

## Klimaneutralität in Europa: Perspektiven für die Ukraine?

Die angestrebte Klimaneutralität in Europa (EU) macht es erforderlich, die gesamte Stromerzeugung auf Erneuerbare Energien umzustellen. Trotz verbesserter Energieeffizienz wird der Stromverbrauch in Europa steigen, weil bisher mit fossilen Energieträgern gedeckte Bedarfe (z.B. im Verkehr oder der Gebäudebeheizung) in erheblichem Umfang auf elektrische Anwendungen umgestellt werden. Die erforderlichen Flächen für die Windenergie- und Solarnutzung für alle stromspezifischen Anwendungen können in Europa bereitgestellt werden, ein Netto-Stromimport aus außereuropäischen Ländern wird nicht erforderlich sein und wäre auch nicht kostenoptimal.

Wasserstoff wird künftig als chemischer Energieträger und als Rohstoff für industrielle Prozesse benötigt und kann ebenfalls klimaneutral aus Strom aus erneuerbaren Quellen hergestellt werden. Die Wasserstoffelektrolyse ist zwar viel effizienter als viele andere, „konventionelle“ Energiewandlungstechnologien, aber immer noch verlustbehaftet. Daher kommt Wasserstoff in der Energiewirtschaft aus wirtschaftlichen Gründen nur in den Fällen in Betracht, in denen die direktelektrischen Anwendungen an technologische oder funktionelle Grenzen geraten. Der Wirkungsgrad für die Herstellung von Wasserstoffderivaten, wie synthetischen Kraftstoffen, ist nochmals deutlich geringer, so dass diese Derivate nur dort ihre Berechtigung haben, wo es auf die für flüssige Energieträger typische, sehr hohe Energiedichte ankommt (z.B. Flugzeuge, Schiffe, evtl. Langzeit-Energiespeicher).

Zu fragen ist, woher der für Wasserstoff und seine Derivate erforderliche, zusätzliche Strom stammt. Voraussichtlich wird er kostenoptimal nicht vollständig innerhalb der EU erzeugt werden können, sodass Wasserstoff zumindest anteilig und synthetische Energieträger (im wesentlichen vollständig) in die EU importiert werden müssen.

In diesem Diskussionsbeitrag soll herausgearbeitet werden, in welchem Umfang Wasserstoff in die EU importiert werden und welche Rolle die Ukraine für die Wasserstoffversorgung Europas spielen könnte, wenn der derzeitige Krieg gegen die Ukraine beendet und eine neue Sicherheitsarchitektur geschaffen ist und die Ukraine sich stärker nach Europa orientiert oder sogar Mitglied der EU wird. Das nutzt nicht nur der zukünftigen klimaneutralen Energieversorgung Europas, sondern könnte auch einen attraktiven Baustein für die wirtschaftliche Zukunftsentwicklung der Ukraine darstellen. Denn immerhin ging die Erdgasversorgung Mitteleuropas ursprünglich vollständig über die Ukraine, und das vorhandene (und für einen Wasserstoffbetrieb zu ertüchtigende) Pipelinennetz könnte ein bedeutsames Asset für eine solche Perspektive sein.

Nach einer Einführung werden im ersten Kapitel die Eckpunkte für eine Klimaneutralität in Deutschland bis 2045 dargestellt: wie viel Strom, welche und wie viele klimaneutralen Brennstoffe werden wir 2045 verbrauchen? Im zweiten Kapitel wird dargelegt, welche Kosten für den Transport von Erdgas und Öl heute entstehen und wie dies für Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe in Zukunft aussieht. Danach wird erörtert, in welchem Umfang der künftige Wasserstoffbedarf innerhalb der EU erzeugt werden kann und was voraussichtlich von außerhalb, z.B. aus der Ukraine, importiert werden muss. Das wird dann abgeglichen mit den heutigen Pipelinekapazitäten in der Ukraine, um daraus abzuleiten, was eine Obergrenze für einen Wasserstoffimport aus der Ukraine mit dem bestehenden Pipelinennetz sein kann. Im fünften Kapitel wird untersucht, welche Erzeugungspotenziale für Strom aus Erneuerbaren Energien in der Ukraine bestehen und ob es überhaupt genügend Flächen gibt, um nicht nur die künftige Energieversorgung der Ukraine klimaneutral zu gestalten, sondern darüber hinaus auch nennenswerte Mengen an Wasserstoff für den Export nach Mittel- und Südosteuropa zu erzeugen. Im Abschlusskapitel wird ein Resümee gezogen: unter welchen Randbedingungen könnte sich die Ukraine als Wasserstoff-Exportland positionieren? Was sind Eckpunkte einer resilienten, klimaneutralen Energieerzeugung in Europa?

Insofern soll dieser Beitrag keine fertige „Gebrauchsanweisung“ für die künftige nationale und europäische Energiepolitik liefern, sondern Denkanstöße geben.

Europa steht vor gewaltigen, unterschiedlichen Herausforderungen. Die Dekarbonisierung der Energieversorgung bis 2050, in Deutschland bis 2045, ist eines der besonderen wichtigen Transformationsziele. Der Ausbau der erneuerbaren Energiequellen zur Stromerzeugung – vor allem Windenergie und Photovoltaik statt Kohle, Öl, Gas (und Uran) - ist dabei seit jeher im Fokus. Selbstverständlich muss auch die Nutzung der fossilen Energieträger zur Raumheizung, für die Mobilität sowie für industrielle und gewerbliche Prozesse und Anwendungen durch klimaneutrale Alternativen ersetzt werden. „Grüner Wasserstoff“, der aus der Elektrolyse von Wasser mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird, oder daraus hergestellte Derivate, wie klimaneutrale Kohlenwasserstoffe (z.B. Methan oder synthetische Kraftstoffe) können dort verwendet werden, wo die Verwendung von Strom an technische oder prozessbezogene Grenzen stößt. Kohle, Erdöl, Erdgas werden also durch zunehmende Stromanwendungen ersetzt sowie durch chemische Energieträger wie grünem Wasserstoff oder auf seiner Basis erzeugter Derivate.

Systemstudien zeigen, dass der Stromverbrauch in Deutschland bis 2045 stark steigt – trotz der Erschließung von nach wie vor großen Effizienzpotenzialen – weil der Strombedarf im Bereich der Digitalisierung, der Elektromobilität, der Raumheizung insbesondere durch Wärmepumpen oder durch direktelektrische Anwendungen in Industrie und Gewerbe entsprechend ansteigt. Auch ein bis 2045 nahezu verdoppelter Stromverbrauch in Deutschland gegenüber heute wird im Wesentlichen durch erneuerbare Energien in Deutschland erzeugt werden können, wenn ihr Ausbau ausreichend stringent vorangetrieben wird. Sogar der Strombedarf für einen gewissen, kleineren Anteil des grünen Wasserstoffs wird in Deutschland zu erzeugen sein (und ist in der prognostizierten Verdopplung des Stromverbrauchs bis 2045 bereits enthalten).

Für den Großteil des grünen Wasserstoffs und der synthetischen Kraftstoffe gilt jedoch, dass sie auch in ferner Zukunft importiert werden müssen. Das gilt nicht nur für Deutschland, sondern auch für die EU, auch wenn die großen Windenergiepotenziale in Nordwesteuropa und die großen Solarpotenziale in Südeuropa für die Herstellung von grünem Wasserstoff genutzt werden. Eine „Energieautarkie der EU“ wird es auch künftig bei Strom geben. Bei grünem Wasserstoff und anderen klimaneutralen chemischen Energieträgern mag es technisch möglich sein, sie vollständig in der EU zu produzieren, dies wird jedoch kaum einen kosteneffizienten Pfad darstellen. Das heißt: auch in der europäischen Perspektive werden klimaneutrale, chemische Energieträger importiert werden müssen – wie heute in der fossilen Welt auch. Hierbei stehen seit jeher Nordafrika und der Nahe Osten im Fokus, bisher jedoch auch Russland und Osteuropa – letztere schlicht deswegen, weil es auch dort große Potenziale für Erneuerbare Energien und vor allem Gaspipelines gibt, die, mit der entsprechenden Umrüstung, statt heute Erdgas künftig Wasserstoff transportieren könnten.

Spätestens der Überfall Putin-Russlands auf die Ukraine seit dem 24. Februar 2022 und die daraus entstandenen Debatten haben hier zu einer klaren Zäsur geführt.

Es ist jetzt überaus deutlich geworden, wie stark die Volkswirtschaften Mitteleuropas von Kohle, Erdöl und Erdgas aus Russland abhängig sind und wie schwer es ist, sich aus dieser Abhängigkeit gerade beim Erdgas zu befreien. Dekarbonisierung – so schnell wie möglich – ist nicht nur für den Klimaschutz unabdingbar, sondern ist mindestens ebenso wichtig, um sich aus der Abhängigkeit eines Regimes zu befreien, das die Sicherheitsarchitektur Europas durch einen Angriffskrieg auf den Kopf stellt.

In der Helsinki-Schlussakte vom 1. August 1975 der „Konferenz zur Sicherheit und Zusammenarbeit in Europa (KSZE), die auch von der damaligen Sowjetunion unterzeichnet wurde, ist vereinbart, dass die Grenzen in Europa nie wieder durch Krieg verändert werden dürfen. So heißt es in der Schlussakte:

### **„III. Unverletzlichkeit der Grenzen**

**Die Teilnehmerstaaten betrachten gegenseitig alle ihre Grenzen sowie die Grenzen aller Staaten in Europa als unverletzlich und werden deshalb jetzt und in der Zukunft keinen Anschlag auf diese Grenzen verüben. Dementsprechend werden sie sich auch jeglicher Forderung oder Handlung enthalten, sich eines Teiles oder des gesamten Territoriums irgendeines Teilnehmerstaates zu bemächtigen.“<sup>1</sup>**

Dieser Grundpfeiler der europäischen Sicherheitsarchitektur wurde schon 2014 mit der Annexion der Krim durch Russland umgestoßen – ohne dass Schlussfolgerungen in Bezug auf die seither sogar noch gestiegene Abhängigkeit Mitteleuropas von Energieimporten aus Russland gezogen worden wären – der Bau der Erdgaspipeline Nord Stream 2 wurde nach der Annexion der Krim durch Russland am 1. September 2015 vereinbart<sup>2</sup>. Die Folgen dieser Abhängigkeit werden – trotz vielfacher früherer Warnungen insbesondere aus den osteuropäischen Ländern – erst seit dem neuerlichen Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine im Februar 2022 ernsthaft erörtert. Seither wird fieberhaft nach Auswegen aus der Abhängigkeit gesucht.

Angesichts der Brutalität, die die russische Armee im Krieg gegen die Ukraine zeigt, kann sich derzeit niemand in Deutschland vorstellen, wie man nach einer Beendigung dieses Kriegs wieder Vertrauen in die russische Administration fassen kann, eine Rückkehr zum „Status quo ante“ ist ausgeschlossen. Also kann sich auch niemand vorstellen, dass der Import von grünem Wasserstoff aus Russland einen akzeptablen Weg in die Klimaneutralität darstellt, mit dem man politisch planen könnte. Ohne Frage wird eine wichtige Lektion sein, die Bezugswege von grünem Wasserstoff von vornherein zu diversifizieren, um damit auch die Resilienz der Energieversorgung zu stärken.

Gleichzeitig muss man aber auch berücksichtigen, dass die Ukraine als Transitland in erheblichem Umfang wirtschaftlich an den Lieferungen von Erdgas aus Russland partizipiert hat.

Die Frage ist also, ob es eine Perspektive sein kann, einen Teil des Bedarfs an grünem Wasserstoff in Deutschland und anderen EU-Ländern aus der Ukraine decken zu lassen und welche Randbedingungen für solche Überlegungen zu beachten sind. Dieser Frage geht dieser Beitrag nach.

## **1. Eckpunkte und Mengengerüste für eine Klimaneutralität in Deutschland bis 2045**

Im Folgenden soll zunächst die absehbare Entwicklung des Energiebedarfs in Deutschland bis 2045 nachgezeichnet werden. Grundlage hierzu ist die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“<sup>3</sup> (KND2045). Andere Systemstudien mit teilweise etwas unterschiedlicher Zielsetzung<sup>4</sup> kommen zu geringfügig anderen Ergebnissen, in der Tendenz sind die Aussagen jedoch gleichlautend.

Zunächst soll die Entwicklung des Stromverbrauchs betrachtet werden. Der jährliche Bruttostromverbrauch wird von 595 Terawattstunden (1 TWh = 1 Mrd. kWh) im Jahr 2018 bis zum Jahr 2045 auf 1019 TWh steigen. Und dies, obwohl deutliche Effizienzgewinne erwartet werden. Sichtbar wird dies in der folgenden Abbildung 1 an den abnehmenden Stromverbräuchen der Sektoren „Private

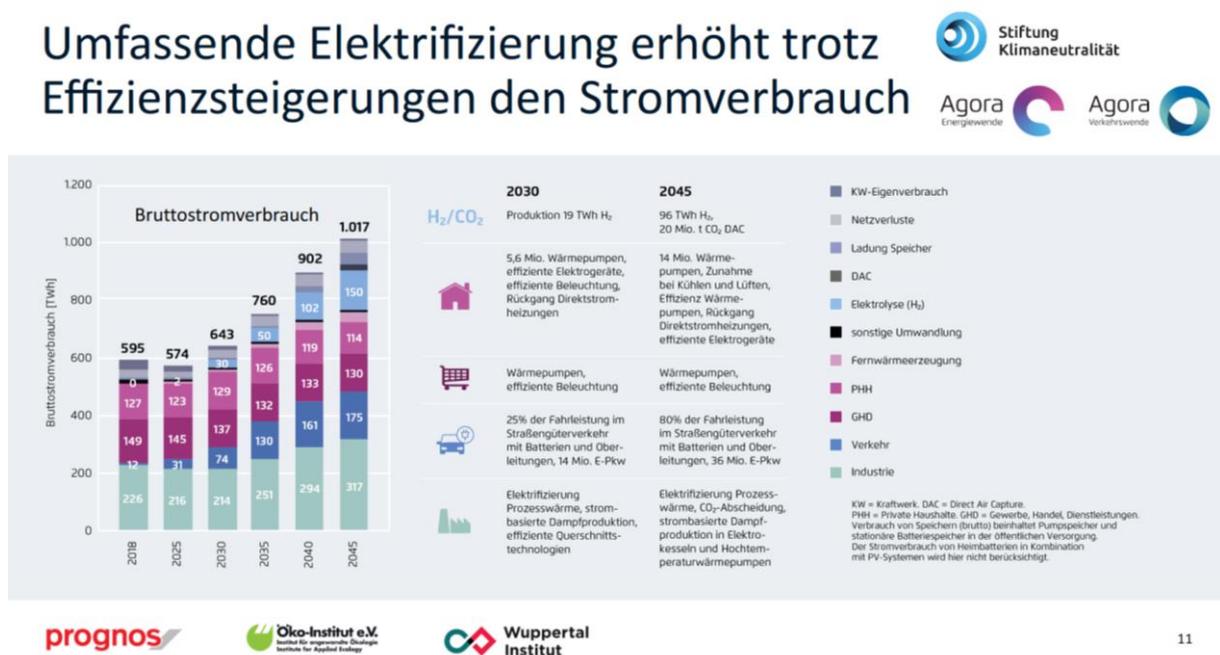
<sup>1</sup> <https://www.osce.org/files/f/documents/6/e/39503.pdf>

<sup>2</sup> <https://www.bundestag.de/resource/blob/417244/1e8857b7e11b55c130064c4e23ac7b04/WD-5-012-16-pdf-data.pdf>

<sup>3</sup> Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Studie im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/06/2021-06-18-Langfassung-KNDE-2045.pdf>

<sup>4</sup> z.B. Transnet BW (2020): Stromnetz 2050, <https://www.transnetbw.de/de/stromnetz2050/>

Haushalte“ (PHH) und „Gewerbe, Handel, Dienstleistung“ (GHD). Auch der Industriestromverbrauch nimmt demnach bis zum Jahr 2030 noch geringfügig ab. Den Effizienzgewinnen steht jedoch eine zunehmende Stromnutzung durch die weitergehende Digitalisierung und durch den Ersatz von bisher mit fossilen Energieträgern gedeckten Energiebedarfen durch Strom gegenüber. Augenfällig wird das insbesondere in der Mobilität, wo bis zum Jahr 2045 beispielsweise 36 Mio. batterieelektrische PKW auf den Straßen erwartet und 80 % der Fahrleistungen im Straßengüterverkehr elektrisch erbracht werden. Aber auch der Ersatz von Gas- und Ölheizungen durch (klimaneutral erzeugte) Fernwärme oder durch elektrische Wärmepumpen (14 Mio. bis 2045 installiert) und die Umstellung industrieller Prozesse auf Strom und Wasserstoff (oder aus Wasserstoff hergestellten Energieträgern) trägt zur zunehmenden Elektrifizierung bei. Bemerkenswert ist hierbei, dass der Stromverbrauch für Wärmepumpen im Haushaltssektor überkompensiert wird durch Einsparungen bei Geräten, Beleuchtung und den Ersatz von Nachtspeicherheizungen und Elektroboilern – was zu der Aussage passt, dass der Stromverbrauch im Haushaltssektor bis 2045 im Saldo leicht zurückgeht. Schließlich wird ein Strombedarf von 150 TWh für die Elektrolyse von Wasserstoff in Deutschland mit einem Energieinhalt von 96 TWh prognostiziert<sup>5</sup>



**Abb. 1: Entwicklung des Stromverbrauchs in verschiedenen Sektoren; Quelle: KND2045**

Mit gut 1000 TWh Bruttostromverbrauch in Deutschland im Jahr 2045 wird die obere Bandbreite der derzeitigen Studien markiert, die bei 800 bis 850 TWh beginnt. Der Unterschied rührt vor allem vom Umfang der inländischen Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse her, der der Zielsetzung dieser Studie geschuldet – Klimaneutralität bereits 2045 – deutlich höher ausfällt als in anderen, früheren Systemstudien. Nur nebenbei sei bemerkt, dass dies in jedem Fall einen entsprechenden Leitungsbau der Stromnetze bis zum Jahr 2045 voraussetzt, der im Rahmen der derzeitigen Netzausbauplanung aufgrund des geltenden Energierechts noch nicht berücksichtigt wird.

<sup>5</sup> Eine Übersicht der Ergebnisse der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ findet sich im Foliensatz unter <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/05/KND45-Uebersicht-Ergebnisse-WEBINAR-V2.pdf>, dem auch die Abbildungen zu dieser Studie in diesem Papier entnommen sind.

Der Umfang des erforderlichen Zubaus erneuerbarer Stromerzeugung ist gewaltig, um die Ziele der Klimaneutralität zu erreichen. Im Wesentlichen wird dieser Zubau durch Photovoltaik und Windenergie, sowohl an Land (onshore) als auch auf dem Meer (offshore) erfolgen. Wasserkraft ist in Deutschland weitgehend ausgebaut, ein Zubau an Leistung kann eigentlich nur noch bei einer Modernisierung bestehender Anlagen erfolgen. Die hier verfügbaren Potenziale sind verschwindend gering, verglichen mit dem gesamten Ausbaubedarf. Auch die Nutzung von Biomasse wird eher abnehmen als wachsen können: aufgrund der sehr geringen Flächeneffizienz beim Anbau von Mais oder anderen Energiepflanzen gegenüber der Nutzung dieser Flächen durch z.B. Photovoltaik, oder aufgrund der fragwürdigen Effekte von Anbau-Monokulturen (für die energetische Nutzung) auf die Biodiversität und schließlich aufgrund der Unwirtschaftlichkeit der Stromerzeugung aus Biomasse verglichen mit der Stromerzeugung aus Photovoltaik oder Wind, wird die Stromerzeugung durch Anbau-Biomasse wieder zurückgehen. Wünschenswert und nachhaltig (und im bescheidenen Umfang noch ausbaubar) ist die energetische Biomassenutzung nur im Rahmen der Behandlung von Bioabfällen. Auch die Nutzung der Geothermie ist eine wichtige Ressource in Deutschland, allerdings eher zur Erzeugung von Heizwärme und nur in voraussichtlich geringem Umfang zur Stromerzeugung.

Es war bisher ein Grundpfeiler der Energiepolitik in Deutschland, den Strombedarf im Wesentlichen durch inländische Stromerzeugung zu decken. Durch den deutlichen Zubau der erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren ist dies trotz des Abschaltens der Kernenergie nicht nur gelungen, sondern Deutschland hat sich in den vergangenen fünf Jahren auch in beträchtlichem Umfang zum Netto-Stromexportland entwickelt (2018: Exportsaldo 49 TWh), allen anderslautenden Unkenrufen zum Trotz. Denn durch die weitgehend abgeschriebenen Kernkraft- und Kohlekraftwerke haben sich die einheimischen Quellen im europäischen Energiemarkt gut behaupten können. Das wird sich mit dem endgültigen Ausstieg aus der Kernenergienutzung und dem geplanten Ausstieg auch aus der Kohlenutzung zwar ändern, und bis zur Mitte des Jahrhunderts wird Deutschland auch im bescheidenen Umfang Netto-Stromimportland werden (2045: 22 TWh). Das ändert aber nichts daran, dass der Grundsatz auch in Zukunft verfolgt werden sollte. Dies setzt freilich voraus, dass die notwendigen Flächen für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bereitgestellt werden müssen, um auch den oben dargestellten, wachsenden „Stromhunger“ zu befriedigen.

Die Herausforderungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2045 werden aus der folgenden Abbildung 2 ersichtlich:

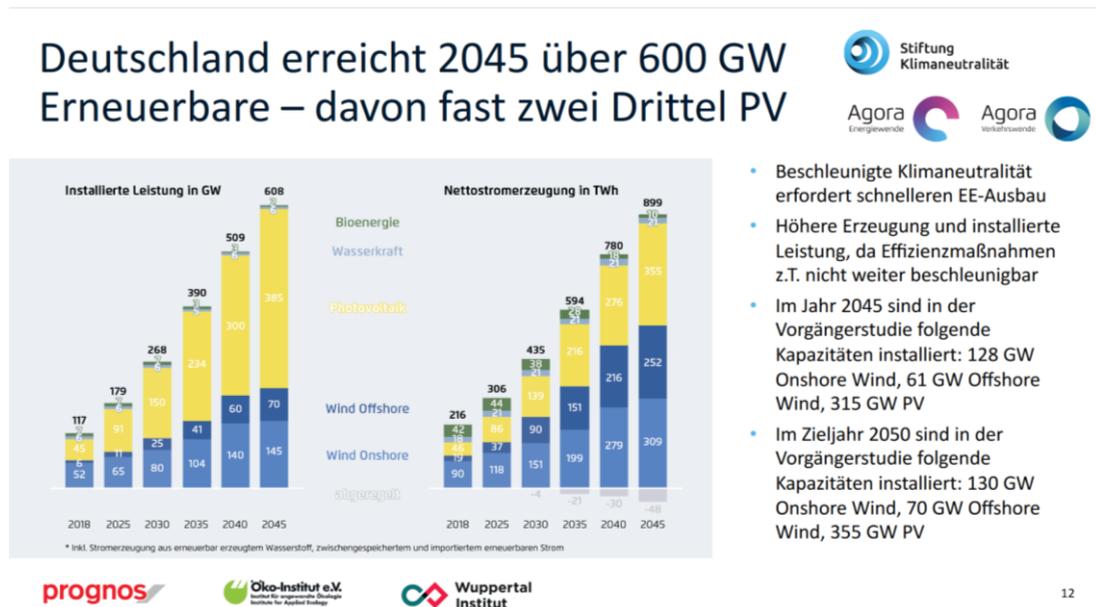


Abb. 2: Entwicklung der Stromerzeugung aus verschiedenen erneuerbaren Quellen; Quelle: KN2045

Das spiegelt sich auch im Koalitionsvertrag für die Bundesregierung 2021 bis 2025 wider, wenn auch auf einem meist abstrakten Niveau: so haben sich die Parteien, die die Bundesregierung tragen, verpflichtet, sich in ihrer Klimaschutz- und Energiepolitik an der CO<sub>2</sub>-Neutralität bis 2045 zu orientieren und hierzu die erneuerbaren Energien entsprechend auszubauen<sup>6</sup>. So soll für Windenergie an Land zwei Prozent der Landesflächen ausgewiesen werden, für die offshore-Windenergie sind bis 2045 Kapazitäten von 70 GW vorgesehen – wie schon in der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ beschrieben.

Das Zwei-Prozent-Flächenziel für Windenergie sollte daher mit einem Kapazitätsausbau auf 145 GW korrespondieren, um damit 252 TWh Strom zu erzeugen. Auch wenn das Flächenziel indikativ zu verstehen ist – die Windenergieausbeute pro km<sup>2</sup> Fläche eines Windparks hängt stark von der Größe und Konfiguration des Windparks ab<sup>7</sup> - ist es doch ein geeignetes Maß, um eine Vorstellung davon zu entwickeln, in welcher Größenordnung Landfläche für den Windenergieausbau in Anspruch genommen werden muss.

Wie groß der Flächenbedarf für einen Ausbau der Photovoltaik mit einer installierten Leistung von 385 GW für einen Ertrag von 355 TWh ist, lässt sich zwar abstrakt leicht angeben – bei einem Ertrag von durchschnittlich 922 kWh/kW installierter Leistung, einem daraus folgenden Bedarf an 385 GW installierter Leistung und einem Flächenbedarf von 4,5 bis 5 m<sup>2</sup> Modulfläche pro kW installierter Leistung resultieren daraus 1.830 km<sup>2</sup> Modulfläche als Netto-Flächenbedarf oder rund 0,5 % der Fläche Deutschlands. Offen ist jedoch, inwieweit bereits versiegelte Flächen hierfür genutzt werden können und welche Flächenkonkurrenzen bestehen (Verschattung, Orientierung etc.).

Freiflächen-PV – Anlagen benötigen in der Praxis eine Fläche von rund 1,5 ha/MW installierter Leistung<sup>8</sup>, also das Dreifache der Modulfläche, um die Zugänglichkeit zu den Modulen zu wahren und keine Verluste durch Verschattung in Kauf nehmen zu müssen. Wenn man diesen Faktor in erster Näherung sowohl für Freiflächenanlagen als auch für Dachanlagen nimmt (um damit nicht nutzbare versiegelte Flächen zu charakterisieren), dann erfordert der Ausbau von 385 GW Photovoltaik eine Fläche von brutto rund 5.800 km<sup>2</sup>. Das entspricht einer Flächeninanspruchnahme von brutto rund 1,6 % der Landesfläche Deutschlands – versiegelt und unversiegelt.

Und in Bezug auf die Kritik an der Flächeninanspruchnahme durch Freiflächen-PV lässt sich sagen, dass wir im Energiebereich bislang recht sorglos mit diesem Thema umgegangen sind: „Allein Energiemais wird auf 1 Mio. ha angebaut, diese Fläche entspricht bei einer Umwidmung in APV [Agro-Photovoltaik-Anlagen] mit geeigneten Kulturen oder in Solar-Biotope ... 600 GWp Nennleistung“<sup>9</sup>.

Die bisherigen Überlegungen haben sich ausschließlich auf den Strombedarf bezogen. Die Energiewelt wird jedoch auch zukünftig keine ausschließliche Stromwelt sein, sondern auch chemische Energieträger umfassen. Dies lässt sich sehr gut mit dem Blick auf die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs aufzeigen (s. Abbildung 3). Obwohl der Stromverbrauch sich im Laufe der Jahre nahezu verdoppelt, nimmt der Primärenergieverbrauch ab – was auf die Effizienzgewinne in allen

<sup>6</sup> <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1>

<sup>7</sup> <https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/02/FFE-Discussion-Paper-2-der-Landesflaeche-fuer-Windenergie-ein-geeignetes-Mass.pdf>

<sup>8</sup> [https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2\\_Presse\\_und\\_Service/Publikationen/Energie/Handlungsleitfaden\\_Freiflaechensolaranlagen.pdf](https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Handlungsleitfaden_Freiflaechensolaranlagen.pdf), dort Bild 4 auf S. 11

<sup>9</sup> <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>

Verbrauchssektoren hindeutet. Deutlich wird auch, wie die fossilen Energieträger im Laufe der kommenden gut 20 Jahre ausgeschleust werden. Ein Primärenergieverbrauch im Jahr 2045 von 6458 Petajoule (PJ), wie in Abbildung 3 angegeben, entspricht 1794 TWh. Dieser wird, Abbildung 3 zufolge, insbesondere mit 1516 TWh durch erneuerbare Energien und mit 224 TWh durch „Power to x“ (PtX) gedeckt. PtX steht für die Herstellung von (klimaneutralen) chemischen Energieträgern (Gase, insbesondere Wasserstoff, sowie Kraftstoffe) aus elektrischem (Grün-)Strom.

## Effizienz, Erneuerbare und Elektrifizierung halbieren den Primärenergieverbrauch



- Halbierung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2018
- Sinkende Umwandlungsverluste dank Windenergie und PV
- Höhere Effizienz durch Elektrifizierung mit Wärmepumpen und E-Mobilität
- Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch: 36 Prozent 2030, 85 Prozent bis 2045
- Importe von Wasserstoff und weiteren synthetisch erzeugten Energieträgern stellen 2045 in etwa 12 Prozent

prognos

Oko-Institut e.V.  
Institut für angewandte Ökologie  
Institute for Applied Ecology

Wuppertal  
Institut

10

Abb. 3: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland; Quelle: KIND2045

In Abbildung 4 wird aufgezeigt, wie sich die Nachfrage nach Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen und die Deckung dieser Nachfrage bis zum Jahr 2045 entwickeln werden. Die Kernaussage findet sich bereits in der Überschrift von Abbildung 4: Wasserstoff und seine Derivate werden keine Rolle in der dezentralen häuslichen Wärmeversorgung spielen. Die Versorgung von dezentralen Heizungen mit Erdgas wird nach dem Erdgas-Zeitalter auslaufen und durch Effizienz- und andere Versorgungstechnologien ersetzt werden. Wasserstoff wird allenfalls in der ergänzenden Versorgung von Fernwärmesystemen, insbesondere in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung, fossiles Erdgas substituieren können. Synthetische Kraftstoffe werden ferner keine tragende Rolle für den PKW-Verkehr spielen, auch nicht für die häufig bemühten „Bestandsflotten“ – außer vielleicht für Oldtimer-PKW, bei denen die Kraftstoffkosten keine entscheidende Rolle spielen. Soweit Wasserstoff und seine Derivate im Verkehr eingesetzt werden, betrifft dies vor allem den Luftverkehr, den Schiffstransport und den Langstrecken-Gütertransport. Es wird aus der Abbildung auch deutlich, dass die Verfügbarkeit von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen erst allmählich ansteigt. Für die bisher und in den kommenden Jahren auf der Straße gebrachten PKW mit Verbrennungsmotor wird es daher keine ins Gewicht fallende technische Möglichkeit zur Dekarbonisierung mittels synthetischer Kraftstoffe geben – dennoch ist nicht ausgeschlossen, dass man mit einer anfänglichen Beimischquote von synthetischen Kraftstoffen zu Otto- und Dieseltreibstoffen den Markthochlauf von synthetischen Kraftstoffen fördern kann. Ob das schlussendlich zielführend ist oder die synthetischen Kraftstoffe nicht von vornherein vornehmlich in den Sektoren Luft-, Schiffs- und Schwerlastverkehr eingesetzt werden, soll hier nicht weiter erörtert werden. Andererseits ist der Einsatz von Wasserstoff und seinen Derivaten nicht nur in den genannten Verkehrsbereichen notwendig, sondern auch in der Industrie, wo er z.B. Kohle

in der Eisenverhüttung oder Erdgas für Hochtemperatur-Prozesse ersetzen kann. Ein nicht unerheblicher Teil des erzeugten Wasserstoffs wird schließlich auch für Strom und Fernwärme verwendet werden müssen.

## Wasserstoff und Derivate konzentriert in Strom, Industrie und Verkehr



- Wasserstoffnachfrage 265 TWh in 2045, 40 TWh mehr als im selben Jahr der Vorgängerstudie
- Zwei Drittel des Wasserstoffbedarfs werden importiert
- Kein Wasserstoff in der dezentralen Gebäudewärme
- Alle Bedarfe an PtL-Kraftstoffen werden importiert, insgesamt 158 TWh
- PtL Nutzung im int. Flugverkehr (103 TWh) und Industrie (35 TWh)
- Gesamtmenge an Wasserstoff und PtL ist 422 TWh in 2045

prognos

Öko-Institut e.V.  
Institut für angewandte Ökologie  
Institute for Applied Ecology

Wuppertal  
Institut

13

Abb. 4: Verwendung von Wasserstoff in den verschiedenen Anwendungsbereichen; Quelle: KND2045

Der zweite Teil der Abbildung 4 zeigt die Wasserstoffherzeugung auf. 96 TWh Wasserstoff als Endenergie sollen demnach durch „heimische“ Elektrolyse erzeugt werden. Dafür müssen, wie bereits dargelegt, 150 TWh Strom bereitgestellt werden, weil die Wasserstoff-Elektrolyse nicht verlustfrei erfolgen kann. Auch daraus wird deutlich, dass die Nutzung von Wasserstoff und seiner Derivate im klimaneutralen Energiesystem zwar unabdingbar ist, die Nutzung sich aber durch höchste Effizienz auszeichnen sollte, weil seine Verwendung sonst schnell unwirtschaftlich würde.

Der Großteil des Wasserstoffs muss importiert werden. Das betrifft nach Abbildung 4 einen Endenergiebedarf an Wasserstoff von 169 TWh. Hinzu kommen 158 TWh synthetische Kraftstoffe („Power to Liquid“, PtL), die allesamt importiert werden müssen. Der Grund hierfür ist, dass die Herstellung von Wasserstoffderivaten wie synthetischen Kraftstoffen nochmals erheblich energieaufwendiger ist als die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse an sich schon. Daher kommt möglichst kostengünstigen erneuerbaren Energiequellen eine überragende Bedeutung zu. Der zweite Grund ist, dass synthetische Kraftstoffe sich erheblich einfacher und auch energie- und kostengünstiger transportieren lassen als Gase. Eine „heimische“ Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen ist daher nur aus technologiepolitischen Gründen in Form von Pilotanlagen sinnvoll, dafür aber auch angezeigt, um die langjährige Forschung in Deutschland an diesen Themen auch in Technologieführerschaft übersetzen zu können.

## 2. Transport von Erdgas, Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen

In diesem Abschnitt soll kurz angerissen werden, welche Kosten und welcher Energieaufwand für den Transport von Gasen und flüssigen Kraftstoffen entsteht. Landläufig wird den Kosten und dem Energieaufwand für den Transport der genannten Energieträger überhaupt keine Bedeutung zugemessen und werden die bestehenden Unterschiede nicht reflektiert

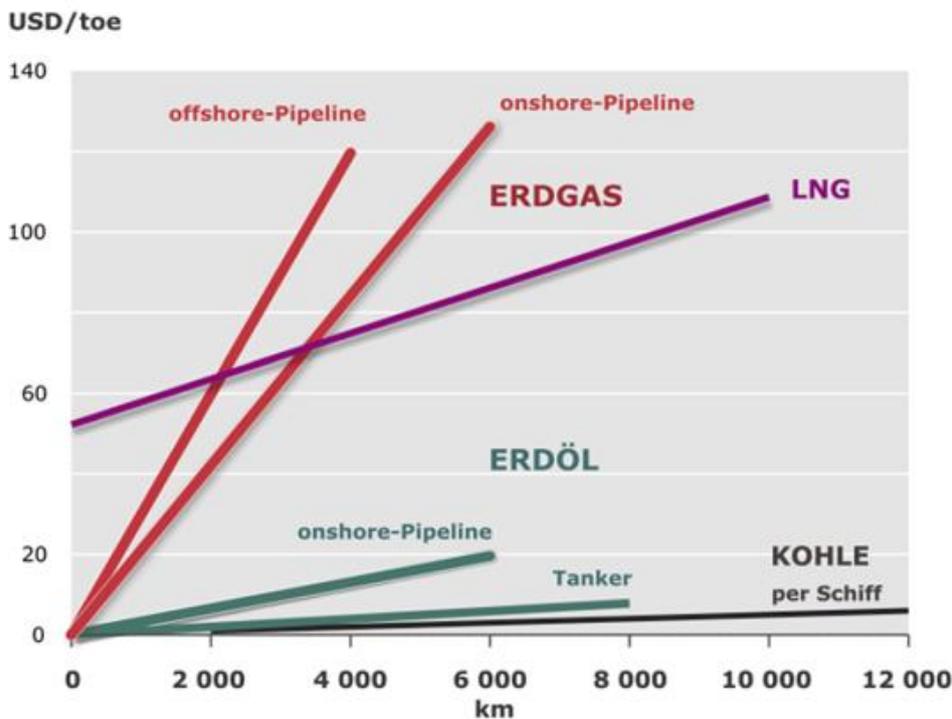


Abb. 5: Transportkosten von Energieträgern; Quelle: Energy Brainpool (Fußnote 10). 100 US\$/Tonne Öleinheit (toe) entsprechen 0,8 ct/kWh

Für **Erdgas** wird dies in einem Tutorial Gasmarkt von Energy Brainpool dargelegt<sup>10</sup>. Danach steigen die Kosten des Transports von Erdgas über offshore- oder onshore-Pipelines, ebenso wie der Pipeline-Transport oder der Schiffstransport von Erdöl oder der Schiffstransport von Kohle proportional zur Entfernung an - um damit den Energieaufwand für den Transport sowie insbesondere die Kapitalkosten der Transportinfrastruktur abzubilden. Anders verhält es sich mit dem Transport von verflüssigtem Erdgas (LNG) per Schiff: Die Erdgasverflüssigung an sich ist ein sehr energie- und kostenintensiver Prozess. Auch die Rückvergasung verlangt erhebliche Investitionen und Energie, weshalb hohe entfernungsunabhängige Grundkosten anfallen. Die Kosten des eigentlichen Transports sind dann ebenfalls entfernungsabhängig, liegen jedoch deutlich unter denen des Pipelinetransports von Erdgas, aber über denen des Öl- oder gar Kohletransports per Schiff. Das wird in der obigen Abbildung 5 illustriert. Interessant und weniger bekannt ist, dass der LNG-Transport von Erdgas über große Distanzen erheblich kostengünstiger ist als der Transport von Erdgas via Pipeline. Der einzige Grund, warum Erdgas auch aus Sibirien mit bis zu 5.000 km Transportentfernung statt der Pipeline nicht als LNG über Tanker nach Mitteleuropa transportiert wird, ist, dass die Häfen in Nordsibirien nicht ganzjährig eisfrei sind, daher muss auch bei Entfernungen über 3.000 km der teurere Pipelinetransport durchgeführt werden, um das sibirische Erdgas ganzjährig verfügbar zu haben.

<sup>10</sup> <https://blog.energybrainpool.com/tutorial-gasmarkt-teil-6-erdgastransport-und-speicherung/>

100 US\$/Tonne Öleinheit (toe) entsprechen übrigens 0,8 ct/kWh - bei einem Erdgas-Grenzübergangspreis von 3.410 €/TJ oder 1,23ct/kWh (Durchschnitt des Jahres 2020)<sup>11</sup> ist das ein ganz erheblicher Faktor.

Warum ist der Erdgastransport so kosten- und auch energieaufwendig? Die volumetrische Energiedichte von Gasen bei Normbedingungen (Druck 1,013 bar, Temperatur 0° C) ist, verglichen mit flüssigen Energieträgern wie Erdöl, denkbar gering. So beträgt die volumetrische Energiedichte von Erdgas lediglich 8,8 bis 10,3 kWh/m<sup>3</sup>, bei Erdöl liegt dieser Wert bei rund 10.200 kWh/m<sup>3</sup>, also einen Faktor von rund 1.000 höher. Die gravimetrische Energiedichte wiederum ist vergleichbar (Erdgas: 10,6 bis 13,1 kWh/kg, Erdöl: 11,63 kWh/kg). Daher erfolgt der Ferntransport von Erdgas in Pipelines unter einem Druck von typisch 80 bar. In erster Näherung – wenn man das Erdgas (bzw. Methan als Hauptbestandteil des Erdgases) thermodynamisch als „ideales Gas“ ansieht – steigt die Energiedichte dann auch um das Kompressionsverhältnis, bei einem Druck von 80 bar also um den Faktor 80. Real muss man aber den gas-, druck- und temperaturabhängigen „Kompressionsfaktor“ berücksichtigen. Das führt dazu, dass Methan unter einem Druck von 80 bar eine Energiedichte von 62,6 kg/m<sup>3</sup> hat (statt 57,4 kg/m<sup>3</sup> bei einem „idealen Gas“)<sup>12 13</sup>.

Der einmal in der Pipeline aufgebaute Druck und die sich einstellende Geschwindigkeit des Gastransports (rund 8 m/s)<sup>14</sup> bleiben jedoch nicht konstant, sondern nehmen mit zunehmender Transportentfernung aufgrund von Reibungsverlusten ab. Das bedeutet, dass alle 70 bis 200 km eine Verdichterstation aufgebaut werden muss<sup>15</sup>, um den Gastransport mit dem gewünschten Druck und damit auch den erwünschten Energiefluss aufrecht zu erhalten. Die Investitionen in die Pipeline und die nötigen Verdichterstationen sowie ihr Betriebsaufwand bestimmen also Kosten und Energieaufwand des Ferngastransports via Pipeline.

Anders ist es beim Gastransport über verflüssigtes Erdgas (LNG). Zum Verflüssigen wird Erdgas in einer Verflüssigerstation auf mindestens minus 161° C gekühlt. Zur Lieferkette des LNG-Transports gehören ferner LNG-Schiffe, mit denen das verflüssigte Erdgas in thermisch isolierten Behältern transportiert wird, und schließlich eine Rückvergasungsstation, in der das verflüssigte Erdgas wieder gasförmig gemacht und in das Gasnetz der Empfängerregion eingespeist wird.

Durch die Verflüssigung nimmt die Dichte von Methan (als Hauptbestandteil des Erdgases) erheblich stärker zu, als dieses durch Druck möglich wäre. Bei 80 bar und 15°C beträgt die Dichte von Methan 62,6 kg/m<sup>3</sup> (zum Vergleich: bei einem Druck von 1 bar lediglich 0,67 kg/m<sup>3</sup>). Verflüssigtes Methan (LNG) hat demgegenüber eine Dichte von 450 kg/m<sup>3</sup>. Das ist immer noch erst lediglich die Hälfte der Dichte von leichtem Rohöl (900 kg/m<sup>3</sup>), entsprechend geringer ist die Ladekapazität vergleichbar großer Tanker.

Nicht nur die Kühlung des Erdgases zur Verflüssigung erfordert erhebliche Energiemengen, sondern es verdampft trotz der sehr guten Wärmeisolierung der LNG-Tanks beständig ein Teil des verflüssigten Erdgases („boil-off gas“); eine Druckspeicherung ist nicht möglich. Solange das abdampfende Erdgas zum Antrieb oder der Stromversorgung des Tankers genutzt werden kann, ist die Energie

---

<sup>11</sup> <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/162224/umfrage/entwicklung-der-bafa-grenzuebergangspreise-fuer-erdgas-in-deutschland-seit-2004/>

<sup>12</sup> <https://www.chemie.de/lexikon/Kompressibilitaetsfaktor.html>

<sup>13</sup> Eine Berechnungsmöglichkeit für die Dichte-Druck-Verhältnisse von Gasen findet sich unter <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>

<sup>14</sup> <https://www.gasconnect.at/ueber-erdgas/erdgas-transport>

<sup>15</sup> <https://www.gasconnect.at/ueber-erdgas/erdgas-transport/verdichterstation>

zumindest nicht verloren. Ansonsten kann das verdampfte Gas – mit zusätzlichem Energieaufwand – durch Kälteanlagen wieder rückverflüssigt, oder aber es muss abgefackelt werden<sup>16</sup>.

Aus der Grafik in Abbildung 5 lässt sich entnehmen, dass der Transport von Rohöl mit Tankern etwa 1 US\$ je Tonne Öleinheit (toe) und pro 1000 km Transportentfernung kostet. Die entfernungsabhängigen Kosten des LNG-Transports betragen demgegenüber gut 5 US\$ je toe und pro 1000 km. Ein Teil dieses Kostenunterschieds dürfte der nur ungefähr halb so hohen (Energie-)Dichte des LNG gegenüber dem Rohöl geschuldet sein, ein anderer Teil der aufwändigeren, wärmeisolierten Tankstruktur bei LNG, ein dritter Teil wird aufgrund des boil-off-Effekts bei LNG entstehen.

Für den Transport von **Wasserstoff** gibt es noch keine detaillierten Kostenangaben. Aufgrund der physikalischen Eigenschaften des Wasserstoffs lässt sich jedoch indikativ angeben, wie sich die Kostenstruktur für gasförmigen oder verflüssigten Wasserstoff darstellen wird.

Die Dichte von Wasserstoff ist nochmals erheblich geringer als die von Erdgas bzw. Methan, andererseits ist der gravimetrische Energieinhalt (unterer Heizwert) deutlich größer. Ferner lässt sich Wasserstoff erst bei sehr viel tieferen Temperaturen verflüssigen. Einige Stoffdaten hierzu<sup>17</sup>:

	Wasserstoff	Methan	Diesel	Einheit
Dichte unter Normalbedingungen	0,0899	0,7173		kg/Nm <sup>3</sup>
Dichte bei 1 bar, 15° C	0,0841	0,6709		kg/m <sup>3</sup>
Dichte bei 80 bar, 15° C	6,418	62,606		kg/m <sup>3</sup>
unterer Heizwert, volumetrisch	3,00	9,97		kWh/Nm <sup>3</sup>
unterer Heizwert, gravimetrisch	33,3	13,9	11,9	kWh/kg
Siedepunkt	-252,8	-161,4		° C
Dichte des verflüssigten Gases	71	450	830	kg/m <sup>3</sup>
Energieinhalt des verflüssigten Gases	2359	6111	9700	kWh/m <sup>3</sup>

**Tab. 1: ausgewählte Stoffdaten für Wasserstoff, Methan und Diesel. Nm<sup>3</sup>: Volumen bei Normverhältnissen (Druck: 1,013 bar; Temperatur: 0° C); Datenquelle: s. Fußnote 17**

Daraus lässt sich ableiten, dass die Dichte von Wasserstoff gegenüber Methan bei Umgebungsdruck etwa um den Faktor 8 geringer ist, unter einem Druck von 80 bar sogar um einen Faktor knapp 10. Andererseits hat Wasserstoff einen fast drei Mal höheren gewichtsbezogenen Energieinhalt. Außerdem kann Wasserstoff aufgrund seiner geringeren Viskosität eine etwa dreifach größere Strömungsgeschwindigkeit in Gas-Pipelines annehmen. Das führt im Saldo dazu, dass die Transportkapazität einer Wasserstoff-Pipeline immerhin etwa 80 bis 90 % derjenigen einer Erdgas-Pipeline beträgt. Allerdings hat die höhere Strömungsgeschwindigkeit des Wasserstoffs in der Pipeline, um dieses Ergebnis zu erreichen, auch seinen Preis, denn die Antriebsleistung der Verdichterstationen muss um einen Faktor drei größer dimensioniert werden<sup>18</sup> - dementsprechend steigt auch der Energiebedarf für den Pipelinebetrieb.

Aber auch der Aufwand für die Verflüssigung von Wasserstoff durch Kühlung ist aufgrund des extrem niedrigen Siedepunkts von Wasserstoff sowohl technisch als auch energetisch aufwendiger als bei LNG. Der Schiffstransport des verflüssigten Wasserstoffs ist deutlich aufwendiger als bei LNG, schon

<sup>16</sup> <https://www.energie-lexikon.info/fluessigerdgas.html>

<sup>17</sup> Daten zu Wasserstoff nach [https://www.linde-gas.at/de/images/1007\\_rechnen\\_sie\\_mit\\_wasserstoff\\_v110\\_tcm550-169419.pdf](https://www.linde-gas.at/de/images/1007_rechnen_sie_mit_wasserstoff_v110_tcm550-169419.pdf) sowie <https://www.hho-generator.de/vergleich-wasserstoff/wasserstoff-heizwert-vergleich.htm>; Daten zu den Dichten von Wasserstoff und Methan bei unterschiedlichen Drücken sind berechnet nach NIST (s. Fußnote 13)

<sup>18</sup> <https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/200915-whitepaper-h2-infrastruktur-DE.pdf>

weil die Dichte des verflüssigten Wasserstoffs gut sechs Mal und der Energieinhalt immerhin fast drei Mal geringer ist als bei verflüssigtem Erdgas – mit anderen Worten: wo ein LNG-Tanker Energie nach Europa bringt, braucht es fast drei gleich große Tanker mit flüssigem Wasserstoff, um die gleiche Energiemenge zu transportieren! Dazu kommt, dass aufgrund der tieferen Temperaturen, bei der Wasserstoff flüssig gehalten werden kann, der boil-off-Effekt größer sein wird als bei der Verschiffung von LNG. Das spricht alles nicht dafür, dass jemals flüssiger Wasserstoff per Schiff von Australien über eine fünf- bis sechswöchige Seereise wirtschaftlich nach Mitteleuropa gebracht werden kann, so günstig dort die Erzeugungskosten für Strom aus erneuerbaren Quellen auch immer sein mögen.

Insgesamt lässt sich abschätzen, dass im Vergleich zu den Darstellungen in Abbildung 5 der Pipeline-Transport von Wasserstoff, sowie insbesondere der Transport von verflüssigtem Wasserstoff deutlich kostenintensiver sein werden, als dies bei Erdgas oder LNG der Fall ist. Das wird dazu führen, dass eine Verteilung von Wasserstoff (über Pipelines) nur bei Transportentfernungen von wenigen 1000 km wirtschaftlich tragfähig sein wird, also innerhalb Europas (und vielleicht noch aus Nordafrika).

Anders stellt sich die Situation dar, wenn der erzeugte Wasserstoff zu einem flüssigen Derivat weiterverarbeitet wird, sei es ein synthetischer Kraftstoff oder ein Vorprodukt wie Methanol, oder LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) oder auch Ammoniak. Auch wenn deren Energiedichten etwas geringer sind als die von Erdöl, sind dennoch vergleichsweise geringere Kosten für den Transport von Flüssigkeiten per Tanker zu erwarten. Sofern diese Derivate in Europa unmittelbar verwendet werden können, spielt es für die eigentliche Herstellung energetisch und kostenmäßig keine Rolle, ob sie am Ort besonders kostengünstiger Wasserstoffherzeugung erfolgt oder in Europa – es bleibt der Vorteil des einfacheren Transports, der sehr deutlich für die Derivateherstellung am Ort der Strom- und Wasserstoffherzeugung spricht. Anders sieht es aus, wenn aus den Derivaten wieder Wasserstoff erzeugt und in ein Pipeline-Netz in Europa verteilt werden soll. Dann muss auch der erhebliche Energieaufwand bei der Erstellung von Derivaten aus Wasserstoff und für die Rückvergasung in Europa berücksichtigt werden. Dies wird dazu führen, dass die Nutzung von Derivaten für die Erzeugung von Wasserstoff (oder gar wieder Strom) nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich vertretbar ist. Dieser Befund passt zu den Ergebnissen der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“, in der ja bereits dargelegt wurde, dass synthetische Kraftstoffe ausschließlich importiert und nicht in Deutschland hergestellt werden.

### **3. Erzeugung und Transport von grünem Wasserstoff aus Osteuropa**

Im ersten Abschnitt wurde gezeigt, dass gemäß der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ im Zieljahr ein Wasserstoffbedarf von 265 TWh besteht, von dem 96 TWh durch Elektrolyse im Inland werden hergestellt werden können, während 169 TWh importiert werden müssen. Dazu kommt der Bedarf an synthetischen Kraftstoffen und anderen Wasserstoffderivaten in einem Umfang von 158 TWh, die sämtlich importiert werden müssen. Im vorhergehenden Kapitel wurde deutlich gemacht, dass diese chemischen Energieträger aus den kostengünstigsten erneuerbaren Wasserstoffquellen erzeugt werden sollten und der Ort der Erzeugung dieser flüssigen Energieträger keine große Rolle spielt, da ihr Transportaufwand vergleichsweise gering ins Gewicht fällt. Die Derivate sollen im Folgenden nicht weiter betrachtet werden. Für den importierten Wasserstoff gilt, dass einerseits kostengünstige Wasserstoffquellen benötigt werden, andererseits aber auch keine zu großen Transportentfernungen hingenommen werden können. Außerdem ist es grundsätzlich sinnvoll, die Bezugsquellen zu diversifizieren, wie wir aktuell lernen.

An dieser Stelle soll der nationale Fokus verlassen und die europäische Perspektive ins Zentrum gerückt werden. Denn die EU unterstützt nicht nur das Paris-Ziel der Begrenzung des

menschgemachten Klimawandels auf deutlich unter 2° C, besser 1,5° C, sondern hat dazu ein umfangreiches Legislativpaket verabschiedet, um bis zum Jahr 2030 die Treibhausgasemissionen in der EU um 55 % zu senken („Fit for 55“) und bis 2050 das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen. Darüber hinaus hat sie „Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa“ (COM(2020) 301 final)<sup>19</sup> verabschiedet. Dort ist zwar ein Fahrplan für den Ausbau der Wasserstoffherzeugung bis zum Jahr 2030 niedergelegt (40 GW Erzeugungskapazität in Europa und weitere 40 GW Erzeugungskapazität in Nachbarstaaten der EU), aber noch nicht aufgezeigt, wie groß der Wasserstoffbedarf in der EU im Jahr 2050 gesehen wird. Diese Lücke schließen sowohl eine Studie der Aurora Energy Research von November 2020 (veröffentlicht wurde jedoch nur ein Pressebericht dazu)<sup>20</sup> als auch eine Studie der Enervis GmbH im Auftrag der deutschen IG BCE<sup>21</sup>.

IG BCE prognostiziert einen europäischen Wasserstoffbedarf im Umfang von 2.015 TWh im Jahr 2050, Aurora Energy Research sogar von 2.500 TWh, ohne jedoch jeweils zu erläutern, wo und zu welchen Bedingungen die Erzeugungspotenziale hierfür gesehen werden. Die Aurora-Studie lässt sich mangels verfügbarer Detailinformationen schlecht bewerten; die IG BCE-Studie unterstellt für Deutschland einen deutlich höheren Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 als die Studie KND2045, nämlich 450 TWh statt 265 TWh (davon bei KND2045 96 TWh aus Elektrolyse in Deutschland), der zu einem hierfür erforderlichen zusätzlichen Strombedarf von 345 TWh („Szenario A“) bzw. 497 TWh („Szenario B“) führt, der in Deutschland gedeckt werden soll. Methodischer Hintergrund sei eine bottom-up-Analyse des Bedarfs, ohne dass mögliche Erzeugungs-Knappheiten (anders, als bei KND2045) reflektiert worden wären. Folglich wird bei der IG BCE-Studie auch die Verwendung von grünem Wasserstoff im Wärmemarkt im erheblichen Umfang gesehen (rund 175 TWh, das meiste davon in Form von synthetischem Methan), für die andere Studien keine Möglichkeit der Bedarfsdeckung im Bereich der individuellen Raumheizung („Gasetagenheizung“) sehen. Abgesehen davon unterscheiden sich die Bedarfsanalysen für Wasserstoff in Deutschland in den verschiedenen Studien nicht entscheidend.

In der europäischen Perspektive enthält der von der IG BCE prognostizierte Wasserstoffbedarf von 2015 TWh einen Anteil von rund 685 TWh ebenfalls für die Raumheizung, bei dem fraglich ist, ob die Erzeugungspotenziale in der EU hierfür ausreichen. Denn auch die IG BCE-Studie kommt zum Ergebnis, dass ein erheblicher Teil des Wasserstoffbedarfs in der EU nicht aus dem europäischen Strommarkt hergestellt werden kann, sondern dass dieser Wasserstoff im Wesentlichen aus Importquellen kommen wird. Im „Szenario A“ sind dies 976 TWh, im „Szenario B“ 443 TWh aus dem Import von Wasserstoff außerhalb der EU. Wenn es für den von der IG BCE prognostizierten Bedarf an Wasserstoff für die individuelle Raumheizung keine ausreichenden Erzeugungskapazitäten in der EU gibt, wird man auch diesen Bedarf zusätzlich durch Importe von außerhalb der EU decken müssen.

Zusammengefasst können wir davon ausgehen, dass im Jahr 2050 für die europäische Perspektive 500 TWh bis 1000 TWh Wasserstoff in die Länder der EU27 importiert werden müssen. Wie im vorhergehenden Abschnitt dargelegt, wird Wasserstoff nur aus der näheren Nachbarschaft zur EU importiert werden können, weil sonst die Transportkosten exorbitant ansteigen – darauf weist übrigens auch die IG BCE-Studie hin, die von Transportkosten für Wasserstoff aus den Maghreb-Staaten (per Schiff, verflüssigt) von 35 €/MWh (= 3,5 ct/kWh) bzw. (per Pipeline) von 29 €/MWh ausgeht, während für den Schiffstransport aus Großbritannien 25 €/MWh und für den Pipelinetransport von dort 9 €/MWh veranschlagt werden.

<sup>19</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301>

<sup>20</sup> <https://auroraer.com/media/hydrogen-could-be-120-billion-industry-in-europe-by-2050/>

<sup>21</sup> [https://www.arbeit-umwelt.de/wp-content/uploads/Studie\\_Wasserstoff\\_Industrie\\_StiftungIGBCE\\_ener-vis.pdf](https://www.arbeit-umwelt.de/wp-content/uploads/Studie_Wasserstoff_Industrie_StiftungIGBCE_ener-vis.pdf)

Im Folgenden soll diskutiert werden, ob die Erdgas-Pipelines durch die Ukraine ausreichend sind, um einen relevanten Anteil von Wasserstoff für Mitteleuropa in der Ukraine zu erzeugen und über das vorhandene (und dafür zu ertüchtigende) Gasleitungsnetz in die EU exportieren.

Dafür soll zunächst untersucht werden, für welcher Anteil des Wasserstoff-Importbedarfs in die EU das Leitungsnetz durch die Ukraine ausreichend dimensioniert ist. Hierbei wird nicht darauf abgestellt, ob das Pipeline-Netz durch die Ukraine bereits „Wasserstoff-ready“ ist (das ist es mit Sicherheit nicht, s.u.) und in welchem Umfang Ertüchtigungsmaßnahmen erforderlich werden, sondern lediglich die heute verfügbaren Erdgas-Pipelinekapazitäten in Bezug auf die Verhältnisse für den Wasserstoff-Transport betrachtet. Im zweiten Schritt soll beleuchtet werden, ob der für eine solche Wasserstoffmenge erforderliche Strom aus erneuerbaren Quellen in der Ukraine mit dem dortigen Dargebot<sup>22</sup> an Wind, Sonne und anderen erneuerbaren Quellen überhaupt erzeugt werden kann.

#### 4. Übersicht über die Gasleitungen aus Russland nach Europa

In der folgenden Abbildung 6 werden die wichtigsten Erdgas-Pipelines aus Russland nach Europa dargestellt, zusammen mit den Transportkapazitäten. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass diese Kapazitäten nicht unbedingt die tatsächliche Maximalleistung der Pipelines widerspiegeln, sondern teil-



Abb. 6: Kapazitäten der größten Gas-Pipelines zwischen Russland und Europa (Quelle: Statist

weise auch die derzeitige vertragliche Situation. Das ist z.B. im Bereich der Pipelines durch die Ukraine der Fall. Zu berücksichtigen ist ferner, dass die Abbildung noch die Verhältnisse vor Ausbruch des Kriegs in der Ukraine darstellt – bekanntlich ist das Projekt Nord Stream 2 beendet worden.

Einen differenzierteren und genaueren Blick erhält man, wenn man die Arbeiten der Forschungsstelle Osteuropa der Universität Bremen betrachtet. Ihr stellvertretender Direktor, Prof. Dr. Heiko Pleines hat in den „Ukraine Analysen“ (Ausgabe 258 vom 26.11.2021) hierzu Grundlegendes publiziert („Das Ende des russischen Erdgastransits – Herausforderungen für die Ukraine“)<sup>23</sup>. Aus einer weiteren

<sup>22</sup> Dargebot: die von der Natur verfügbar gemachte Menge an Energie

<sup>23</sup> <https://www.laender-analysen.de/ukraine-analysen/258/das-ende-des-russischen-erdgastransits-herausforderungen-fuer-die-ukraine/>

Veröffentlichung, „Russisches Erdgas und der Erdgastransit durch die Ukraine“ in derselben Ausgabe<sup>24</sup> stammen die folgenden Abbildungen und Tabellen.

Aus Tabelle 2 ergibt sich zum einen, dass die Transportkapazitäten durch die Ukraine seit langem insgesamt 183 Mrd. m<sup>3</sup> betragen, also ein Mehrfaches des üblicherweise berichteten Werts von 40 Mrd. m<sup>3</sup>.

Pipelines	Route	Kapazität 2015 (Mrd. m <sup>3</sup> )	Kapazität 2022 (geplant, Mrd. m <sup>3</sup> )
Bruderschaft (sowjetisches Pipelinenetz)	Russland-Ukraine-Mitteuropa	100	100
Nordlicht (sowjetisches Pipelinenetz)	Russland-Belarus-Ukraine-Mitteuropa	55	55
Trans-Balkan (sowjetisches Pipelinenetz)	Russland-Ukraine-Balkan-Türkei	28	28
Jamal-Europa (seit 1999)	Russland-Belarus-Polen-Westeuropa	34	34
Blue Stream (seit 2005)	Russland-Schwarzes Meer-Türkei	16	19
Nord Stream (seit 2011)	Russland-Ostsee-Deutschland	55	110
TürkStream (seit 2020)	Russland-Schwarzes Meer-Türkei	-	32
<b>Gesamtkapazität</b>		<b>288</b>	<b>378</b>
<i>davon durch Ukraine</i>		<b>183</b>	<b>183</b>
<i>davon ohne Ukraine</i>		<b>105</b>	<b>195</b>

Quelle: eigene Zusammenstellung (Forschungsstelle Osteuropa an der Universität Bremen)

**Tab. 2: Pipeline-Optionen für russische Erdgasexporte nach Europa (Quelle: Ukraine Analysen 258)**

Relevanter als die Transportkapazitäten innerhalb der Ukraine sind jedoch die Kapazitäten der Grenzübergangsstellen in die EU. Daten zu den möglichen Gasflüssen an den Grenzübergangsstellen werden von ENTSO-G, dem Verband der europäischen Ferngasbetreiber für Gas, verfügbar gemacht, hierfür gibt es kartografische und tabellarische Auswertungen. Die letzte Ausgabe stammt vom 5. November 2021<sup>25</sup>. Für die Ukraine mit ihren EU-Grenzen zu Polen, der Slowakischen Republik, Ungarn und Rumänien ergeben sich 6 Grenzübergangsstellen mit einer Übertragungskapazität von insgesamt 132,9 Mrd. Nm<sup>3</sup> von der Ukraine in die EU. Das wird in Abbildung 7 (Kartenausschnitt mit Darstellung der Grenzübergangsstellen in der Westukraine) und Tabelle 3 gezeigt. Danach sind die Grenzübergangskapazitäten also etwas geringer, als dies die Forschungsstelle Osteuropa für die Pipeline-Kapazitäten insgesamt ausweist. Die Differenz dürfte den Gasflüssen zwischen der Ukraine und den nicht-EU-Nachbarn Belarus und Moldawien zuzuordnen sein, die von ENTSO-G nicht erfasst werden.

<sup>24</sup> <https://www.laender-analysen.de/ukraine-analysen/258/russische-erdgasexporte-und-der-erdgastransit-durch-die-ukraine/>

<sup>25</sup> [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-11/ENTSOG\\_CAP\\_2021\\_A0\\_1189x841\\_FULL\\_066\\_FLAT.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-11/ENTSOG_CAP_2021_A0_1189x841_FULL_066_FLAT.pdf) sowie <https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-11/Capacities%20for%20Transmission%20Capacity%20Map%20Data.xlsx>

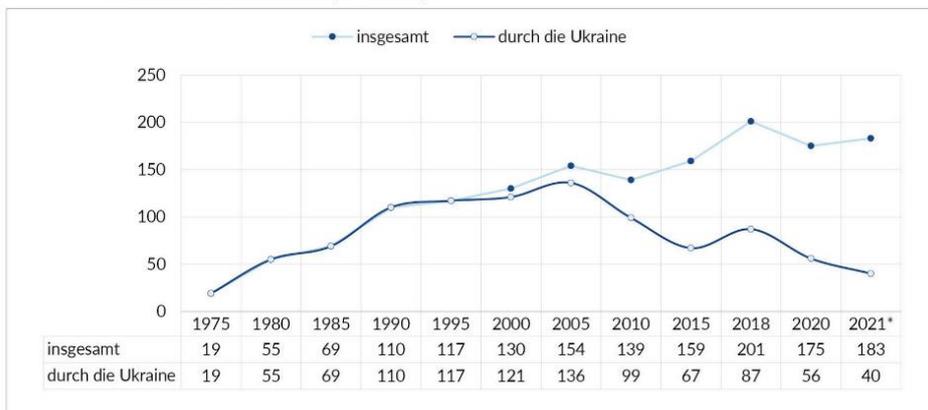


Abb. 7: Ausschnitt aus der ENSO-G-Karte mit den Gas-Grenzübergangsstellen in die EU, Stand 5.11.2021;

ENTSO-G-Nr. des Grenzübergangspunkts	Grenzübergangspunkt	Richtung	max. Kapazität in GWh/d	Brennwert min [kWh/m <sup>3</sup> ]	max Kapazität in Mrd. Nm <sup>3</sup> /a	max. Kapazität in TWh/a
71	Budince	UA>SK	249,6	11,16	8,2	91,1
218	Uzhgorod (UA) - Velké Kapušany (SK)	UA>SK	2.028,0	11,16	66,3	740,2
221	Isaccea (RO) - Orlovka (UA) I	UA>RO	201,9	11,35	6,5	73,7
221	Isaccea (RO) - Orlovka (UA) II	UA>RO/TBP (Trans Balkan Pipeline)	293,3	11,33	9,4	107,1
221	Isaccea (RO) - Orlovka (UA) III	UA>RO/TBP (Trans Balkan Pipeline)	297,4	11,33	9,6	108,6
226	VIP Mediesu Aurit - Isaccea (RO-UA)	UA>RO	370,8	11,31	32,8	135,3
230	GCP GAZ-SYSTEM/ UA TSO <i>added due to VIP creation</i>	UA>PL	135,6	11,38	4,3	49,5
231	VIP Bereg (HU) / VIP Bereg (UA) <i>Virtual Interconnection Point</i>	UA>HU	515,6	11,33	16,6	188,2
	<b>Summe:</b>				<b>132,9</b>	<b>1493,7</b>

Tab. 3: ENTSO-G – Daten für die Grenzübergangsstellen von Gas von der Ukraine in die EU

Abbildung 8 verdeutlicht in Verbindung mit Tabelle 2, dass bis 1998 sämtliche Erdgasexporte Russlands durch die Ukraine geleitet wurden. Seitdem wurden zusätzliche Leitungen in Betrieb genommen. Das Maximum des Transits durch die Ukraine wurde 2005 mit 136 Mrd. m<sup>3</sup> erreicht und wurde



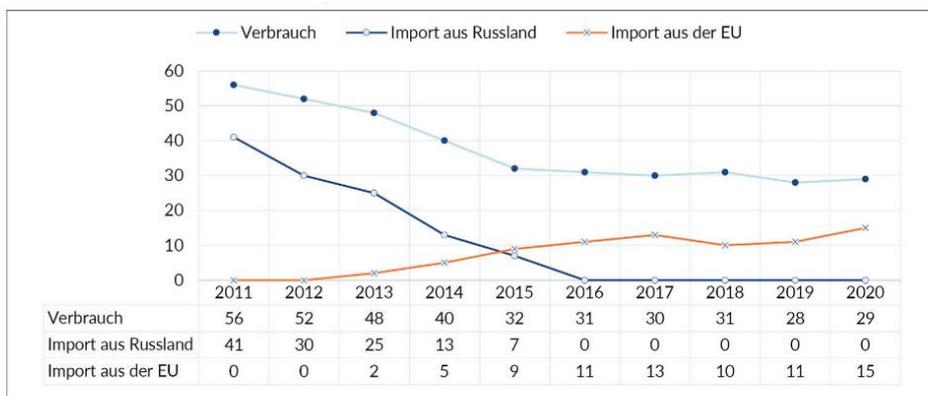
\* 2021 Schätzung (insgesamt = Gazprom, durch Ukraine = Transitvertrag)

Quelle: Gas supplies to Europe, Gazpromexport, <http://www.gazpromexport.ru/en/statistics/> & Naftogaz Ukrainy, <http://www.naftogaz-europe.com/>

**Abb. 8: Russische Erdgasexporte nach Europa (einschließlich Türkei, ohne ehemalige Sowjetunion) und Transit durch die Ukraine (in Mrd. m<sup>3</sup>); Quelle: Ukraine Analysen 258**

danach vertraglich heruntergefahren bis zu den heute berichteten 40 Mrd. m<sup>3</sup>, während der Erdgastransit durch andere Pipelines, die seither in Betrieb gegangen sind, kontinuierlich zunahm.

In der folgenden Abbildung 9, die den Gasverbrauch und Gasimport der Ukraine von 2011 bis 2020 darstellt, wird deutlich, dass der Gasverbrauch der Ukraine zumindest seit 2011 merklich zurückgeht. Einen Teil des Bedarfs kann die Ukraine aus eigener Förderung decken, der Rest wurde früher ebenfalls aus Russland importiert. Seit 2013 gibt es jedoch einen Re-Import von Erdgas aus der EU



Anmerkung: Die Differenz zwischen Verbrauch und Importen wird durch eigene Produktion bzw. in einzelnen Jahren durch Entnahmen aus Gasspeichern gedeckt.

Quelle: BP Statistical Review of World Energy, 2021, <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

**Abb. 9: Gasverbrauch und Gasimport der Ukraine 2011-2020 (in Mrd. m<sup>3</sup>); Quelle: Ukraine-Analysen 258**

(das zuvor von Russland geliefert wurde) in seither ansteigendem Umfang, bis seit 2016 die Ukraine überhaupt kein Erdgas mehr aus Russland bezieht, sondern den gesamten Importbedarf aus der EU deckt. Die ENTSO-G – Daten weisen aus, dass hierfür zwei Grenzübergangsstellen auch in

umgekehrte Richtung, von der EU in die Ukraine, betrieben werden können, die Kapazität hierfür beträgt 17,5 Mrd. Nm<sup>3</sup> - etwas mehr, als die Ukraine bislang jährlich von der EU bezieht.

In welchem Umfang profitiert die Ukraine wirtschaftlich von der Durchleitung des Erdgases? Auch hierzu gibt es in der genannten Veröffentlichung Daten für die Jahre 2015 bis 2021, die in Tabelle 4 wiedergegeben werden. Mit der abnehmenden Transitmenge durch die Ukraine überrascht es nicht, dass auch die Einnahmen zurückgehen. 2017, dem Jahr mit den höchsten Einnahmen in diesem Zeitraum, betragen sie 2,5 Mrd. €, danach gingen sie zurück bis auf zuletzt geschätzt 1,0 Mrd. €.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*	Trend
Menge (in Mrd. m <sup>3</sup> )	67	82	94	87	90	56	40**	
Einnahmen (in Mrd. UAH)	40,3	60	73,9	72,3	70,2	46,7	24,6***	
Einnahmen (in Mrd. Euro)	1,7	2,1	2,5	2,3	2,4	1,5	1,0***	
Gewinn (in Mrd. UAH)	20,4	24,6	14,5	36,5	33,5	1,1	0,5***	
Gewinn (in Mrd. Euro)	0,8	0,9	0,5	1,1	1,2	0,04	0,01***	

\* Schätzungen, \*\* Vertraglich vorgesehene Mindestmenge, \*\*\* Hochrechnung aufgrund des Ergebnisses für das erste Halbjahr  
Quelle: Unternehmensangaben und Finanzberichte von Naftogaz Ukrainy (<http://www.naftogaz-ukraine.com/>) bzw. <https://www.naftogaz.com/>), Umrechnung in Euro zum offiziellen durchschnittlichen Wechselkurs der Nationalbank der Ukraine.

**Tab. 4: Erdgastransit durch die Ukraine 2015 -21. Einnahmen und ausgewiesener Gewinn, Quelle: Ukraine-Analysen 258**

Von diesen Einnahmen müssen aber die notwendigen Aufwendungen zum Betrieb der Pipelines abgezogen werden. Während 2019 der Gewinn aus dem Erdgas-Transit noch 1,2 Mrd. € betrug, ist er im vergangenen Jahr auf geschätzte 10 Mio. € gesunken. Nach Darstellung der Ukraine-Analysen 258 (s. Fußnote 23) ist das Pipeline-Netz in der Ukraine überaltert, notwendige Modernisierungen nach westlichen Industriestandards haben offenbar nicht stattgefunden. Das relativiert die seitens des ukrainischen Pipelinebetreibers gemachten Angaben zum „Gewinn“ aus dem Pipelinebetrieb. Und: der Pipelinebetrieb erfordert wohl erhebliche Fixkosten, die bei einer Transitmenge von unter 40 Mrd. Nm<sup>3</sup> selbst bei der Bilanzierungsmethode des Netzbetreibers kaum noch gedeckt werden können.

Es steht zu befürchten, dass, bei einer weiteren Reduktion des Gas-Transits durch die Ukraine, wie sie Russland beabsichtigt, die Transiteinnahmen für die Ukraine nicht mehr ausreichen, um die Fixkosten zu decken und auch einen reduzierten Pipelinebetrieb nach West- und Südosteuropa wirtschaftlich zu ermöglichen. Die Hintergründe der von Russland beabsichtigten Kürzung der Transitmengen durch die Ukraine auf möglicherweise 10 bis 15 Mrd. Nm<sup>3</sup>, nachdem der derzeitige, bis 2024 befristete Vertrag ausgelaufen ist, beschreibt Heiko Pleines (s. Fußnote 23) sehr ausführlich. Das soll hier nicht weiter vertieft werden, aber der dringende Handlungsbedarf für die Ukraine wird sehr offenkundig.

Unterstellt, dass das Pipelinennetz der Ukraine nach dem derzeitigen Krieg modernisiert und ertüchtigt wird, reichen die Netz- und Übertragungskapazitäten in jedem Fall aus, Mitteleuropa zu einem erheblichen Anteil mit Wasserstoff aus der Ukraine zu versorgen, wenn dieser denn dort auch für den Export erzeugt wird. Wie weiter oben dargelegt, kann 80 bis 90 Prozent des Energieflusses eines Erdgasnetzes beim Transport von Wasserstoff statt Erdgas realisiert werden. Bei Grenzkuppelkapazitäten von rund 133 Mrd. Nm<sup>3</sup> Erdgas mit einem Energiefluss von knapp 1.500 TWh Erdgas entspricht dies mindestens 1.200 TWh Wasserstoff, also weit mehr, als in die (bisherige) EU voraussichtlich importiert werden muss. Allerdings wird man berücksichtigen müssen, dass bei einer dargebotsabhängigen Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien diese nur mit maximal rund 4.000 Vollbenutzungsstunden (Kombination aus Wind und PV) erfolgt. Wenn man dies einrechnet, können rund 550 TWh Wasserstoff in diesen 4.000 Jahresstunden übertragen werden. Steigerbar wäre dies, wenn man in einem gewissen Umfang Wasserstoffspeicher einsetzt, um den

Energiefluss zu verstetigen und einer besseren Netzauslastung zu kommen. Bei einem Importbedarf von Wasserstoff von voraussichtlich 500 bis 1000 TWh pro Jahr kann man jedoch feststellen, dass die Pipeline-Kapazität aus der Ukraine kein limitierender Faktor ist, zumal man ja nach wie vor auf eine Diversifizierung der Importquellen in die EU setzen wird.

## 5. Erzeugungspotenziale für Erneuerbare Energien in der Ukraine

Um maximal 550 TWh grünen Wasserstoff für den europäischen Export herstellen zu können, braucht man, bei einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von rund 70 %, knapp 800 TWh Strom aus erneuerbaren Quellen. Bei einem raschen Beitritt der Ukraine in die EU kann man davon ausgehen, dass die Ukraine sich dann ebenfalls das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zu eigen machen wird. Daher wird als Voraussetzung für einen Export von grünem Wasserstoff anzusetzen sein, dass auch die Energieversorgung innerhalb der Ukraine aus erneuerbaren Energien erfolgt – die künftige Rolle der Kernenergie in der Ukraine nach dem Krieg einmal ausgeblendet, weil darüber Die Ukraine selbst zu befinden hat. Einige relevante Energiedaten, aber auch Einwohnerzahlen und Flächen der Ukraine im Verhältnis zu Deutschland zeigt die folgende Tabelle 5<sup>26</sup>:

Vergleichsdaten	Ukraine	Deutschland	
Einwohnerzahl 2019	44,39	83,09	Mio. EW
Fläche 2019	579400	349380	km <sup>2</sup>
Stromverbrauch 2019	128,8	524,3	TWh
Stromerzeugung 2019	142,9	583,2	TWh
- davon Kernenergie 2019	78,1	71,0	TWh
- davon EE (ohne Pumpspeicher) 2019	10,4	246,5	TWh
- davon Wasserkraft (ohne Pumpspeicher) 2019	7,7	19,9	TWh
- davon fossile Erzeugung (Differenz) 2019	54,3	265,7	TWh
Primärenergieverbrauch 2019	950,0	3556,9	TWh
Nachrichtlich: Primärenergieverbrauch 2045 (KND2045)		1793,9	

Tab. 5: Vergleichsdaten Ukraine – Deutschland, Quelle: s. Fußnote 26 (v.a. The Global Economy)

Die Potenziale zur Verringerung des Energieverbrauchs in der Ukraine sind erheblich größer als in Deutschland, weil viele Industrien noch völlig veraltet sind. Andererseits ist nach dem Wiederaufbau der Ukraine damit zu rechnen, dass damit einerseits die Energieeffizienz in der Produktion, aber auch im Wohnungsbau deutlich zunimmt, andererseits wird man aber auch einen erheblichen Nachholbedarf sehen, der den Energiebedarf treibt. Ohnehin ist bereits jetzt (2019) der Pro-Kopf-Primärenergieverbrauch in Deutschland um den Faktor 2 höher als in der Ukraine (42.800 kWh vs. 21.400 kWh). Im Saldo wird man also davon ausgehen können, dass auch um das Jahr 2050 herum der Primärenergieverbrauch in der Ukraine vergleichbar hoch sein wird wie heute. Die

<sup>26</sup> Die Daten stammen im Wesentlichen von „The Global Economy“, die die Daten nach einer einheitlichen Systematik für verschiedene Länder für das Bezugsjahr 2019 aufbereitet haben, <https://de.theglobaleconomy.com/Ukraine/> bzw. <https://de.theglobaleconomy.com/Germany/>. Die Daten zum Primärenergieverbrauch in der Ukraine sind aus <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/42437/umfrage/primaerenergieverbrauch-der-ukraine-nach-brennstoffen/>, die Daten zum Primärenergieverbrauch in Deutschland aus [https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/awt\\_2020\\_d.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/awt_2020_d.pdf).

Elektrifizierung und damit der Anteil von Strom am gesamten Energieverbrauch wird jedoch erheblich zunehmen. Für eine erste Abschätzung soll davon ausgegangen werden, dass die Pro-Kopf-Verhältnisse Mitte des Jahrhunderts zwischen Deutschland und der Ukraine vergleichbar sein werden. Bei einer etwa halb so großen Bevölkerung der Ukraine wie der in Deutschland wird man also davon ausgehen müssen, dass der Strombedarf der Ukraine bei etwa 500 TWh liegen wird, der Bedarf an Wasserstoff bei knapp 150 TWh. Strom und Wasserstoff für den eigenen Bedarf würden in der Ukraine zu produzieren sein, daraus folgt ein Strombedarf von insgesamt rund 700 TWh (bei einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 70 %). Der Bedarf an Wasserstoff-Derivaten (synthetische Kraftstoffe, Ammoniak) wird, wie im Rest Europas, außerhalb der EU durch Import zu beschaffen sein und soll deshalb auch hier nicht weiter betrachtet werden.

Bevor die Ukraine also bis zu rund 800 TWh Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt, um damit Wasserstoff für den Export in den Rest der EU zu produzieren, wird sie für den Eigenbedarf in einer klimaneutralen Welt rund 700 TWh Strom aus erneuerbaren Quellen benötigen. Die Frage ist also: reichen die naturräumlichen Verhältnisse aus, Strom im Umfang von rund 1.500 TWh in der Ukraine zu erzeugen, um unter den genannten Randbedingungen das vorhandene (und zu ertüchtigende) Pipeline-Netz maximal nutzen zu können?

Bislang ist die Ukraine weit davon entfernt, als Exportland für Wasserstoff fungieren zu können. Die Deutsche Energieagentur (Dena) hat bereits 2013 in einem Länderprofil die Möglichkeiten für einen Ausbau der Erneuerbaren Energien und eine Verbesserung der Energieeffizienz ausgelotet (und dabei eher bescheidene Ausbaupfade beschrieben, die nur einen eher geringen Teil des eigenen Energiebedarfs der Ukraine über Erneuerbare Energien hätte abdecken können)<sup>27</sup>. Dabei hat die Ukraine in der Dekade 2010 bis 2020 erhebliche Anstrengungen unternommen, den Ausbau der Erneuerbaren Energien voranzutreiben, auch über zielgerichtete Instrumente wie einen Einspeisevorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien und eine staatlich garantierte, technologiespezifische Mindestvergütung<sup>28</sup>. 2017 wurde eine Energiestrategie bis 2035 und im Januar 2020 ein „Ukraine 2050 – Green Energy Transition Concept“ verabschiedet, nach dem bis zum Jahr 2050 insgesamt 70 % des Stroms aus erneuerbaren Energien kommen soll und weitere Perspektiven in der Ukraine durch eine Wasserstoffwirtschaft gesehen werden<sup>29</sup>. Am 26. August 2020 fand der 1. Deutsch-Ukrainische Energietag statt, in dem die Deutsch-Ukrainische Energiepartnerschaft, federführend auf deutscher Seite durch das Bundeswirtschaftsministerium, begründet wurde<sup>30</sup>. Es gibt aber auch Berichte über erhebliche Probleme und Rückschläge, die durch mangelhafte Investitionssicherheit und offenbar nachträgliche Förderkürzungen ausgelöst wurden<sup>31</sup>. Insofern gibt es sowohl bei der Zielformulierung als auch bei der Governance noch erheblichen Nachsteuerbedarf. Allerdings ist zu erwarten, dass diese Probleme überwunden werden können, wenn die Ukraine der EU beitrifft und die angedeuteten Perspektiven für einen verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien, auch mit Bezug auf die Herstellung von Wasserstoff für den Export, umgesetzt werden, was sicherlich erheblichen Unterstützungsbedarf seitens der EU bedeuten wird.

Immerhin sind die Potenziale für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in der Ukraine recht günstig. Zwar gilt für Wasserkraft, dass hier die Potenziale weitgehend gehoben sind und darüber keine Skalierung eines weiteren Ausbaus möglich ist – so wie dies in Deutschland auch der Fall ist.

---

<sup>27</sup> [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/3094\\_Laenderprofil\\_Ukraine\\_REG.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/3094_Laenderprofil_Ukraine_REG.pdf)

<sup>28</sup> <https://www.roedl.de/themen/ukraine-erneuerbare-energien-solar-wind-gruener-tarif-auktionsgesetz#entwicklung>

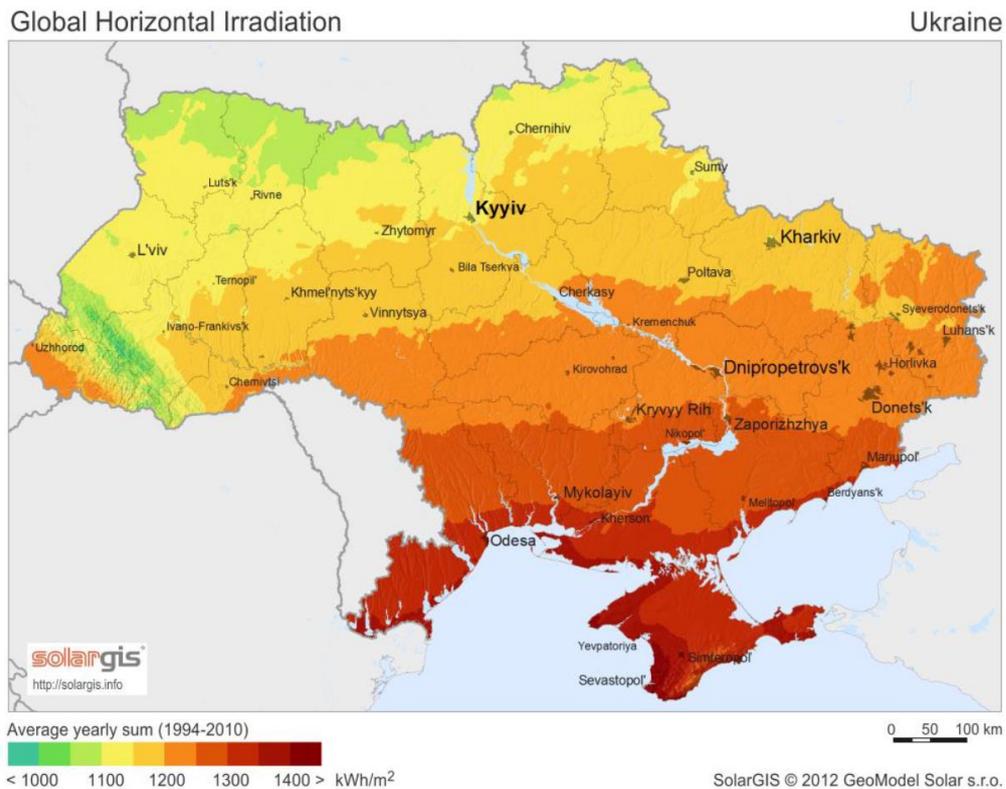
<sup>29</sup> <https://www.gtai.de/de/trade/ukraine/branchen/wasserstoffwirtschaft-koennte-windenergie-neue-impulse-geben-672106>

<sup>30</sup> [https://www.giz.de/en/downloads/giz2021\\_de\\_deutsch-ukrainische-energiepartnerschaft.pdf](https://www.giz.de/en/downloads/giz2021_de_deutsch-ukrainische-energiepartnerschaft.pdf)

<sup>31</sup> <https://www.boell.de/de/2021/03/01/selenskyjs-energiepolitik-bremst-erneuerbare-der-ukraine-aus>

Auch in Bezug auf Bioenergie gilt das, was schon die Debatte in Deutschland erbracht hat: aufgrund der mangelhaften Flächeneffizienz und der hohen Erzeugungskosten macht es wenig Sinn, Pflanzenanbau in großem Stil für die Gewinnung von Energie zu betreiben. Die wesentlichen Treiber für den Ausbau der Erneuerbaren Energien werden auch in der Ukraine Wind und Photovoltaik sein.

Bereits 2013 hat die dena eine Karte mit der globalen horizontalen Solareinstrahlung in der Ukraine veröffentlicht<sup>32</sup>. Daraus ergibt sich, dass die solare Einstrahlung etwas höher ist als in Deutschland, aber vor allem auf den Süden und die Mitte der Ukraine konzentriert. In der Ukraine wird man etwa 10 % höhere solare Erträge für die Nutzung der Photovoltaik als in Deutschland erwarten können.



**Abb. 10: Globale horizontale Solareinstrahlung in der Ukraine; Quelle: dena (s. Fußnote 25)**

Eine genauere Analyse verspricht der Global Solar Atlas, mit dem vergleichende Länderanalysen möglich sind<sup>33</sup>, die den damaligen Befund der dena stützen.

Das Wind-Dargebot in der Ukraine ist merklich geringer als in Norddeutschland in Küstennähe, aber etwas höher als im Süden Deutschlands. Das geht aus den Daten des Global Wind Atlas hervor, mit dem ebenfalls vergleichende Länderanalysen möglich sind<sup>34</sup>. Der Wind Atlas bietet darüber hinaus die Möglichkeit, die Windverhältnisse und Energieerträge in unterschiedlichen Höhen bis zu 200m über Grund darzustellen. Daraus ergibt sich, dass mit zunehmender Nabenhöhe der Windenergieanlage die mittlere Windgeschwindigkeit sowie der Windertrag, ausgedrückt als mittlere Leistungsdichte je m<sup>2</sup> überstrichener Rotorfläche, ganz erheblich zunimmt, wie dies ja auch aus Deutschland bereits gut bekannt ist. Dies ist erheblich bedeutender für den erzielbaren Energieertrag als die Ertragsunterschiede im Ländervergleich Deutschland – Ukraine. Mit den modernen

<sup>32</sup> s. Fußnote 27, S. 46

<sup>33</sup> <https://globalsolaratlas.info/map>

<sup>34</sup> <https://globalwindatlas.info/>

Windkraftanlagen im Leistungsbereich 5 MW oder mehr und mit Turmhöhen von 150m oder mehr lassen sich in der Ukraine ähnlich attraktive Windenergieerträge realisieren wie in den meisten Gebieten Deutschlands.

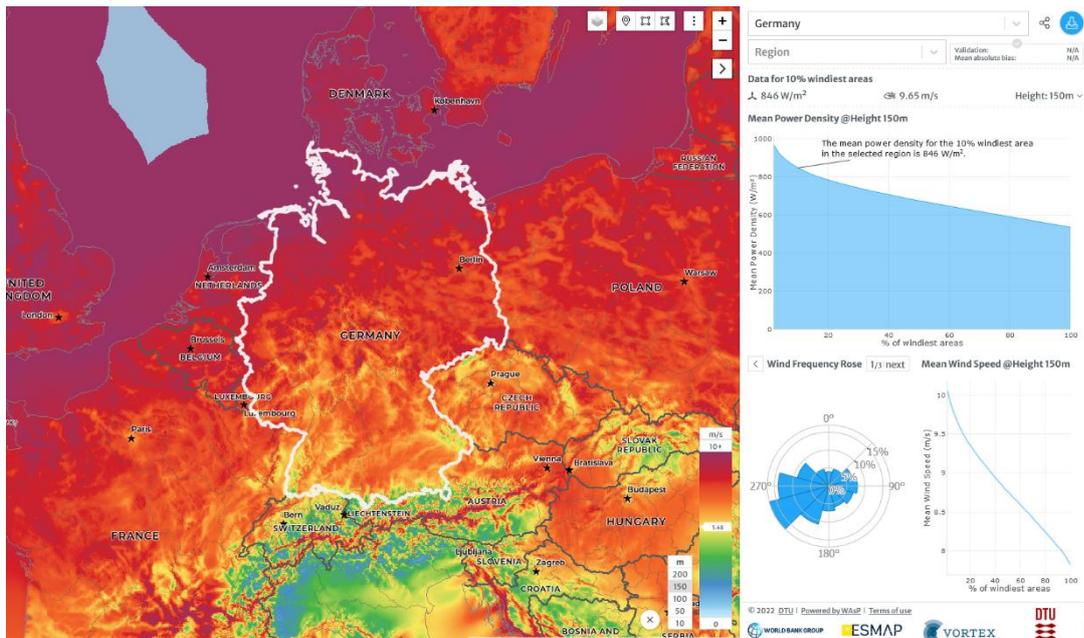


Abb. 11: Mittlere Windgeschwindigkeit und mittlere Leistungsdichte bei einer Höhe von 150m über Grund; Quelle: <https://globalwindatlas.info/area/Germany>.

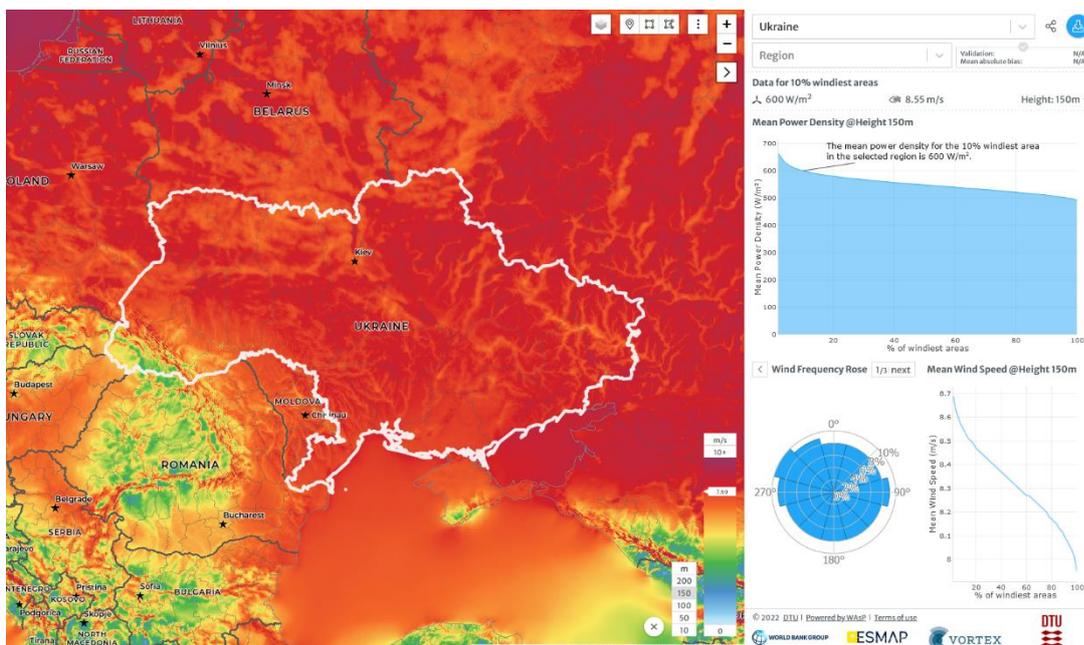


Abb. 12: Mittlere Windgeschwindigkeit und mittlere Leistungsdichte bei einer Höhe von 150m über Grund; Quelle: <https://globalwindatlas.info/area/Ukraine>

Dass es in vielen Gebieten Europas noch erheblich ertragsstärkere Standorte sowohl für die Windenergienutzung als auch für die Nutzung der Solarenergie gibt, ist unbestritten und soll hier nur der Vollständigkeit halber erwähnt werden. Allerdings ist die Ukraine dünner besiedelt als viele andere Gebiete Europas, was die Flächenkonkurrenz tendenziell vermindert. Außerdem muss ohnehin in den

windhöffigen und einstrahlungsstarken Regionen im gesamten Europa erneuerbare Energie gewonnen werden, sei es für die direkte Stromnutzung, sei es für die Speicherung in Form von Wasserstoff, um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen. Schließlich liegen die größten Potenziale sowohl für die Windenergie als auch für die Solarenergie nicht in den Lastzentren des Verbrauchs, weil sich die räumliche Verteilung der Bevölkerung und der industriellen Produktion nicht am Wind- und Solarangebot orientiert, so dass es nicht nur auf die Netto-Erzeugungskosten für Strom bzw. Wasserstoff ankommt, sondern auf die Kosten am Nutzungsstandort inklusive der Transportkosten. Daher könnte die Ukraine, aufgrund der vorhandenen und auf den Wasserstoffbetrieb umrüstbaren Erdgaspipelines, einer der attraktiven Standorte für die Erzeugung von Wasserstoff für die Nutzung in Europa sein.

Wenn man in allererster Näherung das flächenbezogene Energie-Dargebot von Wind- und Solarenergie in der Ukraine als vergleichbar mit dem Dargebot in Deutschland ansieht, kann man auch den Flächenbedarf, um einen bestimmten Energieertrag zu erzielen, aus den vorliegenden Abschätzungen für Deutschland überschlägig ableiten.

In der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ wird von einer Wind-onshore-Leistung von 240 GW ausgegangen, daraus sollen 512 TWh Strom erzeugt werden. In gleicher Weise beträgt die installierte PV-Leistung 385 GW und der Stromertrag daraus 355 TWh (s. auch Abb. 2). Das im Koalitionsvertrag festgeschriebene 2 %-Flächenziel für Windenergie, um diese onshore-Windleistung zu realisieren, bedeutet also eine planerische Flächeninanspruchnahme von 6.988 km<sup>2</sup> (s. auch Tabelle 5, Seite 18). Das Flächenziel für Freiflächen-Photovoltaik ist in Deutschland politisch noch nicht vereinbart, es hängt auch stark davon ab, in welcher Weise es gelingt, bereits versiegelte Flächen (Dächer, Fassaden, Parkplätze) mit PV zu nutzen.

Ein entsprechend skaliertes 2 %-Flächenziel für die Ukraine würde bedeuten, dass dort 11.588 km<sup>2</sup> planerisch für Windenergie verfügbar gemacht werden müssten. Daraus würde eine installierte Windleistung von 240 GW (d.h. 48.000 Windenergieanlagen der 5 MW-Klasse) mit einem Ertrag von 512 TWh und, wenn man die installierte PV-Leistung in gleicher Weise wie in Deutschland skaliert, eine installierte PV-Leistung von 638 GW bzw. ein Ertrag daraus von 589 TWh resultieren. Hierfür würden, wie in Deutschland, etwa 1,6 % der bereits versiegelten (z.B. Dächer) oder der unversiegelten Fläche (Freiflächen-, Agro-PV) benötigt. Zusammen könnten so rund 1100 TWh Strom produziert werden. Da die Ukraine nur etwa halb so dicht besiedelt ist wie Deutschland, wäre es auch vorstellbar, ein größeres Flächenziel für die Windenergie (und anteilig auch für die Photovoltaik) vorzusehen. Mit einem 3 % Flächenziel für die Windenergie sowie anteilig für Photovoltaik (2,4 % versiegelte und unversiegelte Fläche) könnten somit rund 1650 TWh Strom erzeugt werden. Das ist etwas mehr als dies als Bedarf abgeschätzt wurde, um die Vollversorgung der Ukraine mit Strom und Wasserstoff auf erneuerbaren Quellen und eine Wasserstoffproduktion für den Export sicherzustellen, der sich an den maximal verfügbaren Pipelinekapazitäten orientiert.

## 6. Resumee

Damit kann gezeigt werden, dass zum einen die Potenziale für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien so groß sind, dass damit die vollständige Dekarbonisierung des Energieverbrauchs in der Ukraine – Strom und grüner Wasserstoff, der aus Strom aus erneuerbaren Quellen per Elektrolyse gewonnen wurde – möglich ist. Gleichzeitig sind die Stromerzeugungspotenziale in der Ukraine so groß, dass auch ein hoher Anteil des Wasserstoffbedarfs in der heutigen EU in der Ukraine erzeugt und dass dieser Wasserstoff über das bestehende (und für den Wasserstofftransport zu ertüchtigende) Erdgas-Pipelinennetz nach Mittel- und Südosteuropa transportiert werden kann. Dieser Anteil

an „exportfähigem“ grünen Wasserstoff könnte mengenmäßig sogar das bisher aus Russland in die EU gelieferten Erdgas praktisch vollständig ersetzen.

Zwar gibt es deutlich bessere Standorte für die Nutzung der Wind- und Solarenergie, gerade in Norden, Westen und Süden Europas. Wenn es jedoch gelingt, das vorhandene Pipelinenetz durch die Ukraine für den Transport von Wasserstoff mit vertretbarem Aufwand zu ertüchtigen, könnten in der Ukraine attraktive Mengen für den Export hergestellt und über die Pipelines nach Mittel- und Südosteuropa geleitet werden. Aufgrund der großen Landesfläche mit sehr dünner Besiedlung außerhalb der großen Städte sind geringere Nutzungskonflikte und – bei etwa gleichwertigem Dargebot von Wind und Sonne wie in Deutschland – etwas geringere Erzeugungskosten als in Deutschland zu erwarten. Da die Ukraine eine der wichtigen Kornkammern Europas mit großer Bedeutung für die Welternährung ist, muss dieser Belang natürlich sehr hoch priorisiert werden. Allerdings ist zu erwarten, dass bis zu 3 % der Landesfläche für Wind und bis zu 2,4 % der versiegelten und der unversiegelten Fläche für Photovoltaik verfügbar gemacht werden können, ohne diese Priorität zu verletzen. Damit ist das technische Potenzial beschrieben, das durch die vorhandene Pipelinekapazität begrenzt ist.

Eine ganz andere Frage ist es, ob es klug ist, die bisherige starke Energie-Abhängigkeit in der EU von Russland durch eine Abhängigkeit von einem anderen Land, hier der Ukraine zu ersetzen – selbst wenn sich die Ukraine nach dem Krieg noch stärker Richtung Mitteleuropa orientiert und nach einem möglichen EU-Beitritt vollwertiges Mitglied der europäischen Familien mit allen Rechten und Pflichten wird. Das deutliche Verlangen nach mehr Resilienz auch in der Energieversorgung verbietet es, alles „auf eine Karte“ zu setzen. Daher wäre es völlig unrealistisch zu erwarten, dass das technische Potenzial für die exportfähige Wasserstoffherzeugung auch nur annähernd ausgeschöpft werden wird.

Schließlich gibt es andere Regionen in Europa, die über gleich gute oder sogar bessere Möglichkeiten verfügen, grünen Wasserstoff zu wirtschaftlichen Bedingungen zu erzeugen und die ebenfalls ein Interesse daran haben werden, dieses Geschäftsfeld für sich zu erschließen. Außerdem sind auch andere Länder in Osteuropa ähnlich dünn besiedelt wie die Ukraine, haben ebenfalls einen guten Zugang zum bisherigen Pipelinenetz und vielleicht ebenfalls ein ökonomisches Interesse, eine wichtige Rolle in der künftigen Wasserstoffversorgung Europas zu spielen. Schon aus Resilienzgründen wird es klug sein, die künftige Wasserstoffversorgung in Europa aus vielen Quellen zu speisen und vor allem die Verteilung der künftigen Wasserstoffherzeugung in Europa auf die verschiedenen Regionen vor allem nach ökonomischen Kriterien für die Erzeugung und den Transport in die Lastzentren Europas auszurichten. Immerhin führt der politisch begründete Ausfall Russlands als mögliches „Lieferland“ für grünen Wasserstoff aufgrund des Kriegs gegen die Ukraine nicht dazu, dass die Ziele der Klimaneutralität in Europa bis zur Mitte des Jahrhunderts aufgegeben werden müssten.

Bevor aber die Ukraine als einer der möglichen und relevanten Akteure in einer künftigen Wasserstoffwirtschaft Europas angesehen werden kann, sind eine Reihe politischer, ökonomischer und auch rechtlicher Fragen zu klären, die hier nur angerissen werden können.

So muss zuerst die Ukraine für sich entscheiden, ob sie überhaupt Interesse daran hat, einen solchen Weg gehen zu wollen und ob er Akzeptanz in der Bevölkerung findet. Dann muss selbstverständlich der Krieg beendet sein und eine stabile und verlässliche Sicherheitsarchitektur für die Ukraine und die anderen Länder Europas geschaffen werden. Der Wiederaufbau der Ukraine nach dem Krieg wird sehr hohe finanzielle Mittel erfordern, die voraussichtlich zu einem erheblichen Teil aus Europa geleistet werden müssen. Ein Pfad, über diesen eigentlichen Wiederaufbau hinaus die schnelle Dekarbonisierung der Ukraine und die Infrastruktur für die Herstellung von Wasserstoff für den Export anzustreben, erfordert darüber hinaus private Investitionen in einem sehr großen Umfang. Kapital wird aber nur dann in nennenswertem und erforderlichem Umfang in die Ukraine fließen, wenn einerseits

das Governance-System so stabil ist und internationalen Normen entspricht und andererseits der energierechtliche und -wirtschaftliche Rahmen so geschaffen ist (einige Stichworte dazu: Einspeisevergütung, Auktionsverfahren, Genehmigungsprozeduren), dass ein investitionsfreundliches Klima entsteht – deswegen ist dies ein ganz entscheidender und durchaus komplexer Baustein. Nur am Rande sei erwähnt, dass selbstverständlich auch geklärt sein muss, dass der ukrainische Pipeline-Netzbetreiber nicht nur der Besitzer, sondern auch der Eigentümer des Netzes ist und daher über die notwendigen Ertüchtigungen und materiellen Veränderungen verfügen kann.

In welchem Umfang die Potenzialen in der Ukraine für die zukünftige Klimaschutz-Architektur Europas genutzt werden können, muss also der weiteren Entwicklung überlassen bleiben. Klar ist aber auch, dass der früher regelmäßig vernachlässigte Aspekt der Resilienz in der Energieversorgung künftig eine große Rolle spielen wird und die künftige Klimaschutz-Architektur Europas Stabilität durch Vielfalt erlangen wird. Die Ukraine kann ein wichtiger Baustein in dieser Architektur sein - schon das ist eine spannende Erkenntnis.

Stuttgart, Mai 2022