

Wasserstoff aus Strom oder „power to gas“ – der verlustreiche, teure und unnötige Weg

Gliederungspunkte:

A Zusammenfassung	S 1
B Wasserstoff aus Strom bzw. „power to gas“	S 4
C indirekte Wasserkraft – Speicherung	S 7
D überschlägige Vergleichsrechnung	S 10
E Einwände	S 12
F Wasserstoff und Brennstoffzelle sind nicht das Problem	S 13
G Schlussfolgerungen	S 15
H Über den Autor	S 18

Was passiert, wenn eine Kilowattstunde (kWh) Strom (Windstrom?) aus dem Stromnetz per Elektrolyseur in Wasserstoff umgewandelt wird? Es werden 0,7 – 0,8 kWh Wasserstoff gewonnen, die 0,8 - 0,9 kWh Erdgas oder Benzin ersetzen und so 100 - 150 g des Klimagases CO₂ sparen. Da im Stromnetz Erzeugung und Verbrauch immer ausgeglichen sind, wird gleichzeitig diese entnommene kWh von anderen Kraftwerken zusätzlich produziert, wobei ca. 2,0 kWh Kohle und Gas mit 570 g CO₂-Emissionen zusätzlich verbrannt und ca. 0,6 kWh Kernbrennstoff zusätzlich gespalten werden. Bilanz: durch die Umwandlung von Strom in Wasserstoff wird 3 - 4 mal mehr Brennstoff verbraucht und die CO₂ Emissionen werden um 400 - 500 g erhöht. Vergleichbares gilt auch für die „klassischen“ Schadstoffe Schwefeldioxid, Stickoxide, Schwermetalle etc..

A Zusammenfassung

Wasserstoff aus Strom oder „power to gas“ also die Umwandlung von hochwertigem Strom in die einfachen Brennstoffe Wasserstoff und/oder Methan führt aus prinzipiellen naturwissenschaftlichen Gründen, die mit dem 2. Hauptsatz der Thermodynamik zusammenhängen (Wertigkeit der Energie und Energieentwertung) immer zu Verlusten von in der Praxis 2/3 bis 3/4 des Energiegehalts des Stroms. Bei der Rückverstromung werden also in der Regel nur 1/4 bis maximal 1/3 des eingesetzten Stroms, also des gleichen Produkts, zurückgewonnen.

Diese besonders ungünstige Relation bei der Strom-zu-Strom Betrachtung 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.

In einem konkreten Versuch der Universität Kiel in Büsum im Jahr 2003 gingen sogar zwischen 85 % bis 87 %, also mehr als 5/6 des eingesetzten Stroms ungenutzt verloren, nur 13 % bzw. 15 % des eingesetzten Stroms konnten wiedergewonnen werden.

Die Energieverluste von 2/3 bis 3/4 bleiben auch dann bestehen, wenn nicht rückverstromt wird.

Auch in anderen Anwendungsbereichen wie im Verkehr ergibt sich, dass eine Strom-Wasserstofflokomotive 3-5 mal mehr Energie verbrauchen würde, als eine Elektro- oder Diesellokomotive, Strom-Wasserstoffautos benötigen 3-4 mal mehr Energie als Elektroautos und „normale“ Autos. Beim Einsatz in der Industrie verhalten sich die Relationen in der Regel nicht anders. (Sonderfall: Chlorherstellung aus Salz, die gegenwärtig standardmäßig mit Elektrolyse umgesetzt wird und bei der Wasserstoff als Nebenprodukt erzeugt wird.)

Diese Energieverluste von 2/3 bis 3/4 ändern sich auch dann nicht, wenn der Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen wird, weil dieser Strom für die Umwandlung in Wasserstoff aus dem Netz abgezweigt wird und damit daran gehindert wird, konventionellen Strom und damit Kraftwerksbrennstoffe (Atom und Kohle) in 3-4 facher Höhe zu verdrängen. Dies ist aber neben der Stromversorgung die Hauptaufgabe der erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiewende und der Klimagasreduzierung. Beides kann sonst kaum gelingen. Die Umwandlung von Strom in Wasserstoff führt also zumindest innerhalb der nächsten Jahrzehnte auch bei Strom aus erneuerbaren Energien zu einer Erhöhung der Klimagasemissionen und ist damit unter Klimaschutz Gesichtspunkten deutlich kontraproduktiv.

Die o.g. Aussage würde sich bei Netzengpässen dann ändern, wenn Elektrolyseure so konzipiert werden könnten, dass sie nur bei sehr starkem Wind für etwa 300 - 500 Stunden im Jahr arbeiten, und sich abschalten, wenn 6 Windstärken unterschritten werden und wenn sie wieder abgebaut würden, wenn die Leitungen fertig sind. Das ist jedoch nach Kenntnis des Autors wirtschaftlich nicht realisierbar und wird nirgendwo geplant. Große Elektrolyseure benötigen Bauzeiten, die nur wenig kürzer sind als die Bauzeiten von Hochspannungsleitungen, die die Elektrolyseure dann wieder überflüssig machen.

Betrachtet man die Verluste isoliert, so sind diese Verluste beim Strom-Wasserstoffweg mehr als 30-mal höher als bei effizienten Speichern. Diese Verluste müssen durch zusätzlichen Strom und durch zusätzliche Stromerzeugungsanlagen ausgeglichen werden. Dieser zumeist nicht betrachtete Aspekt macht den „Wasserstoff aus Strom“- Weg nicht nur extrem verlustreich, sondern auch extrem teuer.

Alle bestehenden alternativen Speicheroptionen „das europaweit massiv ausgebaute Netz selbst“, Lastmanagement, Flexibilisierung der KWK – Anlagen und Bau flexibler KWK-Anlagen, Pumpspeicher, Biogasanlagen-speicher (Wärme und Gas), Batterien, Druckluftspeicher und vor allem „Anschluss an die bestehenden Gebirgsspeicher, insbesondere in Skandinavien“ die alle ihre besonderen Vor- und Nachteile haben, weisen alle in der Regel spezifische Verluste von weniger als 10 % auf (Pumpspeicher und Druckluftspeicher ca. 25 – 35 %) und unterscheiden sich daher extrem von dem verlustreichen Strom-Wasserstoff-Strom-Weg.

Nach einer neuen Prognos Studie kann mit dem Bau von 10.000-12.000 MW volkswirtschaftlich wirtschaftlicher Stromleitungen nach Skandinavien eine bestehende, bislang fast ungenutzte Speichermenge mit sehr geringen Verlusten nutzbar gemacht werden, die mit 116 Mrd. kWh der Jahresstromproduktionsmenge von 11-12 großen Kernkraftwerken entspricht. Dabei wird dort die später mögliche zusätzliche Option „Pumpspeicher“ gar nicht betrachtet.

Wollte man diese Speichermenge, die durch Anschluss an bestehende Speicherseen (und Ausbau von Turbinen und Leitungen in Skandinavien) erschlossen werden könnte, durch Wasserstoffspeicher in Deutschland realisieren, so würde das nach einer überschlägigen Rechnung mit Mehr- Investitionskosten in Höhe von mindestens 50 Mrd. €, eher im Bereich von 200 Mrd. € verbunden sein. Mehr als doppelt so viele Windkraftanlagen, wie heute insgesamt in Deutschland installiert sind, wären dann nur dafür erforderlich, die eigentlich unnötigen Verluste durch die Umwandlung von Strom in Wasserstoff auszugleichen.

Die Verluste durch die Umwandlung von Strom in den einfachen Brennstoff Wasserstoff und/oder Methan, die immer zur deutlichen Erhöhung von Energieverbrauch, Klimagas- und Schadstoffemissionen führen, sind sofort gestoppt, wenn ein Verzicht von direkten oder indirekten Subventionen und sonstigen versteckt fördernden Regelungen für Elektrolyseure, Elektrolysestrom und Elektrolyseprodukte gilt. Diesbezüglich müsste es eigentlich eine Allianz von Vertretern der Effizienztechnik, Klimaschützern, Energiewendeexperten, Immissionsschützern, Naturschützern, Haushaltsexperten und Vertretern der Rechnungshöfe geben.

Aus all diesen Gründen trägt in einer der „Leituntersuchungen“ zur Energiewende der Bundesregierung, der Studie „Wege zu 100 % erneuerbarer Stromversorgung“ des Sachverständigenrats für Umweltfragen, Wasserstoff als Speicher überhaupt nicht, nicht in einer Stunde des Jahres zur Systemoptimierung bei. Strom-Wasserstoff und „power to gas“ spielt also in dem wissenschaftlich begründeten Konzept der Energiewende als Problemlösung gar keine Rolle.

Es lohnt sich genauer hinzusehen, wer das eigentlich nicht der Energiewende zugehörige Thema „Strom aus Wasserstoff/power to gas“ in die Diskussion gebracht hat und intensiv bewirbt: Es sind vor allem die Besitzer der großen Atom- und Kohlekraftwerke, die zumindest billigend in Kauf nehmen, wenn dadurch die erneuerbaren Energien künstlich sehr teuer und sehr ineffizient gemacht werden und

weniger Kohle- und Kernkraftstrom verdrängen, die entsprechenden Anlagen also vor dem absatzmindernden erneuerbaren Strom geschützt werden.

B Wasserstoff aus Strom bzw. „power to gas“

Grundsätzlich: Wasserstoff (H_2) 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 ca. 90 %) in der chemischen Industrie mit Hilfe von Reformern aus Erdgas hergestellt. In einem anderen Verfahren, bei dem Chlor aus Salz mittels Elektrolyse als seit langem üblichem Verfahren hergestellt wird, fällt Wasserstoff als Nebenprodukt dieses Prozesses an.

Der Wirkungsgrad bei der Herstellung von Wasserstoff aus Strom mittels Elektrolyse klingt zwar zunächst mit 75 % - 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. **Nach diesem 2. Hauptsatz ist die Herstellung von Wasserstoff aus Strom 3-4 mal energieaufwändiger** als die konventionelle Herstellung aus dem ebenfalls einfachen Brennstoff Erdgas.

Diese Ungenauigkeit des Begriffs „Wirkungsgrad“ trägt leider oft zu falschen Schlüssen bei. Daher erscheint es zumindest gegenüber Nicht-Fachleuten sinnvoller, die Verluste der jeweiligen Gesamt-Prozesskette vergleichend nebeneinander zu stellen. Belege für diese Aussagen sind:

1. Bei der Anwendung, z. B. beim Vergleich Batterie- Auto / Bus oder Wasserstoff-Auto / Bus ist der Energieverbrauch bzw. Stromverbrauch bei letzterem 3 - 4 mal höher. Stellvertretend für die vielen, unstreitigen Belege hier nur ein Zitat aus berufenen Munde: **„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.“** (Dr. Wolfgang Steiger, Leiter der Forschungsstelle Antriebe im VW Konzern, in einem Interview in „Neue Energie“ November 2007)

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 der „worst case“ – Gesamtwirkungsgrad von **6,1 %**.

Der direkte Vergleich mit der Elektrolokomotive wird zwar in der Studie nicht vorgenommen, aber wenn man weiß, dass der Wirkungsgrad des deutschen

Kraftwerkspark in inzwischen bei ca. 39 % liegt und die Elektrolokomotive den Strom mit sehr gutem Wirkungsgrad und geringen Verlusten von unter 10 % auf die Schiene bringt, so ergibt sich ein Wert von ca. 36 %, jedenfalls höher als Diesel- und Erdgas/Wasserstoffantrieb. Hinweis: „Strom“ ist wie „Kraft“ physikalisch gleichermaßen reine Exergie; daher können Generatoren und Elektromotoren „Strom“ und „Kraft“ jeweils sehr verlustarm ineinander umwandeln.

Nach dieser Studie **verschlechtert** sich also der aktuelle Wirkungsgrad von Elektro- oder Diesellokomotive um den Faktor 5, wenn Wasserstoff aus Strom eingesetzt wird, oder es wird **pro Kilometer 5 mal mehr Energie/Strom verbraucht**. (Hauser, Kleinow, Ponholzer, „Ökologischer und ökonomischer Vergleich vorgelagerter Prozessketten alternativer Kraftstoffe“, Deutsche Bahn, München/Berlin 1999)

3. Ein **Wasserstoff - Feldversuch** mit allem dazu gehörigem Equipment - vom Elektrolyseur bis zum Wasserstoffmotor - wurde vor 10 Jahren vom schleswig-holsteinischen Wirtschaftsministerium in einem Projekt beim Forschungs- und Technologiezentrum Westküste der Universität Kiel in Büsum gefördert. Im zusammenfassenden Bericht heißt es: „Man kann aus den Werten nun den Wirkungsgrad aus unseren Versuchen berechnen. Betrachtet man die Wasserstoffgasspeicherung bei 15 bar, kommt man auf einen Wert von 15 %, geht man über die Speicherung bei 200 bar, so ergeben unsere Versuche 13 % Stromausbeute des ursprünglich in den Elektrolyseur eingespeisten Stromes“ (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>) **13 - 15 % des dem Netz entnommenen Stroms konnten zurückgespeist werden; 85 % bzw. 87 % des Stroms gingen bei der Umwandlung von Strom in Wasserstoff und Rückumwandlung in Strom in dem konkreten Versuch zu Wind-Wasserstoff 2003 am FTZ in Büsum verloren**. An dem Versuch waren immerhin bedeutende Fachfirmen wie Norsk Hydro und Jenbacher beteiligt. Der Hinweis im Bericht auf die zusätzliche Option Kraft-Wärme-Kopplung wird hier nicht kommentiert, da sie für die Kernaussage nicht sehr relevant ist.

4. Seit 2012 existiert eine Skizze für ein konkretes Wasserstoff-Speicher-Projekt in Schleswig-Holstein, das mit positiven Argumenten „klimaschonend und effizient“ begleitet wurde. Bei Licht betrachtet ist jedoch das Gegenteil der Fall. Folgende Daten: Es wird unter Einsatz von einer Beladeenergie von **35 GWh Strom** aus dem Stromnetz (hier sei 100 % Windenergie unterstellt) in eine vorhandene Kaverne gepresst, was bei Berücksichtigung der Verluste in die Ein-/und Ausspeisung aus der Kaverne **17 GWh** ausspeicherbaren Energiegehalt in Form von **Wasserstoff** ergibt. (GWh Gigawattstunde = 1 Mio. kWh) Eine überschlägige Rechnung ergibt hieraus folgende Bilanz:

a. Speicherwirkungsgrad: die angegebene Beladeenergie von 35 GWh Strom - entspricht dem Jahresertrag von etwa 5 Windkraftanlagen mit 3 MW bei 2300

Vollbenutzungsstunden - wird in 17 GWh ausspeicherbarem Energiegehalt in Form von Wasserstoff umgewandelt (Wirkungsgrad wegen der Einpressverluste in die Erde nur ca. 50 % statt der oben angegebenen 80 %) Hieraus kann man mit einem Motor / einer Brennstoffzelle bei realistischen 40 % Wirkungsgrad etwa 6,7 GWh, (ca. 1/5 der Ausgangsmenge) bei sehr optimistischen 50 % etwa 8,5 GWh Strom (ca. 1/4 der Ausgangsmenge) wiedergewinnen. **Der Strom von etwa 4 der 5 Windkraftanlagen geht ungenutzt, vollständig und unwiederbringlich verloren; die Anlagen kosten aber Geld und benötigen Fläche.**

b. Bilanz für die wasserstoffnutzende Industrie: Die wasserstoffnutzende Industrie kann auf diese Weise mit 17 GWh Wasserstoff versorgt werden, wobei der Strom aus allen 5 Windkraftanlagen für die Stromnutzung verloren ist.

Da z.B. in Wedel nahe Brunsbüttel gerade ein modernes Gaskraftwerk mit einem Wirkungsgrad von ca. 50 % errichtet werden soll, besteht die Alternative zu der Wasserstoffherstellung aus Strom einfach darin, dies zu unterlassen. Das hat zur Folge, dass im Kraftwerk Wedel die Produktion von 35 GWh Erdgasstrom durch Windstrom verdrängt wird, die Erdgasverbrennung im Kraftwerk also unterbleibt. **Somit werden ca. 70 GWh Erdgas freigesetzt, aus denen ca. 63 GWh Wasserstoff, also die 3,5–4 fache Menge Wasserstoff für die wasserstoffnutzende Industrie hergestellt werden können.** (Hinweis: diese energetische Betrachtung ist bei genauer Betrachtung der Stoffströme unter Berücksichtigung der verschiedenen Wasserstoff-Herstellungsverfahren komplizierter und ist daher zu modifizieren, da Erdgas bzw. Methan sowohl Energielieferant als auch Wasserstofflieferant ist, im Ergebnis bleiben die Relationen aber korrekt.)

Die ungünstige Relation für die Rückverstromung gilt also etwa analog auch dann, wenn nicht rückverstromt wird! Auch in diesem Fall kosten die Windkraftanlagen Geld und benötigen Fläche.

c. Klimabilanz: Da die vermiedenen CO₂ Emissionen durch Verdrängung des sonst aus Erdgas hergestellten Wasserstoffs wesentlich geringer sind als die vermiedenen Brennstoffmengen und Emissionen bei Einspeisung des Stroms ins Netz (unabhängig davon, ob man verdrängten Strom aus einem Erdgaskraftwerk oder aus dem durchschnittlichen Kraftwerkspark insgesamt unterstellt), ist die **Klimabilanz des Vorhabens auch sehr deutlich negativ**: Es werden durch Verdrängung von Erdgas durch Wasserstoff die CO₂- Emissionen um ca. 100 g/kWh Windstrom vermindert, durch die Nicht-Verdrängung von durchschnittlichem konventionellem Strom im Kraftwerkspark wird aber verhindert, dass die Emissionen um ca. 570 g/kWh vermindert werden – es ergeben sich **CO₂-Mehremissionen von ca. 470 g/kWh** Windstrom. Gleiches gilt etwa analog übrigens auch für die „klassischen Schadstoffe“ SO₂, NO_x usw..

d. Ergebnis: das Vorhaben ist unter den Prüfgesichtspunkten Energieeffizienz, Klimaschutz, „klassische“ Schadstoffemissionen und Beitrag zum Atomausstieg

deutlich negativ zu bewerten bzw. kontraproduktiv, es sei denn, der Strom kann sonst nicht anderweitig und verlustärmer genutzt werden.

C indirekte Wasserkraft - Speicherung

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

Die Firma Prognos AG hat im Auftrag des Weltenergieerates eine Studie zur Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende erstellt.

In der Studie werden die heute bereits **vorhandenen** Wasserkraftpotentiale für die Speicherung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien in Skandinavien und im Alpenraum untersucht. Dabei konzentrieren sich die Gutachter wegen der hohen Potentiale besonders auf Norwegen und Schweden.

Die Ergebnisse decken sich weitgehend mit anderen diesbezüglichen Studien und sind **sehr bemerkenswert**:

Norwegen und Schweden haben in vorhandenen, bereits jetzt für die Stromerzeugung betriebenen Speicherseen ein Arbeitsvolumen bzw. eine Kapazität von **116 TWh** (Norwegen **82 TWh** und Schweden **34 TWh**). Zum Vergleich: Ein großes deutsches Kernkraftwerk mit einer Nettoleistung von 1300 MW leistet bei Vollausslastung (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**. (1 Terrawattstunde TWh entspricht einer Milliarde Kilowattstunden kWh). Norwegen und Schweden nutzen bislang nur die Stromerzeugungsfunktion dieser Speicherseen; die ebenfalls vorhandene Stromspeicherfunktion wird gegenwärtig fast nicht genutzt:

Diese 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.

Österreich (3 TWh) und die Schweiz (9 TWh) haben gegenwärtig zusammen eine Speicherkapazität von 12 TWh und damit nur von **ca. 10 %** der Speicherkapazität in Skandinavien.

Deutschland verfügt derzeit über 0,05 TWh Kapazität in Pumpspeicherkraftwerken; das **vorhandene** Speichervolumen in Norwegen und Schweden ist damit **2300 mal so groß wie das deutsche**.

Im Rahmen der Studie wird ausschließlich die **indirekte Speicherung** betrachtet, bei der überschüssiger Strom aus hiesigen erneuerbaren 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)

Wichtiger Hinweis: Der später auch mögliche Umbau der vorhandenen Speicher in **Pumpspeicher**, auf den z.B. der Sachverständigenrat für Umweltfragen mit Nachdruck hinweist, der dann zusätzlich das nutzbare Speicherpotential weiter erheblich erhöhen könnte, wird in dieser Studie, an der auch norwegische Experten mitgearbeitet haben, **nicht betrachtet**. Dieser ist nach jetzigem Stand des Ausbaus erneuerbarer Energien in Europa bis 2025 - 2030 auch noch nicht notwendig.

Die Grenzen dieses fast verlustfreien Speichersystems (ohne Umbau der vorhandenen Speicher in Pumpspeicher) wären erreicht, wenn die minimale Stromlast in Norwegen und Schweden durch erneuerbaren Strom aus Deutschland vollständig abgedeckt würde; diese minimale Last beträgt etwa 17,7 GW (17.700 MW). 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.

Für die Erschließung dieser Speicherpotentiale ist die Errichtung von Verbindungsleitungen Seekabeln und landseitige Übertragungsnetze (über Schleswig-Holstein und Dänemark) notwendig. Die bisherigen Verbindungsleitungen (Interkonnektoren) sind bislang schwach dimensioniert: ca. 0,6 GW Leistung über „BalticCable“ D - S; 1,3 GW DK - S und 0,95 GW DK - NO, zusammen also weniger als 3 GW (3.000 MW). In der Planung ist gegenwärtig nur ein Seekabel zwischen Norwegen und Deutschland Nord.Link (rund 1,4 GW Kapazität) mit Anlandung in Büsum.

Zur Wirtschaftlichkeit werden ausgehend von den aktuellen Kosten für das geplante NordLink Kabel mit Investitionskosten von 2 Mrd. € für das Kabel mit einer Leistung von 1,4 GW Betrachtungen angestellt, die auch die notwendigerweise steigende Strompreisdifferenz an der Börse beim Ausbau der erneuerbaren Energien in D mit einbeziehen. (Hinweis: Zusätzliche landseitige Hochspannungs- Verbindungsleitungen über Schleswig-Holstein/Dänemark oder Schweden könnten wegen der kürzeren Seekabelentfernung wesentlich preisgünstiger errichtet werden)

Betrachtet werden müssen hierbei auch die ersparten Kosten durch vermiedenen Bau von konventionellen, kurzzeitigen Speicherkraftwerken. Ebenso müssen die vermiedenen Kosten der Kraftwerke für die sog. „Systemdienstleistungen“ berücksichtigt werden, da die Kabel bis zu einer Entfernung von 200 km von der Küste diese Funktion teilweise mitübernehmen könnten. Ferner ist das Stromkostenniveau und Norwegen und Schweden wegen des hohen Wasserkraftpotentials insgesamt wesentlich niedriger als in Deutschland. Der Ausgleich durch Anbindung würde die Wirtschaftlichkeit der Kabel weiter verbessern. Auch trägt die Verbindung mit Skandinavien dazu bei, den (weiterhin natürlich sehr hohen) Zubau Bedarf an Hochspannungsleitungen in Deutschland tendenziell zu dämpfen bzw. tendenziell geringer ausfallen zu lassen.

Wenn durch Ausbau der Leitungen nach Skandinavien die Strompreissteigerung tendenziell gedämpft werden kann, hat dies auch positive Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort Deutschland insgesamt.

Die Studie kommt insgesamt zu folgenden Ergebnissen: Es ergibt sich langfristig „ein wirtschaftliches Potential für Interkonnektoren zwischen Deutschland und Skandinavien von mindestens etwa 4 GW bei betriebswirtschaftlichen Verzinsungsanforderungen und von etwa 18 GW bei einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung.“ Die Situation verbessert sich weiter, wenn Skandinavien selbst durch Ausbau der Windenergie zusätzlichen Überschussstrom erzeugt.

Diese letztgenannte Option eröffnet wichtige zusätzliche Perspektiven, da insbesondere in Nord-Norwegen Flächen mit hohem Windpotential bestehen, die ohne die Kabel nicht genutzt werden können. Da die Islandtiefs zumeist **entweder** über Skandinavien **oder** über Mitteleuropa hinwegziehen, werden zusätzlich zu dem Stromerzeugungspotential auch erhebliche Verstetigungsoptionen eröffnet. Es besteht also nicht nur eine „win-win-“, sondern eine „win-win-win-Situation“.

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

(Diese Aussage erfolgt **ohne** Betrachtung der langfristig möglichen zusätzlichen Option des Ausbaus der skandinavischen Speicher zu Pumpspeichern, was den Wirkungsgrad der zusätzlichen Speicher dann zwar auf immer noch vertretbare ca. 65 % - 75 % verringern würde, die Speicheroption aber ab ca. 2025 - 2030 wesentlich erhöhen könnte.)

D überschlägige Vergleichsrechnung:

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

Dieser **grundsätzlich richtige** Satz soll hier, damit nachfolgende Tabelle nachvollzogen werden kann, wie folgt genauer gefasst werden (siehe auch oben): Für die Umwandlung von Strom in Brennstoff wird der optimistische Wirkungsgrad von 80 % per Elektrolyse in Wasserstoff und/oder zusätzlich hieraus in Methan angenommen. Unterstellt man für die Rückverstromung einen Wirkungsgrad selten über 38 %, evtl. bis etwas über 50 % und berücksichtigt weitere Handlingsverluste (Kompression, evtl. Kühlung etc.) von 10 – 15 %, so ergeben sich Gesamtwirkungsgrade von 26 % bis 35 %. Demgegenüber hat die Nutzung der indirekten Speicherung in Norwegen und Schweden einen Gesamtwirkungsgrad von ca. 92 % (2 x 4% Leitungsverluste incl. Gleichstrom/Wechselstrom Konverterstationen).

Die Kilowattstunden an erneuerbaren Energien, die zusätzlich pro Kilowattstunde gespeichertem und rückgespeistem Strom erzeugt werden müssen, um die Speicherverluste auszugleichen, ergeben sich aus diesen Zahlen 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	0,09 kWh
Speicher mit Pumpstrom	0,34 - 0,42 kWh
Druckluftspeicher	0,42 - 0,6 kWh
Speicher über Brennstoff (Wasserstoff oder Methan optimistisch)	1,8 kWh
Speicher über Brennstoff (Wasserstoff oder Methan realistisch)	2,8 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“ **über 30 mal höher**, als die Verlustenergiemengen, die bereitgestellt werden müssen, wenn man das deutsche Stromsystem verstärkt an **vorhandene** Speicher in Norwegen und Schweden **anschließt**. (2,8 im Verhältnis zu 0,09) 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 **Leistungsbetrachtung**) 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. Dieses Vorhaben wäre übrigens auch nicht ohne Folgen für das Landschaftsbild und andere Aspekte, die im Zusammenhang mit der Windenergie diskutiert werden.

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 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. €**. Erläuterung:

(**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.)

E Einwände

Einwand 1: Vielfach wird argumentiert, wir befinden uns heute und in naher Zukunft bereits im Bereich der „ultima ratio“, wo Stromspitzen der erneuerbaren Energien nicht abgenommen werden können.

Vordergründig stimmt das. Es muss allerdings geprüft werden, ob die zu diesem Problem passende Anlage, nämlich ein Elektrolyseur, der nur bei sehr starkem Wind für etwa 300 - 500 Stunden im Jahr arbeitet und der sich abschaltet, wenn 6 Windstärken unterschritten werden und der wieder abgebaut wird, wenn die Leitungen fertig sind, überhaupt irgendwo geplant wird. (Eine solche Anlage wäre ja wünschenswert!) Man kann das nach Kenntnis des Autors durchweg verneinen.

Auch sind die Planungs- und Bauzeiten für große Elektrolyseanlagen mit großen Speichern nicht viel kürzer als der Bau von Stromleitungen (ca. 5 Jahre).

Ansonsten ist jeweils zu prüfen, ob die Energieverluste durch kurzzeitige Abschaltungen nicht geringer sind als die Verluste durch kontinuierlich betriebene Elektrolyseure mit Ihrem Verlust von 2/3 bis 3/4, was in der Regel der Fall sein dürfte.

Außerdem können sowohl bestehende Hochspannungsleitungen als auch neu geplante Leitungen mittels Hochtemperatur – Leiterseilen mit neuen Materialien in Ihrer Leistung wesentlich erhöht, fast verdoppelt werden, so dass das Netz in überschaubarer Zeit hinreichend dimensioniert werden kann und auf diese Weise die Zeitdifferenz zwischen der Errichtungsmöglichkeit beider Einrichtungen nicht besonders groß sein muss.

Einwand 2: „Es werden Potenziale für die Umwandlung von Windstrom in Wasserstoff gesehen, vor allem dann, wenn diese dann nicht rückverstromt wird, sondern eher im Mobilitätssektor eingesetzt wird, wo hohe Endverbraucherpreise üblich sind und eine Wettbewerbsfähigkeit schneller erreicht werden könnte.“

Damit wird die ungünstigste Variante favorisiert: im Brennstoff zu Brennstoff – Vergleich benötigt das Strom-Wasserstoffauto 3 - 4 mal mehr Energie als ein normales Auto oder ein Wasserstoffauto aus Erdgas, und im Strom zu Strom - Vergleich benötigt ein Strom-Wasserstoffauto 3 - 4 mal mehr Energie als ein Elektroauto - das Mehrverbrauchsproblem wird also nur verlagert. Es wird zudem sogar auf die um den Faktor 4 verminderte Rückverstromung, die Speicherfunktion ganz verzichtet, die ja ursprünglich das Hauptargument war. Schließlich wird die „Wettbewerbsfähigkeit“ nur erreicht, wenn der Staat auf seine Steuereinnahmen verzichtet. Steuerverzicht hat aber für den Staat die gleiche Wirkung wie Steuersubventionen, die für effiziente Techniken und Leitungen sinnvoller eingesetzt werden könnten.

Wenn Strom aus dem Netz abgezweigt wird (subventioniert – anders ist es angesichts der Energieverluste gar nicht vorstellbar), um Brennstoff für Autos herzustellen, wird dieser Strom gleichzeitig daran gehindert, Kraftwerksbrennstoffe in 3 - 4 facher Menge zu verdrängen so auch daran gehindert, den dringend notwendigen Beitrag zur Verdrängung von Atomstrom und zur Erreichung der Klimaschutzziele zu erreichen.

Gleiches gilt auch, wenn in der chemischen Industrie die bestehende Wasserstoffproduktion aus Erdgas mittels Reformer durch eine Wasserstoffproduktion aus Strom ersetzt wird (s.o.).

F Wasserstoff und Brennstoffzelle sind nicht das Problem

Problem ist **nicht der Wasserstoff**, der vielfältig einsetzbare Brennstoff, der mit sehr hohem Wirkungsgrad und energiesparend aus Erdgas, Biogas und ähnlichem hergestellt werden und mindestens so effizient genutzt werden kann, wie andere Brennstoffe.

Problem ist **nicht die Brennstoffzelle**, die theoretisch deutlich höhere Wirkungsgrade haben kann als der Erdgas/Wasserstoffmotor (in der Praxis aber zumeist nicht oder nicht viel besser ist) und die den Energieverbrauch und die CO₂ -

Emissionen von z.B. Benzin- oder Dieselfahrzeugen deutlich senken könnte, wenn der reale Wirkungsgrad höher wäre und der Wasserstoff aus Erdgas hergestellt würde (gegenwärtig wird vielerorts über eine „Erdgasschwemme“ durch die neu hinzugekommenen „shale-gases“ berichtet).

Das Objekt der Kritik ist **ausschließlich der Elektrolyseur**, der mit dem positiv klingenden (und kaum noch verbesserungsfähigen!) Wirkungsgrad von 75 % - 80 % nach dem 1. Hauptsatz antritt und dann, wenn er tut, was er soll, also bei „bestimmungsgemäßigem Betrieb“ **durch Umwandlung von hochwertigem Strom in einfachen Brennstoff die Fähigkeit zur Erzeugung von Kraft / Strom um 2/3 bis 3/4 (im Fall Büsum um 5/6) reduziert.**

Wenn der 2. Hauptsatz der Thermodynamik nicht etwas zu kompliziert wäre, müsste es eine **Allianz geben** von

- Vertretern der **Effizienztechnik**, die normalerweise bei Wärmeschutzverordnungen, Stromsparlabels und ähnlichem um einzelne Prozentpunkte zusätzlicher Energieeinsparung ringen und die eine Erhöhung des Energieverbrauchs um 200 % - 300 % gegenüber dem Status-Quo eigentlich stören müsste,
- **Klimaschützern**, die es eigentlich stören müsste, wenn der Ersatz von Kohlestrom durch erneuerbare Energien, eine der wirksamsten Klimaschutzmaßnahmen überhaupt, durch den Umweg über Wasserstoff um 2/3 bis 3/4 gemindert wird,
- **Energiewendeexperten**, die es auch stören müsste, dass die atomstromersetzende Wirkung der erneuerbaren Energien durch den Elektrolyseur ebenfalls um 2/3 bis 3/4 gemindert wird,
- **Immissionsschützern**, da das oben gesagte fast analog auch für die klassischen Schadstoffe gilt,
- **Naturschützern** und Landschaftsästheten, denen es nicht recht sein kann, wenn für den gleichen Output die drei- bis vierfache Anzahl an Windkraftanlagen benötigt werden,
- **Haushaltsexperten und Vertretern der Rechnungshöfe**, denen nicht zielführende Subventionen, Dauersubventionsquellen und insgesamt teurere Lösungen nicht recht sein können.

Eigentlich müssten die vielfältigen bestehenden Energieeffizienzgebote, Klimaschutzregelungen, Schadstoffminderungsgebote, naturschutzrechtlichen Eingriffsminimierungsregelungen und Sparsamkeitsgebote gegen den Elektrolyseur greifen, wenn die Energieverbrauchs-, Klimagas-, Schadstoff- und Kosten erhöhende Tätigkeit des Elektrolyseurs nicht etwas zu versteckt wäre und zu indirekt wirken würde.

G Schlussfolgerungen:

1. Am wichtigsten ist, dass der Stromnetzausbau so zügig vorangebracht wird, dass sowohl Abschaltungen von Windkraftanlagen nur für eine kurze Zeit hingenommen werden müssen als auch die extrem verlustreichen Speicher bzw. die verlustreiche Umwandlung von hochwertigem Strom in die einfachen Brennstoffe (Wasserstoff und Methan) überhaupt vermieden werden. Dann können die Anlagen der erneuerbaren Energien **ihren Hauptaufgaben der Versorgung mit Strom, der Schaffung von Ersatz für Kernkraft und der Klimaschutzaufgabe „Verdrängung von Kohlestrom“ unvermindert und ungestört nachgehen.** Ohne diese unverminderte und ungestörte Aufgabenerfüllung können Energiewende und die Erreichung der Klimaschutzziele kaum gelingen.

2. Wenn, wie im Rahmen der deutschen Energiewende und der formulierten europäischen Klimaschutzziele (80 % – 95 % weniger Klimagasemissionen bis 2050; Beschluss des europäischen Rats – aller europäischen Staats- und Regierungschefs - vom Oktober 2009, im Vorfeld des Gipfels von Kopenhagen) beschlossen, die deutsche und europäische Stromversorgung innerhalb einer Generation fast vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt werden soll, ist die vorrangige Umsetzung der Ergebnisse der Prognos - Studie und der Studie des Sachverständigenrats für Umweltfragen hinsichtlich des Anschlusses an die vorhandenen Speicher in Skandinavien zur effektiven und weitgehenden Lösung der Speicherproblematik nicht nur wirtschaftlich sinnvoll, sondern erforderlich.

Daher sollte die Bundesregierung, möglichst auch die Europäische Union und natürlich die norddeutschen Länder es als **wirklich hochrangiges Ziel mit oberster Priorität** ansehen, die oben genannten 10.000 bis 12.000 MW Leitungen nach Skandinavien bis 2025 zu realisieren und an Norwegen und Schweden mit der dringenden Bitte (und mit eigener Investitionsbereitschaft) herantreten, bei dieser wohl wichtigsten europäischen einzelnen Klimaschutzmaßnahme behilflich zu sein. Die Menschen in den betroffenen Bereichen in Norwegen und Schweden sollte mit großem Engagement und mit Aufklärung über den extrem hohen, positiven Klimaschutzeffekt gebeten werden, die erforderlichen Inland - Leitungen dort zu akzeptieren Die norwegische und die schwedische Volkswirtschaft würden dadurch noch mehr prosperieren als bislang. Danach sollte die Option „Pumpspeicher“ weiterentwickelt werden.

Da sowohl Wasserkraftwerke als auch Leitungen vielfach sehr lange Lebensdauern haben, handelt es sich bei den entsprechenden Investitionen im besten Sinne um langfristig nutzbare und jedenfalls richtige Investitionen in die Zukunft, die sich nach den Ergebnissen der Prognos Studie teils direkt betriebswirtschaftlich, teils volkswirtschaftlich rechnen und daher ohne Dauersubventionsbedarf sind.

Schleswig-Holstein und die norddeutschen Länder haben in dieser Frage auch aus geographischen Gründen eine wichtige Rolle.

3. Wichtig zu erwähnen ist auch, dass die Option „Batterie“ mit ebenfalls einem Wirkungsgrad von ca. 90 - 96 % hochinteressant ist. So gibt es z.B. in Schleswig-Holstein bereits an 2 Stellen Vorserienproduktionen, die technisch gegenüber fernöstlichen Produkten gleichwertig, vor allem in Sicherheitsfragen überlegen sind. Ferner fährt im Kreis Pinneberg seit Mai 2012 ein normaler Batterie- Bus ganztägig im normalen Liniendienst, der nur nachts aufgeladen werden muss und auch die kalten Wintertage im Januar 2013 problemlos überstanden hat. Vorzuschlagen ist daher auch eine wirksame deutsche oder europäische Industrieförder- und Entwicklungsinitiative „Batterien“, weit über die bisherigen Maßnahmen hinausgehend, damit diese auch sehr verlustarme Speicheroption in einigen Jahren einen relevanten Problemlösungsbeitrag leisten kann.

4. Andererseits kann und sollte Wasserstoffherstellung aus Strom aufgrund der extrem hohen Verluste immer nur „ultima ratio“ (sinngemäß: zu vermeidende letzte Möglichkeit) sein und nur in dem Maße und nur so lange genutzt werden, wie keine effizienteren Verwendungsmöglichkeiten für Strom bestehen oder geschaffen werden können. Die bestehenden alternativen Speicheroptionen **„das europaweit massiv ausgebaute Netz selbst“, Lastmanagement, Flexibilisierung der KWK – Anlagen und Bau flexibler KWK-Anlagen, Pumpspeicher, Biogasanlagen-speicher (Wärme und Gas), Batterien, Druckluftspeicher und vor allem „Anschluss an die bestehenden Gebirgsspeicher, insbesondere in Skandinavien“** die alle ihre besonderen Vor- und Nachteile haben, weisen alle in der Regel spezifische Verluste von weniger als 10 % auf (Pumpspeicher und Druckluftspeicher ca. 25 – 35 %). Frühestens in einigen Jahrzehnten, wenn die effizienten, verlustarmen Speicheroptionen umgesetzt sind (also jedenfalls nach 2030) und dann tatsächlich noch zusätzlicher Speicherbedarf bestehen sollte, müsste man evtl. auch - in möglichst begrenztem Umfang - über diese extrem verlustreichen Techniken nachdenken.

Um die Herstellung von Wasserstoff aus Strom bzw. „power to gas“ wirksam zu begrenzen, sind keine ordnungsrechtlichen Maßnahmen zu ergreifen. Ein einfacher, aber strikt eingehaltener Verzicht auf direkte und indirekte Subventionen und sonstige versteckt fördernde Regelungen für Elektrolyseure, Elektrolysestrom und Produkte der Wasserstoffelektrolyse würde ausreichen, das Ziel zu erreichen, da eine Eigenwirtschaftlichkeit weder besteht noch für die Zukunft erwartet werden kann. Hier ist einfach nur Marktwirtschaft vorzusehen.

Ausnahmen hiervon müssten mit detaillierter Begründungspflicht und Alternativen-Prüfungspflicht räumlich und zeitlich so eng gefasst werden, dass wirklich nur die „ultima ratio“ Fälle, also nur bei sonst nicht nutzbarem und nicht nutzbar machbarem Überschussstrom und auch dann nur bei insgesamt positiver Energiebilanz, übrigbleiben. Aber auch in diesem Fall müsste zuvor geprüft werden, ob eine andere Verwendung der Gelder die angestrebten Ziele nicht besser erreichen kann.

5. Bei der Forschungs- und Entwicklungsförderung für Stromspeicher sollten nur solche einbezogen werden, bei denen eine Mindest-Stromrückgewinnungsquote von 65 % besteht oder erreichbar erscheint.

6. Aus all diesen Gründen trägt in einer der „Leituntersuchungen“ zur Energiewende der Bundesregierung, der Studie „Wege zu 100 % erneuerbarer Stromversorgung“ des Sachverständigenrats für Umweltfragen, **Wasserstoff als Speicher überhaupt nicht, nicht in einer Stunde des Jahres zur Systemoptimierung bei. Strom-Wasserstoff bzw „power to gas“ spielt also in dem wissenschaftlich begründeten Konzept der Energiewende als Problemlösung gar keine Rolle.**

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)



Dr.-Ing. Hartmut Euler, Ministerialdirigent

Raumplaner, Dissertation „Umweltverträglichkeit von Energieversorgungskonzepten“, veröffentlicht 1984 bei der Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung.

1984 – 1988 Grundsatzreferent für Energie bei der hessischen Landesregierung, dort u.a. fachlich verantwortlich für die Beauftragung der ersten Version des allgemein anerkannten Prozessketten- Analyseprogramms „Gemis“.

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, Immissionsschutz und Abfall und heute Abteilungsleiter für Technologie im schleswig-holsteinischen Wirtschaftsministerium.

Der Beitrag gibt die private Fachmeinung des Autors wieder.

hartmut.euler@googlemail.com