



Eröffnungsrede

Matthias Kurth
Präsident der Bundesnetzagentur

Power to Gas

Gemeinsame Veranstaltung von Bundesnetzagentur und Fraunhofer IWES
22. November 2011 in Berlin

Der Umbau der Energieerzeugung in Deutschland stellt für die Volkswirtschaft eine gewaltige Herausforderung dar. Der Übergang zu einer nachhaltigen Energieversorgung ist wahrscheinlich sogar eine der größten Herausforderungen des noch jungen 21. Jahrhunderts.

Bis dahin haben wir noch einen steinigen Weg vor uns, bei dem wir heute nur eines wissen: Wann wir da sein wollen: Im Jahr 2020 soll doppelt so viel erneuerbarer Strom erzeugt werden wie heute und zwei Jahre später, 2022, soll das letzte Kernkraftwerk vom Netz gehen. Danach soll es genauso zügig weitergehen. Schon 2050 soll der Strom nach dem Willen der Bundesregierung zu 80 % aus erneuerbaren Energien sein. Bis dahin müssen wir auch mit der Volatilität der Einspeisung zurechtkommen.

Um diese Ziele zu erreichen, wird es auf einen klugen Mix von Strategien ankommen. Dabei ist eine gehörige Portion Realismus angezeigt – vieles mag zwar mittel- bis langfristig machbar sein, wenn wir aber die kurzfristige Versorgungssicherheit gefährden, gefährden wir auch die langfristigen energiepolitischen Ziele.

Die Frage nach der Strategie wirft auch die Frage nach den Kosten der Energiewende auf. Vielfach wird befürchtet, dass die Energiewende zwangsläufig zu steigenden Energiepreisen führt. Das möchte ich etwas relativieren. Zunächst kann niemand seriös die Preise des Jahres 2015 oder gar 2020 vorhersagen. Der beste Indikator für Preisentwicklungen sind die langfristigen Terminkontrakte an den Energiebörsen und die signalisieren: Die Preise steigen, aber von Dramatik kann keine Rede sein.

Zudem kann die Energiewende in Zeiten sich verdüsternder Wirtschaftsentwicklung auch Konjunkturtreiber sein und höhere Energiepreise können sogar die Wettbewerbsfähigkeit steigern. Sie stellen einen Anreiz zur Modernisierung der Wirtschaft und zur Steigerung der Effizienz dar. Wir haben diesen Weg eingeschlagen und sollten ihn jetzt auch als Chance begreifen und nicht versuchen, Neues zu schaffen und gleichzeitig alte Strukturen zu bewahren.

Mir ist wichtig, hier ganz deutlich zwischen energiepolitischer Vision und kurzfristigen Erfordernissen der sicheren Energieerzeugung zu unterscheiden. Die Bundesnetzagentur jedenfalls interessiert nicht nur die Energielandschaft in zehn oder gar zwanzig Jahren, uns liegt vor allem auch an der Sicherheit der Energieversorgung in diesem und im nächsten Jahr, in diesem und im kommenden Winter. Neue Stromspeicher werden da wohl noch kaum eine nennenswerte Rolle spielen. Insofern sind nicht nur die künftigen Optionen der Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder Methan sondern auch die sonstigen Erzeugungskapazitäten und natürlich die Netze Teil meiner heutigen Überlegungen.

Neben ausreichender Erzeugungskapazität ist Netzausbau das Gebot der Stunde. Weil der volatil erzeugte Strom nicht erzeugungsnah verbraucht bzw. eingespeichert werden kann, muss er abtransportiert werden. Hier besteht unter sämtlichen Fachleuten Einigkeit. Insbesondere die sogenannte „Dezentralität“ der Erzeugung vermeidet keine Netze. Offshore-Windenergie-erzeugung findet weit entfernt von den Verbrauchsschwerpunkten statt. Auch die großen Potenziale für Onshore-Windstrom liegen eben gerade nicht lastnah. Der Traum dezentraler, weitgehend autarker Energieversorgung ist nicht realistisch. Deutschland ist ein Industrieland. Fast zwei Drittel des Stroms werden von Industrie und Gewerbe verbraucht – diese Strommengen lassen sich nicht dezentral erzeugen. Außerdem möchte ich den Bauern oder das Dorf sehen, das sich freiwillig vom Verbundnetz abkoppelt, weil es jetzt – „dezentral“ – ihren eigenen Strom erzeugen. Das werden weder die Bürger noch die Industrie mitmachen, denn häufige Stromausfälle und Netzschwankungen wie vor hundert Jahren wären die Folge. Dass das niemand will, darin besteht Einigkeit.

Wenn es aber um die Details des Netzausbaus geht, herrscht oftmals weniger Einigkeit. Es geht darum, wo und wann in welcher Technologie wie viel Netz gebaut werden muss, wie das finanziert werden soll und welche Alternativen es gibt.

Der Gesetzgeber hat mit der neu strukturierten Netzentwicklungsplanung einen grundlegend neuen Rahmen für den Ausbau der Übertragungsnetze geschaffen. Dieser Weg gliedert sich in die Schritte der Festlegung von Szenarien der möglichen energiewirtschaftlichen Entwicklung, die Erstellung eines Netzentwicklungsplans, die gesetzliche Feststellung des Bundesbedarfplans, die Bundesfachplanung und zuletzt die Planfeststellung.

Mit der Konsultation des Szenariorahmens hat die Bundesnetzagentur schon kurz vor Inkrafttreten der neuen Rechtslage begonnen. Der Rahmen umfasst drei wahrscheinliche Szenarien der zukünftigen Entwicklung der Energieversorgung, ohne eine Festlegung auf ein einziges „richtiges“ Szenario zu treffen. Es geht vielmehr um eine Brandbreite möglicher Entwicklungen. Die Bundesnetzagentur hat den Szenariorahmen umfassend konsultiert und wird ihn in den nächsten Tagen genehmigen.

Auf dieser Grundlage soll der Gesetzgeber einen Bedarfplan feststellen, auf dessen Basis die raumwirksame Bundesfachplanung und schließlich die Planfeststellung erfolgen sollen. Der erste „Bundesbedarfsplan Übertragsnetz“ kann voraussichtlich Ende nächsten Jahres vorliegen, wenn sich alle Partner, insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber an die verpflichtenden gesetzlichen Fristen halten. Die Bundesnetzagentur wird das ihrige dazu beitragen, dass dies verwirklicht wird, denn wenn wir eines seit den Berichten zum Kernkraft-Moratorium wissen: die Netze werden so schnell wie möglich gebraucht. Verzögerungen gehen zu Lasten der Versorgungssicherheit.

Speichertechnologien spielen in der mittel- bis langfristigen Realisierung der Energiewende eine Schlüsselrolle. Sie sind gewissermaßen die Achillesferse der Energiewende. Damit komme ich zum Kern der heutigen Veranstaltung. Der Ausbau von Wind- und Solaranlagen sorgt dafür, dass Strom immer seltener gleichzeitig mit dem Verbrauch erzeugt werden kann. Es bedarf also vergleichsweise riesiger Speichermöglichkeiten, die geeignet sind, Ökostrom ins bestehende System von Netzen, Kraftwerken und Verbrauchern zu integrieren. Speicher sind aus Sicht des Netzes übrigens zusätzliche Verbraucher und sparen darum keine Netze ein. Im Gegenteil, sie erfordern in aller Regel neue Netze.

Was aber klar sein muss: Es gibt keine letztgültige Sicherheit, welche Speichertechnologien tatsächlich Marktreife erlangen werden. Es gibt keinen konkreten Plan, welche Speicherkapazitäten wann gebaut werden müssen, um die wachsenden Ökostrommengen zwischenspeichern zu können. Wir befinden uns im Bereich „Zukunftsmusik“ – ohne die ein ambitioniertes Projekt wie die Energiewende nicht auskommt. Dieser Zukunftsaspekt darf aber über die Erforderlichkeit von zusätzlicher konventioneller Erzeugungskapazität und

neuer Leitungen nicht hinwegtäuschen. Insbesondere auch, da Schwankungen in einem großen Netzverbund weniger ins Gewicht fallen.

Was ist der Status Quo? In Deutschland ist eine Pumpspeicherleistung von etwa 7 GW installiert. Diese Kraftwerke sind für eine Nutzungsdauer von täglich 4 bis 8 Stunden ausgelegt, was eine Gesamtspeicherkapazität von etwa 40 GWh ergibt. Das ist Dimensionen von der erforderlichen Speicherkapazität entfernt. Auch unter Berücksichtigung von im deutschen Energiemarkt einsetzbaren Pumpspeicherkraftwerken in den Alpenländern oder in Norwegen stellt sich das Bild nicht bedeutend anders dar.

Es werden zahlreiche Ansätze diskutiert, zeitweise hatte ich den Eindruck, dass fast wöchentlich neue Technologien in die Debatte geworfen werden. Das ist gut, weil es Ausdruck der innovativen Kraft ist, die die Energiewende begleiten muss. Es zeigt aber auch, dass wir eine Diskussion mit vielen Unbekannten führen, technisch und ökonomisch.

Im Moment scheinen mir zwei Speichertechnologien am nächsten zu liegen. Andere Speichertechnologien haben, was Kosten und Kapazitäten angeht, deutlich größeren Entwicklungsbedarf und werden wohl keinen wesentlichen Beitrag zur Energiewende leisten können bzw. erst deutlich später zu anderen Technologien hinzutreten. Diese beiden Speichertechnologien sind auch zwei von den vier Möglichkeiten, die die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept vom 28.09.2010 aufgeführt hat,

Erstens kann Strom in Wasserkraftanlagen in Norwegen in Form großer Wassermengen in Gebirgsseen gespeichert werden. Aus die entsprechenden Preissignale – Strom günstig aufnehmen, wenn er im Überfluss vorhanden ist, und vermarkten, wenn er knapp wird – werden die Norweger letztlich gern reagieren.

Allerdings muss ich feststellen, dass schon die Kapazität aller auch nur entfernt erörterten Projekte bei weitem nicht ausreichen wird, Lastspitzen in Deutschland zu decken, wenn die erneuerbare Energieerzeugung dies nicht gewährleisten kann. Zudem steht selbst in Norwegen nicht unbegrenzt Speicherkapazität zur Verfügung und das norwegische Onshore-Netz ist auf die Aufnahme großer Strommengen nicht ausgelegt und lässt sich nicht ohne Weiteres und in beliebigem Umfang aufrüsten. Kabel nach Norwegen können allenfalls einen kleinen Beitrag zur Lastdeckung leisten.

Zweitens kann das Erdgasnetz in Deutschland große Mengen Energie aufnehmen, der per Elektrolyse aus überschüssigem Strom erzeugt werden kann. Diese technologischen Überlegungen beflügeln die Phantasie vieler Marktteilnehmer – insbesondere in der Gaswirtschaft. Power to Gas scheint mir im Moment tatsächlich eine der großen Hoffnungen in der Diskussion um Speichertechnologien zu sein. Die Erdgasinfrastruktur bietet in der Tat ein enormes Speicherpotential. Mit einem Volumen von 20 Mrd. Kubikmetern kann es 106 Terawattstunden elektrische Energie zwischenspeichern. Zum Vergleich: Die genannten deutschen Pumpspeicherkraftwerke haben eine Kapazität von 0,04 Terawattstunden und sind für eine Nutzungsdauer im Stundenbereich ausgelegt. Das Gasnetz verfügt hingegen über ein Speichervolumen, das etwa einem Sechstel der jährlichen Stromproduktion in Deutschland entspricht. Es kann dadurch insbesondere auch als saisonaler Speicher genutzt werden. Dem Gasnetz und der deutschen Gaswirtschaft käme eine neue Rolle zu.

Die chemischen Verfahren sind schon lange bekannt. Diese Form der Umwandlung von Wasser zu Wasserstoff wurde erstmals um 1800 vom deutschen Chemiker Johann Wilhelm Ritter nachgewiesen. Die wichtigste Anwendung der Wasserelektrolyse heute ist die Gewinnung von oft industriell genutztem Wasserstoff. Im Rahmen der Diskussion um die erforderlichen Speichertechnologien kommt ihr nun vielleicht eine weitere, ganz neue Bedeutung zu.

In Elektrolyseanlagen könnte Wasser mit Hilfe von überschüssigem Strom in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt werden. Der Wasserstoff könnte in das Erdgasnetz eingespeist werden und im Bedarfsfall beispielsweise in Gaskraftwerken wieder verbrannt werden. Eine gewisse Beimischung scheint technisch unkritisch zu sein, da schon heute Grenzwerte für Wasserstoff im Erdgasnetz gelten, die kaum je erreicht werden. Zudem werden auch die Folgen einer höheren Beimischung von Wasserstoff diskutiert.

Darüber hinaus könnte der Wasserstoff mit dem Treibhausgas Kohlenstoffdioxid verbunden werden. Wenn Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid reagiert, entsteht das als Erdgas bekannte Methan. Es sind einige Herkunftsquellen für das erforderliche Kohlenstoffdioxid denkbar und es ist reichlich vorhanden in Stromerzeugung, Biogasanlagen oder Industrieprozessen. Das Fraunhofer Institut hat ausgerechnet, dass zum Beispiel in der Stahlerzeugung jährlich etwa 30,8 Mio. Tonnen Kohlenstoffdioxid anfallen, die ein Potential zur Methanisierung von 273 Terrawattstunden Strom bergen. Das darf aber über offene Fragestellungen nicht hinwegtäuschen. Zum Beispiel müsste das Kohlenstoffdioxid in räumlicher Nähe der Elektrolyse und den Gasnetzen anfallen oder es müssen Transportfragen geklärt werden

Wenn der Ausgang eines Projektes nicht sicher ist, ist es immer einfach, düstere Warnungen vor noch völlig ungeklärten Fragen und gar vor dem Scheitern auszusprechen. Und in der Tat: Der Beweis, dass die Speicherung von Strom im Gasnetz im großtechnischen Umfang und zu vertretbaren Kosten tatsächlich möglich ist, steht noch aus. Klar ist aber, dass es sich um vielversprechende Überlegungen handelt – das allein schon rechtfertigt nennenswerte Anstrengungen zur Weiterentwicklung dieser Technologie. Zahlreiche Aktivitäten sind zu verzeichnen und erste Pilotanlagen sollen ans Netz gehen.

Diese Anstrengungen laufen parallel zu dem anhaltenden Veränderungsdruck, dem der Gasmarkt weiterhin ausgesetzt sein wird. Im Wärmemarkt dürfte der Gasverbrauch in Folge besserer Wärmedämmung und alternativer Heizmöglichkeiten sinken. Klimapolitisch steht eine Dekarbonisierung der Industriegesellschaft an, was langfristig auch die Rolle des fossilen Erdgases begrenzt. Auf dem Weg dahin kann es zu gegenläufigen Entwicklungen kommen. So lassen die Veränderungen des Strommarktes sogar einen Ausbau der gut regelbaren Gaskraftwerke profitabel erscheinen. In diesem Umfeld scheinen mir Aktivitäten zur zukünftigen Rolle der Gasnetze durchaus sinnvoll zu sein.

Die Rahmenbedingungen für Wasserstoff und synthetisch erzeugtes Gas jedenfalls sind klar. Zugang zum Gasversorgungsnetz und dessen Nutzung sind gewährt. Es gelten vollumfänglich die geltenden gesetzlichen Regelungen. Wenn das verwendete Kohlendioxid zu mindestens 80 % aus Erneuerbaren Energien stammt, wird durch die entsprechende Erweiterung der Biogasdefinition im Energiewirtschaftsgesetz zudem der privilegierte Netzzugang der Regelungen zum Biogas gewährt. Das beinhaltet den vorrangigen Anschluss für Betreiber von Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen, den vorrangigen Netzzugang für Transportkunden von Synthesegas und einen erweiterten Bilanzierungszeitraum mit Flexibilitätsrahmen. Die Zuständigkeit für Anschluss- und -transportfragen liegt bei der Bundesnetzagentur.

Neben der großtechnischen Realisierbarkeit von Power to Gas, wird es zum Schluss auf die Wirtschaftlichkeit der Technologie ankommen. Ein Nachteil sind Wirkungsgradverluste. Erstens bei der Umwandlung in Wasserstoff und gegebenenfalls noch mal bei der Methanisierung. Natürlich sind die Verluste verschmerzbar, weil der Strom aus Sonne und Wind ja gerade im Überfluss anfällt, sie verteuern im Ergebnis aber den Strom. Strom aus synthetischem Erdgas kostet im Idealfall zwischen 6 und 8 Cent pro Kilowattstunde, was bis zu vier Mal über den Handelspreisen liegt. Mir erscheint völlig offen, wer diese Rechnung am Ende zahlt. Bevor wir aber eine abschließende Rechnung aufmachen, sollten wir ein klares Bild der Technologie und ihres Potentials entwickeln. Diese Diskussion wollen wir führen – deshalb haben wir Sie eingeladen.