

# Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz

## 1. Speicherung erneuerbarer Energien für Fluktuationsausgleich, Versorgungssicherheit und Netzstabilität

Ziel eines zukünftigen Energiesystems ist eine nachhaltige Vollversorgung aus erneuerbaren Ressourcen. Dabei sollen die Endenergien Strom, Wärme und Kraftstoff jederzeit ohne Nutzungsbeschränkungen zur Verfügung stehen. Viele erneuerbare Energien (EE) wie z. B. Windkraft und Solarenergie fallen jedoch fluktuierend an. Die Lösung liegt in der Energiespeicherung. So kann auch zu Zeiten mit einem geringen Angebot an EE (z. B. Windflaute) die Nachfrage gedeckt werden.

Vorgestellt wird ein neuer Lösungsansatz zur saisonalen Speicherung von EE. Speichermedium ist Erdgassubstitut (Substitute Natural Gas, SNG), das sich über die Konversionspfade „Biogas-to-SNG“, „BioSyngas-to-SNG“ und das neue Konzept „Wind-to-SNG“ erzeugen lässt.

Die Erzeugung von Erdgassubstitut („Biomechan“, „Bioerdgas“) aus Biogas ist Stand der Technik. Herstellungsverfahren aus „Bio-Synthesegas“ über den Weg der Biomassevergasung befinden sich in der Demonstrationsphase. Neu ist der Verfahrensweg, aus CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> Erdgassubstitut zu erzeugen. Fluktuierend anfallende Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen (z. B. aus Windkraft) dient im „Wind-to-SNG-Konzept“ zur elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff, der mit CO<sub>2</sub> (z. B. aus Biogas) oder mit CO/CO<sub>2</sub>-Gemischen (z. B. aus dem Produktgas der thermochemischen Konversion von Biomasse) in einem Synthesereaktor zu Methan konvertiert und als Erdgassubstitut in das Erdgasnetz eingespeist wird.

In der vorhandenen Erdgas-Infrastruktur wird der erneuerbar hergestellte, chemische Energie-

träger Methan effizient gespeichert, verteilt und zur bedarfsgerechten Nutzung bereitgestellt. Die bidirektionale Konvertierbarkeit Strom/Gas ermöglicht eine Energiespeicherung und Stromnetzstabilisierung, indem bei Stromüberschuss negative Regelenergie durch Einspeisung von Erdgassubstitut bzw. bei Strombedarf positive Regelenergie durch Rückverstromung von Erdgassubstitut bereitgestellt wird.

## 2. Energiespeicherung: Schlüsselkomponente in einem nachhaltigen Energiesystem

Von den EE lässt sich Biomasse am einfachsten speichern, da diese als Brennstoff materiell vorliegt. Sie ist saisonal lagerfähig, steht bei Bedarf zur Wärme-, Strom- und Kraftstoffproduktion zur Verfügung und eignet sich damit ideal für die Grundlastsicherung. Biomasse deckt derzeit ca. 10 % des Weltenergiebedarfs, der Beitrag am Weltenergieverbrauch kann jedoch auf maximal ca. 20 % anwachsen.

Ebenfalls grundlastfähig sind Geothermie und Laufwasserkraft, die aber nur begrenzt zur Verfügung stehen. Die großen Potenziale der EE bilden die quasi nicht limitierte Solarstrahlung, aber auch die Windenergie, die jedoch beide stark fluktuierend anfallen, nur begrenzt regelbar sind und daher der Speicherung bedürfen.

Nur mit ausreichender Energiespeicherung wird eine gesicherte Vollversorgung mit EE gelingen. Die Potenziale und die möglichen Einsatzbereiche der verschiedenen Speicher werden durch die erforderliche Speicherkapazität und Speicherdauer sowie die Umwandlungsverluste und die Kosten bestimmt.

Erst durch die Erweiterung der Stromnetze, den Zusammenschluss verschiedener Stromerzeuger

### ZSW

Dr. Michael Specht  
michael.specht@zsw-bw.de

Frank Baumgart  
frank.baumgart@zsw-bw.de

Bastian Feigl  
bastian.feigl@zsw-bw.de

Volkmar Frick  
volkmar.frick@zsw-bw.de

Bernd Stürmer  
bernd.stuermer@zsw-bw.de

Dr. Ulrich Zuberbühler  
ulrich.zuberbuehler@zsw-bw.de

### Fraunhofer IWES

Dr. Michael Sterner  
msterner@iset.uni-kassel.de

### Solar Fuel Technology GmbH & Co. KG

Gregor Waldstein  
Hofhaymer Allee 42  
A-5020 Salzburg  
waldstein@solar-fuel.com

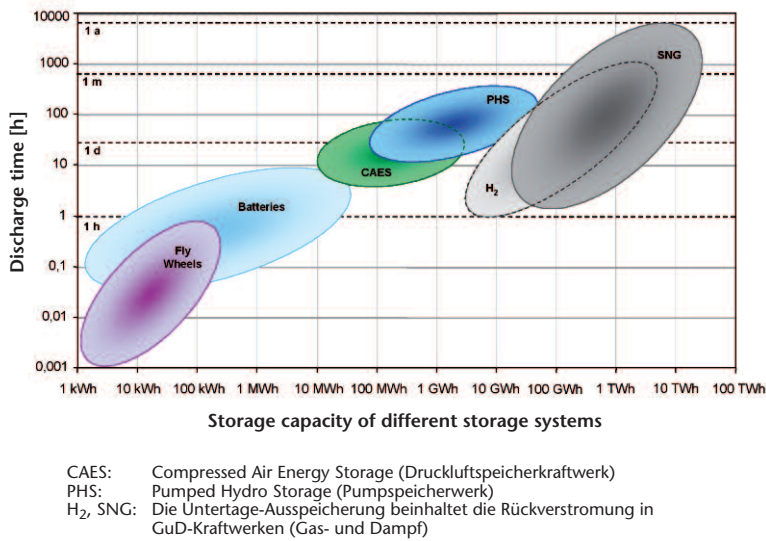


Abbildung 1  
 Entladungszeit und  
 Speicherkapazität  
 verschiedener Strom-  
 speichersysteme

im Verbund mit Verbrauchern und neuen Speicherkonzepten sowie durch geschicktes Erzeugungs-, Last- und Speichermanagement entsteht ein Energiesystem, das die Vollversorgung mit EE jederzeit gewährleisten kann.

### 2.1 Optionen zur Speicherung von erneuerbaren Energien

EE werden zu großen Teilen als Strom in eine transportfähige Form konvertiert. Strom lässt sich allerdings nur bedingt direkt speichern (z. B. Kondensator). Stromspeichertechnologien nutzen deshalb folgende Energieformen:

- elektrische Energie (Superkondensatoren)
- potenzielle Energie (Wasserkraft, Pumpspeicherwerke)
- mechanische Energie (Druckluftspeicher, Schwungradspeicher)
- elektrochemische Energie (Batterien)
- chemische Energie (Brennstoffe)

Das Einsatzgebiet von **Pumpspeicherwerken** ist in der Regel die Stromspeicherung über mehrere Stunden bis hin zu Tagen. Solche Wasserkraftwerke dienen in der Energiewirtschaft seit Jahrzehnten als bevorzugtes Speichermedium, um Stromüberschüsse zwischenspeichern und bei Bedarf (Spitzenlastabdeckung) wieder ins Stromnetz einzuspeisen. Da deren vorhandene Kapazität und Ausbaupotenzial durch die geografischen Gegebenheiten und ökologischen

Randbedingungen in Deutschland sehr stark eingeschränkt sind, werden sie nur in einem begrenzten Umfang zur zukünftigen Integration der EE ins Stromnetz beitragen können.

**Druckluftspeicher** arbeiten in mit Pumpspeicherwerken vergleichbaren Leistungsbereichen. Weltweit sind jedoch erst zwei Anlagen in Betrieb.

Die Speicherung in **Schwungradspeichern** oder **Superkondensatoren** ist insbesondere hinsichtlich Dauer und Kapazität begrenzt. Daher besteht deren primäre Aufgabe in der kurzfristigen (<< 1 h) Bereitstellung von Leistung zum Ausgleich von Schwankungen.

Eine mittelfristige (< 1 Tag) Leistungsreserve stellen **stationäre und mobile Batterien** dar, deren Anwendung allerdings durch die stark eingeschränkte Energie- und Leistungsdichte sowie durch die Lebensdauer begrenzt wird. Die Integration mobiler Batterien zukünftiger Elektrofahrzeuge in das Stromnetz ermöglicht als so genanntes „Vehicle-to-Grid“-Konzept sowohl das Laden der Fahrzeugbatterien (Energiespeicherung), als auch die gezielte Rückspeisung der Energie in das Stromnetz. Dadurch entsteht ein großer „virtueller Batteriespeicher“. Die Nutzung wird jedoch durch die zeitliche Verfügbarkeit der Fahrzeuge und die vom Fahrzeughalter bereitgestellte Kapazität beschränkt. Zudem muss eine intelligente Steuerung der Lade- und Entladevorgänge erfolgen („Smart-Grid“).

Für eine Langzeitspeicherung und den saisonalen Ausgleich von EE kommen derzeit nur **chemische Sekundärenergieträger** wie Wasserstoff und kohlenstoffbasierte Brennstoffe (z. B. Erdgassubstitut) in Betracht, die sich aus verschiedenen EE herstellen lassen. Die Ausspeicherleistungen bei der Untertage-Gasspeicherung inklusive Verstromung reichen bis in den 10-GW-Bereich bei Zykluszeiten von Tagen bis Monaten (siehe Abbildung 1). Sie stellen somit die einzige absehbare Option dar, EE mit einer Kapazität im Bereich von TWh saisonal zu speichern und bei Bedarf zurück zu verstromen. Darüber hinaus können chemische Sekundärenergieträger in anderen Anwendungsbereichen eingesetzt werden, etwa im Verkehr.

## 2.2 Speicherkapazitäten im heutigen Energiesystem und beim Ausbau der Elektromobilität

Im heutigen Energiesystem wird die Vorhaltung von Energie durch die Lagerung fossiler Brennstoffe gelöst (Kohle, Erdöl und Erdgas). Die Bevorratung liegt hier typischerweise in einem Bereich, der dem Verbrauch von mehreren Monaten entspricht. Dies gilt jedoch nicht für Strom. Angebot und Nachfrage müssen sich stets genau die Waage halten. Bei einer überwiegenden Versorgung mit EE stellt sich die prinzipielle Frage, welche Speicher an die Stelle der Bevorratung fossiler Brennstoffe treten können.

Die aufgeführten Zahlen in *Tabelle 1* verdeutlichen die Problematik bei der Stromspeicherung: Erzeugung und Verbrauch müssen zeitgleich erfolgen. Die heute vorhandene Stromspeicherkapazität beläuft sich auf nur 0,04 TWh, d. h., die vorhandenen Speicher könnten rein rechnerisch den kompletten Strombedarf Deutschlands nur für weniger als eine Stunde decken.

Werden Batterien von Elektrofahrzeugen bidirektional in das Netz integriert und mit einem intelligenten Energiemanagement verknüpft, ist sowohl das Laden als auch das Entnehmen von Energie möglich (Vehicle-to-Grid). Batterien

haben dabei den Vorteil einer sehr schnellen Ansprechzeit und können somit flexibel zu- und abgeschaltet werden. Dadurch bieten diese mobilen Energiespeicher die Möglichkeit, Systemdienstleistungen zur Stabilisierung der Netze zu übernehmen, wie z. B. die Bereitstellung von Regelernergie oder den Lastausgleich. Zu Starklastzeiten steht diese Energie durch Entladung der Traktionsbatterien zur Verfügung, während sie zu Schwachlastzeiten wieder aufgeladen werden. Dies führt zu einer Glättung der Stromlastkurve und entlastet die Energieerzeugung sowie – bedingt durch die räumliche Verteilung der Speicher – auch die Netze. Unter der Annahme, dass 40 Mio. Fahrzeuge alle gleichzeitig am Stromnetz angeschlossen sind und jedes Fahrzeug 10 kWh einspeist, beträgt die Speicherreichweite ca. 6 Stunden und übertrifft damit die bisher in Form von Pumpspeicherwerken installierte Kapazität um ein Mehrfaches (*Tabelle 2*).

Durch die Einbindung von Traktionsbatterien kann die Elektromobilität damit zur Stromspeicherung und Stromnetzstabilisierung beitragen. Elektrofahrzeuge können somit zukünftig vor allem als Kurzzeitspeicher zur Unterstützung des Netzbetriebs und Überbrückung kurzfristiger Schwankungen eingesetzt werden. Eine mehrtägige oder sogar saisonale Stromspeicherung ist jedoch im bestehenden System

		Strom	Erdgas	Flüssigkraftstoffe <sup>1)</sup>
Verbrauch	[TWh/a]	615	930	707
durchschnittliche Leistung	[GW]	70	106 <sup>2)</sup>	81
Speicherkapazität	[TWh]	0,04 <sup>3)</sup>	217 <sup>4)</sup>	250 <sup>5)</sup>
rechnerische Speicherreichweite <sup>6)</sup>	[h]	0,6	2000	3100

1) Benzin, Diesel, Kerosin

2) jahreszeitlich stark schwankend

3) Pumpspeicherwerke

4) 47 Untertage-Gasspeicher (zzgl. 79 TWh in Bau / Planung) [1]

5) Bevorratung an Benzin, Diesel, Kerosin und Heizöl EL

6) bezogen auf die durchschnittliche Leistung

*Tabelle 1*

Energieverbrauch und -speicherkapazitäten in Deutschland (2008)

		1 Mio. Elektrofahrzeuge	40 Mio. Elektrofahrzeuge
Verbrauch <sup>2)</sup>	[TWh/a]	1,9	76
Anteil am Stromverbrauch	[%]	0,3	12
Speicherkapazität <sup>3)</sup>	[TWh]	0,01	0,4
rechnerische Speicherreichweite <sup>4)</sup>	[h]	0,15	6

1) Bezugsjahr 2008

2) 0,16 kWh/km; 12.000 km/a

3) verfügbare Speicherkapazität pro Fahrzeug: 10 kWh

4) bezogen auf die durchschnittliche Leistung von 70 GW (vgl. Tab. 1)

*Tabelle 2*

Energieverbrauch und -speicherkapazitäten durch Elektrofahrzeuge in Deutschland<sup>1)</sup>

selbst unter der Annahme einer vollständigen Umstellung des PKW-Bestands auf Elektrofahrzeuge nicht möglich.

Nach heutigem Kenntnisstand ist für die saisonale Speicherung von Energie die Erzeugung von Sekundärenergieträgern eine notwendige Voraussetzung. Flüssige und gasförmige Brennstoffe lassen sich im Gegensatz zu Strom direkt und in großem Umfang speichern. Im Kraftstoffmarkt werden Benzin und Diesel über Monate bevorratet. Die Gasspeicherkapazitäten in Deutschland sind um den Faktor 5000 höher als die Kapazitäten der Pumpspeicherwerke (*Tabelle 1*). Da sich Erdgas in modernen Kraftwerken mit einem Wirkungsgrad von nahezu 60 % verstromen lässt, liegt es nahe, die Gasspeicherkapazität für die Speicherung von EE zu nutzen.

### 2.3 Erfordernisse an die Kapazität saisonaler Speicher

Eine prinzipielle Frage ist, welche Speicherleistung und welche Speicherkapazität des deutschen Stromnetzes bei 100%-Vollversorgung durch EE erforderlich sind, um beispielsweise längere Windflauten zu überbrücken.

Grundlastfähige EE zur Stromerzeugung sind Bioenergie, Geothermie, Laufwasserkraft und ca. 10 % der installierten Windkraftleistung. Von diesen insgesamt ca. 18 GW prognostizierter Leistung im Jahr 2050 entfallen auf Bioenergie 5 GW, Geothermie 4 GW, Laufwasserkraft 3 GW und den grundlastfähigen Anteil der Windenergie 6 GW, berechnet nach [2]. Bei einer durchschnittlichen Last von 70 GW (siehe *Tabelle 1*) verbleibt eine Speicherkapazität von nahezu 20 TWh, wenn die verbleibende Leistung von ca. 50 GW über einen Zeitraum von ca. 2 Wochen abgerufen wird. Zur Stromspeicherung stehen in Deutschland z. Zt. jedoch nur 0,04 TWh in Form von Pumpspeicherwerken zur Verfügung. Bei einer Vollversorgung durch erneuerbaren Strom ist also ein Ausbau der Speicherkapazitäten um das ca. 500-fache notwendig!

Für die erforderlichen Kapazitäten von ca. 20 TWh in Deutschland kommen nur chemische Energieträger infrage, die z. B. in Kavernen als Gas untertage gespeichert werden können. Beim Vergleich eines Kavernenspeichers mit Wasserstoff als chemischem Speichermedium ergibt

sich die ca. 10- bis 100-fache, bei regenerativ erzeugtem Erdgassubstitut sogar die ca. 30- bis 300-fache Speicherkapazität gegenüber der Druckluftvariante (abhängig vom Speicherdruck). Ein Vergleich mit den existierenden und den in Planung befindlichen Erdgasspeichern zeigt, dass diese Speicherkapazitäten heute in der bestehenden Infrastruktur bereits Realität sind (*Tabelle 1*). Rein rechnerisch lassen sich aus 217 TWh von in Kavernen lagerndem Erdgas mit Gas- und Dampf-Kraftwerken zeitlich flexibel 130 TWh Strom erzeugen. Andere Speichertechnologien mit einer Kapazität in einer Größenordnung von > 10 TWh sind nicht in Sicht.

Bei der Speicherung von EE in Untertagespeichern bahnt sich jedoch ein Konflikt an: Die Technologien Druckluftspeicher und Gasspeicher (Erdgas, Erdgassubstitut oder Wasserstoff) können zumindest regional mit der so genannten „Speicher“-Technologie CCS (Carbon Capture and Storage) konkurrieren, bei der es sich um eine Entsorgung von CO<sub>2</sub> handelt und nicht um eine Energiespeicherung. Sollte es bei der Verstromung fossiler Energieträger in erheblichem Umfang zu einer Deponierung von CO<sub>2</sub> in ausgebeuteten unterirdischen Erdgaslagerstätten kommen, so stehen entsprechende Reservoirs zur saisonalen Speicherung von EE nicht mehr zur Verfügung.

## 3. Lösungsansatz: Erdgassubstitut (SNG) als Speichermedium für erneuerbare Energien

Der regenerative Energieträger SNG lässt sich über verschiedene Pfade herstellen.

Primärressourcen sind

- „nasse“ Biomasse für die anaerobe Vergärung (Biogas-to-SNG)
- „trockene“ Biomasse für die thermochemische Vergasung (BioSyngas-to-SNG)
- regenerativ erzeugter Strom zur elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff in Kombination mit Kohlen(di)oxid aus diversen biogenen und nicht-biogenen Quellen (Wind-to-SNG)
- Kombinationen der genannten Verfahren

Die einzelnen Pfade werden nachfolgend erläutert.

### 3.1 Biogas-to-SNG

Bei der anaeroben Fermentation von Biomasse wird ein Rohbiogas mit den Majorbestandteilen  $\text{CH}_4$  (50 – 70 Vol.%) und  $\text{CO}_2$  (30 – 50 Vol.%) gewonnen. Weiterhin sind Wasserdampf, die Minorbestandteile  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{NH}_3$  sowie je nach Art der Vorentschwefelung auch  $\text{N}_2$  und  $\text{O}_2$  enthalten. Eine Aufbereitung des Rohbiogases zu SNG erfolgt durch Abtrennen von Wasser, der Minorbestandteile und der Majorbestandteile  $\text{CO}_2$ , bis die für die Einspeisung notwendige Qualität (Austauschgasqualität) bezüglich der Maximalkonzentrationen der Gasbestandteile und der brenntechnischen Eigenschaften erreicht ist.  $\text{CO}_2$  wird in bestehenden Anlagen durch Druckwechseladsorption oder verschiedene Wäschersysteme entfernt. Die bei der Aufbereitung anfallenden Restgase werden meist in einem Brenner zur Wärmeerzeugung für den Fermenter oder in einem Gasmotor zur gekoppelten Strom-/ Wärmeerzeugung verwertet.

### 3.2 BioSyngas-to-SNG

Werden feste Brennstoffe nicht verbrannt sondern vergast, erhält man ein Brenngas, das vielseitig genutzt werden kann. Der Brennstoff reagiert mit Luft, Sauerstoff und/oder Wasserdampf und es entsteht das gewünschte Rohgas, dessen Zusammensetzung von dem Vergasungsverfahren, den Prozessbedingungen sowie von den Einsatzstoffen abhängig ist.

Idealerweise ist das Gas nicht durch die Inertkomponente Stickstoff (Vergasung mit Luft) verdünnt. Majorbestandteile sind  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  und (je nach Vergasungstemperatur)  $\text{CH}_4$ . Minorbestandteile wie Schwefelverbindungen, Ammoniak, Teere und Staubfrachten müssen aus dem Gas entfernt werden.

Für die Erzeugung von SNG über die Biomassevergasung bietet das am ZSW entwickelte

AER-Verfahren (Absorption Enhanced Reforming) wegen seines hohen  $\text{H}_2$ -Gehalts von > 60 Vol.% sehr gute Voraussetzungen für eine nachgeschaltete Methanisierung. Bei dieser Reaktion werden  $\text{CO}$  und  $\text{CO}_2$  durch den im Gas vorhandenen Wasserstoff zu Methan konvertiert (Gleichung 1 – 3). Dies erfordert ein definiertes  $\text{H}_2/\text{CO}/\text{CO}_2$ -Verhältnis, sofern auf eine Gaskonditionierung/Gastrennung verzichtet werden soll. Das AER-Produktgas eignet sich aufgrund der einstellbaren Stöchiometrie [3], seiner Bestandteile und des bereits vorhandenen  $\text{CH}_4$ -Anteils ideal zur SNG-Erzeugung, da nach weitgehend quantitativem Reaktionsumsatz und nach Abtrennung des Reaktionswassers weitere Prozessschritte entfallen. Werden Synthesegase aus der Vergasung mit nicht angepasstem  $\text{H}_2$ -Gehalt verwendet, so ist eine nachgeschaltete  $\text{CO}_2$ -Abtrennung zwingend erforderlich.

### 3.3 Wind-to-SNG

Das Thema „Herstellung C-basierter Brennstoffe aus  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2$ “ wird am ZSW seit Ende der 80er Jahre mit der Zielsetzung bearbeitet, EE zu speichern [4 – 6]. Neue Aspekte beim Wind-to-SNG-Konzept sind die Nutzung bestehender Gasnetz-Infrastrukturen für die Speicherung und Verstromung des erzeugten Brennstoffs sowie insbesondere die Verwendung von Windstrom, dessen weiterer Ausbau zurzeit durch die Aufnahmekapazität der Stromnetze begrenzt wird. Es kann aber auch Solarstrom bzw. jeder andere erneuerbare Strom für den Prozess eingesetzt werden.

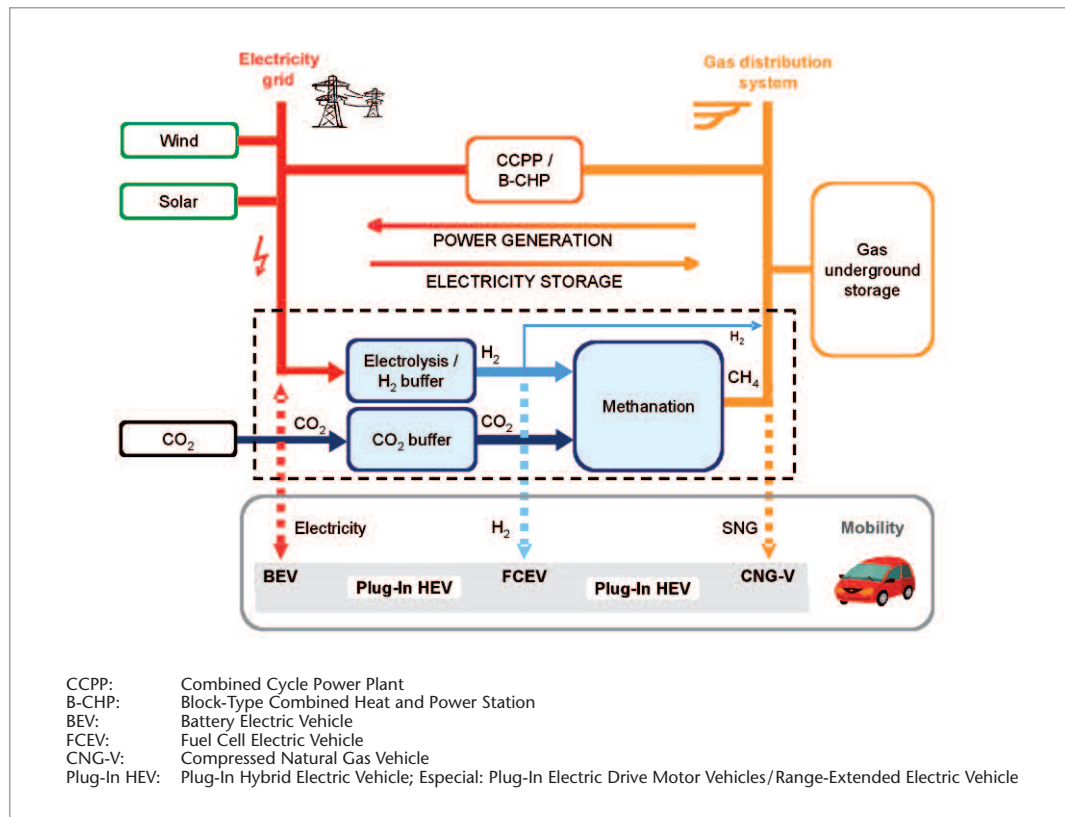
Das Grundprinzip des Wind-to-SNG-Konzepts ist die bidirektionale Verknüpfung der existierenden Infrastruktureinheiten Stromnetz und Gasnetz mit dem Ziel, ein neuartiges Last- und Erzeugungsmanagement zu etablieren, das die Aufnahme hoher Anteile fluktuierender Stromerzeugung aus EE ins Energiesystem ermöglicht. Bislang besteht die Verknüpfung nur durch Stromerzeugung aus Erdgas (Gas-to-Power),

Methanisierungsreaktionen			
$3 \text{H}_2 + \text{CO}$	$\rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}(\text{g})$	$\Delta H_{\text{R}} = -206 \text{ kJ/mol}$	(Gleichung 1)
$4 \text{H}_2 + \text{CO}_2$	$\rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}(\text{g})$	$\Delta H_{\text{R}} = -165 \text{ kJ/mol}$	(Gleichung 2)
CO-Shift-Reaktion			
$\text{H}_2\text{O}(\text{g}) + \text{CO}$	$\rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2$	$\Delta H_{\text{R}} = -41 \text{ kJ/mol}$	(Gleichung 3)

Gleichung 1 bis 3



Abbildung 2  
Wind-to-SNG-Konzept zur bidirektionalen Kopplung von Strom- und Gasnetz mit Anbindung an den Verbrauchssektor Mobilität



nicht jedoch in umgekehrter Richtung (Power-to-Gas). Grundlage des neuen Konzeptes ist, aus Gründen der Netzstabilität nicht einspeisbare bzw. preiswert verfügbare Elektrizität (z. B. bei hohem Windstromaufkommen) in Form von Erdgassubstitut zu speichern. Ein wesentliches Ziel ist, die Einspeisung von Windstrom plan- und regelbar zu gestalten. Das Prinzip ist in [Abbildung 2](#) dargestellt.

Das Konzept sieht vor, „überschüssigen“ Strom aus fluktuierenden Quellen mittels Elektrolyse zunächst zu Wasserstoff und in einer anschließenden Synthesestufe mit CO<sub>2</sub> (und/oder CO) zu Erdgassubstitut umzusetzen. Der energetische Wirkungsgrad beläuft sich hierbei auf > 60 % (kWh<sub>SNG</sub>/kWh<sub>el</sub>).

Eine Wind-to-SNG-Anlage kann überschüssigen Windstrom über das Anfahren der Elektrolyse aufnehmen und als SNG im Erdgasnetz zwischenspeichern. Durch gezieltes Drosseln oder Abschalten der Elektrolyse kann in Zeiten schwächeren Windstromangebots bzw. höherer Stromnachfrage die Elektrolyseleistung gesenkt werden. Um zu jeder Zeit – auch bei Windflaute –

Stromerzeugungsleistung zur Verfügung stellen zu können, ist eine Kombination der Wind-to-SNG-Anlage mit einem Gas- oder Blockheizkraftwerk eine geeignete Konzeption, wobei die Verstromung nicht notwendigerweise am Standort der Wind-to-SNG-Anlage erfolgen muss.

Das Wind-to-SNG-Konzept lässt sich hervorragend in das bestehende Energiesystem integrieren. Ein besonderer Vorteil gegenüber anderen Optionen ist die Nutzung des Erdgasnetzes mit seiner hohen Speicher- und Transportkapazität. Während eine Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) auf Leistungen < 7 GW beschränkt ist, beträgt diese bei einer Gaspipeline bis zu 70 GW.

Hohe Windkraftherträge können als „Wind-SNG“ sowohl saisonal gespeichert, als auch mit hohen Energieübertragungsleistungen über große Entfernungen transportiert werden. Für die Verstromung bieten sich Gaskraftwerke mit elektrischen Wirkungsgraden von bis zu 60 % an. Mit steigendem Anteil EE im Stromnetz benötigt Deutschland den Zubau dieser hocheffizienten Kraftwerke, um schnell auf Lastschwankungen reagieren zu können. Im Gegensatz zu Atom-

und Kohlekraftwerken lassen sich Gaskraftwerke schnell und problemlos regeln.

Hervorzuheben ist zudem die besondere Flexibilität hinsichtlich der Nutzungsoptionen der gespeicherten Energie, denn SNG kann nicht nur rückverstromt, sondern auch im Wärme- oder Kraftstoffmarkt eingesetzt werden. Letzteres ist vor dem Hintergrund des geplanten steigenden Anteils von regenerativen Kraftstoffen im Verkehrsbereich von besonderem Interesse.

Das Wind-to-SNG-Konzept weist verschiedene Schnittstellen zum Mobilitätsbereich auf („Wind-to-Tank“ in *Abbildung 2*), da drei regenerative Energieträger für Fahrzeuge bereitgestellt werden können:

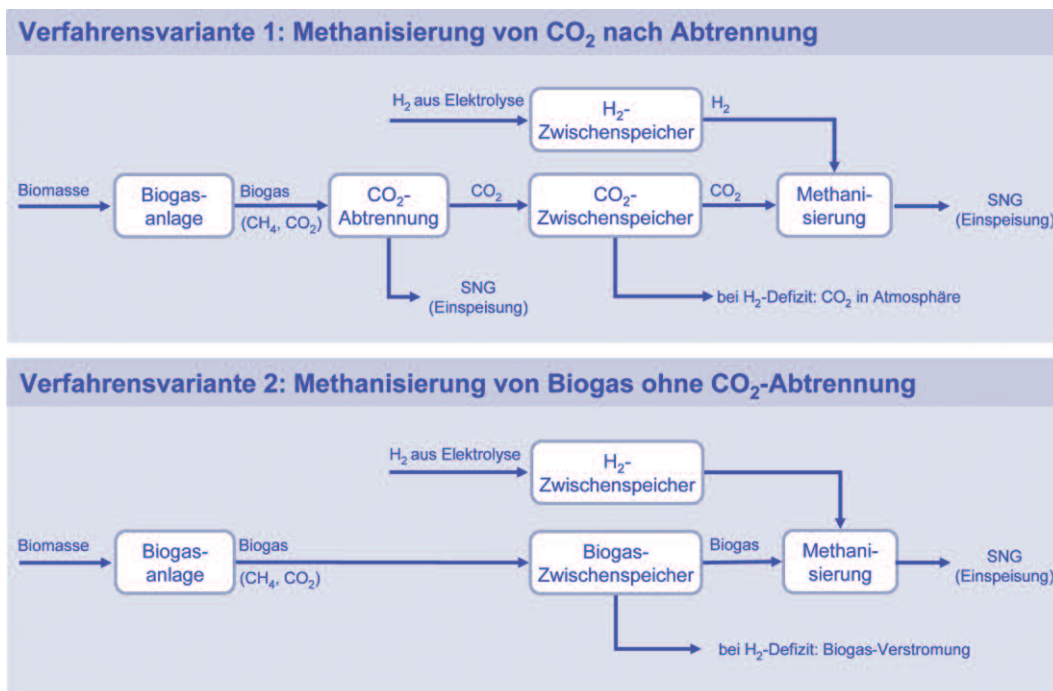
- (gespeicherter) Strom für batterieelektrische Fahrzeuge (BEV)
- H<sub>2</sub> für Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV)
- SNG für Erdgasfahrzeuge (CNG-V)

Die chemischen Energieträger H<sub>2</sub> und SNG eignen sich darüber hinaus für Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge (Plug-In HEV), mit denen kurze Fahrstrecken rein elektrisch zurückgelegt werden können – erst bei längeren Fahrstrecken kommen H<sub>2</sub> bzw. SNG durch Verstromung in einem „Range Extender“ zum Einsatz.

Wasserstoff aus der Elektrolyse von Wind-to-SNG-Anlagen kann einerseits über H<sub>2</sub>-Netze verteilt und für die Mobilität bereitgestellt werden. Andererseits ist eine Bereitstellung von Wasserstoff durch dezentrale Erzeugung an Tankstellen durch Reformieren von SNG unter Nutzung existierender Infrastruktur möglich, ohne dass eine großflächige Verteilungsinfrastruktur für Wasserstoff erforderlich wird.

### 3.4 Biogas/Wind-to-SNG

Die Bereitstellung des für die Methanisierung benötigten Kohlendioxids kann aus verschiedenen Quellen erfolgen (CO<sub>2</sub>-Abtrennung bei Verstromung fossiler Energieträger, Kalk-/Zementherstellung, Prozesse der chemischen Industrie, etc.). Als „Off-Gas“ entsteht CO<sub>2</sub> bei der Aufbereitung von Biogas zu „Bio-Methan“ (CO<sub>2</sub>-Abtrennung). Da dieses biogene CO<sub>2</sub> nicht mit klimarelevanten Emissionen belastet ist, eignet es sich besonders als Edukt für die Methanisierung (*Abbildung 3.1*). Alternativ kann CO<sub>2</sub> aus Biogas auch ohne vorherige Abtrennung direkt genutzt werden, indem das Biogas direkt einer Methanisierungseinheit zugeführt wird (*Abbildung 3.2*). Eine optimale Kombination ist die Kopplung Windpark/Biogas-/Wind-to-SNG-Anlage an Stellen, an denen Stromnetzengpässe den weiteren Windkraftzubau verzögern



*Abbildung 3*  
Steigerung des Methanertrags von Biogasanlagen durch H<sub>2</sub>-Zugabe und anschließende Methanisierung

Abbildung 4  
Containerintegrierte  
Wind-to-SNG-Anlage  
mit Elektrolysestack [1]  
und Methanisierungs-  
apparatur [2]



(z. B. im Küstenbereich mit hohem Zubau an Offshore-Windkraft).

In einer ersten technischen Realisierungsstufe ist der Aufbau einer 10 MW-Wind-to-SNG-Anlage in Kopplung mit einer Biogasanlage geplant, in der das Biogas ohne CO<sub>2</sub>-Abtrennung durch Zudosierung von H<sub>2</sub> zu SNG methanisiert wird. Ziel für die Inbetriebnahme ist das Jahr 2012.

### 3.5 BioSyngas/Wind-to-SNG

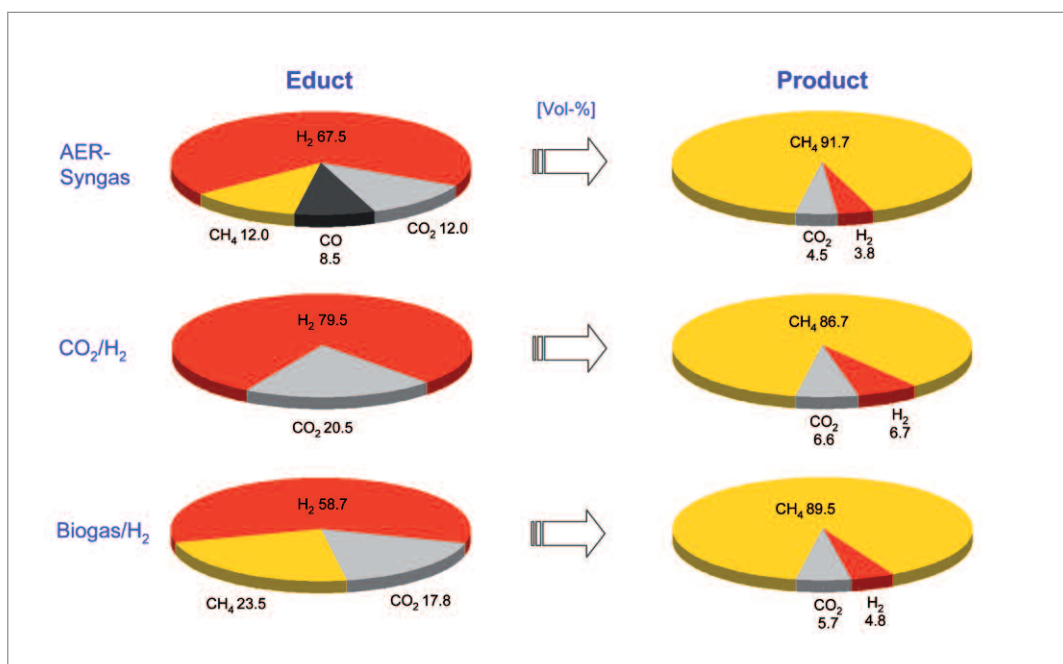
In einer weiteren Ausführung sollen auch biogene Gase aus der thermochemischen Vergasung verwendet werden, deren Stöchiometrie nicht auf die nachfolgende SNG-Erzeugung adaptiert ist. Die Zugabe von H<sub>2</sub> zum Vergasungsgas ermöglicht eine nahezu vollständige Konversion des biogenen Kohlenstoffs zu Brennstoffkohlenstoff. Hierdurch lassen sich biogene Ressourcen bezüglich des Brennstofftrags wesentlich effizienter nutzen. Ein weiterer Aspekt ist die Verwendung des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs für die Biomassevergasung.

## 4. Experimentelle Ergebnisse

Am ZSW wurden verschiedene Festbettreaktoren zur SNG-Erzeugung bis zu einer Leistungsklasse von 50 kW aufgebaut und getestet. Durch die Exothermie der Methanisierung und die Qualitätsanforderungen an die Gasbeschaffenheit zur Einspeisung in das Gasnetz (H<sub>2</sub> < 5 Vol.%, CO<sub>2</sub> < 6 Vol.%) ergeben sich besondere Anforderungen an die Reaktionsführung und das Reaktorkonzept. Diesen wird Rechnung getragen durch die Reaktorgeometrie, das Reaktorkühlkonzept und eingestellte Aktivitätsprofile der Katalysatorschüttbetten.

Abbildung 5  
Gaszusammensetzung  
der Edukt- und  
Produktgase bei der  
Methanisierung

Reaktorsystem:  
Festbett; Ni-basierter  
Katalysator;  
T = 250–550 °C; p<sub>abs</sub>  
= 8 bar; Raum-  
geschwindigkeit =  
5000 1/h);  
Reaktionspfade:  
AER-Syngas → SNG;  
CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub> → SNG;  
Biogas/H<sub>2</sub> → SNG





Ziel ist ein möglichst hoher Umsatzgrad in einem einstufigen Reaktorsystem ohne die Erfordernis einer nachgeschalteten Gaskonditionierung. Alternativ werden Reaktorkonzepte mit Zwischenkondensation/Wasserabtrennung untersucht.

Eine vollständige Wind-to-SNG-Anlage in der Leistungsklasse 30 kW wurde im Auftrag der Firma Solar Fuel Technology containerintegriert aufgebaut. Sie beinhaltet Elektrolyse, Methanisierung, Steuer- und Regelelektronik inklusive eines Betankungsmoduls für Erdgasfahrzeuge (*Abbildung 4*). Die Anlage wird zur Untersuchung von Lastprofilen für die Netzregelung eingesetzt. Nach Abschluss der Testphase wird die Wind-to-SNG-Anlage an einer Biogasanlage betrieben. Das Biogas soll hierbei direkt (ohne vorherige CO<sub>2</sub>-Abtrennung) nach Verfahrensvariante 2 in *Abbildung 3* methanisiert werden.

Die Ergebnisse der SNG-Erzeugung aus den Eduktgasen „AER-Syngas“, „CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>“ und „Biogas/H<sub>2</sub>“ sind in *Abbildung 5* dargestellt. Der Reaktor wurde in allen drei Fällen mit vergleichbaren Betriebsparametern betrieben. Nach einfachem Reaktordurchgang werden für die Eduktgase „AER-Syngas“ und „Biogas/H<sub>2</sub>“ die Grenzkonzentrationen bzgl. H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> im erzeugten SNG nach Trocknung ohne weitere Gaskonditionierung unterschritten. Für das Eduktgas „CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>“ sind diese Grenzkonzentrationen geringfügig zu hoch, können aber durch Reduktion der Gasbelastung und/oder Druckerhöhung eingehalten werden.

Die grundsätzliche Eignung des Wind-to-SNG-Konzeptes zur Energiespeicherung und Netzregelung wurde nachgewiesen. Mit einem gegenüber der Fischer-Tropsch- bzw. Methanol-Synthese deutlich reduzierten verfahrenstechnischen Aufwand lässt sich SNG auch in dezentraler Anwendung herstellen, über das Erdgasnetz verteilen, speichern und bedarfsgerecht nutzen.

## 5. Fazit

Die verschiedenen Methoden der SNG-Herstellung aus EE und die Nutzungsoptionen in unterschiedlichen Verbrauchssektoren bieten die Chance für ein Zusammenwachsen der Energiesektoren Stromnetz, Gasnetz und Mobilität. Strom und SNG sind bidirektional ineinander umwandelbar und verfügen über eine voll ausgebaute Infrastruktur mit saisonaler Gasspeicherkapazität. Zudem lässt sich aus beiden Energieträgern dezentral H<sub>2</sub> erzeugen, ohne auf ein großflächiges H<sub>2</sub>-Verteilssystem mit hohen Infrastrukturkosten angewiesen zu sein. Das vorgestellte Konzept zeichnet sich durch folgende Merkmale aus:

- Die SNG-Erzeugung ermöglicht die saisonale Speicherung erneuerbarer Energie. Während sich die Speicherkapazität des Stromnetzes heute auf nur ca. 0,04 TWh beläuft – mit einer Speicherreichweite von unter einer Stunde –, beträgt die Speicherkapazität des Gasnetzes in Deutschland über 200 TWh mit Speicherreichweiten im Bereich von Monaten.
- Zur Stabilisierung des Stromnetzes kann durch das Wind-to-SNG-Konzept positive und negative Regelenergie bereitgestellt werden (SNG-Verstromung sowie Ab- bzw. Zuregelung der Elektrolyse).
- Durch den Ausbau der Windenergie (insbesondere Offshore) werden zukünftig immer häufiger hohe Windkraftleistungen zur Verfügung stehen, die nicht vollständig vom Stromnetz, aber in Form von SNG im vorhandenen Gasnetz aufgenommen werden können.
- Die SNG-Erzeugung aus CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> unterliegt im Gegensatz zu Bio-SNG keiner Flächenlimitierung durch den Anbau von Biomasse.
- SNG kann aus verschiedenen EE hergestellt werden (Biomasse, Wind-/Solarstrom, etc.).
- Durch die Kombination der Ressourcen Biomasse und Strom aus EE lässt sich Biomasse-Kohlenstoff nahezu vollständig in Kraftstoff-Kohlenstoff überführen, so dass die Reichweite biomassestämmiger Kraftstoffe bedeutend erhöht wird (z. B. „Verdopplung“ des Methanertrags einer Biogasanlage).

## Literatur

- [1] R. Sedlacek, Erdöl Erdgas Kohle 125, Nr. 11, S. 412 (2009)
- [2] M. Sterner, N. Gerhardt, Y-M. Saint-Drenan, A. von Oehsen, P. Hochloff, M. Kocmajewski, P. Lindner, M. Jentsch, C. Pape, S. Bofinger, K. Rohrig, Studie für Schluchseewerk AG, Fraunhofer IWES, Kassel, [www.schluchseewerk.de/105.0.html](http://www.schluchseewerk.de/105.0.html) (2010)
- [3] J. Brellochs, T. Marquard-Möllenstedt, M. Specht, U. Zuberbühler, S. Koppatz, C. Pfeifer, H. Hofbauer, Int. Conf. on Poly-Generation Strategies, Wien, 1-4 Sept. (2009)
- [4] A. Bandi, M. Specht in „Landolt-Börnstein“, Energy Technologies, Subvolume C: Renewable Energy, VIII/3C, p. 414 (2006)
- [5] M. Specht, U. Zuberbühler, A. Bandi, Nova Acta Leopoldina NF 91, Nr. 339, S. 239 (2004)
- [6] M. Specht, A. Bandi, K. Schaber, T. Weimer in „CO<sub>2</sub> Fixation & Efficient Utilization of Energy“, Y. Tamaura, K. Okazaki, M. Tsuji, S. Hirai (Eds.), Tokyo Institute of Technology, Research Center for Carbon Recycling & Utilization, Tokyo, Japan, p. 165 (1993)