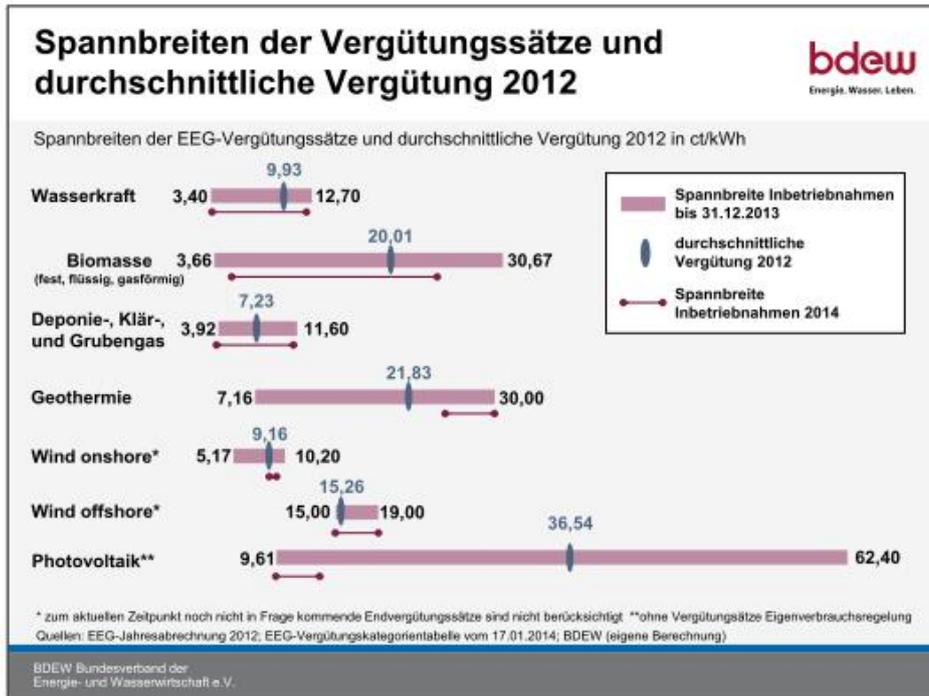
Typische spezifische **Investitionskosten** von Windturbinen liegen im Bereich von 1000-1500 Euro pro kW installierter Leistung. Manche Experten vermuten, dass die durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten in Zukunft entgegen der Erwartungen nicht abnehmen sondern steigen werden, da vermehrt an schwieriger zugänglichen Standorten leistungsstärkere Anlagen gebaut würden. Die höheren Investitionskosten würden aber durch höhere Volllaststunden überkompensiert, wodurch die **Stromgestehungskosten** dennoch fallen würden. Auch ist eine Entwicklung hin zu einem kleineren Verhältnis Nennleistung zu Rotorfläche möglich (siehe Graphik), wodurch die Variabilität der Stromerzeugung reduziert würde und damit die Systemintegration erleichtert würde [8].

Strom Windenergie kann im Rahmen des **EEG** vergütet werden, wobei sich die Vergütungssätze zwischen 5.17-10.20 Euro cent/kWh bewegen. Die durchschnittliche Vergütung lag 2012 bei 9.16 Euro cent/kWh (siehe Graphik). Mit der EEG-Novellierung 2012 stehen den Anlagenbetreibern verschiedene Optionen der Direktvermarktung zur Verfügung: Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung, wobei eine monatlicher Wechsel zwischen Direktvermarktung und Festvergütung möglich ist. 2013 nutzten über 80 % der Anlagenbetreiber die Direktvermarktung mittels Marktprämie [7].

Die Windenergie ist neben der Wasserkraft zur Zeit die **kostengünstigste Form der erneuerbaren Stromerzeugung**.



Quelle der Graphik: [8]



Quelle der Graphik: [7]

[1] IEA: Technology Roadmap - Wind Energy (2013). — http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf

[2] NREL: Active Power Controls from Wind Power: Bridging the Gaps (2014). — http://www.nrel.gov/electricity/transmission/active_power.html

[3] NREL: Active power controls from wind power - bridging the gaps (2014)

[4] JAMES F. MANWELL ; JON G. MCGOWAN ; ANTHONY L. ROGERS: *Wind energy explained : theory, design and application*. 2nd ed. Aufl. Chichester : John Wiley, 2009 — ISBN 9780470015001



- [5] EWI: Flexibility options in European electricity markets in high RES-E scenarios (2012). — http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/Flexibility_options_in_the_European_electricity_markets.pdf
- [6] BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung (2013). — www.erneuerbare-energien.de
- [7] BDEW: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten Grafiken (2014) (2014). — http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Erneuerbare-Energien
- [8] DIW: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (2013). — http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf



Wind Offshore			
Technische Daten			
	2014	2030	2050
Wirkungsgrad [%]	bis 45	→	→
Verfügbarkeit [%] ¹	92-98	→	→
Gesicherte Leistung [%]	5	→	→
Lasttransient [%/min]	.	.	.
Mindestlast [%]	0	→	→
Anlaufzeit [h]	<0,1	→	→
Technische Lebensdauer [Jahre]	25	→	→
Durchschnittliche Turbinengröße [MW]	4	→	→
Durchschnittliche Anlagengröße (Farm) [MW]	485	↗	↗
Rotordurchmesser (m)	80-150	→	→
Bereitstellung von Regelleistung	ja ²	.	.
CO ₂ -Faktor [tCO ₂ /MWh]	0	→	→
Strombereitstellung [GWh], 2012	722	↗	↗
Bestand in Deutschland [MW], Stand 2013	520	↗	↗
Anlagenanzahl (Turbinen) Deutschland, Stand 2013	116	↗	↗
Bestand in NRW [MW], Stand 2013	0	→	→
Kosten in €			
	2014	2030	2050
Investitionskosten [€/kW]	3000	2506	2093
Fixe Betriebskosten [€/kWh]	80-150	80-110	70-80
Variable Betriebskosten [€/MWh]	25-65	0	0
Quellen: [3], [4], [5], [6], [1], [7]			

¹ Technische Verfügbarkeit der Anlage, unabhängig von fluktuierendem Windangebot [1].

² Es existiert eine Vielzahl an technischen Möglichkeiten, v.a. unter Berücksichtigung von kurzfristigen Windprognosen [2].

Stand der Technik

Im Jahr 2010 hat die IEA berechnet, dass Offshore-Windanlagen eine **50% größere Stromerzeugung** als vergleichbare Onshore-Windanlagen haben können [8]. Dies beruht größtenteils darauf, dass Offshore-Windkraftanlagen höher sind und damit größere Durchmesser der Rotoren möglich sind. Zudem sind an den Standorten der Offshore-Windparks meist höhere Durchschnittswindgeschwindigkeiten und geringe Turbulenzen zu beobachten [7]. Aufgrund der **höheren Kapazitätsfaktoren** wird Offshore-Wind in der langen Frist vermehrt eingesetzt werden und einen größeren Beitrag für die gesamte Stromerzeugung leisten können.

Die Verbreitung und kommerzielle Nutzung von Offshore-Windparks steht noch am Anfang ihrer Entwicklung. Die Kapitalkosten sind in etwa doppelt so hoch wie die eines vergleichbaren Onshore-Windparks. Die **Investitionskosten** liegen derzeit bei ca. 3000 €/kW: Es besteht ein entsprechend großes Potential zur Kostenreduktion. Einige Schätzungen gehen von einer Reduktion von bis zu 45% bis 2050 aus [3][1]. Diese gehen u.a. von einer starken Verringerung der gesamten Entwicklungskosten aus, wozu vorwiegend Installationskosten und Kosten für elektrische Infrastruktur von Offshore-Windenergie zählen. Kupfer und Stahl als Materialkosten machen zwischen 20 und 40% der Gesamtprojektkosten aus [9]. Die Tabelle aus [9] zeigt die unterschiedlichen Kostenanteile für Offshore-Windanlagen im Vergleich zu Onshore-Windanlagen:

	Onshore	Offshore
Capital investment costs (USD/kW)	1 700-2 450	3 300-5 000
Wind turbine cost share (%) ¹	65-84	30-50
Grid connection cost share (%) ²	9-14	15-30
Construction cost share (%) ³	4-16	15-25
Other capital cost share (%) ⁴	4-10	8-30

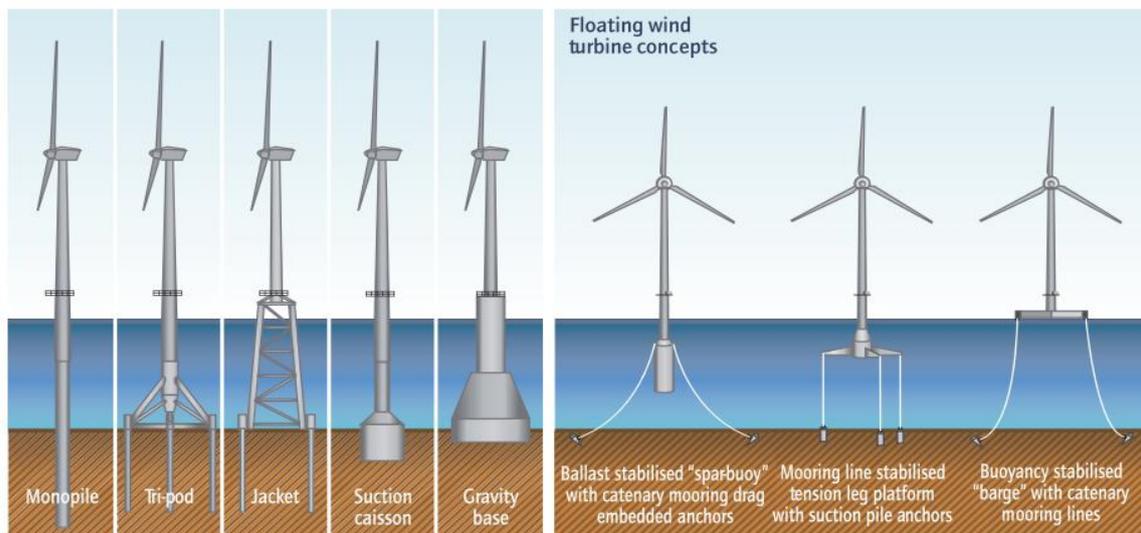
Die insgesamt höheren Kapitalkosten basieren auf höheren Installationskosten für die Fundamente, größeren Türmen und Turbinen, erhöhten Kabelgrößen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung: HGÜ) wie auch auf den zusätzlichen Anforderungen, die bei der Errichtung von Offshore-Anlagen sowie dem Schutz der Umgebung zu beachten sind. Da Offshore-Anlagen den rauen Meerbedingungen und extremen Wittereinflüssen widerstehen müssen, haben Entwickler und Hersteller über die letzten Jahre neue Designs und Technologien entwickelt. Bei der Installation kommt insbesondere dem Baugrund große Bedeutung zu. Für Offshore-Windparks werden heute vier **Gründungsstrukturen** verwendet: Jackets, Einzelpfahl-Fundamente (monopile structures), Schwergewichtsgründungen (gravity structures) oder Dreipfahl-Fundamente (tripod structures) ([9][10], siehe Graphik). Die Wahl, welche Art von Fundament zu verwenden ist, hängt von den örtlichen Bedingungen der Meeresböden und Wassertiefen ab. Derzeit werden die meisten der Offshore-Windkraftanlagen mit Einzelpfahlstrukturen in flachem Gewässer (30 m) erbaut. **Schwimmende Fundamente (floating structures)** werden erst in Pilotprojekten erforscht [9].

In Europa hat das Vereinigte Königreich mit fast 3 GW die größte installierte Leistung an Offshore-Windanlagen (Stand 2012), gefolgt von Dänemark, Belgien, Deutschland und den Niederlanden ([4], siehe Graphik). In der deutschen Nord- und Ostsee existieren drei

Forschungsplattformen, Fino 1 (Alpha Ventus) bis Fino 3 [4][1]. Die **EU Offshore-Kapazität** könnte bis 2020 mehr als 44 GW Leistung auf See erreichen [4]. Die aktuelle **durchschnittliche Turbinenkapazität** von Offshore-Windkraftanlagen ist 4 MW und Turbinen mit Kapazität größer als 5 MW werden derzeit entwickelt [7][9]. Die größten kommerziellen verfügbaren Offshore-Turbinen, die derzeit errichtet werden (z.B. in der Nordsee), haben eine Leistung von 6 MW und einen Rotordurchmesser von 125-150 m [7][11][12].

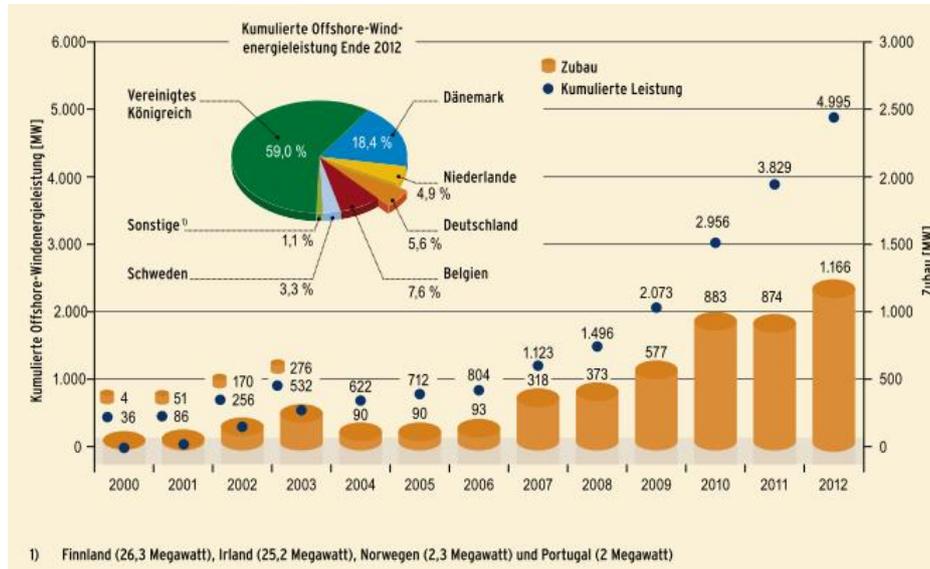
Gesetzliche Regulierung und **internationale Kooperation** sind wichtige Voraussetzungen, um Offshore-Projekte zu finanzieren und die **Netzverbindungen** zu realisieren. Dabei ist die Entfernung ein Schlüsselfaktor in der Entwicklung der Pläne für Offshore-Netze. Die Distanz und Verbindung zwischen den Offshore-Windanlagen und der Küste sowie zwischen Anlagen untereinander müssen deshalb einer einheitlichen Planung unterliegen. Derzeit existieren vier verschiedene Optionen für Offshorenetze (siehe untere Graphik S.4): ein **radialer Netzansatz (radial)**, eine **lokale Cluster-Anbindung (local coordination)**, eine **internationale Cluster-Anbindung (international coordination)** und ein **vermaschter Netzansatz (meshed solution)** [1][10].

Die **Offshore-Netz-Initiative der Nordseeländer (NSCOGI)** ist ein kooperativer Zusammenschluss zwischen zehn EU Ländern, der EU Kommission, ACER, ENTSO-E und den nationalen Regulierungsbehörden. Eine veröffentlichte NSCOGI-Studie erläutert die Vorteile des vermaschten Netzansatzes gegenüber dem radialen Netzansatz [1]. Allerdings würde ein vermaschtes Netz nur bei einem hohen Anteil an Offshore Kapazitäten (42 GW bis 2020 und 52 GW bis 2030) in der Nordsee realisierbar sein [1]. Die Ausgestaltung der Offshore Netze richtet sich in Deutschland nach dem **Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP)**, der seit 2013 jährlich veröffentlicht wird [13].

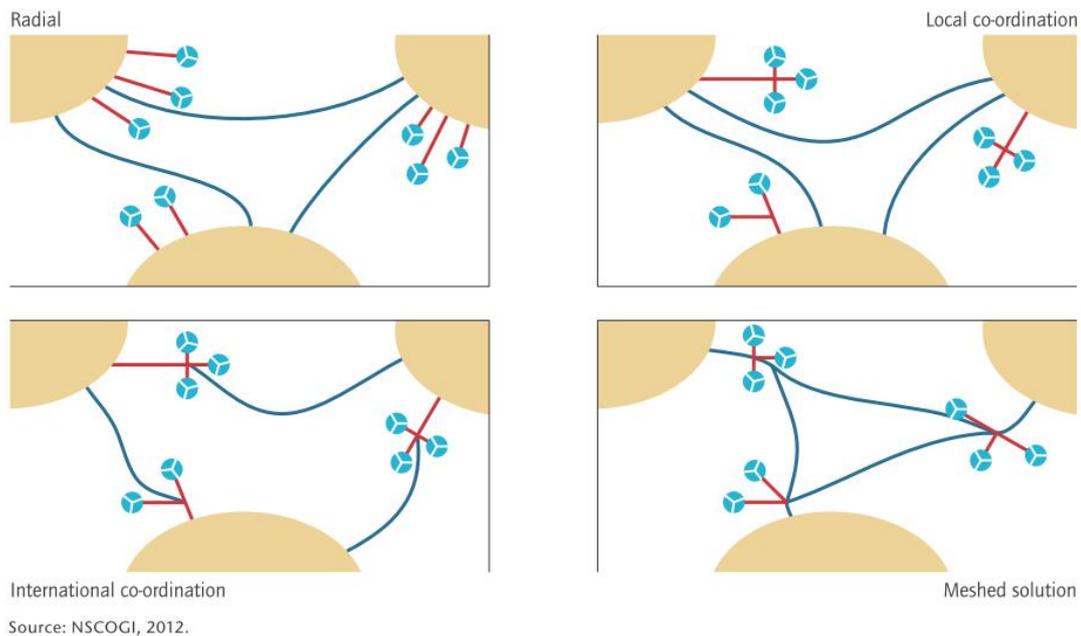


Source: Wisser *et al.*, 2011.

Quelle der Graphik: [1]. Fixed-bottom foundation and floating offshore concepts



Quelle der Graphik: [4]



Quelle der Graphik: [1]. From radial to fully meshed options for offshore grid development

- [1] IEA: Technology Roadmap - Wind Energy (2013). — http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf
- [2] NREL: Active Power Controls from Wind Power: Bridging the Gaps (2014). — http://www.nrel.gov/electricity/transmission/active_power.html
- [3] DIW: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (2013). — http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf
- [4] BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung (2013). — www.erneuerbare-energien.de
- [5] BDEW: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten Grafiken (2014) (2014). — http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Erneuerbare-Energien



- [6] EWI: Flexibility options in European electricity markets in high RES-E scenarios (2012). — http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/Flexibility_options_in_the_European_electricity_markets.pdf
- [7] EWEA: The European Offshore Wind Industry - Key Trends and Statistics 2013 (2013). — http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/European_offshore_statistics_2013.pdf
- [8] IEA: Energy Technology Perspectives 2010: Scenarios and Strategies to 2050 (2010)
- [9] IRENA: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Wind Power (2012). — https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf
- [10] BMU: Offshore-Windenergie.net (2014). — <http://www.offshore-windenergie.net/technik/fundamente>
- [11] ALSTOM: Alstom installing world's largest offshore wind turbine off the Belgian coast (2013). — <http://www.alstom.com/press-centre/2013/11/alstom-installing-worlds-largest-offshore-wind-turbine/>
- [12] RWE: Offshore Wind Farm Nordsee Ost (2014). — <https://www.rwe.com/web/cms/en/962032/offshore-wind-farm-nordsee-ost/facts-and-figures/wind-turbines/>
- [13] NEP: Offshore-Netzentwicklungsplan, zweiter Entwurf (2013). — <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/offshore-netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf>



Gas-und-Dampf Kraftwerk (Combined Cycle Gas Turbine - CCGT)

Technische Daten

	2014	2030	2050
Wirkungsgrad [%]	54-60 [1]	→	→
Verfügbarkeit [%]	85-91 [1]	→	→
Eigenverbrauch [%]	1.5-5 [1]	.	.
Lasttransient [%/min]	2-8 [1]	→	→
Mindestlast [%]	15 ¹ -50 [2]	→	→
Anlaufzeit (warm) [h] ²	1-4 [2]	→	→
Technische Lebensdauer [Jahre]	25-40 [1]	→	→
Typische Anlagengröße [MW]	100-900 [3] ³	→	→
CO ₂ -Faktor [tCO ₂ /MWh]	0.32-0.33 [1]	→	→
Bestand in Deutschland	19058 [3]	.	.
Bestand in NRW	7204 [3]	.	.

Kosten in €

	2014	2030	2050
Investitionskosten [€/kW]	675-1210 [1]	→	→
Fixe Betriebskosten [€/kWa]	17-20 [1]	.	.
Variable Betriebskosten [€/MWh]	1.3-5 [1]	.	.

¹ Bei auskoppelbarem Dampfprozess.

² Stillstandszeit der Anlage: 8-60 Stunden.

³ Kleinere Anlagengrößen sind möglich.

Stand der Technik

Funktionsweise: In Gas-und-Dampf-Kraftwerken (GuD / CCGT – Combined Cycle Gas Turbine) werden Gasturbinen (OCGTs – Open Cycle Gas Turbines) mit nachgelagerten Dampfturbinen kombiniert. Dabei wird die Abwärme der Gasturbine genutzt, um Dampf zu erzeugen. Dieser Dampf wird anschließend in die Dampfturbine geführt. Auch die Dampfturbine ist mit einem Generator, der Rotationsenergie anschließend in Elektrizität umgewandelt, verbunden. So erreichen Gas-und-Dampf-Kraftwerken kumulierte Wirkungsgrade von über 55%. Das in Gasturbinen verwendete Erdgas wird über das Gasnetz und Gaspipelines zum Kraftwerk transportiert. Dabei kann auch über PtG gewonnenes Methan zur Anwendung kommen. Erste Forschungsergebnisse für GuD-Kraftwerke, die mit purem Wasserstoff betrieben werden, liegen vor [4]. Wasserstoff-Gasturbinen sind jedoch noch weit von der Serienreife entfernt.

Im Gegensatz zu einer Gasturbine (OCGT – Open Cycle Gas Turbine) haben Gas-und-Dampf-Kraftwerke (GuD / CCGT – Combined Cycle Gas Turbine) einen geringeren Lastgradienten. Das liegt primär daran, dass bei GuD Kraftwerken zwei Prozesse gesteuert und abgestimmt werden müssen. Bei der Gasturbinen kann, wie die sehr hohen Lastgradienten von bis zu 30 %/min zeigen, eine direktere Steuerung durch die Gaszufuhr erfolgen. Nichtsdestotrotz sind bei GuD Kraftwerken Gradienten von 12%/min und Anlaufzeiten von wenigen Stunden möglich, insbesondere, wenn der Dampfprozess entkoppelt werden kann und somit die höhere **Flexibilität** der Gasturbine ausgeschöpft werden kann

Mit einem **CO₂-Faktor** von 320-330 Kilogramm CO₂ pro MWh Elektrizität schneiden GuD-Kraftwerke aufgrund ihrer höheren Effizienz im Vergleich zu „reinen“ Gasturbinen besser ab. Im Vergleich zum CO₂-Ausstoss eines Steinkohlen- oder Braunkohlenkraftwerks ist der CO₂-Faktor eines GuD-Kraftwerkes gering.

GuD-Kraftwerke sind durch vergleichsweise **mittlere Investitionskosten** von etwa 700-1200 € gekennzeichnet. Die installierte Kapazität in Deutschland ist mit ca. 19GW größer als die der „reinen“ Gasturbinen. Für NRW beläuft sich die installierte Kapazität auf 7GW [3]. Ihr Beitrag am Strommix fällt daher gegenüber Braun- und Steinkohlekraftwerken gering aus.

- [1] DIW: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (2013). — http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf
- [2] MÜLLER, SIMON ; DE SISTERNES, FERNANDO ; PORTELLANO, ALVARO ; PATRIARCA, EDOARDO ; GÖRITZ, ANNA ; MOELLER, DANIEL ; PETER, JAKOB: *The Power of Transformation*. Paris : IEA, 2014
- [3] UBA: Kraftwerke in Deutschland ab 100 MW (2014). — <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen>
- [4] ENEL: Electricity from hydrogen with combined cycles - The Fusina Project (2011). — http://de.amiando.com/eventResources/r/v/kfKncJZVrUe3Xh/Electricity_from_hydrogen_with_combined_cycles_-_The_Fusina_Project.pdf



Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Technische Daten

	2014	2030	2050
Nutzungsgrad [%]	35-90 [1], [2]	→	→
Verfügbarkeit [%]	85-95 [1]	→	→
Eigenverbrauch [%]	1.5-6 [1]	.	.
Lasttransient [%/min]	0.6-12 [3]	→	→
Mindestlast [%]	15-60 [3]	→	→
Anlaufzeit (warm) [h]	0.1-8 [4]	→	→
Technische Lebensdauer [Jahre]	25-45 [1]	→	→
Typische Anlagengröße [MW]	0.001-1000 [1]	.	.
CO ₂ -Faktor [tCO ₂ /MWh]	0-0.9 [5]	→	→
Bestand in Deutschland [MW]	17058 [6] ¹	.	.
Bestand in NRW [MW]	4308 [6] ²	.	.

Notiz: alle Angaben umfassen das Gesamtspektrum von flexiblen und inflexiblen KWK-Anlagen verschiedener Größe

Kosten in €

	2014	2030	2050
Investitionskosten [€/kW]	443-5483 [1]	→	→
Fixe Betriebskosten [€/kWh]	10-267 [1]	.	.
Variable Betriebskosten [€/MWh]	3-55 [1]	.	.

¹ nur Anlagen ab 100MW Leistung

² nur Anlagen ab 100MW Leistung

Stand der Technik

Mehr als die Hälfte des Endenergiebedarfs in Deutschland wird als Wärme gebraucht [7]. Da Wärme eine einfach zu erlangende Energieform darstellt, die zudem bei vielen Prozessen als Nebenprodukt anfällt, ergibt sich daraus ein großes Potential zur Effizienzsteigerung, z.B. mittels Kraft-Wärme-Kopplung.

Funktionsweise: Unter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) versteht man Prozesse, bei denen bei der Stromerzeugung anfallende Wärme systematisch genutzt wird [8]. Diese Kopplung ist in den meisten herkömmlichen Stromerzeugungsanlagen nicht vorhanden, wodurch ein großer Teil an Abwärme anfällt (40-70% der Eingangsenergie, bei Wirkungsgraden von 30-60%). Bei Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung kann hingegen ein **Wirkungsgrad** bis zu 90% erreicht werden [2].

Kraft-Wärme-Kopplung findet in kleinen Blockheizkraftwerken (BHKW) auf Haushaltsebene bis hin zu Gas-und-Dampf Heizkraftwerken (GuD-HKW) Anwendung. Der **verwendete Brennstoff oder die Wärmequelle** variiert dabei je nach verwendeter Technologie (Biomasse oder Erdgas bei vielen BHKWs und GuD-HKWs, Braunkohle bei Braunkohle-HKWs, Erdwärme bei Geothermie-HKWs, Sonnenenergie bei solarthermischen HKWs und solarthermischen Entsalzungsanlagen).

Eine KWK-Anlage kann wärme- oder stromgeführt betrieben werden. Bei der **wärmegeführten Fahrweise** wird die Anlage entsprechend des momentanen Wärmebedarfs betrieben und die Lastanforderungen auf Stromseite werden unbeachtet gelassen. Wird die Anlage hingegen **stromgeführt** betrieben, so wird sie unter Beibehaltung des KWK-Prinzips nicht allein entsprechend des Wärmebedarfs gefahren, sondern auch entsprechend des Strombedarfs. Besteht zu einem spezifischen Zeitpunkt kein Bedarf an Stromerzeugung, bleibt die KWK-Anlage ausgeschaltet und der Wärmebedarf wird mit dem Wärmespeicher oder dem Heizkessel abgedeckt [8]. Gewisse Anlagen bieten auch die Möglichkeit, das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeerzeugung anzupassen. Damit kann z.B. auf eine Situation mit geringem Strombedarf bei gleichzeitig erhöhtem Wärmebedarf reagiert werden.

Die **Flexibilität** von KWK-Anlagen in Hinblick auf die Stromerzeugung ist bei der wärmegeführten Fahrweise naturgemäß geringer als bei der stromgeführten Fahrweise. Im zukünftigen Elektrizitätssystem werden zur Deckung der Residuallast die Flexibilitätsoptionen Netze, Speicher, Lastmanagement und flexible konventionelle Kraftwerke miteinander in Konkurrenz stehen. Vor diesem Hintergrund ist eine stromgeführte Fahrweise zur Erlangung einer flexiblen Fahrweise der Anlage erstrebenswert. Wärmespeicher zur Entkopplung der Wärmeerzeugung und Heizstäbe zur kurzfristigen Verwendung von günstiger Elektrizität stellen technologische Optionen zur Flexibilisierung einer KWK-Anlage dar.

[1] DIW: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (2013)

[2] IEA: Co-Generation and Renewables: Solutions for a Low-Carbon Energy Future (2011). — <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,3980,en.html>



- [3] MÜLLER, SIMON ; DE SISTERNES, FERNANDO ; PORTELLANO, ALVARO ; PATRIARCA, EDOARDO ; GÖRITZ, ANNA ; MOELLER, DANIEL ; PETER, JAKOB: *The Power of Transformation*. Paris : IEA, 2014
- [4] MÜLLER, SIMON ; DE SISTERNES, FERNANDO ; PORTELLANO, ALVARO ; PATRIARCA, EDOARDO ; GÖRITZ, ANNA ; MOELLER, DANIEL ; PETER, JAKOB: *The Power of Transformation*. Paris : IEA, 2014
- [5] IEA: Power Generation from Coal (2010). — http://www.iea.org/ciab/papers/power_generation_from_coal.pdf
- [6] UBA: Kraftwerke in Deutschland ab 100 MW (2014). — <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen>
- [7] BMWi: Energie in Deutschland - Trends und Hintergründe zur Energieversorgung (2013). — <http://www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/energie-in-deutschland>
- [8] BEE: Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt (2013). — http://www.bee-ev.de/_downloads/imDialog/Plattform-Systemtransformation/20131217_BEE-PST_AGFW_IFAM_Studie-Waermeflexibilitaeten.pdf



Concentrating Solar Power (CSP)

Technische Daten

	2014	2030	2050
Wirkungsgrad [%]	8-30	↗	↗
Verfügbarkeit [%]	.	.	.
Gesicherte Leistung [%]	20-40	→	→
Lasttransient [%/min]	4-8	→	→
Mindestlast [%]	0-100	→	→
Anlaufzeit [h]	1-4 ¹	.	.
Technische Lebensdauer [Jahre]	25-30	→	→
Typische Anlagengröße [MW]	0,025 ² - 370 ³	↗	↗
Leistungsausnutzung [%]	25-70	→	→
Bestand in Deutschland [MW]	1.5 ⁴	→	→
Bestand in NRW [MW]	1.5 ⁵	→	→

Kosten in €

	2014	2030	2050
Investitionskosten [€/kW] ⁶	3500-6000	2500-3500	1500-2500
Fixe Betriebskosten [€/kWh]	30-120	38	24-45
Variable Betriebskosten [€/MWh]	0-2	0	0

Quellen: [1], [2], [3], [4], [5]

¹ Mit Speicher, ohne Speicher sind längere Anlaufzeiten möglich

² Solar Dishes, ohne Speicher

³ Solar Towers, mit Speicher

⁴ Forschungsprojekt, Jülich

⁵ Forschungsprojekt, Jülich

⁶ Parabolic Trough, ohne Speicher

Stand der Technik

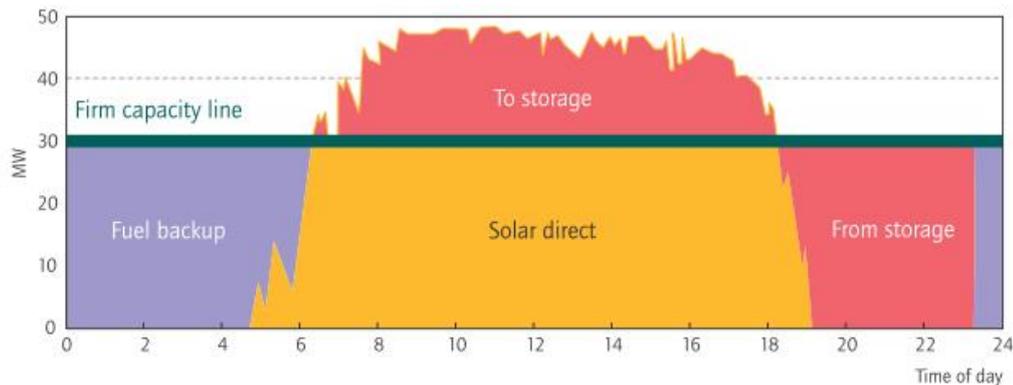
Solarthermische Kraftwerke (Concentrating Solar Power, CSP) nutzen Spiegel, um Sonnenlicht auf einen Empfänger zu konzentrieren. Eine Wärmeträgerflüssigkeit im Empfänger wird durch die konzentrierte Strahlung erhitzt und macht die Solarenergie für die Stromerzeugung mittels konventionellen Dampfturbinen oder als Wärmequelle für Endanwendungen nutzbar. Im Gegensatz zu Photovoltaik (PV) verwendet CSP nur die **direkte Komponente (DNI) des Sonnenlichts**, während die diffuse Komponente nicht genutzt werden kann. Daher ist eine Anwendung vordergründig in Regionen mit hoher DNI sinnvoll (z.B. Nordafrika, Südeuropa) [6]. CSP-Entwickler sprechen von einer unteren Schwelle für DNI von 1900 kWh/m² pro Jahr bis 2100 kWh/m² pro Jahr [2]. Da Wasser in den Sonnenregionen meist knapp ist, sind CSP-Kraftwerke auf Basis von „Trockenkühlung“ sinnvoll, wobei sie etwa 10% höhere Kosten aufweisen [6]. Für den effizienten Transport des Stroms aus den „Sonnengürtel“-Regionen in andere Länder sind **Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetz** (HGÜ) nötig [2].

In großen CSP-Anlagen werden **Wärmespeicher** verwendet, welche die Wärmeversorgung/Stromerzeugung bei Nacht ermöglichen. Mit der Integration der Wärmespeicher kann Mittel- und Grundlaststrom bereitgestellt werden. Das Speichersystem kann zudem die Netzintegration erleichtern, den Kapazitätsfaktor erhöhen und Flexibilitätsmöglichkeiten bieten. Die am weitesten verbreiteten Speichersysteme verwenden geschmolzenes Salz (molten salt storage) mit Speicherkapazitäten von 6-15 Stunden [6].

Es gibt vier CSP-Anlagenvarianten. **Parabolrinnen- (Parabolic Troughs, PT)** und **Fresnel-Reflektoren (Fresnel Reflectors, FR)** konzentrieren die Sonnenstrahlen auf eine Brennlinie/Rohr und erreichen Betriebstemperaturen zwischen 300-500° C. Beide Systeme finden auch in Hybrid-Kraftwerken Anwendung, in denen sowohl Solarenergie als auch fossile Brennstoffe zum Antrieb der Dampfturbine verwendet werden [1]. PT ist die kommerziell ausgereifte Anlagenvariante und somit die am meisten verbreitete CSP-Technologie. Kommerzielle PT Kraftwerke, die heute in Betrieb sind, haben Kapazitäten zwischen 14 bis 80 MWe, die Effizienz liegt bei etwa 14-16% und der Kapazitätsfaktor bei etwa 25-30%. In PT-Anlagen werden entweder synthetisches Öl, Dampf oder geschmolzenes Salz als Wärmeträger verwendet und für die Wärmespeicherung wird meist geschmolzenes Salz herangezogen. Die **Solarturm- (Solar Towers, ST)** und **Parabolspiegel-Technologien (Solar Dishes, SD)** fokussieren das Sonnenlicht auf einen Brennpunkt und können dadurch höhere Temperaturen als PT und FR erreichen. ST verwenden Spiegel (Heliostats), die der Sonne nachgeführt werden, um die Sonnenenergie auf einen zentralen Empfänger an der Spitze eines Turms zu konzentrieren. In ST-Kraftwerken werden Dampf und komprimierte Gase als alternative Wärmeträger benutzt. ST sind derzeit in kommerzieller Demonstration und mit höherer Speicherkapazität ausgestattet. SD bestehen aus parabolförmigen Schüsseln und sind für die dezentrale Erzeugung geeignet. Die SD-Technologie ist aber noch weniger ausgereift [6].

In den vergangenen Jahren ist die **installierte CSP-Leistung** schnell gewachsen. Die weltweit installierte CSP-Leistung in 2012 lag bei über 2 GW (in Vergleich zu 1,2 GW in 2010) mit 20 GW im Bau oder in der Entwicklungsphase. Eine zusätzliche installierte Kapazität von 12 GW ist bis ins Jahr 2015 geplant [6]. Die **Gesamtinstallationskosten** für CSP-Anlagen ohne Speicher sind normalerweise höher als für PV, man erwartet aber, dass sie um rund 15% bis 2015 und um rund 30-50% bis 2020 fallen werden. Dies vor allem aufgrund der Lernkurve, Skaleneffekten und

technischen Verbesserungen im Wirkungsgrad und in der Herstellung [6]. Der Einsatz von größeren Anlagen (100-250 MW) wird die Kosten deutlich senken und die kommerzielle Wettbewerbsfähigkeit erhöhen. Derzeit liegen die Investitionskosten für PT-Anlagen ohne Speicher zwischen 4000 und 5800 €/kW und mit 6h Speicher zwischen 5500 und 6200 €/kW. Schätzungen für ST-Anlagen reichen von 4500-5500 €/kW mit 6-9h Speicher bis 6500-7500 €/kW mit 12-15 Speicher [6]⁷.



Source: Geyer, 2007, SolarPACES Annual Report.

Abbildung 4 aus [2]: Combination of storage and hybridisation in a solar plant

- [1] DIW: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (2013). — http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf
- [2] IEA: Technology Roadmap Concentrating Solar Power (2010). — http://www.oecd-ilibrary.org/energy/iea-technology-roadmaps_22182837
- [3] IEA: Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System (2012)
- [4] CSPWORLD: CSP World Map (2014). — http://www.csp-world.com/cspworldmap?field_country_map_tid%5B%5D=549
- [5] MÜLLER, SIMON ; DE SISTERNES, FERNANDO ; PORTELLANO, ALVARO ; PATRIARCA, EDOARDO ; GÖRITZ, ANNA ; MOELLER, DANIEL ; PETER, JAKOB: *The Power of Transformation*. Paris : IEA, 2014
- [6] IRENA: Concentrating Solar Power. Technology Brief (2013). — <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP%20Tech%20Brief%20E10%20Concentrating%20Solar%20Power.pdf>

⁷ 1 € = 1,40 USD. Durchschnittlicher Wechselkurs in 2011:

<http://www.federalreserve.gov/releases/G5a/current/default.htm>, abgerufen am 15.04.2014.



Gasturbinen (Open Cycle Gas Turbine - OCGT)

Technische Daten

	2014	2030	2050
Wirkungsgrad [%]	34-46 [1]	→	→
Verfügbarkeit [%]	85-90 [1]	→	→
Eigenverbrauch [%]	1-3 [1]	.	.
Lasttransient [%/min]	8-20 [1]	→	→
Mindestlast [%]	0-30 [2]	→	→
Anlaufzeit (warm) [h] ¹	0.1-1 [2]	→	→
Technische Lebensdauer [Jahre]	25-30 [1]	→	→
Typische Anlagengröße [MW]	100 ² -400 [3]	→	→
CO ₂ -Faktor [tCO ₂ /MWh]	0.44-0.55 [1]	→	→
Bestand in Deutschland	3205 [3] ³	.	.
Bestand in NRW	605 [3] ⁴	.	.

Kosten in €

	2014	2030	2050
Investitionskosten [€/kW]	380-800 [1]	→	→
Fixe Betriebskosten [€/kWh]	9-20 [1]	.	.
Variable Betriebskosten [€/MWh]	1.2-4 [1]	.	.

¹ Stillstandszeit der Anlage: 8-60 Stunden.

² Kleinere Anlagengrößen sind möglich.

³ nur Kraftwerke ab 100 MW

⁴ nur Kraftwerke ab 100 MW

Stand der Technik

Funktionsweise: In Gasturbinen (OCGTs – Open Cycle Gas Turbines) wird, ähnlich einer Flugzeugturbine, die im Kompressor verdichtete Luft mit dem Gas vermischt und entzündet, wodurch ein Hochdruck-Gemisch von hoher Temperatur entsteht, das die nachgelagerte Turbine antreibt. Im mit der Turbine verbundenen Generator wird die Rotationsenergie anschließend in Elektrizität umgewandelt.

Das in Gasturbinen verwendete Erdgas wird über das **Gasnetz und Gaspipelines** zum Kraftwerk transportiert. Dabei kann auch über PtG gewonnenes Methan zur Anwendung kommen. Erste Forschungsergebnisse für Gasturbinen, die mit purem Wasserstoff betrieben werden, liegen vor [4]. Wasserstoff-Gasturbinen sind jedoch noch weit von der Serienreife entfernt.

Im Gegensatz zu einem Gas-und-Dampf-Kraftwerk (GuD / CCGT – Combined Cycle Gas Turbine) sind Gasturbinen nicht mit einem nachgelagerten Dampfkreislauf verbunden. Dies schlägt sich in der **Flexibilität** von Gasturbinen nieder: Mit im Vergleich zu anderen konventionellen Kraftwerken sehr hohen Lastgradienten von bis zu 30 %/min, Anlaufzeiten von weniger als einer halben Stunde und einer Mindestlast von 0-30 % gehören sie zu den flexibelsten Kraftwerken. Im Vergleich zu GuD-Kraftwerken haben Gasturbinen eine geringere **Effizienz** von 38-46 % und werden daher ausschließlich als Lastspitzen-Kraftwerke verwendet. Einzig Gasmotoren erreichen noch kürzere Anlaufzeiten und sind damit noch flexibler [5].

Das zukünftige Elektrizitätssystem ist geprägt von häufigeren und steileren Rampen der Residuallast. Flexible Gasturbinen stellen in Konkurrenz mit den anderen Flexibilitätsoptionen Lastmanagement, Netze und Speicher eine Option dar, um Angebot und Nachfrage im Elektrizitätssystem auch bei schnellen Schwankungen auszugleichen.

Mit einem **CO₂-Faktor** von 400-550 Kilogramm CO₂ pro MWh Elektrizität schneiden Gasturbinen aufgrund ihrer geringeren Effizienz im Vergleich zu GuD-Kraftwerken ein wenig schlechter ab. Im Vergleich zum CO₂-Ausstoss eines Steinkohlen- oder Braunkohlenkraftwerks ist der CO₂-Faktor einer Gasturbine jedoch immer noch etwa halb so groß.

Gasturbinen sind durch vergleichsweise **geringe Investitionskosten** von 380-800 €/kW gekennzeichnet und stellen damit eine attraktive Option dar, zu geringen Kapitalkosten kurzfristig gesicherte Leistung bereitstellen zu können. Da Gasturbinen nur als Lastspitzen-Kraftwerke Verwendung finden, beläuft sich die installierte Kapazität in Deutschland auf geringe 3.2 GW und in NRW auf 0.6 GW [3]. Ihr Beitrag am Strommix fällt daher sehr klein aus.

[1] DIW: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (2013). — http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf

[2] MÜLLER, SIMON ; DE SISTERNES, FERNANDO ; PORTELLANO, ALVARO ; PATRIARCA, EDOARDO ; GÖRITZ, ANNA ; MOELLER, DANIEL ; PETER, JAKOB: *The Power of Transformation*. Paris : IEA, 2014



- [3] UBA: Kraftwerke in Deutschland ab 100 MW (2014). — <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen>
- [4] ENEL: Electricity from hydrogen with combined cycles - The Fusina Project (2011). — http://de.amiando.com/eventResources/r/v/kfKncJZVrUe3Xh/Electricity_from_hydrogen_with_combined_cycles_-_The_Fusina_Project.pdf
- [5] IEA: Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System (2012)



Photovoltaik (PV)			
Technische Daten			
	2014	2030	2050
Wirkungsgrad [%]	15-20	→	→
Verfügbarkeit [%]	.	.	.
Gesicherte Leistung [%]	0	0	0
Lasttransient [%/min] ¹	0 - 100	0 - 100	0 - 100
Mindestlast [%]	0 - 100	0 - 100	0 - 100
Anlaufzeit [h]	Sekunden	Sekunden	Sekunden
Technische Lebensdauer [Jahre]	>25	→	→
Typische Modulgröße [W _p]	180-270	→	→
Typische Zellenanzahl pro Modul	54-72	→	→
Durchschnittliche Anlagengröße [MW]	260	.	.
Bereitstellung von Regelleistung ²	.	ja	ja
CO ₂ -Faktor/Ausstoß [tCO ₂ /MWh]	0	0	0
Strombereitstellung [GWh], 2012	26380	.	.
Bestand in Deutschland [MW], Stand 2012	32643	→	→
Bestand in NRW [MW], Stand 2012	2850	→	→
Kosten in €			
	2014	2030	2050
Investitionskosten [EUR / kW]	2000-3500	750-1700	550-1000
Fixe Betriebskosten [EUR / MWa]	17-32	.	.
Variable Betriebskosten [EUR / MWh]	0	0	0
Quellen: [1],[2],[3],[4],[5],[6], [7] und [8]			

¹ Mit der EEG-Novelle (2012) wurde die Abregelung von PV-Anlagen festgelegt.

² Die Bereitstellung von Regelleistung durch PV Anlagen in Kombination mit Speichern wird derzeit diskutiert. In Zukunft ist dies eventuell möglich.

Stand der Technik

Durch die Förderung erneuerbarer Energien hat der Ausbau der PV-Anlagen seit Inkrafttreten des EEGs am 1. April 2000 deutschlandweit stark zugenommen. Die installierte Leistung von PV in Deutschland beträgt heute [Stand 2012] ca. 32.6 GW [9] und bewegt sich damit auf einem um ein vielfaches höherem Niveau als in 2000. Das Bundesland NRW verspricht sich aus dem aktuellen Klimaschutzgesetz und aufgrund der bis 2020 anvisierten 25 prozentigen Reduktion des Treibhausgasausstoßes, einen verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien. Deshalb misst die Landesregierung dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Steigerung der Energieeffizienz besondere Bedeutung zu [10]. Allerdings ist die derzeit installierte Leistung wie auch die Erzeugung regenerativ erzeugten Stroms mittels PV Modulen für NRW gering. Für das Jahr 2011 machte die Stromerzeugung aus PV einen Anteil von unter 2% der gesamten Stromerzeugung NRWs aus [11].

Bei der PV-Technologie wird solare Strahlung in elektrische Energie umgewandelt. Wichtige Bestandteile der Technologie stellen die Solarmodule mit unterschiedlichen Zelltypen wie auch die Umrichter dar. Die eingesetzten Technologien basieren auf dem Einsatz von Halbleitertechniken und lassen sich in verschiedene Zelltypen unterteilen:

Bei den kristallinen Siliziumzellen existieren **mono-** und **polykristalline Siliziumzellen**. Technisch sind beide Zellenarten als weitestgehend marktreif zu betrachten, allerdings liegt der Wirkungsgrad für polykristalline Siliziumzellen mit ca. 16% etwas niedriger als der bei monokristalline Siliziumzellen (ca. 20%). Dafür zeichnet sich der Herstellungsprozess monokristalline Siliziumzellen durch einen höheren Energieeinsatz aus und ist damit vergleichsweise teuer [2].

Dünnschichtzellen aus Silizium haben einen geringeren Wirkungsgrad (ca. 10%) bei gleichzeitig geringeren Produktionskosten. Durch Überlagerung der Dünnschichtzellen lässt sich der Wirkungsgrad abermals erhöhen und kann Wirkungsgrade zwischen 17-20% erreichen. Insgesamt ist die Herstellung von Dünnschichtzellen aus Silizium sehr kosteneffizient [12].

Organische Solarzellen befinden sich derzeit noch im Entwicklungsstadium. Sie basieren auf Polymeren und haben grundsätzlich das Potenzial in Zukunft zu geringen Herstellungskosten produziert zu werden. Laborexperimente weisen derzeit Wirkungsgrade von etwas über 12% auf. Allerdings sind organische Solarzellen aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums und der geringen Wirkungsgrade noch nicht wirtschaftlich.

Wie bereits erwähnt unterliegt die PV seit 2000 dem EEG [13]. Im Zuge der Novellierung des EEGs wurden die Vergütungssätze seither nach unten korrigiert. Damit wurde der sukzessive Abbau der Förderung erneuerbarer Energien mittels Kostendegression vom Gesetzgeber umgesetzt. Die Anpassung der Vergütungssätze ist insbesondere der Vermeidung von Überförderung der Einzeltechnologien geschuldet. Für die PV gilt im Speziellen, dass ab einer installierten Leistung von 52GW in Deutschland keine weiteren Neuanlagen durch das EEG gefördert werden. Die Vergütungen von Altanlagen bleiben erhalten, ebenso der Vergütungszeitraum von 20 Jahren. Abbildung 1 gibt einen Überblick über die

Vergütungsspannen aller erneuerbaren Erzeugungstechnologien für das Jahr 2011 und 2012. Dabei wurden die Vergütungssätze der unterschiedlich großen PV-Anlagen für Inbetriebnahmen im Jahr 2012 gegenüber 2011 bereits deutlich reduziert.

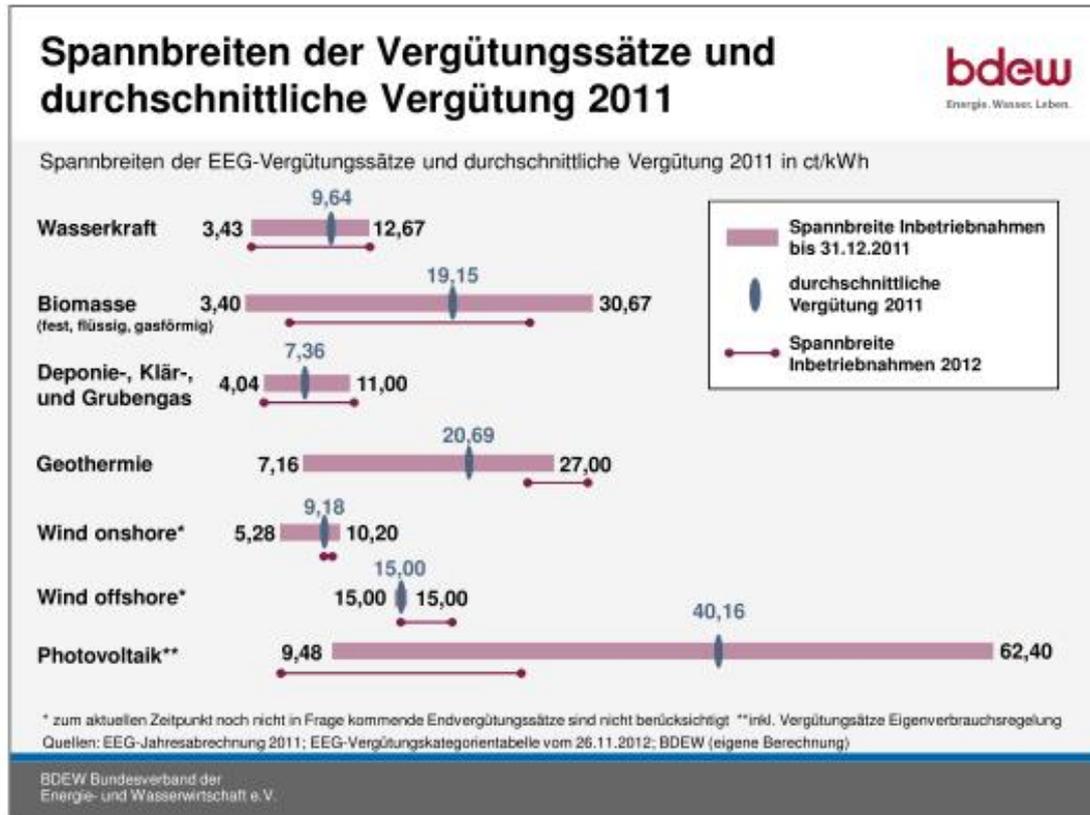


Abb. 1: Spannbreiten der Vergütungssätze und durchschnittliche Vergütung 2011
 Quelle: BDEW (2013), [14].

- [1] EWI: Flexibility options in European electricity markets in high RES-E scenarios (2012). — http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/Flexibility_options_in_the_European_electricity_markets.pdf
- [2] DIW: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (2013). — http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf
- [3] DLR: Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050 (2010)
- [4] EWI: Energieszenarien 2011 (2011). — http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2011/EWI_2011-08-12_Energieszenarien-2011.pdf
- [5] IEA: Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System (2012)
- [6] BnetzA. Kraftwerksliste (2014). — <http://www.bundesnetzagentur.de>
- [7] BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung (2013). — www.erneuerbare-energien.de
- [8] IRENA: Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview (2012). — http://costing.irena.org/media/2769/Overview_Renewable-Power-Generation-Costs-in-2012.pdf
- [9] BMU: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat): Erneuerbare Energien in Zahlen 2011 – Nationale und internationale Entwicklung (2012)
- [10] DAS MINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, LANDWIRTSCHAFT, NATUR- UND VERBRAUCHERSCHUTZ DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN: Erneuerbare Energien in Nordrhein-Westfalen Wachstum und Beschäftigung für den Klimaschutz (2012). — http://www.umwelt.nrw.de/klima/pdf/ee_nrw.pdf
- [11] DAS MINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, LANDWIRTSCHAFT, NATUR- UND VERBRAUCHERSCHUTZ DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN: EnergieDaten.NRW 2012 (2012). — http://www.umwelt.nrw.de/ministerium/pdf/energiedaten_nrw_2012_web.pdf



- [12] ENERGINET/ENERGISTYRELSEN: Technology Data for energy plants. Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion (2012). —
http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Technology_data_for_ergy_plants.pdf
- [13] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND VERBRAUCHER: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (2008). —
http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf
- [14] BDEW: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013) (2013). —
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/\\$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf)



Braunkohlen Kraftwerk (Staubfeuerung)

Technische Daten

	2014	2030	2050
Wirkungsgrad [%]	35-45 [1]	→	→
Verfügbarkeit [%]	85-95 [1]	→	→
Eigenverbrauch [%]	4.5-6 [1]	→	→
Lasttransient [%/min]	0.6-6 [2]	→	→
Mindestlast [%]	40-60 [2]	→	→
Anlaufzeit (warm) [h] ¹	2-8 [2]	→	→
Technische Lebensdauer [Jahre]	35-45 [1]	→	→
Typische Anlagengröße [MW]	400-1000 [3]	.	.
CO ₂ -Faktor [tCO ₂ /MWh]	0.8-1.2 [4]	→	→
Bestand in Deutschland [MW]	21247 [3]	.	.
Bestand in NRW [MW]	10764 [3]	.	.

Kosten in €

	2014	2030	2050
Investitionskosten [€/kW]	1200-2680 [1]	→	→
Fixe Betriebskosten [€/kWh]	28-37 [1]	.	.
Variable Betriebskosten [€/MWh]	3-12 [1]	.	.

¹ Stillstandszeit der Anlage: 8-60 Stunden.

Stand der Technik

Funktionsweise: In einem Braunkohlen Kraftwerk wird durch die Verbrennung von Braunkohlen Dampf erzeugt, der eine Dampfturbine antreibt. Ein mit der Dampfturbine verbundener Generator erzeugt schließlich Strom.

Die **Gewinnung** von Braunkohlen findet in Deutschland ausschließlich im Tagebau statt. Dabei kann es zur Umsiedlung und Abbaggerung von Ortschaften kommen. In Deutschland beläuft sich die Zahl von sog. devastierten Ortschaften auf über 240 [5]. Nach Inanspruchnahme werden die Flächen wieder rekultiviert und die Restlöcher werden in der Regel durch Flutung in künstliche Seen umgewandelt.

Im Vergleich zu Steinkohle hat die Braunkohle einen hohen Wasser- und damit einen geringen **Energiegehalt pro Tonne**. Eine grubennahe Verstromung liegt aufgrund der daraus resultierenden hohen spezifischen Transportkosten nahe, daher existiert auch kein Marktpreis für Braunkohlen und alleine die Förder- und CO₂-Kosten sind relevant für die Kosten der Braunkohlenverstromung [6].

Kohlekraftwerke werden nach dem Druck- und Temperaturlevel **klassifiziert**: subkritisch (Druck bis 221 bar und Temperaturen bis 374 °C), superkritisch (Druck ab 221 bar und Temperaturen bis 593 °C), ultra-superkritisch (Druck ab 221 bar und Temperaturen von 593 bis 700 °C), wobei der Wirkungsgrad mit steigender Temperatur und Druck zunimmt [7]. IGCC-Anlagen (Integrated Gasification Combined Cycle) repräsentieren eine weitere Klasse mit vergleichsweise hohem Wirkungsgrad, bei der die Stromerzeugung ähnlich einem Gas- und Dampf Kraftwerk in einer Gas- und Dampfturbine erfolgt. **Stand der Technik** stellen Braunkohlenkraftwerke mit optimierter Anlagentechnik dar (BoA), welche durch Vortrocknung der Braunkohlen einen Wirkungsgrad von 43 % erreichen [8]. Mit einer zusätzlichen Wirbelschicht-Vortrocknung (BoA Plus) lassen sich Wirkungsgrade über 45% erreichen. Rechnet man die elektrizitätsintensive Gewinnung von Braunkohlen mit ein, reduziert sich der Wirkungsgrad um 1-3 Prozentpunkte der Effizienz [9].

Da im zukünftigen Elektrizitätssystem fluktuierende erneuerbare Energien in vielen Stunden des Jahres einen Großteil der Elektrizität produzieren werden, erübrigt sich die klassische Aufteilung in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke und die **Flexibilität** von konventionellen Kraftwerken, die in Konkurrenz mit den anderen Flexibilitätsoptionen Netze, Speicher und Lastmanagement die Residuallast decken, spielt eine immer größere Rolle. Die Flexibilität von vielen bestehenden Braunkohlenkraftwerken ist aufgrund ihrer früheren Auslegung als Grundlastkraftwerke gering. Die Entwicklung bei Anlagen mit Retrofitting und neuen Anlagen geht jedoch in Richtung einer Verminderung der Mindestlast auf unter 40 % und erhöhten Lastgradienten von über 3 %/min [8]. Im Vergleich zu optimierten Gas- und Dampfkraftwerken mit entkoppeltem Dampfkreislauf, deren Mindestlast gegen 15 % und Lasttransienten gegen 15 %/min gehen, ist jedoch selbst die Flexibilität von neuen Braunkohlenkraftwerken nicht konkurrenzfähig [2].

Der **CO₂-Faktor** der Braunkohlen ist mit 800-1200 Kilogramm CO₂ pro MWh Elektrizität der höchste aller Energieträger. Mit einem Anteil von knapp über 25 % am deutschen Strommix

im Jahr 2012 betrug der Anteil der Braunkohle an den gesamten CO₂-Emissionen im Stromsektor über 50 % [10].

Mit einer installierten Leistung von 11.7 GW und einem Anteil von über 40 % am Strommix in NRW stellt Braunkohlen einen gewichtigen Teil der Stromerzeugung des Landes [3]. Das im Jahre 2013 in NRW verabschiedete Klimaschutzgesetz schreibt eine CO₂-Reduktion um 25% bis 2020 und um 80% bis 2050 vor [11]. Eine Reduktion der Stromproduktion aus Braunkohlen scheint unter diesen Voraussetzungen als sehr wahrscheinlich.

Beimischung von Biomasse ist eine Option, den CO₂-Faktor der Braunkohlenverstromung zu reduzieren, da Biomasse während dem Wachstum CO₂ bindet und somit CO₂-neutral ist. Dazu existieren verschiedene Technologie-Optionen, welche unterschiedlich mit den veränderten Anforderungen einer Biomasse-Verfeuerung wie der verstärkten Ascheproduktion und dem höheren Feuchtigkeitsgehalt umgehen [12].

- [1] DIW: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (2013)
- [2] MÜLLER, SIMON ; DE SISTERNES, FERNANDO ; PORTELLANO, ALVARO ; PATRIARCA, EDOARDO ; GÖRITZ, ANNA ; MOELLER, DANIEL ; PETER, JAKOB: *The Power of Transformation*. Paris : IEA, 2014
- [3] BNetzA: Kraftwerksliste (2014)
- [4] IEA: Power Generation from Coal (2010)
- [5] WIKIPEDIA: Liste abgebaggerter Ortschaften (2014). — http://de.wikipedia.org/wiki/Liste_abgebaggerter_Ortschaften
- [6] DEBRIV: 04 - Gewinnung der Braunkohle (2014). — <http://www.braunkohle.de/pages/layout3sp.php?page=575>
- [7] IEA: Power Generation from Coal (2010). — http://www.iea.org/ciab/papers/power_generation_from_coal.pdf
- [8] RWE: BoAplus - Hochtechnologie fuer die Stromerzeugung von heute und morgen (2014). — www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/1110140/data/1109028/2/boaplus/ueber-boaplus/im-detail/BoAplus-Hochtechnologie-fuer-die-Stromerzeugung-von-heute-und-morgen.pdf
- [9] RÖHRLICH, MICHAEL ; MISTRY, MARK ; MARTENS, PER N. ; BUNTENBACH, STEFAN ; RUHRBERG, MARTIN ; DIENHART, MATTHIAS ; BRIEM, SEBASTIAN ; QUINKERTZ, RAINER ; ALKAN, ZEYNEL ; U. A.: A method to calculate the cumulative energy demand (CED) of lignite extraction. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment* Bd. 5 (2000), Nr. 6, S. 369–373
- [10] UBA: Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2012 (2013). — <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-spezifischen-kohlendioxid-emissionen-0>
- [11] DAS MINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, LANDWIRTSCHAFT, NATUR- UND VERBRAUCHERSCHUTZ DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN: Erneuerbare Energien in Nordrhein-Westfalen Wachstum und Beschäftigung für den Klimaschutz (2012). — http://www.umwelt.nrw.de/klima/pdf/ee_nrw.pdf
- [12] DIW: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (2013). — http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf



Steinkohlekraftwerk			
Technische Daten			
	2014	2030	2050
Wirkungsgrad [%] ¹	30-48 [1]	→	→
Verfügbarkeit [%]	82-92 [1],[2]	→	→
Eigenverbrauch [%]	8-14 [1]	→	→
Lasttransient [%/min]	0.6-8 [3]	→	→
Mindestlast [%]	30-60 [3],[2]	→	→
Anlaufzeit (warm) [h] ²	2-4 [3]	→	→
Technische Lebensdauer [Jahre]	35-45 [1]	→	→
Typische Anlagengröße [MW]	300-900 [4]	.	.
CO ₂ -Faktor [tCO ₂ /MWh]	0.7-1.1 [5]	→	→
Bestand in Deutschland [MW]	22 603 [4]	.	.
Bestand in NRW [MW]	11237 [4]	.	.
Kosten in €			
	2014	2030	2050
Investitionskosten [€/kW]	1200-2662 [1]	→	→
Fixe Betriebskosten [€/kWa]	24-47 [1]	.	.
Variable Betriebskosten [€/MWh]	3-10 [1]	.	.

¹ Bei superkritischen bis ultra-superkritischen Dampfparametern.

² Stillstandszeit der Anlage: 8-60 Stunden.

Stand der Technik

In einem Steinkohlekraftwerk wird durch die Verbrennung von Steinkohle Dampf erzeugt, der eine Dampfturbine antreibt. Ein mit der Dampfturbine verbundener Generator erzeugt schließlich Strom. Das beim Verbrennungsprozess entstehende Rauchgas, welches neben Kohlendioxid auch Schwefeldioxid sowie Spurenelemente und Stäube enthält, wird bevor es in Atmosphäre gelangt in Rauchgasentschwefelungsanlagen gereinigt. Steinkohle wird je nach den geologischen Gegebenheiten sowohl im Tage- als auch im Tiefbau gewonnen. Schäden die beim Tiefbau Senkungen hervorgerufen werden sind größtenteils Bergschäden. Außerhalb Europas (Australien, den USA und in Kasachstan) wird die Steinkohle hauptsächlich im Tagebau gewonnen.

Steinkohlekraftwerke stellen eine ausgereifte und etablierte Erzeugungstechnologie dar. Eine Erzeugung bei superkritischen (Druck bis 221 bar und Temperaturen bis 374 °C) und ultra-superkritischen (Druck ab 221 bar und Temperaturen über 593 °C) Dampfparametern gehört zum Stand der Technik und resultiert in maximalen Wirkungsgraden von bis zu 50%. Grundsätzlich gilt, dass mit steigender Temperatur und Druck der Wirkungsgrad zunimmt [6]. Eine weitere Steigerung des Maximalwirkungsgrades ist bei Dampftemperaturen über 700°C möglich, diese stellt jedoch enorme Ansprüche an die verwendeten Werkstoffe.

Da im zukünftigen Elektrizitätssystem fluktuierende erneuerbare Energien in vielen Stunden des Jahres einen Großteil der Elektrizität produzieren werden, erübrigt sich die klassische Aufteilung in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke und die **Flexibilität** von konventionellen Kraftwerken, die in Konkurrenz mit den anderen Flexibilitätsoptionen Netze, Speicher und Lastmanagement die Residuallast decken, spielt eine immer größere Rolle. Die Flexibilität von vielen bestehenden Steinkohlenkraftwerken ist aufgrund ihrer früheren Auslegung als Grundlastkraftwerke gering. Die Entwicklung bei Anlagen mit Retrofitting und neuen Anlagen geht jedoch in Richtung einer Verminderung der Mindestlast auf ca. 30 % und erhöhten Lasttransienten von über 6 %/min [7]. Im Vergleich zu optimierten Gas- und Dampfkraftwerken mit entkoppeltem Dampfkreislauf und Lasttransienten bis 15 %/min ist die Flexibilität von Steinkohlekraftwerken nicht konkurrenzfähig [3].

Zur Absenkung der Mindestlast und Verbesserung der maximalen Laständerungsgeschwindigkeit von Steinkohlekraftwerken stellt die Entkopplung von Ausmahlung und Verbrennung (indirekte Feuerung) eine sinnvolle Maßnahme dar. Hierdurch kann auf Lastwechsel flexibler reagiert werden und es lassen sich kürzere Anfahrtszeiten realisieren. Zusätzlich kann durch die optimierte Auslegung von Anlagenteilen und die Verwendung höherwertiger Werkstoffe das Verhalten während der Laständerung verbessert und die Lebensdauer bei häufigen Lastwechseln erhöht werden.

Der CO₂-Faktor der Steinkohlen ist mit 700-1100 Kilogramm CO₂ pro MWh Elektrizität im Vergleich zu anderen Energieträgern hoch. Mit einem Anteil von 19,5 % am deutschen Strommix im Jahr 2012 betrug der Anteil an den CO₂-Emissionen aus dem Stromsektor über 30 % [8].

Mit einer installierten Leistung von 11.2 GW und einem Anteil von über 22 % am Strommix in NRW stellt Steinkohle einen gewichtigen Teil der Stromerzeugung des Landes [4]. Das im Jahre 2013 in NRW verabschiedete Klimaschutzgesetz schreibt eine CO₂-Reduktion um 25%

bis 2020 und um 80% bis 2050 vor [9]. Eine Reduktion der Stromproduktion aus Steinkohlen scheint unter diesen Voraussetzungen als sehr wahrscheinlich.

- [1] DIW: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (2013)
- [2] EWI: Flexibility options in European electricity markets in high RES-E scenarios (2012). — http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/Flexibility_options_in_the_European_electricity_markets.pdf
- [3] MÜLLER, SIMON ; DE SISTERNES, FERNANDO ; PORTELLANO, ALVARO ; PATRIARCA, EDOARDO ; GÖRITZ, ANNA ; MOELLER, DANIEL ; PETER, JAKOB: *The Power of Transformation*. Paris : IEA, 2014
- [4] BNetzA: Kraftwerksliste (2014)
- [5] IEA: Power Generation from Coal (2010)
- [6] IEA: Power Generation from Coal (2010). — http://www.iea.org/ciab/papers/power_generation_from_coal.pdf
- [7] DIW: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (2013). — http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf
- [8] UBA: Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2012 (2013). — <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-spezifischen-kohlendioxid-emissionen-0>
- [9] DAS MINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, LANDWIRTSCHAFT, NATUR- UND VERBRAUCHERSCHUTZ DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN: Erneuerbare Energien in Nordrhein-Westfalen Wachstum und Beschäftigung für den Klimaschutz (2012). — http://www.umwelt.nrw.de/klima/pdf/ee_nrw.pdf



Wasserstofftankstelle

basierend auf On-Site-Elektrolyse

Technische Daten

	2014	2020	2030	2050
Abgabekapazität 50 kg_{H2}/Tag				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	52,5% [1], [2]	→	→	→
CO ₂ -Emission / Strom EU-Mix (g CO ₂ /kWh H ₂)	763*	→	→	→
CO ₂ -Emission / Strom Windkraft Offshore (g CO ₂ / kWh H ₂)	0,0**	→	→	→
Primärenergieaufwand für Strom EU-Mix (kWh/Tag)	7.793***	→	→	→
Primärenergieaufwand für Strom Windkraft Offshore (kWh/Tag)	2.987***	→	→	→
Energieinhalt H ₂ (kWh/Tag)	1.665	→	→	→
*Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad. **Hier wurden die CO ₂ -Emissionen für den Aufbau der Anlagen nicht berücksichtigt. ***Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad.				
Abgabekapazität 500 kg_{H2}/Tag				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	55,36% [1], [2]	→	→	→
CO ₂ -Emission / Strom EU-Mix (g CO ₂ /kWh H ₂)	662*	→	→	→
CO ₂ -Emission / Strom Windkraft Offshore (g CO ₂ /kWh H ₂)	0,0**	→	→	→
Primärenergieaufwand für Strom EU-Mix (kWh/Tag)	76.549***	→	→	→
Primärenergieaufwand für Strom Windkraft Offshore (kWh/Tag)	28.491***	→	→	→
Energieinhalt H ₂ (kWh/Tag)	16.650	→	→	→
*Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad. **Hier wurden die CO ₂ -Emissionen für den Aufbau der Anlagen nicht berücksichtigt. ***Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad.				
Abgabekapazität 1.300 kg_{H2}/Tag				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	58,61% [1], [2]	→	→	→
CO ₂ -Emission / Strom EU-Mix (g CO ₂ /kWh H ₂)	558*	→	→	→
CO ₂ -Emission / Strom Windkraft Offshore (g CO ₂ /kWh H ₂)	0,0**	→	→	→
Primärenergieaufwand für Strom EU-Mix (kWh/Tag)	195.375***	→	→	→
Primärenergieaufwand für Strom Windkraft Offshore (kWh/Tag)	70.426***	→	→	→
Energieinhalt H ₂ (kWh/Tag)	43.290	→	→	→
*Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad. **Hier wurden die CO ₂ -Emissionen für den Aufbau der Anlagen nicht berücksichtigt. ***Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad.				

Kosten in €₂₀₁₄				
	2014	2020	2030	2050
Abgabekapazität 50 kg_{H2}/Tag				
Investitionskosten (Tsd €)*	718 [3]	→	→	→
Instandhaltungskosten (€/kg _{H2})*	0,77 [3]	→	→	→
Gesamtkosten der Wasserstoffbereitstellung (€/kg _{H2})*	9,06 [3]	→	→	→
*bei 70MPa Booster Konzept				
Abgabekapazität 500 kg_{H2}/Tag				
Investitionskosten (Tsd €)*	2.921 [3]	→	→	→
Instandhaltungskosten (€/kg _{H2})*	0,35 [3]	→	→	→
Gesamtkosten der Wasserstoffbereitstellung (€/kg _{H2})*	5,10 [3]	→	→	→
*bei 70MPa Booster Konzept				
Abgabekapazität 1.300 kg_{H2}/Tag				
Investitionskosten (Tsd €)*	6.553 [3]	→	→	→
Instandhaltungskosten (€/kg _{H2})*	0,29 [3]	→	→	→
Gesamtkosten der Wasserstoffbereitstellung (€/kg _{H2})*	4,79 [3]	→	→	→
*bei 70MPa Booster Konzept				

Wasserstofftankstelle				
basierend auf On-Site-Reformer				
Technische Daten				
	2014	2020	2030	2050
Abgabekapazität 50 kg_{H2}/Tag				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	59,93% [1], [2]	→	→	→
CO ₂ -Emission (g CO ₂ /kWh H ₂)	318*	→	→	→
Primärenergieaufwand (kWh/Tag)	3.101**	→	→	→
Energieinhalt H ₂ (kWh/Tag)	1.665	→	→	→
*Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad. Die CO ₂ -Emissionen wurden für den kompletten Well-to-Tank-Pfad berechnet.				
**Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad.				
Abgabekapazität 500 kg_{H2}/Tag				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	61,75% [1], [2]	→	→	→
CO ₂ -Emission (g CO ₂ /kWh H ₂)	289*	→	→	→
Primärenergieaufwand (kWh/Tag)	30.191**	→	→	→
Energieinhalt H ₂ (kWh/Tag)	16.650	→	→	→
*Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad. Die CO ₂ -Emissionen wurden für den kompletten Well-to-Tank-Pfad berechnet.				
**Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad.				
Abgabekapazität 1.300 kg_{H2}/Tag				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	63,56% [1], [2]	→	→	→
CO ₂ -Emission (g CO ₂ /kWh H ₂)	263*	→	→	→
Primärenergieaufwand (kWh/Tag)	76.502**	→	→	→
Energieinhalt H ₂ (kWh/Tag)	43.290	→	→	→
*Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad. Die CO ₂ -Emissionen wurden für den kompletten Well-to-Tank-Pfad berechnet.				
**Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad.				

Kosten in €₂₀₁₄				
	2014	2020	2030	2050
Abgabekapazität 50 kg_{H2}/Tag				
Investitionskosten (Tsd €)*	1.018 [1]	→	→	→
Instandhaltungskosten (€/kg _{H2})*	0,98 [1]	→	→	→
Gesamtkosten der Wasserstoffbereitstellung (€/kg _{H2})*	9,76 [1]	→	→	→
Abgabekapazität 500 kg_{H2}/Tag				
Investitionskosten (Tsd €)*	3.181 [1]	→	→	→
Instandhaltungskosten (€/kg _{H2})*	0,34 [1]	→	→	→
Gesamtkosten der Wasserstoffbereitstellung (€/kg _{H2})*	3,99 [1]	→	→	→
Abgabekapazität 1.300 kg_{H2}/Tag				
Investitionskosten (Tsd €)*	4.204 [1]	→	→	→
Instandhaltungskosten (€/kg _{H2})*	0,21 [1]	→	→	→
Gesamtkosten der Wasserstoffbereitstellung (€/kg _{H2})*	2,75 [1]	→	→	→
Stand der Technik und Potential				
<p>Der Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor beruht aktuell im Wesentlichen auf der Verwendung von Fahrzeugen mit Brennstoffzelle (BZ). Je nach Auslegung des Antriebsstrangs stellt die BZ die Antriebsenergie direkt zur Verfügung (Hybrid-Fahrzeug) oder lädt, wenn notwendig, eine Batterie nach, aus der die Antriebsenergie entnommen wird (Range-Extender). Parallel zum Einsatz von Brennstoffzellen wurden auch Fahrzeuge entwickelt, die einen wasserstoffbetriebenen Verbrennungsmotor besitzen. Dies hat den Vorteil, dass wesentliche Komponenten des Antriebsstrangs aus der konventionellen Antriebstechnik übernommen werden können. Nachteilig ist jedoch der geringe Wirkungsgrad der Motoren. Neben unterschiedlichen Antriebskonzepten werden auch verschiedene Speichertechniken für den Wasserstoff in den Fahrzeugen verwendet:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Flüssigwasserstoff bei tiefkalten Temperaturen (ca. 20,4 K / -253°C) und geringem Druck (LH₂) [4] 2. Gasförmiger Wasserstoff bei einem Nenndruck von 350 bar (CGH₂-350) 3. Gasförmiger Wasserstoff bei einem Nenndruck von 700 bar (CGH₂-700) <p>Die Nutzung von LH₂ bietet hohe Speicherdichten, da sich die Dichte des Wasserstoffs von ca. 0,09 kg/m³ unter Normbedingungen auf ca. 70,8 kg/m³ bei der Verflüssigung etwa um den Faktor 800 erhöht. Selbst der Einsatz vakuumisolierter Spezialtanks kann jedoch einen geringen Wärmeeintrag nicht verhindern, so dass so genannte Boil-Off-Verluste nicht zu vermeiden sind. Zusätzlich ist die Verflüssigung des Wasserstoffs sehr energieintensiv und nur in großtechnischen Anlagen sinnvoll umzusetzen. Die Verwendung dieser</p>				

Speichertechnik wurde u.a. von BMW erprobt, konnte aber als Standard in Fahrzeugen nicht etabliert werden.

Wird der Wasserstoff auf 350 bar komprimiert, erhöht sich die Dichte auf ca. $25,4 \text{ kg/m}^3$. Damit reduziert sich der Platzbedarf für die Speicherung gegenüber Normaldruck bereits erheblich. Verschiedene Hersteller von PKW nutzen diese Technik, da der Aufwand gegenüber dem Einsatz sowohl von LH_2 als auch von $\text{CGH}_2\text{-700}$ deutlich geringer ist. Insbesondere bei BZ-betriebenen Bussen hat sich dieser Speicherdruck als Standard durchgesetzt, da hier die Tanks auf dem Dach des Busses angeordnet werden und somit der Platzbedarf nicht ausschlaggebend für die Wahl der Speichertechnik ist [5].

Bei weiterer Kompression auf 700 bar ergibt sich unter Berücksichtigung des Realgasfaktors eine Dichte von ca. $42,3 \text{ kg/m}^3$. Aufgrund der gegenüber LH_2 einfacheren Speicher und der nicht vorhandenen Speicherverluste durch Boil-Off sowie der gegenüber $\text{CGH}_2\text{-350}$ deutlich höheren Speicherdichte wird $\text{CGH}_2\text{-700}$ von vielen PKW-Herstellern als Speichertechnik im Fahrzeug favorisiert.

Um mit BZ-PKW Reichweiten zwischen 400 und 500 km erzielen zu können, ist ein Wasserstoffvorrat von ca. 4 bis 6 kg erforderlich, abhängig vom Wirkungsgrad des Antriebsstrangs und den Fahrzeugdaten, wie Gewicht und Luftwiderstand. Ziel der Automobilindustrie ist, insbesondere bei PKW Betankungszeiten für den Wasserstoff im Bereich von 3 bis 5 Minuten zu realisieren, vergleichbar zu einer Betankung mit konventionellen flüssigen Kraftstoffen. Damit verbunden ist die Absicht, einen möglichen Komfortverlust beim Umstieg auf H_2 -betriebene Fahrzeuge zu vermeiden.

Zur verbreiteten Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehr ist eine entsprechende Tankstelleninfrastruktur notwendig. Für diesen Steckbrief wird die Einteilung der Tankstellen anhand der Abgabekapazität von Wasserstoff in die drei Klassen 50 kg/d, 500 kg/d, 1.300 kg/d vorgenommen, wie sie in [3] vorgeschlagen wird. Eine andere Einteilung erfolgte im Rahmen der Industrieinitiative H_2 Mobility und ist in Abbildung 1 dargestellt, die der Quelle [5] entnommen wurde. Hierzu konnten jedoch keine weiteren Angaben bzgl. der Kosten gefunden werden.

Typ XS – Very Small	Typ S – Small	Typ M – Medium	Typ L – Large
1 Zapfpunkt	1 Zapfpunkt	2 Zapfpunkte	4 Zapfpunkte
2,5 Betankungen pro Position und Stunde, keine back-to-back-Betankung ⁴ ; max. 20 min Wartezeit	6 Betankungen pro Position und Stunde, 1 back-to-back-Betankung ⁴ pro Position; max. 5 min Wartezeit	6 Betankungen pro Position und Stunde, 2 back-to-back-Betankung ⁴ pro Position; max. 5 min Wartezeit	10 Betankungen pro Position und Stunde, 10 back-to-back-Betankungen ⁴ pro Position; keine Wartezeit
Mobile Containerlösung	Mobile Containerlösung	Stationäre Lösung	Stationäre Lösung
Option zur modularen Erweiterung	Option zur modularen Erweiterung	Option zur modularen Erweiterung	Option zur modularen Erweiterung
Durchschn. 10 Betankungen pro Tag (56 kg/d)	Durchschn. 30 Betankungen pro Tag (168 kg/d)	Durchschn. 60 Betankungen pro Tag (336 kg/d)	Durchschn. 125 Betankungen pro Tag (700 kg/d)
Maximalumsatz 80 kg H ₂ pro Tag	Maximalumsatz 212 kg H ₂ pro Tag	Maximalumsatz 420 kg H ₂ pro Tag	Maximalumsatz 1.000 kg H ₂ pro Tag

⁴Mit „back-to-back-Betankung“ sind mehrere Betankungen nacheinander mit nur geringen oder ohne Wartezeiten gemeint

Abbildung 1: Größeneinteilung von Wasserstofftankstellen nach H₂ Mobility [5]

Die Bereitstellung des Wasserstoffs an der Tankstelle kann auf verschiedenen Wegen erfolgen, die wiederum andere Anforderungen an die vorgelagerte Infrastruktur stellen. Aktuell werden die folgenden Wege der Bereitstellung verfolgt, siehe auch Abbildung 2:

- Anlieferung des Wasserstoffs an die Tankstelle, entsprechend der Versorgung konventioneller Tankstellen mit flüssigen Kraftstoffen,
- Erzeugung des Wasserstoffs an der Tankstelle aus Erdgas, das über eine Gasleitung bereitgestellt und vor Ort in einem Reformer zu Wasserstoff, CO₂ und anderen Nebenprodukten umgesetzt wird,
- Erzeugung des Wasserstoffs an der Tankstelle über die Elektrolyse von Wasser, wobei Elektrizität und Wasser aus den vorhandenen Verteilnetzen entnommen werden.

Für den hier betrachteten Bereitstellungsfall der On-Site-Herstellung umfasst eine stationäre Wasserstoff-Tankstelle vier Bereiche:

- Wasserstofferzeugung
- Wasserstofflagerung
- Wasserstoffkonditionierung
- Wasserstoffabgabe

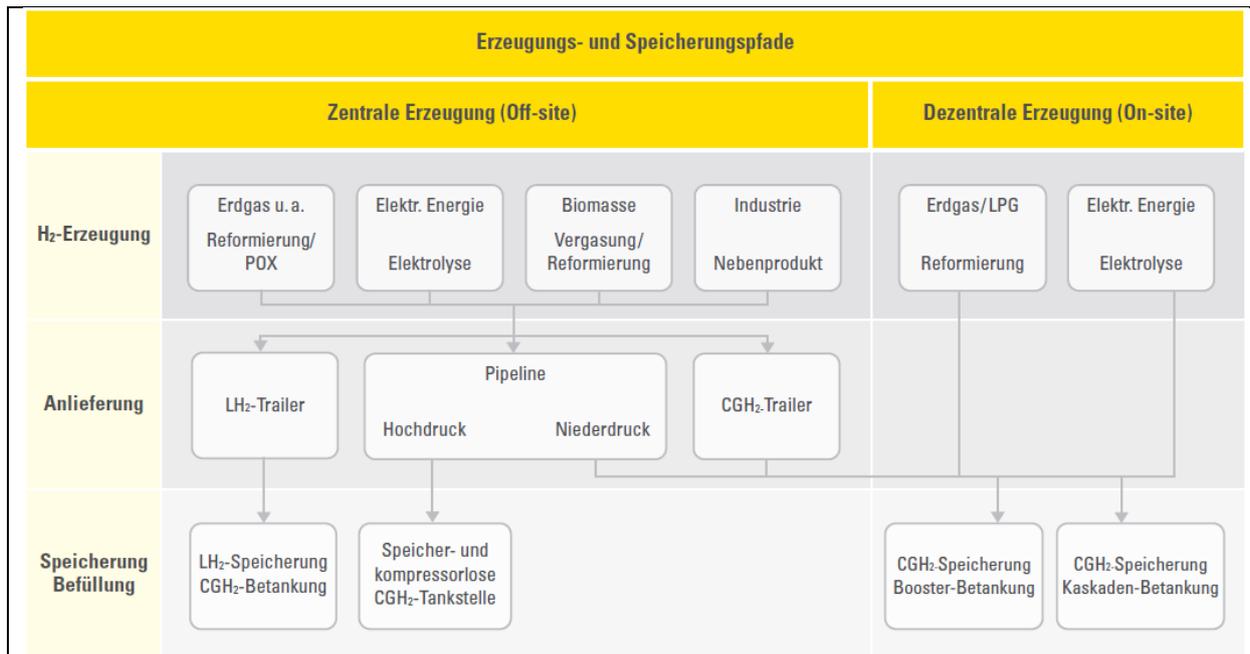


Abbildung 2: Systematik der Tankstellenkonzepte [5]

Während die großtechnische Erzeugung von Wasserstoff durch die **Dampfreformierung** von Erdgas vor allem in der Mineralöl- und der Gasindustrie seit langer Zeit Stand der Technik ist, befinden sich Systeme zur dezentralen Reformierung noch in der Entwicklungsphase, da in der Vergangenheit bislang kein Markt für dezentrale Wasserstoffherzeuger bestand.

Die Wasserstoffherzeugung über **Wasserelektrolyse** kann technisch durch die Verwendung von Elektrolyseuren mit flüssigem alkalischen Elektrolyten oder festem sauren Elektrolyten erfolgen. Je nach Baugröße der notwendigen Elektrolysesysteme können unterschiedliche Gesamtwirkungsgrade erreicht werden. Diese Skalierungseffekte sind in der Regel mit dem Energiebedarf und der Effizienz der benötigten Hilfsaggregate begründbar. Weitere Details zu den Elektrolyse-Technologien finden sich im Steckbrief Elektrolyse.

Ein Vergleich der oben dargestellten notwendigen Energien zur Erzeugung des Wasserstoffs macht deutlich, dass bezogen auf die Primärenergie die Reformierung der Wasserelektrolyse vorzuziehen ist, wenn diese mit dem EU-Strom-Mix betrieben wird. Dies ist auf die Verluste bei der Umwandlung der eingesetzten Primärenergieträger zurückzuführen. Kommt jedoch regenerativ erzeugter Strom zum Einsatz verbessert sich nicht nur der Wert für den notwendigen Energieeintrag deutlich, es entstehen zudem erhebliche Einsparungen bei den ausgestoßenen Emissionen, auch im Vergleich zur Reformierung.

Die **Wasserstofflagerung** an der Tankstelle kann je nach Art der H₂-Bereitstellung im flüssigen Zustand, im gasförmigen Zustand oder in einer Kombination beider Speicherarten erfolgen. Im Fall der vor Ort Erzeugung ist eine Verflüssigung des Wasserstoffs zur Zwischenlagerung wirtschaftlich und energetisch nicht sinnvoll, so dass hier die Lagerung bei höheren Gasdrücken Stand der Technik ist. Die Kapazität der benötigten Lagerbehälter ergibt sich einerseits aus der Größenklasse der Tankstelle, andererseits aber auch aus dem angewandten Betankungskonzept. Hier lassen sich grundsätzlich zwei Fälle unterscheiden.

Bei dem ersten Konzept erfolgt die Befüllung des Fahrzeugspeichers durch Überströmen des Wasserstoffs aus den an der Tankstelle vorhandenen Speichern. Diese Speicher besitzen unterschiedliche minimale und maximale Druckstufen. Innerhalb dieser Druckstufen gibt es wiederum mehrere von einander unabhängige Speicherbehälter. Bei der Betankung eines Fahrzeugs wird zunächst solange Gas aus der niedrigsten Druckstufe entnommen, bis sich die Drücke zwischen Speicher und Fahrzeugtank angenähert haben und der Gasvolumenstrom zu geringe Werte annimmt. Daraufhin erfolgt ggf. die Umschaltung auf den zweiten Behälter der gleichen Druckstufe. Nach dem gleichen Verfahren werden die Speicher der höheren Druckstufen für die Betankung genutzt. Durch die Verwendung unabhängiger Speicher mit verschiedenen Druckstufen kann, im Vergleich zu einem einstufigen Druckspeicher, die in die Speicher eingebrachte Druckenergie besser genutzt werden. Der an der Tankstelle installierte Kompressor dient dazu, die Speicher mit den höheren Betriebsdrücken nach dem Betankungsvorgang wieder aufzufüllen [3], [5].

Ein weiteres Konzept stellt das so genannte Boosterkonzept dar. Hierbei ist die Tankstelle so ausgelegt, dass der vorhandene Kompressor sowohl zur Befüllung des stationären Wasserstoffspeichers als auch zum direkten Befüllen der Fahrzeuge eingesetzt wird [3]. Um eine Fahrzeugbetankung mit 5 kg Wasserstoff in einem Zeitfenster von ca. 3 Minuten realisieren zu können, sind bei dieser Vorgehensweise Verdichter notwendig, die eine Förderleistung bis zu 1200 Nm³/h erreichen. Eine derartige hohe Beanspruchung bei jeweils nur kurzer Betriebszeit ist eine große Herausforderung für die verwendeten Materialien und die Regelung des Kompressors. Gleichzeitig entsteht in diesem kurzen Zeitraum ein erheblicher Kühlbedarf.

Für die **Vertankung** des Wasserstoffs muss dieser in Abhängigkeit der zu betankenden Fahrzeuge unterschiedlich **konditioniert** sein. Zurzeit können im Wesentlichen drei unterschiedliche Fahrzeugtypen definiert werden (siehe oben): 1. Busse mit Nenndrücken im Fahrzeugtank von 350 bar; 2. PKW ebenfalls mit 350 bar Tankdruck; 3. PKW mit 700 bar Tankdruck. Während bei der Nutzung von CGH₂-350 im PKW Betankungszeiten für Wasserstoff im Bereich von 3 bis 5 Minuten durch einfaches überströmen aus den Vorratsbehältern der Tankstelle realisierbar sind, würde bei CGH₂-700 durch die Kompressionswärme im Fahrzeugtank dessen maximal zulässige Betriebstemperatur überschritten [5]. Daher ist in diesem Fall eine Vorkühlung des Wasserstoffs auf bis zu -40°C notwendig, mit der die Erwärmung im Tank kompensiert wird. Aktuell genutzte Verfahren zur Umsetzung der Kühlung beruhen auf dem Einsatz von Kompressionskältemaschinen oder auf der Nutzung flüssigen Stickstoffs (LN₂). Da Stickstoff erst ab ca. -196°C flüssig wird und bei der Lagerung des LN₂ ebenso wie bei LH₂ Boil-Off-Verluste entstehen, ist dessen Nutzung zur Vorkühlung nur in Sonderfällen technisch und wirtschaftlich sinnvoll. Insgesamt ist die für das so genannte Cold Filling notwendige Kühlung energieintensiv, verfahrenstechnisch aufwändig und mit Kälteverlusten verbunden und damit ein weiterer Kostenfaktor sowohl für den Aufbau als auch den Betrieb einer H₂-Tankstelle.

Die Schnittstelle zum Endnutzer und damit zum Tank der verschiedenen Fahrzeugtypen (Pkw, Busse, Flurförderzeuge) bildet die Zapfsäule mit der Zapfpistole.

Aktuell existieren bundesweite ca. 15 öffentlich zugängliche Wasserstofftankstellen, lediglich

eine davon in NRW. Die Clean Energy Partnership (CEP), ein Verbund u.a. von Unternehmen der Automobilindustrie, der Gasindustrie, der Mineralölindustrie sowie von Verkehrsbetrieben und einzelner Bundesländer als assoziierte Partner beabsichtigt, gemeinsam mit dem Bund bis 2015 insgesamt 50 öffentliche Wasserstofftankstellen bereit zu stellen, 7 davon in NRW [6]. Im Rahmen der Studie GermanHy wurde bis 2009 im Auftrag des Bundes eine Roadmap zur Einführung von Wasserstoff in den Verkehrssektor erarbeitet, die unter Berücksichtigung drei verschiedener Szenarien unter anderem Vorschläge für den Ausbau der Tankstelleninfrastruktur enthält. Demnach sollten bereits im Jahr 2015 ca. 140 bis 220 Tankstellen eine Flotte von maximal 100.000 Fahrzeugen mit Wasserstoff versorgen. Im Jahr 2020 sieht diese Roadmap 1.300 bis 2600 Tankstellen, in 2030 3.500 bis 8.500 und im Jahr 2050 bis zu 12.400 Tankstellen vor bei bis zu 38 Mio. PKW [7]. Insbesondere die Zahlen für 2015 und 2020 sind vor dem aktuellen Stand des Tankstellenausbau und der Verfügbarkeit entsprechender Fahrzeuge heute nicht mehr als realistisch anzusehen. Dies verdeutlicht, dass im Bereich der Tankstelleninfrastruktur weiterhin Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht, z.B. in den Bereichen der Verfahrens- und Messtechnik.

- [1] EDWARDS, ROBERT ; LARIVÉ, J.F ; RICKEARD, DAVID ; WEINDORF, WERNER: *Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context, Well-to-Tank Appendix 2* (Nr. Version 4.0). Luxembourg, 2013
- [2] WIETSCHEL, MARTIN ; BÜNGER, ULRICH ; WEINDORF, WERNER: *Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO2-Freie Endenergieträger*. Karlsruhe, 2010
- [3] ALTMANN, M. ; LANDINGER, H. ; WEINDORF, W. ; WURSTER, R. ; ZERTA, M.: *H2-Roadmap, AP1 "Prinzipielle Anforderungen an die Infrastruktur"*, 2003
- [4] *H2data.de - Hydrogen fact sheet*. URL <http://www.h2data.de/>. - abgerufen am 2014-06-03
- [5] GLOGER, STEFAN ; GSCHWIND, THOMAS ; DR. STRIEGEL, GABRIEL ; DR. SCHALOSKE, MANUEL C. ; DR. SMOLINKA, TOM ; VOGLSTÄTTER, CHRISTOPHER: *Wasserstoffinfrastruktur für eine Nachhaltige Mobilität, Entwicklungsstand und Forschungsbedarf*. Stuttgart, 2013
- [6] *NOW: 50 H2-Tankstellen*. URL <http://www.now-gmbh.de/de/presse-aktuelles/2014/50-h2-tankstellen.html>. - abgerufen am 2014-06-03
- [7] JOEST, STEFFEN ; DR. FICHTNER, MAXIMILIAN ; PROF. DR. WIETSCHEL, MARTIN ; PROF. DR. BÜNGER, ULRICH ; STILLER, CHRISTOPH ; SCHMIDT, PATRICK ; MERTEN, FRANK: *Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?* Berlin : Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), 2009



Methanolsynthese				
Technische Daten				
	2014	2020	2030	2050
Temperaturbereich / °C	230 – 260 °C [1]	→	→	→
Druckbereich / bar	50 – 100 [1]	→	→	→
CO ₂ -Umsatz / %		→	→	→
MeOH-Selektivität / %	99 – 99,9 [1,2]	→	→	→
Kommerziell erhältliche Katalysatoren	Cu/ZnO/Al ₂ O ₃ [1,2]			
Ausbeute / kg _{MeOH} /l _{kat} h	0,5 – 1,2 [1]	→	→	→
Katalysatorstandzeit / a	5 [1]	→	→	→
GHSV / h ⁻¹	10 000 [1]	→	→	→
Wirkungsgrad / %	38 – 70	→	→	→
Stöchiometrische Gas-Zusammensetzung / (H ₂ - CO ₂)/(CO + CO ₂)	2,0 – 2,1 [4]			
Teillastfähig	?	↗	↗	↗
Kosten in €				
	2014	2020	2030	2050
Anlagengröße bis				
Investitionskosten				
Instandhaltungskosten				
Betriebskosten				
Katalysatorkosten (€/kg)				

Stand der Technik und Potential

Die industrielle Produktion von Methanol aus Synthesegas wurde erstmals 1923 von BASF durch das Hochdruck-Verfahren unter Verwendung eines ZnO/Cr₂O₃-Katalysators ermöglicht. Bei der Reaktion von Kohlenmonoxid (CO) bzw. Kohlendioxid (CO₂) mit Wasserstoff (H₂) nach Gleichung 1 bzw. Gleichung 2 handelt es sich um eine exotherme Gleichgewichtsreaktion, die unter Volumenabnahme abläuft, weshalb hohe Drücke und niedrige Temperaturen die Produktbildung begünstigen. Heterogene Katalysatoren basierend auf ZnO und Cr₂O₃ weisen jedoch nur eine geringe Aktivität auf. Nach Einführung geeigneter und wirtschaftlich durchführbarer Reinigungsprozesse für das eingesetzte Synthesegas konnten Mitte der 1960er Jahre die deutlich aktiveren Kupfer-Katalysatoren industriell eingesetzt werden, welche auch heute noch Verwendung finden. Diese Katalysatorsysteme zeichnen sich durch deutlich höhere Kohlenoxid-Umsätze unter moderateren Reaktionsbedingungen aus [1,2].



Modernere Verfahren zur Erzeugung von Methanol aus Synthesegas werden bei niedrigeren Drücken (50 - 100 bar) und Temperaturen (230 – 260 °C) betrieben. Die allgemeine Prozessführung der Niederdruck-Verfahren kann dabei unter adiabatischen (Kellogg, Haldor Topsøe) oder unter isothermen (Linde, Lurgi) Reaktionsbedingungen erfolgen. Mit dem quasi-isothermen MegaMethanol-Prozess wurde von Lurgi / Air Liquide ein vielversprechendes und hocheffizientes Verfahren auf Grundlage eines dualen Reaktorsystems (Abb. 1) entwickelt [1].

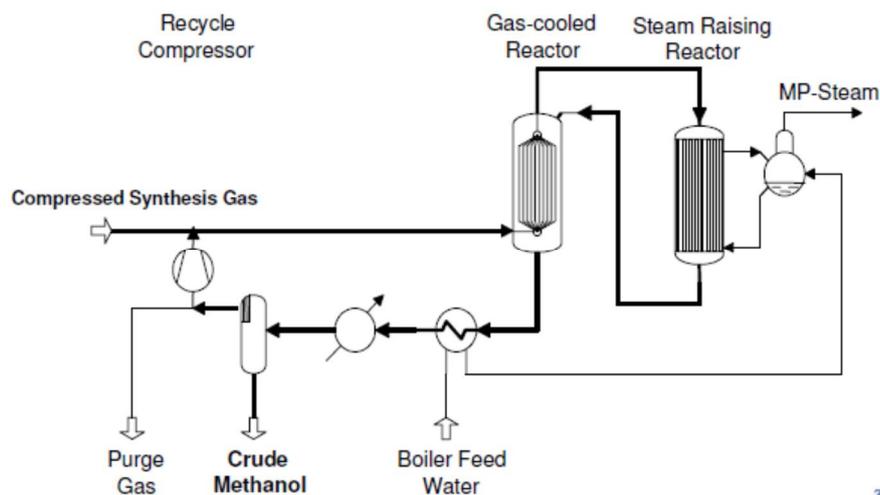


Abb. 1: Schematische Darstellung des Lurgi MegaMethanol-Prozess [3].

In einem ersten wassergekühlten Reaktor erfolgt eine teilweise Umsetzung von Synthesegas zu Methanol unter isothermen Reaktionsbedingungen. Das methanolhaltige Gasgemisch wird ohne Zwischenkühlung in einen zweiten Reaktor geleitet, in welchem dieses und das kalte Synthesegas für den ersten Reaktor im Gegenstrom aneinander vorbeigeführt werden.

Als Folge dessen wird das einströmende Synthesegas für den ersten Reaktor vorgewärmt, wobei gleichzeitig die Temperatur des Reaktionsgases auf der katalysatorhaltigen Mantelseite entlang des Reaktionsweges kontinuierlich verringert wird. Die entscheidenden Vorteile dieser Prozessführung sind hohe Methanolumsätze bei einer einfachen Steuerung der Reaktionsbedingungen, eine erhöhte Lebensdauer des Katalysators sowie eine höheren Energie-Effizienz im Vergleich zu konventionellen Verfahren [3-6].

In der Methanolsynthese werden üblicherweise Synthesegase mit einem geringen CO₂-Gehalt eingesetzt, da bei höheren CO₂-Anteilen die Methanolbildung thermodynamisch limitiert ist. Hier sind detaillierte Prozessauslegungen notwendig, um zu entscheiden, inwieweit der dadurch erforderliche deutlich höhere Recyclestrom oder eine vorgeschaltete Synthesegaskonditionierung wirtschaftlicher ist. Erste Untersuchungen in Versuchs- und Pilotanlagen zeigen aber, dass die Methanolsynthese aus reinem CO₂ erfolgreich betrieben werden kann [7]. Durch die Verwendung von Biomasse-stämmigen CO₂ bzw. von rückgewonnenem CO₂ aus Kraftwerksanlagen, Stahlproduktion etc. kann die Methanolsynthese auch zur Reduzierung des Treibhausgases CO₂ beitragen.

Da der aus erneuerbaren Energiequellen stammende Strom in der Regel starken Schwankungen unterliegt, gilt es zu überprüfen, inwieweit ein Methanolsyntheseprozess teillastfähig ist und die derzeit kommerziell erhältlichen Katalysatoren für diese speziellen Anforderungen geeignet sind. Ferner müssen zur Festlegung, inwieweit die Methanolsynthese zur Speicherung des erneuerbaren Stromes geeignet ist, auf Grundlage der zu ermittelnden Katalysator-Leistung entsprechende Anlagen ausgelegt und die daraus resultierenden Invest- und Betriebskosten abgeschätzt werden. Hier gilt es auch zu beurteilen, ob eine Reinigung des verwendeten CO₂ im Gesamtprozess wirtschaftlich ist oder ob die Entwicklung neuer robuster Katalysatoren für diese Anwendung erforderlich ist.

- [1] C. H. Bartholomew, R. J. Farrauto, Fundamentals of Industrial Catalytic Processes, Wiley-VCH 2nd ed., Weinheim 2006.
- [2] G. Ertl, H. Knözinger, F. Schüth, J. Weitkamp (Hrsg.), Handbook of Heterogeneous Catalysis, Wiley-VCH, Weinheim 2008.
- [3] T. Wurzel, "Lurgi MegaMethanol Technology", DGMK conference "Synthesis Gas Chemistry", Dresden, 2006.
- [4] Prozessinformation Lurgi MegaMethanol (<http://www.zeogas.com/files/83939793.pdf>)
- [5] B. Höhle, T. Grube, P. Biedermann, H. Bielawa, G. Erdmann, L. Schlecht, G. Isenberg, R. Edinger, Methanol als Energieträger, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energietechnik (Band 28), 2003.
- [6] Pressemitteilung Atlas Methanol Production Plant (http://www.chemicals-technology.com/projects/atlas_methanol/)
- [7] Pressemitteilung George Olah CO₂ to Renewable Methanol Plant (<http://www.chemicals-technology.com/projects/george-olah-renewable-methanol-plant-iceland/>)

Fischer-Tropsch-Synthese				
Technische Daten				
	2014	2020	2030	2050
Temperaturbereich / °C	200 – 350 [1,3]	→	→	→
Druckbereich / bar	20 – 30 [1,3]	→	→	→
CO-Umsatz / %	80	→	→	→
Selektivität / %	Variabel [1,3]	↗	↗	↗
Kommerziell erhältliche Katalysatoren	Fe, Co, Ni, Ru [1,3]	→	→	→
Katalysatorlebensdauer / d	70 – 100 [2]	↗	↗	↗
Wirkungsgrad / %	60 – 66 [4]	→	→	→
Teillastfähig	?	↗	↗	↗
Kosten in €				
	2014	2020	2030	2050
Anlagengröße bis				
Investitionskosten				
Instandhaltungskosten				
Betriebskosten				
Katalysatorkosten (€/kg)				
Anlagengröße bis				
Investitionskosten				
Instandhaltungskosten				
Betriebskosten				
Katalysatorkosten (€/kg)				

Stand der Technik und Potential

Das seit 1925 bekannte Fischer-Tropsch-Verfahren ist die großtechnische Umsetzung von Kohlenmonoxid (CO) mit Wasserstoff (H₂) in eine Vielzahl flüssiger und gasförmiger Kohlenwasserstoffe. Die Reaktion von CO mit H₂ nach Gleichung 1 bzw. Gleichung 2 ist eine exotherme Gleichgewichtsreaktion, die unter Volumenabnahme verläuft, weshalb hohe Drücke und niedrige Temperaturen das Gleichgewicht zugunsten der Produkte verschieben. Dadurch kann zudem gleichzeitig eine unerwünschte Methanisierung vermieden werden. Für den technischen Prozess sind eine Reihe heterogener Katalysatoren bekannt und kommerziell erhältlich, wobei die Art der katalytisch aktiven Spezies einen erheblichen Einfluss auf die Art der Produkte ausübt. Cobalt als aktive Spezies wird überwiegend in Niedrigtemperatur-Verfahren (LTFT) zur Produktion synthetischer Dieselkraftstoffe und Wachsen verwendet, wohingegen Katalysatoren basierend auf Eisen in Hochtemperaturverfahren (HTFT) zur industriellen Synthese von Ottokraftstoffen sowie Alkenen geeignet sind [1].

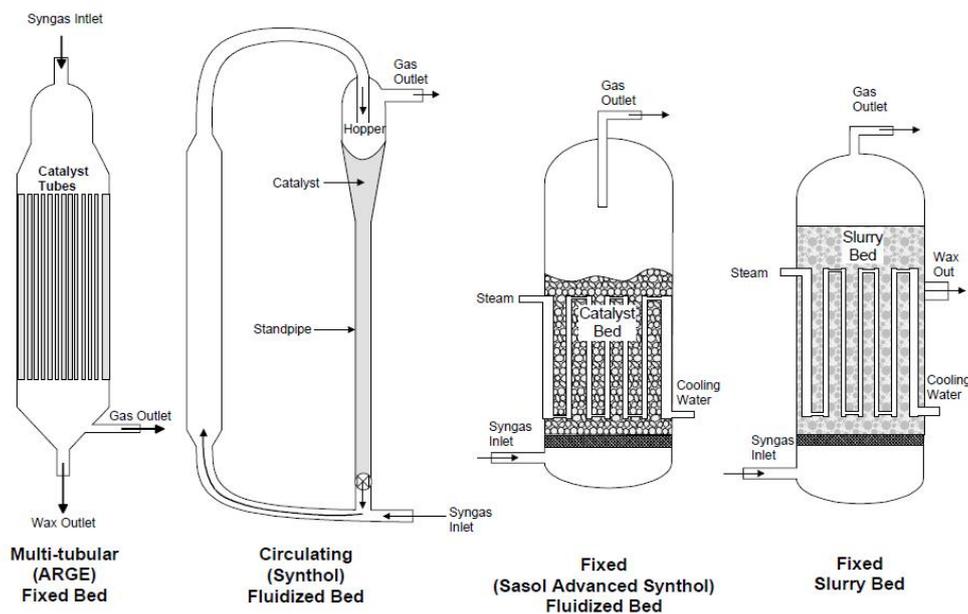
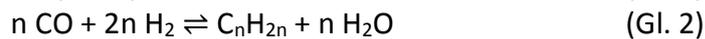
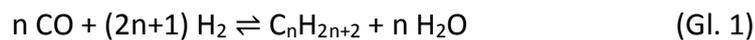


Abb. 1: Vier Reaktortypen der industriellen Fischer-Tropsch-Synthese [3].

Aktuell sind vier kommerzielle Fischer-Tropsch-Verfahren erhältlich, die in Bezug auf definierte Reaktionsprodukte ausgelegt wurden [1,3]. Das ARGE-Verfahren von Lurgi und Ruhrchemie dient in erster Linie zur Herstellung von Wachsen an Katalysator-Festbetten, die entlang der Strömungsrichtung des Reaktionsgases röhrenförmig angeordnet sind und intern mit Wasser gekühlt werden. Das Synthol-Wirbelschicht-Verfahren für leichte Kraftstoffe sowie Olefine wurde in den letzten Jahren durch das neuere und verbesserte Sasol-Advanced-Synthol-Verfahren abgelöst, da dieses Verfahren ebenso effizient ist, jedoch die

Investitionskosten für die Reaktoren um 40% geringer ausfallen. Im Sasol-Reaktor wird das Reaktionsgas von unten eingeleitet und durchläuft einen Katalysator-Wirbelschicht-Reaktor, welcher durch interne Wasserleitungen gekühlt wird. Ein weiteres Verfahren verwendet einen Drei-Phasen-Reaktor, in welchem das Reaktionsgas in eine Katalysator-Suspension geleitet wird, welche ebenfalls durch interne Wasserleitungen gekühlt wird. Die wesentlichen Vorteile dieses Verfahrens liegen in einer einfachen Temperatureinstellung, den isothermen Reaktionsbedingungen sowie eines idealen Kontaktes des Katalysators mit dem Reaktionsgas, das eine geringere Katalysatorbeladung erfordert und somit geringere Betriebskosten verursacht. Dieses Verfahren eignet sich allerdings nur zur industriellen Herstellung von Wachsen und Methangas.

Auch wenn diese Verfahren für die Fischer-Tropsch-Synthese aus CO und H₂ entwickelt wurden, welche aus einer vorgeschalteten Kohlevergasung stammen, könnten sie sich in den nächsten Jahren auch für den Einsatz von Synthesegas aus regenerativen Rohstoffquellen eignen. So rücken im Zuge der Rohstoffwende zunehmend Biokraftstoffe in den Fokus von Forschung und Entwicklung. Heutzutage finden bereits zahlreiche Fischer-Tropsch-Konzepte auf Basis von Synthesegas zur Herstellung von Ottokraftstoffen und Diesel Anwendung. So wurde erst 2012 die weltweit größte Anlage zur Erzeugung flüssiger Kohlenwasserstoffe aus Erdgas in Katar in Betrieb genommen. Daher könnten sich derartige Verfahren auch zur Herstellung von Biokraftstoffen aus nachwachsenden Rohstoffquellen sowie elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus regenerativen Energien eignen.

Laboruntersuchungen zeigen jedoch, dass die direkte CO₂-Hydrierung zu Fischer-Tropsch-Produkten durch ein vorgelagertes Gleichgewicht der inversen CO-Konvertierung limitiert ist [5-7]. Daher muss bei einer Prozessplanung ein zusätzlicher Reaktor für eine Synthesegaskonditionierung berücksichtigt, wie es z. B. in dem vom BMBF geförderten Projekt „Sunfire“ derzeit erfolgt [8], oder neue Katalysatoren entwickelt werden, welche eine direkte CO₂-Hydrierung ermöglichen. Inwieweit sich konventionelle Verfahren und Katalysatoren unter Berücksichtigung dieser Restriktion für einen Einsatz in einem nachhaltigen Energiekonzept eignen, gilt es daher noch näher zu überprüfen und ggf. zu optimieren, sodass weiterhin ein entsprechend hoher Forschungsbedarf bestehen bleibt.

- [1] Ertl G. Ertl, H. Knözinger, F. Schüth, J. Weitkamp (Hrsg.), Handbook of Heterogeneous Catalysis, Wiley-VCH, Weinheim, 2008.
- [2] P. L. Spath, D. C. Dayton, "Preliminary Screening – Technical and Economic Assessment of Synthesis Gas to Fuels and Chemicals with Emphasis on the Potential for Biomass-Derived Syngas" Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, 2003.
- [3] B. Jager, "Development of Fischer Tropsch Reactors", AIChE Spring meeting, New Orleans, 2003.
- [4] M. Dry, A. Steynberg, "Commercial FT Process Applications", Studies in Surface Science and Catalysis Vol. 152, Elsevier, 2004.
- [5] R. W. Dorner, D. R. Hardy, F. W. Williams, B. H. Davis, H. D. Willauer, "Influence of Gas Feed Composition and Pressure on the Catalytic Conversion of CO₂ to Hydrocarbons Using a Traditional Cobalt-Based Fischer–Tropsch Catalyst", Energy Fuels 2009 (23) 4190.
- [6] T. Riedel, H. Schulz, G. Schaub, K. W. Jun, J. S. Hwang K. W. Lee, „Fischer–Tropsch on Iron with H₂/CO and H₂/CO₂ as Synthesis Gases: The Episodes of Formation of the Fischer–Tropsch Regime and Construction of the Catalyst“, Top. Catal. 2003 (26) 41.
- [7] L. M. Chew, H. Ruland, H. J. Schulte, W. Xia, M. Muhler, "CO₂ hydrogenation to hydrocarbons over iron nanoparticles supported on oxygen-functionalized carbon nanotubes", Journal of Chemical Sciences 2014 481.
- [8] Verbund-Projekt „Sunfire“: <http://www.sunfire.de/>