

Erneuerbares Gas für eine nachhaltige Entwicklung

Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines «Windgas-Angebots»

Gaz renouvelable: une solution pour le développement durable

Les centrales à gaz et de cogénération sont plus qu'une technologie de transition vers l'ère du renouvelable: elles sont nécessaires à long terme comme centrale de secours («backup») et pour fournir une charge résiduelle. Alimentées au gaz renouvelable (gaz éolien, gaz solaire, biogaz), elles jouent un rôle de stabilisateur et de transformateur, convertissant en électricité l'énergie stockée chimiquement, dans un approvisionnement électrique futur basé entièrement sur le renouvelable.

Renewable Gas for a Sustainable Energy Supply

Gas power plants and block type thermal power plants (BTTP) represent more than a mere bridging technology to the renewable age; they will be needed in the long-term as back-up and residual load power plants. Fired with renewable gas (wind gas, solar gas and biogas), they meet the requirements of system stability and stored energy reconversion for clean, renewable power supplies of the future.

Gaskraftwerke und Blockheizkraftwerke (BHKW) sind mehr als Brückentechnologie in das regenerative Zeitalter: Sie werden langfristig als Backup- 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.

1 Energiewirtschaftlicher Hintergrund

Unter den Vorzeichen des Klimawandels und der drohenden Ressourcenknappheit setzt sich die nationale und internationale Politik Ziele für die Transformation des Energiesystems, den Umbau ihrer Energieversorgung. Bei allen Zukunftsprojektionen ist man sich einig, dass der Anteil erneuerbarer Energien kontinuierlich steigt und der Energiebedarf durch Effizienzmassnahmen sinkt. Im Wärmemarkt ist langfristig durch verbesserte Wärmedämmung und energieeffiziente Architek-

tur 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 durch den massiven Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung ab. Dieser hat zur Folge, dass konventionelle Kraftwerke einerseits einen deutlich flexibleren Lastfolgebetrieb führen müssen und andererseits eine geringere Auslastung haben werden. Hierfür weisen v.a. Gaskraftwerke die besten Charakteristika auf. Darüber hinaus wird besonders Energiespeichern eine grosse Rolle zugeschrieben.

Windgas (Solargas)

Gas als chemischer Energieträger, der aus erneuerbaren Energien (EE) wie Wind, Sonne, Wasser und ggf. CO₂ hergestellt wird. Bestehend aus reinem Wasserstoff, reinem Methan oder einem Gasgemisch von beiden.

EE-Gas

Alle aus EE-Strom erzeugten gasförmigen Energieträger wie EE-Wasserstoff, EE-Methan = EE-SNG oder eine Mischung.

Windenergie (EE-Strom, EE-Einspeisung)
 Repräsentative Bezeichnung für regenerative Energie zur direkten Erzeugung von Strom aus Windenergie, Solarenergie und Wasserkraft.

2 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 Szenario der Leitstudie des Bundesamts für Umwelt

(BMU) 2009 bzw. in der neuen Version 2010 [1]. Laut der Leitstudie 2009 wird der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 ca. 78% betragen. 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* [2] simuliert und in *Abbildung 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.

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 Speicherausbau, 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 [4, 5]. Mit zunehmendem Ausbau erneuerbaren Energien werden Überschüsse verfügbar, die sich über Speicher in die Spitzenlastzeiten verlagern lassen. Die Grösse der Energieüberschüsse hängt im Wesentlichen vom EE-Ausbau und dem lokalen und internationalen Netzausbau ab. Im Idealfall eines optimal ausgebauten Stromnetzes über Deutschland («Kupferplatte») ergeben sich für die Leitszenarien des Umweltbundesamtes ab 2020 Überschüsse, die bis 2050 trotz eines europäischen Stromverbundes auf ca. 170 TWh_{el} ansteigen [1, 3]. Im 100%-EE-Szenario des Umweltbundesamtes, das 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_{el} [6]. Auch in der SRU-Studie [7], die Skandinavien miteinbezieht und kein echter Speicherbedarf aufführt, wird aus dem Importsaldo

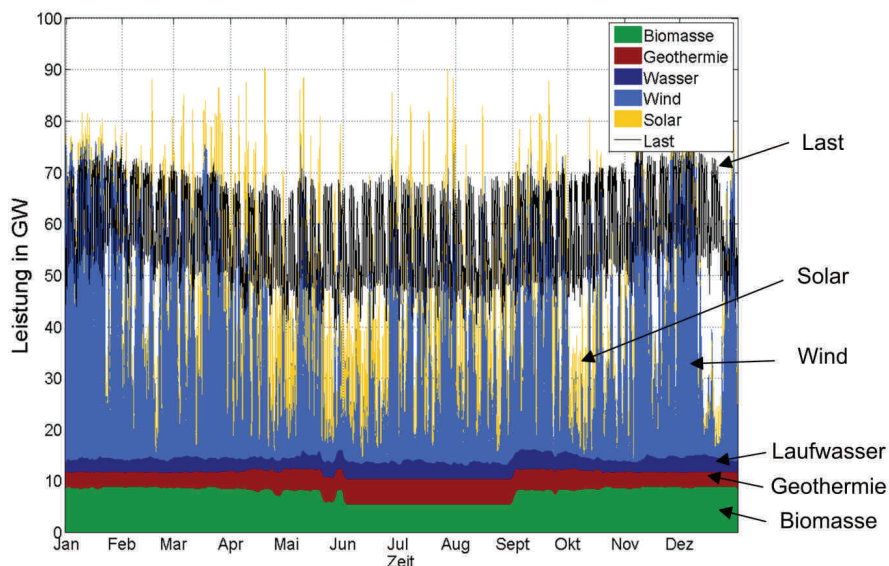


Abb. 1 EE-Einspeisung und Lastdeckung für das Jahr 2050 nach der Leitstudie 2009, simuliert in stündlicher Auflösung mit dem Modell SimEE. (Quelle: [3])

von 76,4 TWh_{el} plus dem Einsatz von 15,7 TWh_{el} in deutschen Grosspeichern auf einen Speicherbedarf in derselben Grössenordnung zurückgeschlossen.

In der Realität jedoch ist das Netz nicht ideal ausgebaut und im sogenannten «Erzeugungsmanagement» werden bereits heute viele Überschüsse aus Windenergie lokal abgeregelt. Allein in Schleswig-Holstein waren es 2010 etwa 0,1 TWh_{el} Windenergie.

Zwischen diesem heutigen Wert mit realen Netzen und einer regenerativen Vollversorgung im Jahr 2050 bei idealem Stromtransport lässt sich ein Korridor des Speicherbedarfs aufspannen, der für 2020 zwischen 0,1 TWh_{el} und 40 TWh_{el} liegen kann. Die entscheidenden Faktoren für den Speicherbedarfs sind der Netzausbau, der Einsatz von Last- und Erzeugungsmanagement, die Jahresschwankungen unterliegende EE-Strommenge und der zukünftige Strombedarf [1]. In *Abbildung 2* ist der Speicherbedarf in Deutschland in Anlehnung an die genannten Einflussfaktoren und Stützwerte für 2020, 2030 und 2050 aus den BMU-Leitszenarien 2010 und der UBA-IWES Studie skizziert [1, 6].

3 Ausgleichsmassnahmen für Fluktuationen

Zum Ausgleich von Fluktuationen stehen im Wesentlichen drei Optionen zur Verfügung, die unterschiedliche Kosten und Umsetzbarkeiten aufweisen. Nachfolgend werden vorwiegend technische Aspekte betrachtet.

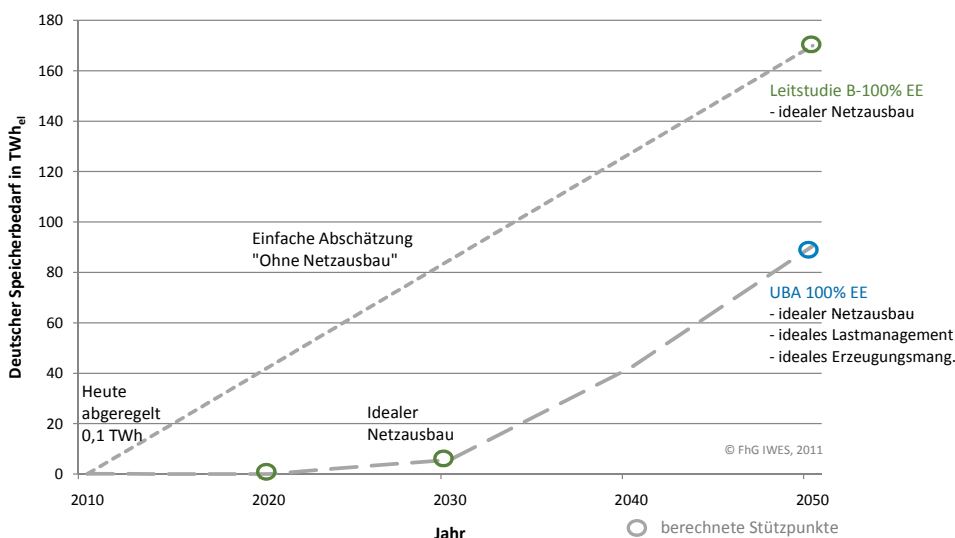


Abb. 2 Entwicklung des Speicherbedarfs in Deutschland anhand von Stützwerten aus BMU Leitszenarien 2010 [1] und der UBAIWES Studie [6]. (Quelle: M. Sterner)

3.1 Netzausbau

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 dem Realisierungszeitraum [8]. 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.

Fest steht, dass selbst ein idealer Netzausbau in Deutschland und Europa die Fluktuationsprobleme erneuerbarer Energien nicht vollständig lösen wird.

Einbindung des Erdgasnetzes

Sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz wird spekuliert, 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).

3.2 Erzeugungs- und Lastmanagement

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 [9]. Allerdings ist das nachhaltige Potenzial von Biomasse für den vollständigen Ausgleich nicht ausreichend [10, 11].

Der Stromverbrauch von Industrie, Handel, Gewerbe und Haushalten kann über intelligente Netze gesteuert erfolgen (Lastmanagement). Die Potenziale sind quantifiziert [12, 13]. 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.

3.3 Speicher

Netzausbau, Erzeugungs- und Lastmanagement können das Problem der Speicherung nicht lösen, da jedes Jahr über ein bis zwei Wochen das Angebot von Wind- und Solarenergie äusserst gering ausfällt und sich über diesen Zeitraum der Strombedarf nicht ausreichend 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 erneuerbaren Stroms und zum permanenten Ersatz von fossilen Backup-Kraftwerken.

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

Kurzzeitspeicher

Zum Ausgleich von Fluktuationen bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien (> 50%) werden von den Speichern Kapazitäten von etwa 20–40 TWh_{el} gefordert. Keiner der gängigen Kurzzeitspeicher, ob nun Pumpspeicherwerke, Batterien oder Druckluftspeicher, vermag diese aufzubringen.

– *Pumpspeicherwerke* sind kostengünstiger und technisch effizient. Deren Wirkungsgrad liegt zwischen 75 und 83%. Ihre Kapazität ist allerdings deutlich begrenzt. Die heutigen Pumpspei-

cherwerke in Deutschland haben eine Kapazität von etwa 0,04 TWh bei 6 GW Turbinenleistung [3]. Perspektivisch werden sie bis 2020–2030 auf 0,06 TWh bzw. ca. 9 GW ausgebaut. Damit lässt sich aber nicht der gewünschte Bedarf abdecken, der das 500-1000-Fache beträgt [3]. Ein ökologisch nachhaltiger Ausbau dieser Technologie in Mitteleuropa ist in dieser Grössenordnung nicht vorstellbar, da sehr viele Eingriffe in die Natur stattfinden müssten und diese Kapazitäten rein technisch nicht vorhanden sind. Die Erschliessung der (Pump-)Speicherkapazitäten in Skandinavien mit etwa 84 TWh_{el} in Norwegen und 34 TWh_{el} in Schweden ist eine vielversprechende Zukunftsoption, die jedoch ein stark ausgebautes Netz nach Nordeuropa mit Kapazitäten von mehr als 100 GW voraussetzt [7]. Für Hin- und Rücktransport betragen die Verluste insgesamt etwa 7–10% zusätzlich zu den eigentlichen Verlusten bei der Speicherung [8]. 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.

– Bei *Druckluftspeichern* wird komprimierte Luft in grossen Speicherreservoirs wie Salzkavernen gelagert. Sie unterscheiden sich zwischen diabaten und adiabaten Speichern. Bei *diabaten* oder konventionellen Druckluftspeichern wird bei der Kompression von Luft Wärme frei, die durch Luftkühler 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 (*Compressed Air Energy Storage*) 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 zwischen 40–55% [14, 15]. Durch den benötigten Wärmespeicher können sie rein regenerativ nur als Kurzzeitspeicher betrieben werden.

Die bisherigen Druckluftspeicherkapazitäten in Deutschland belaufen sich auf 0,0006 TWh_{el} [13]. Mit einem mittelfristigen Ausbau in Deutschland ist nicht zu rechnen. Derzeit ist lediglich ein Projekt bekannt: Der diabate Druckluftspeicher ADELE wird ab 2013 von einem Konsortium um RWE Power errichtet. Diese Technologie befindet sich noch in Entwicklung und ist entsprechend kostenintensiv.

– *Elektrochemische Speicher* oder *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%.

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_{el} ausgestattet werden, wovon 50% (10 kWh_{el}) theoretisch für Speichierzwecke zur Verfügung stehen, ergibt sich eine Kapazität von 0,42 TWh_{el}. Über eine gewöhnliche 16A-Steckdose im Hausanschluss mit 3,5 kW könnte damit eine Leistung von

knapp 150 GW bereitgestellt werden, allerdings nur für drei 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 fünf bis zehn Stunden. Somit kann im Idealfall die Elektromobilität für wenige Stunden die deutsche Stromversorgung sicherstellen, wenn – theoretisch – alle Fahrzeuge mit dem Stromnetz verbunden sind. 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. Offen ist ferner, wie eine nachhaltige Rohstoffbasis für Batterien dieser Stückzahl geschaffen werden kann [3].

- Andere *alternative Speicher* wie Supercaps, Schwunräder 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.

3.4 Langzeitspeicherung Erdgasnetz oder europäische Anbindung

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.

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 Stromtrans-

port über weite Strecken nicht verlustfrei ist und der Wirkungsgrad der Stromspeicherung in skandinavischen Pumpspeichern auf 65% absinken kann [8]. Damit wird er vergleichbar mit der Strom-Gasnetz-Kopplung, die bei idealer Wärmenutzung durch KWK ähnliche Wirkungsgrade erreicht.

Deutschland wird nicht als einziges Land diese Kapazitäten nutzen, andere Länder Europas, allen voran Grossbritannien, werden es gleich-tun. Dies wird das technische Potenzial deutlich verringern.

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.

Der Netzausbau ist demzufolge 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.

4 Strom-Gasnetz-Kopplung

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_{th}, welche

über eine effiziente Rückverstromung von 55% 120 TWh_{el} 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_{el} erschlossen werden, welche dem Stromverbrauch eines Tages in Deutschland entspricht. Über die Methanisierung kann die volle Speicherkapazität von 120 TWh_{el} genutzt werden, mit der die Stromversorgung mit entsprechend ausgebauten Gaskraftwerken oder BHKW über zwei bis drei Monate bewerkstelligt werden könnte.

Veranschaulichend ist der Vergleich der Energiespeicherung aller EE-Strommengen in 2010 von ca. 102 TWh_{el} [16]: Für die EE-Stromspeicherung von einem Monat (ca. 8 TWh_{el}) wäre die 20-fache Kapazität der deutschen Pumpspeicherwerke von 0,04 TWh_{el} notwendig gewesen. Die gesamte EE-Strommenge des Jahres hätte hingegen über die Methanisierung (60 TWh_{th}) nur etwa ein Viertel der Erdgas-Speicherkapazität belegt oder ca. 7% des Jahresgasverbrauchs von etwa 900 TWh_{th} dargestellt.

Diese Relationen werden auch in *Abbildung 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 PKWs zwar eine grosse Leistung, die aber nur für fünf bis zehn 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 Potenzial für Gasspeicher liegt nach der UBA-IWES Studie [6] für 2050 bei:

- 110 TWh_{th} (ca. 60 TWh_{el}) für Wasserstoff in Kavernen
- 514 TWh_{th} (ca. 280 TWh_{el}) 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 zu anderer Nutzung ebenfalls. Einzig die Technologie «Strom-zu-Gas» bzw «Elektrolyse» und «Methanisierung» bleibt noch umzusetzen.

4.1 Wasserstoff im Erdgasnetz

Wasserstoff kann als Zusatzgas ins Erdgasnetz beigemischt 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 [17]. Dieser Prozentanteil stellt in der Jahresbilanz der Gasversorgung etwa 1–3 TWh_{th} dar, was bereits die Aufnahme von grossen Überschussmengen an regenerativem 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.

Eine generelle Problematik liegt in der Gaszusammensetzung, die durch die fluktuierende Einspeisung von Wasserstoff aus fluktuierendem EE-Strom beeinträchtigt 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 um etwa 50%, die Kapazität von Gasspeichern sinkt bei gleichem Druck bei Wasserstoff gegenüber Methan etwa auf ein Drittel ab [19].

Ab der Überschreitung einer gewissen Grenze Wasserstoff im Erdgasnetz sind allerdings grundlegende Modifikationen und Komponentenaustausch notwendig, was erhebliche Kosten verursacht. Heute liegt die direkt umsetzbare Grenze bei 1–3 Vol.-%. Im Vergleich dazu ist abzusehen, dass eine nachgeschaltete Methanisierung kostengünstiger ausfallen und nach der Ausreizung der Wasserstoffbeimischungsgrenze das Instrument der Wahl sein wird, um erneuerbare Energie im Gasnetz zu transportieren, zu speichern und kosteneffizient zu nutzen.

4.2 Methanisierung

In der Methanisierung oder Methanierung wird Wasserstoff mit CO₂ kombiniert, es entsteht ein Erdgas-Substitut, das «erneuerbare Methan» oder «EE-Gas». Dieses kann in DVGW-Norm-Qualität hergestellt, in das bestehende Erdgasnetz eingespeist und über lange Zeiträume gespeichert werden. Von dort kann es zur flexiblen Verstromung in Gaskraftwerken, zur Nutzung im Verkehr 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 (Tab. 1).

4.3 Stand der Entwicklung

Das Konzept «Power-to-Gas» eröffnet völlig neue Möglichkeiten für die Integration von erneuerbaren Energien und zur Kopplung von Strom- und Gasnetz. Über eine Elektrolyse spaltet regenerativer Strom Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff. Der

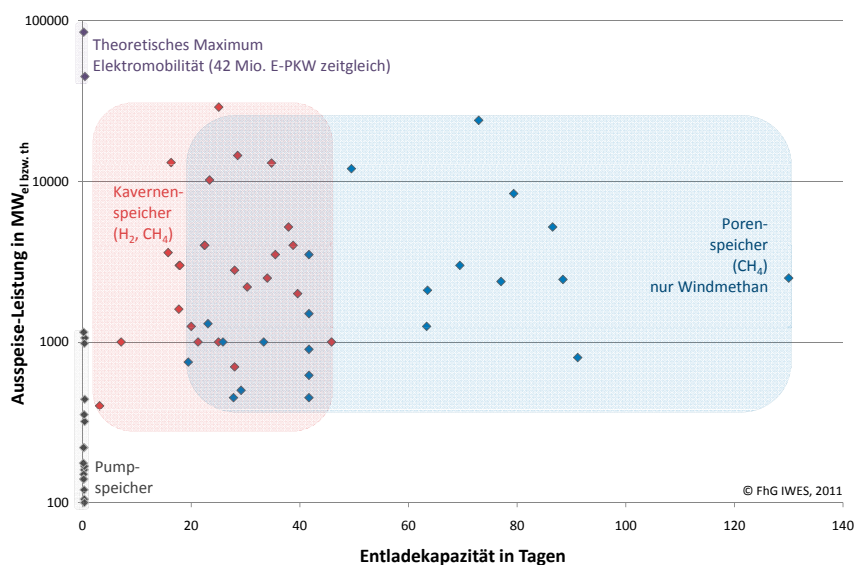


Abb. 3 Ausspeiseleistung und Entladedauer (Kapazität) der in Deutschland vorhandenen Pumpspeicher und Gasspeicher. Nur Gasspeicher können über Tage und Monate Versorgungslücken schliessen.

(Quelle: M. Sterner [5, 15, 17])

Wasserstoff kann entweder direkt genutzt und bis zu einem begrenzten Anteil ins Erdgasnetz eingespeist werden oder er wird mit CO₂ über die Methanisierung zu Methan, einem Erdgas-Substitut, konvertiert. Der seit 100 Jahren bekannte *Sabatier*-Prozess wurde dafür erstmalig 2008 mit der Elektrolyse zum Konzept «Power-to-Gas» zur Energiespeicherung entwickelt [10]. Eine erste Pilotanlage wurde vom ZSW Stuttgart im Auftrag von SolarFuel 2009 errichtet. Diese Anlage weist die technische Machbarkeit der neuen Technologie nach [20].

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.

4.4 Konversionsverluste

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 wie Pumpspeicher oder Batterien [10], was bedeutet, dass für den Energietransport die doppelte Menge an installierter EE-Leistung notwendig wäre,

um dieselbe Energiemenge von A nach B zu transportieren. 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 skandinavischer Pumpspeicher 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 Abwärmennutzung 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 sind in *Tabelle 1* dargestellt.

5 Klimaneutrale Energieversorgung dank EE-Gas

In einer – aus heutiger Sicht visionären – 100% regenerativen Energieversorgung sind Energiespeicher ein Schlüsselement. Sowohl Strom- und Wärmespeicher als auch Speicher für chemische Energieträger auf Basis erneuerbarer Energien 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 [11] beschreiben, in der das neue Konzept zur Kopplung von Strom- und Gasnetz ein wesentlicher Bestandteil ist (*Abb. 4*).

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 Pumpspeicherkraft-

Pfad	Wirkungsgrad	Randbedingung
Strom-zu-Gas		
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%	
Strom-zu-Gas-zu-Strom		
Strom → Wasserstoff → Strom	34 – 44%	bei Verstromung mit 60% und Kompression auf 80 bar
Strom → Methan → Strom	30 – 38%	
Strom-zu-Gas-zu-KWK (Wärme und Strom)		
Strom → Wasserstoff → KWK	48 – 62%	bei 40% Strom und 45% Wärme und Kompression auf 80 bar
Strom → Methan → KWK	43 – 54%	

Tab. 1 Wirkungsgrade für verschiedene Power-to-Gas-Verfahren. (Quelle: M. Sterner, basierend auf [20, 11, 21, 17])

werke speichern EE-Überschüsse für Zeiten mit grosser Stromnachfrage und geringem Stromangebot. Die gezielte Steuerung des Verbrauchs reduziert auch 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 Langzeitspeicherung 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 Backup 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 [22]. Im Wärmesektor bestehen die grössten Potenziale für Energieeinsparungen, welche vorwiegend durch Dämmung zu nutzen sind. Der Bestand an Gasheizungen wird folglich zurückgehen. Der Schwerpunkt der Gasnutzung verschiebt sich somit in den Strommarkt und auch in den Kraftstoffmarkt [23]. 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.

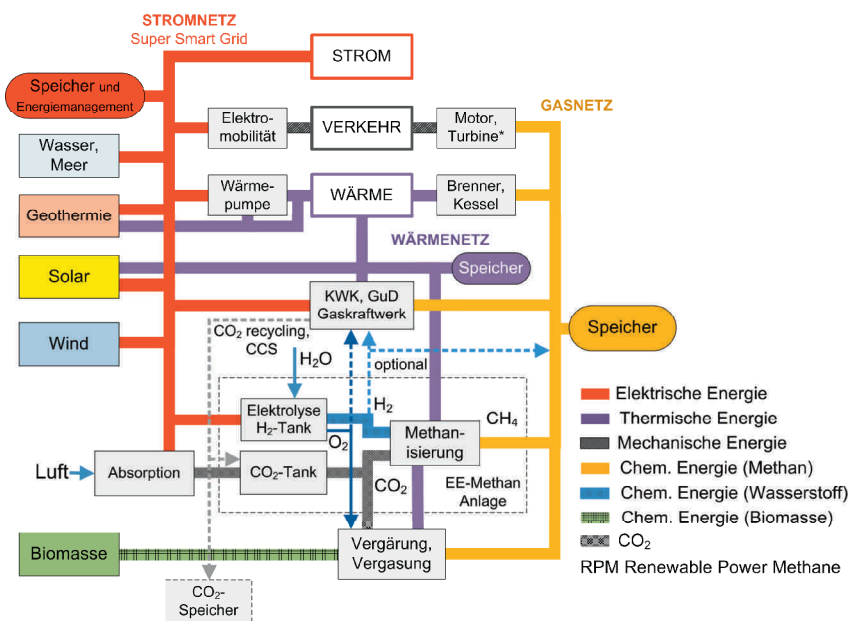


Abb. 4 Entwurf einer 100% regenerativen Energieversorgungsstruktur für Strom, Wärme und Verkehr mit Speichern und Netzen für Strom, Wärme und Gas.

* Aus Wasserstoff und CO₂ können auch andere Kraftstoffe (z. B. Dimethylether [DME], Kerosin) hergestellt werden, die für den Langstreckenverkehr geeignet sind. (Quelle: [11])

Swiss Renewable Power-to-Gas

Auch die Schweizerische Erdgaswirtschaft beschäftigt sich mit dem Thema «renewable power to gas». Gemeinsam mit der Agentur für Erneuerbare Energie und Energieeffizienz (AEE) erarbeitet der VSG ein Projekt unter dem Arbeitstitel «Swiss Renewable Power to Gas». Ausgehend von der Erkenntnis, dass die Technologie grundsätzlich vorhanden und einsatzbereit ist, liegt der Fokus auf der Modellierung eines für schweizerische Verhältnisse tauglichen Systems. Wo ergibt die Speicherung erneuerbaren Stroms im Erdgasnetz in der Schweiz Sinn? Diese Frage soll beantwortet und die Kapazitäten aufgezeigt werden.

Gemäss ersten Abklärungen dürfte ein solches System nicht auf der Höchstspannungsebene, sondern eher auf tieferen Netzebenen sinnvoll sein. Als Basis für die Produktion erneuerbaren Gases steht Windstrom im Vordergrund, da dessen Produktion das elektrische Netz erheblich stören kann. Die Rückgewinnung des im Gasnetz gespeicherten erneuerbaren Stroms könnte für Systemdienstleistungen respektive Regenergie im Bereich der Bilanzgruppe EE verwendet werden. Dank der Rückverstromung mittels WKK weist das System eine geschlossene Wirkungsgradkette auf. Diese zwei Aspekte sollten für die neue Energiestrategie des Bundes qualifiziert werden. A. Grossen, VSG

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 erfüllt hier 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 (Elektro-Kraftfahrzeug) und damit verbundene Akzeptanzprobleme zu stossen.

Die Integration von Energienetzen und -speichern ist ein entscheidender Bestandteil regenerativer Energiestrukturen. Wird ferner bei der Verwendung von EE-Methan das CO₂ abgetrennt, kann es für die Methanisierung erneut verwendet und somit recycelt werden. Durch die dauerhafte Speicherung des abgetrennten CO₂ kann sogar ein Energiesystem mit Kohlenstoffsenke geschaffen werden, welches CO₂ aus der Atmosphäre entzieht, anstatt ihr mehr hinzuzufügen. Dafür sind jedoch CO₂-Lagerstätten notwendig, die für 1000 Jahre absolut dicht sind. Solange diese

technische Voraussetzung nicht garantiert werden kann, ist von einem Einsatz der CO₂-Speicherung abzusehen. EE-Gas in primärer Form als Windgas stellt somit eine tragende Brücke im Aufbau einer rein regenerativen Energieversorgung dar.

Literaturverzeichnis

- [1] 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. www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47034.php
- [2] 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.
- [3] 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. www.schluchseewerke.de/105.0.html
- [4] BMU (2008): Verbesserung der Systemintegration der erneuerbaren Energien im Strombereich – Handlungsoptionen für die Modernisierung des Energiesystems. Herausgegeben von Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU, Berlin.
- [5] EREC; Greenpeace (2009): Renewables 24/7 - Infrastructure need to save the climate. Herausgegeben von EREC – European Renewable Energy Council und Greenpeace. Brussels.
- [6] Klaus, T. et al. (2010): Energieziel 2050: 100% EE – UBA, Dessau.
- [7] SRU (2010) Sachverständigenrat für Umweltfragen: 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. SRU, Berlin.
- [8] NorGer (2011): Webseite «NorGer in Zahlen» www.norger.biz/norger/deutsch/das_projekt/article45629.ece
- [9] Mackensen, R.; Rohrig, K.; Emanuel, H. (2008): Das regenerative Kombikraftwerk. Abschlussbericht. Herausgegeben von ISET – Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. Kassel. www.kombikraftwerk.de
- [10] WBGU (2009): Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Herausgegeben von WBGU – Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen. Berlin.
- [11] 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). www.uni-kassel.de/upress/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2
- [12] Stadler, I. (2005): Demand Response-Nicht-elektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitation. Fachbereich Elektrotechnik der Universität Kassel.
- [13] Klobasa (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation. ETH Zürich. Zürich.
- [14] VDE (2009): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Herausgegeben von ETG – Energietechnische Gesellschaft im VDE. Frankfurt a. M.
- [15] 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.
- [16] 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 (AGEEStat). BMU, Berlin.
- [17] DVGW (2011): Wasserstoff im Erdgasnetz. Ergebnisse des Workshops «Energiespeicherkonzepte», Essen, Januar 2011, DBI Gas- und Umwelttechnik.
- [18] DVGW (2010): Untersuchung der Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas H im Rahmen der G 260, DBI Gas- und Umwelttechnik
- [19] Winter, C-J.; Nitsch, J. (1989): «Wasserstoff als Energieträger – Technik, Systeme, Wirtschaft.» Springer-Verlag, 2. Auflage, Berlin.
- [20] 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. www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2009/th2009_05_06.pdf
- [21] Enertrag (2009): Kombikraftwerk Uckermark. www.enertrag.com
- [22] Ramesohl, S. (2009): Innovative Gasanwendung – Herausforderung und Chance (Präsentation). E.ON Ruhrgas, Kompetenz-Center Anwendungstechnik (TF), Essen.
- [23] 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. www.wupperinst.org/info/entwd/index.html?beitrag_id=1449&bid=6

Keywords

Erneuerbare Energie – Windgas – Erdgasnetz – Energieversorgung

Der Artikel ist ein Auszug aus dem Gutachten «Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebots» des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel. Auftraggeber war die Greenpeace Energy e.G.

Autoren

Michael Sterner, Dr.-Ing.
michael.sterner@iwes.fraunhofer.de

Mareike Jentsch, M. Sc.

Uwe Holzhammer, Dipl.-Ing.

Link zum vollständigen Gutachten

www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/sonstiges/Greenpeace_Energy_Gutachten_Windgas_Fraunhofer_Sterner.pdf