

## Anlage 8

### Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen

*Herausgeber: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik; Autoren: Michalski, Jan; Altmann, Matthias; Bünger, Ulrich, Weindorf, Werner; Auftraggeber: Wirtschaftsminister NRW; veröffentlicht: Mai 2019<sup>1</sup>*

**Zusammenfassung:** Die Studie untersucht, ob bei der Energiewende die fossilen Brennstoffe vorrangig durch Wasserstoff oder vorrangig durch Strom ersetzt werden sollen. Dabei kommt sie zu dem Ergebnis, dass ein Vorrang für Wasserstoff kostengünstiger sei.

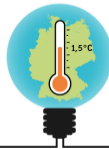
**Anmerkung:** *Allerdings fehlt in der Studie ein Mittelweg. Sie ist deswegen schwer mit anderen Studien vergleichbar, da alle anderen verfügbaren Studien solche Mittelwege enthalten und jeweils für jeden Sektor und jede Anwendung untersuchen, welcher Mix optimal ist. Auch enthält diese Studie einige Annahmen, die die Stromvariante erheblich teurer machen und die wir nicht für plausibel halten. Diese sind an den entsprechenden Stellen in der Diskussion der Studie vermerkt.*

Die Studie enthält **drei Szenarien**: 55% Reduzierung bis 2030 sowie 80% und 95% Reduzierung bis 2050. Im Folgenden wird nur das 95%-Szenario für 2050 betrachtet (Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen S. 30/31). Die Studie vergleicht jeweils eine Wasserstoffvariante »H2« (80% Wasserstoff, 20% Strom) und eine Stromvariante »EL« (80% Strom, 20% Wasserstoff).

Der **Basisstrom** für Haushalte und GHD sinkt von 253 auf 178 TWh. Wärme für Haushalte und GHD sinkt von 875 auf 365 TWh. Der Wirkungsfaktor für Stromwärmepumpen wird mit Faktor 3,7 gerechnet. Für Wärme aus Wasserstoff wird ein Mix angenommen: 70% Heizkessel und 30% Brennstoffzellen (diese erzeugen 53% Wärme, 42% Strom) (S. 45/46).

**EE-Potenziale:** Gerechnet wird mit 40% onshore, 25% offshore, 35% PV (S. 52/53).

<sup>1</sup> Siehe Ludwig-Bölkow-Systemtechnik 2019



**Leitungskosten:** Kosten Wechselstrom-Leitung 2\*380kV: 1 Mio. €/km, HGÜ-Leitung 2 GW-Erdkabel: 4 Mio. €/km. Kosten für Wasserstoffleitungen wg. Nutzung des Erdgasnetzes werden als minimal angesetzt (S. 57).

**Anmerkung:** Die Annahme, dass grundsätzlich Erdkabel gebaut werden, verteuert das System mindestens um das 4-fache. Beim Vergleich von Freileitungen ist eine Wechselstrom-Höchstspannungstrasse 5-mal so teuer wie eine HGÜ-Trasse, hat ca. 10-mal so viel Verluste und benötigt etwa 25-mal so viel Fläche (380-kV-Wechselstrom entspricht ca. 220 kV Gleichstrom).

**Verluste:** Strom pauschal 6,5%, Wasserstoff 1% (S. 58).

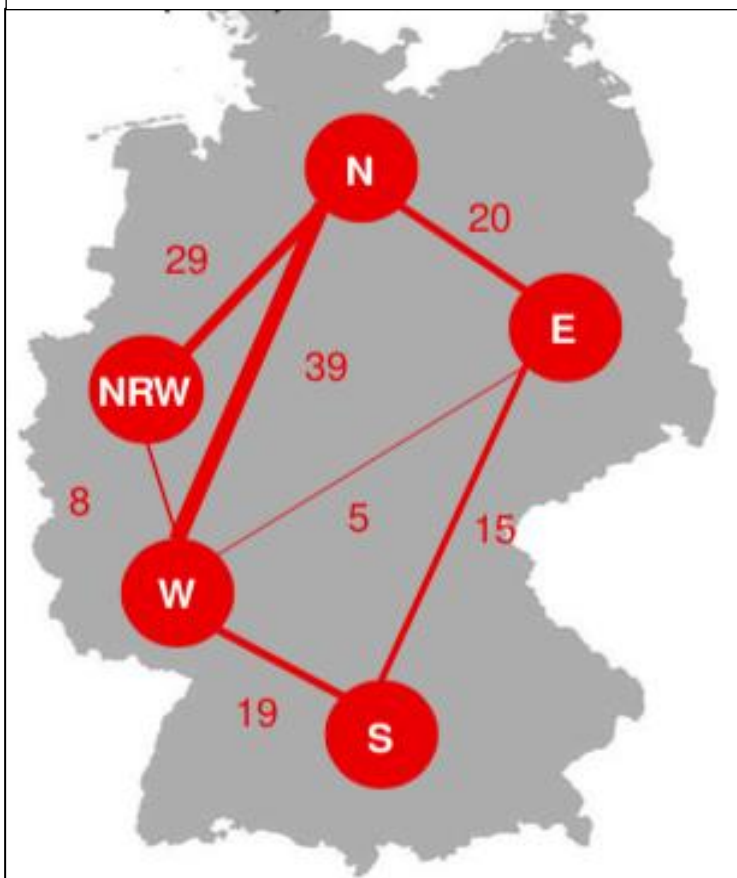
**Endenergiebedarf:** heute 2400 TWh, 2050 bleiben 1200 TWh (S. 60ff).

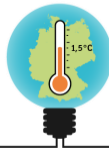
**Wasserstoffbedarf:** EE-Szenario = 220 TWh/a (143 Industrie, 36 Gebäude, 55 Verkehr), H2-Szenario = 650 TWh/a (225 Industrie, 169 Gebäude, 219 Verkehr), (S. 66).

**Strombedarf** (ohne Schiff und Flug): EE-Szenario = 1103 TWh/a (754 direkt, 348 Elektrolyse), H2-Szenario = 1415 (454 direkt, 961 Elektrolyse), (S. 75).

**Schiff und Flug:** Für die Versorgung mit E-Diesel bzw. E-Kerosin erhöht sich der Strombedarf um 400 TWh (S. 130/131).

**Maximaler HGÜ-Netzausbau** bei der EL-Variante, wenn die Elektrolyse nicht bei Windparks, sondern vor allem an den alten Industriestandorten stattfindet.





**Rohstoffe:** Der Ersatz der fossilen Rohstoffe in der Chemie wird nicht behandelt.

**H2-Speicherbedarf:** EL-Variante = 40 TWh, H2-Variante = 70 TWh (S. 83/84).

**Auslastung Elektrolyse:** 3900–5300 Jahresstunden (S. 85).

**Leistung Strom:** EL-Variante = max. 136 GW, davon max. Residuallast 118 TWh; H2-Variante = max. 74 GW, davon Residuallast 64 TWh.

***Anmerkung:** Hier wird die Nutzung der Wasserspeicher Skandinaviens über HGÜ-Leitungen nicht thematisiert (S. 90).*

**Netzbau:** In der EL-Variante wird der Norden durch ca. 90 GW HGÜ-Leitungen angeschlossen, vorrangig nach NRW und Süddeutschland. In der H2-Variante werden nur 10 GW HGÜ gerechnet. Stattdessen werden erhebliche Wasserstoffleitungen erforderlich, die aber nur pauschal und gering berechnet werden, da alte Erdgasleitungen genutzt werden (S. 98–100).

**Gesamtkosten des Systems:** EL-Variante = 103 Mrd. €/a, H2-Szenario = 90 Mrd. €/a.

***Anmerkung:** Die wichtigsten Faktoren für die höheren Kosten der EL-Variante sind 24 Mrd. €/a für die Röhrenspeicher für Wasserstoff beim EL-System, da dort die Speicherung dezentral angenommen wird, während beim H2-System die Speicherung in den Kavernen erfolgt (warum diese Annahme gewählt wird, wird nicht begründet), 13 Mrd. €/a für Batterien (340 GWh) und zusätzlich 5 Mrd. €/a für Stromtransporte. Beim H2-Szenario fallen nur 5 Mrd./a für die Speicherung und 3 Mrd. €/a für den Energietransport, aber 7 Mrd. €/a mehr für die Elektrolyse an. Außerdem muss für 11 Mrd. €/a mehr Strom produziert werden (S. 101–106).*

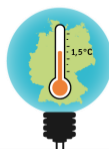
**Stromkosten:** zwischen 50 bis 70 €/MWh (S. 112/122).

**Wasserstoffkosten:** In der EL-Variante = 180 €/MWh, in der H2-Variante = 90 €/MWh (S. 113).

***Anmerkung:** Auch diese Annahme wird u.E. nicht plausibel begründet.*

**Importpreis für Wasserstoff** (ohne Speicherung): langfristig 80–100 €/MWh. Dadurch wird das Gesamtsystem durch Importe deutlich teurer (S. 115).

***Anmerkung:** Auch diese Annahme wird u.E. nicht plausibel begründet.*

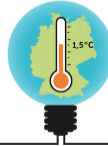


**Arbeitsplatzeffekte:** Für die EL-Variante werden 800T, für die H2-Variante 1 Million neue Arbeitsplätze berechnet (S. 148–150).

## Endenergiebedarf der Sektoren (S. 174/175)

Sektor	Verbraucher	EL-Variante		H2-Variante	
			Gesamt		Gesamt
<b>Verkehr</b>			228		276
	Personen Strom	95		31	
	Güter Strom	76		25	
	Personen H2	31		123	
	Güter H2	24		97	
<b>Gebäude</b>			544		545
	Umgebung	89		22	
	Sonstige	197		197	
	Wasserstoff	36		169	
	Wärmepumpe	51		6	
	Basisstrom	171		151	
<b>Industrie</b>			458		469
	Strom	315		214	
	Wasserstoff	143		255	
<b>H2-Bedarf nach Industriesektor</b>			147		259
	Brennstoff	38		150	
	Methanol	7		7	
	Raffinerie	7		7	
	Ammoniak	15		15	
	Stahl	80		80	

\*Anmerkung: Alle Angaben in TWh



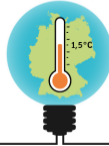
---

## Diskussion der Studie

Die Studie berechnet die Systemkosten für die Stromvariante höher als für die Wasserstoffvariante. Sie vergleicht diese leider nicht mit einem Mittelweg oder einem optimierten Szenario, in dem jeweils für jeden Sektor der optimale Mix gewählt wird. Es fällt auf, dass in Teil 6 »Interpretation der Ergebnisse« zentrale Aussagen der Studie von den Autoren selbst infrage gestellt werden.

Insbesondere werden einige Annahmen getroffen, die nicht plausibel erscheinen:

- Es fehlt eine Einbeziehung der skandinavischen Seen als Speichermedium. Norwegen baut systematisch HGÜ-Leitungen im Rahmen der Post-Oil-Strategie. Es kann also damit gerechnet werden, dass bis 2035 bis zu 20 GW Leitungen nach Skandinavien zur Verfügung stehen. Damit würde eine große Speicherkapazität mit hohem Wirkungsgrad (im Vergleich zu Wasserstoffspeichern) und geringen Kosten zur Verfügung stehen. Dies hätte zwei gravierende Auswirkungen:
  - Die Residuallast würde erheblich reduziert werden.
  - Es würden weniger Batterien für den Ausgleich von kurzfristigen Schwankungen beim Angebot und der Nachfrage von Strom benötigt.
- Es wird nicht diskutiert, wo die Erneuerbare Energie zur Produktion von Flugbenzin und Schiffsdiesel produziert werden soll. Da insbesondere bei der Wasserstoffstrategie die Potenziale in Deutschland nicht ausreichen, müssen diese wahrscheinlich importiert werden. In diesem Zusammenhang fällt auf, dass die Folgen der PtL-Produktion nur für 2030 betrachtet werden.
- Als wesentlicher Vorteil der Wasserstoffstrategie wird genannt, dass die Elektrolyseanlagen flexibel die Last am Stromnetz anpassen können. Dies ist aber auch in einem gemischten Szenario möglich.
- Die Importpreise für Wasserstoff sind vermutlich zu hoch angesetzt, da nicht berücksichtigt wird, dass die Erzeugung von erneuerbarem Strom in sonnen- und windreichen Regionen erheblich billiger sein kann als in Deutschland. In Teil 6 wird auf diesen Punkt von den Autoren selbst



hingewiesen und gesagt, dass eine gemischte Strategie sich als die günstigste Alternative erweisen könnte (S. 164).

- Die Studie nimmt an, dass in der H2-Variante der Wasserstoff vorrangig in Gaskavernen gespeichert wird, in der EL-Variante jedoch in Röhrenspeichern, die um eine Zehnerpotenz teurer sind. Diese Annahme wird nicht begründet. Im Teil 6 wird von den Autoren selbst darauf hingewiesen, dass eine Benutzung der Gaskavernen im EL-Szenario zu Kosteneinsparungen führen kann (S. 163).
- Im Verkehrssektor werden die Ergebnisse anderer Studien nicht berücksichtigt, nach denen die Kosten für eine Wasserstoffinfrastruktur und für Brennstoffzellenfahrzeuge erheblich höher liegen als die für Elektromobilität.
- Die Autoren weisen im Schlussteil darauf hin, dass der Ausbau der Stromnetze durch eine angepasste Allokierung der Speicher geringer ausfallen kann (S. 163).