

Landtag Mecklenburg-Vorpommern

8. Wahlperiode

Wirtschaftsausschuss

Stellungnahme

des Institutes für Regenerative EnergieSysteme IRES,
Hochschule Stralsund

zur

öffentlichen Anhörung des Wirtschaftsausschusses
am 27. Oktober 2022

zum Thema

**„Fortschritte und Perspektiven bei Wind-, Sonnen- und
Wasserstoffenergie in Mecklenburg-Vorpommern“**

hierzu: ADRs. 8/140

Zuarbeit zum Fragenkatalog zur öffentlichen Anhörung zum Thema

„Fortschritte und Perspektiven bei Wind-, Sonnen- und

Wasserstoffenergie in Mecklenburg-Vorpommern“ im Landtag M-V am 27.10.2022

Frage 4

Die deutsche Planung für den Ausbau regenerativer Energien der Übertragungsnetzbetreiber / Bundesregierung wurde im Januar 2022 an die lt. Koalitionsvertrag bis 2045 zu erreichende THG-Neutralität angepasst [1], [1a+b]:

Stand 2021 (D)

59 GW PV / 56 GW_{onsh} + 8 GW_{offsh} WEA / 10 GW PSP-KW / 1 GW Batterien / 0 GW Elektrolyse

Ziel 2045 (D)

395 GW PV / 150 GW_{onsh} + 71 GW_{offsh} WEA / 12 GW PSP-KW / 159 GW Batterien / 40 GW Elektr.

Um die Planungseckwerte 2030 / 2045 für Deutschland zu erreichen, ist ein entsprechender Zubau an WEA- (4 GW onshore/Jahr, 2,6 GW offshore/Jahr) und PV-Anlagen (14 GW/Jahr) erforderlich.

Die Zielzahlen für 2030 korrespondieren mit dem Kohleausstieg, 2045 muss die dekarbonisierte Wirtschaft weitgehend über grünen Strom mit Energie versorgt werden. O.g. Ausbautzahlen PV/Wind korrespondieren mit der AGORA Studie 2021 [2], die für ein klimaneutrales Deutschland 2045 u.a. einen Stromendbedarf von ca. 890 TWh und 432 TWh Energieimporte prognostiziert. Die in Deutschland geplante Elektrolyse kann die vorgesehenen 84 TWh Wasserstoff vor allem aus Überschussstrom erzeugen.

Die Nutzung von Bioenergie/Abfällen ist im Sinne nachhaltiger Bodenbewirtschaftung auszurichten. Die derzeit etwa 300 TWh (Wärme+Strom, Potenzial ca. 420 TWh in 2045) werden vermutlich eher für die Kraftstoffproduktion und Dekarbonisierung von Industrieprozessen benötigt werden und nicht fokussiert in (dynamisierten) KWK-Anlagen zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden [1b].

[1] Jarass, L. J.: Komplettumbau des Energieversorgungssystems, BWK BD.74 (2022)7-8, S. 11-13.

[1a] EHB: European Hydrogen Backbone – A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries, April 2022 / [1b] Genehmigung Juli 2022. <https://ehb.eu/page/publications>

[2] AGORA Studie 2021: Klimaneutrales Deutschland 2045.

Frage 5

In Frage 4 wurde die Möglichkeit einer rein regenerativen Energieversorgung positiv beantwortet, allerdings sind umfängliche Energieimporte notwendig.

Die folgenden Ausführungen behandeln detaillierter die Absicherung der Stabilität des Stromnetzes nur unter Nutzung regenerativer Energien und von Wasserstoff-Speicherkreisen.

Für eine rein regenerative Energieversorgung Deutschlands (100% EE-Szenario) hatte der VDE in seinen Studien 2010 / 2012 folgende Speicherbedarfe ausgewiesen [3]:

Randbedingungen der VDE-Studie 2012:

Netto-/ Bruttostromverbrauch:	501 / 565 TWh / Jahr
Erzeuger / Einspeiser (peak):	14 GW Biomasse / 105 GW Wind / 86 GW PV 6,9 GW Wasser / 4,8 GW Geothermie
Jahreshöchstlast:	81,3 GW

notw. Kurzzeitspeicher

Speichergröße 184 GWh (zur Orientierung 5h Versorgung mit 35 GW)	Ein-/Auspeicherleistung 35 GW
---	-------------------------------

notw. Langzeitspeicher

Speichergröße: 26 TWh (35% des deutschen Erdgasnetzes, umgestellt auf H ₂)	Ein-/Auspeicherleistung: 68 GW / 42 GW
---	--

Die zwischenzeitlichen Fortschreibungen der Planungen und Studien zum Erreichen der Klimaneutralität gehen von einem Bruttostromverbrauch 2045 von ca. 1000 TWh aus [1b], [2]. Die Hochrechnung der VDE-Studie ergibt überschlägig folgenden Langzeitspeicherbedarf:

notw. Langzeitspeicher 2045

Speichergröße: 46 TWh	Ein-/Auspeicherleistung: 120 GW / 75 GW
-----------------------	---

Das derzeitige Erdgasnetz hat eine Speicherkapazität von 220 TWh_{chem} (=2,6 Monate). Die Absicherung der o.g. 46 TWh_{el} erfordern ca. 77 TWh_{chem} (60% Wirkungsgrad der Gaskraftwerke), d.h. 1/3 der derzeit vorhandenen chem. Speichermöglichkeit.

Bei Umstellung der Erdgasnetze auf 100% Wasserstoffbetrieb müssen aufgrund des geringeren Energieinhaltes die dreifachen Volumina gespeichert und transportiert werden. Der Transport ist aufgrund der geringeren H₂-Dichte unproblematisch. Eine auf Wasserstoff umgerüstete Erdgaspipeline kann 80 bis 90 % der ursprünglichen Energietransportkapazität unter ansonsten gleichen Bedingungen realisieren, wenn Kompressoren und Regeleinrichtungen ausgetauscht werden. Das Rohrsystem muss nachzeitigem Wissensstand nicht besonders ertüchtigt werden. Für die Speicherung sinkt jedoch bei gleichem Arbeitsgasvolumen der Kavernen der Energieinhalt auf 1/3, da i.d.R. die Betriebsdrücke nicht verändert werden können.

Damit würde eine Umstellung des Erdgasnetzes auf Wasserstoff nur die Speichieranforderungen für die Stabilität des Stromnetzes erfüllen, es müssten umfänglich neue Kavernen für die Wasserstoff(zwischen)speicherung für die weiteren Einsatzfelder des grünen Wasserstoffs geschaffen werden. Im Rahmen des Ausbaus der 5 geplanten Wasserstoffkorridore für Europa werden diese Korridore einen Teil dieser Zwischenspeicherfunktion übernehmen können [4].

Der umfänglichen Erweiterung des **Kavernenvolumens** stehen als Alternativen

- die (biologische o. katalytische) Methanisierung des Wasserstoffs (CO₂-Einsatz / Sabatier-Prozess – z.B. Verdopplung der Biomethanausbeute durch BM/CKM) und Speicherung als Methan,
 - die katalytische Methanolherstellung (H₂ + z.B. Biogas-CO₂),
 - oder die Speicherung des Wasserstoffs als Ammoniak (Luftstickstoff-Nutzung / Haber-Bosch-Verfahren) mit dann deutlich geringeren notwendigen Speichervolumina gegenüber.
- In welchem Umfang diese Alternativen genutzt werden, ist derzeit nicht absehbar.

[3] VDE: VDE-Studie Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, Juni 2012.

[4] European Hydrogen Backbone, April + May 2022, <https://ehb.eu/page/publications>.

Frage 6

Die Netzstabilität (f-Konstanz = 50 Hz als Indikator der Balance von Erzeugung und Verbrauch) wird zukünftig durch die Reduktion direkt netzgekoppelter rotierender Maschinen (Synchrongeneratoren usw.) im Kurzzeitbereich durch die zur Netzkopplung eingesetzte Leistungselektronik (Umrichter) als Netzdienstleistung erbracht werden. Die durch den fossilen Kraftwerkspark über Leistungserhöhung / -abregelung realisierten Leistungsanpassungen vor allem der Erzeuger können problemlos Batteriespeicher übernehmen (vgl. Erfahrungen der WEMAG mit dem 10 MW / 15 MWh-Batteriespeicher in Schwerin), erste positive Erfahrungen der Einbeziehung von Windparks liegen vor. Im Überblick kann die Netzstabilität mit den verschiedenen Zeitkonstanten zukünftig wie folgt gesichert werden:

Bisher:	Zukünftig:
Momentanreserve / ms-s Bereich:	
- Trägheit der rotierenden Massen direkt netzgekoppelter Generatoren, Motoren...	- leistungselektronische Netzdienstleistung der Einspeiser und Lasten
Primärregelung	5 – 30s (100%) / max. 15 min, +-0,6 GW in D:
- Teil des Kraftwerksparks durch +/-P	- ca. 100 x 10 MW Batteriespeicher (vgl. SN)
Sekundärregelung	30s – 5min (100%) / max. 15 - 60 min, +- 2 GW in D:
- Teil des Kraftwerksparks, Lasten	- Batteriespeicher, 3GW / >12 GWh
Tertiärreg./ Minutenreserve	5 min – 15 min (100%) / max. 60 min, +- 0,6 GW in D:
- wie oben	
Vgl. gepl. Ausbau der Batteriespeicher in D:	47 GW (2030) ... 159 GW / 240 GWh(?) (2045)
	Sichert PRL / SRL / MRL / VDI-Kurzzeitspeicher

Frage 10

Die aktuellen Langzeit-Speicherbedarfe (VDE-Studie 2012 [3]) können als Wasserstoff mit einer Elektrolysekapazität von 10 GW bereitgestellt werden (4000 Volllaststunden), so dass über 43 TWh_{chem} letztlich 26 TWh_{el} jährlich zur Netzstabilisierung zur Verfügung stehen würden. Dies erfordert nach Umwidmung auf H2 die Hälfte der deutschen Gasspeicher für die H2-Speicherung.

Die Bundesregierung plant bereits bis 2030 Wasserelektrolyse im Umfang von 10 GW, PV und Windplanungen korrespondieren mit den 100% EE der VDE-Speicherstudie.

Die Errichtung der Elektrolysekapazität ist mit der Verfügbarkeit von 20 MW-Einheiten (u.a. Thyssenkrupp Industrial Solutions mit 2 GW-Elektrolyse in Saudi-Arabien u. zukünftig Siemens) im angegebenen Zeitrahmen umsetzbar.

Frage 11

Um die Planungsseckwerte 2030 / 2045 für Deutschland zu erreichen, ist ein entsprechender Zubau an WEA- (4 GW onshore/Jahr, 2,6 GW offshore/Jahr) und PV-Anlagen (14 GW/Jahr) erforderlich. Die Zielzahlen für 2030 korrespondieren mit dem Kohleausstieg, 2045 muss die dekarbonisierte Wirtschaft weitgehend über grünen Strom mit Energie versorgt werden [1].

Die Schaffung der notwendigen Elektrolyse-Kapazitäten, H2-Speicher und des H2-Pipelinesystems erscheint in den geplanten Ausbaustufen 2030 / 2040 durch die Gasnetzbetreiber realistisch, da die gesamteuropäische Umsetzung des European Hydrogen Backbone [1a+b] voraussichtlich wesentlich mit IPCEI-Mitteln (Important Projects of Common European Interest) umgesetzt werden kann.

[5] DPA: Vier Wasserstoffprojekte aus MV bekommen Millionen vom Bund, 31.05.2021, <https://www.eu-info.de/dpa-europaticker/311466.html>

Frage 13

Für den absehbar weiter notwendigen Energieimport in seiner Umstellung auf grünen Wasserstoff / Ammoniak / Methanol usf. sind die notwendigen Voraussetzungen zu schaffen. Dies beinhaltet neben der Ertüchtigung/Ausbau vorhandener Pipelines (z.B. Lückenschluss zum LNG-Terminal Świnoujście), HVDC-Verbindungen usf. die Anpassung der Infrastruktur an Wasserstoff-Umschlag (Häfen) / -Zwischenlagerung (Kavernen) und -Fortleitung.

Frage 15-17

Mittlerweile liegen eine Reihe Best-Practice-Beispiele für Dörfer / Quartiere / Städte vor. Diese Erfahrungen sind stärker zu kommunizieren und in Neu-/Ersatzplanungen einzubeziehen.

Frage 18

Der dramatische Rückgang des Heizbedarfes favorisiert Wärmepumpen, ggf. in Verbindung mit kalter Nahwärme, um hohe Arbeitszahlen zu erreichen. Das gesamtheitliche Denken von Kühlung / Heizung in Supermärkten / öff. Einrichtungen usf. unter Nutzung von Eisspeichern erübrigt die Wärmeabfuhr über Dach in der Heizperiode.

Frage 19

Die vorhandene Erdgasversorgungsstruktur wurde in MV zunächst mit Stadtgas, das bis zu 50% Wasserstoff enthielt, betrieben und dann auf Erdgasbetrieb umgestellt.

Mit der Einbeziehung von grünem Wasserstoff ist zunächst ein Mischgasbetrieb Erdgas/Wasserstoff sinnvoll, der zuvor die Umrüstung der Verbrauchsmesstechnik / Endgeräte / Brennertechnik auf diesen Mischgasbetrieb mit variablem Wasserstoffanteil und zukünftig 100% Wasserstoffbetrieb erlaubt.

Das lange genutzte Stadtgas enthielt bis zu 50% Wasserstoff (nicht giftig) und war durch den Kohlenmonoxidgehalt tödlich. Die Odorierung bleibt erhalten, technische Lösungen für 100% H₂-Betrieb liegen vor, um mit dem Odorierungsmittel sensible Verbraucher nicht zu schädigen.

Japan hat mit dem ENE-Farm-Projekt die Kosten von Erdgas-BZ-Hausheizungen auf < 10 T€ reduzieren können. I.d.R. wird ein Reformier eingesetzt, um aus dem Methan hochreinen Wasserstoff für die Niedertemperatur PEM-Brennstoffzelle zu erzeugen. Der eingesetzte Reformier ist bei 100%-Wasserstoffnetzen verzichtbar, für Mischgasnetze werden H₂-Abscheider entwickelt.

Frage 22

Bei Umstellung der Erdgasnetze auf 100% Wasserstoffbetrieb müssen durch den geringeren Energieinhalt von Wasserstoff die dreifachen Gasvolumina gespeichert und transportiert werden. Der Transport ist aufgrund der geringeren H₂-Dichte unproblematisch. Eine auf Wasserstoff umgerüstete Erdgaspipeline kann 80 bis 90 % der ursprünglichen Energietransportkapazität unter ansonsten gleichen Bedingungen realisieren, wenn Kompressoren und Regeleinrichtungen ausgetauscht werden. Das Rohrsystem muss nach derzeitigem Wissensstand nicht besonders ertüchtigt werden. Planungen auf europäischer Ebene laufen seit 2020 (European Hydrogen Backbone [1a+b]).

Die derzeitigen Qualitätsstandards erlauben bei Erdgas eine Beimischung von max. 2%, wenn CNG-Fahrzeuge betankt werden, ansonsten 5% Wasserstoff, technisch sind problemlos 20% (u.a. Projekt in Schoppsdorf – Jerichower Land) bis 30% möglich (u.a. Testbetrieb in Hamburg-Bergedorf, Quartier „Am Schilfgürtel“).

Die derzeitige Brennertechnik ist aufwandsoptimiert auf das Erdgasqualitätsfenster ausgelegt. Abweichungen in der Gaszusammensetzung führen daher u.U. zum Funktionsverlust des Brenners. In den bisherigen Projekten traten durch die H₂-Beimischung (bis 20/30%) keine signifikanten Problemen mit den Endgeräten auf.

Die Beimischung sollte (nur) bei entsprechendem (Erdgas-) Gasdurchsatz erfolgen, um die Anreicherung von Wasserstoff zu vermeiden.

Die Abtrennung von Wasserstoff aus einem Gasgemisch ist durch spezielle – nur für Wasserstoff durchlässige – Kunststoff- oder Keramikmembranen möglich. Derzeit werden Eignung, Aufwand und Verbesserungspotenzial dieser Technik in mehreren Projekten intensiv untersucht (u.a. Ontras in Prenzlau, Hypos in Bad Lauchstädt...). Vgl. auch die konkreten Ergebnisse der TU Wien: Ihr zweistufiges Membran+Druckwechseladsorptionsverfahren ist ab 1% H₂-Gehalt bis 60 bar einsetzbar und liefert bei 8-12% Energieeinsatz (des letztlich erhaltenen H₂) Wasserstoff mit einer Reinheit bis 99,97% (Wasserstoff 3.7) [6].

[6] <https://www.process.vogel.de/wasserstoff-aus-der-erdgasleitung-a-528677/>

Frage 24

Umstellung der gesamten Energieversorgung von M-V auf EE:

Ausgangspunkt ist der heutige MV-Bedarf- Endenergie (Daten 2018 [6]):

<u>Strom</u>	<u>Wärme</u>	<u>Mobilität</u>	<u>Sonst.</u>
Eigenverbr.+ Export	Erdgas+Heizöl+Fernw.	Kraftstoffe	EE
6,6 TWh + 8,4 TWh Export	15,5	13 TWh	2,8 TWh

Vollständige Umstellung auf reg. Strom + grünen Wasserstoff bis 2035

(60% Wirkungsgrad der Elektrolyse):

<u>Strom</u>	<u>Wärme</u>	<u>Mobilität</u>
Nur M-V	50% el. Wärmepumpen + 50% grüner H ₂	50% H ₂ + 50% batterieelektr.
Eigenverbrauch	Biomasse im heutigen Rahmen	
6,6 TWh	2,6 TWh + 12,9 TWh	6,5 TWh + 2 TWh

→ Varianten ohne netzstabilisierendes H2-Speicherkraftwerk

(a)	6,6 TWh +	13,5 TWh	+	8,5 TWh	= 30,6 TWh _{el}	nur reg. Strom M-V keine H2-Importe
(b)	6,6 TWh +	2,6 TWh	+	2 TWh	= 11,2 TWh _{el} + 14,2 TWh _{chem}	Strom M-V + H2-Import

→ Varianten mit netzstabilisierendem H2-Speicherkraftwerk [7]

(c)	6,6 + 2,3 TWh	13,5 TWh	+	8,5 TWh	= 32,9 TWh _{el}	nur reg. Strom M-V
(d)	6,6 + 2,3 TWh +	2,6 TWh	+	2 TWh	= 13,5 TWh _{el} + 14,2 TWh _{chem}	Strom M-V + H2-Import

Mit einem Zubau von 0,2 GW WEA/Jahr und 0,2 GW PV/Jahr (Durchschnittswert der letzten 10 bzw. 6 Jahre) werden 2035 etwa nur etwa 18 TWh reg. Strom in MV erzeugt werden. Erst die Verdreifachung beider Zubauraten liefert 2035 die für Variante (c) notwendigen 34 TWh. Bei WEA wurde 2013 mit einem Zubau von 0,4 GW/ Jahr der bisher höchste Wert erreicht.

[6] Energie- und CO₂-Bericht M-V; Ministerium für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung des Landes M-V, Schwerin, Juni 2021.

[7] Kaste, E.: Konzipierung eines Wasserstoff-Speicherkraftwerks am Standort des Kohlekraftwerks Rostock; Ba-Thesis, Hochschule Stralsund, Nov. 2021.

Prof. Dr.-Ing. Thomas Luschtinetz
Hochschule Stralsund / Fakultät Elektrotechnik und Informatik
Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund

Institut für Regenerative EnergieSysteme IRES /
Institut für Energie und Umwelt e.V.

Fon: + 49 3831 456 583 Mobil: + 49 178 210 3724 Fax: + 49 3831 456 687
E-Mail: Thomas.Luschtinetz@Hochschule-Stralsund.de