

Discussion Paper Nr. 9
“Power-to-heat” oder “Power-to-gas”?

Hamburg, Februar 2013

Dr. Helmuth-M. Groscurth und Dr. Sven Bode



Zusammenfassung

Das vorliegende Discussion Paper beschäftigt sich mit Optionen für die Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien, der nicht direkt für herkömmliche Zwecke genutzt werden kann.

Das offizielle, im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) festgehaltene Ziel ist ein Anteil von 80% erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2050. Wenn man die in der BMU Leitstudie dafür angesetzten Kapazitäten unterstellt, den dafür erforderlichen Netzausbau als gegeben unterstellt und Stromimport nicht berücksichtigt, dann können weniger als 10% des aus erneuerbaren Energien erzeugbaren Stroms nicht direkt genutzt werden. Selbst bei installierten Kapazitäten von 100 GW Wind onshore sowie je 50 GW Wind offshore und PV kann nur rund ein Viertel des Stroms nicht direkt genutzt werden. Wenn der Netzausbau nicht realisiert wird, dann können allerdings lokale oder regionale „Überschüsse“ schon deutlich früher auftreten.

Es wird gezeigt, dass der Einsatz des nicht direkt nutzbaren Strom aus erneuerbaren Energien bei der Wärmebereitstellung für private Haushalte deutliche Vorteile gegenüber einer „Speicherung“ für die Rückverstromung mit Hilfe eines „Power-to-gas“-Ansatzes aufweist. Dies gilt sowohl für den Erdgaseinsatz als auch die CO₂-Emissionen und die Systemkosten. Dabei kommen elektrische Heizstäbe zum Einsatz, die durch moderat dimensionierte Wärmespeicher sinnvoll unterstützt werden können.

Als Backup für die Stromerzeugung werden Gaskraftwerke benötigt. Letztlich muss nahezu die gesamte maximal auftretende Last durch dargebots-unabhängige Technologien abgedeckt werden können. Setzt man eine minimale Betriebsdauer von GuD-Kraftwerken von 3.000 Stunden pro Jahr an, dann können diese etwa ein Drittel der benötigten Backup-Kapazität stellen. Der Rest muss durch kostengünstigere Gasturbinen bereitgestellt werden.

Der Einsatz von „Power-to-heat“ konkurriert mit der energetischen Sanierung der Gebäude. Allerdings weist diese bei hohen Einsparungsquoten stark steigende Kosten auf. Das beste Kosten-Nutzen-Verhältnis für das Gesamtsystem liegt bei einer Reduzierung des Heizwärmebedarfs in einer Größenordnung von 50%.





1 Hintergrund und Vorgehen

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 auf 80% auszubauen [Bundesregierung 2010]. Andere Konzepte sehen bereits für 2030 eine Versorgung zu 100% vor [Bündnis90/Die Grünen 2010]. Dabei werden dargebots-abhängige Technologien wie Windenergie oder Photovoltaik (PV) den größten Beitrag leisten [vgl. z.B. BMU 2011]. Die Verfügbarkeit der Technologien liegt in der Größenordnung von 2.000 - 4.000 Volllaststunden pro Jahr (h/a) für Windenergie und 1.000 h/a für PV. Sie ist damit deutlich geringer als die mittlere Auslastung bestehender konventioneller Kraftwerkwerke, die sich bislang auf rund 5.000 Volllaststunden im Jahr belief. Es ist daher unmittelbar einleuchtend, dass im Vergleich zu heute sehr viel höhere installierte Leistungen erforderlich sind, um die nachgefragte Strommenge zu erzeugen. Dies führt dann aber dazu, dass es eine wachsende Zahl von Stunden geben wird, in denen mehr Strom aus erneuerbaren Energien verfügbar ist, als tatsächlich nachgefragt wird.

Wenn man am Ende ein System anstrebt, in dem 100% des Stroms aus erneuerbaren Energien stammen, dann wird man nicht darum herum kommen, den nicht direkt nutzbaren Strom in eine Energieform zu überführend, die gespeichert werden kann und aus der dann wieder Strom erzeugt werden kann. Aufgrund der erforderlichen Mengen kommen hierzu aus heutiger Sicht nur chemische Formen der Speicherung in Frage.¹ Ein denkbarer Weg ist es dabei, mit Hilfe der fraglichen Strommengen synthetisches Methan zu erzeugen, zu speichern und später rückzuverstromen. Dieses Konzept wird allgemein als „Power-to-gas“ bezeichnet.

Geht man jedoch zunächst vom Ziel der Bundesregierung aus, einen Anteil der erneuerbaren Energien von 80% zu verwirklichen, dann stellt sich die Frage, ob es nicht vorteilhaftere Möglichkeiten gibt, die nicht direkt nutzbaren Strommengen einzusetzen. Stellvertretend für derartige Alternativen wird hier Nutzung der „überschüssigen“ Strommengen für die Bereitstellung von Wärme für private Haushalte („Power-to-heat“) mit dem Konzept „Power-to-gas“ verglichen. Diese Variante ist technisch vergleichsweise einfach zu realisieren und kostengünstig. Andere Optionen wie die Nutzung der fraglichen Strommengen im Verkehrssektor („E-Mobility“), die Verlagerung von Stromnachfrage (Lastmanagement, Smart Grids) oder der Export der Strommengen bleiben hier außer Betracht.

2 Das betrachtete Energiesystem

Um einen sinnvollen Vergleich der beiden Optionen „Power-to-gas“ und „Power-to-heat“ zu ermöglichen, wird das zu betrachtende Energiesystem so gewählt werden, dass identische Energiedienstleistungen bereitgestellt werden. Diese werden hier definiert durch die Nachfrage nach elektrischer Energie und die Nachfrage nach Niedertemperaturwärme (Heizung und Warmwasser) in privaten Haushalten.

¹ Den Weg über eine Speicherung substantieller Strommengen mit Hilfe norwegischer Wasserkraftwerke wie vom Sachverständigen Rat für Umweltfragen vorgeschlagen halten die Autoren nicht für realistisch.



Für die Studie wurde ein vereinfachtes Fundamentalmodell eines Energieversorgungssystems verwendet, mit dem sich der beschriebene Bedarf decken lässt. Das Modell ist einfach in dem Sinne, dass nur eine beschränkte Zahl von Optionen betrachtet wird. Kriterien für die (begrenzte) Auswahl sind dabei die möglichen Beiträge von Energiequellen und Techniken zur Energieversorgung sowie ihre Rolle als Repräsentant für bestimmte Technikkategorien. So wird beispielsweise nur Erdgas als Stellvertreter für alle fossilen Energieträger berücksichtigt.

Auch bei einem solchen vereinfachten Ansatz ist jedoch unerlässlich, eine hohe zeitliche Auflösung zu wählen, um den dargebots-abhängigen Energieformen gerecht zu werden. Daher wird im Rahmen der Modellrechnungen stets ein ganzes Jahr auf Stundenbasis betrachtet. Als Datengrundlage für die Nachfrage (Lastkurven) nach Strom und Wärme sowie die Verfügbarkeit dargebots-abhängiger erneuerbarer Energien wie Windenergie und PV dient dabei das Jahr 2011.

Abbildung 1 zeigt die Topographie des betrachteten Energiesystems. Im oberen Teil ist die Stromerzeugung dargestellt (blau). Von der ursprünglichen Lastkurve für Strom wird der vorrangig eingespeiste Strom aus dargebots-abhängigen erneuerbaren Energien (Wind, PV) abgezogen. Es verbleibt die sogenannte Rest- oder Residuallast, also die nicht direkt befriedigte Nachfrage. Diese muss dann mit Hilfe dargebots-unabhängiger Kraftwerke (Wasserkraft, Bioenergie, konventionelle Gaskraftwerke) gedeckt werden. Auf der anderen Seite können nicht direkt nutzbare Strommengen verbleiben, die dann für die Optionen „Power-to-gas“ oder „Power-to-heat“ (grün unterlegt) eingesetzt werden können.

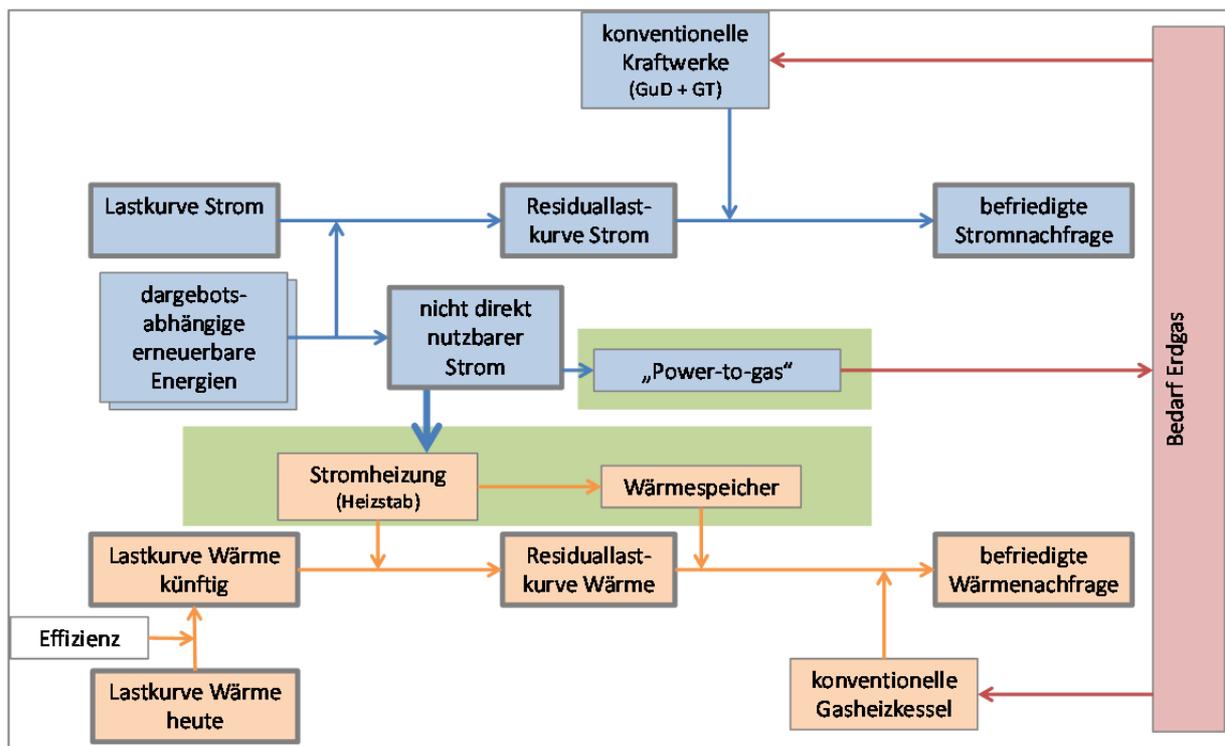


Abbildung 1: Topographie des betrachteten Energiesystems.



Im unteren Teil von Abbildung 1 ist die Wärmeversorgung dargestellt (orange). Dabei konkurriert jede neue Art, den Bedarf zu decken, zunächst mit der Option, die energetische Effizienz der Gebäude zu verbessern und so den Heizenergiebedarf zu verringern. Der dann verbleibende Bedarf wird heute meist über konventionelle Heizkessel gedeckt. Als Alternative wird hier der Einsatz der Stromheizung geprüft, der dazu noch mit dem Einsatz von Wärmespeichern verbunden werden kann.

2.1 Zeitliche Variation der Energienachfrage und des Angebots aus erneuerbaren Energien

Es wird der Einfachheit halber angenommen, dass der Strombedarf über den Betrachtungszeitraum konstant bei 500 TWh pro Jahr liegt und dass seine zeitliche Verteilung konstant bleibt. Die minimale Last liegt bei ca. 35 GW, die maximale Nachfrage beträgt rund 80 GW. Diese Annahme gilt für die heutigen Anwendungsbereiche von elektrischer Energie wie Beleuchtung oder mechanische Arbeit. Dabei ist zwar einerseits mit Fortschritten bei der Energieeffizienz zu rechnen. Andererseits werden in einigen Bereichen wie der Kommunikationstechnik die Anwendungen ausgeweitet. Die Nutzung von Strom für Wärmzwecke ist dagegen ein wesentlicher Untersuchungsgegenstand dieser Studie. Die dafür eingesetzten Mengen kommen zu dem als konstant angenommenen Bedarf für konventionelle Anwendungen hinzu.

Die Nachfrage nach Niedertemperaturwärme in privaten Haushalten setzt sich zusammen aus der Heizenergie für Gebäude und dem Warmwasserbedarf. Sie betrug 2011 in Summe etwa 650 TWh. Es gibt im Gegensatz zum Strombedarf einen Sockel von ca. 30% aller Stunden eines Jahres im Segment von 10-20 GW, der aus dem als kontinuierlich und konstant angenommenen Warmwasserbedarf resultiert. Knapp zwei Drittel aller Stunden weisen einen Wärmebedarf zwischen 50 und 160 GW auf (Basis 2011). Die restlichen Stunden verteilen sich dann auf den Bereich von 160 bis 210 GW.

Abbildung 2 zeigt die zeitliche Variation der Nachfrage nach Strom (links oben) und Wärme (rechts oben). Dargestellt ist jeweils der Mittelwert der Last für die Stunden eines Tages (senkrechte Achse) während der Monate eines Jahres (waagerechte Achse). Man sieht dabei, dass die maximale Last (rot) im Strombereich in den frühen Abendstunden der Monate November bis Februar auftritt. Die niedrigste Nachfrage (grün) besteht in den frühen Morgenstunden im Sommer. Für die Wärmenachfrage erkennt man, dass die saisonalen Variationen deutlich größer sind als die tageszeitlichen Schwankungen.

Im unteren Teil zeigt Abbildung 2 die die zeitliche Variation der Stromerzeugung aus Windenergie (onshore, links unten) und PV (rechts unten) im Jahr 2011. Dargestellt ist jeweils der Mittelwert der Erzeugung für die Stunden eines Tages (senkrechte Achse) während der Monate eines Jahres (waagerechte Achse). Die sehr hohen Werte für die Windenergie im Dezember sind dabei vermutlich eine Besonderheit des Jahres 2011.

Generell ist zu erkennen, dass die Windenergie sehr viel gleichmäßiger über das Jahr verteilt ist als die Photovoltaik. Es gibt eine leichte Korrelation zwischen den geringeren Windgeschwindigkeiten im Sommer und der dann höheren Stromerzeugung aus PV.



Vor dem Hintergrund der hier zu untersuchenden Option einer Kopplung von Strom- und Wärmeerzeugung kann man feststellen, dass mögliche Überschüsse aus der PV schlechter mit dem Bedarf im Wärmesystem korreliert sind als bei der Windenergien.

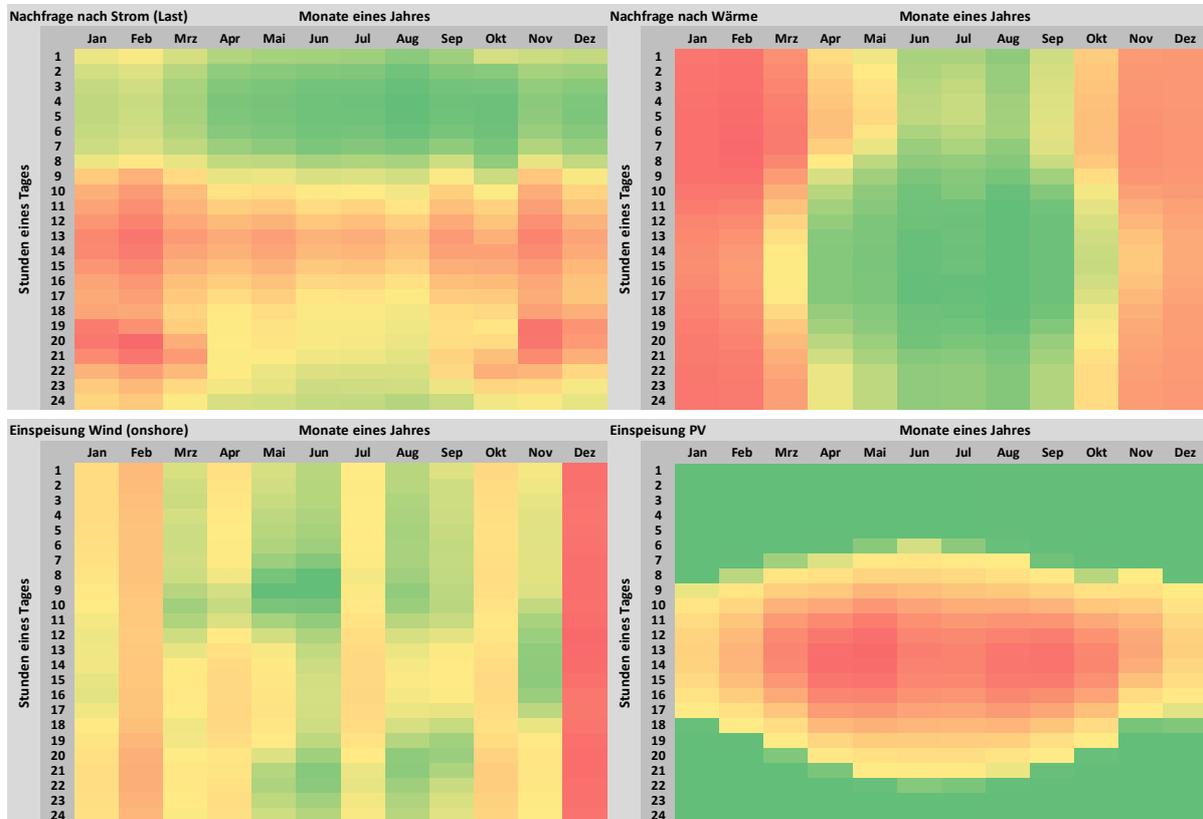


Abbildung 2: Jahreszeitliche und untertägige Variation der Stromnachfrage (Last, links oben) und des Heizwärmebedarfs (rechts oben) sowie der Stromeinspeisung aus Windenergie (onshore, links unten) und PV (rechts unten) in Deutschland 2011
(rot = höhere Last bzw. Nachfrage; grün = niedrigere Last bzw. Nachfrage;
Datenquellen: ENTSO-E, Übertragungsnetzbetreiber, Gradtagszahlen, eigene Darstellung).

2.2 Allgemeine Annahmen

Es wird ausschließlich Erdgas als fossiler Energieträger betrachtet. Diese Annahme dient zum einen der Vereinfachung, weil sie die Zahl der möglichen konventionellen Technologien reduziert, die hier nicht im Mittelpunkt der Untersuchung stehen. Zum anderen ist die Nutzung von Stein- und Braunkohle aus klimapolitischen Gründen problematisch und sollte in den nächsten Jahrzehnten ohnehin auslaufen. Hinzu kommt, dass Kohlekraftwerke aufgrund der höheren Investitionskosten längere jährliche Nutzungszeiten benötigen als Gaskraftwerke, um wirtschaftlich tragfähig zu sein. Ferner sind die künftigen Anforderungen an die Laständerungsgeschwindigkeiten von diesen Kraftwerkstypen vermutlich nicht zu erfüllen.

Zieht man von der reinen Last diejenigen Strommengen ab, die durch dargebotsabhängige erneuerbare Energien, also Wind- und Sonnenenergie, beigesteuert werden, dann erhält man die sogenannte Rest- oder Residuallast. Diese muss durch dargebots-unabhängige Techniken gedeckt werden. Im Modell werden zur Deckung der Restlast so viele



GuD-Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 55% eingesetzt, dass das letzte Kraftwerk noch 3.000 Vollaststunden erreicht. Der verbleibende Bedarf wird über Gasturbinen mit einem Wirkungsgrad von 35% gedeckt. Die notwendige Kapazität an Gasturbinen ergibt sich aus der maximalen Last minus der Kapazitäten an GuD-Kraftwerken, Wasserkraftwerken und Bioenergieanlagen.

Die Modellierung erfolgt auf Basis der Annahme, dass die Übertragungs- und Verteilnetze so ausgebaut werden, dass der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom jederzeit vom Ort der Gewinnung zum Ort der Nutzung transportiert werden kann.

2.3 Szenarien

Die Nutzung von Strom für Heizzwecke könnte in Konkurrenz stehen zur Reduzierung des Heizenergiebedarfs durch die energetische Sanierung von Gebäuden. Daher werden im Weiteren jeweils vier Szenarien für die Heizenergie betrachtet und zwar 100%, 75%, 50% und 25% des heutigen Bedarfs. Dabei entspricht „100%“ dem heutigen Zustand der Gebäude. Es ist technisch möglich, den Heizenergiebedarf bestehender Gebäude auf 25% des heutigen Niveaus zu senken. Als Zwischenstufen für die beiden Extremwerte wird noch eine Absenkung auf 75% und 50% des heutigen Niveaus betrachtet.

Die Grundlage für die Szenarien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bilden die Portfolios, die im Auftrag des BMU in der sogenannten Leitstudie dargestellt sind und die eine wichtige Grundlage für das Energiekonzept der Bundesregierung bilden (BMU 2011). Darüber hinaus wird ein weiteres Portfolio mit noch höheren Kapazitäten an erneuerbaren Energien untersucht. Die entsprechenden Kapazitäten sind in Tabelle 1 zusammengestellt.

Tabelle 1: Annahmen zu installierten Kapazitäten von Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien (BMU 2011, eigene Annahmen).

Kapazitäten (GW)		Wind onshore	Wind offshore	PV	Wasserkraft	Bioenergie
Ist	2011	28,0	0,13	21,0	4,4	6,5
	2020	30,0	10,0	53,5	4,7	9,0
BMU-Leitstudie	2030	43,7	23,5	61,0	4,9	10,0
	2050	50,8	32,0	67,2	5,2	10,4
eigenes Szenario „50-50-100“		100	50	50	5,0	10,0

2.4 „Power-to-gas“

Wenn man ein System anstrebt, in dem der gesamte Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen wird, dann ist es zwangsläufig notwendig, Energie, aus der Strom erzeugt werden kann, zu speichern für Zeiten, in denen Wind- und Sonnenenergie nicht zur Verfügung stehen. Dass dies auch über längere Zeiträume erforderlich sein kann, hat der November 2011 gezeigt, in dem es längere Phasen mit vergleichsweise geringem Aufkommen an Windenergie



gie gab. Die maximale Last tritt in Deutschland in den frühen Abendstunden im Herbst oder Winter auf (vgl. Abbildung 2). Zu dieser Zeit steht die PV nicht zur Verfügung. Insgesamt kann man davon ausgehen, dass ein Speichersystem den Strombedarf für zwei bis drei Wochen alleine decken können müsste. Daraus ergibt sich überschlägig ein Speicherbedarf in der Größenordnung von 30 TWh Strom. Dies ist zu vergleichen mit dem derzeitigen vorhandenen Speichervolumen der bestehenden Pumpspeicher-Kraftwerke in Höhe von 0,04 TWh.

Es lässt sich leicht abschätzen, dass weder ein Ausbau der Pumpspeicher in Deutschland noch die Nutzung der Batterien von Elektrofahrzeugen das für die genannte Größenordnung notwendige Potential aufweisen.

Die einzige, derzeit absehbare Option, die solche Dimensionen erreichen kann, ist der Weg über die Speicherung chemischer Energie. Am intensivsten wird zurzeit das sogenannte „Power-to-gas“ Konzept diskutiert. Dabei wird zunächst mittels Elektrolyse aus Strom Wasserstoff (H_2) gewonnen. Dieser kann dann unter Zugabe von Kohlendioxid (CO_2) in Methan (CH_4) umgewandelt werden, das dann in der bereits heute verfügbaren Infrastruktur für Erdgas gespeichert und verteilt werden kann. Das Methan muss am Ende mit Hilfe von Gaskraftwerken wieder in Strom zurückverwandelt werden (vgl. Abbildung 3). Schon heute verfügt das Erdgas-System in Deutschland über Speicherkapazitäten in der Größenordnung von 200 TWh. Das allein reicht aber nicht aus, um die Eignung der Infrastruktur festzustellen. Vielmehr muss noch untersucht werden, ob das System auch die in der Spitze bei Be- und Entladung der Speicher auftretenden Strom- und Gasmengen verkraften kann.

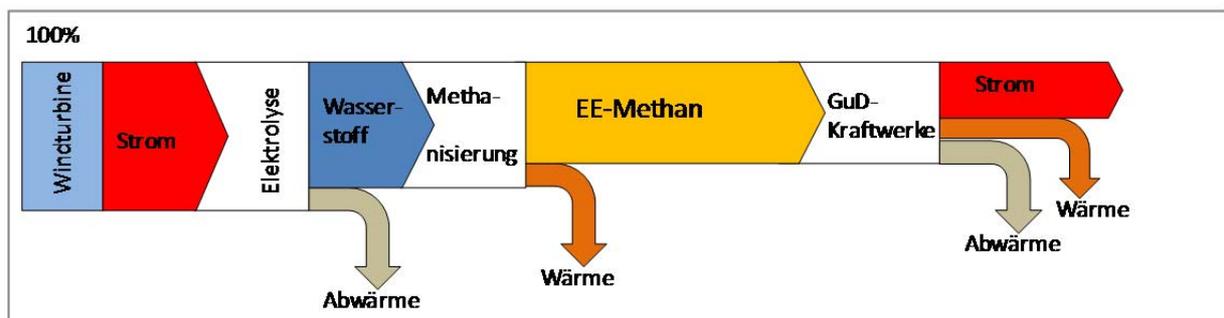


Abbildung 3: „Power-to-gas“ oder EE-Methan-Zyklus (basierend auf Sterner 2009, Jentsch 2010).

Es gibt Stimmen, die dafür plädieren, den Wasserstoff direkt zu nutzen, um so den Energieaufwand für die Methanisierung einzusparen. Energetisch gesehen ist dies vorteilhaft. Es würde dabei aber nötig sein, die Infrastruktur für Transport und Speicherung weitgehend neu aufzubauen, während für Methan die bestehende Erdgas-Infrastruktur genutzt werden könnte.² Diese Diskussion näher zu beleuchten, würde an dieser Stelle zu weit führen. Sie ist auch für die hier anzustellenden Überlegungen nicht entscheidend. Daher wird im Folgenden zunächst nur die in Abbildung 3 dargestellte Variante über synthetisches Methan verfolgt.

Unterstellt man einen Wirkungsgrad für die Methansynthese von 70% und einen Wirkungsgrad für die Rückverstromung von 50%, dann ergibt sich für den Speicher ein Systemwirkungsgrad von 35%. Diese Annahme ist sehr optimistisch, da sie davon ausgeht, dass

² Eine Beimischung von Wasserstoff zum heutigen Erdgas kann in der Anfangsphase durchaus eine Option sein, ist aber aufgrund technischer Restriktionen auf wenige Prozentpunkte begrenzt.



die Rückverstromung weitgehend in GuD-Kraftwerken erfolgt. Wie im Weiteren gezeigt werden wird, ist dies jedoch eher unwahrscheinlich weil unwirtschaftlich.

Abbildung 1 zeigt die Option „Power-to-gas“ in der Topographie des Modellenergiesystems.

2.5 „Power-to-heat“

Die Idee, elektrische Energie zur Wärmegewinnung einzusetzen, stößt mitunter auf heftige Kritik. Hintergrund ist dabei die Tatsache, dass bei einem solchen Vorgehen physikalisch gesehen sehr hochwertige Energie (reine „Exergie“, die in alle anderen Energieformen überführt werden kann) in eine weniger wertvolle Energieform, nämlich Wärme, überführt wird. Insbesondere Niedertemperaturwärme hat einen sehr geringen Exergiegehalt und kann nicht mehr (oder korrekt: nur zu einem sehr geringen Teil) in höherwertige Energieformen wie Strom umgewandelt werden.

Aus ökonomischer Sicht sind vielmehr die Alternativen und deren Kosten entscheidend. Können Strommengen aus erneuerbaren Energien nicht direkt für die konventionelle Stromnachfrage genutzt werden und steht kein „Stromspeicher“ zur Verfügung, dann müssen die entsprechenden Anlagen abgeregelt werden, damit das System nicht instabil wird. Bevor dies geschieht erscheint die Nutzung im Wärmesektor durchaus sinnvoll.

Abbildung 1 zeigt die Option „Power-to-heat“ in der Topographie des Modellenergiesystems. Hervorzuheben ist, dass dadurch der Strom- und der Wärmesektor gekoppelt werden und nicht mehr isoliert betrachtet werden sollten.

Denkbar sind zwei Optionen zum Heizen mit Strom, eine elektrische Wärmepumpe (WP), die auch Umgebungswärme nutzen kann, oder ein gewöhnlicher Heizstab, der Strom zu 100% in Wärme umwandelt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden hier nur die Ergebnisse für den Heizstab dargestellt. Der Einsatz von Wärmepumpe kann im Einzelfall durchaus vorteilhaft sein. Ihre Einbeziehung führt jedoch nicht zu grundsätzlichen neuen Erkenntnissen.

2.6 Methodik und Daten zur Abschätzung der Systemkosten

Neben dem Energieeinsatz, der in diesem Fall vollständig mit den CO₂-Emissionen korreliert, da nur ein Energieträger betrachtet wird, ist auch die Wirtschaftlichkeit der beiden Optionen von großem Interesse.

Daher werden für die oben beschriebenen Szenarien die jeweiligen Wiederbeschaffungskosten und die Betriebskosten abgeschätzt, d.h. es wird so gerechnet, als ob das gesamte System neu errichtet und dann betrieben werden würde. Es werden nur Kosten für die Strom- und Wärmeerzeugung sowie für Energiespeicher betrachtet, Kosten für Transport und Verteilung sowie Systemdienstleistungen werden nicht berücksichtigt.

Fixkosten werden mit Hilfe der Annuitätenmethode auf die einzelnen Jahre der wirtschaftlichen Lebensdauer einer Investition verteilt. Dabei wird für die Kapitalkosten ein Zinssatz von 5% unterstellt. Neben den Kapitalkosten werden Wartungskosten und Brennstoffkosten betrachtet. Die Annahmen zu den Kosten sind in Tabelle 2 zusammengestellt.



Tabelle 2: Kostenannahmen zu den betrachteten Technologien.

Technologie	spezifische Investition	feste Wartungskosten	Nutzungsdauer	Lebensdauer
	€/kW	€/(kW a)	h/a	a
Strom				
erneuerbare Energie				
Windkraft onshore	1.000	20	2.000	20
Windkraft offshore	2.500	100	3.500	20
PV	1.500	23	1.000	25
Biomasse	2.500	100	5.000	15
Wasserkraft	2.000	50	4.500	30
konventionelle Energie				
GuD-Kraftwerk	1.000	20	> 3.000	20
GuD-Heizkraftwerk	1.200	20		20
Gasturbine	500	5		20
Speicher (Power-to-gas)	3.000	20		20
Wärme				
verbleibender Wärmebedarf *				30
- 75%	50 €/m ²			
- 50%	115 €/m ²			
- 25%	250 €/m ²			
Gasheizung	600	35		20
elektrischer Heizstab	150	5		20
Wärmespeicher	25 €/kWh _{sp}	5		25
Erdgaspreis			30 €/MWh (inkl. CO₂)	
Zinssatz			5%	

* Basis: Energetische Mehrkosten gemäß Definition des Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU) in Darmstadt (vgl. dena 2012). Sonstige Quellen: dena 2012; Blesl et al. 2012; Agentur für erneuerbare Energien 2012; von Schnurbein 2012; eigene Abschätzungen.

3 Ergebnisse der Modellierung

3.1 Erdgaseinsatz

Tabelle 3 zeigt im oberen Teil den erforderlichen Erdgaseinsatz für die Stromerzeugung im oben beschriebene Energiesystem. Dabei wurden die installierten Kapazitäten zur Nutzung erneuerbarer Energien gemäß der in Tabelle 1 definierten Szenarien skaliert. Hinzugefügt wurde ein Referenzfall, in dem der Strom nur aus Gaskraftwerken ohne Einsatz erneuerbarer Energien erzeugt wird. Der Fall „EE-Kapazitäten 2011“ beschreibt nicht die reale Situation in 2011, sondern das in Abbildung 1 dargestellte Modellsystem mit Kapazitäten zur Nutzung erneuerbarer Energien, wie sie 2011 bestanden haben.

Daneben weist Tabelle 3 in den vier rechten Spalten noch die als Backup zu installierenden Kapazität an GuD-Anlagen und Gasturbinen, den erreichten Anteil direkt genutzter erneuerbarer Energien (Anteil EE) an der gesamten Stromerzeugung sowie den Anteil nicht direkt genutzter erneuerbarer Energien an der Erzeugung aus erneuerbaren Energien aus (ungenutzte EE). Wegen der unterschiedlichen Basis addieren sich die beiden Werte nicht zu 100%.

Im unteren Teil weist Tabelle 3 den Erdgaseinsatz für die Wärmeerzeugung allein über Gasheizkessel aus, wenn der Heizenergiebedarf 100%, 75%, 50% und 25% des heutigen Bedarfs beträgt.

Um den jeweiligen Referenzbedarf an Erdgas für das System ohne „Power-to-gas“ und ohne „Power-to-heat“ zu erhalten, müssen der jeweilige Gaseinsatz für die Stromerzeugung und die Wärmebereitstellung addiert werden. Im Referenzfall ohne erneuerbare Energien und ohne Gebäudesanierung ergibt sich somit ein Wert von $926 + 648 = 1574$ TWh/a.

Die installierte Kapazität an GuD-Kraftwerken wurde dabei wiederum auf Basis der Annahme ermittelt, dass alle Anlagen mindestens 3.000 Betriebsstunden pro Jahr erreichen müssen. Um die Stromversorgung jederzeit sicherstellen zu können, muss letztlich nahezu die gesamte maximale Last durch dargebots-unabhängige Technologien abgedeckt werden können. Daher müssen neben den GuD-Anlagen noch Gasturbinen installiert werden. Diese weisen geringere Investitionskosten, aber auch geringere Wirkungsgrade auf.

Abweichend von der Leitstudie werden hier keine Importe von Strom aus erneuerbaren Energien betrachtet. Daher wird, abweichend von der Leitstudie, in 2050 nicht ein Anteil der erneuerbaren Energien von 80%, sondern lediglich 67% erreicht.

In Tabelle 3 fällt auf, dass – unter der Voraussetzung eines perfekten Netzes – 2020 und 2030 noch keine nennenswerten Überschüsse an nicht direkt nutzbarem Strom anfallen. Auch 2050 können lediglich 8% des Stroms aus erneuerbaren Energien nicht direkt genutzt werden. Erst bei einem weiteren massiven Ausbau der erneuerbaren Energien auf 100 GW Wind onshore und je 50 GW Wind offshore und PV steigt der Anteil des nicht direkt nutzbaren Strom auf etwa ein Viertel. 2050 können lediglich 26 GW GuD-Kraftwerke betrieben werden, so dass alle noch 3.000 Betriebsstunden erreichen. Im Szenario „50-50-100“ fällt dieser Wert auf 18 GW.

Die Reduzierung des Erdgaseinsatzes entspricht nicht ganz dem Anteil erneuerbarer Energien, da sich die Mischung von GuD-Kraftwerken und Gasturbinen zuungunsten der erstgenannten effizienteren Anlagen verschiebt.



Tabelle 3: Einsatz fossilen Brennstoffs (Erdgas) für die Deckung des Bedarfs an Strom (500 TWh/a) und Niedertemperaturwärme privater Haushalte (heutiges energetische Niveau der Gebäude).

	Brennstoff- einsatz (Erdgas)	Kapazität GuD-KW	Kapazität Gasturbinen	Anteil direkt genutzter EE am Bedarf	Anteil unge- nutzter EE an Erzeugung
	TWh	GW	GW		
Strom					
Referenzfall ohne EE	926	63	15	0	0
EE-Kapazitäten 2011	693	47	22	20%	0 *
BMU-Leitstudie 2020	547	37	29	43%	0,1%
BMU-Leitstudie 2030	403	30	34	49%	3%
BMU-Leitstudie 2050	337	26	38	67%	8%
Szenario "50-50-100"	254	18	51	77%	26%
Wärme					
Heizenergiebedarf im Ver- gleich zu heutigem Gebäu- dezustand					
100%	648				
75%	504				
50%	360				
25%	216				

Die installierten Kapazitäten der einzelnen Szenarien sind in Tabelle 1 zusammengestellt.

* : Theoretischer Wert auf der Basis eines perfekten Stromnetzes. Tatsächlich mussten in 2011 rund 0,6 TWh möglicher Stromproduktion aufgrund lokaler Engpässe abgeregelt werden.

Auch wenn in absehbarer Zeit noch keine großen Mengen an nicht nutzbarem Strom aus erneuerbaren Energien zu erwarten sind, wird interessanter Weise intensiv darüber diskutiert, wie dieser genutzt werden könnte.

Ein Treiber dieser Debatte besteht darin, dass wesentlicher früher lokale Überschüsse auftreten können, wenn das Übertragungsnetz nicht im Einklang mit dem Kapazitätswachstum bei der Stromerzeugung ausgebaut wird. Auch hat sich in der Vergangenheit wiederholt gezeigt, dass der tatsächliche Zubau schneller erfolgte als in den früheren Fassungen der Leitstudie angenommen. Ferner kann auch die Notwendigkeit, konventionelle Kraftwerke vorrangig zu betreiben, um das System zu stabilisieren oder um Fernwärme bereit zu stellen, dazu führen, dass zusätzliche Mengen elektrischer Energien nicht direkt genutzt werden können.

Speicher werden grundsätzlich durch zwei entscheidende Parameter charakterisiert: Die maximal speicherbare Energiemenge (Speichervolumen, hier in TWh) sowie die maximale Beladungsleistung (hier in GW). Mit Hilfe einiger Iterationen lässt sich die sinnvolle Speichergröße auch in Simulationsmodellen wie dem hier verwendeten gut bestimmen.

Tabelle 4 geben die Ergebnisse zum Erdgaseinsatz und zu den jährlichen Gesamtkosten für je zwei Speichergrößen für zwei der betrachteten Ausbauszenarien wieder. Die Betrachtung der übrigen Ausbauszenarien macht wenig Sinn, da in diesen nur sehr geringe Mengen nicht direkt nutzbaren Stroms aus erneuerbaren Energien anfallen. Die Speichergrößen wur-



den heuristisch ermittelt. Größere Speicher führen nicht zu nennenswerten Einsparungen beim Erdgas-Einsatz.

Tabelle 4: Brennstoffeinsatz und jährliche Gesamtkosten für die Deckung des Bedarfs an Strom (500 TWh/a) und Niedertemperaturwärme der privaten Haushalte auf verschiedenen Gebäudeeffizienzstufen und für verschiedene Szenarien zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Raumwärmebedarf	100%		75%		50%		25%	
Brennstoffeinsatz und jährliche Kosten	TWh	Mrd. €/a	TWh	Mrd. €/a	TWh	Mrd. €/a	TWh	Mrd. €/a
Referenzfall								
ohne erneuerbare Energien	1.574	71,4	1.430	74,3	1.286	80,7	1.142	103,0
Szenario „BMU-Leitstudie 2050“ *	985	82,7	841	85,7	697	92,1	553	114,4
Szenario „50-50-100“	902	87,5	778	90,5	614	96,8	470	119,1
„Power-to-gas“								
Szenario „BMU-Leitstudie 2050“ *								
- „Power-to-gas“ 0,5 TWh / 30 GW	971	87,8	827	90,7	683	97,1	539	119,4
- „Power-to-gas“ 1 TWh / 35 GW	969	88,7	825	91,6	681	98,0	537	120,3
Szenario „50-50-100“								
- „Power-to-gas“ 1 TWh / 50 GW	860	95,4	716	98,3	572	104,7	428	127,0
- „Power-to-gas“ 4 TWh / 140 GW	832	103,4	688	106,3	544	112,7	400	135,0
„Power-to-heat“								
Szenario „BMU-Leitstudie 2050“ *								
- mit Stromdirektheizung	968	83,0	824	85,9	680	92,2	536	114,4
- mit Stromdirektheizung und Wärmespeicher (0,2 TWh)	948	83,8	805	86,7	661	93,0	520	115,3
Szenario „50-50-100“								
- mit Stromdirektheizung	812	86,3	669	89,2	531	95,5	385	117,9
- mit Stromdirektheizung und Wärmespeicher (0,2 TWh)	739	85,4	609	88,8	488	95,6	377	118,4

Die installierten Kapazitäten der einzelnen Szenarien sind in Tabelle 1 zusammengestellt.

** Kapazitäten gem. BMU-Leitstudie ausschließlich für die Stromerzeugung.*

Für den Ausbau erneuerbarer Energien, den die BMU-Leitstudie für 2050 vorsieht, lassen sich durch den Einsatz von Methan-Speichern in einem Volumen von 0,5 – 1 TWh (bezogen auf den Energiegehalt des Methans) und einer Elektrolyse-Leistung von 30-35 GW rund 15 TWh Erdgas einsparen. Die größere Dimensionierung des Speichersystems bringt dabei nur minimale Vorteile. Das absolute Ergebnis für den Stromsektor ist – wie aufgrund der fehlenden Kopplung von Strom- und Wärmesystem zu erwarten – unabhängig vom Effizienzstandard der Gebäude. Der abnehmende Erdgaseinsatz bei verbesserten Gebäudestandards ist also allein auf diese zurückzuführen.

Im Ausbau-Szenario „50-50-100“ lässt sich bei einer Speichergröße von 1 TWh der Einsatz von 40-60 TWh Erdgas vermeiden. Bei einer Speichergröße von 4 TWh steigt dieser Wert auf 70-90 TWh.



Die relative Einsparung hängt sehr wohl vom Effizienzstandard der Gebäude ab, da dieser den Startwert beeinflusst. Sie liegt für das 2050er-Szenario zwischen 1% und 3%, für das „50-50-100“ Szenario zwischen 5% und 15%.

Unterstellt man eine Reduzierung des Heizenergiebedarfs privater Haushalte von 50% gegenüber dem heutigen Stand, dann lassen sich für den Ausbau erneuerbarer Energien im Jahr 2050 gemäß BMU-Leitstudie durch die hinzugefügte Option „Power-to-gas“ etwa 2% des dann noch erforderlichen Einsatzes von Erdgas einsparen. Bei Installation von 50 GW PV, 50 GW Windenergie offshore und 100 GW Windenergie onshore können etwa 10% des verbleibenden Erdgas-Einsatzes durch „Power-to-gas“ vermieden werden.

Tabelle 4 zeigen im unteren Teil die Verminderung des Erdgaseinsatzes, wenn nicht anderweitig direkt nutzbarer Strom aus erneuerbaren Energien unmittelbar, d.h. ohne Speicherung, für die Wärmebereitstellung eingesetzt werden kann.

Für die gemäß BMU-Leitstudie im Jahr 2050 installierten Kapazitäten³ beträgt die mögliche Erdgaseinsparung durch den Einsatz von Heizstäben auf 17 TWh. Sie unabhängig vom Zustand der Gebäude, es besteht also keine Konkurrenz zwischen Stromnutzung und Gebäudesanierung. Die relative Einsparung beträgt 2-3%.

Im Szenario „50-50-100“ lassen sich mit Hilfe von Heizstäben 67-109 TWh einsparen. Es gibt eine moderate Abhängigkeit vom Zustand der Gebäude. Die relative Einsparung beläuft dabei auf 10-14%. Erst in einem solchen Szenario mit sehr hohem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung sind also signifikante Beiträge zur Minderung des Einsatzes fossiler Energieträger und somit auch der CO₂-Emissionen durch die Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung zu erwarten.

Mit Hilfe von Strom aus erneuerbaren Energien, der nicht direkt anderweitig genutzt werden kann, kann Niedertemperaturwärme bereitgestellt werden.

Bei dem in der BMU Leitstudie für 2050 erwarteten Ausbau erneuerbarer Energien kann auf diese Weise ohne den Einsatz von Wärmespeichern maximal 2-3% des Erdgaseinsatzes eingespart werden.

Bei einem noch wesentlichen stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien (100 GW Wind onshore, je 50 GW Wind offshore und PV) können bis zu 20% des Erdgaseinsatzes vermieden werden. Dann steht die Verwendung von anderweitig nicht direkt nutzbarem Strom aus erneuerbaren Energien für Wärmezwecke jedoch in Konkurrenz zur energetischen Sanierung der Gebäude.

³ Es werden hier nur die installierten Kapazitäten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gemäß BMU Leitstudie betrachtet. Für den Zustand der Gebäude werden nur die hier definierten vier Effizienzstufen zugrunde gelegt, nicht aber die in der Leitstudie unterstellte Entwicklung des Heizenergiebedarfs.



Durch den Einsatz von Wärmespeichern mit einem Speichervolumen von 0,2 TWh⁴ (bezogen aus den Wärmeinhalt) lässt sich die mit Hilfe von nicht direkt nutzbarer elektrischer Energie bereit gestellte Wärmemenge im Jahr 2050 von 17 auf 37 TWh in etwa verdoppeln. Die Mengen sind nahezu unabhängig vom Zustand der Gebäude. Allerdings ist zu bedenken, dass gemäß obigem Exkurs eine Speicherkapazität von 0,2 TWh etwa 40 Mio. Standardwärmespeichern auf Wasserbasis mit einem Volumen von 100 Litern entspricht. Mit einem fünfmal größeren Speicher (1 TWh) kann die nutzbare Wärmemenge nur unwesentlich erhöht werden.

Insgesamt liegt die Erdgaseinsparung durch Einsatz nicht direkt nutzbarer elektrischer Energie mit Wärmespeichern in der Größenordnung von 5% mit Heizstäben.

Im Szenario „50-50-100“ erhöht ein Wärmespeicher mit einem Volumen von 0,2 TWh die eingesparte Erdgasmenge von 90 auf 163 TWh (+80%) ohne energetische Gebäudesanierung und von 67 auf 93 TWh (+40%) mit Sanierung auf 25% des heutigen Niveaus. Die relativen Einsparungen liegen in der Größenordnung von 20%.

Die bisherigen Untersuchungen gehen implizit davon aus, dass nicht direkt nutzbarer Strom aus erneuerbaren Energien für Heizzwecke eingesetzt werden kann, dass aber stets ein alternatives System für die Heizung zur Verfügung steht, wenn solcher Strom gerade nicht anfällt. Das würde bedeuten, dass stets zwei Heizungssysteme parallel installiert sein müssten. Mindestens für private Ein- und Zweifamilienhäuser ist das nicht unbedingt realistisch. Der kombinierte Einbau von Gasheizung und Wärmepumpe ist unwirtschaftlich. Der Einsatz eines Heizstabes in Verbindung mit einer Gasheizung dagegen durchaus vorstellbar. Man könnte zu dem Schluss kommen, dass man die Gasheizung einfach komplett durch eine Stromheizung ersetzen sollte. Eine grobe Abschätzung zeigt aber bereits, dass diese Option nicht umsetzbar ist, denn es müssten erhebliche zusätzliche Kapazitäten sowohl für die nötigen Mengen an elektrischer Energien (Arbeit) als auch für das Backup der Stromerzeugung (Leistung) aufgebaut werden. Für Heizstäbe läge die allein für das Backup zusätzlich erforderliche Kapazität in der Stromerzeugung bei 45-90 GW, wenn der Raumwärmebedarf auf 50% bzw. 75% reduziert wird. Daher ist es auf Dauer auch nicht sinnvoll, das Konzept der Nachspeicherheizung wiederzubeleben.

3.2 Systemkosten

Bei der Bewertung der ebenfalls in Tabelle 4 dargestellten Ergebnisse zu den Systemkosten sollten die relativen Werte, also die Kosten einer Option im Vergleich zu anderen Optionen, im Vordergrund stehen. Die genannten Zahlen sollten nicht als tatsächliche Kosten der Energiewende verstanden werden, da sie auf Wiederbeschaffungskosten für das gesamte System basieren und nicht den Übergang vom heutigen System zu einem künftigen beschreiben. Im Rahmen der getroffenen Annahmen lassen sich folgende Erkenntnisse festhalten:

Die energetische Sanierung von Gebäuden führt über alle Szenarien hinweg zu Mehrkosten in der Größenordnung von 5% für 75% des heutigen Energieeinsatzes, 10% für 50%

⁴ Das Speichervolumen wurde heuristisch als technisch sinnvolle Speichergröße ermittelt.



Energieeinsparung und 40% für 25% der heute benötigten Heizenergie (Vergleich der Spalten in Tabelle 4). Dies Ergebnis gilt für den hier unterstellten Preis für Erdgas von 30 €/MWh. Steigen die Energiepreise – wie bislang vielfach erwartet – stark an, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der Gebäudesanierung. Aufgrund der jüngsten Entwicklung hinsichtlich der Erdgas- und Erdölgewinnung in den USA kann es jedoch durchaus sein, dass die bislang üblichen Preisszenarien überdacht werden müssen.

Die Szenarien mit einer Reduzierung des Heizwärmebedarfs um drei Viertel erweisen sich als sehr teuer (Spalte 25%). Gleichzeitig weisen diese aber die höchsten Einsparungen beim Erdgaseinsatz auf.

Alle Szenarien haben bei dem hier angenommenen Erdgaspreis von 30 €/MWh höhere Kosten als der Referenzfall.

Eine interessante Maßzahl bilden die Mehrkosten je eingesparte Energieeinheit. Auf dieser Basis erweisen sich Heizstab und Wärmespeicher (begrenzt auf 0,2 TWh) als vorteilhaft. Die Kostenvorteile sinken jedoch mit wachsender energetischer Effizienz der Gebäude.

Die Mehrkosten der Gebäudesanierung bis zu einer Reduzierung des Heizenergiebedarfs um 50% sind geringer als die Kosten, um die Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien auszubauen (ohne Netzkosten etc.).

Wärmespeicher bis 0,2 TWh sind im Szenario „50-50-100“ in Verbindung mit Heizstäben wirtschaftlich.

Im Szenario „Leitstudie 2050“ unterscheiden sich „Power-to-heat“ und „Power-to-gas“ nur geringfügig. In der Tendenz gilt: „Power-to-gas“ ist teuer als „Power-to-heat“ mit Heizstab. Beim Erdgaseinsatz ist „Power-to-heat“ im Vorteil gegenüber „Power-to-gas“.

Für das Szenario „50-50-100“ hat „Power-to-gas“ deutlich höhere Kosten und geringere Einsparungen bei Erdgaseinsatz und CO₂-Emissionen als „Power-to-heat“.

Abbildung 4 verdeutlichen nochmal die Kosten-Nutzen-Relationen der Szenariengruppe „50-50-100“. Zum Vergleich ist der Referenzfall dargestellt. Man erkennt hier deutlich die steigenden Grenzkosten der Energieeinsparung durch Gebäudesanierung, d.h. es wird immer teurer, zusätzliche Einsparungen beim Erdgaseinsatz zu erreichen.

Die verschiedenen Szenarien zum Ausbau erneuerbarer Energien liegen innerhalb einer Sanierungsstufe für die Gebäude relativ eng beisammen. Es wird zunächst deutlich, dass der Ausbau erneuerbarer Energien zu erheblichen Einsparungen beim Erdgaseinsatz führt, was aber auch mit höheren Systemkosten verbunden ist. Auch für diese Szenariengruppen ist zu erkennen, dass die Gebäudesanierung zunächst den Erdgas-Einsatz mit geringen Kosten reduziert, dass die Kosten aber bei weiteren Sanierungsstufen stark steigen.

Es ist weiter zu erkennen, dass die Option „Power-to-heat“ für jede Effizienzstufe der Gebäude links unterhalb der Option „Power-to-gas“ liegt, also das bessere Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweist.

Mit 30-40% höheren Kosten lassen sich Erdgaseinsatz und CO₂-Emissionen im Szenario „Leitstudie 2050“ um bis zu zwei Drittel und im Szenario „50-50-100“ um bis zu drei Viertel verringern.

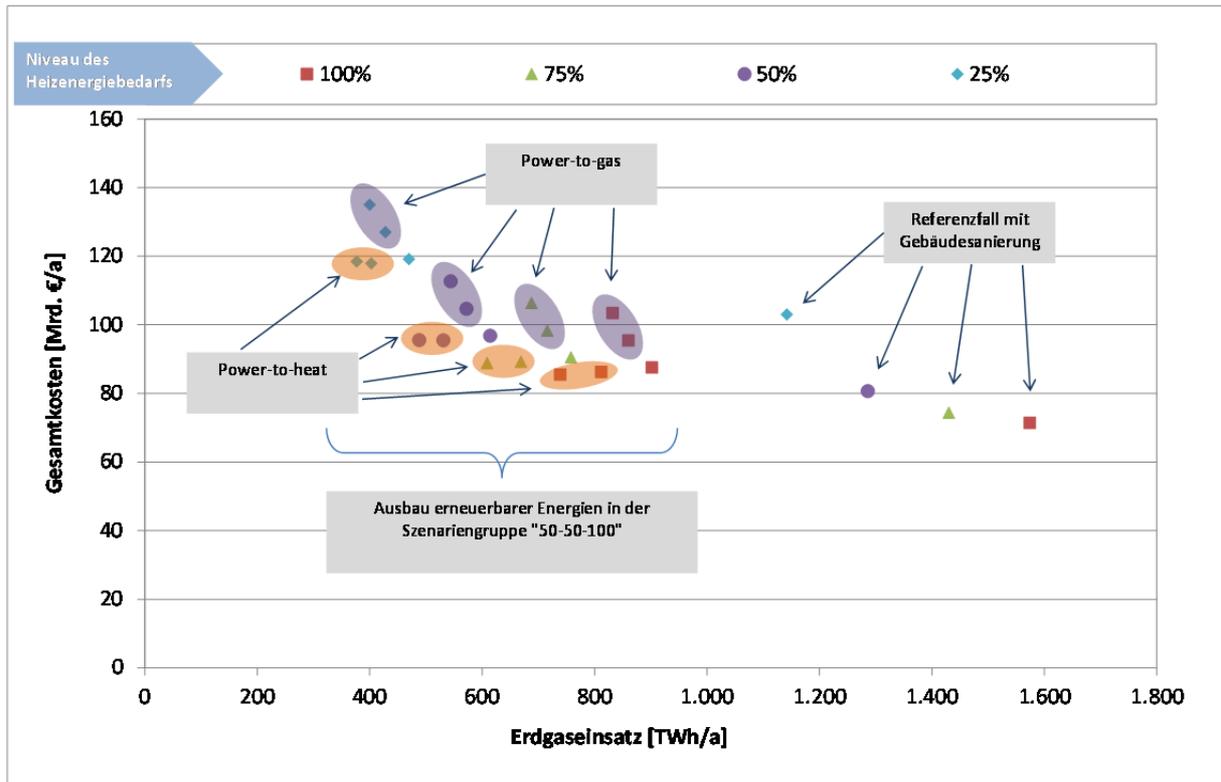


Abbildung 4: Einsparungen beim Erdgaseinsatz versus Gesamtkosten des Energiesystems für den Referenzfall und die Szenariengruppe „50-50-100“.

Es wurde zusätzlich zu den hier vorgestellten Optionen untersucht, welche Rolle Kraft-Wärme-Kopplung und Wärmepumpen spielen könnten. Dabei stellte sich heraus, dass die Kraft-Wärme-Kopplung generell ökologisch und bei vorhandenem Wärmenetz auch ökonomisch vorteilhaft ist. Sie konkurriert nicht mit dem Ansatz „Power-to-heat“, wohl aber mit der energetischen Sanierung der Gebäude. Wärmepumpen sind in der Szenariengruppe „Leitstudie 2050“ durchaus sinnvoll, in der Gruppe „50-50-100“ können die durch sie bereitgestellten großen Wärmemenge nicht mehr vollständig genutzt werden, wodurch sich das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Heizstäbe als günstiger erweist.

4 Schlussfolgerungen

Sofern für 2050 ein Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 80% angestrebt wird, scheint die Diskussion über die Nutzung von „überschüssigem“ Strom aus dargebots-abhängigen Technologien etwas verfrüht. Es lässt sich jedoch klar sagen, dass für das 80%-Ziel die Option „Power-to-heat“ günstiger ist als „Power-to-gas“.



Ferner wurde deutlich, dass die Debatte über die Kosten der Energiewende nicht auf der Basis einzelner Technologien, sondern auf Basis der Systemkosten geführt werden sollte.

Strom aus erneuerbaren Energien, der nicht direkt genutzt werden kann, sollte bis auf weiteres für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme eingesetzt werden. Wärmespeicher können dies sinnvoll unterstützen.

Das Konzept „Power-to-gas“ kann weiter erforscht und erprobt werden. Eine Markteinführung sollte jedoch zurückgestellt werden.

Als Backup für die Stromerzeugung aus dargebots-abhängigen Technologien wie Windkraft und Photovoltaik werden Gaskraftwerke benötigt. Letztlich muss nahezu die gesamte maximal auftretende Last durch dargebots-unabhängige Technologien abgedeckt werden können. Setzt man eine minimale Betriebsdauer von GuD-Kraftwerken von 3.000 Stunden pro Jahr an, dann können diese etwa ein Drittel der benötigten Backup-Kapazität stellen. Der Rest sollte durch kostengünstigere Gasturbinen bereitgestellt werden. Die GuD-Kraftwerke sollten immer dann für die Kraft-Wärme-Kopplung ausgelegt werden, wenn bereits ein Fernwärmenetz vorhanden ist.

Der Einsatz von „Power-to-heat“ konkurriert mit der energetischen Sanierung der Gebäude. Allerdings weist auch diese bei hohen Einsparungsquoten stark steigende Kosten auf. Das beste Kosten-Nutzen-Verhältnis für das Gesamtsystem liegt bei einer Reduzierung des Heizwärmebedarfs in einer Größenordnung von 50%.



Referenzen

- Agentur für Erneuerbare Energien 2012: Studienvergleich – Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke, Berlin, November 2012, www.energie-studien.de .
- Blesl, M.; Wissel, S.; Fahl, U., 2012: Stromerzeugung 2030 – mit welchen Kosten ist zu rechnen? Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 62 (2012), Heft 10, S. 20-27.
- BMU 2011: DLR, IWES, IfnE – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global („Leitstudie 2010“); Berlin, Februar 2011.
- BMWi 2012: Energiedaten, Berlin, Januar 2012, www.bmwi.de .
- Bundesregierung 2010: Das Energiekonzept 2050, Berlin, Oktober 2010.
- Bündnis 90 / Die Grünen: Energie 2050: sicher erneuerbar, Das grüne Energiekonzept jenseits von Uran, Kohle und Öl, Beschlossen auf der Fraktionsklausur in Mainz am 10.09.2010.
- dena 2012: dena-Sanierungsstudie, Teil 2: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung in selbst-genutzten Wohngebäuden; Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“, Berlin, März 2012.
- Jentsch et al. 2010: Erneuerbares Methan Kopplung von Strom- und Gasnetz. Chemnitz, 2010.
- Sterner 2009: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Kassel, 2010.
- Sterner et al. 2010: Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. In: Solarzeitalter 01/2010, S. 51 – 58.
- von Schnurbein 2012: Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 62 (2012), Heft 9, S. 38-42.