

Wasserstoff aus Strom bzw. „power to gas“, das umwelt- und klimabelastende, teure und unnötige Beschäftigungsprogramm für Atom- und Kohlekraftwerke – Vernetzen statt vernichten –

Dr.-Ing. Hartmut Euler*

Der Beitrag gibt die private Fachmeinung des Autors wieder.

Der Vorstandsvorsitzende der E.ON Tochter E.ON-Hanse hat anlässlich des Unternehmertags des Unternehmensverbands Nord am 18.6.2013 im schleswig-holsteinischen Fockbek eine „Neujustierung“ der Energiewende gefordert und dazu zwei Kernpunkte vortragen:

E.ON wünscht weniger Hochspannungsleitungen und mehr Wasserstoff

- Es sollten nicht mehr so viele Stromleitungen gebaut werden und der Strom nicht mehr weit transportiert werden, besser wäre eine „Wertschöpfung vor Ort“ und,
- es solle sehr viel mehr Strom in Wasserstoff umgewandelt werden, schließlich gäbe es die Erdgasnetze als große Speicher; erste große E.ON Pilotprojekte für die „neue power to gas Technologie“ würden im Herbst 2013 in Hamburg starten.

Auch RWE und die anderen großen Kraftwerksbetreiber entfalten vergleichbare Aktivitäten.

Solange es beim Thema Wasserstoff aus Strom nur um den vorübergehenden Abbau kurzzeitiger Stromspitzen bei Starkwind und Stromnetzengpässen ging, konnte man das Geschehen noch positiv – interessiert verfolgen. Nach dieser Ankündigung und anderen entsprechenden Aussagen ist jedoch eine neue Grundsatzdiskussion erforderlich:

Was passiert, wenn man diesem (technisch zweifellos machbaren) E.ON – Wunsch folgt? Beispiel: Eine 5 MW Windkraftanlage in Norddeutschland erzeugt bei 2000 Vollaststunden 10 Mio. kWh Strom pro Jahr. Mit einer neuen Hochspannungs-Gleichstrom-Leitung nach Stuttgart oder München, die 3 % Verluste bei 1000 km Entfernung hat, kommen 9,7 Mio. kWh dort an, die 9,7 Mio. kWh Atomstrom und/oder Kohlestrom verdrängen und dort Menschen, Industrie und Gewerbe mit Strom versorgen.

Werden die 10 Mio. kWh dagegen in eine Elektrolyseanlage geschickt, so gibt es zwei Antwortteile:

1. **Korrektweise wird stets Antwortteil 1 genannt:** die 10 Mio. kWh werden mit einem Wirkungsgrad von 70–80 % in 7–8 Mio. kWh Wasserstoff umgewandelt und können damit entweder gespeichert und rückverstromt werden, oder in Industrie bzw. Verkehr eingesetzt werden. Der Wasserstoff wird dann gänzlich emissionsfrei verbrannt¹ und verdrängt eine ähnlich hohe Menge an Erdgas, Benzin oder Diesel. Dies vermeidet in beiden Fällen 1600 bis 2000 Tonnen des klimawirksamen

Gases CO₂. Aus diesen Vorgängen werden oft die Attribute „energiesparend“, „klimafreundlich“ oder „umweltverträglich“ abgeleitet.

2. **Fehlerhafterweise wird fast nie Antwortteil 2 mitgenannt:** Aus grundsätzlichen physikalischen Gründen, die mit dem 2. Hauptsatz der Thermodynamik zusammenhängen (Wertigkeit der Energie und Energieentwertung) gehen bei diesem Vorgang 2/3 bis 3/4 des Energiewertes des Stroms in der Praxis unwiederbringlich und unvermeidlich verloren², so dass bei der Rückverstromung über Motor oder Brennstoffzelle nur 2,7–3,6 Mio. kWh wieder eingespeist werden, bei der Industrie- und Verkehrslösung gar kein Strom.

Da jedoch Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz immer ausgeglichen sein muss (sonst würde das Stromnetz zusammenbrechen), werden die fehlenden 6,4–7,3 bzw. 9,7 Mio. kWh jeweils sekundengenau und untrennbar mit der Wasserstoffproduktion verbunden durch Mehrproduktion von anderen Kraftwerken, also den Atom-, Kohle und Gaskraftwerken der großen Kraftwerksbesitzer ausgeglichen. Dabei werden bezogen auf 2012 25,3 Mio. kWh Kraftwerksbrennstoffe, 18,7 Mio. kWh Kohle und Gas verbrannt sowie 6,6 Mio. kWh Kernbrennstoffe zusätzlich gespalten. Den vermiedenen CO₂ Emissionen stehen damit Mehremissionen in Höhe von 5.700 Tonnen, bei genauerer Betrachtung (die erneuerbaren Energien verdrängen keine erneuerbaren) sogar ca. 7400 Tonnen CO₂ gegenüber. Es ergeben sich also heute immer CO₂-Mehremissionen von 3700 bis 5400 Tonnen CO₂, wenn der Strom einer solchen großen Windkraftanlage für die Wasserstoffherzeugung abgezweigt wird, im Vergleich zu dem Referenzfall, dass man dies unterlässt. Die Schwefeldioxidemissionen werden um 2,1–4,3 Tonnen und die Stickoxidemissionen um 3,1–6 Tonnen erhöht.

Aus dem genannten wird das Motiv für das Interesse der großen Kraftwerksbesitzer an Wasserstoff aus Strom deutlich: Beschäftigungsprogramm für Atom- und Kohlekraftwerke. Es sollen die bestehenden Kohle- und Atomanlagen vor dem absatzmindernden erneuerbaren Strom geschützt werden und entsprechend mehr Strom produzieren können – mit den genannten negativen Rückwirkungen auf Umwelt, Klima und Natur und verbunden mit entsprechenden unnötigen Stromkostensteigerungen.

* Dr.-Ing. Hartmut Euler, Ministerialdirigent, ist seit 1988 bei der schleswig-holsteinischen Landesregierung Grundsatzreferent Energie und Abteilungsleiter für Energiewirtschaft mit intensiver Begleitung des EEG, der erneuerbaren Energien und der Energieeinsparung, ab 2003 Abteilungsleiter für Klimaschutz, Immissionschutz und Abfall und heute Abteilungsleiter für Technologie im schleswig-holsteinischen Wirtschaftsministerium. Kontakt: drhartmuteuler@gmail.com

1. Diese stets betonte Eigenschaft stimmt nur ausnahmsweise, wenn Wasserstoff mit reinem Sauerstoff verbrannt wird; bei Verbrennung mit Luft entstehen, wie bei allen Verbrennungsprozessen, Stickoxide; hier nicht weiter betrachtet.

2. Ganz genau genommen (jetzt nur für Fachleute) und in der Theorie gilt dies bei der stofflichen Nutzung von Wasserstoff nicht; H₂ hat einen Arbeitswert von 0,945, so dass etwa 80 % der Exergie des Stroms erhalten bleiben. Da Motoren und Brennstoffzellen jedoch nur real einen Wirkungsgrad Brennstoff / Strom von ca. 40 % haben, relativiert dieser Hinweis der Thermodynamik-Expertinnen bzw. -Experten die o.g. Aussage in der Praxis nicht.

Lange konnten die erneuerbaren Ihre erfolgreiche Klimaschutz- und Energiewendeaufgabe durch verdrängen von Kohle- und Atomstrom erfüllen, ohne dass diese Tätigkeit durch Elektrolyseure unnötig geschmälert wurde. Sie sollten dieser Aufgabe auch in Zukunft erfolgreich nachkommen können. Diesbezüglich gibt es noch viel zu tun – ca. 75 % nichterneuerbarer Strom in Deutschland (2012) muss bis 2050 noch verdrängt werden.

Positive Aussagen zu Energieeinsparung, Umwelt- und Klimaschutz bei Wasserstoff aus Strom gehen immer auf methodische Fehler zurück und sind sonst nicht möglich

Weiterhin muss in aller Deutlichkeit formuliert werden: Wenn jemand bei einer ökonomischen Gewinn- und Verlustrechnung nur die Gewinne benennt und die Verluste zu nennen „vergisst“, dann ist dies fehlerhaft.

Unter heutigen Bedingungen (75 % fossiler und atomarer Anteil an der Stromerzeugung) sind alle positiven Aussagen zu ökologischen Auswirkungen der Wasserstoffproduktion aus Strom immer auf eine methodisch und sachlich fehlerhafte bzw. „vergessene“ Bilanzierung mit den Rückwirkungen auf den Kraftwerkspark zurückzuführen³, Wasserstoff aus Strom ist also immer das genaue Gegenteil von „energiesparend“, „klimafreundlich“ und „umweltverträglich“ – von einer Ausnahme abgesehen. Und es wird immer offensichtlicher, dass die Wasserstoffbefürworter wegen aussichtsloser Wirtschaftlichkeit auf öffentlich geregelte Subventionierung durch Steuerzahler oder Stromkunden (Steuerbefreiungen, Steuersubventionen, erneuerbare Energien Gesetz, Kapazitätsmärkte, Sonderregelungen bei den Netznutzungsentgelten, Anrechnung bei Quoten u.ä.) hinarbeiten.

Zu der einen Ausnahme: Natürlich ist es besser, Strom irgendwie, auch noch so verschwenderisch, zu nutzen, als ihn bei Starkwind und nicht ausreichendem Stromnetz abzuregeln. Die zu diesem Problem passende Anlage, nämlich ein Elektrolyseur, der nur bei sehr starkem Wind für etwa 300–500 Stunden Netzengpass im Jahr arbeitet und der sich abschaltet, wenn 6 Windstärken unterschritten werden und der wieder abgebaut wird, wenn die Leitungen fertig sind, ist lange erforscht worden mit dem Ergebnis, dass dies wirtschaftlich überhaupt nicht darstellbar ist. Ab knapp 1000 Stunden sind dann allerdings die Verluste durch den Elektrolyseur schon größer, als die Verluste der Abregelung. Ferner haben große Elektrolyseure mit ca. 5 Jahren Bauzeiten, die ähnlich groß sind wie die Bauzeiten der Stromleitungen, die die Elektrolyseure dann wieder überflüssig machen.

Vermeidung von Netzengpässen ist längst nicht mehr das Thema

E.ON baut den Elektrolyseur nicht, wie ursprünglich geplant, an der Westküste Schleswig-Holsteins, wo es zeitlich befristet Stromnetzengpässe gibt, sondern in Hamburg, wo von Netzengpässen (die der E.ON Hanse Vorstand durch weniger Stromnetze jetzt selbst erst erzeugen will – s.o.) nicht die Rede sein kann. Die geplanten Elektrolyseure sind immer für weit mehr als 4000 Stunden ausgelegt, nicht für die 500, für die das o.g. Argument gelten könnte.

Grundsätzliches zum Wasserstoff

Wasserstoff (H₂) kommt auf der Erde in unverbrannter Form praktisch nicht vor, sondern fast nur in der „verbrannten“ Form Wasser. Er muss also immer unter Energieeinsatz hergestellt werden. Wasserstoff wird seit Jahrzehnten mit wenig Energieverlust (Wirkungsgrad 85–90 %) in der chemischen Industrie mit Hilfe von Reformern aus Erdgas hergestellt.

Wer im Internet sucht, stößt schnell auf mindestens 2 „Erfinder der neuen power to gas Technologie“, die Instituten mit dem Begriff „solar“ im Namen vorstehen. Dazu 2 Anmerkungen: Zu „erfinden“ gab und gibt es wenig. Jeder kennt aus der 9. Schulklasse den Versuch: Wasser, Anode, Kathode, Knallgas (= Wasserstoff), Wumm. Mit „solar“ hat das ganze grundsätzlich ebenfalls wenig zu tun: Jahrzehntlang war es eher das Ziel der Forschung, Atomstrom für Autos nutzbar zu machen.

Der Wirkungsgrad bei der Herstellung von Wasserstoff aus Strom mittels Elektrolyse klingt zwar zunächst mit 70 %–80 % (nach dem 1. Hauptsatz der Thermodynamik-Erhaltungssatz der Energie) günstig – ergebnisentscheidend ist aber der 2. Hauptsatz, der nicht nur die Energiemenge, sondern die unterschiedliche Wertigkeit der Energie mitberücksichtigt. Bei Betrachtung nach dem 2. Hauptsatz wird hochwertiger Strom in den einfachen Brennstoff Wasserstoff umgewandelt und damit irreversibel entwertet. In der Praxis ist damit die Herstellung von Wasserstoff aus Strom aus Verbrennungskraftwerken 3- bis 4-mal energieaufwändiger als die konventionelle Herstellung aus dem ebenfalls einfachen Brennstoff Erdgas.

Wasserstoff hat immer 3- bis 4-mal mehr Energieverbrauch als das Referenzsystem

Die genannten hohen Verluste von 2/3 bis 3/4 bei der Strom-zu-Strom Betrachtung (gleiches Produkt) ist deutlich zu unterscheiden von den Verlusten, die z.B. bei der Umwandlung von Brennstoff in Strom im Kraftwerk oder von Brennstoff in Antrieb beim Auto verlorengehen. Verschiedene Beispiele:

1. Bei der Anwendung, z. B. beim Vergleich Elektro- bzw. Batterie- Auto / Bus oder Wasserstoff- Auto / Bus ist der Energieverbrauch bzw. Stromverbrauch bei letzterem 3- bis 4-mal höher. Stellvertretend für die vielen, unstreitigen Belege hier nur ein Zitat eines VW-Entwicklungschefs⁴ „Wenn wir aber den Wasserstoffpfad mit dem Weg der Batteriespeicher vergleichen, stellen wir fest, dass der Strom-Batterie-Pfad die drei- bis vierfache Effizienz aufweist.“
2. Die Deutschen Bahn hat in einer Studie aus dem Jahr 1999 festgestellt, dass der Brennstoffzellenantrieb aus Wasserstoff nur dann, im „best case“ geringfügig (um 0,6 %) schlechter ist (mit Gesamtwirkungsgrad von 31,7 %) als der diesel-(elektrische) Antrieb, wenn der Wasserstoff aus Erdgas gewonnen wird. Wird er jedoch aus Strom gewonnen, so ergibt sich von Kraftwerksbrennstoff bis Antrieb der „worst case“-Gesamtwirkungsgrad von 6,1 %⁵, ca. 5 mal schlechter als der Wirkungsgrad einer herkömmlichen Elektrolokomotive von 36 %–39 % im Kraftwerk und fast verlustfreiem Elektromotor. Die Elektrolokomotive

3. Vor über 25 Jahren wurde im Rahmen des allgemein anerkannten GEMIS-Rechensystems (Globales Emissions-Modell integrierter Systeme) unter anderen zwischen Öko-Institut und Elektrizitätswirtschaft gemeinsam festgelegt, dass bei Energie- und Emissionsrechnungen die Rückwirkungen auf den Kraftwerkspark zwingend mitberücksichtigt werden müssen. Wäre dies nicht so, hätten z.B. Blockheizkraftwerke keine Umweltvorteile gegenüber Gasheizungen, sie erhalten sie nur durch Einbeziehung der vermiedenen Emissionen des verdrängten konventionellen Stroms – entsprechend müssen umgekehrt z.B. bei abgezweigtem Strom für Nachtspeicherheizungen der zusätzliche Brennstoffeinsatz und die zusätzlichen Emissionen des hierbei gleichzeitig erzeugten Stroms einbezogen werden – sonst wären die Nachtspeicherheizungen emissionsfrei. Gleiches muss natürlich auch für den Strom gelten, der für Elektrolyseure / Wasserstoff aus dem Stromnetz entnommen wird.

4. Dr. Wolfgang Steiger, Leiter der Forschungsstelle Antriebe im VW Konzern, in einem Interview in „Neue Energie“ November 2007; die konkreten Messungen am Fahrzeug Touran ergaben ein Verhältnis von 3,9 : 1 : IFEU, Kurzgutachten Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Im Auftrag des BMU, 2009, S. 13/14.

5. Hauser, Kleinow, Ponholzer, „Ökologischer und ökonomischer Vergleich vorgelagerter Prozessketten alternativer Kraftstoffe“, Deutsche Bahn, München/Berlin 1999

- tive fährt also 5x mehr Kilometer mit dem gleichen Energieeinsatz, als die Wasserstofflokomotive.
3. Wird in der chemischen Industrie der traditionelle Herstellungsprozess von Wasserstoff aus Erdgas durch Wasserstoff aus Strom ersetzt, so ergibt sich ebenfalls der o.g. Mehrverbrauch an Brennstoffen um den Faktor 3–4.
 4. Im Wärmemarkt benötigt eine Wasserstoffheizung aus Strom etwa 4 mal mehr Energie als eine effiziente elektrische Wärmepumpe.
 5. Ein 2002 durchgeführter Wasserstoff-Feldversuch in Büsum zeigte, dass man nicht nur auf die gut messbaren Punkte „Wirkungsgrad des Elektrolyseurs“ und „Wirkungsgrad des Motors/der Brennstoffzelle“ achten muss, sondern dass gerade beim Handling des Wasserstoffs (Pumpen, Kühlen, Komprimieren, Entspannen) große Verluste auftreten können, die dort zu dem Ergebnis führten, dass nur 13–15 % des eingesetzten Stroms wiedergewonnen wurden. Das 6- bis 7-fache des rückgewonnenen Stroms musste zuvor eingesetzt werden⁶.
 6. Auch wenn es beim Thema „Handling“ durchaus noch erhebliche offene Fragen jenseits der Laborversuche gibt, geht das IWES Institut in Kassel heute davon aus, dass Strom-Rückgewinnungsquoten von 36 % (knapp das Dreifache des rückgewonnenen Stroms muss zur Speicherung eingesetzt werden) erreichbar sind. Dieses immer noch dramatisch schlechte Ergebnis ist grundsätzlich kaum noch verbesserbar.

Da erneuerbarer Strom mit Einspeisevorrang immer ohnehin eingespeist wird, ist der Zusatzstrom für Wasserstoff Atom- und Kohlestrom⁷

Bei der oben dargelegten „heute“ Darstellung werden die bei der Wasserstoffproduktion zwangsläufig entstehenden riesigen Verluste durch fossile und atomare Mehrproduktion von Strom ausgeglichen. Die erneuerbaren produzieren ohnehin alles, was sie können und haben Einspeisevorrang.

Aber auch in einer fernerer Zukunft, wenn die erneuerbaren erheblich größere Anteile haben oder die Stromversorgung vollständig übernehmen, können die Verluste der Wasserstoffproduktion nicht einfach unbeachtet bleiben und ausgeblendet werden. Es müssen dann 3- bis 4-mal mehr Wind- und Solaranlagen errichtet werden, als wenn effiziente Lösungen gefunden bzw. genutzt werden. Da seien die Fragen erlaubt: Wo sollen die alle stehen? Wer soll die alle bezahlen? Was sagen Naturschützer und Strompreiszahler dazu? Auch und gerade erneuerbare Energien brauchen Effizienz.

Natürlich brauchen wir Speicher – welche Optionen bestehen?

Die wichtigste Speicheroption ist das genaue Gegenteil von dem, was der E.ON-Hanse Vorstand fordert: Wir brauchen viel mehr (sehr verlustarme) Stromleitungen, um Speichernotwendigkeit zu vermeiden und um überhaupt ein System der erneuerbaren Energien sinnvoll betreiben zu können. Es geht nicht nur um Stromleitungen aus dem (windreichen) Norden in den (windärmeren) Süden Deutschlands, sondern es müssen überall, wo der Wind gerade weht und die Sonne gerade scheint, erheblich mehr Wind- und Solaranlagen installiert werden, als dort gebraucht werden, um die Überschüsse in die Gegenden zu transportieren, wo gerade kein Wind weht und keine Sonne scheint.

Daneben gibt es die Optionen Lastmanagement, Bau flexibler Gaskraftwerke, Bau flexibler Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Pumpspeicher, Biogasanlagenspeicher (Wärme und Gas), Batterien und Druckluftspeicher, die alle ihre besonderen Vor- und Nachteile haben. Sie alle weisen alle in der Regel spezifische Verluste von weit weniger als 10 % auf (Pumpspeicher und Druckluftspeicher ca. 25–35 %), während Wasserstoff 64–75 % Verluste aufweist. Am

interessantesten ist jedoch die Option „Anschluss an die bestehenden Gebirgsspeicher, insbesondere in Skandinavien“

Wer in Deutschland nach Wasserspeichern sucht, stellt fest, dass es wenig gibt und auch die Ausbaumöglichkeiten begrenzt sind. Deutschland verfügt derzeit über 0,05 TWh (Terawattstunden = 1 Mrd. kWh) Kapazität in Pumpspeicherkraftwerken.

Skandinavien hat 2300 mal mehr Speicherkapazität als Deutschland

Norwegen und Schweden haben hingegen in seit langem vorhandenen, für die Stromerzeugung betriebenen Speicherseen ein Arbeitsvolumen bzw. eine Kapazität von 116 TWh (Norwegen 82 TWh und Schweden 34 TWh). Es ist damit 2300 mal so groß, wie das deutsche und 10 mal so groß, wie die Wasserkraftpotentiale Österreichs und der Schweiz von zusammen 12 TWh. Zum Vergleich: Ein großes deutsches Kernkraftwerk mit einer Nettolistung von 1300 MW leistet bei Volllast (8000 Stunden im Jahr) eine Jahresarbeit von etwa 10 TWh. Das vorhandene Speichervolumen in Norwegen und Schweden entspricht also der Jahresstromproduktionsmenge von 11–12 großen Kernkraftwerken.

Um häufig gehörte Missverständnisse gleich zu korrigieren: es geht nicht darum, neue Speicherseen dort zu errichten, es geht erst recht nicht darum, Salzwasser in Süßwasserseen zu pumpen und es geht zumindest bis 2030 auch nicht darum, diese Seen in Pumpspeicherseen umzubauen (obwohl dann diese zusätzliche Option für ganz Europa interessant sein könnte), sondern es geht um eine andere Fahrweise der seit langem für die Stromerzeugung genutzten Seen und recht moderate Eingriffe und Investitionen, denen allerdings natürlich die Norweger bzw. Schweden zustimmen müssten.

Norwegen und Schweden nutzen bislang nur die Stromerzeugungsfunktion dieser Speicherseen; die ebenfalls vorhandene Stromspeicherfunktion wird gegenwärtig fast nicht genutzt.

Die Prognos-Studie „Bedeutung der internationalen Wasserkraftspeicherung für die Energiewende“⁸ aus dem Jahre 2012, an der auch norwegische Experten mitgearbeitet haben, beschreibt die Nutzungsmöglichkeiten wie folgt: Die Speicher werden gegenwärtig in einem Jahreszyklus weitgehend gefüllt und entleert (Maximum nach der Schneeschmelze im Mai, Minimum im Winter) und können so, mit nur sehr geringen Ergänzungen durch Pumpspeicher, ca. 95 % des norwegischen – einschließlich der Gebäudebeheizung – und 46 % des schwedischen Strombedarfs aus Wasserkraft decken.

Spezifische Verluste der Speicherung in Skandinavien 20- bis 30-mal geringer, als bei Speicherung über Wasserstoff⁹

Im Rahmen der Studie wird ausschließlich die indirekte Speicherung betrachtet, bei der überschüssiger Strom aus hiesigen erneu-

6. Vanselow, Klaus; Voigt, Wolfgang; Bojens, Gero; Hein, Burger, „Fortschritt des FEEDWings-Projektes zur Windenergiespeicherung, Jahresbericht 2002/2003 Forschungs- und Technologiezentrum Westküste, Büsum, Christians-Albrechts-Universität zu Kiel, S. 55–59 <http://www.uni-kiel.de/ftzwest/archiv/FTZ-JB02+03-orig.pdf>

7. In erster Näherung entstammt entsprechend der Durchschnittsverteilung 75 % des Stroms aus nichterneuerbaren Kraftwerken, in 2. Näherung wegen des Einspeisevorrangs 100 %. Richtig sind es 100 % minus der wenigen kWh, die dann eingespeist werden, wenn aberegelt wird, sofern der Elektrolyseur dort arbeitet, wo dies relevant ist – also sind heute jedenfalls über 95 % des Elektrolyseurstroms Atom-, Kohle- und Erdgasstrom.

8. Prognos Studie: Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende; im Auftrag des Weltenergieerats Deutschland http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/121009_Prognos_Bericht_Internationale_Speicherung_WEC_9_Oktober_2012.pdf

9. Siehe ergänzende Berechnungen

erbaren Energien in Skandinavien direkt verbraucht wird, während die dortigen Wasserkraftspeicher geschont werden und sich bei Regen wieder auffüllen. Das Wasser bleibt also „einfach oben“, wenn anderswo Stromüberschüsse durch starken Wind bestehen. In Skandinavien wird dann zu einem späteren Zeitpunkt der Strom für den Export bzw. Rücktransport, z.B. nach Deutschland, erzeugt. Dieses System leistet seine Speicherdienste praktisch verlustfrei mit Ausnahme der geringen (2 x 4 % hin und zurück, also 8 %) Verluste der zu errichtenden HGÜ-Kabel. (HGÜ= Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) Dies würde aber nicht nur einen entsprechenden Ausbau der Stromnetze nach Norwegen/Schweden und in Norwegen /Schweden voraussetzen, sondern die Turbinen an den vorhandenen Wasserkraftwerken müssten wesentlich ertüchtigt/in Ihrer Leistung gesteigert werden, da beim Rücktransport des Speicherstroms dieser zusätzlich zu dem Strom für die Versorgung Skandinaviens erzeugt werden muss.

Insgesamt ergibt sich nach der Studie „langfristig eine Wirtschaftlichkeit für Interkonnektoren (= Leitungen) zwischen Deutschland und Skandinavien von 10–15 GW bei betriebswirtschaftlicher Verzinsungsanforderung. Abzüglich der bereits installierten Leistung von heute 3 GW liegt das langfristige wirtschaftliche Neubaupotential bei 7 bis 12 GW für Interkonnektoren zwischen Deutschland und Skandinavien.“ (7.000 bis 12.000 MW).

Im Ergebnis würden die Skandinavier also zusätzliche Hochspannungsleitungen von der Südküste zu den Speicherseen im Norden akzeptieren müssen (die Turbinen bleiben unsichtbar). Sie würden aber dauerhaft auch gut bezahlt. Wenn man mit norwegischen Experten spricht, stellt man fest, dass sich auch für die Norweger und Schweden zusätzliche Vorteile ergeben: die Füllhöhe der Seen könnte im Jahresverlauf wesentlich ausgeglichener sein, was ökologische Vorteile hätte und die Versorgungssicherheit in trockenen Jahren erhöhen würde. Ferner könnten die Leitungen für die Erschließung der großen Windpotentiale in Skandinavien mit genutzt werden, was eine ideale Verstärkung der Stromproduktion bewirken würde, da die meisten Tiefs entweder über Mitteleuropa oder über Skandinavien ziehen. Eine Leitung ist bereits in Planung.

Zum Thema Versorgungssicherheit: Skandinavien hat ein sehr altes Gebirge und die Seen werden seit vielen Jahrzehnten störungsfrei betrieben. Man kann also davon ausgehen, dass das Kernstück des Speichersystems, die Seen, für geologische Zeiträume zur Verfügung stehen und nur die Leitungen und Turbinen alle 40 bis 80 Jahre erneuert werden müssen. Die Skandinavier sind traditionell gute Demokraten und, wie der Brundtland Report aus den 80er Jahren zeigt, Vorreiter beim weltweiten Klimaschutz. Die Tatsache, dass sie für Ihre Dienste dauerhaft gut bezahlt würden, würde die Sicherheit weiter erhöhen. Bei einem direkten Vergleich dürften alle anderen heutigen Energieversorgungsoptionen (Öl, Gas, Kohle) als weniger versorgungssicher eingestuft werden.

Wasserstoff-Option über 200 Mrd. € teurer; 75.000 MW (ca. 25.000 Windkraftanlagen) zusätzlich nur zum Ausgleich der Wasserstoff-Verluste notwendig

Vom Autor wurde eine überschlägige Vergleichsrechnung gemacht – ausgehend von der Frage, welche Rückwirkungen es auf die zu errichtenden Windkraftanlagen und die damit mit der Wasserstoff-Infrastruktur verbundenen Kosten hätte, wenn man später (vor 2030) Wasserstoff ohnehin nicht gebraucht) die Skandinavien-Option nicht nutzen würde und die dort zur Verfügung stehende Speichermenge von ca. 100 TWh über Wasserstoff in Deutschland realisieren wollte.

Ergebnis dieser überschlägigen Berechnung: Wenn die Leitungen nach Skandinavien optimal angeordnet werden, ergeben sich bei der Skandinavien-Lösung großzügig geschätzte Investitionskosten von etwa 55 Mrd. €. Bei der Wasserstoff-Lösung müssten für die zusätzlichen Windkraftanlagen, die nur für den Ausgleich der Verluste notwendig wären und für Elektrolyseure

und Rückverstromungs-Motoren (aber ohne Speicher und „Handling-Equipment“, das käme noch hinzu – hier also vorsichtig geschätzt) 255 Mrd. € aufgewendet werden. Die Wasserstofflösung ist um mehr als 200 Mrd. € bzw. mehr als 5-mal teurer. Auch bei der Skandinavien Lösung sind nicht nur die Kabel und Turbinen, sondern auch die Windkraftanlagen für den zu speichernden Strom in Deutschland einbezogen.

Mehr als doppelt so viel Windkraftleistung, wie heute in Deutschland installiert sind, (ca. 75.000 MW gegenüber 32.000 MW) müssten dann nur dafür errichtet werden, um die durch die Wasserstofflösung entstehenden, unnötigen Verluste auszugleichen, was einen großen Teil der Mehrkosten begründet. Diese direkt dem Wasserstoffweg zuzurechnenden Zusatzkosten sind in den Kostenstudien zu Wasserstoff übrigens ebenfalls praktisch nie enthalten, was auch die Kostenrechnungen grundsätzlich infrage stellt.

Die skandinavische Lösung ist der energetische „Königsweg“, auf den mit allen diplomatischen Mitteln und unter Rücksichtnahme auf die dortigen Bedenken partnerschaftlich hingearbeitet werden sollte, ohne dass übereiltes erforderlich wäre.

Vor 2030 überhaupt kein Wasserstoff nötig

Prof. Dr. J. Schmid, der Leiter des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES, in Kassel, der selbst an der Wasserstoff-Technologie forscht, macht in einem Interview der energiewirtschaftlichen Tagesfragen im Juni 2012 zwei wichtige Aussagen:¹⁰

- Vor 2030 brauchen wir überhaupt keine „power to gas“ Technologie – ohne dass er dabei die Skandinavien-Frage betrachtet.
- Im Endausbau der vollständigen erneuerbaren Stromversorgung werden nur für 40 TWh zu speicherndem Strom Langzeitspeicher benötigt.

Letzteres halte ich vor dem Hintergrund anderer Literaturangaben für recht optimistisch.

Beides würde jedoch dreierlei bedeuten:

- Etwas salopp formuliert: Der Bedarf für irgendwelche Aktivitäten in Richtung Wasserstoff aus Strom würde von gegenwärtig Null noch erheblich weiter absinken,
- mit knapp 40 % der vorhandenen, erneuerbaren Speicherseen in Skandinavien könnte langfristig, über geologische Zeiträume, der Langzeitspeicherbedarf für eine erneuerbare Stromzukunft in Deutschland voll abgedeckt sein.
- Meine überschlägigen Kostenschätzungen wären entsprechend nach unten zu korrigieren.

Einziger Wunsch des Autors: „keine Subventionierung von Wasserstoff aus Strom“

Beim Thema Wasserstoff aus Strom, der allen Energiewendezielen direkt entgegensteht, der zu erheblichem Energiemehrverbrauch, Klimagaserhöhung, Erhöhung des Schadstoffausstoßes, zu mehr Atomkernspaltung, erheblichen und dauerhaften Mehrkosten und zu unnötiger massiver Landschaftsbeanspruchung führt, werbe ich dafür, dass eine eindeutige „nein danke“ Bewegung wieder entsteht (Dies gilt zumindest für die nächsten 2–3 Jahrzehnte und der Ausnahme einer genau arbeitenden temporären „Abregelungs-Vermeidungs-Anlage“, wenn es sie denn gäbe). Hierfür ist keine neue Partei, es sind auch keine neuen Demonstrationen erforderlich.

Man muss auch nicht darüber fachsimpeln, ob die vielen Regelungen zur Vermeidung von unnötigem Energieverbrauch, Klimagasbegrenzung, Schadstoffbegrenzung, Sparsamkeitsgebote und

10. <http://www.et-energie-online.de/Zukunftsfragen/tabid/63/Year/2012/Month/6/NewsModule/413/NewsId/204/PowertoGas--Speicheroption-fur-die-Zukunft.aspx>

Vermeidung unnötiger Landschaftseingriffe in den diversen Fachgesetzen nicht schon genügen, um Wasserstoff aus Strom auf die genannte, leider eher unrealistische kurzzeitige Vermeidung des Abregels von Anlagen zu beschränken und ansonsten zu unterbinden. (Hierfür gibt es zumindest Ansatzpunkte)

Es genügt der Konsens der relevanten Entscheidungsträger, diese unnötige Technik nicht zu subventionieren, nicht direkt und nicht indirekt, da dann aufgrund Ihrer Ineffizienz überhaupt keine Chance besteht, dass sie vor 2050 bzw. überhaupt jemals wirtschaftlich werden kann^{11, 12}.

Wasserstoff kommt im Original der Energiewende gar nicht vor

Wichtig auch zu wissen: im fachlichen „Original“ der Energiewende, in einer der „Leituntersuchungen“ zur Energiewende der Bundesregierung, der Studie „Wege zu 100 % erneuerbarer Stromversorgung“ des Sachverständigenrats für Umweltfragen, trägt Wasserstoff als Speicher überhaupt nicht, nicht in einer Stunde des Jahres zur Systemoptimierung bei¹³. Strom-Wasserstoff bzw. „power to gas“ spielt also in dem wissenschaftlich begründeten Konzept der Energiewende als Problemlösung gar keine Rolle, sondern ist von den genannten Interessengruppen in die Debatte hereingedrängt worden.

Zwei wichtige Ergänzungen

Die typischen Fehler bei Wasserstoffpublikationen:

- Wirkungsgrad und Energiemehrverbrauch wird nicht thematisiert.
- Die direkt und ursächlich verbundenen Rückwirkungen auf den Kraftwerkspark bzgl. Mehremissionen, Klimagaserhöhung oder Landschaftsverbrauch werden nicht genannt.
- Es wird Brennstoff und Strom durcheinandergeworfen, indem Benzin für Autos mit Strom verglichen wird, und man erhält ein um den Faktor 3–4 falsches Ergebnis. Korrekterweise vergleicht man entweder Benzin mit Kraftwerksbrennstoff, also zum Beispiel Steinkohle, oder man vergleicht den Strom (der physikalisch fast das gleiche ist wie Kraft) mit der Kraft an der Motorwelle, oder gefahrene Personenkilometer.
- Es wird nicht nur energetisch hochwertiger Strom und niederwertiger Brennstoff, sondern überdies noch niederwertigste Abwärme über den Begriff „Kraft-Wärme-Kopplung“ dem Wirkungsgrad einfach hinzuaddiert. Das ist methodisch zwar nicht völlig unüblich, aber in der Sache ähnlich falsch, als wenn man Euro und vietnamesische Dong einfach beliebig addiert – so wird jeder zum Millionär oder kommt zu einem scheinbar hohen Wirkungsgrad.
- In praktisch allen Kostenrechnungen sind die erforderlichen Systemkosten für die zusätzlichen Kraftwerke, die nur für den Ausgleich der Verluste des Wasserstoffs extra gebaut und betrieben werden müssen, nicht explizit enthalten. (2–3 MW zusätzlich pro MW zurückgewonnen Stroms)

Selbst fragen, selbst rechnen, so einfach geht es:

Es gibt in dem Wasserstoff-Speicherprozess drei wichtige Wirkungsgradzahlen, die miteinander multipliziert werden müssen: Elektrolyseur, Handling – hier können es mehrere Zahlen für Transport, Einpressen, Kühlen etc. sein – und die Rückumwandlung. Wenn der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs 80 % beträgt, der Wirkungsgrad des Handlings bei 15 % Verlusten liegt, somit 85 % beträgt und der Motor oder die Brennstoffzelle¹⁴ einen Wirkungsgrad von 40 % haben, so lautet die Rechnung: $0,8 * 0,85 * 0,4 = 0,272$. 27,2 % des Stroms werden zurückgewonnen.

Teilt man die Menge des aus dem Elektrolyse-/Rückverstromungsprozess ausgespeisten Stroms durch das oben gewonnene Ergebnis, so weiß man, wie viel Strom man insgesamt einsetzen muss, um die gewonnene Energie (z.B. 1 kWh) zurückzuerhalten – in diesem Beispiel: $1 / 0,272 = 3,68$ kWh. 2,68 kWh, also das 2,68-fache des aus dem Elektrolyseprozess ausgespeisten Stroms, muss aus Atomkraft, Kohlekraft oder aus zusätzlich zu errichtenden Windkraft- oder Solaranlagen nur dafür bereitgestellt werden, um die Verluste auszugleichen. Die eine kWh muss abgezogen werden, um nicht die Gesamtmenge, sondern nur die Verluste zu errechnen.

Die ergänzenden Berechnungen finden sich ebenso wie eine Kurzfassung auf der Seite:

http://www.energieverbraucher.de/seite_3040.html

11. In der „Strategieplattform Power to Gas, Eckpunktepapier vom 18.6.2013“ wird von den Wasserstoffbefürwortern eindeutig konstatiert: „der aktuelle Rechtsrahmen erlaubt keinen wirtschaftlichen Betrieb von ‚Power to Gas‘ Systemen, unabhängig vom Verwendungspfad und selbst bei einer prognostizierten Senkung der zugehörigen Anlagekosten“, und es werden direkte und indirekte Subventionen vorgeschlagen.

12. Dazu ein belegendes Zitat aus einer Veröffentlichung einer RWE-Arbeitsgruppe vom August 2013: „Erst bei ambitioniertem EE-Ausbau über 70 % und hohen Brennstoffpreisen können weitere Speichertechnologien wie CAES, power to Gas oder Wasserstoffspeicher (um das Jahr 2050) wirtschaftlich werden“. Weitere wichtige Zitate aus dem Aufsatz: „Deutlich wird, dass der massive Ausbau der volatilen Stromerzeugung aus Wind und Sonne nicht zwingend ein mehr als die schon vorhandenen und konkret geplanten Speicher zur Folge haben wird.“ ... „Neue Pumpspeicher sind mittel- bis langfristig an der Wirtschaftlichkeitsschwelle. In Deutschland besteht noch ausreichend Neubaupotential in Höhe einiger GW“. ... „Unter aktuellem Marktdesign erweist sich die Kombination aus Netzausbau und flexibler Erzeugung kurz- und mittelfristig als volkswirtschaftlich günstigere Option.“ Drake, Hauptmeier, Schulte (RWE) Gatzert, Zähringer (Frontier Economics) in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 8 August 2013, S. 37; alle Aussagen ohne Betrachtung der skandinavischen Option.

13. Sachverständigenrat für Umweltfragen, *Wege zu 100 % erneuerbarer Stromversorgung*, 2011, http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile (z. B. Tab. S. 102)

14. Brennstoffzellen können theoretisch deutlich höhere Wirkungsgrade als 40 % haben; sie erreichen in der Praxis aber keine höheren.

Wasserstoff aus Strom bzw. „power to gas“, das umwelt- und klimabelastende, teure und unnötige Beschäftigungsprogramm für Atom- und Kohlekraftwerke – Berechnungen zum Aufsatz –

Dr.-Ing. Hartmut Euler

1. Emissionsrechnung für eine Windkraftanlage mit 10 Mio. kWh Jahresproduktion (5 MW, 2000 Vollaststunden oder 3,6 MW, ca. 2770 Vollaststunden)

Varianten A Heute

Variante A 1 Rückverstromung optimistisch/Labor

(Prof. Schmid, IWES gibt 36 % Stromrückgewinnungsgrad an) = 3,6 Mio kWh Stromrückgewinnung

- 6,4 Mio kWh fehlender Strom sind aus Kraftwerkspark zu ersetzen

Variante A 2 Rückverstromung außerhalb Labor:

Elektrolyseur 80 % (optimistisch), Handling 85 %, Motor / Brennstoffzelle 40 % = 2,72 Mio kWh Stromrückgewinnung

- 7,28 Mio kWh fehlender Strom sind aus Kraftwerkspark zu ersetzen

Variante A 3 Industrie

optimistischer Wirkungsgrad Elektrolyseur 80 %, 0,95 % Handlingsverluste (optimistisch) = 7,6 Mio kWh H₂ ersetzen 8,4 Mio kWh Erdgas

- 9,7 Mio kWh Strom (3 % Strom-Leitungsverluste) sind aus Kraftwerkspark zu ersetzen.

Variante A 4 Verkehr

optimistischer Wirkungsgrad Elektrolyseur 80 %, 90 % Handlingsverluste = 7,2 Mio kWh H₂ ersetzen 7,2 Mio kWh Erdgas, Benzin oder Diesel

- 9,7 Mio kWh Strom (3% Strom – Leitungsverluste) sind aus Kraftwerkspark zu ersetzen.

2. Energieverbrauch Emissionen Kraftwerkspark

Die durchschnittlichen CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks betragen (vom Umweltbundesamt hochgerechnet¹) 2012 576 g / kWh (317 Mio t CO₂) bei einem Gesamt-Stromverbrauch in Deutschland von 550 Mrd kWh

Aufteilung nach Energieträger:

Kernenergie	89 Mrd kWh	16,2 %
Steinkohle	107 Mrd kWh	19,5 %
Braunkohle	143 Mrd kWh	26,0 %
Erdgas/Öl	72 Mrd kWh	13,1 %
Erneuerbare ²	139 Mrd kWh	25,3 %

Spezifische Emissionen Brennstoffe:

Braunkohle	404 g/kWh
Steinkohle	339 g/kWh
Mineralöl	280 g/kWh
Erdgas	202 g/kWh

Die Emissionen des deutschen Kraftwerksparks insgesamt bzgl. Schadstoffe (gemäß NEC Directive status report 2012, European Environment Agency):

Gesamtemissionen		
SO ₂	185.000 t	0,336 g/kWh Strom
NO _x	271.300 t	0,490 g/kWh Strom

Ergebnisse:

Hinsichtlich Klimabilanz ergeben sich in allen Varianten **Mehremissionen** in Höhe von 3700 bis 5400 Tonnen CO₂ zusätzlich. Bei den **Schadstoffen** bewegen sich die bilanzierten **Zusatzemissionen**

- für SO₂ zwischen 2,1 und 4,3 Tonnen
- für NO_x zwischen 3,1 und 6,0 Tonnen

Gegenrechnung: SO₂ Emissionen für Erdgas – Reformer und den Verkehrsbereich gering die NO_x Emissionen sind für Erdgas – Reformer ebenfalls gering,

NO_x Emissionen betragen beim Verkehr hingegen bei 230.000 t Gesamtemissionen für den Verkehr (NEC Statusreport) und 714 TWh Endenergieeinsatz im Verkehr 0,322 g/kWh Endenergie/Brennstoff hier müssen ca. 2,3 Tonnen gegengerechnet werden.

3. Kraftwerks-Brennstoffbilanz bei Stromverwendung für Wasserstoff

Wenn eine kWh Strom für Wasserstoff abgezweigt wird, so müssen die nichterneuerbaren Kraftwerksbrennstoffe diesen nachliefern (die erneuerbaren mit Einspeisevorrang bleiben konstant)

Die nichterneuerbaren (420 Mrd. kWh) setzen sich 2012 zu 22 % aus Kernenergie (Wirkungsgrad 33 %), zu 78 % aus Kohle bzw Gas (Wirkungsgrad 42 %) zusammen.

Pro kWh werden also 0,78 / 0,42 = 1,86 kWh fossile Brennstoffe verbrannt und 0,22 / 0,33 = 0,67 kWh Kernbrennstoffe gespalten, zusammen 2,53 kWh.

Die Verwendung des Stroms aus der Windkraftanlage für Wasserstoff führt also bezogen auf das Jahr 2012 zu 25,3 Mio kWh zusätzlichem Kraftwerksbrennstoffeinsatz, davon 18,6 Mio Steinkohle, Braunkohle und Gas; 6,6 Mio kWh Kernbrennstoff werden zusätzlich gespalten.

4. Fall B: Bilanz Zukunft: (siehe Ergebnis-Tabelle)³

Um den Strom aus einer WKA über Wasserstoff zu speichern, müssen zwischen 1,78 und 2,68 zusätzliche Anlagen errichtet werden, die ausschließlich für den Ausgleich der wasserstoffbedingten Verluste arbeiten. Gegenüber der skandinavischen Lösung ist die Anzahl 20,4 bis 30,8 mal höher. Hier sind auch landschaftsästhetische und Naturschutzaspekte zu bilanzieren.

5. Überschlägige Kosten – Vergleichs-Rechnung

Auch in Prognos Studie wird auf die Verluste der „Power to Gas“ – Option hingewiesen: „Die Erzeugung und Rückverstromung von Methan hat maximal einen Wirkungsgrad von einem Drittel“.

Die Kilowattstunden an erneuerbaren Energien, die zusätzlich pro Kilowattstunde gespeichertem und rückgespeistem Strom erzeugt

1. Umweltbundesamt: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, S 12, 13, 17.

2. „Erneuerbare“ umfasst Wasser, Wind Solar, Biomasse, Abfall.

3. Hinweis: die genannte Ergebnistabelle ist hier nicht abgedruckt und kann unter http://www.energieverbraucher.de/de/Power-to-Gas__3040/ heruntergeladen werden.

werden müssen, um die Speicherverluste auszugleichen, ergeben sich für die o.g. Varianten im Vergleich wie folgt:

Tab: zusätzlicher zu erzeugender Energieaufwand für die Speicherung von einer kWh Stromoutput im Vergleich (in kWh Strom)

Nutzung skandinavischer Speicher indirekt	0,09 kWh
Batterien ⁴	0,09 kWh
Speicher mit Pumpstrom ⁴	0,34 – 0,42 kWh
Druckluftspeicher ⁴	0,42 – 0,6 kWh
Speicher über Brennstoff (Wasserstoff oder Methan optimistisch)	1,8 kWh
Speicher über Brennstoff (Wasserstoff oder Methan realistisch)	2,7 kWh

Die Energiemengen, die **zusätzlich nur** dafür aufgewendet werden müssen, **um die Speicherverluste auszugleichen**, sind in dem Vergleichsfall „Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder Methan und Rückumwandlung in Strom“ **20- bis 30-mal höher**, als die Verlustenergiemengen, die bereitgestellt werden müssen, wenn man das deutsche Stromsystem verstärkt an **vorhandene** Speicher in Norwegen und Schweden **anschließt**. (1,8 – 2,7 im Verhältnis zu 0,09 – siehe Ergebnis-Tabelle³) Entsprechend erhöht sich damit auch der Bedarf an zusätzlichen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien bei gleicher Rückgewinnung von gespeichertem Strom mit dementsprechenden wesentlich erhöhten Gesamtkosten.

Folgende **grobe, überschlägige Vergleichsrechnung** mag verdeutlichen, welche Installationen an zusätzlichen erneuerbaren Energien mit welchen Zusatzkosten zum Ausgleich der genannten Verluste erforderlich werden, wenn beispielsweise die oben genannten 10.000 MW zusätzlicher Leitungskapazität für die fast verlustfreie Speicherung des Stroms aus 10.000 MW zusätzlichen Windkraftanlagen nicht durch Nutzung der indirekten Speichermöglichkeit in Skandinavien, sondern durch die Umwandlung in Wasserstoff und Rückumwandlung in Strom hergestellt werden sollen:

Die Leitungen nach Skandinavien würden etwa 11,5 – 14,3 Mrd. €, (1,6 – 2 Mrd. € für ein Verbindungskabel von 1,4 MW, s.o.) kosten. Incl. der Ertüchtigung der vorhandenen Wasserkraftwerke und dem Leitungsausbau in Skandinavien ergäben sich Investitionskosten von ohne fundierte Anhaltspunkte hier nur grob geschätzt etwa **25 Mrd. €**; hinzu kämen die Investitionskosten für die 10.000 MW Windkraftanlagen in Höhe von etwa **10 Mrd. €**. Überschlägig geschätzt wären also etwa **35 Mrd. €** erforderlich, um Strom aus 10.000 MW Windkraftanlagen zu erzeugen und verlustarm zeitlich bedarfsabhängig zurückzubekommen.

Wenn man das gleiche Speicherergebnis über Strom – Wasserstoff – Strom erreichen will, so müssten (bei einer reinen **Leistungsbeurteilung**) zusätzlich zu den 10.000 MW neuer Windkraftanlagen weitere ca. 25.000 MW Windkraftanlagen nur für den Ausgleich der Verluste, insgesamt also 35.000 MW mit Investitionskosten in Höhe von ca. **35 Mrd. €** errichtet werden. Die Gesamtkosten für dieses System dürften noch höher sein, da auch das Stromnetz für die Aufnahme von 35.000 MW Windkraftleistung wesentlich stärker ausgebaut werden muss, während umgekehrt die skandinavische Speicherlösung (10.000 MW) zwar auch erheblichen Stromnetzausbau erfordert, dieser aber wahrscheinlich geringer wäre.

Wenn man weiterhin nur die Kosten für die erforderlichen Elektrolyseure mit sehr optimistisch und auf die Zukunft bezogen 1200 – € pro kW berechnet (35.000 MW * 1200 € = **42 Mrd. €**) sowie für die Rückverstromungs-Anlagen wie Motoren, Turbinen oder Brennstoffzellen 800 € pro kW berücksichtigt (**8 Mrd. €**) und die zusätzlich erforderlichen Wasserstoff – Infrastrukturkosten wie Kompressoren, Speichertanks, evtl. Kühlanlagen nicht weiter betrachtet, so ergeben sich zusammen also bereits **etwa 85 Mrd. €** vorsichtig geschätzter Investitionskosten, **ca. 50 Mrd. € mehr**.

Ergänzender Hinweis: die **zusätzlichen 25.000 MW**, die **nur zum Ausgleich** der mit der Wasserstoffherstellung und Rückverstromung verbundenen **Verluste** notwendig sind, sind zu vergleichen mit den **31.300 MW** Windenergie, die in Deutschland Ende

2012 insgesamt installiert waren. Neben dieser **leistungsbezogenen** (in kW Leistung) Betrachtung kann man auch die über 100 TWh (**100 Mrd. kWh**; das Gesamtpotential sind ca. 116 TWh) **Stromarbeit / Speicherarbeit** zugrunde legen und feststellen, dass bei der Alternative „indirekte Speicherung Skandinavien **6,4 Mrd. kWh** aus zusätzlichen Windkraftanlagen erforderlich, sind, um die Verluste auszugleichen. Bei der Lösung über Wasserstoff müssten aber zusätzlich **ca. 250 Mrd. kWh** aus zusätzlichen, neuen Windkraftanlagen bereitgestellt werden, **um die Verluste auszugleichen** und es könnten so die entsprechenden – noch **viel höheren** – Investitionskosten ermittelt werden. Zum Vergleich: 2011 wurden in Deutschland 48 Mrd. kWh aus Windkraft erzeugt.

Ein realistisches Ergebnis, das zwischen den beiden Werten liegt, kann genau nur mit dynamischen Simulationen der Fahrweise der Leitungen in Abhängigkeit der Last in Skandinavien und in Deutschland ermittelt werden. Fachkundige Mitarbeiter von Prognos haben mir gegenüber abgeschätzt, dass je nach Abstand zwischen den Windkraftanlagen wegen der Ungleichzeitigkeit des Windes das 1,4 – 3 fache der Leistung, also bei 10.000 MW Skandinavienleitungen die Leistung von 14.000 MW – 30.000 MW Windkraft in das skandinavische System integriert werden kann.

Wenn 30.000 MW, also sinnvollste Anordnung, unterstellt werden, müssen beim Wasserstoff-Speichersystem 75.000 MW Windkraft nur zum Ausgleich der Speicherverluste installiert werden, (insgesamt 105.000 MW). Es ergibt sich dann bei dieser groben Überschlagsrechnung ein Differenzbetrag zwischen den Vergleichssystemen in Höhe von ca. 200 Mrd. €.

(**55 Mrd. €** bei der Skandinavien-Lösung – Erhöhung nur der zusätzlichen einbindbaren Windenergiemenge um 20.000 MW, die Leitungsinvestitionen und Investitionen in Skandinavien bleiben gleich; **255 Mrd. €** bei der Wasserstoff-Lösung; 3 x die oben ermittelten 85 Mrd. €, da die spezifischen Verluste der Elektrolyseure konstant bleiben. Auch hier fehlen die Investitionskosten für Kompressoren, Speicher und Kühlanlagen, die beim Wasserstoffweg noch hinzuaddiert werden müssen.)

4. Hier nur nachrichtlich

„Offene“ Stellungnahme zur Strategieplattform bei der Deutschen Energie Agentur GmbH (dena)

von Dr.-Ing. Hartmut Euler

*Stellungnahme – als private Fachmeinung – zu dem Eckpunktepapier mit Forderungen an die Politik: „Der Beitrag von power to gas zur Erreichung der energiepolitischen Zielstellungen im Kontext der Energiewende“ der „Strategieplattform power to Gas“.**

Sehr geehrte Frau Agricola, sehr geehrter Herr Kohler,

da ich weiß, dass Sie bzw. die dena in dem Prozess nur eine moderierende Rolle gehabt haben und das Eckpunktepapier nicht selbst verfasst haben, bitte ich darum, die nachfolgende deutliche Kritik an dem Papier nicht „persönlich“ zu nehmen.

Obwohl ich in meinem längeren Berufsleben häufiger wenig seriöses Lobbying erleben durfte, toppt dieses breit gestreute Eckpunktepapier diesbezüglich alles mir bislang bekannt gewordene:

Selbst wenn wir auf uns einem anderen Planeten oder im Jahr 2050 mit 100 % erneuerbaren Energien befänden, müsste die Be-

* Download unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2013/Power_to_Gas/130618_Eckpunktepapier_Jahreskonf_PtG.pdf

griffe „Wirkungsgrad“ und „Energieverluste“ irgendwo auftauchen und es müsste seriöser Weise darauf hingewiesen werden, dass wegen dieser unvermeidlichen Energieverluste immer bei Einsatz von power to gas 3- bis 4-mal so viel Energie, also in dem Fall 3- bis 4-mal so viele Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen benötigt werden, als wenn die (immer auch vorhandenen) effizienten Lösungen gewählt werden. Es müsste dann auch die Frage thematisiert und beantwortet werden, welche Auswirkungen diese vielen zusätzlichen (und vor dem Hintergrund besserer Alternativen unnötigen) Anlagen auf Kosten, Standortkonkurrenzen, Landschaftschutz und Akzeptanz hätten.

Wir leben aber auf der Erde und im Jahr 2013. Die theoretisch möglichen und begrüßenswerten „power to gas“ Anlagen, nämlich jene, die vorübergehend bei sehr starkem Wind kurzzeitige (300–500 Stunden im Jahr) Stromspitzen bei Netzengpässen in Wasserstoff umwandeln, um ein Abregeln von Anlagen zu verhindern, sind erwiesenermaßen überhaupt nicht wirtschaftlich darstellbar und werden nirgendwo geplant. Wenn aber das Vermeiden des Abregelns erneuerbarer Anlagen gar nicht das Thema ist, wird der zusätzliche Strom für den Elektrolyseur/den Wasserstoff natürlich ganz überwiegend bis vollständig aus zusätzlicher Atomstromproduktion bzw. zusätzlicher Kohleverbrennung in konventionellen Kraftwerken hergestellt. Dies führt zwangsläufig zu einer deutlichen Erhöhung von Atomkernspaltung, Klimagasemissionen und Schadstoffemissionen.

In dem gesamten Eckpunktepapier wird nirgendwo auch nur der Ansatz eines Versuches gemacht, zu begründen, warum der Strom für die (in Hamburg und nicht in Niebüll geplanten) Elektrolyseure denn nun ausgerechnet aus erneuerbaren Energieanlagen stammen soll, jener Energieform, die wegen des Einspeisevorrangs alles ins Netz einspeist, was sie produzieren kann, und schon deshalb grundsätzlich für die Produktion von Zusatzstrom für die Elektrolyseure ausfällt.

Dies alles wissen die Autoren Ihres Papiers und thematisieren es dennoch nicht, was es mir leider nicht mehr ermöglicht, den bösen Begriff der „bewussten Irreführung durch Halbwahrheiten“ vermeiden zu können.

Der Satz in den „Schlussfolgerungen und Ausblick“, „Die Power to Gas-Technologie trägt als Systemlösung dazu bei, die energiepolitischen Zielstellungen für die Nutzungsbereiche Mobilität, Industrie, Wärmeversorgung und Stromerzeugung zu erreichen“... müsste aus all diesen Gründen korrekt wie folgt gefasst werden:

„Die power to Gas-Technologie führt in allen Nutzungsbereichen wie Mobilität, Industrie, Wärmeversorgung und Stromerzeugung dazu, dass Energieverbrauch, Atomkernspaltung, Klimagasemissionen, Schadstoffemissionen und Kosten gegenüber dem status quo und gegenüber den vorhandenen, verfügbaren Technologien für die Zukunft drastisch erhöht werden und steht deshalb der sparsamen und rationellen Energieverwendung und allen anderen Energiezielen direkt entgegen.“

Wie die Plattform in Kenntnis der bekannten, auch von mir zitierten Studien des Sachverständigenrats für Umweltfragen und von Prognos einen Satz wie „Der zukünftige Stromspeicherbedarf liegt um ein Vielfaches höher, als heute bestehende Stromspeicherkapazitäten und verfügbare Technologien bereitstellen können“, formulieren kann, ohne die bekannten, effizienten und ausreichenden Optionen in Europa auch nur anzudiskutieren, erschließt sich ebenfalls nicht.

Schließlich: das Eckpunktepapier weist korrekterweise darauf hin, dass die power to gas Technologie (aufgrund des katastrophal schlechten Gesamtwirkungsgrads und des hohen, zusätzlichen Anlagen- und Energiebedarfs nur zum Verlustausgleich – der Unterzeichner) „keinen wirtschaftlichen Betrieb ... unabhängig vom Verwendungspfad und selbst bei einer prognostizierten Senkung der zugehörigen Anlagekosten ... erlaubt“. Es wird aber nicht darauf hingewiesen, dass bei Technologien und Anlagen, die dauerhaft keine Wirtschaftlichkeit erwarten lassen, die erbetenen Subventi-

onen (auch die indirekten) nach geltendem Subventionsrecht sinnvollerweise unzulässig sein dürften.

Ich bitte, diese Stellungnahme (mein beigefügter Aufsatz „Wasserstoff aus Strom bzw. ‚power to gas‘, das umwelt- und klimabelastende, teure und unnötige Beschäftigungsprogramm für Atom- und Kohlekraftwerke – Vernetzen statt vernichten“ ist nebst den beigefügten Berechnungsdaten Bestandteil dieser Stellungnahme) an alle Beteiligten an dem Verfahren weiterzuleiten.

Für eine offene und sachgerechte Diskussion wäre es angemessen, wenn sie meine Stellungnahme (einschließlich des Aufsatzes und der Daten) an denselben Verteilerkreis weiterleiten würden, an den sie das „Eckpunktepapier“ gesandt haben, oder wenn sie mir den E-Mail-Verteiler übersenden würden, damit ich selbst dies tun kann, sofern dies datenschutzrechtlich möglich ist.

Einer Stellungnahme Ihrerseits zu meinem Aufsatz sehe ich mit Interesse entgegen.