

# **Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes**

Gutachten

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)  
Kassel  
FuE-Bereich Energiewirtschaft und Netzbetrieb

Februar 2011

**Autor:**

Dr.-Ing. Michael Sterner, M.Sc. Mareike Jentsch, Dipl.-Ing. Uwe Holzhammer

**Auftraggeber:**

Greenpeace Energy e.G.  
Schulterblatt 120  
20357 Hamburg  
Tel: +49 – (0) 40 - 808 110 - 0  
E-Mail: info –at– greenpeace-energy.de

**Ansprechpartner:**

Fraunhofer-Institut für Windenergie und  
Energiesystemtechnik (IWES) Kassel  
Königstor 59  
D-34119 Kassel  
Tel: +49 – (0)561 / 7294 – 0  
  
Dr.-Ing. Michael Sterner  
Tel: +49 – (0)561 / 7294 – 361  
E-Mail: michael.sterner –at– iwes.fraunhofer.de

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Energiewirtschaftlicher Hintergrund und die Bedeutung von erneuerbarem Gas in einer nachhaltigen Energieversorgung</b>	<b>2</b>
1.1	Das Wesentliche	2
1.2	Wind- und Solargas im Kontext von Klimawandel und Versorgungssicherheit	2
1.3	Bisheriger Stand der Entwicklung, Scope und Definitionen	5
<b>2</b>	<b>Nutzen für den Aufbau einer Stromversorgung mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Einspeisung</b>	<b>7</b>
2.1	Starke Zunahme der Fluktuationen durch EE	7
2.2	Ausgleichsmaßnahmen für Fluktuationen	9
2.2.1	Netzausbau	9
2.2.2	Erzeugungs- und Lastmanagement	10
2.2.3	Speicher	11
2.3	EE-Gas als tragendes Element in einer 100% klimaneutralen Energieversorgung ohne Kernenergie und CCS – eine Vision	19
2.4	Gaskraftwerke als Brücken- und Back-up-Technologie: mit EE-Gas ein Langzeitspeicher und Garant für Systemstabilität	21
<b>3</b>	<b>Bewertung der Klimaschutzwirkung innerhalb der Nutzungskaskade von elektrischer Windenergie</b>	<b>22</b>
3.1	Faktor 1: Herkunft des Stromes	22
3.2	Faktor 2: Herkunft von CO <sub>2</sub> (relevant für EE-Methan)	23
3.2.1	CO <sub>2</sub> aus Vergärungs- und Vergasungsprozessen von Biomasse (biogenes CO <sub>2</sub> )	24
3.2.2	CO <sub>2</sub> aus der Atmosphäre	25
3.2.3	CO <sub>2</sub> aus stofflichen industriellen Prozessen (Industrielles CO <sub>2</sub> )	25
3.2.4	CO <sub>2</sub> aus Verbrennungsprozessen von fossilen Brennstoffen	26
3.2.5	CO <sub>2</sub> aus Recyclingprozessen in Kraftwerken (Oxyfuel CO <sub>2</sub> )	27
3.3	Faktor 3: (Fossiles) Referenzsystem	27
3.4	Kombination der drei Faktoren	27
3.5	Wasserverbrauch von EE-Gas Anlagen	29
<b>4</b>	<b>Bewertung einer technisch-ökologisch sinnvollen Nutzung von Windenergie zur Gaserzeugung</b>	<b>30</b>
4.1	Gasgemisch Windgas	30
4.2	Nutzungskaskade für Windenergie: Strom vor Gas und Gas für Langzeitspeicher	30
4.3	Wärmemarkt	32
4.4	Strommarkt	34
4.5	Kraftstoffmarkt (Verkehr)	35
4.6	Auslastung von Power-to-Gas Anlagen	36
<b>5</b>	<b>Fazit – Grundsteinlegung für eine nachhaltige Energieversorgung</b>	<b>38</b>
<b>6</b>	<b>Literatur</b>	<b>43</b>

# 1 Energiewirtschaftlicher Hintergrund und die Bedeutung von erneuerbarem Gas in einer nachhaltigen Energieversorgung

## 1.1 Das Wesentliche

Gas aus erneuerbaren Energien unterstützt die **Dekarbonisierung** von allen Energiesektoren, langfristig v.a. im Strom- und Verkehrssektor. Darüber hinaus erhöht es die **Versorgungssicherheit** mit Energie, wirkt der Ressourcenknappheit entgegen und ermöglicht die Herstellung von **CO<sub>2</sub>-neutralen Kraftstoffen** überall dort, wo Wasser, Luft und Wind oder Sonne vorhanden ist.

Dadurch machen letztendlich erneuerbare Kraftstoffe wie Windgas gewaltsame Beschaffungsmaßnahmen von Rohstoffen überflüssig und tragen langfristig zu mehr Frieden bei, da dann energetische Rohstoffquellen für Brenn- und Treibstoffe nicht mehr auf wenige Länder begrenzt sind, sondern **in jedem Land selbst erzeugt** werden können.

## 1.2 Wind- und Solargas im Kontext von Klimawandel und Versorgungssicherheit

Unter den Vorzeichen eines gefährlichen Klimawandels, atomaren Katastrophen und der drohenden Ressourcenknappheit setzt sich die nationale und internationale Politik Ziele für die **Transformation des Energiesystems**, den Umbau ihrer Energieversorgung. Allen Projektionen in die Zukunft ist gleich, dass der **Anteil erneuerbarer Energien** kontinuierlich **steigt** und der Energiebedarf durch **Effizienzmaßnahmen** sinkt. Im Wärmemarkt ist langfristig durch verbesserte Wärmedämmung und energieeffiziente Architektur mit einem sinkenden Energiebedarf zu rechnen; im Verkehrssektor wird hingegen ein steigender Energiebedarf erwartet bei gleichzeitig sehr starker Abhängigkeit von Erdöl. Im Strommarkt zeichnet sich ein grundlegender Wandel ab: der massive Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung hat zur Folge, dass konventionelle Kraftwerke einerseits einen deutlich flexibleren Lastfolgebetrieb führen müssen und andererseits eine geringere Auslastung haben werden.

### **Ausgleichsmaßnahmen für Fluktuationen aus EE unumgänglich**

Um bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien dennoch einen wirtschaftlichen Betrieb konventioneller Kraftwerke und einer notwendigen **Systemstabilität** im Stromnetz zu gewährleisten, bedarf es an **Ausgleichsmaßnahmen** für Fluktuationen im Stromnetz: **Ausbau der Netze**, der **Speicher** und des **Energiemanagements**. Analysen des Fraunhofer IWES zeigen, dass die Fluktuationen der Überschüsse aus EE vor allem stündlicher und täglicher Natur sind, während der Spitzenlastbedarf mit zunehmenden EE-Anteilen vor allem wöchentlich und saisonal schwankt (Sterner et al, 2010). Hier werden zukünftig **hochflexible Kraftwerke** benötigt, v.a. **Gaskraftwerke** weisen dafür die besten Charakteristika auf. Darüber hinaus wird besonders **Energiespeichern** eine große Rolle zugeschrieben. Im größtenrelevanten Maßstab sind bisher nur Kurzzeitspeicher wie Pumpspeicher im Einsatz.

Die **Herausforderung** liegt vor allem in der **Langzeitspeicherung**. Für die saisonale Energiespeicherung gibt es bisher national keine andere Lösungsoption, als auf einen chemischen Energieträger auszuweichen und das vorhandene Erdgasnetz zu nutzen. Aus der Analyse der Überschüsse und Defizite ergibt sich ein idealer Speichereinsatz, wenn **täglich eingespeichert** und **wöchentlich bzw. saisonal ausgespeichert** wird. Dies ist national nur über die **Strom-Gasnetz-Kopplung** zu realisieren.

### **Wasserstoff im Erdgasnetz – ein erster Schritt**

Das bedeutet im ersten Schritt aus Wind- und Solarenergie über Elektrolyse Wasserstoff herzustellen. Wasserstoff kann lokal zwischengespeichert und über Brennstoffzellen in der Rückverstromung und dem Verkehr eingesetzt werden. Allerdings befinden sich **reine Wasserstoffkonzepte** noch fast ausschließlich in der **vorkommerziellen Entwicklung**. Entsprechend kostenintensiv gestaltet sich die Nutzung von Wasserstoff.

Einer **breiteren Nutzung** kann Wasserstoff über die Beimischung als Zusatzgas **über das Erdgasnetz** zugeführt werden. Allerdings beeinflusst Wasserstoff im Erdgasnetz verschiedene Materialien negativ, führt zu Permeation und Korrosion, erhöht den Zündbereich und senkt den Brennwert des Gasgemisches. Aus diesen und weiteren Gründen ist die **Einspeisung** nach dem derzeitigen DVGW Regelwerk G 260 auf 5-vol% **begrenzt**. Diese technisch erlaubte Grenze ist nach Ansicht von Gasfachleuten unter Beachtung von technischen Restriktionen in Verdichtern und Porenspeichern nach Schätzungen heute im Umfang von 1-3% als realisierbar einzustufen (DVGW, 2011). Dieser Prozentsatz stellt in der Jahresbilanz der Gasversorgung etwa **1-3 TWh<sub>th</sub>** dar, was bereits die Aufnahme von großen Überschussmengen an regenerativen Strom ermöglicht und auch **prioritär ausgenutzt** werden sollte, so die Einspeisung technisch möglich und praktisch umsetzbar ist. Dies ist im **Einzelfall** zu **prüfen** und nachzuweisen.

Da der Brennwert von Wasserstoff allerdings nur etwa ein Drittel von Erdgas beträgt, können theoretisch **energetisch** nur **1,5%** Wasserstoff dem Erdgasnetz zugefügt werden, die den 5-vol% der DVGW G260 Norm entsprechen. Die daraus resultierende Menge ist je nach Druckniveau und Energiefluss im Erdgasnetz unterschiedlich. An jeder Stelle ist jedoch dieser Wert zu jedem Zeitpunkt einzuhalten (DVGW, 2010).

Auch neuere Untersuchungen resultieren in dem Ergebnis, dass **stellenweise** ggf. eine **höhere Einspeisung** bis zu 10-vol% **möglich** sind, jedoch das Gasnetz nicht an allen Stellen dafür ausgelegt und geeignet ist (DVGW, 2010; DVGW, 2011). Wasserstoff kann daher nur eingeschränkt in Erdgasnetzen transportiert und verteilt werden. Laut Norm sind bei höheren Wasserstoffanteilen als 5-vol% Modifikationen der Mess- und Abrechnungstechnik und verschiedener Gasanwendungen (Gasturbinen, Prozessgas, Brenner) notwendig. Ferner ist der **Versprödung** von Materialien und der sicherheitstechnisch relevanten **Diffusion** von Wasserstoff vorzubeugen (DVGW, 2010).

Eine generelle Problematik liegt in der **Gaszusammensetzung**, die durch die fluktuierende Einspeisung von Wasserstoff aus fluktuierendem EE-Strom beeinträchtigt

rächtigt wird. Die Konstanz der Zusammensetzung ist jedoch für die Funktionalität und das **Abrechnungswesen** der Gasversorgung elementar. Eine Lösung besteht in **Zwischenspeichern für Wasserstoff**, deren Größe nach den anfallenden Wasserstoffmengen zu bestimmen ist.

Bei **reinem Wasserstoff verteuern** sich gegenüber Erdgas wegen höheren Verdichterleistungen die Transportkosten **etwa um 50%**, die Kapazität von Gasspeichern sinkt bei gleichem Druck bei Wasserstoff gegenüber Methan etwa auf ein Drittel ab (Winter/Nitsch 1989).

Der DVGW als normgebende Institution beschäftigt sich mit der Ausreizung der **Wasserstoff-Beimischungsgrenzen** und der Strom-Gasnetz-Kopplung im Allgemeinen, weshalb in Zukunft mit entsprechenden Anpassungen der bestehenden Regelwerke gerechnet werden kann. Die heutige direkt umsetzbare Grenze von 1-3%-vol% und in der Norm festgehaltene Grenze von 5-vol% dürfte bei entsprechenden Modifikationen der Komponenten des Erdgasnetzes (v.a. Verdichter-Arbeitsmaschinen, Speicher, etc.) ausgeweitet werden können. Diskutiert werden derzeit **einstellige Volumengrenzen**. Ab der Überschreitung einer gewissen - noch zu definierenden - Grenze Wasserstoff im Erdgasnetz sind allerdings grundlegende Modifikationen und Komponentenaustausch notwendig, was erhebliche Kosten verursacht. Im Vergleich dazu ist abzusehen, dass eine nachgeschaltete Methanisierung kostengünstiger ausfallen und nach der Ausreizung der Wasserstoffgrenze das Instrument der Wahl sein wird, um erneuerbare Energie im Gasnetz zu transportieren, zu speichern und kosteneffizient zu nutzen.

### **Methanisierung erschließt EE-Strom komplette Gasinfrastruktur**

In der **fehlenden Kompatibilität** zu den bestehenden Energienetzen besteht also das größte Hindernis einer Wasserstoffeinspeisung und -nutzung aus Windenergie über die definierte technische Grenze hinweg.

Dieses **Problem** wird mit der Kombination von Wasserstoff mit CO<sub>2</sub> in der Methanisierung oder Methanierung **gelöst**. Aus der Synthese ergibt sich ein Erdgas-Substitut. Dieses „**erneuerbare Methan**“ oder „EE-Gas“ kann in DVGW Norm Qualität hergestellt und in das **bestehende Erdgasnetz** eingespeichert werden. Dort kann es zu geringen Kosten ohne relevante Kapazitätsbegrenzung über lange Zeiträume gespeichert werden. Von dort kann es zur flexiblen Verstromung in **Gaskraftwerken**, zur Nutzung im **Verkehr** unter Einhaltung der entsprechenden DIN Norm für Gasfahrzeuge (Maximaler Anteil von Wasserstoff am Gasgemisch: 2-vol%) oder (Prozess-) **Wärmeanwendungen** verwendet werden. Der energetische Mehraufwand von EE-Methan ist gegenüber dem höheren Aufwand der Kompression von Wasserstoff und ggf. der Zwischenspeicherung von Wasserstoff abzuwiegen; ebenso die Kosten (s. Tabelle 2-1).

Prinzipiell gilt nach heutigem Kenntnisstand **Wasserstoff soweit** zu nutzen wie **möglich** und **ab der** – je nach Gasnetzbeschaffenheit und Gasqualität unterschiedlichen und individuell mit dem Gasnetzbetreiber zu bestimmenden – **Grenze** über die **Methanisierung** den Weg in das Gasnetz zu gehen.

### 1.3 Bisheriger Stand der Entwicklung, Scope und Definitionen

Das Konzept „**Power-to-Gas**“ eröffnet völlig **neue Möglichkeiten für die Integration** von **erneuerbaren Energien** und zur Kopplung von Strom- und Gasnetz. Regenerativer Strom spaltet Wasser über eine Elektrolyse in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff. Der Wasserstoff kann entweder direkt genutzt und bis zu einem begrenzten Anteil ins Erdgasnetz eingespeist werden oder er wird mit CO<sub>2</sub> über die Methanisierung zu Methangas – einem Erdgas-Substitut - konvertiert. Der seit 100 Jahren bekannte Sabatier-Prozess wurde dafür **erstmalig 2008** federführend vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung und dem Fraunhofer IWES (vormals ISET) mit der Elektrolyse **zum Konzept** „Power-to-Gas“ zur Energiespeicherung **entwickelt** (Sterner, 2009).

Eine **erste Pilotanlage** wurde vom ZSW Stuttgart im Auftrag von SolarFuel 2009 errichtet. Diese Anlage weißt die **technische Machbarkeit** der neuen Technologie nach (Specht et al, 2010). EE-Gas wird gespeichert, transportiert und je nach Bedarf als Regel- und Reserveenergie über eine Rückverstromung z.B. in GuD-Kraftwerken eingesetzt. Dezentral erzeugter regenerativer Strom wird auf diese Weise in einen CO<sub>2</sub>-neutralen Energieträger mit **hoher Energiedichte** umgewandelt.

Der entscheidende **Vorteil** von EE-Methan ist die Nutzung der **bestehenden** Infrastruktur wie **Gasnetze, Gasspeicher** und **Endverbrauchergeräte** für die Integration erneuerbarer Energien. Technologien für Erdgas sind Stand der Technik und kommerziell verfügbar. Methan weist zudem eine hohe Energiedichte für einen gasförmigen Energieträger auf.

Die **Technologie** Power-to-Gas ist noch zu **entwickeln**. Ein erster Schritt sind Elektrolyseure zur Wasserstoffeinspeisung bis zum Erreichen der technisch umsetzbaren, individuellen Grenze, welche einen Konversionsschritt erspart und damit einen druckabhängigen **Wirkungsgradvorteil** von ca. **5-12%** hat, der allerdings durch den technischen Mehraufwand der Zwischenspeicherung von Wasserstoff zur gleichmäßigen Einspeisung vermindert wird.

Im vorliegenden Gutachten wird **(1)** auf den **Nutzen** der neuen Technologie für die zukünftige Energieversorgung eingegangen, **(2)** die **Klimaschutzwirkung** von Windgas erörtert und **(3)** ein sinnvoller **Einsatz** von Windenergie für die Gaserzeugung analysiert. Hierbei wird insbesondere auf Windgas im Wärmemarkt in der Nutzungskaskade von Windenergie eingegangen.

Folgende **Definitionen** und **Synonyme** werden verwendet:

**Windgas** (Solargas, EE-Gas, EE-Methan, EE-Wasserstoff)

Gas als chemischer Energieträger, welcher aus Windenergie, Wasser und ggf. CO<sub>2</sub> hergestellt wurde. D.h. reiner Windwasserstoff, reines Windmethan oder ein Gasgemisch aus beiden regenerativen Energieträgern (Wind-Hythane).

EE-Gas: alle aus EE-Strom erzeugten gasförmigen Energieträger – als EE-Wasserstoff, EE-Methan = EE-SNG, oder einer Mischung daraus (EE-Hythane).

In dieser Studie wird „Windgas“ ausschließlich als regenerativer Kraftstoff verstanden und steht im Synonym für EE-Gas bzw. Solargas oder anderen Gasen aus regenerativen Energieträgern wie der Wasserkraft.

**Windenergie** (EE-Strom, EE-Einspeisung)

Windenergie wird repräsentativ für regenerative Energie zur direkten Erzeugung von Strom aus Windenergie, Solarenergie und Wasserkraft verwendet.

## 2 Nutzen für den Aufbau einer Stromversorgung mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Einspeisung

**Gaskraftwerke** und **BHKW** sind **mehr als** die **Brückentechnologie** in das regenerative Zeitalter: sie werden **langfristig** als Back-up und Residuallastkraftwerke **gebraucht**. Mit **erneuerbarem Gas** (Windgas, Solargas, Biogas) befeuert, erfüllen sie die Funktion der **Systemstabilität** und Rückverstromung von gespeicherter Energie in einer zukünftigen **rein regenerativen** Stromversorgung.

### 2.1 Starke Zunahme der Fluktuationen durch EE

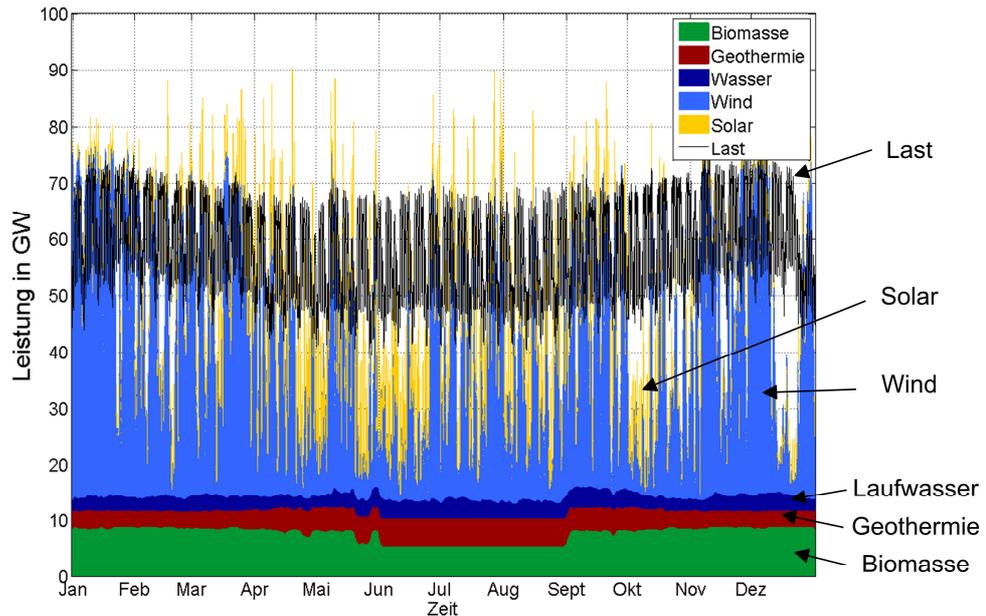
Zeitlich-räumlich hochaufgelöste, dynamische Simulationen der Stromversorgung für Szenarien bis 2050 zeigen, dass die **Fluktuationen** der erneuerbaren Energien **deutlich zunehmen**. Als Richtschnur für die Politik des Ausbaus von EE diente bisher das Leitszenario der BMU Leitstudie 2009 bzw. in der neuen Version der Leitstudie 2010 (Nitsch et al, 2009 und 2010). Der **EE-Anteil** am Bruttostromverbrauch beträgt in der Leitstudie 2009 im **Jahr 2050** für dieses **Szenario ca. 78%**. Die EE-Einspeisung, die sich unter diesem Szenario ergeben würde, ist in einer stündlichen Auflösung unter den meteorologischen Bedingungen des Jahres 2007 mit dem Fraunhofer IWES Modell SimEE (Saint-Drenan et al, 2009) simuliert und in Abbildung 2-1 dargestellt.

Die **Fluktuationen** stammen fast ausschließlich **aus Wind- und Solarenergie**, die in allen Szenarien den **größten Anteil** übernehmen. Als Ergebnis zeigt sich eine **gute Korrelation** von Last und Erzeugung auf **jährlicher Basis** und **starke Fluktuationen** auf **wöchentlicher Basis**. Beides resultiert fast ausschließlich aus der Windenergie. Die Solarenergie korreliert gut mit dem Tageslastgang; kann aber von Natur aus nicht zur Stromversorgung über Nacht beitragen; außer über solarthermische Kraftwerke im Mittelmeerraum.

Die zunehmende EE-Einspeisung führt vor allem zu einem **steigenden Bedarf** an **Spitzenlastleistung**, während der **Grundlastbedarf sinkt**. Langfristig geht im Zusammenhang mit wachsenden EE-Überschüssen aus energiebilanzieller Sicht der Bedarf an **Grundlastkraftwerken auf Null** zurück. Der Bedarf an **Backup-Kraftwerken** für gesicherte Leistung bleibt davon weitgehend unberührt. Daraus ergibt sich die **Notwendigkeit** des **Netz- und Speicherausbaus**, um die Abregelung von EE zu verhindern und Spitzenlastkapazitäten zu ersetzen. Generell wird die Integration von erneuerbaren Energien ein immer wichtigeres Handlungsfeld für Politik und Wirtschaft (BMU, 2008; EREC, Greenpeace, 2009). Mit **zunehmendem** EE-Ausbau werden **EE-Überschüsse** verfügbar, die sich **über Speicher in die Spitzenlastzeiten verlagern** lassen.

Abbildung 2-1: EE-Einspeisung und Lastdeckung für das Jahr 2050 nach der Leitstudie 2009, simuliert in stündlicher Auflösung mit dem Modell SimEE.

Quelle: (Sternier et al, 2010).



### Überschüsse in beträchtlicher Größenordnung trotz idealem Netzausbau zu erwarten

Die Größe der **Energieüberschüsse** hängt im Wesentlichen vom **EE-Ausbau** und dem lokalen und internationalen **Netzausbau** ab. Im Idealfall des ideal ausgebauten Stromnetzes über Deutschland („Kupferplatte“) ergeben sich für die BMU Leitszenarien ab 2020 Überschüsse, die **bis 2050** trotz eines europäischen Stromverbundes auf ca. **170 TWh<sub>el</sub>** ansteigen (Nitsch et al, 2010; Sternier et al, 2010). Im 100% EE-Szenario des Umweltbundesamtes, welches ebenfalls mit dem Fraunhofer IWES Modell SimEE berechnet wurde, betragen die Überschüsse bei idealem Netz und weitestgehend nationaler Selbstversorgung abhängig vom meteorologischen Jahr etwa **80-110 TWh<sub>el</sub>** (Klaus et al, 2010). In der SRU-Studie, die Skandinavien miteinbezieht, ist kein echter Speicherbedarf aufgeführt. Der Speicherbedarf dürfte jedoch für alle SRU-Szenarien in **derselben Größenordnung** wie die UBA-IWES Studie und die BMU Leitszenarien liegen, was aus dem Importsaldo von 76,4 TWh<sub>el</sub> plus dem Einsatz von 15,7 TWh<sub>el</sub> in nationalen Großspeicher rückgeschlossen werden kann (SRU, 2010).

In der **Realität** jedoch ist das **Netz nicht ideal ausgebaut** und im sogenannten „Energiemanagement“ werden **bereits heute viele Überschüsse** aus Windenergie lokal abgeregelt. So wurden 2010 allein in Schleswig-Holstein etwa **0,1 TWh<sub>el</sub>** Windenergie abgeregelt.



## Netzausbau elementar und prioritär – aber nicht ausreichend

Der Netzausbau ist auf den ersten Blick die **primäre Ausgleichsoption**, da Strom einfach an die Orte hohen Bedarfs transportiert wird, was vorwiegend im europäischen Netzverbund zu einer **Verstärkung der Einspeisung** von Windenergie führen würde. Die **Herausforderungen** beim Netzausbau liegen in der **Akzeptanz** neuer Leitungen, den **Kosten** und der **Realisierungszeitraum** (NorGer, 2010). Ein generelles Problem stellen die unterschiedlichen Umsetzungszeiten dar: während der EE-Ausbau sehr schnell voranschreitet, erfolgt der **Netzausbau** aus vielen Gründen (Genehmigung, Finanzierung und v.a. die Schaffung von Akzeptanz) nur sehr **verzögert** bzw. zeitversetzt. Bedingt durch hohe Windkraftanteile sind neue Leitungen im Übertragungsnetz seit längerem notwendig. Aber auch im Verteilnetz wird ein Netzausbau durch höhere PV-Anteile notwendig. Dieser ist oft sehr kostspielig, weshalb über andere elektrotechnische Maßnahmen im Stromnetz nachgedacht wird (z.B. angepasste Betriebsführungsverfahren). Sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz wird spekuliert, „von der Straße auf die Schiene zu gehen“ d.h. die Einspeisung von (überschüssiger) Wind- und Solarenergie in das Erdgasnetz zu verlagern bzw. die technisch begrenzte Aufnahmekapazität der Stromnetze durch eine Einspeisung in Erdgasnetze zu überwinden.

Technisch gesehen liegt darin der entscheidende **Vorteil** in der meist um eine Größenordnung **höheren Aufnahme- und Leitungskapazität** von **Gasnetzen**, die sich bei den Übertragungsnetzen im **zweistelligen** GW-Bereich (z.B. 70 GW) bewegt, während die Kapazität von **Stromnetzen** meist im **einstelligen** GW-Bereich liegt (z.B. 3 GW).

Vorteilhaft ist zudem, dass **Windenergie** in Form von Windgas **ohne Fluktuationen** zur Verfügung steht und Windenergie nicht nur der Strommarkt offen steht, sondern auch der Wärme- und Kraftstoffmarkt. Diese **Vorteile „kosten“** jedoch **Wirkungsgrad**: um dieselbe Menge an Windenergie von Nord nach Süd zu transportieren, müssen entsprechend mehr Windkraftanlagen installiert werden, die die Verluste ausgleichen.

Das ökonomische Optimum zwischen Energietransport über Stromnetze vs. Gasnetze samt Speichern ist noch zu bestimmen. Fest steht, dass selbst ein **idealer Netzausbau** in Deutschland und Europa die **Fluktuationsprobleme** erneuerbarer Energien **nicht lösen** wird.

### 2.2.2 Erzeugungs- und Lastmanagement

#### Nachhaltiges Biomassepotential zu klein für vollständigen Ausgleich

Das schwankende Angebot von Wind- und Solarstrom kann durch Erzeugungs- und Lastmanagement teilweise ausgeglichen werden. Die gesteuerte Bereitstellung von Strom aus Pumpspeichern und flexiblen Biogasanlagen kann theoretisch die Versorgungslücken von Wind- und Solarstrom schließen, wie es im Projekt Kombikraftwerk demonstriert wurde (Kombikraftwerk, 2008). Allerdings ist das **nachhaltige Potential** von Biomasse für den vollständigen Ausgleich **nicht ausreichend** (WBGU, 2009; Sterner, 2009).

## **Ausschöpfung des Lastmanagementpotentials durch Verbraucher bestimmt**

Der Stromverbrauch von Industrie, Handel, Gewerbe und Haushalten kann über intelligente Netze gesteuert erfolgen (**Lastmanagement**). Die Potentiale sind quantifiziert (Stadler, 2005; Klobasa, 2007). Ihre Umsetzung setzt eine hinreichende **Bereitschaft der Verbraucher** zur Verlagerung des Stromverbrauchs sowie den Aufbau eines **intelligenten Kommunikationssystems** zur Steuerung voraus. Beide Anforderungen sind heute nicht gegeben. Zukünftige zusätzliche Verbraucher wie Elektromobile, Wärmepumpen und Klimaanlage sind zwangsläufig im Lastmanagement zu betreiben, um die Fluktuationen im Stromnetz nicht zu verstärken.

## **Erzeugungs- und Lastmanagement keine finale Lösung**

Auch im idealsten Einsatz **löst** das Lastmanagement **nicht das Problem der Speicherung**, weil nicht jeder Stromverbrauch aus Zeiten von wenig Wind- und Solarangebot verschoben werden kann. Die Biomasse wiederum verfügt als „Speicher“ nicht über genügend nachhaltiges Potential.

### **2.2.3 Speicher**

Netzausbau, Erzeugungs- und Lastmanagement können das Problem der Speicherung nicht lösen, da regelmäßig jährlich Wettersituationen vorherrschen, in denen über **1-2 Wochen** das Angebot von Wind- und Solarenergie äußerst gering ausfällt und sich über diesen Zeitraum nicht ausreichend der Strombedarf verschieben lässt. Diese Situationen treten vor allem in den Herbst- und Wintermonaten auf, wenn sich beispielsweise ein stabiles sibirisches Hoch über ganz Europa etabliert, was eine europaweite Windflaute mit sich bringt. Durch den Klimawandel bedingt wird das Wetter in Zukunft extremer. **Langzeitspeicher** werden daher eine **Notwendigkeit** zur Aufnahme erneuerbarer Stroms und zum **permanenten Ersatz** von **fossilen Back-up Kraftwerken**.

## **Energiespeicherung ist verlustbehaftet – stellt aber am Schluss die einzige Möglichkeit für eine dauerhaft regenerative Stromversorgung dar**

Speicher sind grundsätzlich für den Fluktuationsausgleich gut geeignet. Sie werden jedoch aufgrund der begrenzten Speicherkapazität in ihrem Einsatz begrenzt, weshalb eine Unterscheidung in **Kurzzeitspeicher** (z.B. für Stunden und Tage) und **Langzeitspeicher** (z. B. für Wochen und Monate) hilfreich und notwendig ist.

## **Kurzzeitspeicher Pumpspeicherwerke: effizient, etabliert, aber begrenzt im Potential – optimal für den Tagesausgleich von Solarstrom geeignet**

Kurzzeitspeicher wie Pumpspeicherwerke haben auch weiterhin ihre Berechtigung, da sie **technisch effizienter** und **kostengünstiger** als Langzeitspeicher wie chemische Energieträger im Erdgasnetz sind. Allerdings ist ihre **Kapazität deutlich begrenzt**. Die heutigen Pumpspeicherwerke in Deutschland haben eine Kapazität von etwa **0,04 TWh** bei 6 GW Turbinenleistung (Sternier et al, 2010). Perspektivisch werden sie bis 2020-2030 auf **0,06 TWh** bzw. ca. 9 GW

bzw. bei Realisierung der PSW-Neubauprojekte Atdorf, Blautal, Einöden, Riedl sowie der Erweiterungsprojekte Waldeck II und Forbach/Schwarzenbachwerk ausgebaut.

Der **Wirkungsgrad** der Pumpspeicher liegt zwischen **75** und **83%**. Eine Anbindung potentieller norwegischer oder schwedischer Speicher verringert den Wirkungsgrad auf ca. **65%** aufgrund der Verluste über den weitläufigen Stromtransport. Damit liegt der Wirkungsgrad **in der Größenordnung** von der Speicherung und Nutzung **von Windgas in der KWK** (55-60%).

**Relevanter** als der Wirkungsgrad **ist das Fassungsvermögen** eines Speichers. Zum Ausgleich von Fluktuationen bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien (> 50%) werden Kapazitäten von etwa **20 – 40 TWh<sub>el</sub>** benötigt – also das 500-1000-fache (Sternier et al, 2010). Ein **ökologisch nachhaltiger Ausbau** dieser Technologie **in Mitteleuropa** ist in dieser Größenordnung **nicht vorstellbar**, da sehr viel Eingriff in die Natur stattfinden müsste und diese Kapazitäten rein technisch nicht vorhanden sind. Die Erschließung der (Pump)Speicherkapazitäten in **Skandinavien** mit etwa 84 TWh<sub>el</sub> in Norwegen und 34 TWh<sub>el</sub> in Schweden ist eine **vielpersprechende** Zukunftsoption, die jedoch ein **stark ausgebautes Netz** nach Nordeuropa mit Kapazitäten von mehr als 100 GW voraussetzt (SRU, 2010). Für Hin- und Rücktransport betragen die Verluste insgesamt etwa 7-10 % zusätzlich zu den eigentlichen Verlusten bei der Speicherung (NorGer, 2011). Bisher sind in Norwegen Pumpspeicher mit einer Leistung von 1 GW in Betrieb. Darüber hinaus ist diese Speicherkapazität nicht nur für Deutschland reserviert, sondern wird von ganz Europa genutzt werden.

### **Kurzzeitspeicher Druckluftspeicher: relevante, aber teure Kapazitäten realisierbar**

Bei Druckluftspeichern wird zwischen diabaten und adiabaten Speichern unterschieden. Luft wird komprimiert in große Speicherreservoirs wie Salzkavernen gelagert. Bei diabaten oder konventionellen Druckluftspeichern wird bei der Kompression von Luft Wärme frei, die durch Luftpumpen an die Umgebung abgegeben wird. Während des Expansionsvorganges bei der Stromerzeugung ist diese Wärme wieder zuzuführen, was mit einer fossilen Gasfeuerung geschieht. Aus diesem Grund sind **diabate CAES keine rein regenerativen Speicher** und haben einen geringen **Wirkungsgrad** von **maximal 55%**. Weltweit gibt es zwei Anlagen dieses Typs, eine davon in Deutschland. **Adiabate Speicher** nutzen Wärmespeicher, kommen ohne Erdgas aus und haben theoretisch einen höheren Wirkungsgrad von bis zu 70% in Versuchsanlagen – in der Realität haben sie sich von den diabaten CAES noch nicht abgesetzt und durch den Einsatz von Kompressoren und Luftturbinen Wirkungsgrade zw. 40-55% (VDE, 2009; dena, 2008). Durch den benötigten Wärmespeicher können sie rein regenerativ **nur als Kurzzeitspeicher betrieben** werden. Diese Technologie befindet sich noch in Entwicklung und ist entsprechend kostenintensiv.

**Druckluftspeicher** können in eine Salzkaverne gleichen Ausmaßes **deutlich weniger Energie** speichern als über Wasserstoff oder Methan (Erdgas) möglich ist. Die Energiedichten von Wasserstoff sind deutlich höher; die Energiedichte von Methan liegt volumetrisch nochmal 3-fach über dem Wert von

Wasserstoff. Auch aus diesem Grund werden Druckluftspeicher als Tages- und maximal Wochenspeicher betrieben werden. Die Langzeitspeicherung über Windgas oder Solargas hat zudem den gleichen energetischen Wirkungsgrad wie verfügbare diabate Druckluftspeicher. Die Konkurrenz um unterirdische Speicherformationen ist als geringer einzustufen, da Erdgasspeicher in ausreichender Kapazität vorhanden sind (220 TWh<sub>th</sub> und 65 TWh<sub>th</sub> im Zubau), während sich die **bisherigen Druckluftspeicherkapazitäten** in Deutschland auf **0,0006 TWh<sub>el</sub>** belaufen (VDE, 2009). Mit einem mittelfristigen Ausbau einer Vielzahl von Druckluftspeicherkraftwerken in Deutschland ist nicht zu rechnen, derzeit gibt es lediglich ein Projekt: Der diabate Druckluftspeicher ADELE wird ab 2013 von einem Konsortium um RWE Power errichtet, weitere Druckluftspeicher-Projekte sind nicht bekannt.

### **Kurzzeitspeicher Batterien: effizient, vielversprechend, aber teuer und selbst bei einer „Vollversorgung“ mit Elektromobilität klein in der Kapazität**

Elektrochemische Speicher (**Batterien**) spielen trotz großer Investitionen in Forschung und Entwicklung **noch keine nennenswerte Rolle** in der Energieversorgung. Eingesetzt werden Batteriespeicher vor allem in Inseln, an Orten die keine oder keine ausreichende Netzanbindung besitzen und als Backup in konventionellen Kraftwerken (Schwarzstartfähigkeit). Da die Speicherkapazitäten in der Regel begrenzt sind, dienen Batterien als Kurzzeitspeicher für wenige Stunden. Ihre **Wirkungsgrade** sind stark technologieabhängig und reichen von **67 bis 95%**. Obwohl Batteriespeicher über höhere Stromverlagerungskosten verursachen, ist zukünftig jedoch eine steigende Nachfrage insbesondere von **privaten Haushalten an dezentralen Speichern** zu erwarten. So können Batteriespeicher eingesetzt werden um regionale Versorgungsaufgaben zu lösen, wie Netzengpässe, vermiedener Netzausbau, Versorgungssicherheit und Kopplung mit PV-Anlagen zur Deckung des Eigenbedarfs.

Eine interessante Option stellen mobile Batterien in der **Elektromobilität** dar. Ihre **Kapazität zur Stromspeicherung** ist dennoch als **gering** einzustufen: selbst wenn alle 42 Millionen PKWs in Deutschland elektrifiziert und mit einer Batterie von 20 kWh<sub>el</sub> ausgestattet werden, wovon 50% (10 kWh<sub>el</sub>) theoretisch für Speichierzwecke zur Verfügung stehen, ergibt sich eine Kapazität von **0,42 TWh<sub>el</sub>**. Über eine gewöhnliche 16A-Steckdose im Hausanschluss mit 3,5 kW könnte damit eine Leistung von knapp 150 GW bereitgestellt werden, allerdings nur für 3 Stunden. Diese Leistung (Last) wird im deutschen Stromsystem jedoch nicht nachgefragt, sondern schwankt je nach Betrachtungsweise zwischen ca. 45 und 85 GW. Damit steigert sich die **theoretische Reichweite** der Elektromobilität als Speicher auf **5 bis 10 Stunden**. Somit kann im Idealfall über die Elektromobilität für wenige Stunden die deutsche Stromversorgung sicherstellen kann, wenn - theoretisch - alle Fahrzeuge mit dem Stromnetz verbunden sind. Die Nutzung von Elektromobilen als Kurzzeitspeicher ist langfristig demnach nur im dezentralen Einsatz zu erwarten. Offen ist ferner, wie eine nachhaltige Rohstoffbasis für Batterien dieser Stückzahl geschaffen werden kann (Stern et al, 2010).

Als **steuerbare Verbraucher** für Regenerativstrom sind **Elektromobile** jedoch wieder **interessant** bzw. sogar eine zwingende **Voraussetzung**. Wenn Elektromobile über ein Lastmanagement in die Stromversorgung eingebunden werden, können sie EE-Überschüsse aufnehmen und Fluktuationen verringern. Geschieht dies nicht und wird die Aufladung dem Zufall überlassen, verstärken sie die Fluktuationen deutlich (Klaus et al, 2010).

Bis Elektromobile im energiewirtschaftlich relevanten Maßstab zum Einsatz kommen, liegen die zentralen Herausforderungen in der Kostenreduktion der Batterie, der Beschaffung von Lithium und einem nachhaltigen Recycling.

### **Kurzzeitspeicher Supercaps, Schwungräder, Spulen zur transienten Systemstabilität brauchbar**

Andere **alternative Speicher** wie Supercaps, Schwungräder und Spulen können zwar hohe Leistungen aufnehmen und abgeben, aber nur **sehr geringe Energiemengen speichern**. Die Einsatzchancen dieser Ultrakurzspeicher (Sekunden, Minuten) zur Speicherung von Wind- und Solarenergie sind als sehr gering einzustufen und werden daher an dieser Stelle nicht weiter betrachtet. Interessant sind sie in der Rekuperation von Energie (z.B. Trams) oder der Stabilisierung der Stromnetze im Millisekundenbereich – d.h. der Primärregelung.

### **Diskussion von zentralen Groß-Kurzzeitspeichern**

Das **Potential** für **zentrale Großspeicher** (Druckluft, Pumpspeicher) in Deutschland ist **begrenzt** und nur wenige Standorte eignen sich überhaupt, um die für den Ausbau erneuerbarer Energien notwendigen Speicherkapazitäten aufzubauen. Kurzfristig sind **allein Pumpspeicherwerke** zu bauen.

Der Wirkungsgrad von Pumpspeicherwerke ist im Gegensatz zu diabaten Druckluftspeichern deutlich höher, da kein zusätzlicher fossiler Brennstoff benötigt wird. Zudem ist die Technik etabliert und deutlich wirtschaftlicher als Druckluftspeicher. Die größte Einschränkung im Ausbau neuer Pumpspeicherwerke ist neben beschränkt verfügbaren geografisch geeigneten Gebieten in Mitteleuropa der erhebliche **Eingriff in die Umwelt** für den Bau von Ober- und Unterbecken, der die **Akzeptanz** für weitere Anlagen deutlich **einschränkt**. Derzeit gib es mehrere Neubau- und Erweiterungsprojekte von Pumpspeicherkraftwerken, so dass bei einer Realisierung aller heute bekannten Projekte in den nächsten 10 bis 15 Jahren mit einer Steigerung der Pumpspeicherleistung in Deutschland von aktuell etwa 6,6 GW auf etwa 9 GW zu rechnen ist. Dies bedeutet also eine Steigerung um gerade einmal ein Drittel der installierten Pumpleistung und eine Steigerung der Speicherkapazität auf ca. **0,06 TWh<sub>el</sub>**.

Was die geografische Verfügbarkeit für Pumpspeicher darstellt, ist für Druckluftspeicher die **Nutzungskonkurrenz** um **unterirdische Gesteinsformationen** und Lagerstätten. Diese Konkurrenzen bestehen für CO<sub>2</sub>-Speicher, Erdgasspeicher, Wasserstoffspeicher, geothermischen Bohrungen und anderen Bergbauformen.

Neben diesen gesellschaftlichen und technischen Herausforderungen ergibt sich Wirtschaftlichkeit für beide Technologien **nur als Kurzzeitspeicher** für Stunden und Tage. All diese Faktoren schränken die Realisierungschancen von neuen Pumpspeicherwerken und Druckluftspeichern ein.

### **Langzeitspeicherung allein über das Erdgasnetz oder die europäische Anbindung von großen Speicherpotentialen möglich**

Die einzigen Optionen, regenerative Energie in großen Mengen über lange Zeiträume zu speichern, sind die mögliche Erschließung der skandinavischen Wasserkraft und die Speicherung von Wind- und Solarstrom als chemischer Energieträger wie Wasserstoff oder Methan im vorhandenen Erdgasnetz.

### **Internationale Lösung nur mit viel Aufwand möglich**

Prinzipiell können einerseits in Nordeuropa bestehende Speicherwasserkraftwerke im Lastmanagement genutzt oder zu Pumpspeichern umgebaut werden oder andererseits Solarstrom aus solarthermischen Kraftwerken aus dem Mittelmeerraum (Türkei, Spanien, Nordafrika) importiert werden. Beides erfordert einen **massiven Ausbau der Stromnetze** über ganz Europa mit Kapazitäten in der Größenordnung von 100 GW und mehr.

Beiden Lösungen ist gleich, dass der Stromtransport über weite Strecken nicht verlustfrei ist und der **Wirkungsgrad** der Stromspeicherung in skandinavischen Pumpspeichern auf **65% absinken** kann (NorGer, 2011). Damit wird er vergleichbar mit der **Strom-Gasnetz-Kopplung**, der bei idealer Wärmenutzung durch **KWK ähnliche Wirkungsgrade** erreicht.

Zugleich wird **Deutschland nicht als einziges Land** diese Kapazitäten nutzen sondern auch Großbritannien und ganz Europa, was das technische Potential wieder deutlich verringert.

Die Ausbauszenarien für Stromnetze werden durch die **reale Umsetzung des Netzausbaus** relativiert: viele geplante Trassen in Deutschland und Europa von nur wenigen GW sind seit Jahren bzw. Jahrzehnten **im Verzug**; vorwiegend aufgrund von fehlenden Zulassungen seitens der Behörden und Politik, fehlender Akzeptanz der betroffenen Bevölkerung und mangelnden Anstrengungen der Netzbetreiber. Die Verlegung von Erdkabeln findet höhere Akzeptanz, verursacht aber deutlich höhere Kosten als Freileitungen.

Ein Ausweg ist die frühzeitige Einbindung aller Akteure und die **Sicherung der Akzeptanz** der Bürger durch (finanzielle) (Bürger)Beteiligungen wie sie auch bei „Bürgersolaranlagen“ oder „Bürgerwindparks“ in direkter und indirekter Form (kommunale Einnahmen) stattfinden.

Dennoch ist der Netzausbau bereits nationale alles andere als einfach und schnell umsetzbar. Dies verdeutlicht die **gewaltigen Herausforderungen** der Erschließung einer **internationalen Lösung der Energiespeicherung** in dem aus Sicht von Klimaschutz und EE-Integration **erforderlichen Zeitraum**.

## Strom-Gasnetz-Kopplung einzige nationale Option

Die einzige nationale Option für die Energiespeicherung im erforderlichen Umfang ist die Kopplung der Energienetze für Strom- und Gas.

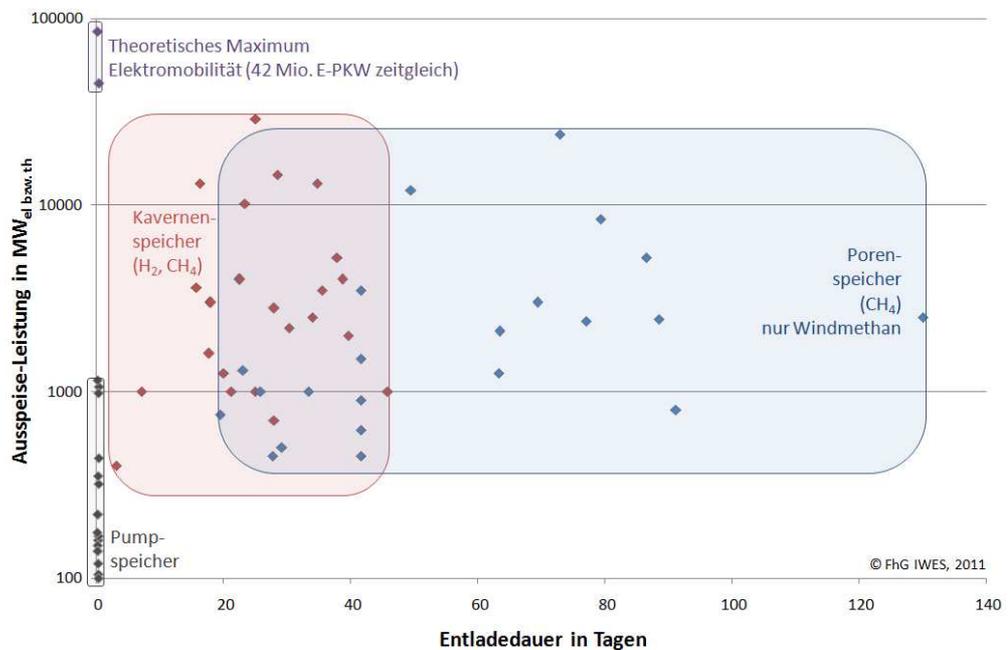
## Gasnetz hat die Speicher und Transportkapazitäten, die im Stromnetz gesucht werden – Das Gasnetz ist der größte nationale Speicher

Im Gasnetz ist das vorhanden, was im Stromnetz benötigt wird: **große Speicher- und Übertragungskapazitäten**. Die Transportkapazitäten liegen im Gasnetz meist eine Größenordnung über der im Stromnetz. Die Speicherkapazitäten betragen ca. **220 TWh<sub>th</sub>**, welche über eine effiziente Rückverstromung von 55% 120 TWh<sub>el</sub> elektrische Speicherkapazität darstellen. Über **Windwasserstoff** kann unter Beachtung der geltenden Einspeisegrenzen von 5-vol% (d.h. 1,5% energetisch) eine Speicherkapazität von **1,8 TWh<sub>el</sub>** erschlossen werden, welche dem Stromverbrauch eines Tages in Deutschland entspricht. Über die **Methanisierung** kann die **volle Speicherkapazität** von **120 TWh<sub>el</sub>** genutzt werden, mit der die **Stromversorgung** mit entsprechend ausgebauten Gaskraftwerken oder BHKW **über 2-3 Monate bewerkstelligt** werden könnte.

Veranschaulichend ist der Vergleich der Energiespeicherung aller EE-Strommengen in 2010 von ca. **102 TWh<sub>el</sub>** (BMU, 2011): Für die EE-Stromspeicherung von **1 Monat** (ca. 8 TWh<sub>el</sub>) wäre die **20-fache Kapazität der deutschen Pumpspeicherwerke** von 0,04 TWh<sub>el</sub> notwendig gewesen. Die **gesamte EE-Strommenge des Jahres** hätte hingegen über die Methanisierung (60 TWh<sub>th</sub>) nur ca. **¼ der Erdgas-Speicherkapazität** belegt oder ca. **7% des Jahresgasverbrauchs** von etwa 900 TWh<sub>th</sub> dargestellt.

Abbildung 2-3: Auspeiseleistung und Entladedauer (Kapazität) der in Deutschland vorhandenen Pumpspeicher und Gasspeicher. Nur Gasspeicher können über Tage und Monate Versorgungslücken schließen.

Quelle: eigene Zusammenstellung aus (Dena 2008, Sterner et al, 2010 und DVGW, 2011).



Diese Relationen werden auch in **Abbildung 2-3** deutlich: während **Pumpspeicherwerke** nur Leistungen im Bereich von GW aufweisen und bereits **nach wenigen Stunden leer** sind, können **Gasspeicher** mit großer Leistung teilweise **über Monate** Energie ausspeisen. Kavernen sind für Windwasserstoff und Windmethan geeignet. Die **großen Porenspeicher** können für EE-Strom **nur über die Methanisierung** erschlossen werden. Das theoretische Maximum der **Elektromobilität** bringt bei gleichzeitiger Einspeisung aller deutschen PKW zwar eine große Leistung, die aber nur für **5-10 Stunden** aufrecht erhalten werden kann.

Die Speicherkapazität im Gasnetz wird perspektivisch die nächsten Jahrzehnte verdoppelt und ist damit mehr als ausreichend für die Aufnahme von erneuerbaren Energien. Das **nachhaltige ökologische Potential für Gasspeicher** liegt nach der UBA-IWES Studie (Klaus et al, 2010) für **2050** bei:

- **110 TWh<sub>th</sub>** (ca. 60 TWh<sub>el</sub>) für **Wasserstoff** in Kavernen und
- **514 TWh<sub>th</sub>** (ca. 280 TWh<sub>el</sub>) für **Methan** in Kavernen und Porenspeichern.

**Nutzungskonkurrenzen** für unterirdische Speicher **entfallen, große Eingriffe** in die **Natur** bleiben gleichfalls **erspart**. Die notwendigen **Gasspeicherkapazitäten** sind **vorhanden**, die Technologien zur **Rückverstromung** und anderen Nutzung ebenfalls. Einzig die Technologie „**Strom-zu-Gas**“ bzw. „Elektrolyse“ und „Methanisierung“ bleibt noch umzusetzen.

### **Konversionsverluste sind relativ – Hektarerträge vorteilhaft**

**Nachteilig** stellen sich die mit der Wandlung von Strom-zu-Gas verbundenen **Wirkungsgrade** dar. Wird der reine **Strom-zu-Strom** Wirkungsgrad betrachtet, ist die Strom-Gasnetz-Kopplung nur **halb so effizient** als Pumpspeicher oder Batterien (Sternier, 2009), was bedeutet, dass für den Energietransport die doppelte Menge an installierter EE-Leistung notwendig wäre, um dieselbe Energiemenge von A nach B zu transportieren. Dies verdeutlicht die Bedeutung des **Stromnetzausbaus**, welcher durch die Strom-Gasnetz-Kopplung nur ineffizient ersetzt werden kann. Gleichwohl lassen sich durch geeignete **KWK-Konzepte** unter Nutzung der Abwärme der Strom-zu-Gas und Gasverstromungsprozesse die energetischen Wirkungsgrade auf ca. **55%** bis 60% steigern, was annähernd derselben Effizienz der Anbindung der skandinavischen Pumpspeichern samt Leitungsverlusten (ca. 65%) entspricht.

Dieser Wirkungsgrad kann mit **EE-Wasserstoff** gegenüber EE-Methan **leicht gesteigert** werden, wenn die Kosten für die notwendige Anpassung des gesamten Gassystems ab der Überschreitung von 1-10 vol-% Wasserstoff an der Einspeisestelle bzw. im (Teil)Gasnetz aufgebracht und die Abwärmenutzung in der Wasserstoff-KWK-Anlage umgesetzt wird.

Da das erzeugte Windgas über das Gasnetz transportiert und eingespeichert wird, muss es auf einen **gewissen Druck** (80-200 bar) komprimiert werden. Dabei ist für **Wasserstoff** deutlich **mehr Energie** notwendig, da es sich um ein sehr kleines Molekül mit geringer Dichte handelt. Die **Wirkungsgrade der Strom-Gasnetz-Kopplung** stellen sich demnach wie folgt dar:

Tabelle 2-1:  
Wirkungsgrade für  
verschiedene Power-  
to-Gas Verfahren.

Quelle: eigene  
Zusammenstellung,  
basierend auf  
(Specht et al, 2010;  
Stern, 2009;  
Enertrag, 2009;  
DVGW, 2011);

Pfad	Wirkungsgrad	Randbedingung
<b>Strom-zu-Gas</b>		
Strom → Wasserstoff	54 – 72%	bei Kompression auf 200 bar (Arbeitsdruck der meisten Gasspeicher)
Strom → Methan (SNG)	49 – 64%	
Strom → Wasserstoff	57 – 73%	bei Kompression auf 80 bar (Einspeisung Fern/Transportleitung)
Strom → Methan (SNG)	50 – 64%	
Strom → Wasserstoff	64 – 77%	ohne Kompression
Strom → Methan (SNG)	51 – 65%	
<b>Strom-zu-Gas-zu-Strom</b>		
Strom → Wasserstoff → Strom	34 – 44%	bei Verstromung mit 60% und Kompression auf 80 bar
Strom → Methan → Strom	30 – 38%	
<b>Strom-zu-Gas-zu-KWK (Wärme und Strom)</b>		
Strom → Wasserstoff → KWK	48 – 62%	bei 40% Strom & 45% Wärme und Kompression auf 80 bar
Strom → Methan → KWK	43 – 54%	

Wird die **Bilanzgrenze** auf die **solare Einstrahlung** zurückgeführt, die die Quelle für alle fossile und biogene Energie darstellt, ergibt sich in der **technischen Photosynthese** ein deutlich **höherer Wirkungsgrad** als in der natürlichen: während die **Natur nur** etwa **1%** der Solarenergie in chemische Energieträger (**Biomasse, Erdgas, Erdöl**) wandelt, können über die **Photovoltaik** (Wirkungsgrad 15%) samt Strom-zu-Gas Technologie (Wirkungsgrad 60%) etwa **8-10%** der Solarenergie gespeichert und genutzt werden.

Dies zeigt sich besonders deutlich an den **Flächenerträgen** für erneuerbare Energie, die somit bei Windgas und Solargas etwa das **20-fache** und mehr des Hektarertrages von Biogas und anderen Biomassen entspricht (WBGU, 2009; Stern, 2010b).

Die Strom-zu-Gas Technologie ist damit trotz mehrfachen Konversionsschritten ein **wichtiger Baustein** für den Aufbau einer zunehmend regenerativen Energieversorgung.

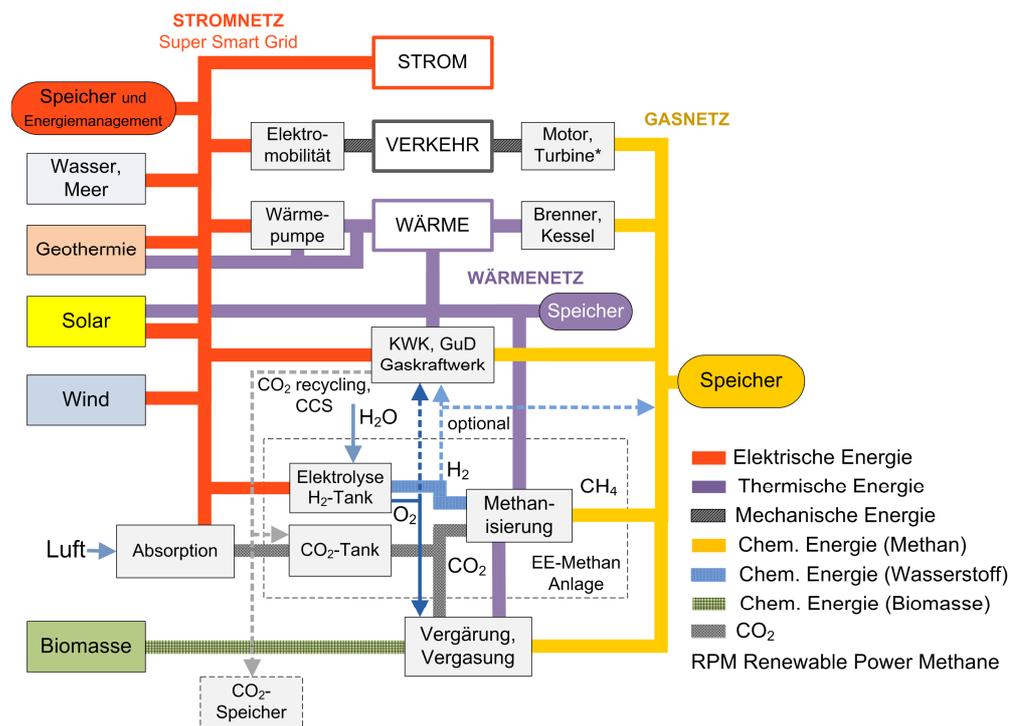
Aus diesem Grunde kann die heutige **Nutzung von Windgas im bestehenden Gasmarkt** dazu beitragen diese Konversionstechnologie zu **entwickeln**, damit sie **langfristig** als eine wichtige **Speichertechnologie** genutzt werden kann.

### 2.3 EE-Gas als tragendes Element in einer 100% klimaneutralen Energieversorgung ohne Kernenergie und CCS – eine Vision

In einer – aus heutiger Sicht visionären - 100% regenerativen Energieversorgung sind **Energiespeicher** ein **Schlüsselement**. Sowohl Strom- und Wärmespeicher, als auch Speicher für chemische Energieträger werden benötigt. Ein Energieträger mit **hoher Energiedichte** ist v.a. **im Verkehr** notwendig, um den Langstreckentransport regenerativ zu versorgen, der nicht rein elektrisch gedeckt werden kann. Alle Elemente lassen sich in einer **100% EE-Struktur** nach (Sternier, 2009) beschreiben, in der das neue Konzept zur Kopplung von Strom- und Gasnetz ein wesentlicher Bestandteil ist (Abbildung 2-2).

Abbildung 2-2: Entwurf einer 100% regenerativen Energieversorgungsstruktur für Strom, Wärme und Verkehr mit Speichern und Netzen für Strom, Wärme und Gas. \* Aus Wasserstoff und CO<sub>2</sub> können auch andere Kraftstoffe (z.B. Dimethylether (DME), Kerosin) hergestellt werden, die für den Langstreckenverkehr geeignet sind.

Quelle: (Sternier, 2009).



**Erneuerbarer Strom wird zur Primärenergie**, was einen gewissen Paradigmenwechsel darstellt. Davon ausgehend dienen Stromspeicher und -transport zur Verteilung und **Anbindung** aller Stromverbraucher im **Wärmesektor** (elektrische Wärmepumpen) und **Verkehrssektor** (Elektromobilität). Erneuerbarer Strom wird vorwiegend direkt aus Windkraft, Wasserkraft, Meeres- und Solarenergie erzeugt, ohne vergleichbar große thermische Verluste wie in der fossilen und nuklearen Stromerzeugung.

Die **Verstetigung** des schwankenden Stromangebots erfolgt über die drei Optionen **Transport, Speicher** und **Energiemanagement**. Durch ein Erzeugungsmanagement (Kombikraftwerke) folgt das Angebot an erneuerbarem Strom in geschickter Kombination dem Strombedarf. Über Transport findet ein überregionaler Ausgleich statt, Kurzzeitspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke speichern EE-Überschüsse für Zeiten mit großer Stromnachfrage und geringem Stromangebot. Die gezielte Steuerung des Verbrauchs reduziert ebenfalls die Schwankungen in der Stromversorgung.

Über die **Brücke Strom-Wasserstoff-Methan** (EE-Methan bzw. bis zu einem gewissen Prozentsatz auch EE-Wasserstoff) werden Strom- und Gasnetz gekoppelt, um **regenerativen Strom für Verkehr, Wärme** und die **Langzeit-speicherung** von Strom **über Wochen und Monate verfügbar** zu machen. Dadurch kann mit einem entsprechend ausgebauten regenerativen Anlagenpark, Speichern und konventionellen Gaskraftwerken bzw. vielen dezentralen KWK-Anlagen im **Back-up** die Stromversorgung **vollständig erneuerbar** erfolgen.

Die **Wärmeversorgung** basiert auf Solarenergie (Sonnenkollektoren), Geothermie und Wärme aus der Kraft-Wärme-Kopplung. Hier sind ebenfalls Speichersysteme erforderlich, um z.B. die **KWK-Anlagen** mit **EE-Gas stromgeführt** zu betreiben in den Zeiten in denen Windenergie meteorologisch bedingt nicht die Last decken kann. Knapp **50% der Haushalte** sind über das Gasnetz mit EE-Gas **heute erreichbar** (Ramesohl, 2009). Im Wärmesektor bestehen die **größten Potentiale** für **Energieeinsparungen**, welche vorwiegend durch Dämmung zu nutzen sind. Der Bestand an Gasheizungen wird folglich zurückgehen. Daher verschiebt sich der Schwerpunkt der Gasnutzung in den Strommarkt und auch in den Kraftstoffmarkt (Schüwer et al, 2010). Spezielle Versorgungsaufgaben wie z.B. Altbauten ohne Einbaumöglichkeit von anderen Wärmequellen aber auch gewisse industrielle Prozesse (Gas als Flamme und Werkzeug) werden mit EE-Gas übernommen.

Die **Rolle der KWK** in einer stark fluktuierenden Stromversorgung und einem geschrumpften Wärmemarkt ist noch nicht weitgehend genug untersucht, um klare Aussagen zur Zukunft der KWK abzuleiten. Sicher ist, dass sie aufgrund der zu nutzenden Effizienzpotentiale **mittelfristig ausgebaut** werden soll. **Langfristig** sollen aber über Effizienzmaßnahmen Energieeinsparungen von bis zu 80% im Wärmesektor erzielt werden – so viel wie in keinem anderen Sektor möglich sind. Zugleich sinkt die Auslastung der KWK bei steigenden EE-Anteilen in der Stromversorgung. Daher ist anzunehmen, dass die Rolle der KWK langfristig **wieder rückläufig** ist.

Der **Verkehr** wird aus EE-Strom und EE-Gas (Methan oder/und Wasserstoff) über **Elektromobilität** und **konventionelle Verbrennungsmotoren** gespeist und angetrieben. Für spezielle Aufgaben (Flug-, Schiffs- und LKW-Verkehr) eignen sich auch Biokraftstoffe aus Reststoffen oder **Wind- und Solarkraftstoffe** (z.B. Dimethylether, erneuerbares Kerosin, Winddiesel). **EE-Gas** dient erfüllt hier – ähnlich wie im Strom- und Wärmemarkt – eine weitere **Brückenfunktion**, um Wind- und Solarenergie in den Verkehrssektor einzuspeisen. In dieser Weise wird eine nachhaltige Dekarbonisierung des Verkehrs ermöglicht, **ohne** auf weitreichende **Landnutzungskonkurrenzen** (Biokraftstoffe) oder **Reichweitenbegrenzungen** (E-KFZ) und damit verbundene Akzeptanzprobleme zu stoßen.

**Biomasse** wird fast **ausschließlich** zur **Erzeugung** von **EE-Gas** verwendet, wobei lediglich Reststoffe zum Einsatz kommen. Dadurch werden sowohl Nutzungskonkurrenzen mit Nahrungs- und Futtermitteln als auch Monokulturen im Energiepflanzenanbau vermieden und Flächen geschont bzw. frei für **Pflanzen** zur **stofflichen Nutzung**.

Die **Integration** von **Energienetzen und –speichern** ist ein entscheidender Bestandteil regenerativer Energiestrukturen. Wird ferner bei der Verwendung von EE-Methan das **CO<sub>2</sub>** abgetrennt, kann es für die Methanisierung erneut verwendet und somit **recycelt** werden. Durch die dauerhafte Speicherung des abgetrennten CO<sub>2</sub> kann sogar ein **Energiesystem mit Kohlenstoffsenke** geschaffen werden, welches CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre entzieht anstatt ihr mehr hinzuzufügen. Dafür sind jedoch CO<sub>2</sub> Lagerstätten notwendig, die für 1000 Jahre absolut dicht sind. Solange diese technische Voraussetzung nicht garantiert werden kann, ist von einem Einsatz der CO<sub>2</sub>-Speicherung abzusehen.

EE-Gas in primärer Form als **Windgas** stellt somit eine **tragende Brücke im Aufbau** einer **rein regenerativen Energieversorgung** dar.

## 2.4 Gaskraftwerke als Brücken- und Back-up-Technologie: mit EE-Gas ein Langzeitspeicher und Garant für Systemstabilität

Gaskraftwerken und bzw. Technologien jeden Maßstabs, die **Gas in Strom und Wärme** (KWK, BHKW) sind in der Stromerzeugung die **Brückentechnologie** bzw. langfristig benötigte Back-up-Technologie, die den gestiegenen Anforderungen an die Flexibilität von Kraftwerken bei hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung gerecht werden.

**Gasturbinen-Kraftwerke** können im vollen Lastbereich von 0% auf 100% der Leistung innerhalb von einer Stunde hochgefahren werden und gelten als Kraftwerke mit der **größten Flexibilität**. Effiziente GuD-Kraftwerke sind zwar weniger flexibel als Gasturbinen, jedoch besser als Kohlekraftwerke zum Ausgleich der Fluktuationen geeignet. BHKW haben einen sehr hohen Gesamtnutzungsgrad (bei Wärmenutzung bis zu 85 % mit einem elektrischen Wirkungsgrad von über 40 %) und lassen sich innerhalb weniger Minuten auf Volllast hochfahren.

**Starre Grundlastkraftwerke** wie Kern- und Braunkohlekraftwerke wurden weitgehend auf einen Dauerbetrieb ausgelegt und können der variablen EE-Einspeisung **nur ungenügend** folgen. Auch wenn einige Kraftwerke auch für die Mittellast ausgelegt wurden, treten ihre technischen Grenzen im Teillastbetrieb in Form von **Materialermüdungen** schnell zum Vorschein. Aus diesen Gründen **scheiden sie** als Brückentechnologie **aus**.

Stattdessen werden **Gaskraftwerke** und **Gas-BHKW** für eine Transformation der Stromsysteme benötigt. Wenn es nun gelingt, überschüssigen Wind- und Solarstrom in ein vollwertiges Erdgas-Substitut wie Windgas zu wandeln, können die aufgebauten Erdgaskraftwerke nahtlos mit „**grünem Gas**“ weiterverwendet werden und als **Back-up Kraftwerke zur Systemstabilität** einer regenerativ-dominierten bis hin zur 100% regenerativen Stromversorgung einen elementaren Beitrag leisten. **Relevant** wird dieser Beitrag bereits **ab** einem **EE-Anteil von 50%**.

Durch **Windgas** kann bereits mittelfristig **überschüssiger EE-Strom nutzbar** gemacht werden. **Langfristig** kann das **Konzept Power-to-Gas** in Kombination mit Gasspeichern, flexiblen Gaskraftwerken und BHKW als Langzeitspeicher für EE dienen und **dauerhaft** fossile und nukleare Kraftwerke **ersetzen**.

### 3 Bewertung der Klimaschutzwirkung innerhalb der Nutzungskaskade von elektrischer Windenergie

Die **Klimaschutzwirkung** von Windgas (EE-Gas) ergibt sich primär aus **drei Einflussfaktoren**:

1. Welcher **Strom** wird verwendet?
2. Woher kommt das **CO<sub>2</sub>** für Windgas (nur für EE-Gas relevant)?
3. Welcher (fossiler) **Energieträger** wird durch Windgas **ersetzt**?

Ein weiterer Einflussfaktor in Treibhausgas (THG) Bilanzierungen sind „Landnutzungsänderungen“.

**Windgas** verursacht **nahezu keine Emissionen** durch Landnutzungsänderungen, da durch Windkraftanlagen und Wind-to-Gas Anlagen (Elektrolyse, Methanisierung) nur sehr wenig Platz verbraucht wird. Zudem sind die Energieerträge pro Fläche deutlich höher als von nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo-Biomasse). Emissionen aus direkten und indirekten Landnutzungsänderungen sind neben dem Referenzsystem der entscheidende Faktor in der Bilanzierung von Bioenergie und wurden bis vor ein bis zwei Jahren in der THG-Bilanzierung nahezu gänzlich außen vorgelassen (WBGU, 2009).

Im Vergleich zu Biomethan aus nachwachsender Biomasse ist die **Klimaschutzwirkung von Windgas** nahezu **unabhängig** von **Landnutzungsänderungen** und damit klar eindeutiger zu bestimmen.

Durch den Einsatz der **Methanisierung** können in Kombination mit **Biogas**-Einspeiseanlagen Methanemissionen in die Atmosphäre vermieden werden, was sich **positiv** auf die **Klimaschutzwirkung** auswirkt. Allerdings gilt es darauf zu achten, dass bei der Windgasherstellung im Betrieb aber auch im Störfall keine zusätzliches Methan emittiert wird.

Neben der Klimaschutzwirkung von Windgas in seiner Nutzungskaskade ist zu beachten, welche **anderen erneuerbare Energien alternativ** für die Endenergiebereitstellung eingesetzt werden können.

#### 3.1 Faktor 1: Herkunft des Stromes

EE-Gas Anlagen können je nach **Betriebskonzept** unterschiedlich eingesetzt werden. Entsprechend ergibt sich ein Bezug von „**grauem**“ oder „**grünem**“ **Strom**. „Grauer“ Strom aus dem Netz mit unterschiedlichen EE-Anteilen wird in Betriebskonzepten verwendet, die z.B. den Spread des Strompreises im Börsenhandel nutzen wollen, wie es mit konventionellen Pumpspeichern der Fall ist.

## Verwendung von EE-Strom am Sinnvollsten

Eindeutig **„grüner“ Strom** kann durch die (physikalische oder abrechnungstechnische) **Kopplung** von Windkraft-, Solar- und Wasserkraftanlagen bzw. einem **regenerativen Strommix** mit EE-Gasanlagen verwendet werden. Im Fall von Netzengpässen sorgt im Wesentlichen eine möglichst direkte physikalische Kopplung für den gewünschten Ausgleich von Fluktuationen aus Wind- und Solarstrom. Generell ist die **Lösung von Netzengpässen** durch den Einsatz von EE-Gasanlagen **sinnvoll**, da dadurch **Platz für** die Einspeisung von **EE** gewonnen wird.

Die sich aus dem Strombezug ergebende Betriebscharakteristik hat auch Einfluss auf mögliche **zusätzliche Dienstleistungen** (z.B. Regelenergie), welche durch EE-Gas Anlagen erbracht werden können.

**Unsinnig** ist die Verwendung von Strom, der aus chemischen Energieträgern wie fossilen Brennstoffen gewonnen wurde, da dadurch das erzeugte Gas mit sehr hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen behaftet ist und „Brennstoff-zu-Strom-zu-Gas“ gewandelt wird. Das trifft insbesondere für Kohlekraftwerke zu, die durch die Produktion von **„Kohlegas“** durchgängig weiterbetrieben werden könnten – auch wenn die „Vergasung“ von Kohle über den Pfad der Methanisierung (Power-to-Gas) trotz des schlechten Wirkungsgrades von ca. 15-20% verfahrenstechnisch einfacher ist als die direkte Vergasung von Kohle.

**Erneuerbarer Strom** aus Wind, Solar oder Wasserkraft verursacht für gewöhnlich nur Emissionen in der Herstellung der Anlagen durch Verwendung von fossilen Energieanteilen (ca. 10-40 g / kWh<sub>el</sub>). In der Strombereitstellung entstehen **keine Klimagase**. Entsprechend sind **Windgas** je nach Wandlungsverfahren zwischen 20 und 80 g je kWh<sub>th</sub> angehaftet, was einem **emissionsarmen Gas** entspricht.

**Nuklearstrom** ist zwar nur mit geringen Emissionen behaftet, seine Verwendung ist aber aus umwelt- und volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten **nicht nachhaltig**: Die globale Proliferation (Weiterverbreitung von Massenvernichtungswaffen) verhindert eine klare Trennung zwischen ziviler und militärischer Nutzung der Kernenergie, was die Sicherheit und den Frieden zwischen und in den Ländern bedroht; ein GAU (größter anzunehmender Unfall) ist nicht ausschließbar; Kernkraftwerke sind nicht versichert, allein die Volkswirtschaft bürgt in ihrer Gesamtheit dafür; die Ressourcen gehen zu neige und die Schöpfung radioaktiver Rohstoffe verursacht Treibhausgase; eine Endlagerung und Verantwortung für nukleare Abfälle wurde bis dato nicht gefunden.

Aus diesen genannten Gründen ist eine Verwendung von Nuklearenergie für Nukleargas (**Atomgas**) **nicht verantwortbar**.

### 3.2 Faktor 2: Herkunft von CO<sub>2</sub> (relevant für EE-Methan)

Bei EE-Wasserstoff wird kein **CO<sub>2</sub> als Vehikel für Wasserstoff** benötigt, weshalb die Betrachtung für CO<sub>2</sub> ausschließlich für EE-Methan relevant ist.

Um die Kette der Methanerzeugung zu vervollständigen, ist neben der Stromquelle auch die Herkunft des CO<sub>2</sub> für die Methanisierung zu betrachten. Auch hier können unterschiedliche Quellen in Betracht gezogen werden, die insbesondere Auswirkungen auf die Wertigkeit des Methans bezüglich seiner Umweltwirkung und damit letztendlich auf den Marktpreis bzw. Wert haben.

### 3.2.1 CO<sub>2</sub> aus Vergärungs- und Vergasungsprozessen von Biomasse (biogenes CO<sub>2</sub>)

a) Biogas: Die **primäre CO<sub>2</sub>-Quelle** für EE-Gas-Anlagen ergibt sich aus der Kombination mit **Biogasanlagen**, die ein Gasgemisch von etwa 55-60% Methan und 40-45% CO<sub>2</sub> erzeugen. Hier bestehen prinzipiell zwei Möglichkeiten das **von der Natur** aus der Atmosphäre **absorbierte CO<sub>2</sub>** zu nutzen, wobei die erstgenannte favorisiert wird:

Wird **Biogas zur Einspeisung** ins Erdgasnetz aufbereitet, so fällt als **Abfallprodukt** bei der Aufbereitung CO<sub>2</sub> an, welches bislang **CO<sub>2</sub>-neutral** in die Atmosphäre entlassen wird. Das abgetrennte CO<sub>2</sub> kann mit einer EE-Gas Anlage in der Methanisierung doppelt genutzt werden, bevor es klimaneutral in der Verbrennung von erneuerbarem Methan wieder freigesetzt wird. Da für die Biogaseinspeisung auch bereits ein nahegelegener Gaseinspeisepunkt vorhanden ist, eignet sich eine solche Kombination in zweifacher Hinsicht. Technisch kann der Betrieb einer Biomethananlage mit einer EE-Gas-Anlage einfach kombiniert werden, da beide Gasprodukte der geforderten Gaseinspeisequalität entsprechen und durch die Biomethananlage eine permanente biogene CO<sub>2</sub>-Quelle zur Verfügung steht. Aus diesen Gründen ist diese Anlagenkombination und CO<sub>2</sub>-Quelle zu favorisieren.

Die zweite Möglichkeit besteht in der direkten Verwendung von **Rohbiogas** für die Methanisierung. Hierdurch wird sowohl eine Aufbereitung des Biogases zu Methan realisiert und gleichzeitig wird das CO<sub>2</sub> des Rohbiogases in Verbindung mit dem Wasserstoff zur Methanherstellung verwendet. Ein Teilschritt der Aufbereitung zu Biomethan kann somit im Vorfeld eingespart werden. Allerdings muss das Rohbiogas welches der Methanisierung zugeführt werden soll vorher, nach Möglichkeit ohne Lufteintrag, entschwefelt werden. Da die EE-Gas Anlage in der Regel eine geringere Betriebsstundenzahl als die Biogasanlage haben wird, sind ausreichende Pufferspeicher für das extra entschwefelte Biogas zu realisieren, was eine praktische Realisierung der direkten Verwertung von Rohbiogas erschwert.

Bei der Verwendung von CO<sub>2</sub> aus der Biogasaufbereitung wird kein fossiles, sondern lediglich kurzzeitig gebundenes CO<sub>2</sub> verwendet, was die Klimabilanz für den Betrieb der EE-Gas Anlage und zur Bewertung des produzierten Methans aufwerten wird. Das erzeugte **erneuerbare Methan** ist somit **in jedem Fall klima- und CO<sub>2</sub>-neutral**. Damit ist es vergleichbar mit Energie aus Biomasse, jedoch mit weniger Treibhausgasemissionen aus direkten und indirekten Landnutzungsänderungen behaftet.

b) Bio-Syngas kann aus der **Vergasung von Biomasse** gewonnen werden. Dadurch kann das große Potential von holz- und halmgutartigen Biomasse für den Kraftstoffbereich erschlossen werden, dass sonst nur über die direkte Verbrennung für Strom und Wärme genutzt werden kann. Biomasse wird über

verschiedene Vergasungsverfahren in ein CO/H<sub>2</sub>-Rohgas gewandelt und nach einer aufwendigen Reinigung zu einem Synthesegas konditioniert, das in der Methanisierung in Biomethan gewandelt wird. Im Gegensatz zu Biogasanlagen und der Biogasaufbereitung (Pfad a) ist Technologie der Vergasung von Biomasse noch nicht ausgereift und existiert bislang nur in **nicht-kommerziellen** Demonstrationsprojekten.

### 3.2.2 CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre

Die **wünschenswerteste CO<sub>2</sub>-Quelle** ist sicherlich die Luft selbst. Hier könnte CO<sub>2</sub> welches sich bereits in der Luft befindet herausgefiltert werden. Damit können indirekt CO<sub>2</sub> Ausstöße von beispielsweise mobilen Verursachern wie Flugzeugen oder Kraftfahrzeugen aus der Luft gefiltert werden, bei denen eine direkte Abscheidung des CO<sub>2</sub>, vor dem Eintritt in die Luft, kaum möglich ist.

Verfahren zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus der Luft sind **technisch möglich**. Die erste Alpha-Anlage mit 25 kW<sub>el</sub>, die im Auftrag von SolarFuel vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) in Stuttgart errichtet hat, nutzt CO<sub>2</sub> aus der Luft und hat die technische Machbarkeit einer derartigen Nutzung unter Beweis gestellt (Specht et al, 2010).

Im Grunde genommen handelt es sich bei dieser Technologie um eine **technische Nachbildung** der **Photosynthese**. Solange die **Natur** diesen **Aufwand betreibt** und über Bioenergie ausreichend Quellen an biogenem CO<sub>2</sub> vorhanden sind, lohnt sich der **technische Aufwand** absehbar nicht. Die Situation kann sich aber in Zukunft anders darstellen, wenn a) die biogenen CO<sub>2</sub>-Quellen erschöpft sind, b) biogene CO<sub>2</sub>-Quellen sehr weit entfernt sind und nur erneuerbarer Strom und Wasser zur Verfügung stellen (Nutzung großer aber abgelegener Wind- und Solarstrompotentiale) oder c) es **aus Klimaschutzsicht** eine **Notwendigkeit** wird, CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre zu absorbieren und einzulagern, da bis Mitte des Jahrhunderts es nicht gelang, den Treibhausgasausstoß einzudämmen und die Folgen des anthropogenen Klimawandels entsprechend gravierend sind und eingedämmt werden müssen.

**Kurz- bis mittelfristig** stellt die CO<sub>2</sub> Absorption aus der Luft im Vergleich zu den anderen Möglichkeiten jedoch einen **erhöhten technischen** und energetischen **Aufwand** dar, der sich in entsprechen höheren Anlagenkosten abbildet, da eine zusätzliche CO<sub>2</sub>-Absorptionsanlage notwendig ist. Damit bleibt diese CO<sub>2</sub> Quelle vorerst eine **Zukunftsoption**; langfristig kann sie aber erschlossen werden.

### 3.2.3 CO<sub>2</sub> aus stofflichen industriellen Prozessen (Industrielles CO<sub>2</sub>)

Bei zahlreichen **Industrieprozessen** fällt CO<sub>2</sub> als Abgas bzw. Reststoff an. In manchen Fällen sogar in so reiner Form, dass dieses abgegriffen und direkt der Methanisierung zugeführt werden könnte (z.B. **Stahl- und Zementherstellung, chemische Industrie, Brauereien**). Eine solche Möglichkeit bietet derzeit eine sehr kostengünstigste Beschaffung von CO<sub>2</sub> für den Betrieb einer EE-Gas Anlage dar, kann aber in Zukunft in Konkurrenz zur CO<sub>2</sub> Speicherung und der damit verbundenen Umsetzung von sog. „negativen Emissionen“ treten (Tabelle 3-1).

### 3.2.4 CO<sub>2</sub> aus Verbrennungsprozessen von fossilen Brennstoffen

Eine weitere Möglichkeit zur Verwendung von fossilem CO<sub>2</sub> ist eine Kopplung mit der **CCS Technologie** zur Abscheidung und Speicherung des CO<sub>2</sub> aus den Abgasen von **fossilen Kraftwerken**. CO<sub>2</sub> welches aus den Abgasen separiert wird, könnte in der Methanisierung weiterverwendet und zwischengespeichert werden. Bei einer späteren Verbrennung des Methans würde es allerdings erneut freigesetzt, was dazu führt, dass auch aus regenerativem Strom erzeugtes Methan bei Verwendung von fossilem CO<sub>2</sub> in der Gesamtbilanz **nicht CO<sub>2</sub>-neutral** ist.

Die fossilen CO<sub>2</sub> Emissionen würden nicht vermindert, sondern lediglich verzögert. Da dadurch der **Wert** des erzeugten **Methans deutlich sinkt** und mit fossilem Erdgas gleichzusetzen ist, ist die **Nutzung** dieser CO<sub>2</sub> Quelle **nicht anzustreben**. Zudem stellt sich die Frage: wer übernimmt die **Kosten** der CO<sub>2</sub>-Abscheidung (Kraftwerk oder EE-Gas-Erzeuger) und wer von den beteiligten Akteuren ist für die finalen CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich (Kraftwerksbetreiber, EE-Gas-Erzeuger, EE-Gas-Verbraucher)? Wenn der EE-Gas-Erzeuger oder Verbraucher für die CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht die Verantwortung übernimmt, verschieben sich entsprechend die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung vom Kraftwerksbetreiber auf die EE-Gas Erzeugung und Nutzung, was (EE-)Gas stark verteuert und unwirtschaftlich macht.

Ferner sollte **Windgas nicht** der **Verstetigung von Kohleenergie** und CCS beitragen, da dadurch die **notwendige Transformation** der Energieversorgung **verzögert** wird. Bei CCS besteht darüber hinaus das ungelöste Problem der **Endlagerung von CO<sub>2</sub>**.

Der einzige volkswirtschaftliche Mehrwert des Betriebes von EE-Gas-Anlagen mit fossilem CO<sub>2</sub> besteht in der vermiedenen Abregelung von erneuerbarer Stromerzeugung bzw. entsprechend deren vermehrten Integration in die Energiesysteme und der Chance auf einer Verbindung von fossiler und regenerativer Energiewirtschaft.

Tabelle 3-1:  
CO<sub>2</sub> Quellen und Emissionen großer stationärer Quellen. IGCC = Internal Gasification Combined Cycle.

Quelle: (DECHEMA, 2008)

	Sektor	CO <sub>2</sub> -Emissionen aus großen stationären Quellen weltweit (Gt)	Prozentualer Anteil an der Gesamtemission aus diesen Quellen	CO <sub>2</sub> Konzentration im Abgasstrom
energetisch	Energiewirtschaft (hauptsächlich Stromerzeugung)	10,5	45%	3-4% (Gasturbine) 14% (IGCC)
	Transport (Verkehr)	5,6	24%	-
stofflich	Stahlherstellung	1,5	6%	15-27%
	Zementherstellung	0,93	4%	14-33%
	Raffinerien	0,8	3%	3-13%
	Chemische Industrie	0,412	2%	z.B. NH <sub>3</sub> , EO: 100%
	Sonstige	3,4	14%	-

### 3.2.5 CO<sub>2</sub> aus Recyclingprozessen in Kraftwerken (Oxyfuel CO<sub>2</sub>)

Eine aus Klimaschutzsicht sehr **vielversprechende Option** ist **CO<sub>2</sub> Recycling**.

Das CO<sub>2</sub> kann aus energetischen Prozessen abgetrennt und im Energiesystem recycelt werden. Hierfür bieten sich besonders **Oxyfuel-Prozesse** an, die den in der EE-Gas Anlage entstehenden Sauerstoff für die Verbrennung des Methans verwenden und damit die CO<sub>2</sub> Abtrennung und das CO<sub>2</sub> Recycling deutlich vereinfachen. Befinden sich die EE-Gas-Anlage und die Rückverstromungseinheit (Gasturbine, GuD-Kraftwerk) in räumlicher Nähe, könnte dadurch ohne erhöhten Aufwand ein geschlossener CO<sub>2</sub> Kreislauf etabliert werden.

### 3.3 Faktor 3: (Fossiles) Referenzsystem

Die entscheidende Frage für die Klimaschutzwirkung von Windgas ist:

„**Was wird** durch Windgas **ersetzt** und mit **welchem Wirkungsgrad?**“

Tabelle 3-2:  
Referenzsysteme für  
den Ersatz fossiler  
Energieträger (Auswahl).

Quelle:  
(GEMIS, 2010)

Energiesektor	Referenzsystem	Treibhausgas-Emissionen in g CO <sub>2</sub> -äq. per kWh <sub>th</sub> Brennstoff reine Wärmeerzeugung bezogen auf die Sekundärenergie Wärme
Strom / Wärme	Steinkohle	411
Strom / Wärme / Verkehr	Erdgas	234
Strom / Wärme	Heizöl	321
Verkehr	Diesel	316

**Erdgas** hat unter den fossilen Energieträger die **geringsten spezifischen Treibhausgasemissionen**, da es vorwiegend aus Methan besteht, was nur ein Kohlenstoffatom in sich trägt. Entsprechend werden beim direkten Gasersatz spezifisch weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden, als wenn Kohle oder Erdöl ersetzt werden.

Idealerweise kommen **stromgeführte KWK-Anlagen mit Wärmespeicher** zum Einsatz (siehe Kap. 4), da hierbei sowohl fossile Strom- als auch Wärmeerzeugung ersetzt und damit mehr Emissionen eingespart werden können, als in reinen Strom- oder Wärmeanwendungen. Trotz schleppender praktischer Umsetzung der KWK im Gebäudebereich sollte diese Option bei einem Windgasangebot auf dem Wärmemarkt angereizt werden, da sie **ökologisch sehr sinnvoll** ist.

### 3.4 Kombination der drei Faktoren

Die beiden Faktoren „Stromquelle“ und „CO<sub>2</sub>-Quelle“ werden in Tabelle 3-2 kombiniert.

Tabelle 3-2: Bewertung der Faktoren Stromquelle und CO<sub>2</sub>-Quelle hinsichtlich ihrer Klimaschutzwirkung.

Quelle: eigene Darstellung.

Stromquelle	CO <sub>2</sub> Quelle				
	Biogas	Luft	Industrie	Fossile KW	CO <sub>2</sub> -Recycling
Börse (grauer Strom)	Yellow	Yellow	Red	Red	Yellow
Wind, Solar	Green	Green	Yellow	Red	Green

Insgesamt haben sowohl **Stromherkunft** als auch **CO<sub>2</sub> Quelle Einfluss** auf die **ökologische Wirkung** und somit den **Marktwert** des erzeugten Methans, da diese den Wert des Gases bezüglich einer möglichen Einstufung als „Erneuerbares Methan“ oder „grünes Gas / Ökogas“ definieren.

Der dritte Faktor **„Referenzsystem“** ist für die Gesamtbilanz entscheidend, kann aber nicht in allen Fällen direkt bestimmt werden (z.B. beim Heizungsersatz in Gebäuden oder bei Fahrzeugen). Meist wird die erzeugte Energie in die Energienetze eingespeist, wo ein Mix von konventioneller und erneuerbarer Energie vorliegt und entsprechend substituiert wird. Im **Stromnetz** ist dieser Mix bzw. die einhergehende Treibhausgasreduzierung durch den Lastgang und damit bedingten unterschiedlichen Kraftwerkseinsatz stark zeitabhängig und schwankend. Im **Gasnetz** liegt vereinfacht immer dieselbe Gaszusammensetzung vor, alleine die Gasverwendung entscheidet damit über die Klimaschutzwirkung des eingespeisten Windgases.

**Generell** gilt: **Zuerst** sollen **emissionsintensive Brennstoffe ersetzt** werden. Das ist in Deutschland zunächst Braun- und Steinkohle, die fast ausschließlich in der Stromerzeugung eingesetzt wird. Besonders reizvoll erscheint es, wenn durch EE-Gas ein Anreiz zum zusätzlichen Ausbau der KWK gegeben wird, um auch anteilig Kohlestrom zu ersetzen und gleichzeitig Wärme zu erzeugen und entsprechend mehr Emissionen zu vermeiden.

### **KWK technischer Idealfall – grünes Gas in Gasheizungen schnell umsetzbar**

Im **Idealfall** wird **Windstrom** zur Herstellung von **Windwasserstoff** bzw. nach dem Erreichen der Einspeisegrenze von 1-5-vol% für Wasserstoff im Erdgasnetz unter Verwendung von CO<sub>2</sub> aus einer Reststoff-Biogasanlage **Windmethan** hergestellt. Das wetter- und gasleitungsabhängig variabel zusammengesetzte Windgas (Windwasserstoff und Windmethan) wird anschließend idealerweise in einer **KWK-Anlage** jeglicher Größenordnung eingesetzt. Die Klimaschutzwirkung von Windgas im Stromsektor sinkt bei höheren EE-Anteilen in der Stromversorgung. Folglich rückt langfristig bei sinkenden fossilen Anteilen in der Stromerzeugung klimatechnisch der Ersatz von Öl im Verkehr und auch im Wärmemarkt vor die Stromerzeugung (s. Tabelle 3-2).

Die **Kraft-Wärme-Kopplung** ist für Windgas der **technisch-sinnvollste Einsatz**. In der Umsetzung ist für viele Privatkunden der Betrieb einer KWK-Anlage mit hohen **Anfangsinvestitionen** verbunden und dadurch **abschreckend**. Daneben sind die mit KWK verbundenen Lärmemissionen im Haus entschei-

dungshemmend. Die Hersteller versuchen mit neuen Modellen dem Kunden angepasste Lösungen zur Verfügung zu stellen. Sowohl KWK-Anlagen als auch andere erneuerbare Wärmeerzeuger (Solarthermie, Geothermie, Biomasseheizungen) sind mit hohen Anfangsinvestitionen verbunden.

Die **Praxis** zeigt, dass durch diese Faktoren das alte Heizungssystem beibehalten wird und **keine regenerative Wärmeversorgung realisiert** wird.

**50% aller privaten Haushalte** verfügen über einen **Gasanschluss** (Ramesohl, 2009). **Über Windgas** gelingt es, in dieses riesige Marktsegment „**grüne Energie**“ in die **Wärmeversorgung** zu bringen und den „See“ von Gas ähnlich wie in der Stromversorgung ein Stück weit CO<sub>2</sub>-ärmer werden zu lassen. Dadurch können **kurzfristig** in **bestehenden Gasheizungen** (insb. Gaskessel und Brennwertthermen) **THG-Emissionsminderungen erzielt** werden, besonders im Hinblick auf das Mieter-Vermieter-Dilemma (Mieter kann selbst entscheiden, regenerative Wärmeenergie zu nutzen, ohne auf Investitionsentscheidungen des Vermieters angewiesen zu sein).

Wenn eine **Heizungserneuerung** erforderlich ist, gilt es, **standortangepasst** ein Heizsystem aus dem Portfolio der erneuerbaren Wärmeversorgungstechnologien (Wärmepumpe, Geothermie, Biomasseheizungen) in Abwägung mit Wärmedämmmaßnahmen auszuwählen. Windgas sollte demnach die Verbraucher nicht von Investitionen in Effizienzsteigerungsmaßnahmen (z.B. Gebäudedämmung) oder in Wärmeerzeugungen mit höherem THG-Minderungspotential abhalten. Mit Windgas kann allerdings bis zum Zeitpunkt der Erneuerung der Gasheizung kurzfristig eine THG-Minderung durch die Kompensation von Erdgasmengen erzielt werden.

### 3.5 Wasserverbrauch von EE-Gas Anlagen

Der **Wasserverbrauch** von EE-Gas Anlagen ist vergleichsweise **gering** und steigt bei weitem nicht über den normalen Kühlwasserbedarf eines Kraftwerks hinaus (ca. 20-30 m<sup>3</sup> pro Sekunde). So werden für die Speicherung von 1 GWh Strom etwa 200 m<sup>3</sup> Wasser benötigt. In der Synthese von Methan und der Verbrennung von Methan entsteht zudem wieder Wasserdampf, womit der Wasserkreislauf geschlossen ist und von dieser Seite **keine negativen Auswirkungen auf Umwelt** und Natur zu erwarten sind.

## 4 Bewertung einer technisch-ökologisch sinnvollen Nutzung von Windenergie zur Gaserzeugung

### 4.1 Gasgemisch Windgas

**EE-Methan** steht als **marktfähiges** und marktkonformes **Produkt** zur Verfügung. Es kann einerseits zur **Langzeitspeicherung** für erneuerbare Energie und der Stromerzeugung in Gaskraftwerken und KWK-Anlagen eingesetzt werden. Andererseits kann EE-Methan im **Verkehrs-** aber auch im **Wärmesektor** eingesetzt werden, also z.B. in konventionellen Erdgas-PKW oder in Hybridfahrzeugen als „range extender“ zur Erhöhung der Reichweite von Elektrofahrzeugen oder zur Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme. Aus Wasserstoff und CO<sub>2</sub> lassen sich auch **weitere Kraftstoffe** herstellen wie Dimethylether, Diesel oder erneuerbares Kerosin, die im Fern- oder Flugverkehr genutzt werden können (Sternier et al, 2010b).

**EE-Wasserstoff** hat einerseits den Vorteil gegenüber EE-Methan, dass ein **Energiewandlungsschritt eingespart** werden kann und dadurch der elektrische Gesamtwirkungsgrad um etwa 5-12% Punkte höher ist. Allerdings ist die **Einspeisung** ins Erdgasnetz **sehr begrenzt** (nach DVGW Norm auf etwa 1,5% energetisch), was damit zu tun hat, dass Wasserstoff in der bestehenden Infrastruktur nicht 1:1 verwendet werden kann. Die bestehenden Gaskraftwerke, BHKW, Gasfahrzeuge, Brenner, Heizungen, etc. sind **nicht** auf **hohe Wasserstoffanteile** ausgelegt bzw. können nur bis zu einem gewissen Prozentsatz mit Wasserstoff im Gasgemisch belastet werden (DVGW, 2010) und die **Umstellung** auf ein reines Wasserstoffnetz und Wasserstofftechnik würde **Milliarden** kosten. Daher ist EE-Wasserstoff kurz- bis mittelfristig nur als Zusatzgas in der Beimischung zum Erdgas oder auch zum EE-Methan handhabbar.

Ein **Gasgemisch „Windgas“** aus EE-Wasserstoff und EE-Methan lässt sich in allen drei Energiesektoren Strom, Verkehr und Wärme einsetzen.

### 4.2 Nutzungskaskade für Windenergie: Strom vor Gas und Gas für Langzeitspeicher

Generell ist in der Vermarktung zu beachten, dass die **direkte Verwendung von EE-Strom** technisch und dadurch teilweise auch ökologisch **vorrangig** ist: solange der EE-Strom direkt ohne Konversionsverluste genutzt werden kann und dabei fossile Energie ersetzt und THG-Emissionen einspart, ist er direkt zu nutzen (siehe auch Kapitel 2.3). Das gilt prinzipiell für alle Energiesektoren mit der Ausnahme der Langzeitspeicherung von erneuerbaren Energien:

- **Strom:** EE-Strom ersetzt direkt fossile Erzeugung. Der Wirkungsgrad hierbei beträgt etwa das Dreifache als wenn EE-Strom zu EE-Gas gewandelt und wieder rückverstromt wird. Allerdings besteht langfristig das Problem der Stromspeicherung, das im Segment **Langzeitspeicher für EE** nur über chemische Speicher in Form von EE-Gas in **Gasspeicher gelöst** werden kann. Vor diesem Hintergrund ist es ökologisch und energiewirtschaftlich sinnvoll, auch bei verfügbarer Aufnahmekapazität des Stromnetzes einen

**Teil der Windenergie als Vorrat in Windgas** zu wandeln und für Zeiten von Windflauten bereit zu halten, da dadurch Windenergie in Kombination mit Gaskraftwerken und Gasspeichern „**gesicherte Leistung**“ bereitstellen kann und damit **dauerhaft konventionelle Kraftwerke ersetzt** werden können. In der Emissionsbilanz ist dieser Schritt abzuwägen gegenüber fossilen Mehremissionen unter Verwendung von fossilem Gas. Das technisch-ökonomische Optimum der Betriebsweise einer Wind-to-Gas Anlage ergibt sich aus einer ausreichend hohen Volllaststundenzahl für einen wirtschaftlichen Betrieb und einem Glätten der Windstromeinspeisung, z.B. über einen Prognoseausgleich im ökonomischen Kontext anderer Ausgleichsoptionen (Jentsch und Sterner, 2010).

- **Wärme:** EE-Strom kann bis 2020 direkt für Heizzwecke in bestehenden Elektroheizungen verwendet werden. Eine weitere, aus ökologischer Sicht weit attraktivere Möglichkeit ist die Verwendung von **Wärmepumpen**: Mit 1 kWh EE-Strom können bei guter Einstellung der Wärmepumpe bis zu 3,5 kWh Wärme unter Verwendung der kostenlosen CO<sub>2</sub>-freien Umweltwärme bereitgestellt werden. In beiden Fällen **muss** der **Verbraucher** auch **EE-Strom beziehen**, um diese ökologische Wirkung zu erzielen. Da der Ausbau von Wärmepumpen technisch begrenzt ist (nicht überall eignen sich Bohrungen bzw. für Altbauten nicht möglich) und nicht alle Wärmemarktsegmente elektrisch bedient werden können (z.B. spezielle Prozesswärmanwendungen), wird auch hier ein **chemischer Energieträger** wie Windgas benötigt. EE-Gas wird idealerweise in **Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK)** oder in einer **Gaswärmepumpe** eingesetzt, wo erneuerbarer Strom trotz Wandlungsverluste bei Strom-zu-Gas durch die Nutzung der Umweltwärme effizienter für die Wärmebereitstellung genutzt werden kann als in reinen Elektroheizungen oder in Brennwertthermen.
- **Verkehr:** EE-Strom kann direkt über **elektrisch** angetriebene Fahrzeuge in den Verkehr gebracht werden (Elektrische Bahn, Trams, Elektro-PKW, Oberleitungsbusse, etc.). Diese Möglichkeiten sollten **zuerst** ausgeschöpft werden, da von 1 kWh EE-Strom etwa 0,7-0,8 kWh in Bewegungsenergie umgesetzt werden können. Die Umwandlung von EE-Strom in EE-Gas erfolgt mit einem Wirkungsgrad von 50-77%. Die Wandlung von chemischer Energie in Bewegungsenergie unterliegt dem Carnot-Wirkungsgrad und liegt damit bei maximal 20-40%, es sei denn, Brennstoffzellen kommen zum Einsatz. Damit liegt der Nutzungsgrad von EE-Strom über diesen Pfad im Verkehr bei etwa 10-31% gegenüber einer direkten Nutzung. Leider können **nicht alle Verkehrssegmente** direkt **mit Strom** betrieben werden (Begrenzte Reichweite von E-KFZ, Treibstoffe für Güterverkehr, Schiffsverkehr, Flugverkehr, Langstreckenverkehr i.a.), weshalb die **Konvertierung von Strom-zu-Gas notwendig** wird und EE-Gas (Wind- und Solarkraftstoffe) eine Alternative zu Benzin, Diesel, aber auch Biokraftstoffen wie Bioethanol aus Lebensmitteln oder Biodiesel aus Palmöl ist.

Daher soll Windenergie in der Nutzungskaskade soweit möglich zunächst als Strom genutzt werden und darüber hinaus als Gas (**Strom vor Gas**). Allerdings stößt diese „Grundregel“ in allen Energiesektoren auf **Grenzen** (Strom: Stromspeicherung; Wärme: Altbauten; Verkehr: Langstrecken) und löst nicht das

**Problem der Langzeitspeicherung** von erneuerbarer Energie und dem permanenten Ersatz von fossilen und nuklearen Kraftwerken. Diese Problematik wird erst durch die **Befeuern** von neuen BHKW, Gaskraftwerken **mit Windgas** (EE-Gas) **aus Gasspeichern** gelöst (Klaus et al, 2010). In diesem Segment liegen wichtige Anwendungs- und Vermarktungsgebiete für Windgas (EE-Gas).

### 4.3 Wärmemarkt

Der **Wärmesektor** inklusive KWK verbrauchte 2009 etwa **50% der Endenergie** in Deutschland und verursacht 38% der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen (Nitsch et al, 2010). Im Vergleich zu dieser immensen Bedeutung für den Klimaschutz ist er in der politischen Diskussion im Vergleich zum Stromsektor **stark vernachlässigt**. Die beiden größten Posten des Wärmebedarfs entfallen auf die Raumheizung (ca. 53%) und auf die Prozesswärme in der Industrie (30%).

Die **hohe Importabhängigkeit** dieses Sektors wird anhand von Öl und Gas sichtbar, die **70%** der verwendeten Energieträger darstellen. Der Wärmemarkt ist **heute der größte Markt für Gas**. **Zukünftig** ist jedoch ein deutlich **geringerer Absatz** aufgrund von Wärmedämmung und alternativer Wärmequellen (insbesondere Biomasse, Geothermie über Wärmepumpen, Nah- und Fernwärmeversorgung über Heizwerke, Solarthermie, u.a.). Das BMU Leitszenario 2010 geht davon aus, dass bis 2050 die Hälfte des Wärmebedarfs durch Effizienzmaßnahmen reduziert werden kann.

**2010** wurden **10%** im Wärmemarkt aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. Innerhalb von 10 Jahren soll dieser Anteil auf 18% verdoppelt werden (BMU, 2011; Nitsch et al, 2010). Der **Ausbau** entwickelt sich bisher **mäßig**. Über 90% der erneuerbaren Wärmebereitstellung erfolgt im Moment über Biomasse (Scheitholz, Pellets, Hackschnitzel, etc.) und zu jeweils ca. 4 % über Solarthermie und der stark boomenden Geothermie (v.a. Umweltwärme durch Wärmepumpe).

Als **größter Hemmschuh** in der Steigerung der EE Anteils im Wärmemarkt erweisen sich die **hohen Anfangsinvestitionen** in die EE-Anlagentechnik. Solarthermie, Wärmepumpen oder Biomasseheizungen sind sehr investitionsintensiv. Eine **Brennwerttherme** für die Nutzung von Gas kostet bei gleicher Leistung **nur etwa ein Drittel** im Vergleich zu einer Pelletheizung. Hinzu kommen oft **technische Restriktionen** wie beispielsweise der fehlende Platz für einen Pelletbunker, wenn zuvor eine Gastherme zum Einsatz kam oder in dichten Siedlungen wie Städten die fehlende Möglichkeit für Bohrungen für Erdwärmepumpen.

Aus diesen Gründen **eröffnet Windgas** die Möglichkeit für Kunden mit Gasheizung, auf einen umwelt- und klimaschonenderen Energieträger **umzusteigen, ohne aufwändige Investitions- oder Umbaumaßnahmen** zu tätigen. Auch wenn damit mit Windgas nicht die maximale Klimaschutzwirkung erzielt wird, kann dennoch der **Anteil erneuerbarer Energien** im Wärmesektor **gesteigert** und dessen CO<sub>2</sub>-Emissionen gesenkt werden.

Volkswirtschaftlich liegt der **ideale Einsatz** von Windgas im Wärmemarkt in der **KWK** (solange es noch fossile Stromerzeugung gibt) in Form von klassischen BHKW, Turbinen oder innovativen Brennstoffzellen bzw. in der Verstromung als EE-Stromquelle für Elektrowärmepumpen. Die Investitionsentscheidung kann individuell auch zu Gunsten von reinen Gasheizungen (bestehende Gasthermen, neue Brennwertthermen oder Gaswärmepumpen) ausfallen. Im Ergebnis ist es sinnvoller auch mit „**kleinen Schritten**“ Klimaschutz und erneuerbare Energien umzusetzen als wenn - durch Investitionshemmnisse gebremst - nichts passiert. Dabei sind selbstverständlich alle regenerativen Wärmeoptionen gegeneinander abzuwägen: Windgas darf Hausbesitzer nicht von potenziellen Investitionen in effizientere Wärmeerzeuger mit höheren THG-Minderungseffekten abhalten, wie sie bei einer Erneuerung der Heizung oder einer Heizung im Neubau anstehen.

Gerade in **Altbauten** und **Mietwohnungen**, in denen Gasheizungen vorhanden sind und **keine anderen regenerativen Wärmekonzepte umgesetzt** werden können, ist der **Einsatz von Windgas** in Kombination mit Innendämmung aus **technisch-ökologischer Sicht sinnvoll**. Ebenso besteht die Möglichkeit sofort, durch die Umstellung der fossilen Gaslieferung auf Windgas Treibhausgase einzusparen und die Übergangszeit bis zur Erneuerung der Heizungsanlage effizient zu überbrücken.

Sollen Öl- oder Kohleheizungen ersetzt werden und ist ein **Gasanschluss vorhanden**, stellt eine neue, mit Windgas betriebene Heizung (KWK oder Gaswärmepumpe) eine ökologisch attraktive Option mit geringen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten dar.

Damit erneuerbare Gase (Biomethan, Windgas, etc.) der technisch-ökologisch optimalen KWK eingesetzt werden, sind ausgefallene **Investitionsanreize** für Verbraucher **notwendig**. Generell sollte eine mit **Biomethan vergleichbare Behandlung von Windgas** bei der **EEG** (Erneuerbares-Energien-Gesetz) Vergütung des produzierten Strom erfolgen.

Ein zusätzliches wirksames Instrument zur gezielten **Steuerung** der EE-Gasverwendung wäre eine **Quote in Abhängigkeit der Treibhausgas-minderung**, die den Absatz und damit individuell anpassbar die Anteile von Gas aus erneuerbaren Energien im Wärme-, Strom- und Verkehrsmarkt festlegt.

Anders als im Raumwärmebereich stellt sich die Situation in der Anwendung als **Prozesswärme** in der Industrie dar. Viele Prozesse laufen mit Erdgas. Davon können einige nicht durch EE-Strom oder andere erneuerbare Energien ersetzt werden. Dies sind vor allem Fälle in denen Gas als Werkzeug bzw. als Flamme eingesetzt wird. **Langfristig** ist Hochtemperatur-Prozesswärme direkt durch EE-Strom oder durch **EE-Gas** bereitzustellen. Unter Effizienz Gesichtspunkten wäre dabei eine direkte Nutzung des EE-Stroms in Überschusssituationen und eine Nutzung von EE-Gas zu Windflauten sinnvoll.

Da **Windgas** kurzfristig noch sehr **hohe Gesteungskosten** haben wird, ist ein **anteiliger Bezug** von Windgas im Erdgas denkbar. Dies ermöglicht die Vermarktung von „grünem“ Gas an bestehende Gaskunden unter nur geringen Mehrkosten und Nutzung der vorhandenen Infrastruktur. Die Mehrkosten

für einen vollständigen Bezug von Windgas müssen hinsichtlich der zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten für alternative Wärmeerzeuger bewertet werden.

#### 4.4 Strommarkt

Gas ist heute ein wichtiger Energieträger für den Betrieb von Regelenergie- und Spitzenlast-Kraftwerken. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien treten durch Wind- und Solarenergie vermehrt Schwankungen auf. Daher wird zukünftig der **Bedarf an schnell regelbaren Kraftwerken** deutlich zunehmen. Das Ausbaupotential für Pumpspeicherkraftwerke als Regelenergie- und Spitzenlast-Kraftwerken ist (wie in Kapitel 2 dargelegt) begrenzt. Daher werden vor allem **Gaskraftwerke** als schnell regelbare Kraftwerke benötigt.

Für die Vermarktung von EE-Gas im Strommarkt erscheinen **vorrangig KWK-Anlagen** und in der Einführungsphase die Verwendung in bestehenden Gasheizungen attraktiv. Hier bieten sich Möglichkeiten, fossiles Erdgas zu ersetzen und einen Mehrwert zu schaffen. Die Wertigkeit der KWK kann noch gesteigert werden wenn durch in Installation größerer BHKW-Kapazitäten und Wärmespeicher die **Anlagen stromgeführt betrieben** werden. Dadurch kann die fluktuierende Einspeisung EE ausgeglichen werden (Spitzen- und Mittellast-KW) bei gleichzeitiger Nutzung des Effizienzvorteils. Einen zusätzlichen Beitrag zur EE-Integration kann die Bereitstellung von **Regelenergie** sein (sowohl durch die KWK als auch durch das Lastmanagement der Wasserstoff-Elektrolyse).

Des Weiteren sind GuD-Kraftwerke aufgrund der höheren Flexibilität eine **wichtige Technologie** zur **Integration** von **erneuerbaren Energien**. Aufgrund der gesunkenen Gaspreise zeichnet sich ein Markt für „grünes“ Gas in diesem Bereich vorerst nicht ab. Mittelfristig werden mehr flexible (Gas)kraftwerke für die EE-Integration gebraucht, die später mit EE-Gas befeuert werden können. Für eine zukünftige rein regenerative EE-Versorgung muss **Erdgas** zwangsläufig **durch EE-Gas ersetzt** werden, um in Kombination mit Gasspeichern als Langzeitspeicher die Aufgaben der Backup-Kraftwerke zu erfüllen. Diese **Backup-Kraftwerke** werden die tragende Rolle in der Systemstabilität / Versorgungssicherheit und damit eine elementare Funktion der zukünftigen Stromversorgung übernehmen. Aus diesen Gesichtspunkten wäre eine **Beschleunigung des Ausbaus von Gaskraftwerken** und **BHKW** sehr wünschenswert.

Dieser **Zubau** von EE-Gas befeuerten Gaskraftwerken und BHKW erhöht in Kombination mit fluktuierenden erneuerbaren Energien den Anteil der **gesicherten Leistung** und **verdrängt** somit auch bestehende CO<sub>2</sub>-intensive **Kohlekraftwerke**.

**Langfristig** (2030-2050) **sinkt** die **Auslastung** von **KWK**, sodass die Wärme ökonomisch nicht mehr vollständig genutzt werden kann. Zu diesem Zeitpunkt erweisen sich **GuD-Kraftwerke** oder **nassgefeuerte Gasturbinen** mit hohen elektrischen Wirkungsgraden von ca. **50-60%** als technisch sinnvollere Anwendung für EE-Gas als KWK-Anlagen mit elektrischem Wirkungsgrad von ca. 40%.

## 4.5 Kraftstoffmarkt (Verkehr)

Die Nutzung von Windgas stellt eine bereits heute umsetzbare Option zur **De-karbonisierung** des Verkehrssektors dar. Die EU hat das Ziel vorgegeben, bis 2020 den Anteil EE im Verkehrsbereich auf **10%** zu erhöhen. Die Bundesregierung hat sich in ihrer Selbstverpflichtung im Rahmen des nationalen Aktionsplans sogar ein Ziel von über 13% bis 2020 gesetzt (NREAP, 2010). Die Zielerreichung soll dabei primär durch Biokraftstoffe erfüllt werden. **Biokraftstoffe** sind durch Nutzungskonkurrenzen im Potential **stark beschränkt**. Zudem ist ihre Klimaschutzwirkung durch direkte und indirekte Landnutzungsänderungen (dLUC, iLUC) alles andere als eindeutig und nur unter Verwendung von Reststoffen oder degradiertem Anbaugebiet als positiv zu bewerten (WBGU, 2008).

Die bestehende **Mengenquote** für die Beimischung von Biokraftstoffen wird **ab 2015** auf **Treibhausgas-Minderungsziele umgestellt** werden. Damit rückt die Treibhausgasreduzierung pro Kraftstoffeinheit automatisch mehr in den Vordergrund. Für die Vermarktung von Windgas bietet diese Umstellung zusätzliche Chancen, da **Windgas** nur THG-Emissionen von ca. 40-50 g / km aufweist und im Gegensatz zu anderen Fahrzeugtypen (Batterie, Carbon-Leichtbauweise) einen deutlich **kleineren Rucksack** der Fahrzeugtechnik mit sich bringt.

So verursacht zwar die Fahrt mit einem windstrombetriebenen Mittelklasse-Elektromobil nur ca. 10 g / km THG-Emissionen, während die Emissionen der Fahrzeugherstellung auf die Lebenszeit umgerechnet 55 g / km verursachen. Ein mit **Windgas betriebenes Gasmobil** hingegen hat bei gleicher Fahrleistung nur 30 g / km und kommt damit in einer Treibhausgasbilanz, die „cradle-to-grave“ auch das Fahrzeug abbildet auf **annähernd gleiche Emissionswerte** wie ein **windstrombetriebenes Elektromobil** (Sternier et al, 2011).

Gleiches gilt für viele **Leichtbaufahrzeuge** aus CO<sub>2</sub>-intensivem Karbonfasern oder Aluminium, welche die **Emissionreduktionen im Fahrbetrieb in die Herstellung des Fahrzeuges verlagern**, damit aber **nicht effektiv die Gesamtemissionen** des Verkehrssektors deutlich **reduzieren**.

Kurz- bis mittelfristig kann die **Elektromobilität** nur einen **geringen Beitrag** zur Zielerfüllung leisten. Auf unabsehbare Zeit ist der Einsatz von E-KFZ durch die Reichweite begrenzt, wenn Visionen zu induktionsgetriebenen Aufladung durch in die Fahrbahn eingelassene Leiterbahnen außen vorgeplant werden.

Biokraftstoffe sind durch ihr nachhaltiges Potential begrenzt; Elektromobile durch ihre Reichweite. **Beide Begrenzungen** können durch **EE-Gas aufgehoben** werden. Entsprechend kann EE-Gas bereits heute im Verkehrsbereich einen wichtigen Beitrag im Verkehrsbereich leisten. Langfristig ist die Rolle von EE-Gas im **technischen Optimum als Range-Extender** im **Hybrid-Elektroauto** und im Bereich der **Langstreckentransporte** (Güter, Personen) bzw. verflüssigtem EE-Gas für den Flugverkehr zu sehen.

Wenn durch EE-Gas der Bestand an Erdgasfahrzeugen gesteigert werden kann, wird emissionsintensiveres Öl verdrängt und die Klimabilanz verbessert. Noch

besser ist die Klimaschutzwirkung zu bewerten, wenn EE-Gas in KWK-Anlagen verstromt wird und mit diesem Strom Elektromobile geladen werden (Sternier, 2009). Dieser Zusammenhang gilt, wenn KWK-Anlagen stromgeführt betrieben werden kann und dann laufen, wenn die regenerative Einspeisung gering ist und die Wärme im Speicher gepuffert wird. Zukünftig kann **EE-Gas naturzerstörendes und emissionsintensives Shale-Gas** und **Shale-Oil** bzw. **Gas-to-Liquid** vermeiden. Die größte Klimaschutzwirkung erreicht EE-Gas im Verkehr durch die Vermeidung von **Coal-to-Liquid**.

Der **Gesamtwirkungsgrad** der verschiedenen Einsatzgebiete kann wie folgt abgeschätzt werden:

- EE-Gas über Rückverstromung mittels GuD und Nutzung im **E-KFZ**: etwa **24-35%**
- Direkte Nutzung von EE-Methan über konventionelles **Erdgasfahrzeug**: etwa **15-20%**
- Alternative Nutzung von Wasserstoff im **Brennstoffzellen-Fahrzeug**: etwa **19-27%**

Grundsätzlich bietet EE-Gas eine **Lösung** für die bestehenden Knappheiten in der Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Der Vorteil liegt dabei im „**unbegrenzten**“ **Wind- und Solarpotential** und den höheren Hektarerträgen gegenüber der begrenzten und umstrittenen Nutzung von Biokraftstoffen.

Eine wichtige Aufgabe für die Erschließung dieser Option ist die **Erweiterung des Gastankstellennetzes** durch die Gaswirtschaft.

Analog zum Strom- und Wärmesektor gilt der **Grundsatz** der **Energieeffizienz**: Mobilität und mobile Energie, die nicht gebraucht wird bzw. vermieden werden kann, muss nicht bereit gestellt werden.

#### 4.6 Auslastung von Power-to-Gas Anlagen

Grundlegend ist eine Methanisierung von **EE-Strom** volkswirtschaftlich dann sinnvoll, wenn es sich um **Überschüsse** handelt, welche sonst abgeregelt werden müssten oder wenn es technisch-ökonomisch-ökologisch günstiger ist regeneratives Gas aus Wind- und Solarenergie für Wärme und Verkehr herzustellen als andere regenerative Alternativen. Die **Notwendigkeit der Technologie** für eine zukünftige EE-Vollversorgung wurde dargestellt. Um die Technologie aber zu entwickeln sind bereits heute Geschäftsmodelle zu finden die einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ermöglichen mit höheren Auslastungen, als es die reine Nutzung von EE-Überschüssen versprechend würde.

Im **reinen Windkraftbetrieb** ergibt sich an sehr guten Windkraftstandorten und entsprechend angepassten Anlagenfahrweisen ein wirtschaftlicher Betrieb, wenn Windstrom **direkt vermarktet** wird. Derzeit wird der Großteil der Windenergie über das EEG vergütet. In der laufenden EEG-Novelle werden Anreize und Konzepte zur Direktvermarktung diskutiert, die potentiell lukrative Stromquellen für Power-to-Gas darstellen. Hierbei ist darauf zu achten, dass die

**Ökostrom-Qualität** in der Vermarktung **erhalten** bleiben muss, um ein ökologisch sinnvolles Windgas herzustellen. Ein weiteres Potenzial für die Direktvermarktung stellen Windparks dar, die in die Grundvergütung des EEG fallen.

Durch die Schwankung von Windenergieangebot und Stromnachfrage ergeben sich **Zeiten**, in denen **Windenergie** in Form von elektrischer Energie **keinen Wert** hat, beziehungsweise konventionelle Kraftwerksbetreiber sogar bereits negative Preise an den Spotmärkten zu bieten um am Netz bleiben zu können. Gleiches gilt für Solarstrom. Daher kann sich zukünftig bei der Verwertung von Wind- oder Solarstrom in Power-to-Gas Anlagen ein wirtschaftlicher Betrieb ergeben.

**Grundsätzlich** kann Wind- und Solarenergie die Stromversorgung **nur** dominieren, wenn auch **in Zeiten ohne Wind und Sonne Strom geliefert** werden kann. Das ist **ohne** einen **Langzeitspeicher nicht möglich**. Eine Lösung dafür ist ein **dauerhaftes Abzweigen** eines kleinen Teils der erneuerbaren Energie für die Speicherung, um potentielle **Versorgungslücken schließen** zu können. In der Kombination kann dadurch einerseits eine **wirtschaftlich-tragbare** Auslastung von Power-to-Gas Anlagen gewährleistet und andererseits über Gasspeicher und Gaskraftwerke und BHKW für **gesicherte Leistung** mit EE-Gas gesorgt werden. **Erneuerbare Energien müssen** langfristig die **Verantwortung** für die gesicherte Leistung **übernehmen**. Die **Strom-Gasnetz-Kopplung** ist hierfür in dem erforderlichen Umfang derzeit die einzige Option mit **nationaler Wertschöpfung**.

Eine direkte Kopplung zwischen regenerativer Erzeugung und der Methanherzeugung wird beispielsweise durch ein sogenanntes **Offshore Konzept** realisiert. Hierunter versteht man die Konvertierung des gesamten Stroms eines abgelegenen Offshore Windparks oder anderer EE-Anlagen. Das komprimierte und evtl. verflüssigte Methan kann von dort per Pipeline oder Tanker zu den Verbrauchern transportiert werden. Die Anbindung des Windparks ans Stromnetz mittels eines Seekabels entfällt bei einer solchen vor Ort Methanisierung. Wiederum profitiert dieses Konzept von sehr hohen Volllaststunden. Alternativ lässt sich der Strom auch sammeln und **küstennah** in Windgas umwandeln.

Das gleiche Prinzip könnte auch bei **Onshore Projekten** angewendet werden, bei denen die Energieerzeugung in großer Entfernung zu den Verbrauchern stattfindet, wie z.B. in Patagonien und anderen Regionen mit **hohen ungenutzten Potentialen** erneuerbarer Energien. Gleichfalls eröffnet sich eine Möglichkeit, aus **Nordafrika** Wind- und Solargas zu importieren. Im Gegensatz zu den noch zu realisierenden Stromtrassen sind bereits **Gastransportleitungen** von Algerien nach Spanien und Italien **vorhanden**.

Auf diese Weise kann also **abgelegene**, günstige und **üppig vorhandene erneuerbare Energie „geerntet“** und in einer konventionellen und speicherbaren Form als Erdgas-Substitut oder Wind- und Solarkraftstoff verfügbar gemacht werden.

## 5 Fazit – Grundsteinlegung für eine nachhaltige Energieversorgung

### **Bedeutung von erneuerbarem Gas in der Transformation der Energiesysteme**

**EE-Gas** stellt für die Integration von erneuerbaren Energien in die Energieversorgung eine **große Chance** dar. **Entscheidend** ist die Nutzung von **nachhaltigen Strom- und CO<sub>2</sub>-Quellen**. **EE-Wasserstoff** ist ein **erster**, wenn auch stark begrenzter **Schritt**; für EE-Methan ist die CO<sub>2</sub>-Quelle genauso relevant wie die Stromquelle. Hierbei erscheint die **Kombination** aus **Windenergie** und **Biomasse-CO<sub>2</sub>** derzeit aus technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Sicht am Sinnvollsten.

Ein erster Schritt ist die Vermarktung von **Windgas** im **Wärmemarkt**, der heute den größten Gasmarkt darstellt und den Zugang zu Millionen Haushaltskunden eröffnet. Technisch-ökologisch gesehen ist **kurz- und mittelfristig** die Anwendung von Windgas in (neuen, bedarfsabhängig laufenden) **KWK-Anlagen** am Sinnvollsten. In der **Umsetzung** sind dennoch für viele Privatkunden die **hohen Anfangsinvestitionen** der KWK **abschreckend**. Dies gilt auch für andere erneuerbare Wärmeerzeuger (Solarthermie, Geothermie, Biomasseheizungen). Die Praxis zeigt, dass durch diese Faktoren das alte Heizungssystem beibehalten wird und keine regenerative Wärmeversorgung realisiert wird.

Da knapp 50% aller privaten Haushalte in Deutschland über einen Gasanschluss verfügen, kann über **Windgas** sehr **breit** und **schnell „grüne Energie“** in die **Wärmeversorgung** gebracht werden. Dadurch können **kurzfristig** in **bestehenden Gasheizungen** (insb. Gaskessel und Brennwertthermen) **THG-Emissionsminderungen** erzielt werden, **ohne** das eine **Investitionen** in die Heizungstechnik erfolgen muss. Gerade in **Altbauten** und **Mietwohnungen**, in denen Gasheizungen vorhanden sind und keine anderen regenerativen Wärmekonzepte umgesetzt werden können ist somit **Windgas hochinteressant**. Im Hinblick auf das **Mieter-Vermieter-Dilemma** kann der Mieter durch den Bezug von Windgas über den Einsatz von erneuerbarer Wärmeenergie selbst entscheiden, ohne auf Investitionen in neue Heizsysteme oder Wärmedämmungsmaßnahmen des Vermieters angewiesen zu sein.

Wenn eine **Heizungserneuerung** erforderlich ist, gilt es, **standortangepasst** ein Heizsystem aus dem **Portfolio** der erneuerbaren Wärmeversorgungstechnologien (Reststoff-Biomasseheizung, Wärmepumpe, Solarthermie, KWK usw.) in Abwägung mit Wärmedämmmaßnahmen auszuwählen.

In der Industrie wird **Prozesswärme** oftmals rein mit Erdgas bereitgestellt und kann auch nicht auf andere Energiequellen umgestellt werden. Hier bietet **Windgas eine der wenigen Möglichkeiten**, industrielle Prozesse regenerativ zu gestalten.

Primär sollte durch Windgas Kohle und Öl ersetzt werden. Hier liegen **in allen Energiesektoren** (Wärme, Strom, Verkehr) für **Windgas Potentiale**.

Neben dem Wärmemarkt kann sich Windgas als **erneuerbarer Kraftstoff** im Verkehrssektor zu einem wichtigen Pfeiler entwickeln, um die Ziele des EE-Ausbaus und des **Klimaschutzes** zu **erreichen** und die **Abhängigkeit** von nicht-nachhaltigen Biokraftstoffen zu **vermindern**. Gerade im Verkehr ist die Abhängigkeit von Erdöl und damit Verwundbarkeit aller Funktionen des Verkehrssystems (Handel, Versorgung mit Lebensmitteln und Gütern, Personentransport, etc.) extrem hoch. Um die **geopolitischen Gefahren**, die von einem Peak-Oil ausgehen (gewalttätige Konflikte um verbleibende Ressourcen und damit verbundene Machtverschiebungen), **einzudämmen** und im Vorhinein zu vermeiden, muss die Versorgung **vorausschauend** auf alternative erneuerbare Energiequellen umgestellt werden. Darüber hinaus ist die Dekarbonisierung eines ständig wachsenden Verkehrssektors eine **immense Aufgabe**.

Das **nachhaltige Potential** von **Biokraftstoffen** ist für diese Aufgabe **nicht ausreichend**. Zudem verursacht eine verstärkte Nutzung von Energiepflanzen Landnutzungskonkurrenzen und zusätzliche THG-Emissionen durch Landnutzungsänderungen, die zu ökologischen und sozialen Nachteilen führen.

Das **größte erneuerbare Potential** liegt in der Windenergie und Solarenergie. Sie verfügbar zu machen für den Verkehr ist eine Lösung des Verkehrsdilemmas. Einerseits ist dies über **Elektromobilität** möglich, wobei sich die vielversprechende Technologie noch in der Entwicklung befindet und flächendeckend erst in mehreren Jahrzehnten im Einsatz sein wird. Windgas bzw. **Wind- und Solarkraftstoffe** bieten hier eine Möglichkeit, die großen Wind- und Solarpotentiale in der **heute vorhandenen** und entwickelten **Fahrzeugtechnologie weltweit zu nutzen**.

Besonders attraktiv macht **Windkraftstoff** der **hohe Hektarertrag** und die Eigenschaft, **kein hochwertiges Ackerland zu beanspruchen**. Mit Windkraftstoff kann eine **kombinierte Energie- und Landwirtschaft** realisiert werden. Dadurch kann **in jedem Land Kraftstoff** aus **Wind, Wasser und Luft** bzw. CO<sub>2</sub> hergestellt werden, was die Importabhängigkeit deutlich senkt und klimaschädliche Alternativen wie Coal-to-Liquid vermeidet.

Im **Stromsektor** dient EE-Gas als **tragendes Element** unter Nutzung des vorhandenen **Langzeitspeicher Gasnetz**, welches samt seinen Speichern eine Kapazität von etwa **220 TWh<sub>th</sub>** aufweist, was die Stromversorgung in Deutschland für **zwei bis drei Monate** überbrücken könnte und etwa der **2500-fachen Kapazität** der **Pumpspeicherkraftwerke** entspricht. Flexible **Gas-kraftwerke** und **KWK-Anlagen**, welche als **Brücke** auf dem Weg in das rein regenerative Zeitalter ohnehin gebraucht werden, können dann strategisch als Backup-Technologie **weitergenutzt** werden, sodass sie weiterhin die gleiche wichtige Funktion erfüllen können, jedoch mit Gas aus CO<sub>2</sub>-neutraler Wind- und Solarenergie.

EE-Gas wird somit für die **Langzeitspeicherung** von erneuerbaren Energien in Gasspeichern und der **Rückverstromung in Gaskraftwerken** und KWK-Anlagen als **Backup** zum Ausgleich von wetterbedingten Fluktuationen im Stromsystem und der **Stabilisierung** der Stromnetze benötigt.

Die **Entwicklung** der **Strom-zu-Gas Technologie** ist also **entscheidend** für eine nachhaltige Energieversorgung.

Damit diese neue Technologie den Weg vom Demonstrationsstatus ins Energiesystem schafft, sind nun **erste Schritte in den Markt** notwendig. Hier erweisen sich die Sektoren Wärme und Verkehr als Türöffner.

### **Schlussfolgerungen für Windgas am Wärmemarkt**

Im Wärmemarkt soll auch **Erdgas** als der fossile Energieträger mit den geringsten THG-Emissionen aus Klimaschutzgründen **langfristig ersetzt** werden. Den ersten und wichtigsten Schritt stellen **Energieeinsparmaßnahmen** dar, wie sie durch Gebäudesanierungen / Wärmedämmungen umgesetzt werden.

Alle anderen **regenerativen Wärmeoptionen** (Solarthermie, Geothermie, Biomasse) sollen nach den Möglichkeiten des Wärmekunden technisch-ökologisch-ökonomisch **sinnvoll** maximal **ausgeschöpft** werden, bevor ein Einsatz von Gas aus erneuerbaren Energien angestrebt wird.

Generell soll **Windgas** so eingesetzt werden, dass es eine maximale Treibhausgasminderung erzielt. Dafür sind die emissionsintensivsten Energieträger zu **ersetzen** in der **Reihenfolge Kohle, Öl und Gas**. Die Anwendungsfelder dieser Energieträger sind von Land zu Land unterschiedlich und verändert sich im Laufe der Jahrzehnte. Daher sind Aussagen zur Klimaschutzwirkung immer auf zeitliche Perspektiven und den Energiemix zu beziehen. In Deutschland wird Kohle vorwiegend zur Stromerzeugung, aber auch im Wärmemarkt eingesetzt.

Entsprechend ist es ökologisch sinnvoll, Windgas in der **Strom- und Wärmebereitstellung** einzusetzen. Im **Strommarkt** erhöhen EE-Gas befeuerte **Gas-kraftwerke** oder KWK-Anlagen in Kombination mit fluktuierenden erneuerbaren Energien den Anteil der **gesicherten Leistung** und **verdrängen** damit bestehende CO<sub>2</sub>-intensive **Kohlekraftwerke**.

Im **Wärmemarkt** erzielt Windgas in der **KWK** kurz- und mittelfristig die größten Treibhausgasminderungseffekte. In der Umsetzung erweisen sich jedoch die hohen Investitionskosten der KWK als größte Hemmschwelle, die technisch-ökologisch ideale Variante der KWK in Haushalt und Gewerbe zu wählen.

Der Einsatz von Windgas in **bestehenden Gasheizungen** stellt somit einen **attraktiven Weg** dar, **grüne Energie** im **Haushalt** zu nutzen. Besonders für **Mieter** eröffnet sich dadurch eine Möglichkeit, **selbst** über den Einsatz von sauberer Energie **zu entscheiden**. Wenngleich heute nicht die ökologisch maximale Klimaschutzwirkung erzielt wird, ist es besser, diese Option zu nutzen, um CO<sub>2</sub> Emissionen zu vermeiden anstatt weiterhin rein fossile Energie einzusetzen.

Den Effekt einer Wärmedämmung kann grünes Gas nicht ersetzen: was nicht verbraucht wird muss nicht erzeugt werden. **Energieeffizienz** gilt für alle Energiesektoren als **höchste Priorität**.

Die **Klimaschutzwirkung** von Windgas im **Wärmemarkt nimmt** perspektivisch im Vergleich zur Stromerzeugung **zu**, da die spezifischen Emissionen im **Strommix** durch den Ausbau erneuerbarer Energien und die angesetzte Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke sinken und v.a. die Kohlestromerzeugung rückläufig wird. In dem Maße wie **Kohlestrom zurücktritt**, rückt ab 2020/2030 **Erdöl** in Verkehr und Wärme **in den Vordergrund** der Emissionspitzenreiter. Entsprechend ist es sinnvoll, **Windgas am Wärmemarkt** für Gasanwendungen anzubieten, wenn zeitgleich die Möglichkeiten der Wärmedämmung ausgeschöpft werden und Alternativen wie Solarthermie, Biomasseheizungen, Elektrowärmepumpen, etc. aus technischen und ökonomischen Gründen nur die zweite Wahl sind oder eine Kombination mit anderen erneuerbaren Energien möglich sind (z.B. mit Solarthermie).

**Kurzfristig** ist ein Markt für Windgas zu erwarten, da anders als im Strommarkt nur **wenig nachhaltige Gaswechseleoptionen** angeboten werden, der **Bedarf** dazu in der Gesellschaft aber deutlich **vorhanden** ist. Viele Kunden haben bestehende Gasheizungen – teilweise erst vor kurzem modernisiert – und wollen diese mit nachhaltigem und **klimafreundlichen Gas** betreiben, so die Option gegeben ist. Diese Wechseleoption bzw. die Perspektive, sich vom konventionellen Gasversorger zu lösen, ist für den Endverbraucher ein Mehrwert, der Windgas „**mehr-wert**“ macht und den höheren Wert bzw. Preis von Windgas rechtfertigt. Gegenüber Biogas aus Energiepflanzen (**NaWaRo**) hat Windgas den Vorteil, dass es nicht die Konkurrenz um Ackerflächen zur Nahrungsmittelproduktion verstärkt, sondern eine kombinierte Energie- und Landwirtschaft ermöglicht. Dieser Vorzug kann für viele Kunden eine **wichtige Eigenschaft von Windgas** sein.

**Mittelfristig** werden mehr elektrische **Wärmepumpen** in Neubauten eingesetzt, da nur ein Energieanschluss (Strom) für die Energieversorgung notwendig ist und über den Bezug von EE-Strom die geothermische Anlage auch regenerativ betrieben werden kann. Die Rolle der **KWK** würde gegenüber einfachen Gasthermen bei entsprechender Förderung (Reduzierung der hohen Anfangsinvestition) durch den Bund zunehmen. Hier besteht bei **gesetzlicher Gleichstellung von Windgas mit Biogas** die Möglichkeit, mit einem Windgasangebot KWK-Anlagen nachhaltig und klimaneutral zu betreiben und gleichzeitig **Grünstrom anzubieten**. Ein **Anreiz** der KWK-Nutzung in der Vermarktung von Windgas ist daher sehr **sinnvoll**.

**Langfristig** besteht trotz sinkenden Wärmebedarfs im Gebäudesektor weiter ein Bedarf an **Windgas** für die Wärmeversorgung von **Altbauten** und **industriellen Prozessen**. Die Rolle der **KWK** ist nach heutigen Einschätzungen aufgrund sinkender Auslastung und dem Trend zu Passiv- bzw. Nullenergiehäusern langfristig **rückläufig**. Dennoch stellt sie in Kombination mit einem Wärmespeicher und einer stromgeführten Betriebsweise eine dezentrale Option zu Stromversorgung und Stabilisierung von Energienetzen dar.

**Windgas ist** nach derzeitigem Ermessen

- **eine innovative Option** für viele Privat- und Geschäftskunden, die ihr **bestehendes Heizsystem** ohne einen Technologiewechsel und großen Investitionen regenerativ und klimafreundlich gestalten wollen,
- **eine ökologisch interessante Option** für **neue Heizungen**, die über gewöhnliche Gasbrennwertthermen, Gaswärmepumpen oder Blockheizkraftwerke (konventionell, Brennstoffzelle, etc.) ihre Wärmeversorgung regenerativ und klimaneutral gestalten wollen,
- **ein** für den Verbraucher im Vergleich zu Biogas **nachhaltigeres Gasangebot**, da Windgas mit weniger Nutzungskonkurrenzen um Nahrungs- und Futtermittel behaftet ist (Tank-Teller), keine Monokulturen an Energiepflanzen verursacht und kein Konflikt zwischen nachhaltiger Landwirtschaft und dem Energiepflanzenanbau (NaWaRo-Biomasse) ausgetragen wird,
- **für den Privatverkehr eine interessante Option**, mit marktverfügbaren Kraftfahrzeugen klimaneutral und ohne Reichweitenbegrenzung mobil zu sein,
- für **Stadtwerke** oder **Privatpersonen** mit **Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen** eine Möglichkeit, die Wärmeversorgung regenerativ zu gestalten und gleichzeitig Grünstrom anzubieten,
- **für die Energiewirtschaft ein Startsignal**, die Kopplung von Strom- und Gasnetzen aufzubauen, die die synergetische Nutzung beider Netze samt Speicher- und Transportkapazitäten erschließt
- **für erneuerbare Energien eine Chance**, langfristig die **Verantwortung** für die gesicherte Leistung zu **übernehmen**. Die Strom-Gasnetz-Kopplung ist hierfür in dem erforderlichen Umfang derzeit die einzige Option mit **nationaler Wertschöpfung**.
- **für die gesamte Volkswirtschaft** ein Weg, eine **wahre Brücken- und Backup-Technologie** für die Nutzung von nachhaltiger, klimafreundlicher Wind- und Solarenergie in die Strom-, Wärme- und Kraftstoffversorgung zu bauen und sich **langfristig von der Importabhängigkeit** mit Erdgas, Erdöl, Kohle und Uran zu **lösen** und eine sichere Energieversorgung aufbauen, die bei einem Ausfall **keine bleibende Schäden** an Land und Menschen hinterlässt.

Aus diesen Gründen ist eine **Vermarktung von Windgas** ein **erster elementarer Schritt**, diese **Kerntechnologie der Energiewende** zu **etablieren** und den **ersten Grundstein** dieses **Eckpfeilers** einer nachhaltigen und zuverlässigen Energieversorgung zu **legen**.

## 6 Literatur

BMU (2008): Verbesserung der Systemintegration der erneuerbaren Energien im Strombereich – Handlungsoptionen für die Modernisierung des Energiesystems. Herausgegeben von Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU-Bundesministerium für Umwelt. Berlin.

BMU (2011): Erneuerbare Energien 2010; Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2010 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). BMU, Berlin.

DECHEMA - Ausfelder, Bazanella (2008): Diskussionspapier Verwertung und Speicherung von CO<sub>2</sub>, Dechema e.V., Oktober 2008.

dena (2008): NNE-Pumpspeicher. Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Herausgegeben von DENA - Deutsche Energie-Agentur.

DVGW (2010): Untersuchung der Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas H im Rahmen der G 260, DBI Gas- und Umwelttechnik

DVGW (2011): Wasserstoff im Erdgasnetz. Ergebnisse des Workshops „Energiespeicherkonzepte“, Essen, Januar 2011, DBI Gas- und Umwelttechnik.

Enertrag (2009): Kombikraftwerk Uckermark. [www.enertrag.com](http://www.enertrag.com)

EREC; Greenpeace (2009): Renewables 24/7 - Infrastructure need to save the climate. Herausgegeben von EREC - European Renewable Energy Council und Greenpeace. Brussels.

GEMIS (2010): Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 4.6. Ökoinstitut, Darmstadt.

Jentsch, M.; Sterner, M. (2010): Betriebskonzepte für SolarFuel-Anlagen und derer Wirtschaftlichkeit. Studie für SolarFuel GmbH Stuttgart, Fraunhofer IWES Kassel.

Klobasa (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation. ETH Zürich. Zürich.

Mackensen, R.; Rohrig, K.; Emanuel, H. (2008): Das regenerative Kombikraftwerk. Abschlussbericht. Herausgegeben von ISET - Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. Kassel.

Nitsch, J.; Sterner, M.; Wenzel, B. et al. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Leitstudie 2010. Herausgegeben von Natur- und Reaktorsicherheit BMU-Bundesministerium für Umwelt. Berlin.  
[http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/47034.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47034.php)

NorGer (2011): Webseite „NorGer in Zahlen“  
[http://www.norger.biz/norger/deutsch/das\\_projekt/article45629.ece](http://www.norger.biz/norger/deutsch/das_projekt/article45629.ece)

NREAP (2010): National Renewable Energy Action Plan – Nationaler Aktionsplan EE. Bundesregierung Deutschland.

Ramesohl, S. (2009): Innovative Gasanwendung - Herausforderung und Chance (Präsentation). E.ON Ruhrgas, Kompetenz-Center Anwendungstechnik (TF), Essen.

Saint-Drenan, Y-M; Sterner, M.; Oehsen, A. von; Gerhard, N.; Bofinger, S.; Rohrig, K. (2009): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche. Abschlussbericht. Kassel, Berlin.

Schüwer, D. et al (2010): Erdgas: Die Brücke ins regenerative Zeitalter. Bewertung des Energieträgers Erdgas und seiner Importabhängigkeit. Wuppertal Institut und Greenpeace Deutschland e.V., Wuppertal, Hamburg.  
[http://www.wupperinst.org/info/entwd/index.html?beitrag\\_id=1449&bid=6](http://www.wupperinst.org/info/entwd/index.html?beitrag_id=1449&bid=6)

Specht, M.; Sterner, M.; Baumgart, F.; Feigl, B.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U.; Waldstein, G. (2010): Neue Wege zur Herstellung von Erdgassubstitut (SNG) aus erneuerbaren Energien. New Routes for the Production of Substitute Natural Gas (SNG) from Renewable Energy. FVEE Jahrestreffen. Berlin.  
[http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2009/th2009\\_05\\_06.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2009/th2009_05_06.pdf)

SRU (2010) Sachverständigenrat für Umweltfragen: 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. SRU, Berlin.

Stadler, I. (2005): Demand Response-Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitation. Fachbereich Elektrotechnik der Universität Kassel.

Sterner, M. (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Kassel University, Dissertation Kassel, 2009. Kassel: Kassel University Press (Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, 14). <http://www.uni-kassel.de/upress/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2>

Sterner, M.; Gerhardt, N.; Saint-Drenan, Y.M.; von Oehsen, A.; Hochloff, P.; Kocmajewski, M.; Lindner, P.; Jentsch, M.; Pape, K.; Bofinger, S.; Rohrig, K. (2010): Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Studie für Schluchseewerke AG. Fraunhofer IWES, Kassel.  
<http://www.schluchseewerk.de/105.0.html>

Sterner, M.; Gerhardt, N.; Saint-Drenan, Y.M.; Specht, M.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U. (2010b) Erneuerbares Methan - Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. Solarzeitalter 01/2010. Eurosolar, Berlin.  
[http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/SZA%201\\_2010\\_Sterner\\_farbig.pdf](http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/SZA%201_2010_Sterner_farbig.pdf)

Sterner, M.; Jentsch, M.; Trost, T.; Emele, L.; Nitschke, C. (2011): Rolle von Erdgas und erneuerbarem Methan in der zukünftigen Energieversorgung. Work-in-Progress. E-On Ruhrgas, Fraunhofer IWES, Essen, Kassel.

VDE (2009): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Herausgegeben von ETG - Energietechnische Gesellschaft im VDE. Frankfurt a. M.

Verbändevereinigung (2001): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung. Berlin.

Von Bremen (2009): Storage and Transport Capacities in Europe for a full Renewable Power Supply System. Präsentation auf der ewec 2009 (European Wind Energy Conference). Marseille.

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

Winter/Nitsch (1989): C-J. Winter, J. Nitsch (Hrsg.): „Wasserstoff als Energieträger – Technik, Systeme, Wirtschaft.“ Springer-Verlag, 2. Auflage, Berlin.