

Teil 1 Energiewende weltweite Dimension

0. Intro

Ich habe diesen Text geschrieben, um herauszufinden, ob die Energiewende überhaupt möglich ist. Die Antwort darauf ist: ja.

Ich bin nun 1 Jahr auf dem Weg zur Arbeit direkt am Kohlekraftwerk Weisweiler vorbeigefahren, am Horizont sieht man die Wolken der Kühltürme von Neurath und Niederaußem. Die Kraftwerke und der Tagebau mit den Riesenbaggern sind Zeugnisse menschlicher Erfindungskraft und Ingenieurskunst und stehen für den Wiederaufbau nach dem Krieg und für 75 Jahre sorgenfreies Leben in Nordrhein-Westfalen. Die Arbeiter bei RWE haben damals noch kostenlos eine Fuhre Kohle bekommen und später ein Kontingent Strom. Das sind genug Gründe diese Kraftwerke zu mögen. Gottseidank kann man seine Emotionen sachlich hinterfragen und dies führt zur Erkenntnis: Wir müssen die Energiewende irgendwie angehen.

Dies gilt umso mehr, dass nicht nur wir darunter leiden. Wir leiden am Verlust von lieb gewonnenen Gewohnheiten, etwa dem Autofahren mit Schaltgetriebe und Verbrennermotor. Viel schwerwiegender ist es, wenn Menschen ihre Arbeit verlieren. Dass man überall auf der Welt aber überhaupt so ruhig die Energiewende planen kann und über die Energiewende diskutieren kann, beruht auf der Lebensleistung von Personen, die in der inneren Mongolei in einer Bayan Obo Mine über Jahrzehnte gelernt haben, wie man die Seltenen Erden am besten herausschwemmt, unter Salzsäure- und Schwefelsäuredämpfen und bei Radioaktivität, damit die Neodym-Magnete für die Windkraft-Generatoren gebaut werden können. Es beruht auf der Lebensleistung der Chefs und Arbeiter der Cerrejón Mine aus Kolumbien mit ihrer low-ash coal, die für die Herstellung von Polysilizium als Grundstoff für die Solarzellen gut geeignet ist.¹ Viele Arbeiter fahren in China, der USA und auch in Deutschland mit Fahrzeugen mit Hitzeschutzfenstern täglich um einen Lichtbogenofen herum und schieben den Quarzsand und die low-ash coal in den Lichtbogen schieben, um das metallurgical grade silicon (MGS) zu schmelzen, damit das Polysilizium für die Ingots und Solar-Wafer entsteht. In chinesische Solarfirmen finden bei der Herstellung von Ingots heiße chemische Prozesse statt. Bei allen diese Aktivitäten sind die Arbeiter, so meine Ahnung, gesundheitsschädlichen Dämpfen ausgesetzt. Auch die Personen, die den Metallstaub mischen, bei Explosionsgefahr, wenn es darum geht die Neodym-Magnete zu sintern, haben einen ‚miesigen Job‘, frei nach Udo Lindbergs Song ‚Ich bin Rocker‘. Sie machen es aber möglich, dass die Energiewende für die Menschheit eine realistischen Option geworden ist. Dazu gehören natürlich auch die Siemens-Gamesa Techniker, die die besten Windturbinen der Welt herstellen und die in der Offshore-Windenergie technologisch Beeindruckendes erreicht haben und bei gutem Wind sogar einen Kapazitätsfaktor von über 40 % erreichen. Erwähnt werden müssen die Hersteller der Umspannungs- bzw. Konverterplattformen und die Besatzungen der Spezialschiffe zum Aufbau der Offshore-Windparks, auch weil es dabei tödliche Unfälle bei der Installation von Offshore-Windkraftanlagen gab. Auch dem baden-württembergischen Energieversorger EnBW gebührt Dank, es glaubte schon 1995 an die Energiewende und hat 1997 die Projektplanung für Baltic 1 vor Prerow begonnen, 2006 wurden die Baugenehmigung vom Land Mecklenburg-Vorpommern erteilt, der Bau erfolgte im Jahr 2010 vom März bis September: Baltic 1 ist ein Offshore Windpark der ersten Generation, Kosten 200 Mill. Euro, mit weniger leistungsfähigen Windrädern.² Er verfügt über Windkraftanlagen von Siemens, mit 2,3 Megawatt Leistung (21 Stück),

¹ DOE Solar 2022: 14.

² Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Offshore-Windpark_Baltic_1 - Zugriffen: 06.09.2023.

mit einer insgesamten Leistung von 48,3 Megawatt (21 * 2,3). Er ist auf einer Fläche von sieben Quadratkilometer verteilt. Ein Kapazitätsfaktor wird nicht benötigt, die jährliche Leistung findet sich im Internet. **Jährlich produziert der Windpark 185 Gigawattstunden (20 % mehr als erwartet wurde).**³

Bierdeckelrechnung: 3000 Terawattstunden / 0,185 Terawatt = 16.216 mal bräuchten wir diesen Windpark für eine Versorgung Deutschland nach der Energiewende, wenn man von 3000 TWh Strombedarf ausgeht (oder 3.000.000 Gigawatt / 185 Gigawatt = 16.216. Und für die Welt? 150.000 TWh / 0,185 Terawatt = 810.810 mal (das sind * 21 = 17.027.010 einzelne Windkraftanlagen). Man sieht, die Energiewende geht, aber es muss eben hochskaliert werden.

Die Fähigkeiten der Menschen und die Bereitschaft der Menschen, allen Widrigkeiten zu trotzen, erstaunen also immer wieder. Aus Respekt vor dieser großen Zahl von Menschen, die die Energiewende erst ermöglichen und mittlerweile an der Energiewende weltweit beteiligt sind, sollte man die Diskussion über die Energiewende jedenfalls **ernsthaft** führen.

Was sollen diese Menschen denken, wenn selbst die FAZ im Titel von Artikeln schreibt, dass die Energiewende falsch ist⁴ und die Energiekosten „auch wegen der Energiewende“ hoch liegen und eine Gefahr für die deutsche Industrie sind?, bloß weil die FAZ damals die CDU favorisierte.⁵ Im April 2025 wird ein Standpunkt von Tobias Büttner, Geschäftsführer des Landesenergieagentur Rheinland-Pfalz veröffentlicht, laut ihm „droht eine Explosion der Systemkosten (Stromnetze, Speicher)“ (und wir freuen uns über billiger Pipelines) und „für die Industrie ist der Umbau hin zu klimaneutralen Produktionsverfahren überaus herausfordernd“ (das stimmt nicht, bei Stahl müssen einfach 20 Direktreduktionsanlagen gebaut werden, bei Chemie kann ein großer Teil der Anlagen sogar weiter genutzt werden, Problem ist ein möglicher hoher Wasserstoffpreis und der dahinter stehende Ausbau von Elektrolyseuren und erneuerbaren Energien ... das übernimmt die Chemieindustrie aber nicht

³ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Offshore-Windpark_Baltic_1 - Zugriffen: 06.09.2023. Siehe auch EnBW Infos, mit Infos zu allen beteiligten Firmen: <https://www.enbw.com/erneuerbare-energien/windenergie/unsere-windparks-auf-see/baltic-1/> - Zugriffen: 06.09.2023.

⁴ Siehe die Studie von The Climate Desk und Future Camp für DIHK und VKU. DIHK VKU 2024. Siehe hierzu: <https://www.vku.de/presse/pressemitteilungen/dihk-und-vku-neue-studie-zur-erreichung-des-von-der-eu-kommission-vorgeschlagenen-klimaziels-2040/> - Zugriffen: 04.10.2024. Siehe zu dieser Studie auch: Wirtschaft hält EU-Klimavorschläge für aberwitzig. FAZ, 01.10.2024.

⁵ Siehe Patrick Welter. Risse im Fundament. FAZ, 10.10.2024. Dieser Kommentar geht wirklich zu weit, er träumt von einem CDU Wahlgewinn im nächsten Jahr, aber was soll dann passieren? Löhne senken, um privaten Konsum anzukurbeln? Deutschland soll wieder alle Weltmarktanteile aus den Jahren zuvor erobern, dies ist gar nicht möglich und hängt nicht nur von den Energiekosten ab. Die Energiekosten zu senken, wäre gut, das würde aber nicht alle Problem der Industrie lösen. Die höheren Energiekosten zudem an der Ukraine-Krise, die hier nicht in einem Wort erwähnt wird. Auch der Schockzustand der Wirtschaft liegt zum Teil an der Ukraine-Krise und den einige Zeit hohen Energiekosten, die wieder abgesunken sind. Die höheren Energiekosten liegen nicht an der Energiewende. Wenn die beiden Atomkraftwerke weitergelaufen wäre, wäre also alles jetzt viel besser? Wieder mal die Lohnstückkosten senken, also die Löhne senken, um die Firmen wettbewerbsfähiger zu machen? Dann soll es Steuersenkungen für die Firmen geben und dafür auf Subventionen verzichten, die Meyer Werft also nicht retten? ... es soll also erst starkes Wachstum her und dann kann man sich die Energiewende leisten. Also: Wasserstoffnetze erst gar nicht aufbauen? Das EEG ganz abschaffen? Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien werden doch gerade Energiekosten gesenkt ... und die Wirtschaft wünscht sich alle Arten von Subventionen vom Staat, Strompreiszuschuss, neue Forderung: Staatszuschüsse zum Netzentgelt für niedrigere Strompreise ... für wen denn? Die stromintensiven Betriebe bekommen sowieso den Strompreiszuschuss ... da ist es kurz davor, dass die FAZ einen Faktencheck braucht, der eigentlich für Donald Trump reden vorgesehen ist. Wie will denn die deutsche Maschinenbauindustrie globale Marktanteile zurückerobern, wenn die chinesische Maschinenbauindustrie nun eben auch Maschinen bauen kann ... gewisse Sachen gehen einfach nicht ...

und bezahlt dafür auch nicht). Und: es sei nicht absehbar, dass überhaupt jemals Wasserstoff zu akzeptablen Preisen verfügbar sei, deshalb müsse man CCS eine viel größere Rolle einräumen (CCS ist in Europa aber nur sehr begrenzt vorhanden).⁶ Der bei der liberal-konservativen Denkfabrik R21 angesiedelte R21 Expertenrat Energie- und Klimapolitik schreibt in der FAZ tatsächlich: „Die Energiewende führt zudem zu erheblichen sozialen Kosten durch den Landschaftsverbrauch der Wind- und zunehmend auch der Solarindustrie“, der Titel des Artikels ist: ‚Der Befreiungsschlag‘ und vorgeschlagen wird Kernkraft und eine Alleinlösung mit dem Emissionshandelssystem ETS sowie internationale Kooperation, etwas das schon vor 20 Jahren von der FDP bzw. bestimmten liberalen Schule aus gefordert wurde, Stichwort: Wasserbett-Effekt.⁷ Mit solchen Überschriften, Argumenten und Artikeln mit halb-wahren Argumenten, suggerieren Autoren der FAZ, dass wir im Kindergarten sind, und z.B. vertraglich zugesicherte Zahlungen für Offshore-Windparks einfach stoppen können, die Energiewende ganz neu gestalten sollte, weil sie falsch sind etc. oder dass man die Energiewende abbrechen sollte, weil sie Energiekosten erhöht.

Natürlich verursacht die Energiewende Kosten, schließlich muss etwas Neues aufgebaut werden und dies gibt es nicht einfach so geschenkt. Im Fazit wird dies noch zu einem zentralen Thema, denn um die Stahl- und Chemieindustrie zu behalten, wird es zu einem geplanten, koordinierten Sprung auf ein höheres Preisniveau kommen müssen. Ein Schelm, wer Böses dabei denkt! Natürlich wird durch die Energiewende etwas Abenteuerliches passieren, etwas durch das wir alle hindurchmüssen, wie im Film. Aber dies ist nur auf Chemie begrenzt, ein wenig noch für Stahl (und die Luftfahrt wird viel teurer) aber es ist schaffbar, auch deshalb weil die Produkte nicht 1:1 teurer werden. Schließlich kommt dazu, dass es sein kann, dass es gar nicht so schlimm wird, die großtechnischen Anlagen sind noch nicht einmal gebaut und ausprobiert worden.

Eines ist klar, wir müssen unsere Industrie erhalten, damit wir in einer moderne Welt weiterleben können. Und die sonstigen Kosten, etwa für den Netzausbau, für den Aufbau der erneuerbaren Energien werden, das ist gut, nicht direkt vom Staat bezahlt, sondern über die Stromkosten auf viele Personen verteilt oder der Staat zahlt eine Einspeisevergütung und bald eine Kapazitätzahlung mit Refinanzierungsbeitrag, und lockt dadurch private Investoren an, die dies finanzieren. Die Energiewende wird durch solche Finanzierungsideen viel billiger, als man es sich vielleicht noch vor 20 Jahren hätte vorstellen können.

In Teil 1 wird hier zuerst einmal anhand eines möglicherweise viel zu hohen Wertes berechnet, ob es möglich ist, diesen Wert, 150.000 Terawattstunden, mit erneuerbaren Energien, Solar- und Wind zu erreichen. Auch dann, wenn wir weniger brauchen sollte, braucht es ernsthafte Anstrengungen der Staaten und des privaten Sektors die bestehenden Solarfirmen weiter auszubauen, in China, aber auch in den USA, der EU, in Brasilien, Indien, Indonesien etc. Die derzeit bestehende Solarkapazität muss verdreifacht oder sicherheitshalber gerne auch vervierfacht oder verfünffacht werden.

Die Windkraftfirmen müssen ihre Kapazität verzehnfachen, und aus meiner Sicht müsste ein standardisiertes einfaches Modell entwickelt werden, ohne Neodym-Magneten, das über Joint-Ventures mit europäischen, amerikanischen, chinesischen, brasilianischen und indischen Firmen in vielen Ländern der Welt aufgebaut werden kann, wobei lokale Zulieferer eingebunden werden, damit letztlich jedes Land der Welt Windkraftanlagen bauen bzw. zumindest warten kann.

Dazu kommt, dass man, dies hat die Diskussion in Deutschland in den letzten Jahren erst erkannt, in Systemen gesicherter Leistung denken muss. Solarenergie ist leichter skalierbar als Windenergie,

⁶ Tobias Büttner. Stillstand für Klima und Energiepolitik im Koalitionsvertrag. FAZ, 29.04.2025.

⁷ Der Befreiungsschlag. FAZ, 14.01.2025.

deshalb brauchen wir Solar, aber Solarenergie ist täglich und über das Jahr wie ein Flummi, Nachts ist sie weg und im Winter gibt es in trüben Wochen kaum mehr Energie, wenigstens nicht in Deutschland und ganz viele anderen Ländern nicht. Erneuerbare Energien müssen deshalb zu Systemen gesicherter Leistung führen, mit Großbatterien, aber auch Elektrolyseuren und Wasserstoff, Wasserstoffspeichern und Wasserstoffgaskraftwerke für die Bereitstellung von Strom Nachts, bei Dunkelflauten und im Winter. Dies muss auch dann erfolgen, wenn der Aufbau dieser System Geld kostet.

Weil man die Grundstoffe der Chemie und die Grundinputs der Stahlindustrie auf CO₂ auf grünen Wasserstoff umstellen muss, und dann mit grünem Wasserstoff und CO₂ grünes Naphtha und grünes Methanol herstellen kann, sowie, mit Stickstoff aus der Luft und grünem Wasserstoff grünen Ammoniak herstellen kann, braucht es auch hier als Hintergrund den Aufbau von erneuerbaren Energien, Elektrolyseuren, die bei alkalischen Wasserelektrolyseuren auch eine stabile Grundlast brauchen. Wir können Wasserstoff nicht aus den USA kaufen, weil er schwer mit Schiffen zu transportieren ist, aber mit Pipelines kann Wasserstoff von überall her aus Europa und Nordafrika und sogar dem Nahen Osten nach Deutschland kommen. Transportieren kann man dagegen grünen Ammoniak oder grünes Methanol oder grünes Naphtha oder grünes Ethylen, oder für den Übergang blauen Ammoniak, blaues Methanol oder ggf. blaues Ethylen, weil die USA CCS auf dem Land zulassen. Die deutsche Chemieindustrie hätte somit die Option, blaue Grundstoffe aus den USA zu kaufen und in Deutschland nur weiterzuverarbeiten. Die Chemieindustrie hat mehrere Möglichkeiten.

Die Chemieindustrie muss sich aber schnell entscheiden, ob sie in Deutschland grüne Grundstoffe herstellen will. Denn eines steht fest, sie kann mit ihren chemischen Prozessen CO₂ nutzen und in Produkten ‚zwischenparken‘, die kann in einem erheblichen Ausmaß die Energiewende erleichtern. Dazu muss kommt, dass es sowieso eine Kreislaufwirtschaft geben muss, weil wir auf einer Erde mit endlichen Rohstoffen leben und die Energiewende von der Rohstoffseite zwar schaffen können, aber nur 1 mal, 1,5 mal, vielleicht 2 mal, aber sicher nicht 5 mal, und die Rohstoffe, die wir brauchen, müssen recycelt werden, um die Anlagen erneuern zu können.

Dem Sprung auf ein höheres Preisniveau bei Chemie- und Stahl kann man nicht entgehen. Es ist hier auch nicht einmal klar, wie hoch gesprungen werden muss, * 4 oder * 10 oder * 18 oder ein anderer Betrag. Eines ist klar, der Staat kann hier mit Subventionen nicht helfen. Natürlich kann er die erste Investition in die neuen Anlagen subventionieren, Kreditgarantien geben etc. Das hilft auch. Aber die höheren Kosten der laufenden Produktion kosten schon innerhalb eines Jahres einen zweistelligen Milliardenbetrag, dafür kann es keine Subvention geben.

In diesem Text werden Informationen gesammelt, um den Klimawandel und die Energiewende zu verstehen. Meine Informationen habe ich aus dem Internet entnommen, dazu wurde die Frankfurter Allgemeine zwei Jahre lang auf Informationen über erneuerbare Energien ausgewertet.

Ich benutze Bierdeckelrechnungen, weil ich nicht gut in Mathe bin. Ich kann nur ungefähre Schätzungen machen und nicht genauer rechnen oder Szenarien modellieren.

In Teil 1 versuche ich die ungefähre weltweite Dimension der Energiewende herauszufinden und dann versuchen, die Produktionskapazitäten der erneuerbaren Energien und die Rohstoffsituation einzuschätzen, um herauszufinden, ob es möglich ist, die Energiewende überhaupt durchzuführen. Die Antwort darauf ist: ja. Die Produktionskapazitäten für erneuerbaren Energien müssen allerdings erhöht werden. Es werden erste Infos zu Wasserstoff präsentiert, Transport und Stromverbrauch bei der Produktion durch Elektrolyse. Sodann werden Infos zu Pipelines gesammelt, die relativ günstig und schnell zu bauen sind. Zum Schluss wird die Atomkraft erwähnt.

In Teil 2 werden Industriebereiche beschrieben, Zement-, Stahl- und Chemieindustrie und es geht um CCS, Wasserstoff, Ammoniak, Methanol, Naphtha und Elektrolyseure. Anschließend wird eine Schätzung bezüglich Deutschland gemacht, wie viel erneuerbare Energien nötig sein wird.

Im Teil 3 wird dies mit den politischen Zielen und rechtlichen Regeln in Deutschland und der EU zum Ausbau erneuerbarer Energien zusammengebracht. Hier geht es nicht darum, Rechtsauskunft zu geben, ich bin froh, wenn ich die unterschiedlichen Bereiche überhaupt präsentieren kann. Danach wird ein kurzer Ausblick auf andere Länder, die USA, andere europäische Länder, Japan und China gegeben. Danach mache ich Vorschläge zum Thema Industriepolitik und welche unterschiedliche Anreizformen zur Nutzung von erneuerbaren Industrien verfügbar sind.

In Teil 4 finden sich Offshore Windparks und Power Purchasing Agreements, die 5 großen Studien, sowie Lithium und E-Auto Akkus.

Teil 5 ist das Literaturverzeichnis.

Nicht nachgezeichnet wird in diesem Text, ob die politischen Ziele zur Emissionsminderung eingehalten werden, eine offizielle Darstellung der Bundesregierung findet sich hier.⁸ Eine weitere, regelmäßig erscheinende Darstellung zu dieser Frage, von Agora Energiewende, findet sich hier.⁹

Ich bin nicht Teil der Experten- und Forschungsgemeinschaft erneuerbarer Energien. Als Nicht-Fachmann im Bereich Mathematik, kann ich auch keine Wirtschaftlichkeits-, Kosten- bzw. Investitionsberechnungen durchführen. Auch die Fußnoten sind nicht nach wissenschaftlichen Gepflogenheiten angelegt.¹⁰ Ich schreibe diesen Text als Nicht-Fachmann im Bereich Chemie und Physik. Dennoch werde ich auch in diesen Bereichen Bierdeckelrechnungen durchführen. Wer einen Vorschlag hat, wie man besser rechnen kann, kann er mich gerne darauf aufmerksam machen.

Unter anderem aus diesen Gründen hat dieser Text Grenzen. Ich kann Informationen sammeln, auch Kritik üben, aber nicht die Verfasstheit besonders komplexer Dinge wie des Strommarkts, den EU-Handel mit Emissionszertifikaten oder den EU-Haushalt *abschließend bewerten* und *funktionierende Reformvorschläge* machen. Auch im Bereich Chemie habe ich Grenzen, ich kann neue Prozesse nicht auf ihre Effektivität bewerten und Kosten einschätzen. Selbst die KI in ChatGPT kann dies nicht, zumal dort Geschäftsgeheimnisse geschützt werden und dies ist ein breiter Bereich. Nur Fachleute und

⁸ BMWK. Die Energie der Zukunft, 8. Monitoring Bereich zur Energiewende, Berichtsjahre 2018 und 2019, Stand 2021. Der neue Bericht ist nun verfügbar: BMWK. Monitoringbericht, Juni 2024, siehe die BMWK Webseite mit allen Berichten: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html> - Zugriffen: 28.06.2024. Siehe auch: Christian Geinitz. Habeck zu Klimazielen. Zum ersten Mal zeigen die Zahlen: Deutschland ist auf Kurs, FAZ, 15.03.2024. In: <https://www.faz.net/-iu4-bnu9a> – Zugriffen: 24.03.2024.

⁹ Siehe: Agora. Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024, 07.01.2025. Siehe: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> - Zugriffen: 08.01.2025.

¹⁰ Dieser Text ist ein Infotext, der nicht nach akademischen Standards des Zitierens geschrieben ist. Oft werden Internetquellen angegeben, ohne Autor und Titel anzugeben, nur mit URL und Datum. Viele Artikel der FAZ werden auf wichtige Informationen hin ausgewertet. Dies geschieht teilweise in einem Textabschnitt, in dem aber nicht jeder Satz mit einer Fußnote versehen ist. Die Fußnote erfolgt teilweise erst am Ende. Dort wird Autor, Titel und Datum angegeben. Einige dieser Artikel sind seitens der FAZ frei verfügbar, hier möglichst keine Internetlinks zu FAZ Artikeln angegeben, damit ich nicht versehentlich Premiumlinks aus meinem Abo weitergebe. So oft wie möglich werden Internetquellen angegeben, um direkt einen Sprung zur Originalquelle zu ermöglichen, selbst wenn sich die Quellen in der Literaturliste befinden.

Beteiligte können in diesen Bereichen *abschließend bewerten* und *funktionierende Reformvorschläge machen*.

Ich habe zudem ein *generelles Vertrauen* in die Politik, das sie korrigieren und steuern kann. Der EU Emissionshandel mag beispielsweise derzeit für die Zukunft streng aussehen, siehe Teil 3, aber er wird in Zukunft immer wieder politisch neu ausgerichtet werden. In Teil 3 wird zudem gezeigt, dass die EU mit ihrem ‚Governance der Energieunion‘ Ansatz nicht Macht bei der Kommission zentralisiert, sondern einen kooperativen Ansatz verfolgt, bei der die Kommission im Dialog mit den Mitgliedstaaten steht und bei Problemen hilft. Es für mich nicht vorstellbar, dass die Politik zulässt, dass die Stahl- und Chemieindustrie oder die Energieversorger aufhören zu produzieren, weil sie keine Zertifikate mehr haben.

Vorschläge mache ich aufgrund meiner Wissensbereiche im Bereich Handelspolitik, Industriepolitik und der Ausgestaltung von Anreizen, am Ende von Teil 3.

Dieser Text hat einen weiteren Sinn. Es werden möglichst viele konkrete Projekte und Unternehmen aufgezählt, mit Links zu Internetseiten, um zu zeigen, dass die Energiewende eine weltweite Realität und es viele Berufe gibt, bei denen man bei der Energiewende mithelfen kann.

Zum Schluss: Der Text ist mittlerweile über 500 Seiten lang. Da ich berufstätig bin, habe ich keine Zeit für genaues Korrekturlesen, diese Text wird in einer vorläufigen Fassung bleiben und viele Fehler enthalten, darunter sicherlich auch Rechenfehler, ich bitte recht herzlich darum, dass Sie dann selbst nachrechnen.

1. Energiewende weltweite Dimension

Fusionsenergie, Atomkraft, Öl und Kohle

Schön wäre es, wenn wir eines Tages Fusionsenergie nutzen könnten, das dauert aber noch. Die erste Zündung eines Fusionsplasmas mit Deuterium und Tritium wird ca. 2035 erfolgen, so ein FAZ-Artikel.¹¹ Aufgrund der Komplexität des Aufbaus des internationalen Fusionsreaktors ITER im südfranzösischen Cadarache¹² hat sich dies um 10 Jahre verzögert. Auch die Kosten werden noch steigen, bisher sind 20 Mrd. Euro veranschlagt. Die Magnetfeldspulen sind 17 Meter hoch, haben einen Durchmesser von 9 Meter und wiegen 360 Tonnen. Beteiligt an dem Reaktor sind Europa, Japan, USA, China, Südkorea, Indien und Russland.¹³ Wenn man davon ausgeht, dass es funktioniert, dann müssten weitere Testreaktoren für die kommerzielle Anwendung gebaut werden. Mit der Fusionsenergie wäre verbunden, dass man nicht nur billigen, sondern auch ohne Limits verfügbaren Strom hätte, weil der Reaktion seine Treibstoff selbst erbrüten kann. Es ist aber außerordentlich schwierig, das sog. Blanket zu stabilisieren. Wenn dies nicht perfekt gelingt, braucht man als Treibstoff Lithium.¹⁴ Es gibt weitere Projekte in diesem Bereich.¹⁵ In einem FAZ-Artikel werden drei deutsche Projekte aufgezählt, Proxima

¹¹ Siehe zu den Informationen in diesem Abschnitt: Manfred Lindinger. Hinein ins Herz der falschen Sonne. FAZ, 03.07.2024.

¹² Siehe: <https://www.iter.org/>

¹³ Manfred Lindinger. Hinein ins Herz der falschen Sonne. FAZ, 03.07.2024.

¹⁴ Dies wird nur gelingen, wenn es gelingt, im Blanket des Fusionsreaktors Deuterium und Tritium selbst zu erbrüten. Eine andere Möglichkeit ist es Tritium mit der Hilfe von Lithium hinzuzufügen, dafür bräuchte man aber Lithium als Rohstoff. Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Blanket> - Zugegriffen: 22.08.2024.

¹⁵ Die amerikanische Firma Commonwealth Fusion Systems (CFS) versucht mit dem MIT und unter Beteiligung des italienischen Ölkonzerns Eni einen Fusionsreaktor zu bauen. Siehe die CFS Webseite: <https://cfs.energy/>

Fusion¹⁶, und zwei laserbasierte Projekte: Focused Energy¹⁷ und Marvel Fusion¹⁸, Proxima Fusion wurde von Personen gegründet, die in Greifswald am Wendelstein 7-X Stellarator des Max-Planck-Instituts für Plasma Physik gearbeitet haben, sie haben im Juni 2025 130 Mill. Euro Gelder von Finanzinvestoren eingesammelt.¹⁹ Mit dem so erhaltenen Strom könnte man Industrieprozesse großzügig elektrifizieren, E-Autos und E-Lkw laden und über die Elektrolyse Wasserstoff für die Stahl- und Chemieindustrie produzieren. Insgesamt könnte man große Mengen Wasserstoff und E-Fuels herstellen: Schön daran wäre bzw. anders daran wäre, ist, dass man dann mit Verbrennerautos über E-Fuels oder direkt mit Wasserstoff fahren könnten, für den Luftverkehr problemlos genug Wasserstoff oder E-Fuels produziert werden könnten und Heizungen über Elektro laufen könnten.²⁰ Sprich: auch dann, wenn die Fusionsenergie funktionieren würde, bräuchte man Energiewende Technologien, wie Elektrolyseure für die Wasserstoffherstellung, und auch bei den Zementwerken müsste man das CO₂ noch an der Punktquelle auffangen, Fusionsenergie ist keine Magie, in dem Sinne, dass sie alles auf einmal regelt.

Was ist mit Atomkraft? Der Rohstoff Uran ist bei derzeitigem Verbrauch 220 Jahre verfügbar, sodass ein moderater Ausbau der Atomkraft Sinn machen kann, auch können einzelne Länder auf Atomkraft setzen, zum Beispiel Frankreich, die Tschechei und Schweden. Hier wird vereinfacht angenommen, dass 1 Kraftwerksblock eines Atomkraftwerks 1000 MW produziert.²¹ Das sind jährlich: 1000 MW * 8760 = 8.769.000 MWh pro Jahr, gleichbedeutend mit 8769 Gigawattstunden, 8,7 Terawattstunden, bei Volllast. Ein Atomkraftwerk arbeitet nahezu Volllast, Kapazitätsfaktor 93,1 %.²²

Ein Atomkraftwerk mit zwei Kraftwerksblöcken, also 2000 MW, würde jährlich ca. 18 TWh Strom produzieren. Das ist schon eine Bank und es ist klimaneutral. Umgerechnet in Offshore Wind: 2,5 TWh Strom vom Offshore Windpark Hohe See / Albatros haben geschätzt 2 Mrd. Euro gekostet. Um 18 TWh Strom aus Offshore Windparks zu erhalten müsste man 7,2 mal 2 Mrd. Euro = 14,4 Mrd. Euro investieren. Die Kosten des Baus von Atomkraftwerken sind schwer zu schätzen, allerdings fällt schon auf, dass Atomkraftwerke nicht sehr viel teurer sind als Offshore Windkraft, es sei denn, es treten starke Preissteigerungen beim Bau der Atomkraftwerke auf. Das AKW Olkiluoto-3 in Finnland mit einem großen Druckwasserreaktor mit 1600 MW Leistung²³ wurde auf 3 Mrd. hin geplant, und kostete 11 Mrd. Euro. In den USA stiegen die Kosten vom AKW Vogtle, in Georgia, mit zwei Druckwasserreaktion, zusammen mit einer Leistung von 2234 MW²⁴, von 14 Mrd. Dollar auf 29 Mrd. Dollar.²⁵ China scheint in der Lage zu sein, Kernkraftwerksblöcke mit 1200 MW Leistung in Serienfertigung nun für 2,4 Mrd. Euro bauen zu können.²⁶ Zu beachten ist allerdings auch, dass um aus Offshore-Windkraft eine Konfiguration zu bauen, die kontinuierlich Strom liefert, man könnte es

¹⁶ Siehe: <https://www.proximafusion.com/>

¹⁷ Siehe: <https://www.focused-energy.co/>

¹⁸ Siehe: <https://marvelfusion.com/>

¹⁹ Markus Frühauf. Münchener Kernfusions-Start-up sammelt 130 Millionen Euro ein. FAZ, 11.06.2025.

²⁰ Für die alkalische Wasserelektrolyse braucht man Wasser, dies könnte man auch in einer Entsalzungsanlage aus Meerwasser herstellen, die Elektroden sind aus Nickel, von Nickel gibt es 350 Mill. Tonnen Vorräte. U.S. Geological Survey 2024: 125.

²¹ Die Leistung der Kernkraftwerke variiert, sie liegt heutzutage über 1000 MW, so waren es bei Biblis A 1300 MW und beide Kraftwerksblöcke Biblis A und B hatten zusammen eine Leistung von ca. 2600 MW. Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_leistungst%C3%A4rksten_Kernreaktoren – Zugegriffen: 27.04.2025.

²² EIA Kapazitätsfaktor für Nuklear für das Jahr 2023: U.S. Energy Information Administration. Table 6.07.B. Capacity Factors for Utility Scale Generators Primarily Using Non-Fossil Fuels:

https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b – Zugegriffen: 04.08.2024.

²³ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Kernkraftwerk_Olkiluoto - Zugegriffen: 27.04.2025.

²⁴ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Kernkraftwerk_Vogtle - Zugegriffen: 27.04.2025.

²⁵ Siehe zu diesen Beispielen der letzten drei Sätze: DIW 2019: 514.

²⁶ 10 neue Reaktoren möchte China im Jahr 2025 bauen. China baut weitere Reaktoren. FAZ, 30.04.2025.

ein System gesicherter Leistung nennen, man weitere Investitionen braucht: sagen wir mal 2 Batterie-Großspeicher 240 MWh als Kurzzeitpuffer, für je 50 Mill. Euro, das sind 100 Mill. Euro²⁷, plus ein Elektrolyseur, 100 MW, er kostet 50 Mill. Euro²⁸ der stellt 10.000 Tonnen Wasserstoff im Jahr her²⁹ als Speicher vielleicht 100 gekühlte Druckbehälter mit je 100 Tonnen Wasserstoff Inhalt, dazu braucht man ein wasserstofffähiges Gaskraftwerk (das reicht aber für eine ganze Region), es kostet vielleicht 450 – 700 Mill. Euro.³⁰ Also: 14,4 Mrd., + 100 Mill., +50 Mill., + 700 Mill. = 15,7 Mrd.

Solar und Landwind sind nicht viel billiger: 18 TWh Strom Solarpark Barth 100 Mill. Euro, 60 GWh bzw. 0,06 Terawatt Leistung: $18 / 0,06 = 300$ mal dieser Solarpark * 100 Mill. Euro = 30 Mrd. Euro; Landwind Werder Kessin: 300 GWh bzw. 0,3 TWh Leistung: $18 / 0,3 = 60$ mal * 220 Mill. Euro = 13,2 Mrd., plus 850 Mill. Euro für das System gesicherter Leistung. Siehe für diese Berechnungen weiter unten hier in Teil 1. Ein grundlegender Unterschied bleibt: Erneuerbare Energien gibt es kostenlos, Uran muss tonnenweise für den Betrieb gekauft werden und Endlagerung ist nötig.

Also wäre die Kernkraftnutzung jedenfalls nicht ganz unvernünftig, aber die Uranvorräte sind begrenzt. Das OECD Red Book (2023), Infoquelle für weltweite Uranvorräte, gibt 7.917.500 Tonnen (identified recoverable resources) und 10.671.800 Tonnen (in situ resources) an.³¹ Derzeit beträgt die jährliche, weltweite Produktion: 48.332 Tonnen (2021).³² ChatGPT gibt an, dass ein Kernkraftwerk mit 1000 MW Leistung, also der Tendenz nach 1 Kraftwerksblock, ca. 25 Tonnen angereichertes Uran pro Jahr verbraucht. Für 1 Tonnen angereichertes Uran braucht man 5 bis 7 Tonnen Natururan.³³ Weltweit gibt es derzeit 410 Reaktoren³⁴, 57 sind im Bau, siehe Power Reactor Information System (PRIS).³⁵ Diese 410 Reaktoren verbrauchen 25 Tonnen Uran pro Jahr, dafür braucht man die 5 fache Mengen

²⁷ EuroEcostor sagt: Die Batterien sind für 100 Euro / kWh in Form fertiger Container zu kaufen (100 * 1000 = 100.000 für 1 MWh, 100.000 * 10 = 10 Millionen Euro würde ein 100 MWh Batteriespeicher kosten), sie machen ca. 45 % der Gesamtkosten aus, die Wechselrichter und Trafos kosten 20 %, die größeren Umspannanlagen 20 %. 100 MW, ein 240 MWh Speicher kostet einen mittleren zweistelligen Millionenbereich. Die Batterien sind auf 15 Jahren Betriebsjahre ausgerichtet. Siehe Geladen Batteriepodcast, 09.03.2025: <https://www.youtube.com/watch?v=W6RYeD3aFfA&t=841s> – Zugriffen: 23.03.2025.

²⁸ Geschätzt werden Kosten von 400 bis 500 Euro pro kW. 100 MW = 100.000 kW, 100.000 * 500 = 50.000.000, das sind 50 Mill. Ein 100 MW Elektrolyseur kostet ca. 50 Mill. Euro. Marius Holst et al. Fraunhofer ISE. Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis – Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis System. Oktober 2021.

²⁹ Hier in Teil 1 werden weiter unten weitere konkrete Werte angegeben: Hier nur ein Beispiel: Angegeben werden für einen 100 MW Elektrolyseur im Internet als Jahresleistung Wasserstoff 10.000 Tonnen (Hamburg-Moorburg Luxara Siehe: <https://www.ramboll.com/de-de/news/100mw-elektrolyseanlage-moorburg-energie-wende-in-hamburg-nimmt-fahrt-auf> - Zugriffen: 30.11.2024.

³⁰ So zumindest ChatGPT, an einem anderen Zeitpunkt hat ChatGPT die Kosten auf 1 bis 1,4 Mrd. geschätzt, für ein Kraftwerk mit der modernsten Technologie.. Die Kosten für wasserstofffähige Gaskraftwerke liegen ca. 10 % über denen normaler Gaskraftwerke. Geschätzt wird ein Preis von ungefähr 1.000.000 Euro pro MW Leistung. Bei der Umrüstung z.B. nur 513.000 Euro pro MW Leistung Kosten. Das Gasturbinenkraftwerk Leipheim hat z.B. 270 Mill. Euro gekostet und hat eine Leistung von 300 MW, das wären 900.000 Euro pro MW. Ein 480 MW wasserstofffähiges Gaskraftwerk würde somit vielleicht 480 Mill. Euro kosten (480 * 1.000.000 Euro). Siehe Marie Wettingfeld et al. Förderung für Gaskraftwerke: Kosten und Emissionsauswirkungen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes 10/2024, Forum Ökologisch Soziale Marktwirtschaft: https://foes.de/publikationen/2024/2024-10_FOES_Kraftwerkssicherheitsgesetz.pdf - Zugriffen: 04.01.2025.

³¹ OECD Red Book 2023: 22-23. Siehe: https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_28569/uranium-resources-production-and-demand-red-book - Zugriffen: 07.01.2024.

³² Siehe: <https://en.wikipedia.org/wiki/Uranium> - siehe die Daten von der Seite: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production.aspx> - Zugriffen: 07.01.2024.

³³ ChatGPT. Wie viel Uran braucht ein 1000 MW Atomkraftwerk pro Jahr?

³⁴ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_Kernkraftwerke - Zugriffen: 07.01.2024.

³⁵ Siehe IAEA PRIS, siehe: <https://pris.iaea.org/pris/home.aspx>

Natururan, also 125 Tonnen pro Jahr. $410 * 125 \text{ Tonnen} = 51.250 \text{ Tonnen}$. Das ist mehr als die jährliche Produktion von Uran von 48.332 Tonnen. Auf dieser Basis gerechnet: bei einem Verbrauch von 48.332 Tonnen und 10.671.800 Reserven reicht dies immerhin für 208,2 Jahre. China hat derzeit einen Stromverbrauch von 7.500 Terawattstunden, siehe die Tabelle gleich unten, verteilt auf / 8,7 TWh, die Leistung eines Atomkraftwerksblocks, bedeutet, dass man 862 Atomkraftwerksblocks braucht, wenn man China ganz mit Atomkraftwerken versorgen wollte. Dies würde China dann verbrauchen: $862 * 125 \text{ Tonnen} = 107.750 \text{ Tonnen}$... Dieser jährliche Verbrauch von 107.1750 Tonnen gegen die weltweiten Vorräte gerechnet zeigen die Grenze auf: nur für China gerechnet würden sie noch 99 Jahre reichen, für weltweit alle Atomkraftwerke gerechnet: $410 + 862 = 1272 * 125 \text{ Tonnen} = 159.000$ Gerechnet mit den weltweiten Reserven von 10.671.800 Tonnen / durch 159.000 sind dies nur noch 67,11 Jahre ... kurz: man kann Atomkraft weiter nutzen, für die nächsten ca. 200 Jahre, aber Uran ist endlich. Auch bei der Atomkraft gilt wie bei der Fusionsenergie: **Atomenergie ist keine Magie, die alles auf einmal regelt, mit Atomkraft erzeugt man Strom, mit Strom kann man viel machen, aber man braucht trotzdem auch wieder die Energiewende Technologien, Elektrolyse und Wasserstoff für Stahl und Chemie, u.a. für E-Fuels und auch bei den Zementwerken müsste man das CO₂ noch an der Punktquelle auffangen.**

Die weltweiten Rohölreserven liegen derzeit bei 1687 Mrd. Barrel.³⁶ Der weltweite Verbrauch betrug 4,53 Mrd. Tonnen im Jahr 2023.³⁷ $1687 / 4,53 = 372$ Jahre. Selbst wenn mehr Reserven gefunden werden, wie dies in den letzten Jahren der Fall war, ist Rohöl ebenfalls endlich.

Die weltweiten bekannten Kohlereserven betragen 753,6 Mrd. Tonnen 2020.³⁸ Der Kohleverbrauch lag 2024 auf einem Rekordhoch von 8 Mrd. Tonnen pro Jahr.³⁹ Diese Reserven reichen also $753,6 / 8 = 94,2$ Jahre. Vor einigen Jahren lag der Verbrauch niedriger: 2000 noch 4,5 Mrd. Tonnen pro Jahr.⁴⁰ Eine Faktensammlung zum Thema Kohle findet sich hier.⁴¹ Kohle ist also auch endlich. Früher wurden viel höhere Angaben von Kohlevorräten gemacht, es gibt z.B. Kohle, die tief im Boden liegt und als nicht abbaubar gilt, siehe Teil 2 CCS, hier soll ggf. CO₂ herein verpresst werden. In aktuellen Publikationen wurden Kohlevorräte stark nach unten korrigiert und nur noch solche Kohle einbezogen, die leicht förderbar ist.⁴² Kohle kommt für 35 % der weltweiten Elektrizitätsversorgung auf (2023), mit 192 Mill. Tonnen Kohle, die für 10.700 Terawattstunden Strom verbrannt werden.⁴³

Die Vorräte von Uran (208,2 Jahre), Öl (372 Jahre) und Kohle (94,2 Jahre) werden also in den nächsten 100-400 Jahren ausgehen. **Egal wie toll wir diese Energieträger finden, egal was wir von der globalen Erwärmung halten, wir müssen die Energiewende also sowieso angehen.** Und

³⁶ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Erd%C3%B6l#Weltreserven_und_Bevorratung – Zugegriffen: 01.04.2025.

³⁷ Siehe: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/40612/umfrage/welt-ingesamt-erdoelverbrauch-in-millionen-tonnen> – Zugegriffen: 01.04.2025.

³⁸ Siehe: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/41335/umfrage/welt-ingesamt-nachgewiesene-kohlereserven-in-millionen-tonnen/> - Zugegriffen: 01.04.2025. Siehe auch: <https://www.bpb.de/kurz-knapp/zahlen-und-fakten/globalisierung/52770/verteilung-der-nachgewiesenen-kohle-reserven/> - Zugegriffen: 01.04.2025.

³⁹ Genauer 8,77 Mrd. 2024. Siehe: <https://www.iea.org/energy-system/fossil-fuels/coal> – Zugegriffen: 01.04.2025.

⁴⁰ Siehe: <https://www.iea.org/energy-system/fossil-fuels/coal> - Zugegriffen: 01.04.2025.

⁴¹ Siehe diese Webseite aus dem Jahr 2014 von der Heinrich Böll Stiftung: <https://www.boell.de/de/dossier-zum-kohleatlas-daten-und-fakten-ueber-einen-globalen-brennstoff> - Zugegriffen: 01.04.2025.

⁴² Siehe z.B. <https://www.mineralienatlas.de/lexikon/index.php/Geologisches%20Portrait/Lagerst%C3%A4tten/Kohle> - Zugegriffen: 01.04.2025.

⁴³ Siehe S. 7 und S. 13 in IEA Coal 2024: <https://www.iea.org/reports/coal-2024/> - Zugegriffen: 01.04.2025.

Fusionsenergie ist so kompliziert, dass es sein kann, dass man sie niemals bewältigen wird. Nur erneuerbare Energien kombiniert mit Recycling sind in der Lage die Energieversorgung der Menschheit für die nächsten tausend Jahre aufrechterhalten.

Wir müssen die Energiewende also irgendwie angehen.

Wie viel beträgt die gesamte Energie der Welt in Strom?

Dieser beträgt 175.555.064 Gigawattstunden bzw. **175.555 Terawattstunden**, oder 632 Exajoule, Zahl der International Energy Agency IEA.⁴⁴ Dies ist die weltweite Energieproduktion bzw. verfügbare Energie (world energy supply) im Jahr 2022, umgerechnet in Strom. Dies ist Energie von allen Energieträgern zusammengenommen: Öl, Gas, Kohle, Atomkraft und erneuerbare Energien und eben auch die Energie für alle Aufgaben, Verkehr, Haushaltswärme, Kohle- und Gasverbrauch der Stahlindustrie, der Chemie und der Zementindustrie etc.

Die Umrechnung von Exajoule in Gigawattstunden sieht so aus: Umgerechnet von **632 Exajoule** in Gigawattstunden bzw. Terawattstunden ist 1 Exajoule = 2.777.777.000.000 kWh – das kann man vereinfachen in Gigawattstunden: 277.777, Rechnung: $277.777 * 632 = 175.555.064$ Gigawattstunden bzw. drei Nullstellen nach vorne gerückt: 175.555 Terawattstunden.⁴⁵

Solar und Wind leisten dazu bisher kaum etwas: 7 Exajoule Solar (1 %) und 8 Exajoule Wind (1 %), dazu kommen 16 Exajoule für Wasserkraft (2 %) Zahlen für 2022.⁴⁶ Man muss aber annehmen, dass dann, wenn alles elektrifiziert worden ist, um von fossilen Brennstoffen wegzukommen, diese Menge Energie, mit gewissen Abzügen⁴⁷ in Form von Elektrizität durch erneuerbare Energien für die Welt bereitstehen muss. In der nächsten Tabelle in der IEA Publikation wird ein etwas niedrigerer Wert angegeben: der Energieverbrauch (World final energy consumption) mit 442 Exajoule, Zahlen wieder für 2022 von IEA.⁴⁸ Rechnet man nun: $277.777 * 442$ wären das: 122.777.434 Gigawattstunden bzw. **122.777 Terawattstunden**, also etwas weniger.

In meiner Tabelle ausgewählter Länder⁴⁹, 19 europäische Länder, 11 große Länder weltweit, siehe Tabelle 1, habe ich insgesamt **20.270 Terawattstunden aktuellen Stromverbrauch** ausgerechnet. Das ist nur Strom ohne die sonstige genutzte Energie aus Öl, Gas und Kohle, etwa für Industrierwärme,

⁴⁴ S. 264, Table A.1a: World Energy Supply. In: IEA. World Energy Outlook, 2023, siehe: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023> - Zugegriffen: 20.11.2023.

⁴⁵ Siehe Wikipedia Energie: <https://de.wikipedia.org/wiki/Energie#Einheiten> – Zugegriffen: 04.01.2025.

⁴⁶ Kurz zu einem Detail in dieser Tabelle: Mir ist unklar, wieso der größte Betrag bei den erneuerbaren Energien 35 Exajoule aus moderner fester Bioenergie stammen kann, wie Pelletheizungen und moderne Kochöfen mit Holz. Man fragt sich z.B., ob darunter noch weitere Quelle, wie die Müllverbrennung, fällt. Danach folgt mit 16 Exajoule Wasserkraft. S. 264, Table A.1a. World Energy Supply. In: IEA. World Energy Outlook, 2023.

⁴⁷ Genaugenommen abzüglich Nuklearenergie 29 Exajoule, traditioneller Gebrauch von Biomasse, d.h. Holz zum Heizen und Kochen 24 Exajoule, und 38 moderne Bioenergie, das sind immerhin 91 Exajoule. S. 264, Table A.1a: World Energy Supply. In: IEA. World Energy Outlook, 2023.

⁴⁸ Davon 48 Exajoule für Chemie, 35 Exajoule für Stahl, 12 Exajoule für Zement und 7 Exajoule für Aluminium. Deutlich wird hier auch, dass von den 442 Exajoule 89 Exajoule als Elektrizität konsumiert wird, aber weiterhin Öl mit 164 Exajoule und Erdgas mit 72 Exajoule sowie Kohle mit 52 Exajoule prägende Energieträger sind. 15 Exajoule wird allein zur Erzeugung von Hitze aufgewendet. Die Industrie braucht 167 Exajoule, 38 ist Elektrizität, 32 ist Öl, 30 ist Erdgas und 47 ist Kohle. 7 Exajoule wird für Hitze aufgewendet. S. 265, Tabelle A.2a, World final energy consumption. World Energy Supply. In: IEA. World Energy Outlook, 2023.

⁴⁹ Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien, Italien, Spanien, Portugal, Polen, Ungarn, Rumänien, Bulgarien, England, Österreich, Schweiz, Tschechien, Dänemark, Norwegen, Schweden, Finnland, USA, Japan, China, Brasilien, Indien, Indonesien, Türkei, Südkorea, Mexiko, Malaysia, Russland. Sowie: EU.

Verkehr oder für die Beheizung von Wohnungen. Geschätzt habe ich, wie viel Strom dies in Zukunft durch die Energiewende sein wird, indem ich pi mal Daumen den Strombedarf * 4 gerechnet habe. **Wenn man den Gesamtbetrag aus dieser Tabelle 20.270 TWh * 4 rechnet, sind dies 81.164 Terawattstunden.**

Tabelle 1: Ausgewählte Länder Stromverbrauch. Bei Länder mit der Klammer (2021) wurden die Daten aus dieser Wikipedia Quelle entnommen.⁵⁰

Land	Stromverbrauch aktuell (TWh)	Anteil erneuerbare Energie	Stromverbrauch nach Energiewende TWh (geschätzt * 4)	Wie viel mal Hohe See Albatros (2,5 TWh)
Deutschland	549		2.000	800
Frankreich ⁵¹	530	23 %	2.000	800
Niederlande (2021)	113		500	200
Belgien (2021)	83		320	128
Italien (2021)	300		1.200	480
Spanien (2021)	234		800	320
Portugal (2021)	48		200	320
Polen (2021)	158		600	240
Ungarn (2021)	44		200	320
Rumänien (2021)	51		200	320
Bulgarien (2021)	30		120	48
England ⁵²	300	46 %	1.200	480
Österreich (2021)	69		280	112
Schweiz (2021)	58		280	112
Tschechei (2021)	62		280	112
Dänemark (2021)	38		152	60
Norwegen (2021)	132		530	212
Schweden (2021)	131		530	212
Finnland (2021)	84		330	132
EU	3.013		8384 TWh ⁵³ , hier 12.052 TWh geschätzt	4.800
USA (2021)	3.979		16.000 TWh	6.400
Japan ⁵⁴	960	32 %	3.840	1.536

⁵⁰ Siehe Wikipedia (Englisch): https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_electricity_consumption - Zugriffen: 22.12.2023.

⁵¹ Renewables: Hydropower plus Renewables. Nuclear 68 %. U.S. Energy Information Administration. Country Analysis Brief: France, October 13, 2023. Siehe: <https://eia.gov> – Zugriffen: 02.11.2023.

⁵² U.S. Energy Information Administration. Country Analysis Executive Summary: Japan, May 11, 2022. Siehe: <https://eia.gov> – Zugriffen: 02.11.2023.

⁵³ Europa 2045 nach dem T45 RedEff Szenario: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Szenarien T45, Überblickswebinar, 15.11.2022, Dr. Frank Sensfuß (Fraunhofer ISI). Siehe: https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Szenarien_15_11_2022_final.pdf - Zugriffen: 07.12.2023.

⁵⁴ U.S. Energy Information Administration. Country Analysis Brief: Japan, July 7, 2023. Siehe: <https://eia.gov> – Zugriffen: 02.11.2023.

China (2023) ⁵⁵	7.500	9 %	30.000 TWh	12.000
Brasilien ⁵⁶	615	45 %	2.460	984
Indien ⁵⁷	1.628	21 %	6.512	2.604
Indonesien ⁵⁸	275	16 %	1.100	440
Türkei (2021)	284		1.136	454
Südkorea (2021)	568		2.272	908
Mexiko (2021)	301		1.204	481
Malaysia (2021)	151		604	241
Russland (2021)	996		3.984	1.593
Insgesamt (hier, EU wurde nicht doppelt gezählt)	20.270 TWh		81.164 TWh bzw. 81.164.000 GWh	32.465

Eine Steigerung des Stromverbrauchs in dieser Dimension * 3 oder * 4 wird es auf jeden Fall geben, denn durch die Energiewende kommt Strombedarf hinzu, den es vorher nicht gab: für E-Autos, E-Lkw, Brennstoffzellenantriebe, Wärmepumpen, Elektrifizierung der Industriewärme; dann: große Mengen Strom für die Herstellung von Wasserstoff aus Elektrolyseuren und dies für mehrere Zwecke, als Reduktionsgas für die Stahlwerke, als chemischer Grundstoff u.a. auch für die Herstellung von Ethylen, Ammoniak und Methanol und für die Stromerzeugung in wasserstofffähigen Gaskraftwerken und zwar auch als intersaisonaler Speicher (mit Solarparks und Elektrolyse Wasserstoff im Sommer herstellen, im Winter im wasserstofffähigen Gaskraftwerk bei Dunkelflaute verfeuern) und für weitere Zwecke, wie E-Fuels für den Schiffs- und Flugverkehr.

Mir kommt es hier nicht darauf an, welche Zahl ich für die weltweite Ebene als Ausgangspunkt nehme: 175.555 Terawattstunden oder 122.777 Terawattstunden oder 81.164 Terawattstunden, wie in der Tabelle oben. Hier geht es darum, die Dimension des Problems zu verstehen. Als willkürlich gesetzte Zahl gehe ich ab nun davon aus, dass man mit **150.00 Terawattstunden erneuerbarer Energien auf weltweiter Ebene die Energiewende geschafft hat.**

Es gibt weitere Studien, die ebenfalls auf weltweiter Ebene von einer Strommenge in dieser Dimension ausgehen, etwa die Mission Possible Studie (2018), die 115.000 Terawattstunden nennt, bei Effizienzgewinnen 86.000 Terawattstunden.⁵⁹ Die Effizienzgewinne beruhen auf Vorschlägen, wie in allen Industriebereichen durch maximal effiziente Produktionsprozesse und Recycling die

⁵⁵ U.S. Energy Information Administration. China Country Analysis Brief, November 2023. Siehe: <https://eia.gov> – Zugegriffen: 02.11.2023.

⁵⁶ Hydro 29 %, darunter ein Staudamm in Paraguay. Renewables 16 %. U.S. Energy Information Administration, Country Analysis Executive Summary: Brazil, Juni 14, 2021.

⁵⁷ U.S. Energy Information Administration. China Country Analysis Executive Summary: India, November 17, 2022. Siehe: <https://eia.gov> – Zugegriffen: 02.11.2023.

⁵⁸ 6 % Hydro, 6 % Non-Hydro, 4 % Biomass. U.S. Energy Information Administration. Indonesia Country Analysis Executive Summary: Indonesia, September 24, 2021. Siehe: <https://eia.gov> – Zugegriffen: 02.11.2023.

⁵⁹ Meines Wissens gibt es nur einen Bericht, der diese hohe weltweite Zahl von benötigter elektrischer Energie nennt, von 115.000 TWh, dies ist der Mission Possible Report, siehe S. 112. Unter Einbeziehung von Effizienzgewinnen könnten es auch nur 86.000 TWh sein. Ausgegangen wird grob von einer Verfünffachung der derzeitigen Elektrizitätsproduktion von 20.000 TWh, S. 112, siehe: Reaching net-zero carbon emissions from harder-to-abate sectors. November 2018, der Energy Transitions Commission ETC, siehe : <https://www.energy-transitions.org/publications/mission-possible/> - Zugegriffen: 04.08.2024.

benötigten Energien verringert werden können, letztlich ein umfassender Umbau in allen Bereichen.⁶⁰

Eine ausführliche Studie, die auf dem LUT Energy Transition Modell u.a. von Dimitrii Bogdanov und Christian Breyer⁶¹ beruht und ebenso von der weltweiten Dimension ausgeht, findet sich hier.⁶² Diese Studie geht für ein Szenario einer hohen Elektrifizierung von einem Stromverbrauch von 150.000 TWh aus, bei einer niedrigeren Elektrifizierung sogar von 290.000 TWh⁶³, einbezogen wird in dieser Studie z.B. auch der Strombedarf von osmotisch arbeitenden Meerwasserentsalzungsanlagen⁶⁴ zur Bereitstellung von Trinkwasser und Kühlwasser. Auch in der folgenden Quelle wird die Wende zu erneuerbaren Energien für die ganze Welt modelliert, hier wird etwa von einem Primärenergiebedarf von 150.000 Terawattstunden für 2050 ausgegangen.⁶⁵ Hier Links zu dieser Modell-Literatur, die teils auch das LUT Energy Transition Modell benutzt, diese Literatur wird hier nicht einbezogen.⁶⁶

⁶⁰ ETC Mission Possible 2018: 23. Dies ist der einzige Bericht, den ich kenne, der von der weltweiten Ebene ausgeht und eine ähnlich hohe Zahl von 85.000 bis 115.000 TWh nennt, siehe S. 23, im Bericht des Energie Transitions Commission Mission Possible, siehe: <https://www.energy-transitions.org/publications/mission-possible/> - Zugriffen: 04.08.2024.

⁶¹ Christian Breyer ist auch engagiert als wissenschaftlicher Beirat in der Energy Watch Group, einer NGO, die zum Thema Klimawandel arbeitet, siehe: <https://energywatchgroup.org/wp/netzwerk/> - Zugriffen: 01.04.2025.

⁶² Global Energy System Based on 100% Renewable Energy, Lut Universität Finnland, Energy Watch Group, DBU, Stiftung Mercator, April 2019, siehe: https://ccsi.columbia.edu/sites/ccsi.columbia.edu/files/content/docs/EWG_LUT_100RE_All_Sectors_Global_Report_2019.pdf - Zugriffen: 01.04.2025.

⁶³ Siehe S. I, in: Global Energy System Based on 100% Renewable Energy, Lut Universität Finnland, Energy Watch Group, DBU, Stiftung Mercator, April 2019

⁶⁴ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Meerwasserentsalzung> - Zugriffen: 01.04.2025. Siehe zu einem Beispiel für Meerwasserentsalzung vor allem zur Kühlung von Kraftwerken, das Ölkraftwerk Shoaiba: https://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerk_Shoaiba - Zugriffen: 01.04.2025.

⁶⁵ S. 4. Bogdanov et al. 2021b: Bogdanov, Dimitri et al. Full energy sector transition towards 100% renewable energy supply: Integrating power, heat, transport and industry sectors including desalination. In: Applied Energy, 283, 2021, 116273, siehe: <https://pdf.sciencedirectassets.com/271429/1-s2.0-S0306261920X00249/1-s2.0-S0306261920316639/main.pdf?> – Zugriffen: 22.02.2025.

⁶⁶ Galimova et al. 2022: Tansu Galimova, Manish Ram, Dimitrii Bogdanov, Mahdi Fasihi, Siavash Khalili, Ashish Gulagi, Hannu Karjunen, Theophilus Nii Odai Mensah, Christian Breyer. Global demand analysis for carbon dioxide as raw material from key industrial sources and direct air capture to produce renewable electricity-based fuels and chemicals. Journal of Cleaner Production 373 (2022) 133920, siehe: <https://pdf.sciencedirectassets.com/271750/1-s2.0-S0959652622X00395/1-s2.0-S0959652622034928/main.pdf> - Zugriffen: 22.02.2025. Khalili/Breyer 2022: Siavash Khalili, Christian Breyer. Review on 100% Renewable Energy System Analyses—A Bibliometric Perspective. IEEE Access, 9.11.2022, siehe: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9944656> – Zugriffen: 22.02.2025. Breyer et al. 2018: Christian Breyer, Siavash Khalili, Dimitrii Bogdanov. Solar photovoltaic capacity demand for a sustainable transport sector to fulfil the Paris Agreement by 2050. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Volume 27, Issue 11: EU PVSEC Papers, Nov 2019, Pages, 897-1058, siehe: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/pip.3114> - Zugriffen: 22.02.2025. Bogdanov et al. 2021a: Dimitrii Bogdanov, Manish Ram, Arman Aghahosseini, Ashish Gulagi, Ayobami Solomon Oyewo, Michael Child, Upeksha Caldera, Kristina Sadovskaia, Javier Farfan, Larissa De Souza Noel Simas Barbosa, Mahdi Fasihi, Siavash Khalili, Thure Traber, Christian Breyer. Low-cost renewable electricity as the key driver of the global energy transition towards sustainability. Energy Volume 227, 15 July 2021, 120467, siehe: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120467> - Zugriffen: 22.02.2025. Bogdanov et al. 2021b: Bogdanov, Dimitri et al. Full energy sector transition towards 100% renewable energy supply: Integrating power, heat, transport and industry sectors including desalination. In: Applied Energy, 283, 2021, 116273, siehe: <https://pdf.sciencedirectassets.com/271429/1-s2.0-S0306261920X00249/1-s2.0-S0306261920316639/main.pdf?> – Zugriffen: 22.02.2025. Fasihi et al. 2021: Mahdi Fasihi, Robert Weiss, Jouni Savolainen, Christian Breyer. Global potential of green ammonia based on hybrid PV-wind power plants. Applied

Von dieser Warte aus gesehen scheinen aktuelle politische Forderungen unterdimensioniert.

Ist dies aber wirklich so? So gibt es beispielsweise eine aktuelle COP28 Forderung, die derzeitige weltweite Leistung der erneuerbaren Energien bis 2030 auf 11.000 Gigawatt zu verdreifachen.⁶⁷

Bierdeckelrechnung: 11.000 Gigawatt * 8760 = 96.360.000 * 0,25 (25 % wird hier für Solar und Wind gemeinsam angenommen als Kapazitätsfaktor) = 24.090.000 Gigawattstunden, das sind immerhin 24.090 Terawattstunden. Dies wären vorerst nur 16 % der zu erreichenden 150.000 Terawattstunden. Aber: Dies soll bis 2030, also in 5 Jahren erreicht werden. Bis 2050 sind allerdings 5 mal 5 Jahre Zeit. Würde man in jedem dieser 5 Jahreszeiträume 11.000 Gigawatt Leistung dazu bauen, würde man sich in der hier angenommenen Dimension befinden: 5 * 24.090 Terawattstunden = 120.450 Terawattstunden. Dies ist somit keine unterdimensionierte politische Forderung 😊

In Teil 2 wird Deutschland mit seinen Ausbauzielen gezeigt, auch diese sind von der Politik aus nicht unterdimensioniert, wenngleich es vorstellbar ist, dass der Strombedarf später noch um einiges höher liegen wird.

150.000 Terawattstunden ist eine hohe Zahl.

Für diese 150.000 Terawattstunden bräuchte man 75.000 mal den 6 mal 6 Kilometer großen Solarpark Benban (/ 2 Terawattstunden Jahresleistung) oder 2.500.000 mal den Solarpark Flughafen Barth (/ 0,06 TWh bzw. 60 Gigawattstunden Leistung) oder 250.000 den Windpark Tarfaya (/0,6 600 Gigawattstunden Jahresleistung) oder 500.000 mal den Windpark Kessin/Werder oder 60.000 mal den Offshore Windpark Hohe See / Albatros (/2,5 2,5 Terawattstunden Leistung). Wichtig: hier steht ein ‚oder‘ zwischen den Optionen. Details zu diesen vier Beispielen weiter unten. Als Mixtur unterschiedlicher Formen von erneuerbaren Energien sind die Zahlen weniger hoch:

Z.B. so aufgeteilt: 100.000 TWh plus 10.000 TWh plus 30.000 TWh plus 10.000 = 150.000 TWh:

100.000 Terawattstunden mit Solarpark Flughafen Barth (/ 0,06 TWh bzw. 60 Gigawattstunden Leistung) = **1.666.666 mal**

10.000 Terawattstunden mit Solarpark Benban (/ 2 TWh) = **5000 mal** oder Cowboy Solar I und II (/ 1,3 TWh) = **7692 mal**

30.000 Terawattstunden Landwindpark Tarfaya (/ 0,6 TWh bzw. 600 Gigawattstunden) = **50.000 mal** oder den Landwindpark Werder/Kessin (/ 0,3 bzw. 300 Gigawattstunden) = **100.000 mal**

10.000 Terawattstunden Offshore Hohe See / Albatros (/ 2,5 TWh) = **4000 mal**

Energy 294 (2021) 116170, siehe: <https://pdf.sciencedirectassets.com/271429/1-s2.0-S0306261921X00116/1-s2.0-S0306261920315750/main.pdf> - Zugriffen: 22.02.2025.

⁶⁷ Siehe: <https://www.cop28.com/en/global-renewables-and-energy-efficiency-pledge> - Zugriffen: 25.11.2024. Nimmt man die bestehende Leistung erneuerbarer Energien als Ausgangspunkt der Berechnung und verdreifacht sie, dann wäre man bei Solar (derzeit 1 %) und Wind (derzeit 1 %) bei 6 % der weltweit verbrauchten Energie, nimmt man Wasserkraft (derzeit 2 %) mit 6 % etc. dazu, wären dies 12 %, d.h. fossile Energien kommen noch auf 88 %, hier wird Biomasse ausgeklammert, die auf 6 % kommt, wobei traditionelle Biomasse, das Verfeuern von Holz, noch einen Anteil von 4 % hat (Zahlen für 2022). World Energy Outlook 2023: 264, Tabelle A.1a.

Man erkennt schon ganz am Anfang, was nachher unten rauskommt, **wir brauchen viel Solarenergie, weil man es jedenfalls allein mit Offshore-Windkraft nicht schaffen kann**, denn:

60.000 Offshore Windparks weltweit kann man bis 2050 nicht bauen. Offshore-Windparks sind technisch zu komplex. Ein Hohe See / Albatros Windpark besteht aus 87 Windräder, d.h. für 60.000 Windparks bräuchte man insgesamt 5.220.000 Millionen Windräder und im Zweifelsfall 60.000 Konverter- bzw. Umspannplattformen, das geht nicht.

4000 Offshore Windparks sind schon viel, es wären 348.000 Windräder. Was aber, wenn man es durch 25 Jahre und durch 20 Länder teilt? ... /25 Jahre = 13.920 Windräder pro Jahr, verteilt auf 20 Länder, das wäre pro Jahr für jedes Land 696 Windräder, ... das ist immer noch schwierig, aber aufgeteilt es wird realistischer Bei Konverterplattformen wären es 4000 / 25 Jahre = 160 pro Jahr / 20 Länder = 8 ... das wären 8 Konverterplattformen pro Jahr pro Land. (und es gäbe auch etwas Zeit noch die Schiffe zu bauen, um die Windparks zu installieren)

500.000 Werder/Kessin Landwindparks wären 28 Windkraftanlagen, 14.000.000 bzw. 14 Millionen. Hier hilft auch nur / 25 Jahre und / 20 Länder zu teilen: 14.000.000 / 25 = 560.000 ... / 20 = 28.000 pro Land pro Jahr. Auch das wäre zu viel ... man braucht also ein Mix von erneuerbaren Energien und viel Solar.

Es müssen zudem viele Windparks an Land bzw. an den Küsten aufgebaut werden. Absehbar ist auch, dass es Agri-PV geben muss, d.h. Solarparks auf den Feldern, um die herum dennoch Pflanzen wachsen können, weil in Europa jeder Flecken Erde genutzt wird und es wenig Platz für neue Projekte gibt. Auch die vielen Landwindparks müssen auf den Feldern stehen, hier kann man gottseidank problemlos drumherum weiter landwirtschaftliche Güter anbauen.

Wie viel Strom müsste man im Jahr bis 2050 zubauen?

Solar hat derzeit weltweit 1400 GW installierte Kapazität und produziert damit derzeit **1700 Terawattstunden** Strom (2023). Wind (Offshore und Land) haben weltweit 1000 GW installierte Kapazität und produzieren damit derzeit **2400 Terawattstunden** Strom (2023).⁶⁸ Nahezu alles fehlt also noch: 150.000 TWh – 2400 TWh – 1700 TWh = ... bis 2050 müssen also 145.900 Terawattstunden jährliche Stromleistung durch erneuerbare Energien hinzugefügt werden.

Das wäre pro Jahr: 145.900 / 25 Jahre = **5826 Terawattstunden jährlicher Zubau erneuerbarer Energien weltweit**, also irgendetwas zwischen dem Stromverbrauch der USA 3979 Terawattstunden und Chinas 7500 Terawattstunden müsste jährlich weltweit zugebaut werden, mit Anschluss an frisch gebaute Stromnetze, die richtig Wumms haben und sich fröhlich quer durchs Land schlängeln.

Diesen Zubau von 5826 Terawattstunden im Jahr müssten eigentlich alle 193 Staaten der Welt gemeinsam leisten, davon sind aber nur ungefähr 20 Länder handlungsfähig, d.h. man sollte realistischerweise durch 20 rechnen = $5826 / 20 = 291,8$ **Terawattstunden jährlicher Zubau erneuerbarer Energien**, d.h. **jedes dieser 20 Länder müsste bis 2050 jedes Jahr das Stromsystem**

⁶⁸ Global Wind Report 2024: 54. Im World Energy Outlook (2023) liegen Solar und Wind auf derselben Höhe, in Table A 1a, auf S. 264, dort hat Solar und Wind nur jeweils einen Anteil von 1 % an der weltweit bereitgestellten Energie. Es scheint somit zu stimmen, dass derzeit nur 1,1 % und 1,6 % bzw. insgesamt 2,7 % am weltweiten Energiebedarf, derzeit durch Solar- und Windenergie abgedeckt werden, siehe diese Rechnung: Solar 1700 / 175.555 * 100 = 0,96 %; Wind 2400 / 175.555 * 100 = 1,3 %.

Spaniens zubauen oder die Hälfte des Stromsystems Deutschlands (548 Terawattstunden / 2 = ca. 275 Terawattstunden).

Nach meinem Gefühl ist es nicht möglich, einen Zubau in dieser Art und Weise bis 2050 durchzuführen, es wird gleich unten gezeigt, dass dafür die derzeit weltweit vorhandenen Produktionskapazitäten bei Solar- und Windenergie nicht ausreichen, diese können aber gesteigert werden, vor allem ist der Ausbau der Stromnetze bzw. der Netzausbau kaum schaffbar, der nötig ist, um diese großen Mengen Strom quer durch das Land zu transportieren, besonders in größeren Ländern wie China und USA.

Vielleicht kann man es aber doch schaffen - dafür sprechen diese Argumente:

Zuerst einmal gibt es das Phänomen der kleinen Länder. Viele kleine EU Länder liegen bei ihrem Stromverbrauch unter 100 TWh pro Jahr. Diese Länder haben gar kein Problem mit der Energiewende, **man fragt sich eher, warum sie nicht schon damit fertig sind.**

Dänemark verbraucht derzeit 38 TWh Strom (Deutschland 549 TWh, nach der Energiewende vielleicht 3000 TWh), vielleicht verbraucht Dänemark nach der Energiewende * 4 gerechnet 152 TWh.

Dänemark hat keine Chemiewerke und Stahlwerke, für die man Wasserstoff braucht, für das man sehr viele erneuerbare Energien braucht, für die Elektrolyseure und ein System gesicherter Leistung aus Großbatterien, Wasserstoffspeichern, wasserstofffähigen Gaskraftwerken, das Tag und Nacht und im Winter große Mengen Strom bereitstellt, weil die alkalischen Wasserelektrolyseure weiterlaufen müssen. Dänemark kann bei 150 TWh, mit der folgenden Menge erneuerbaren Energien leben: 50 TWh / 0,06 = 833 mal Solarpark Barth, 50 TWh / 0,3 = 166 mal Landwindpark Werder / Kessin und 20 mal einen Offshore Windpark Hohe See / Albatros, plus noch Großbatterien, einige Elektrolyseure, einige Speicher, vielleicht drei wasserstofffähige Gaskraftwerke, fertig ist die Energiewende. Kosten 83 Mrd. für die Solarparks (je 100 Mill. Euro), 36 Mrd. für die Landwindparks (je 220 Mill. Euro), 20 mal 2 Mrd. = 40 Mrd. für die Offshore Windparks: 159 Mrd. für die erneuerbaren Energien, der Rest vielleicht nochmal 40 Mrd., insgesamt 200 Mrd., fertig ist die Energiewende in Dänemark.

Dies zeigt sich an den Daten, im Bereich Strom kommen die erneuerbaren Energien in Dänemark auf 83,6 %, fossile Energieträger liegen bei 16,4 %. Bei der sonstigen Energie kommen erneuerbare Energien auf 44,7 %, fossile Brennstoffe auf 55,3 %.⁶⁹

Dänemark hat einen Staatshaushalt mit 193 Mrd. Euro Einnahmen.⁷⁰ 200 Mrd. / 25 Jahre, sind 8 Mrd. pro Jahr, dann ist die Energiewende bis 2050 geschafft. Da kann man alles besonders schön machen und auf die Details achten, E-Autos Aufladepunkte neben Restaurants bauen, E-Scooter und E-Fahrräder kostenlos anbieten, den öffentlichen Nahverkehr mit E-Auto-Taxis ausstatten, die auch Nachts fahren, ein kostenloses Dänemark Ticket anbieten etc. In Dänemark gibt es nur 2,8 Millionen Autos.⁷¹

⁶⁹ Siehe Country Fiche Dänemark, zum State of the Energy Union 2024 Report: https://energy.ec.europa.eu/document/download/57a9ff4b-d4aa-4655-98a1-147072e0b7ca_en?filename=04_DK_SoEUr%20Fiche_2024.pdf&prefLang=de – Zugriffen: 15.09.2024.

⁷⁰ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_L%C3%A4nder_nach_Staatshaushalt – Zugriffen: 01.04.2025.

⁷¹ Siehe: <https://www.nordschleswiger.dk/de/daenemark/million-e-autos-bis-2030-so-steht-es-daenemarks-ziel> - Zugriffen: 25.07.2024.

In Deutschland gibt es 48 Millionen Autos.⁷² Bei 15.000 km Kilometer, die ein Pkw in Deutschland im Durchschnitt fährt und einem 25 kWh E-Auto-Verbrauch pro 100 km sind das im Jahr 3750 kWh * 48.000.000 = 180.000.000.000 kWh, das sind 180.000.000 MWh, das sind 180.000 GWh, das sind 180 TWh ... diese **180 Terawattstunden** Strom braucht man allein für E-Autos in Deutschland, das ist mehr als das ganze Land Dänemark nach der Energiewende Strom braucht, dafür bräuchte man 3000 Solarparks Barth Flughafen (180/0,06) (für 100 Mill., sind 300 Mrd. Euro) oder 600 Windparks Werder Kessin (180/0,3) (für 220 Mill., 132 Mrd. Euro) oder 90 Offshore Windparks Hohe See / Albatros (180/2) (für 2 Mrd., 180 Mrd. Euro).

Wenn jeder deutsche Autofahrer 6259 Euro zahlen würde könnte man die für das E-Autofahren nötigen Solarparks aufbauen oder für 2750 Euro die Landwindparks oder für 3750 Euro für die Offshore Windparks ... für 2750 Euro (die 600 Landwindparks sind am billigsten) bekäme man also immerhin kostenloses Autofahren, das E-Auto muss man aber noch kaufen (es kommt noch der Netzausbau dazu, ein paar Elektrolyseure und wasserstofffähige Gaskraftwerke ...). Für E-Fuels gibt es in Teil 2 eine Rechnung, hierfür bräuchte man 1156 TWh Strom, dafür müsste jeder 35.364 Euro zahlen, dafür könnte dann Verbrennungsmotoren fahren 😊 .

Wie viel Strom brauchen dagegen Dänemarks 2,8 Millionen E-Autos? Bei einem Verbrauch von 25 kWh pro 100 km und der durchschnittlichen Fahrleistung von 15.000 Kilometer (15.000 / 100 = 150) ergibt sind: 3750 kWh * 2.800.000 = 10.500.000.000 kWh, das sind 10.500.000 MWh, das sind 10.500 GWh, das sind **10,2 Terawattstunden** für die alle E-Autos in Dänemark, die fahren mit 170 Solarparks Barth Flughafen oder 4 Offshore Windparks.

Es geht in der Energiewende also vor allem darum, dass die großen, bevölkerungsreichen Länder die Transformation schaffen. Wir sind ein solches Land und sollten etwas selbstbewusster deshalb sein, so viele Länder wie uns gibt es nicht auf der Welt. In einem großen, bevölkerungsreichen Land ist es eben etwas schwieriger, aber umso besser, wenn man es schafft!!!! Problem ist nur, dass die meisten Deutschen lieber Dänen sein wollen, alles so schön übersichtlich. Dort finden aber nicht 84 Mill. Menschen teils sehr interessante, technologisch weit fortgeschrittene Arbeit, die auch wichtig dafür ist, dass die Welt selbst die Energiewende schafft.

Auch die großen, bevölkerungsreichen Länder, wie die USA und China und auch Deutschland können die Transformation schaffen und auch bezahlen u.a. deshalb, weil man / 25 rechnen kann, durch die nächsten 25 Jahre die Kosten strecken kann, aber auch weil man durch Anreize den privaten Sektor u.a. durch Renditeversprechen, Steuererleichterungen etc. mit in die Finanzierung der Energiewende hereinziehen kann.

Dänemark hat, siehe die Rechnung oben, somit einen Preis für die Energiewende vorgegeben mit dem man gut rechnen kann: 150 TWh für ca. 159 Mrd. nur für die erneuerbaren Energien, insgesamt geschätzt sind es vielleicht 200 Mrd. Euro (mit Großbatterien, Wasserstoffspeichern, wasserstofffähigen Gaskraftwerken, einigen Elektrolyseuren und Netzausbau).

Dänemark passt mit 150 TWh gut zu der großen Zahl: 150.000 TWh, damit kann man gut rechnen:

Weltweit brauchen wir nämlich 1000 mal Dänemark für 150.000 TWh (150.000 TWh / 150 TWh = 1000). 1000 * 159 Mrd. Euro = drei Nullen dran, das sind dann 159.000 Mrd.: **der Aufbau der erneuerbaren Energien kostet also weltweit 159.000 Mrd. Euro und die gesamte Energiewende**

⁷² Siehe: <https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Verkehr/Auto.html> - Zugriffen: 25.07.2024.

kostet vielleicht / grob geschätzt 200.000 Mrd. bzw. 200 Billionen Euro, in den USA würde man sagen 200 Trillion. Das wäre der globale Pricetag.

Die USA benötigt nach der Energiewende, siehe oben, * 4 gerechnet, ca. 16.000 TWh. Vereinfacht gerechnet 15.000 TWh, damit haben wir einfach eine Stufe darunter, eine Null weniger. **20.000 Mrd. US\$ bzw. 20 Billionen US\$ braucht die USA.** Ich rechne hier nicht noch die Währungen um (1 Euro entspricht 1,11 Dollar ... 04.04.2025). China ist doppelt so groß, es braucht also 40.000 Mrd. bzw. 40 Billionen Euro für seine Energiewende. Deutschland mit 3000 TWh sind $20 * 150$ TWh, also 20 mal Dänemark, also $20 * 200$ Mrd. = 4000, **Deutschland braucht nach dieser Rechnung 4000 Mrd.** Das ist schon nahe dran, was ich für Deutschland in Teil 2 ausrechne, nämlich 5500 Mrd. Das wären die wichtigen nationalen Pricetags.

Damit liege ich mit meinen Bierdeckelrechnungen auf den ersten Blick wundersamerweise auf der gleichen Ebene wie z.B. ‚professionelle‘ neuere Berechnungen zu den Kosten der Energiewende in Deutschland, mit 150 Mrd. Klimaschutzinvestitionen zwischen 2025 und 2025 jährlich und Gesamtkosten eines ehrgeizigeren Szenarios von 3154 Mrd. bis 2045.⁷³ Problem nur: in dieser ‚professionellen Rechnung‘ ist hohe Kosten für die Sanierung von Gebäuden enthalten, den ich hier nicht beachtet, ich habe nur die Stromkosten für Wärmepumpen einbezogen. Dies zeigt noch einmal deutlich, **dass auf meine Zahlen hier nicht immer Verlass ist,** ich versuche allerdings bei Deutschland aus meiner Sicht eine minimale Summe vorzulegen. Immerhin sind auch alle meine Berechnungen und Werte offen sichtbar und nachvollziehbar!!!!!!!

Nehmen wir die USA /25, weil wir 25 Jahre Zeit haben: $20.000 \text{ Mrd.} / 25 = \mathbf{800 \text{ Mrd. pro Jahr}}$. Die USA haben einen Haushalt mit 4900 Mrd. Einkünften und Ausgaben von 6300 Mrd.⁷⁴ Deutschland $4000 / 25 = 160$, also **160 Mrd. pro Jahr**. Der Bundeshaushalt beträgt 488 Mrd. und die Zinszahlungen 33 Mrd. (8 %).⁷⁵ Da man nicht alle Ausgaben direkt aus dem Haushalt zahlen muss, sondern mit Anreizen (siehe EEG, garantierte, etwas höhere Einnahmen aus Strom), oder Steuererleichterungen (Joe Bidens Inflation Reduction Act), den privaten Sektor dazu bringen kann in erneuerbare Energien etc. zu investieren, ist schon mit diesen wenigen Zahlen erkennbar, dass es möglich ist, die Energiewende in den USA oder Deutschland zu schaffen ... und eben auch weltweit zu schaffen. **Nochmal zum Mitschreiben: es ist möglich die Energiewende weltweit zu finanzieren.**

Weiterhin ist es möglich, weltweit die Produktionskapazitäten von Solar und Windenergie und auch Elektrolyseuren zu steigern, dies ist das Hauptthema hier in Teil 1, siehe dazu gleich unten. Bei Solar kann die Produktion einfach gesteigert werden, **es gibt nur wenige Beschränkungen bei Rohstoffen, die man technisch umgehen kann:** Bei Solar, vielleicht ganz spät, wenn alles aufgebaut ist, wird Silber knapp, aber dies kann durch Recycling umgangen werden und es ist bereits eine Möglichkeit entwickelt worden, statt Silber Kupfer einzusetzen. Im Bereich Windkraft kann es Probleme bei der Verfügbarkeit von Neodym-Magneten geben, deshalb bietet es sich an mit Eisenmagneten zu arbeiten, wie dies die Firma Enercon lange Zeit gemacht hat. Ebenso bietet es sich an, alkalische Wasserelektrolyseure zu bauen, weil diese ohne das sehr seltene Iridium als Katalysator auskommen

⁷³ Andreas Kemmler et al. Klimaschutzinvestitionen für die Transformation des Energiesystems nach Sektoren und Anwendungen, Prognos, 18.07.2024. Siehe: <https://www.prognos.com/de/projekt/klimaschutzinvestitionen-fuer-die-transformation-des-energiesystems> - Zugriffen: 30.04.2025.

⁷⁴ Siehe:

https://de.wikipedia.org/wiki/Haushaltsplan_der_Vereinigten_Staaten#/media/Datei:2022_US_Federal_Budget_Infographic.png – Zugriffen: 02.04.2025.

⁷⁵ Mit Bürgschaften etc., die reinen Zinszahlungen liegen bei 29 Mrd. Siehe:

<https://www.bundeshaushalt.de/DE/Bundeshaushalt-digital/bundeshaushalt-digital.html> - Zugriffen: 26.11.2024.

können, mit Aluminium und Raney Nickel. PEM-Elektrolyseure können mit schwankendem Strom, etwa aus Solarzellen, gut umgehen, brauchen aber Iridium. Sie können noch einige Jahre in einer gewissen Anzahl gebaut werden, aber nicht viele Jahrzehnte lang für die ganze Welt.

Weiterhin braucht man den gesamten Weltenergiebedarf in Strom nicht sofort, auch weil es faktisch nicht möglich ist alles sofort aufzubauen. Bei Schiffen und Flugzeugen wird es so sein, dass über eine gewisse Zeit noch fossile Energie benutzt wird und schrittweise E-Fuels zugemischt werden.

Für die Energiewende brauchen wir viel Strom. Viel Strom für E-Autos und E-Trucks und Wärmepumpen, Strom für Hitzeezeugung in der Industrie und Strom für die Herstellung von Wasserstoff, als Grundstoff für die Industrie und für die intersaisonale Erzeugung von Strom durch wasserstofffähige Gaskraftwerke. Die Stromerzeugung und die Wasserstoffherzeugung können aber für den Bedarf der Industrie so erfolgen, dass regionale Schwerpunkte gebildet werden und **damit könnte man auf den Ausbau von einem großen Teil von Stromnetzen verzichten.** Dies spart viel Zeit und Geld. Wenn man so vorgeht ist es nicht mehr nötig, dass jedes Jahr ein Land wie Spanien oder die Hälfte von Deutschland zugebaut werden muss. Damit ist es vielleicht möglich, doch bis 2050 die Energiewende zu schaffen.

Beispiel: Man muss nicht Windparks im Norden haben und 4 mal einen 500 MW Elektrolyseur in einem Chemiewerk in Bayern aufbauen und dafür extra eine 800 km lange Freileitung bauen (Höchstspannungsleitung mit 380 kv, ein Leiterquerschnitt von 4 mal 240/40 mm² und einer Leistung von 602 MW, davon bräuchte man also drei oder vier⁷⁶). Zumindest für die Chemieparks im Osten Deutschlands und in Bayern ist es möglich, auf regionaler Ebene neben Chemieparks erneuerbare Energien aufzubauen, sprich: Landwind und Solarenergie in Form von Agri-PV auf dem Agrarland drumherum und von dort aus kann mit kurzen Stromleitungen der Elektrolyseur auf dem Gelände des Chemieparks angeschlossen werden.

Dies gilt nicht nur für Deutschland. Es macht auch in den USA keinen Sinn, in Kalifornien Solarstrom zu produzieren und mehrere Jahrzehnte lang eine Stromleitung an die Ostküste zu bauen. Von den Solaranlagen in der Wüste von Arizona, New Mexiko und Texas können kurze Stromleitungen oder Wasserstoffpipelines zur riesigen Petro- und Chemieindustrie an der U.S. Südküste gelegt werden. In Alberta in Kanada gibt es in Edmonton Chemieparks, drumherum ist Agrarland soweit das Auge reicht, dort können Agri-PV- und Landwindanlagen aufgebaut werden

Für Rheinland Pfalz und NRW mit seinen großen Chemieparks in Ludwigshafen, Wesseling und Dormagen und die Stahlwerke in Duisburg ist dies teilweise auch möglich, aber die Besiedelung ist enger. Aber auch zwischen Aachen und Mönchengladbach, bei Wesel oder in Richtung Osnabrück kann man erneuerbaren Energien aufbauen, obwohl es dort landschaftlich schön ist. Die Rettung wäre hier allerdings der Bau von (vielen) Wasserstoff-Pipelines. In dieser Variante würden erneuerbare Energien in einem System mit Elektrolyseuren, Großbatterien und ggf. sonstigen Puffermöglichkeiten weiter weg, eben in ‚Pipeline‘-Entfernung betrieben, an der Nordsee oder Ostsee in Gebieten in denen Landwirtschaft betrieben wird und Platz ist und vielleicht sogar in Dänemark, Schottland oder Irland, und der Wasserstoff wird über Pipelines an die weit entfernten Industrien geschickt. **Pipelines sind viel schneller und günstiger zu bauen als Stromleitungen.** Mit diesen Wasserstoffpipelines würden man lange und sehr leistungsfähige Stromleitungen sparen.

⁷⁶ ChatGTP. Wie viel MW kann eine Freileitung transportieren? Siehe auch Wikipedia: <https://de.wikipedia.org/wiki/Hochspannungsleitung> - Zugriffen: 26.03.2025.

Der (regionale und zusätzliche Ausbau) ist z.B. schon bedacht bei den umstrittenen RED II Bedingungen an grünen Wasserstoff.⁷⁷ (nur regional zu erlauben wäre aber auch eine Einschränkung und dann muss es auch dementsprechende regionale Ausschreibungen geben, dass auch wirklich dort in erneuerbare Industrien investiert werden kann)

Die Bundesnetzagentur scheint nun solche Aspekte auch einzubeziehen. Im April 2025 wurde nun eine erneute Planung, basierend auf neuen Szenarien, genehmigt, in der es nicht nur um Stromnetzausbau, sondern auch um Wasserstoffpipelines und sogar schon um Standorte von Elektrolyseuren geht.⁷⁸ Ab 2026 wird von der KO.NEP⁷⁹ ein gemeinsamer Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff der Bundesnetzagentur vorgelegt werden.

Die Finanzierung des Aufbaus der erneuerbaren Energien selbst, ist schaffbar, obwohl es um große Summen geht: Wenn man in Deutschland 3000 TWh erneuerbare Energie 2050 brauchen würde (eine hohe Schätzung wie immer hier in dem Text), dann könnte dies wie folgt aussehen:

- 2000 TWh Solar: $2000 / 0,06 = 33.333$ Solarpark Barth Flughafen (1 km²), Kosten von 100 Millionen Euro pro Stück, für 33.333 Stück sind es 3.333.300.000.000 Euro, also 3.333 Mrd. Euro;
- 800 TWh: $800 / 0,6 = 1333$ Landwindparks Tarfaya oder $/ 0,3 = 2666$ Werder/Kessin, Werder Kessin hat 220 Mill. Euro gekostet, für 2666 Stück sind es 586.520.000.000, also 586 Mrd. Euro;
- 200 TWh: $200 / 2,5 = 80$ Offshore Windparks Hohe See Albatros, die kosten 2 Mrd., mal 80 * 2 Mrd. = sind 160 Mrd. Euro. Insgesamt: 4079 Mrd.

Zu den 4079 Mrd. kommen vielleicht noch 300 500 MW Elektrolyseure dazu.⁸⁰ Fraunhofer ISE schätzt die Kosten für einen Elektrolyseur 2030 auf 400 bis 500 Euro/kW.⁸¹ 100 MW = 100.000 kW. 100.000 kW * 500 Euro = 50.000.000 Euro, das sind also 50 Mill. für einen 100 MW Elektrolyseur. $300 * 500 = 150.000$ MW / 100 MW = 1500 100 MW Elektrolyseure a 50 Millionen = 75.000.000.000, das sind 75 Mrd. für die Elektrolyseure. Und dazu noch die Speicher und Gaskraftwerke. Das Gasturbinenkraftwerk Leipheim hat z.B. 270 Mill. Euro gekostet und hat eine Leistung von 300 MW, das wären 900.000 Euro pro MW.⁸² Bierdeckelrechnung: 12,5 GW Leistung Gaskraftwerke kosten: Einmal aufgeteilt in mehrere 300 MW-Gaskraftwerke, wären dies $12.500 / 300 = 41$ Kraftwerke für

⁷⁷ In der EU wurde 2023 mit der Verordnung EU 2023/1184, sog. RED II Verordnung Kriterien für grünen Wasserstoff definiert. Die Emissionen dürfen 3,38 kg CO₂/kg H₂ nicht überschreiten. Bei direktem Bezug, bei 100 % erneuerbarer Energien, ohne Netzanschluss oder gleichem Netzknoten, gilt die sog. Zusätzlichkeit, ab 01.01.2028 darf die erneuerbaren Energieanlagen maximal 3 Jahre zuvor in Betrieb genommen worden sein. Wenn der Anteil von erneuerbaren Energien nicht über 90 % liegt, muss ein Power Purchasing Agreement (PPA) vorgewiesen werden, und im Zeitverlauf werden die Kriterien dafür immer strenger: ab 01.01.2028 darf die erneuerbare Energieanlage maximal 3 Jahre zuvor in Betrieb genommen worden sein, 2030 ab 2030 muss sog. Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch nachgewiesen werden und die Erzeugung muss in der gleichen Gebotszone erfolgen. Monitoringbericht Energiewende 2024: 132.

⁷⁸ Siehe: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Strom/start.html> - Zugriffen: 30.04.2025.

⁷⁹ Siehe die KO NEP Webseite: <https://ko-nep.de/>

⁸⁰ Z.B. für die Zahl die der Nationale Wasserstoffrat einmal genannt hat: Für 18.000.000 Tonnen Wasserstoff sind dies $18.000.000 / 56.000$ (jährliche Produktion Thyssen Nucera 500 MW Elektrolyseur) = 321 Elektrolyseure $321 * 250$ Mill. = 80,2 Mrd.

⁸¹ Marius Holst et al. Study: Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis. Fraunhofer ISE, 2021. Siehe: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/catf.html> - Zugriffen: 22.01.2025.

⁸² Siehe Marie Wettingfeld et al. Förderung für Gaskraftwerke: Kosten und Emissionsauswirkungen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes 10/2024, Forum Ökologisch Soziale Marktwirtschaft: https://foes.de/publikationen/2024/2024-10_FOES_Kraftwerkssicherheitsgesetz.pdf - Zugriffen: 04.01.2025.

jeweils 300 Mill. Euro. ($300 * 1.000.000 = 300 \text{ Mill.}$). $41 * 300 \text{ Mill.} = 12,3 \text{ Mrd.}$, kurzum: die Kosten betragen also 12,5 Mrd.

Das schaffen wird nie!!! Doch, es muss durch 25 Jahre gerechnet werden: $4079 \text{ Mrd.} + \text{ca. } 100 \text{ Mrd.}$ für 1500 100 MW Elektrolyseure und 41 Gaskraftwerke mit 12,5 GW Leistung = 4179 Mrd. $4179 / 25 = 167,1 \text{ Mrd.}$ pro Jahr. Das macht es schon etwas realistischer ... und die Energiewende wird zu einem wichtigen Teil nicht direkt vom Staat bezahlt, sondern die Bundesnetzagentur schreibt Flächen für erneuerbare Energien aus, private Investoren investieren darin und erhalten eine gewisse staatliche Förderung, bisher über das EEG Gesetz die sog. Einspeisevergütung, derzeit für über eine feste kapazitätsbezogene Zahlung nachgedacht, diese staatliche Förderung kostet viel weniger, als eine direkte Finanzierung des Aufbau, sie kostet aber auch Geld, dazu kommt, dass man durch das Emissionshandelssystem ETS Einnahmen hat, die derzeit in den Klima- und Transformationsfond KTF fließen, siehe dazu Teil 3.

Deutschland hatte 2024 ein Brutto Sozialprodukt von 4305 Mrd. Euro.⁸³ Es kann also schon Gelder aufbringen. Und es steht im Raum, dass der Umbau der Industrie Kosten verursacht, siehe Teil 3, hier muss der Staat ggf. mit Subventionen einspringen, denn 60 Mrd. für den Umbau der Stahlindustrie, kann man kaum mehr auf Banken, Kreditgarantien etc. auslagern. Speziell bei der Chemieindustrie wäre es allerdings auch fair, wenn sich diese Industrie mit ihren Gewinne selbst am Aufbau von erneuerbaren Energien, Elektrolyseuren etc. beteiligen würde, weil sie überproportional davon braucht. ... Deutschland schafft die Energiewende.

Die Chemieindustrie benötigt ggf. 8.189.473 Tonnen Wasserstoff, dies sind 8.189.473 Tonnen / 56.000 Tonnen (so viel Tonnen Wasserstoff schafft der 500 MW Thyssen Nucera Elektrolyseur pro Jahr) = 108 (108 mal einen 500 MW Elektrolyseur) * 4,4 TWh (Verbrauch des Thyssen Nucera Elektrolyseurs nach meiner eigenen Rechnung) = 478 TWh. In erneuerbaren Energien sind 478 TWh aufgeteilt in Solar, Landwind und Offshore z.B. so: 200 TWh für Solarpark Barth Flughafen, $200 / 0,06 = 3.333$ Stück, Kosten 100 Mill. Euro, sind 333,3 Mrd. Euro. 200 TWh für Werder/Kessin, $200 / 0,3 = 666$ Stück, $666 * 220 \text{ Mill. Euro} = 146,5 \text{ Mrd. Euro}$. 78 TWh für Offshore Wind, $78 / 2,5 = 31,2$ Stück * 2 Mrd. = 62,4 Mrd. Sind insgesamt: $333,3 + 146,5 + 62,4 = 542,2 \text{ Mrd.}$

108 mal ein 500 MW Elektrolyseur wäre bei 50 Mill. für einen 100 MW Elektrolyseur ein Preis von $5 * 50 \text{ Mill.} = 250 \text{ Mill.}$ und dies 108 mal = 27.000 ... sprich: 27 Mrd. Dazu kommen Kosten für Großbatterien 10 Millionen Euro würde ein 100 MWh Batteriespeicher koste⁸⁴ und regional geschickt verteilt wasserstofffähige Gaskraftwerke, z.B. mit einem Stückpreis von 270 Mill.⁸⁵ Vielleicht insgesamt 569,2 Mrd. ... 570 Mrd. Euro.

Schottland hat 77.910 km² Landfläche, da passen 3333 Solarparks mit 1km² Platzbedarf (3333 km²) und 666 Landwindanlagen von Typ Werder Kessin mit ca. 14 km² Platzbedarf locker rein (9324 km² für 666 Landwindanlagen a 14 km²) (insgesamt 12.657 km²), noch die 108 Elektrolyseure aufgebaut und ein wasserstofffähiges Gaskraftwerk, dann die Pipeline rüber über die Nordsee, das geht! Schottland könnte also die deutsche Chemieindustrie rette. Aber ob Schottland das will? Und warum bauen wird nicht erneuerbare Energien in Deutschland für unsere Industrie auf?

⁸³ Siehe: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Tabellen/bip-bubbles.html> - Zugriffen: 16.03.2025.

⁸⁴ Siehe Geladen Batteriepodcast, 09.03.2025: <https://www.youtube.com/watch?v=W6RYeD3aFfA&t=841s> – Zugriffen: 23.03.2025.

⁸⁵ Siehe einige Fussnoten weiter oben.

Jedes Bundesland muss bis 2027 2 % seiner Fläche für Windenergie neu bereitstellen.⁸⁶ Nimmt man von den 16 Bundesländern Hamburg, Bremen und Berlin weg, sind es noch 13. $13 / 357.588 \text{ km}^2 = 27.506$. $27506 * 0,02 = 550,12$... $550,12 * 13 = 7151 \text{ km}^2$ wird also zur Verfügung gestellt. Dies ist aber nur für Windenergie. Allein die Chemieindustrie braucht 12.657 km^2 ($3333 + 9324$), aber eben Windenergie auf dem Land und Solar bzw. auch Agri-PV.

Auf 83 ha lassen sich in einer Idealformation 5 Windräder mit 4 MW Leistung (20 MW) platzieren⁸⁷, würde man so rechnen, kann man in Werder Kessin mehr Leistung unterbringen.

Bierdeckelrechnungen mit Flächen: Werder/Kessin steht geschätzt auf 14 km^2 , das sind 1400 ha , $126.249 \text{ ha} / 1400 = 90$... $90 \text{ mal } 0,3 \text{ TWh Leistung von Werder/Kessin} = \text{ca. } 27 \text{ TWh}$... das wäre aber zu wenig ... nur 90 Windparks in NRW, da stimmt etwas nicht. Überprüfung: auf 83 ha lassen sich in einer Idealformation 5 Windräder mit 4 MW Leistung (20 MW) platzieren⁸⁸, das sind $20 \text{ MW} * 8670 * 0,25 = 43.800 \text{ MWh}$, das sind 43 GWh ... nochmal gerechnet: NRW hat $126.249 \text{ ha} / 83 \text{ ha} = 1521$... und dies mal $43 \text{ GWh} = 65.403 \text{ GWh}$, **das sind 65 TWh**. Rechnet man von der gesamte Fläche Deutschlands aus: $357.588 \text{ km}^2 * 0,02 = 7151 \text{ km}^2$... $7151 \text{ km}^2 = 715.100 \text{ ha}$... $715.100 \text{ ha} / 83 = 8615$... $8615 * 43 \text{ GWh} = 370.445 \text{ GWh}$, **das sind 370 TWh**. Derzeit gibt es $63,5 \text{ GW}$ Windenergie an Land, EEG 2023 sieht 115 GW bis 2030 (also $51,5 \text{ GW}$ mehr) und 160 GW bis 2040 vor (also $96,5 \text{ GW}$ mehr) ... Auf 715.100 ha könnten im Idealfall $8615 \text{ mal } 20 \text{ MW}$ stehen = 172.300 MW , das sind 172 GW – der Ausbaupfad Windenergie nach § 4 EEG 2023 160 GW bis 2040 kann so also eingehalten werden ... $160 \text{ GW} * 8760 * 0,25 = 350.400 \text{ GWh}$, mit Windenergie bekommt man dann 2040 eine Jahresleistung von 350 TWh hin ... dazu muss dann eben noch Solar kommen, und braucht auch noch Flächen ... und eben Agri-PV ... $400 \text{ GW} * 8760 * 0,10 = 350.400 \text{ GWh}$, seltsamerweise genau derselbe Betrag wie bei Wind: 350 TWh).

Die deutsche Chemieindustrie braucht also für 570 Mrd. Euro ein System gesicherter Leistung für ihren Wasserstoffbedarf, wohlgemerkt regional in Deutschland verstreut, nicht alles an einem Fleck, mal in der Nähe von Chemieparks gebaut, mal in der Ferne mit Pipelines angeschlossen. Das ist das Preisschild für den Erhalt der deutschen Chemie- und Pharmaindustrie, Weltmarktführer, mit hohen Exporten, mit seinen vielen Unis- und Ausbildungsstätten mit seinen hunderttausenden Arbeitsplätzen. Die Chemieindustrie ist mit ihrem Produkten eine Basis der modernen Welt. Die deutsche Chemieindustrie beliefert auch viele andere Ländern mit diesen Produkten.

Das sind viel mehr Investitionen als die Chemieindustrie selbst schätzt (mal 15 Mrd., mal 45 Mrd.⁸⁹), aber sie will eben alles vom Staat aufgebaut bekommen und nur für den Umbau der Anlagen selbst aufkommen. Und Wasserstoff soll importiert werden: der deutsche Staat soll also offenbar auch die erneuerbaren Energien Systeme gesicherter Leistung in Irland, Schottland, Dänemark und Spanien für die deutsche Chemieindustrie aufbauen, nur beim Pipeline-Bau will sie sich beteiligen (wenn es das staatlich verwaltete Amortisationskonto gibt).

Da die Bundesregierung aber kein EEG-Gesetz für Irland, Schottland, Dänemark und Spanien etablieren kann, wird über die Hintco ein Import von Wasserstoff nach Deutschland organisiert, mit einem Doppelauktionssystem. Für die ausländischen Firmen wird ein Preis garantiert, in Deutschland

⁸⁶ Monitoringbericht der Energiewende 2024: 321.

⁸⁷ Siehe diese Webseite: <https://www.energiezukunft.eu/erneuerbare-energien/windenergie/windenergie-was-zwei-prozent-der-landesflaeche-bedeutet> - Zugriffen: 17.06.2025.

⁸⁸ Siehe diese Webseite: <https://www.energiezukunft.eu/erneuerbare-energien/windenergie/windenergie-was-zwei-prozent-der-landesflaeche-bedeutet> - Zugriffen: 17.06.2025.

⁸⁹ Transformation der Chemie 2023: 12.

wird der Wasserstoff auktioniert, der Differenzbetrag wird vom Staat getragen, heruntersubventioniert wird, siehe Teil 3.

Die grüne Produktion führt zu höheren Produktionskosten. Es gibt dazu in Deutschland und der EU schon erste Lösungsansätze – aber noch keine wirkliche Lösung – und vor allem keine Planung, wie eine koordinierte Umstellung erfolgen kann – wann genau z.B. ein Schutz durch Klimazölle aufgebaut werden muss – bzw. wie ein koordinierte Hochlauf einer Vielzahl von Chemiewerken in mehreren europäischen Ländern auf einem etwas höheren Kostenniveau nahezu gleichzeitig erfolgen kann. Es gibt zwar den europäischen Emissionshandel, der ermöglicht aber Flexibilitäten, sodass einige Firmen mit dem Umbau warten, andere ihn bereits beginnen. Dies würde aber ggf. dazu führen, dass Firmen, die den Umbau schneller machen, Nachteile haben. Aus meiner Sicht ist es besser von eine koordinierter **Sprung auf ein neue Preisniveau** erfolgt. Hier gibt es Raum für neue Lösungsvorschläge.

Es stellt sich zudem die Frage des gesellschaftlichen Lastenausgleichs. Der deutsche Bundeshaushalt bezahlt über Steuereinnahmen Subventionen und Anreize, etwa die EEG-Fördergelder; die Steuerzahlen bzw. die Privatpersonen tragen über den Strompreis den Netzausbau und Redispatch-Kosten, der Staat hat Einnahmen über die Emissionszertifikate, aber oft werden Unternehmen von diesen Belastungen ausgenommen: sie haben wenig EEG Umlagen bezahlt, sie bekommen niedrigere Strompreise eingeräumt und zahlen niedrige Steuern. Man kann also erwarten, dass die Chemieindustrie auch in den Aufbau erneuerbarer Energien und Elektrolyseuren investiert. Die Chemieindustrie hat 2022 einen Umsatz von 261 Mrd., 2020, 2021, 2022 betragen die jährlichen Investitionen 8 Mrd.⁹⁰ Die Chemieindustrie kann also, nach eigener Aussage, mit ihren normalen jährlichen Investitionen (45 Mrd. / 8 Mrd. = 5,6 Jahre) den Umbau ihrer Anlagen für eine grüne Produktion in nur 5,6 Jahren durchführen und selbst bezahlen.

Man kann allerdings auch in eine ganz andere Richtung planen. **Dann muss die Chemieindustrie das aber auch der Öffentlichkeit sagen**. Blauen Wasserstoff kann nicht aus den USA geliefert werden, weil man keine Pipeline über den Atlantik bauen kann. Wasserstofftankschiffe sind sehr teuer und aufwendig, weil es um extreme Kühlung und starken Druck gleichzeitig geht. Man wundert sich, warum bei Wasserstoff-Produktionskostenvergleichen oft die USA hinzugezogen wird. Und auch Norwegen, wobei offenbar angenommen wird, dass Norwegen riesige Mengen CO₂ über Jahrzehnte billig im Meer verpressen kann.⁹¹ ... Es gibt aber eine andere Möglichkeit: man könnte die Grundstoffindustrie in Deutschland ganz stoppen und blaues Ammoniak, blaues Naphtha und blaues Ethylen und Propylen aus der USA einführen, aber die Spezialchemie, also die Weiterverarbeitung von Naphtha, Ethylen und Propylen weiter in Deutschland lassen. Man braucht auch für Ethylen, Propylen und Ammoniak zwar Spezialtankschiffe, aber deren Transport ist technisch einfacher und der Bedarf der deutschen Chemieindustrie von z.B. 3.876.991 Tonnen Ethylen und 2.885.957 Propylen (2023)⁹² ist nicht extrem hoch und lässt sich in Zukunft sicher mit solchen Tankschiffen bewältigen. Zum Vergleich: Info aus dem Internet von Statista: Im Jahr 2024

⁹⁰ Chemieparks in Deutschland 2024: 13.

⁹¹ Gern werden Produktionskosten der USA erwähnt, unter der Überschrift „Wasserstoff ist auf absehbare Zeit unwirtschaftlich ... und in DE teurer als anderswo“. Aber dieser Wasserstoff kann gar nicht nach Europa gebracht werden, außer, siehe unten, in Form von Ammoniak, Naphtha, Ethylen und Propylen. Norwegen wird noch erwähnt, aber dort braucht man dann viel Platz für CCS, ob man aber in Norwegen langfristig ganz viel CO₂ verpressen kann, um fröhlich weiter mit Erdgas Wasserstoff herzustellen, um 2,6 Euro pro kg Wasserstoff zu erzielen, statt 5,5 Euro pro kg, was doppelt so viel ist, aber nicht 20 fach so viel, da fragt man sich wirklich, was die Autoren des Berichts wollen. Zumal wenn Klimazölle kommen, die EU nicht im Wettbewerb steht, sondern höhere Kostenniveau möglich sind. siehe Teil 2 CCS BDI Energiewende auf Kurs bringen 2024: 19.

⁹² VCI Chemiewirtschaft in Zahlen 2024: 16.

wurde weltweit ein Rekordhoch von rund 12.500 Rohöl-Tankschiffen gezählt. Dabei lag die Tragfähigkeit bei rund 665 Millionen Tonnen.⁹³

Spezialtankschiffe werden etwa von dem großen Chemiekonzern INEOS selbst in Auftrag gegeben, 2019 wurde der Bau eines großen Ethantankschiffes, das billiges Schiefergas aus Amerika liefert, gemeldet, damit konnte der Chemiestandort Grangemouth in Schottland vor der Schließung bewahrt werden und es werden Standorte in Norwegen und China beliefert, wobei das Ethan dazu genutzt wird es in Ethylen umzuwandeln.⁹⁴ Im Februar 2022 wurde die Taufe eines weiteren Ethantankschiffes mit der Kapazität von 90.000 m³ von INEOs gemeldet⁹⁵, wobei bei einer Temperatur von -90 Grad transportiert wird.⁹⁶ 90.000 m³ Ethan sind nach ChatGPT bei 0 Grad und ohne Druck 113,4 Tonnen, bei -90 Grad und 100 bar sind aber schon bis zu 40.500 Tonnen.⁹⁷ Gebaut wurden die Schiffe in China, von Sinopacific Offshore and Engineering (SOE), geplant wurde das Schiff von der dänischen Evergas Reederei, die finnische Firma Wärtsilä hat einen Dual-Fuel Motor entwickelt, der zwischen Erdgas, Ethan, Heizöl und Schweröl wechseln kann, und der deutschen Schiffsrumpfspezialist HSVA hat den Rumpf gerechnet.⁹⁸

Also wird es von der Transportseite her irgendwie gehen. Der Aufbau einer größeren Flotte von Spezialtankschiffen für Ethylen, Propylen und auch Ammoniak wird einige Zeit brauchen, aber technisch ist dies möglich, es würde sich ‚nur‘ um Europa und Asien handeln, dies sich aus den USA beliefern lassen. Werften mit großen Kapazitäten gibt es genügend auf der Welt.

Das EU verfügt über eine Kategorie von Niedrigemissions-Wasserstoff (low-carbon hydrogen), dieser Wasserstoff muss gegenüber einem Referenzwert eine 70% Treibhausgas Reduktion erreichen, etwa durch CCS, siehe z.B. diese EU-Verordnung.⁹⁹ Dies zu erfüllen, wäre für U.S. Hersteller nicht ganz einfach, wegen der Methanemissionen bei der Erdgasförderung, bis 2027 müssen Hersteller hier standardisierte Emissionswerte von 40 % verwenden, da es tatsächliche Messungen noch nicht gibt, dies sagt ChatGPT, es findet sich aber auch in dieser delegierten Verordnung der EU.¹⁰⁰ Vielleicht kann man diese Art von blauem Wasserstoff, der diesen Kriterien entspricht, auch im CBAM Klimazollsystem, das auch für Wasserstoff gilt, einführen darf, dies sagt ChatGPT, - noch überprüfen - .¹⁰¹ Aber Wasserstoff kann man sowieso nicht von den USA oder aus Brasilien hierhin transportieren. Flüssiges Ammoniak fällt unter das CBAM, **Ethylen und Propylen nicht, dies könnte man aus den USA importieren**. Siehe auch die Infoseite zum CBAM der EU.¹⁰²

⁹³ Siehe: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1488647/umfrage/anzahl-der-globalen-roehoel-tankschiffe/> - Zugriffen: 26.03.2025.

⁹⁴ Siehe: <https://www.ineos.com/de/inch-magazine/articles/issue-16/vlec--very-large-ethane-carrier-ethangrobtransportschiff/> - Zugriffen: 30.03.2025.

⁹⁵ Siehe: <https://www.ineoskoeln.de/news/groesster-ethantanker-der-welt-auf-pacific-ineos-belstaff-getauft/> - Zugriffen: 30.03.2025.

⁹⁶ Siehe: <https://www.ineos.com/de/inch-magazine/articles/issue-10/weltpremiere-bei-ineos/> - Zugriffen: 30.03.2025.

⁹⁷ ChatGPT. Wie viel sind 90.000 m³ Ethan in Tonnen. Wenn man den Druck auf 100 bar erhöht, wie viel Tonnen wären es? Wenn man mit -90 Grad transportiert, wie viel wäre es dann?

⁹⁸ ChatGPT gibt 70 % gegenüber Referenzwert an. Siehe: <https://www.ineos.com/de/inch-magazine/articles/issue-10/weltpremiere-bei-ineos/> - Zugriffen: 30.04.2025.

⁹⁹ Siehe: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1185/oj - Zugriffen: 30.04.2025.

¹⁰⁰ ChatGPT. Siehe z.B. im delegierten Rechtsakt zu low carbon fuels, siehe den Annex, Erwägungsgrund 7. Er bezieht sich auf die Richtlinie (EU) 2024/1788, siehe hier: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14303-Methodology-to-determine-the-greenhouse-gas-GHG-emission-savings-of-low-carbon-fuels_en - Zugriffen: 30.04.2025.

¹⁰¹ ChatGPT.

¹⁰² Siehe: https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en#legislative-documents - Zugriffen: 30.04.2025.

Siehe zu neuen Entwicklungen zu ‚Renewable and low-carbon hydrogen‘ dieses Briefing des EPRS, Februar 2025¹⁰³, das diese Fragen allerdings ausklammert.

Mit einem Import von Ethylen, Propylen und blauem Ammoniak würde man sich allerdings vollständig von der USA abhängig machen und auch davon, dass es USA keine Schwierigkeiten beim CCS bzw. Verpressen von CO₂ auf dem Land gibt, z.B. durch technische Schwierigkeiten, dass CO₂ doch in die Atmosphäre gelangt, durch Proteste der Anwohner oder einer Verlangsamung dieser Praxis nach einem Politikwechsel, wenn wieder die Demokraten in den USA an die Macht gelangen. Fakt ist auch, dass es selbst in der riesigen Landfläche der USA irgendwann nicht mehr möglich sein wird, CO₂ zu verpressen, irgendwann muss man grün produzieren.

Es passiert in Deutschland aber noch mehr als nur der Umbau der Chemieindustrie:

Dazu kommt die Stahlindustrie: In einer Quelle ist davon die Rede, dass 720.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr für den Umbau des integrierten Stahlwerks von Thyssenkrupp in Duisburg reichen, es bleibt aber unklar ob für 1 oder für die 4 Hochöfen, dazu kommt 1 bei Acelor Mittal in Bremen (in Eisenhüttenstadt werden die 2 Hochöfen ggf. stillgelegt), 3 bei Salzgitter in Lebenstedt, 2 bei der ROGESA in Dillingen an der Saar – insgesamt werden hier 10 Stück gezählt. Dreisatz: $720.000 / 4 = 180.000$ Tonnen Wasserstoff pro Hochofen * 10 = 1.800.000 Tonnen bzw. 1,8 Mill. Tonnen Wasserstoff für die deutsche Stahlindustrie. $1.800.000$ verteilt auf / 56.000 Tonnen = 31,14 insgesamt braucht man in Deutschland offenbar 31 mal einen 500 MW Elektrolyseur. $31 * 500 \text{ MW} = 15,5 \text{ GW} * 8760$ sind 135.780 Gigawattstunden bzw. 136 Terawattstunden, die man für den Wasserstoffbedarf der deutschen Stahlindustrie braucht, umgerechnet in Strom für Elektrolyseure, siehe zu den Quellen Teil 2.

Umgerechnet in erneuerbare Energien wären 136 Terawattstunden:

80 Terawattstunden / $0,06 = 1333,3$ mal den Solarpark Barth Flughafen (* 100 Mill. Euro, 133 Mrd.);

40 Terawattstunden / $0,3 = 133,3$ mal den Landwindpark Werder Kessin (* 220 Mill. Euro, 29 Mrd.);

und schließlich

16 Terawattstunden / $2,5 = 6,4$ mal den Offshore Windpark Hohe See / Albatros (* 2 Mrd. Euro, 12,8 Mrd.).

Insgesamt: 174,8 bzw. 175 Mrd.

Warum sollte man diese Anzahl erneuerbarer Energien nicht im regionalen Umfeld der Stahlwerke aufbauen können?

Es gibt andere Schätzungen, die insgesamt von einem Wasserstoffbedarf von 18.834.000 Mill. Tonnen ausgehen. $18.834.000 / 56.000 = 336$ (336 mal einen 500 MW Elektrolyseur) * $4,4 \text{ TWh} = 1479 \text{ TWh}$. Das muss ich nicht ausrechnen, es ist etwas mehr als das Doppelte, also wird es Kosten von ca. 1200 Mrd. verursachen.

Pipelines können viel schneller gebaut werden als Stromleitungen. Siehe zu Pipelines die Box, weiter unten in Teil 1 mehr zu der Menge an Pipelines, die benötigt werden.

Pipelines / Stromleitungen / Bauzeit. Die H2med bzw. Bar Mar zwischen Barcelona und Marseille soll in 4 Jahren, 2026 finale Investitionsentscheidung und 2030 gebaut werden¹⁰⁴, Nord Stream I,

¹⁰³ Siehe z.B. hier:

[https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/767227/EPRS_BRI\(2025\)767227_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/767227/EPRS_BRI(2025)767227_EN.pdf) – Zugegriffen: 30.04.2025.

¹⁰⁴ Sie hat eine Länge von 600 Kilometer, davon 450 Kilometer im Mittelmeer, verlegt werden soll sie dort bis in einer Tiefe von 2600 Meter. Siehe: <https://www.terega.fr/en/h2med-project/> - Zugegriffen: 14.03.2025.

Länge 1224 Kilometer, wurde von 2010 bis 2012 fertiggestellt, mit einer Geschwindigkeit von 3 km pro Tag und mit zwei Rohren, in denen 58,8 Mrd. Kubikmeter Gas fließen konnten, 16 % der Erdgas Importe der EU, Kosten waren 7,4 Mrd. Euro, Einspeisedruck in Russland 220 bar, in Deutschland kamen 110 bar an.¹⁰⁵ Nord Stream 2 wurde von 2018 bis Dezember 2021 fertiggestellt, hier gab es aber politisch erklärbare Verzögerungen, die zwei Rohre haben einen 1200 mm Durchmesser.¹⁰⁶ Dies geht viel schneller als der Bau von Stromnetzen. Die Rohre werden z.B. hergestellt von der Firma Europipe, der Stahl stammt aus den Dillinger Hüttenwerken und der Salzgitter Mannesmann GmbH, gebogen wird der Stahl im Salzgitter Mannesmann Grobblech GmbH in Mülheim an der Ruhr, rechts neben Duisburg.¹⁰⁷ Europipe berichtet auf seine Webseite über seinen großen Bauprojekte. Derzeit werden auch noch viele Erdgaspipelines gebaut, um den Wegfall russischen Gases zu kompensieren, so wurde etwa Polen an die Europipe II aus Norwegen angeschlossen, durch die Erdgaspipeline Baltic Pipe.¹⁰⁸

Der Elektravision (2024) Bericht schreibt für die USA, dass Stromleitungen über 400 Meilen Länge, 15 bis 20 Jahre gedauert hätten, bis sie fertiggestellt waren. Projekte mit weniger als 150 Meilen seien in 5 bis 10 Jahren zu schaffen.¹⁰⁹ Siehe unten in Teil 1 den Punkt wie viele Wasserstoff-Pipelines man braucht.

Wie viel bekommt man fürs Geld bei Solarpark Flughafen Barth und Werder / Kessin Landwind?
Für **1 Mrd.** Euro Investitionen in erneuerbare Energien würde man für 500 Mill. / 100 Mill. = 5 Solarparks Barth Flughafen bekommen, mit einer Jahresleistung von $5 * 0,06$ Terawattstunden = 0,3 TWh. Für weitere 500 Mill. / 220 Mill. = 2,27 Werder Kessin Landwindparks, $* 0,3$ TWh = 0,681 TWh. Insgesamt sind dies 0,981 TWh, das ist fast **1 TWh**.
Für **10 Mrd.** Euro Investitionen in erneuerbare Energien würde man für 5 Mrd. / 100 Mill. = 50 Solarparks Barth Flughafen bekommen: mit einer Jahresleistung von $50 * 0,06$ Terawattstunden = 3 Terawattstunden. Für weitere 5 Mrd. Werder Kessin Landwind, sind: 5 Mrd. / 220 Mill. = 22,7. $22,7 * 0,3$ Terawattstunden = 6,81 Terawattstunden. 3 TWh plus 6,81 TWh, sind 9,81 TWh, ca. **10 Terawattstunden**.
Für **100 Mrd.** das alles mal 10 (je 50 Mrd.). 500 mal Solarpark Barth Flughafen, 227 Landwindparks Werder Kessin: ca. **100 Terawattstunden**.
Für **1000 Mrd.**, das alles mal 100 (je 500 Mrd.): 5000 mal Solarpark Barth Flughafen, 300 TWh, 2270 Landwindparks Werder Kessin: 681 Terawattstunden, insgesamt ca. **1000 Terawattstunden**.

4000 Mrd. investiert in die deutsche Energiewenden bringen 4000 Terawattstunden.
20.000 Mrd. investiert, bringen 20.000 Terawattstunden.
150.000 Mrd. bringen 150.000 Terawattstunden.
Aber da fehlen noch Großbatterien und die Elektrolyseure, die Wasserstoff erzeugen, und die Wasserstoffspeicher, für den Winter mit den Wasserstoffgaskraftwerken, für ein System gesicherter Leistung.

Kurz: Die Energiewende bis 2050 wird nicht am Ausbau von Stromnetzen scheitern, da man davon nicht so viel braucht, wie man befürchten mag. Der Begriff einer regionalen Versorgung ist auch irreführend, denn er stimmt nur teilweise und regionale Versorgung geht nicht überall. Es geht um den Aufbau von erneuerbaren Energien in Regionen, in denen Chemieparks bzw. Industrieparks

¹⁰⁵ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Nord_Stream - Zugriffen: 14.03.2025.

¹⁰⁶ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Nord_Stream - Zugriffen: 14.03.2025.

¹⁰⁷ Siehe die Webseite von Europipe, auch mit diesen Informationen zu den Partnern bzw. Zulieferern: <https://www.europipe.com/de/unternehmen/> - Zugriffen: 18.03.2025.

¹⁰⁸ Siehe auch zu den Pipelineprojekten: <https://www.europipe.com/de/unternehmen/> - Zugriffen: 18.03.2025.

¹⁰⁹ Elektravision 2024: 12.

mitten im Agrarland liegen, mit der Möglichkeit Landwind, Photovoltaik bzw. Agri-PV aufzubauen. Dies kann viel Geld und Zeit sparen, weil es Netzausbau spart. Ist dies nicht möglich oder nicht gewollt, können (viele) tausende Kilometer lange Wasserstoffpipelines zu den Industrieparks gelegt werden. Dies führt dann zu einer von den industriellen Schwerpunkten abgekoppelten Produktion von Wasserstoff und auch Ammoniak, Naphtha und ggf. Ethylen. Dies ist das Gegenteil von regionaler Versorgung. Gegen eine Regionalisierung wirkt auch die Möglichkeit, dass Ammoniak, Methanol und Naphtha weltweit mit Tankschiffen transportiert werden kann.

Es geht also vielleicht doch bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen.

Ich bleibe stur bei 150.000 Terawattstunden und gehe davon ausgehend die Produktionskapazitäten und die Rohstoffsituation durch.

Mit geringeren Werten rechnen, etwa 100.000 oder 50.000 Terawattstunden, kann man dann anhand der Werte immer noch:

Hier kurz eine Rechnung mit einem geringeren Wert: 50.000 Terawattstunden wären ungefähr der heutige Stromverbrauch der 20 prägenden Länder mal 2 gerechnet, als geschätzter Aufschlag für die Energiewende, mit einem kleinen Aufschlag um eine glatte Zahl zu erhalten.

Bierdeckelrechnung: 50.000 Terawattstunden in 25 Jahre bis 2050 bauen = 2000 Terawattstunden pro Jahr geteilt durch 20 Länder sind 100 Terawattstunden pro Land pro Jahr. Das sähe in einem Mix zwischen Solar und Wind so aus (Infos zu den Projekten bzw. Beispielen gleich unten)

Ein Ausbau von 100 Terawattstunden für ein Land der 20 Länder jährlich, wenn man es als Mix zwischen Solar und Wind aufteilt, sähe z.B. so aus:

20 Terawattstunden mit große Solarparks, verteilt auf die 2 Terawattstunden Leistung des riesigen 6 mal 6 Kilometer großen Solarparks Benban, Ägypten: den bräuchte man dann **10 mal**.

40 Terawattstunden mit kleinen Solarparks, verteilt auf 0,06 Terawattstunden, das wäre die Leistung des Solarparks neben dem Flughafen Barth an der Ostsee, der 0,06 Terawatt bzw. 60 Gigawatt Jahresleistung hat: den bräuchte man **666 mal**.

20 Terawattstunden Landwind, verteilt auf 0,6 Terawattstunden des Landwindparks Tarfaya, Marokko: dazu sind **33 nötig** (oder **66 nötig** vom Landwindpark Werder/Kessin, mit 0,3 Terawattstunden).

20 Terawattstunden Offshore Wind, verteilt auf 2,5 Terawattstunden des Offshore-Windparks Hohe See / Albatros: dazu sind **8 nötig**.

Dies wäre als jährlicher Zubau nötig, dazu müsste Netzausbau und Elektrolyseure mit Wasserstoffspeicherung und Infrastruktur gebaut werden, wobei für Elektrolyseure, die direkt neben erneuerbaren Energieanlagen stehen, kein Netz nötig wäre. Damit könnte man, wenn man 25 Jahre lang ausbaut, weltweit 50.000 Terawattstunden erzielen.

Vergleich mit einem konkreten Land: 100 MW im Jahr jährlicher Ausbau – das erinnert an 72 Terawattstunden, der aktuelle Stromverbrauch von Österreich. Wenn man sich das ganze Stromnetz Österreichs vorstellen, erscheint es wieder als unmöglich, da ein Land dies jährlich dazu bauen muss. Aber wenn man bedenkt, dass der Netzausbau nicht 1:1 mithalten muss und wenn man die machbare Anzahl der erneuerbaren Energien sieht, dann lautet hier eindeutig das Fazit: *Vielleicht geht es also doch, weiter unten wird noch im Detail gezeigt, dass auch die Rohstoffe für ausreichen, sogar 150.000 Terawattstunden anzustreben.*

Diese Zahlen kann man verdoppeln, wenn man 100.000 Terawattstunden erreichen will, verdreifachen, wenn man 150.000 Terawattstunden will.

150.000 Terawattstunden / 25 Jahre = 6000 TWh Ausbau jährlich, verteilt an / 20 Länder = 300 TWh Ausbau jährlich.

60 Terawattstunden mit große Solarparks, verteilt auf die 2 Terawattstunden Leistung des riesigen 6 mal 6 Kilometer großen Solarparks Benban, Ägypten: den bräuchte man dann **30 mal**.

120 Terawattstunden mit kleinen Solarparks, verteilt auf 0,06 Terawattstunden, das wäre die Leistung des Solarparks neben dem Flughafen Barth an der Ostsee, der 0,06 Terawatt bzw. 60 Gigawatt Jahresleistung hat: den bräuchte man **2000 mal**.

60 Terawattstunden Landwind, verteilt auf 0,6 Terawattstunden des Landwindparks Tarfaya, Marokko: dazu sind **100 nötig** (oder **200 nötig** von Werder/Kessin, mit 0,3 Terawattstunden).

60 Terawattstunden Offshore Wind, verteilt auf 2,5 Terawattstunden des Offshore-Windparks Hohe See / Albatros: dazu sind **24 nötig**.

20 Länder

Eine beruhigende Zahl ist es somit, dass wir auf der Welt immerhin 20 Länder¹¹⁰ haben, die finanziell relativ gut ausgestattet sind und kooperativ handeln.

25 Jahre und 20 Länder

Man hat schon gesehen, es hilft sehr, wenn man mit 25 Jahren und 20 Ländern rechnet.

Wenn man aus dem Bundeshaushalt jährlich 25 Mrd. Euro zur Verfügung stellt, 25 Jahre lang, ergibt dies 625 Mrd. **Wenn dies aber 20 Länder gleichzeitig zu tun und 25 Jahre lang, ergibt dies: 12.500 Mrd. Euro.** Damit könnte man z.B. erneuerbare Energien Projekte finanzieren, etwa damit schnell alle Zementwerke CO₂-Auffangtechnologie bekommen und das CO₂ aus Zementwerken zur Not auch in Drucktanks zwischengelagert wird, bis es in CCS verpresst werden kann oder in der chemischen Industrie in den etwas später aufzubauenden Prozessen genutzt werden kann. Und es kann genutzt werden, damit weniger Kohlekraftwerke weltweit rund um die Uhr laufen.

Wie weit reichen 12.500 Mrd.? Direkt mal überprüfen, um Beispiel des großen Solarparks Benban in Ägypten. Er wurde in der Projektierungsphase auf 4 Mrd. US\$ geschätzt, mit den sinkenden Kosten von Solarmodulen werden hier optimistisch 2 Mrd. US\$ Baukosten geschätzt. Mit 12.500 Mrd. Euro ließen sich 3125 solcher Solarparks finanzieren, mit je 2 Terawattstunden Leistung, dies wären 6250 Terawattstunden, also nahezu der heutige Stromverbrauch Chinas. China könnte damit einen großen Teil seiner Kohlekraftwerke abschalten, wenn man das Problem der Stromspeicherung einmal ausklammert. Das wäre schon eine Hausnummer.

Wie viel emittieren die chinesischen Kohlekraftwerke. Bierdeckelrechnung: In China laufen 1161 Kohlekraftwerke.¹¹¹ China hat einen Stromverbrauch von 7500 Terawattstunden (2023), ca. 65 %

¹¹⁰ USA, Kanada, Deutschland, Norwegen, Schweden, Finnland, Niederlande, Belgien, Frankreich, Italien, Spanien, Polen, Japan, Südkorea, Taiwan, Australien – und einige Ölländer, z.B. Saudi Arabien, Dubai, Vereinigte Arabische Emirate und Kuwait.

¹¹¹ Siehe Global Energy Monitor: <https://docs.google.com/spreadsheets/d/1kZ1SLNx-JvouHP-0AHFOyo5TIqCJ2g18pQYuwaw30uiw/edit?pli=1&gid=667329553#gid=667329553> – Zugegriffen: 09.09.2024.

davon läuft über Kohle¹¹², also 4875 Terawattstunden. Für die genaue Leistung der Kohlekraftwerke gibt es keine Statistik.¹¹³ Wie dem auch sei, mit 6250 Terawattstunden könnte man in China die meisten Kohlekraftwerke außer Betrieb setzen. Diese haben einen CO₂-Ausstoß von geschätzt $4875 / 15 = 325$ mal 14,5 Mill. Tonnen CO₂ = 4712 Mill. Tonnen CO₂ bzw. ca. 5 Mrd. Tonnen CO₂, dies sind ca. 10 % des weltweiten CO₂ Ausstoßes von 53 Mrd. Tonnen.¹¹⁴

Bis 2030 sollten 43 % der THG Emissionen abgebaut sein, siehe den Anfang von Teil 3, das sind 22,7 Mrd. Tonnen, das Abschalten der chinesischen Kohlekraftwerke mit ca. 5 Mrd. Tonnen wäre davon schon $\frac{1}{4}$... nimmt man den Zement noch dazu, mit 2,4 Mrd. Tonnen, wären es schon 7,4 Mrd. Tonnen. Dann müssten die Länder der Welt nur noch 15,3 Mrd. Tonnen abbauen / 20 Länder = 765 Mill. pro Land. Klar, es ist nicht realistisch, alle Kohlekraftwerke in China bis dahin abzuschalten, aber irgendwie in diese Richtung muss es gehen ...

Die drei (vier) Beispiele, die nun immer zum Vergleich herangezogen werden:

Benban. Und der Solarpark Benban, nahe Assuan in Ägypten, er ist in einem fast perfekten Quadrat gebaut: $6 * 6,2$ km, hier wird mit $6 * 6$ km gerechnet, 36 km² Fläche, er hat eine Nennleistung von 1,65 GWp. Er hat einen unüblich hohen Kapazitätsfaktor von 26 %, da dort die Solarmodule der Sonne nachgeführt werden. Er hat eine jährliche prognostizierte Leistung von 3800 Gigawattstunden bzw. 3,8 Terawattstunden. Die Baukosten waren geschätzt 3,5 bis 4 Mrd. US\$.¹¹⁵ Obwohl solche ‚solar tracker‘ zur Normalität von kommerziellen Solarparks gehören¹¹⁶, wird hier mit einem etwas realistischeren Kapazitätsfaktor von 14 % gerechnet, den man vielleicht in einem etwas sonnigeren Land erreichen kann, dann sieht das so aus: Benban 1,65 GW * 8760 = 14.454 GW * 0,14 = das **sind 2023 GW bzw. 2 Terawattstunden**. Dieser Wert wird hier Benban zugrunde gelegt.

Kurz einmal quergerechnet die Amortisierung: Baukosten 4 Mrd. Pro Jahr 2 Terawattstunden. 20 Jahre funktioniert er. Pi mal Daumen 500.000 Euro pro Jahr Wartung und Betrieb * 20 Jahre gleich 10 Mill. 20 Jahre * 2 Terawattstunden = 40 Terawattstunden, das sind: 40.000 (Giga) 000 (Mega) 000 (Kilo), mal sehen ob sich Benban bei Stromkosten von 0,10 Cent pro kWh amortisiert: 40.000.000.000 kWh * 0,10 US\$ = 4.000.000.000 = 4 Mrd. US\$, nein, 0,10 Cent pro kWh reicht nicht, bei 0,15 Cent pro kWh wären es 6 Mrd., bei 0,20 Cent würden es 8 Mrd., das wäre dann genug für Gewinn und auch Zinsen zur Rückzahlung eines Kredits.

Wenn man 4 Mrd. pro Jahre mit 5 % Zinsen verzinst, lautet die Rechnung so: $4.000.000.000 * 5 / 100 = 200$ Mill. Zinsen pro Jahr. 200 Millionen mal 20 Jahre, sind 4 Mrd. Um also für diese Investition jährliche eine Rendite von 5 % zu bekommen, bräuchte man 0,20 Cent Stromkosten.

Fraunhofer ISE geht in ihren regelmäßigen Berichten über Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien als billigste Quellen Solar-Freifläche und Onshore-Windkraft mit 4,9 Cent pro kWh und Offshore Windkraft mit 5,1 Cent pro kWh. Onshore Wind liegt zwischen 4,9 bis 9 Cent pro kWh,

¹¹² Siehe: <https://www.cia.gov/the-world-factbook/countries/china/#energy> – Zugegriffen: 09.09.2024.

¹¹³ Die Zahlen im Global Energy Monitor liegen zu hoch.

¹¹⁴ Dies kurz abgeschätzt mit dem Kohlekraftwerk Weisweiler, es hat eine Leistung von 2184 MW, es hat einen CO₂ Ausstoß von 14,5 Mill. Tonnen CO₂ pro Jahr und erzeugt 15,3 Terawattstunden Strom im Jahr, oben vereinfacht als 15. Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerk_Weisweiler - siehe auch: <https://de.wikipedia.org/wiki/Kohlekraftwerk> - Zugegriffen: 09.09.2024.

¹¹⁵ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Solarpark_Benban - Zugegriffen: 25.07.2024.

¹¹⁶ Große U.S. Firmen sind hier NEXTracker, Array Technologies, GameChange Sloar, PV Hardware, FTC Solar, AcerlorMittal Exosund, Solar FlexRack, Soltec. Diese Firmen beginnen auch damit Agri-PV anzubieten. Überblick in DOE Solar 2022: 50-56.

Offshore liegt zwischen 5,1 Cent und 10 Cent pro kWh, Solar-Freifläche zwischen 4,9 und 5,3.¹¹⁷ Für Benban trifft dies schon einmal nicht zu.

Cowboy Solar I und II. Dass es bald normal sein wird, solche großen Solarparks zu bauen, zeigt Enbridge am Cowboy Solar I und II Projekt in Wyoming, mit 400 MW Solar und 136 MW Batteriespeicher in Phase I und 371 Solar und 133 Batteriespeicher in Phase II (771 MW).¹¹⁸ Kosten ca. 1,2 Mrd. US\$. Batteriespeicher von Fluence Energy Inc., Solar von American Hyperion Solar LLC, Tochter von Jiangsu Runergy New Energy Technology Co. Ltd. Ein Grund für diesen Solarpark ist der Aufbau von Rechenzentren, u.a. von Microsoft.¹¹⁹ Bierdeckelrechnung: 771 MW * 8760 = 6.753.960 MWh * sagen wir mal 20 % Kapazitätsfaktor für einen Solarpark in der Wüste * 0,2 = 1.350.792 MWh, also 1,3 Terawattstunden (vielleicht auch mehr ...).

1.350.792 MWh * 20 Jahre = 27.015.840 MWh (27 Terawattstunden ...) für 1,2 Mrd. ... Wie viel würde man bei 0,10 Cent Stromkosten pro kWh zurückbekommen? 27.015.840.000 * 0,10 US\$ = 2.701.584.000 Euro, also 2,7 Mrd. US\$.

Rendite: 1,2 Mrd. Investitionen: 1.200.000.000 * 5 / 100 = 60.000.000, also 60 Millionen Rendite pro Jahr, bei 5 % Renditeannahme. 60 mal 20 Jahre sind 1,2 Mrd. 1,2 Mrd. Investition, 2,7 Mrd. Einnahmen in 20 Jahren, 1,5 Mrd. Gewinn. Diese Investition würde also bei 0,10 Cent pro kWh Strompreis etwas über einer 5 % Rendite liegen (und es wurde in Batteriespeicher investiert).

Hier würde es mit 0,10 US Cent pro kWh klappen, aber wie das Fraunhofer Institut schreibt, dass für Solar-Freilandanlagen 4,9-5,3 Cent Stromgestehungskosten erreichbar sind, dies wird hier nicht erzielt.

Der *Solarpark in Barth* neben dem Flughafen hat eine für deutsche Verhältnisse realistische Größe. Er kommt in seinen Bauabschnitten I-VI auf eine Gesamtleistung von 68,7 MWp.¹²⁰ 68,7 MW * 8760 = 601.812 MWh bzw. 601,8 Gigawattstunden, ganz schön viel, wäre das nicht der Kapazitätsfaktor von 0,1 für deutsche Solaranlagen, es bleibt also eine Leistung von 60.181 MWh, das sind immerhin **60 Gigawattstunden oder 0,06 Terawattstunden**. Die erste Ausbauphase des Solarparks 2012 von 31,2 MW Leistung hat 55 Mill. Euro gekostet, damals auf 40 Hektar, dann kann man davon ausgehen, dass 68,7 MW Leistung ca. 100 Mill. Euro gekostet haben.¹²¹ Der Solarpark Barth hat ca. 1 km² Fläche, ungefähr, es ist etwas weniger, ich habe es berechnet ohne die Dreiecksfläche abzuziehen berechnet aus Google Maps. Ich habe 10 Jahre in Barth gewohnt, deshalb kenne ich den Solarpark.

5 Cent: 60.000.000 kWh * 0,05 = 3 Mill. Euro
10 Cent: 60.000.000 kWh * 0,10 = 6 Mill. Euro
15 Cent: 60.000.000 kWh * 0,15 = 9 Mill. Euro

¹¹⁷ Fraunhofer ISE. Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Juli 2024. S. 2. Siehe: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> - Zugegriffen: 04.03.2025.

¹¹⁸ Enbridge ist ein großer Öl- und Gaskonzern sowie Pipelinebetreiber. Siehe: <https://www.enbridge.com/projects-and-infrastructure/public-awareness/cowboy-solar-and-bess-project> - Zugegriffen: 21.01.2025.

¹¹⁹ Siehe: <https://carboncredits.com/enbridges-1-2b-solar-plus-storage-project-fuels-path-to-net-zero/> - Zugegriffen: 21.01.2025.

¹²⁰ Siehe: <https://www.baywa-re.de/de/projekte-in-deutschland/barth-i-vi> - Zugegriffen: 20.09.2024.

¹²¹ Der Solarpark Barth gehört der bayrischen Renerco, Tochter der BayWa, und die erste Ausbauphase benötigte 40 Hektar Land. Siehe: http://www.sunenergy.eu/no_cache/das-unternehmen/news-und-presse/artikel/browse/3/article/solarpark-barth-in-betrieb-genommen.html - Zugegriffen: 20.09.2024.

20 Cent: 60.000.000 kWh * 0,20 = 12 Mill. Euro
25 Cent: 60.000.000 kWh * 0,25 = 15 Mill. Euro

Ein Annuitäten-Darlehen für 100 Mill. mit 3 % Zinsen und einer Darlehenslaufzeit von 10 Jahren, bei jährlichen Zahlungen, würde 10 Jahre lang 11,7 Mill. Euro pro Jahr benötigen, bei einer Laufzeit von 20 Jahren wären es 6,7 Mill. Euro pro Jahr. Kurz: man sieht hier, dass man bei einem 10 Jahres Kredit mindestens 25 Cent / kWh Strom nehmen muss, bei 20 Jahre Laufzeit könnte man auf 15 Cent herunter, dann bleibt aber nicht viel für Betriebskosten und Gewinn.¹²²

Das Fraunhofer Institut schreibt, dass für Solar-Freilandanlagen 4,9-5,3 Cent Stromgestehungskosten erreichbar sind, dies ist hier nicht sichtbar.

Tarfaya: Der Landwindpark Tarfaya in Marokko, etwa unterhalb von Tarfaya rechts von der N1, hat 131 Windkraftanlagen von Siemens Energy, mit jeweils 2,3 MW, zusammen 301,3 MW, auf einer Fläche von 89 km². Pro Jahr wird ein Ertrag von 1000 Gigawattstunden erwartet. Tarfaya hat 450 Mill. Euro gekostet.¹²³ (wenn man selbst bei Google zählt sind es 76 Windkraftanlagen ... auf Google gemessen hat Tarfaya eine Ausdehnung von 140 km², aber mit weiten Abständen der Windkraftanlagen, in Europa würde man weniger Platz einräumen) Kurze, realistischere Prüfrechnung, mit dem Kapazitätsfaktor 25 % bzw. 0,25 ergibt einen niedrigeren Wert: 300 MW * 8760 = 2.628.000 MW * 0,25¹²⁴ = 657.000 MW, das sind **657 Gigawattstunden, das sind 0,6 Terawattstunden.**

Windpark Werder/Kessin. Der Landwindpark Werder/Kessin bzw. Kessin/Werder produziert mit 15 7,5 MW Anlagen und 13 2,3 MW Anlagen, also 28 Windenergieanlagen, ungefähr die Hälfte des Strom von Tarfaya (mit 131 Anlagen), er liegt mit Google Maps grob geschätzt auf einer Fläche von 14 km², eben auf Feldern, wobei drumherum weiter Landwirtschaft betrieben werden kann. Der Landwindpark Kessin liegt zwischen Kessin, Gapzow und Werder auf beiden Seiten der A20 von Stralsund nach Neubrandenburg. Bei der Durchfahrt ist es ein spektakulärer Anblick, es ist ein großer Landwindpark. Die folgenden Informationen sind aus Wikipedia Werder/Kessin¹²⁵ entnommen: Er hat eine Leistung von 140 MW. Die 28 Windkraftanlagen sind ein Mix: 15 Anlagen Enercon E-126, mit 7,5 MW und einem Rotordurchmesser von 127 Meter, damals die leistungsstärkste Windkraftanlage. Weiterhin wurden 13 Enercon E-82 mit jeweils 2,3 MW gebaut. Die Kosten des Projekts betragen 220 Millionen Euro. Am 19. August 2013 wurde er in Betrieb genommen. Ebenso wurde dort ein ‚kleines‘ Elektrolyse Speicherkraftwerk (siehe zur Werder Kessin auch die RH2-WKA Infoseite¹²⁶) errichtet, mit einem 1 MW Elektrolyseur, einen Verdichter, einem Gasspeicher und einem Blockheizkraftwerk, das den Wasserstoff bei fehlendem Wind wieder in Strom verwandeln kann. Die Wärme des Blockheizkraftwerks kann zur Beheizung eines landwirtschaftlichen Betriebes eingesetzt.¹²⁷ Die kleinen Windenergieanlagen Enercon E-82 haben einen getriebelosen, fremderregten Ringgenerator, der ohne seltene Erden auskommt.¹²⁸ Sie hat, je nach Windgeschwindigkeit einen Jahresenergieertrag von 3 GWh bis 9 GWh.¹²⁹ Die größeren

¹²² Gerechnet mit Excel-Darlehenstilgungszeitplan.

¹²³ Gebaut zu je 50 % vom französischen Energieversorger GDF Suez und der marrokanischen Narveva Holding, siehe Wikipedia: https://de.wikipedia.org/wiki/Windpark_Tarfaya - Zugriffen: 28.07.2024.

¹²⁴ Kapazitätsfaktor für Landwind und Offshore Wind zusammen, hier im Gegensatz zu Solar, entnommen aus zwei Tabellen in Global Wind Report 2024: 54.

¹²⁵ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Windpark_Werder/Kessin - Zugriffen: 14.01.2025.

¹²⁶ Siehe: <https://www.rh2-wka.de/projekt/wind.html> - Zugriffen: 14.01.2025.

¹²⁷ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Windpark_Werder/Kessin - Zugriffen: 14.01.2025.

¹²⁸ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Enercon> - Zugriffen: 14.01.2025.

¹²⁹ Siehe für den E-82 EP2: <https://www.enercon.de/de/windanlagen/e-82-ep2> – für stärkeren Wind geeignet ist der E-82 E4, der eine Leistung von 6000 bis 9000 MWh pro Jahr hat, bei durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten von 6,7 Meter / Sekunde bis 8,5 Meter / Sekunde oder sogar in der 3000 kW Version

Windenergieanlagen E-126 sind immer noch fremderregte Ringgeneratoren ohne seltene Erden, erwartet wurde etwa in Emden ein Ertrag von 20 GWh pro Jahr.¹³⁰ (wenn man gegenrechnet, wird hier in der Nähe des Meeres ein Kapazitätsfaktor von ca. 0,3 bzw. 30 % erreicht: $7,5 \text{ MW} * 8760 = 65.700 \text{ MWh} * 0,3 = 19,710 \text{ MWh}$ bzw. 19,7 Gigawattstunden). Die fremderregten Ringgeneratoren benötigen elektrische Erregerleistung und haben damit einen gewissen Elektrizitätsverbrauch. Enercon hat dies letztlich ausgereizt, durch größere Generatoren wurden diese Verluste kompensiert, es wurde zusätzlich Kupfer eingespart, indem weniger leistungsstarke Aluminiumspulen eingesetzt wurden. Gewicht wurde durch ein Maschinenhaus, das mit Glasfaser verstärkt wurde, statt Aluminium, die ist die EP3-Plattform und den Anlagentypen E-147 EP5 und E-160-EP5. Von Enercon wurden erst ab 2019 Permanentmagneten mit seltenen Erden, offenbar die E-136 EP5.¹³¹ (Testrechnung anhand der Werte oben: 15 mal E-126 mit 20 GWh pro Jahr = 300 Gigawattstunden und 13 mal 5 GWh = 65 GWh, das sind 365 Gigawattstunden, das sind 0,36 Terawattstunden) Hier wird von einem Kapazitätsfaktor von 25 % ausgegangen, auch weil der Windpark weiter auf dem Land steht¹³²: $140 \text{ MW} * 8760 = 1.226.400 \text{ MWh} * 0,25 = 306.600 \text{ MWh}$, das sind 306 Gigawattstunden, **das sind 0,3 Terawattstunden.**

5 Cent: $300.000.000 \text{ kWh} * 0,05 = 15 \text{ Mill. Euro}$
10 Cent: $300.000.000 \text{ kWh} * 0,10 = 30 \text{ Mill. Euro}$
15 Cent: $300.000.000 \text{ kWh} * 0,15 = 45 \text{ Mill. Euro}$
20 Cent: $300.000.000 \text{ kWh} * 0,20 = 60 \text{ Mill. Euro}$
25 Cent: $300.000.000 \text{ kWh} * 0,25 = 75 \text{ Mill. Euro}$

Ein Annuitäten-Darlehen für 220 Mill. mit 3 % Zinsen und einer Darlehenslaufzeit von 10 Jahren, bei jährlichen Zahlungen, würde 10 Jahre lang 25,7 Mill. Euro pro Jahr benötigen, bei einer Laufzeit von 20 Jahren wären es 14,7 Mill. Euro pro Jahr. Kurz: man sieht hier, dass man bei einem 10 Jahres Kredit 12 Cent/kWh (36 Mill. Euro) bis 15 Cent/kWh Strom nehmen muss, bei 20 Jahre Laufzeit könnte man auf 10 Cent herunter.¹³³

Der Traum-Strompreis der Industrie 4 Cent führt bei Werder Kessin zu nur 12 Mill. Euro Einnahmen im Jahr ... dies lässt sich nur finanzieren, wenn man 2 % Zinsen zahlt, bei 40 Jahre Kreditlaufzeit ... ein Traum, man fragt man sich, warum die Industrie dauernd unrealistische Dinge fordert ...

Das Fraunhofer Instituts berechnet, dass Onshore Wind zwischen 4,9 bis 9 Cent pro KWh Stromgestehungskosten haben kann, 7 Cent geht, aber was ist mit den Werten darunter?

Hohe See / Albatros. Der Windpark Hohe See / Albatros liegt in der deutschen Bucht, auf einer Fläche von 53 km². Er verfügt über 87 Windkraftanlagen von Siemens Gamesa SWT-7.0-154 mit einer Leistung von 7,35 MW mit einer Gesamtleistung von 639,45 MW (Hohe See 71, Albatros 16 = 87).¹³⁴ Diese erreichen, so die Betreiberwebseite der EnBW, eine Jahresproduktion **von 2500**

mit einer Leistung von 12.000 MWh, dies ist aber nur bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 10 Meter / Sekunde erreichbar, siehe: <https://www.enercon.de/de/windanlagen/e-82-ep2-e4> - Zugegriffen: 14.01.2025.

¹³⁰ Windenergieanlagen, Technischen Konzept, E-126, EP3-Plattform. Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Enercon> - Zugegriffen : 14.01.2025.

¹³¹ Windenergieanlagen, Technischen Konzept, E-126, EP3-Plattform. Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Enercon> - Zugegriffen : 14.01.2025.

¹³² Kapazitätsfaktor für Landwind und Offshore Wind zusammen, hier im Gegensatz zu Solar, entnommen aus zwei Tabellen in Global Wind Report 2024: 54.

¹³³ Gerechnet mit Excel-Darlehensstilgungszeitplan.

¹³⁴ Siehe Wikipedia: https://de.wikipedia.org/wiki/Offshore-Windpark_Hohe_See, siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Offshore-Windpark_Albatros - Zugegriffen: 27.07.2023.

Gigawattstunden bzw. 2,5 Terawattstunden.¹³⁵ Hohe See / Albatros stehen auf eine Fläche von ca. 53 km².¹³⁶ Die Kosten waren geschätzt 2 Mrd. Euro, der danebenliegende Windpark He Dreht mit 960 MW Leistung kostet 2,4 Mrd.¹³⁷ Diese offiziellen Angaben implizieren einen sehr hohen Kapazitätsfaktor von über 40 %, der aber hier nicht angezweifelt wird.

10 Cent: 2.500.000.000 kWh * 0,1 = 250 Mill. Euro.

15 Cent: 2.500.000.000 kWh * 0,15 = 375 Mill. Euro

Ein Annuitäten-Darlehen für 2 Mrd. mit 3 % Zinsen und einer Darlehenslaufzeit von 10 Jahren, bei jährlichen Zahlungen, würde 10 Jahre lang 234 Mill. Euro pro Jahr benötigt, bei einer Laufzeit von 20 Jahren wären es 134 Mill. Euro pro Jahr. Kurz: man sieht hier, dass man bei einem 10 Jahres Kredit mindestens 15 Cent / kWh Strom nehmen muss, bei 20 Jahre Laufzeit könnte man auf 10 Cent herunter, dann bleibt aber nicht viel für Betriebskosten und Gewinn.¹³⁸

Dies stimmt ungefähr mit den Fraunhofer ISE Stromgestehungskosten überein. Das Fraunhofer Institut berechnet für Offshore zwischen 5,1 Cent und 11 Cent Stromgestehungskosten.¹³⁹

Die Zahlen zu den Stromgestehungskosten sind natürlich interessant und wichtig. Denn es wird an den Bierdeckelrechnungen im Verlaufe dieses Textes jedenfalls sichtbar, dass es gut wäre, wenn Preise für erneuerbare Energien weiter sinken würden. Standardisierte Landwindanlagen, billigere Solarmodule. Und auch die Preise für Elektrolyseure und für wasserstoffbetriebenen Gasturbinen zur Stromerzeugung müssten ebenfalls sinken. Ideal wäre es, wenn Strom und die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyseure so billig würde, dass sich hohe Milliardeninvestitionen für Firmen in den Umbau ihrer Produktionsanlagen klar erkennbar lohnen würden. Derzeit sieht es allerdings so aus, als ob dies nicht gelingen wird, alles hat eben seine Preis, erneuerbare Energien, Elektrolyseure, Speicher, und die etwas aufwendigeren Produktionsanlagen, so dass eben ein Sprung auf ein neues Preisniveau nötig sein wird.

Diese Beispiele für erneuerbare Energien wurden ausgewählt, weil hier Informationen über Leistung, Jahresleistung, Kosten und Teil der Anzahl der Anlagen im Internet verfügbar waren. Das Beispiel Tarfaya ist nicht ideal, da er zwar auf dem Land liegt, aber in der Nähe des Meeres, und über relativ viele Windanlagen verfügt, 131, Werder / Kessin verfügt über einen Mix von größeren und kleineren Windrädern. Ich habe beide Beispiele genommen, weil sie Windkraftanlagen der frühen Generation, 2,3 MW enthalten, die man ohne Seltene Erden und in großen Zahlen bauen kann (auch die 7,5 MW Anlagen E-126 von Werder/Kessin laufen ohne Seltene Erden). Die Windkraftanlagen der neuen Generation bei Landwind haben Leistungen wie Offshore Windräder mit 7 MW bis sogar 10 MW, werden aber wegen weniger Wind auf dem Land nicht die Offshore-Jahresleistung erreichen.

¹³⁵ Die Zahl 2500 GWh bzw. 2,5 Terawattstunden ist entnommen von der Webseite des Betreibers, der EnBW. Diese Zahl ist recht hoch, wenn man etwa den Kapazitätsfaktor nachrechnet, wird aber von nun an den Berechnungen hier zugrunde gelegt, da es keinen Grund gibt, die Angaben des EnBW zu bezweifeln. Siehe hier: <https://www.enbw.com/unternehmen/themen/windkraft/offshore-windpark-hohe-see/> - Zugegriffen: 27.07.2024.

¹³⁶ Siehe: <https://www.enbw.com/unternehmen/themen/windkraft/offshore-windpark-hohe-see/> - Zugegriffen: 22.12.2024.

¹³⁷ Siehe: <https://www.eib.org/de/press/all/2023-148-germany-eib-co-finances-large-offshore-wind-farm-in-the-north-sea-with-enbw> - Zugegriffen: 09.09.2024.

¹³⁸ Gerechnet mit Excel-Darlehensstilungszeitplan.

¹³⁹ Fraunhofer ISE. Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Juli 2024. S. 2. Siehe: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> - Zugegriffen: 04.03.2025.

Wenn 20 Länder 20 Jahre lang 25 Mrd. Euro zur Verfügung stellen, kommen 12.500 Mrd. bzw. 12.500.000 Mill. heraus. Damit könnte man auch viele Solarparks und Landwindparks bauen: z.B. Solarpark Barth 100 Mill. Euro: $12.500.000 / 100 = 125.000$... $125.000 \text{ mal } 0,06 = 7500$ Terawattstunden: Tarfaya 450 Mill. Euro: $27.777 * 0,6 = 16.666$ Terawattstunden, Werder/Kessin 200 Mill. Euro: $12.500.000 / 200 = 62.500 * 0,3 = 18.750$ Terawattstunden. Kurz: damit könnte man ‚locker‘ den Ausbau erneuerbarer Energien in China 7500 TWh, Indien 1628 TWh, Indonesien 275 TWh, Brasilien 615 TWh finanzieren ... das sind erst 10.018 TWh ... bleibt also noch Geld für Elektrolyseure und wasserstofffähige Gaskraftwerke übrig. 😊

Zur Vergleich, Atomkraft, hier das Kernkraftwerk Susquehanna, Baujahr 1973, im U.S. Bundesstaat Pennsylvania, mit zwei Reaktorblöcken mit zusammen 2403 MW Leistung¹⁴⁰ * 8760 = 21.050.280 MWh, das sind 21.050 Gigawattstunden, das sind 21 Terawattstunden im Jahr, bei einem Kapazitätsfaktor 93,1 %¹⁴¹ sind das 19,5 TWh vereinfacht **20 Terawattstunden**, also immerhin so viel wie 10 große Offshore Windparks (20 / 2) und 33 Landwindparks Tarfaya (20 / 0,6) oder 66 Landwindparks Werder/Kessin (20 / 0,3) und 333 mal der Solarpark Flughafen Barth (20 / 0,06). Atomkraft hat also auch Wumms. Atomkraft kann die Energiewende ergänzen, aber nicht auf lange Sicht tragen, Hauptproblem sind die nicht ausreichenden Uranvorräte.

Thema Kapazitätsfaktor und Solar: Man muss im Bereich Solar vorsichtig sein, ein Kapazitätsfaktor von 14 % ist schon optimistisch. Wie hoch ist der Kapazitätsfaktor im sonnenarmen Deutschland?¹⁴² Im Jahresmittel 10 %, bzw. die Multiplikation erfolgt mit 0,1. Eine Solaranlage mit 1 MW Leistung hat * 8760 = 8760 MW * 0,1 = 876 MWh Jahresleistung. In den Monaten November, Dezember und Januar sinkt die Leistung besonders stark ab, sie liegen bei der monatlichen Leistung 3-4 fach unter der Sommerleistung.¹⁴³ Das führt zum Thema der sog. intersaisonalen Speicherung von Energie. Hierzu kann man über große Batterien, Ziegelsteinspeicher und Pumpspeicher sprechen, aber die sind, einmal gefüllt, auch bald dann wieder leer, eine ideale intersaisonale Speichermöglichkeit wäre Wasserstoff über die Elektrolyse und dessen Nutzung in wasserstofffähigen Gaskraftwerken.

Ich benutze hier für die Offshore-Windenergie meist den Kapazitätsfaktor 35 % (außer bei Hohe See / Albatros, hier vertraue ich der EnBW, mit ihrem Wert sogar über 40 %), bei Landwind nehme ich den Kapazitätsfaktor 26 % und bei Solar, wenn ich weltweit berechne und sonnige Länder dabei sind 14 % (auch um vorsichtig zu sein). Die Quelle für den global insgesamten Kapazitätsfaktor für Solar von 14 % und des insgesamten Kapazitätsfaktor 26 % für Wind ist der Global Wind Report 2024. Hier werden für Wind z.B. auch unterschiedliche Werte für die USA 32 % und für China 24 % präsentiert.¹⁴⁴ Eine seriöse Quelle sind auch die Kapazitätsfaktoren der U.S. Energy Information Administration für die

¹⁴⁰ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Kernkraftwerk_Susquehanna - Zugegriffen: 07.08.2024.

¹⁴¹ EIA Kapazitätsfaktor für Nuklear für das Jahr 2023: U.S. Energy Information Administration. Table 6.07.B. Capacity Factors for Utility Scale Generators Primarily Using Non-Fossil Fuels:

https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b – Zugegriffen: 04.08.2024.

¹⁴² 2022 stieg die Zahl der Solaranlagen von 2,2 auf 2,5 Millionen, Durchschnitt 2,35 Millionen, 54,3 Terawattstunden Strom wurden damit eingespeist. Die Nennleistung der Anlagen war im März 2022 (nahezu die Mitte) 58.500 MW¹⁴², legen wir also noch ein paar MW drauf, ca. 62.000 MW im August. $62.000 \text{ MW} * 8760$ Stunden des Jahres = $543.120.000 * 0,1 = 54.312.000$ MWh ... das sind 54.312 Gigawattstunden ... das sind 54,3 Terawattstunden. Siehe: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/07/PD24_N038_43.html - Zugegriffen: 25.07.2024.

¹⁴³ in Deutschland im November, Dezember und Januar unter 2 Terawatt. Im Sommer kann es, bei schwankenden Zahlen, auch mal 8,5 Terawatt sein. Siehe: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/07/PD24_N038_43.html - Zugegriffen: 25.07.2024.

¹⁴⁴ Global Wind Report 2024: 54-55, siehe: <https://gwec.net/global-wind-report-2024/> - Zugegriffen: 04.08.2024.

USA, hier wird bei Solar für 2023 23,3 % angegeben, in sonnigen Jahren sind es durchaus mal 25,6 % (2024 u. 2026) und bei Wind (Onshore und Offshore) wird 2023 33,5 % angegeben, in windigen Jahren durchaus mal 34,6 (2017 u. 2018), siehe die Excel-Tabelle hier.¹⁴⁵ Für Windkraft an Land werden in einer weiteren Quelle für Deutschland 15-30 Prozent angegeben, für Offshore Windanlagen teilweise über 40 %, so hätte der Windpark Alpha Ventus 2015 46 % erreicht.¹⁴⁶

Zurück zur weltweiten Ebene:

Zur Erinnerung: Die weltweite Energiewende, so wird hier schätzungsweise angenommen, ist geschafft bei **150.000 Terawattstunden** erneuerbarer Energien.

150.000 Terawattstunden geteilt durch Solar und Wind:

Solar 100.000 Terawattstunden: das sind /2 Terawattstunden = **50.000 mal der Solarpark Benban**, mit der jährliche Leistung von 2 Terawattstunden

Oder: 1.666.666 mal den Solarpark Barth, einfacher 1.600.000 bzw. **1,6 Mill. mal**.

Landwind 40.000 Terawattstunden: das sind / 0,6 Terawattstunden = **66.666 mal der Landwindpark Tarfaya** mit 131 kleineren Windkraftanlagen Siemens Energy 2,3 MW , das sind 8.733.248

Landwindkraftanlagen: 66.666 * 131. Oder 133.333 mal den Landwindpark Werder/Kessin, mit 28 Windräder (Mix zwischen 15 7,5 MW und 13 2,3 MW), das sind 3.733.324 Windräder.

Seewind 10.000 Terawattstunden: in Offshore sind dies **4000 mal Hohe See / Albatros** mit 87 Windkraftanlagen Siemens Gamesa 7,35 MW, das sind 348.000 Offshore-Windkraftanlagen: 4000 * 87.

Schaffen wird das?

Solar

Im Solarbereich gibt es im Jahr 2023 weltweit **1400 GW** installierter Solarenergie, dies hat zu **1700 Terawattstunden** jährlicher Leistung geführt, der Kapazitätsfaktor wird hier vorsichtig mit 14 % bzw. * 0,14 angenommen.¹⁴⁷

Für China wird berichtet, dass 2023 217 GW angeschlossen wurden, 2 ½ mal mehr als im Vorjahr.¹⁴⁸ In Deutschland wurden 14,3 GW zugebaut.¹⁴⁹

Das heißt, das ,nur‘ 850 Benban Solarparks oder 28.333 Flughafen Barth Solarparks weltweit schon bestehen, wir brauchen aber 50.000 Benbans oder 1,6 Mill. Solarparks Flughafen Barth, für 100.000 Terawattstunden, den Rest muss die Windenergie schaffen.

¹⁴⁵ EIA Kapazitätsfaktoren 2023: U.S. Energy Information Administration. Table 6.07.B. Capacity Factors for Utility Scale Generators Primarily Using Non-Fossil Fuels:

https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b – Zugegriffen: 04.08.2024.

¹⁴⁶ Siehe: [https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d5621-](https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d5621-2/*/*Kapazit%c3%a4tsfaktor%20einer%20Windkraftanlage?op=Wiki.getwiki&search=PMV)

[2/*/*Kapazit%c3%a4tsfaktor%20einer%20Windkraftanlage?op=Wiki.getwiki&search=PMV](https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d5621-2/*/*Kapazit%c3%a4tsfaktor%20einer%20Windkraftanlage?op=Wiki.getwiki&search=PMV) – Zugegriffen: 17.01.2025.

¹⁴⁷ Der Kapazitätsfaktor wird hier weltweit für Solar angegeben. Global Wind Report 2024: 54..

¹⁴⁸ China bringt der Welt Licht und Schatten. FAZ, 05.07.2024.

¹⁴⁹ BMWK Monitoringbericht 2024: 8.

Man könnte aber jedes Jahr im Solarbereich einen Zubau von 1100 GW schaffen. Denn 1100 GW sei im Jahr 2024 die weltweite Solar-Produktionskapazität, fast gänzlich in China, siehe diesen FAZ-Artikel.¹⁵⁰

Vereinfacht auf 1000 GW, mit dem Kapazitätsfaktor 14 % gerechnet ergibt sich folgende Jahresleistung: $1000 \text{ GW} * 8760 \text{ Stunden des Jahres} = 8.760.000 \dots 8.760.000 * 0,14$ der Kapazitätsfaktor = 1.226.400 Gigawattstunden = das sind **1226 Terawattstunden**.

Jährlich 1000 GW zugebaut, wären in 25 Jahren: $25 \text{ Jahre} * 1226 \text{ TWh} = \mathbf{30.650 \text{ Terawattstunden}}$.

Mit deutschen Bedingungen mit weniger Sonne gerechnet: 10 % bzw. mit 0,1 multipliziert: $1000 \text{ GW} * 8760 = 8.760.000 * 0,1 = 876.000 \text{ GW}$, das sind **876 Terawattstunden** jährlicher Leistung. Würde man dies jedes Jahr in den nächsten 25 Jahren installieren, wären dies mit dem deutschen Kapazitätsfaktor **21.900 Terawattstunden**.

Im Solarpark Benban in Ägypten, hier werden die Solarmodule der Sonne nachgeführt, wird ein Kapazitätsfaktor von 0,26 erreicht, dann wären dies 2.277.600 Gigawattstunden = **2277 Terawattstunden**. Das wären in 25 Jahren: **56.925 Terawattstunden**.

Mit der Idee Siliziumsolarzellen mit einer Schicht Perowskit-Kristallen zu überziehen, kann die Stromausbeute gesteigert werden, mit sog. Tandemsolarzellen aus Perowskit könnten noch höhere Wirkungsgrad erreicht werden, siehe Wikipedia¹⁵¹, aber dies befindet sich nicht in der Massenproduktion und wird hier nicht berücksichtigt.

Zwischenfazit: Selbst mit dem optimistischen Kapazitätsfaktor 26 % könnte man nur die Hälfte der oben angesprochenen Dimension von 100.000 Terawattstunden mit Solar erreichen, bei der derzeit bestehenden Produktionskapazität, die sich hauptsächlich in China befindet. Die Dimension von 100.000 Terawattstunden sollte aber erreicht werden, am besten noch etwas mehr, aufgrund von Unwägbarkeiten im Bereich Windenergie, die für die weiteren 50.000 Terawattstunden aufkommen soll. Zudem wäre es gut, diese Dimension zu erreichen, um genug Strom für die Elektrolyseure und den Wasserstoff für die intersaisonale Speicherung mit Wasserstoff zu haben, weil die Leistungen der Solarpanels nur im Sommer hoch sind.

Somit ist es nötig die Produktionskapazität im Bereich Solar zu steigern und diese Mengen auch jährlich zuzubauen, wie viel wäre *2 (2000 GW) oder * 3 (3000 GW) oder * 4 oder * 5?

$1000 \text{ GW} * 8760 = 8.760.000 \text{ GWh} * 0,1 = 876.000 \text{ GW}$, das sind **876 Terawattstunden** im Jahr.

In 25 Jahren wären dies 21.900 Terawattstunden. Oben wurden schon gezeigt, dass man bei einem Kapazitätsfaktor von 0,26 auch auf 56.925 kommen würde. Dieser Kapazitätsfaktor ist aber für die ganze Welt unrealistisch. Und: es reicht nicht.

$2000 \text{ GW} * 8760 = 17.520.000 \text{ GWh} * 0,14 = 2.452.800 \text{ GWh}$, das sind **2452 Terawattstunden** im Jahr. In 25 Jahren wären dies **61.320 Terawattstunden**. Das ist schonmal gut.

$3000 \text{ GW} * 8760 = 26.280.000 \text{ GWh} * 0,14 = 3.679.200 \text{ GWh}$, das sind **3679 Terawattstunden** im Jahr. In 25 Jahren wären dies **91.980 Terawattstunden**. Das wäre eine Hausnummer, das Ziel von 100.000 Terawattstunden ist beinahe erreicht.

¹⁵⁰ China bringt der Welt Licht und Schatten. FAZ, 05.07.2024.

¹⁵¹ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Perowskit> - Zugegriffen: 27.07.2024.

Wie viel vom Kapazitätsfaktor abhängt, wird an der folgenden Rechnung deutlich, hier wird 3000 GW, welches eigentlich reicht, zur Sicherheit nochmal mit 0,1, dem düsteren deutschen Kapazitätsfaktor gerechnet:

$3000 \text{ GW} * 8760 = 26.280.000 \text{ GWh} * 0,1 = 2.628.000$, das sind **2.628 Terawattstunden** im Jahr. In 25 Jahren wären dies 65.7000 Terawattstunden. Das wäre zu wenig.

Aufgrund der Tatsache, dass das Verstellen bzw. Mitführen nach Sonnenstand eine einfache Technik ist und für große Solarparks im Angebot ist¹⁵², und es viele sonnige Länder auf der Welt gibt, halte ich es hier, für die weltweite Ebene gerechnet, bei aller Vorsicht, für rechtfertigbar, mit einem Kapazitätsfaktor von 0,14 zu rechnen. Wenn man ganz sichergehen will, muss man eben Solar noch mehr ausbauen ... zum Beispiel auf 5000 GW Kapazität pro Jahr:

...

$5000 \text{ GW} * 8760 = 43.800.000 \text{ GWh} * 0,14 = 6.132.000 \text{ GWh}$, das sind **6132 Terawattstunden** im Jahr. In 25 Jahren wären dies **153.300 Terawattstunden**. Das wäre wirklich mal eine Hausnummer, das würde die Energiewende wirklich beschleunigen können.

Und das ganze nochmal mit dem deutschen Kapazitätsfaktor 0,1:

$5000 \text{ GW} * 8760 = 43.800.000 \text{ GWh} * 0,1 = 4.380.000 \text{ GWh}$, das sind **4380 Terawattstunden** im Jahr. In 25 Jahren wären dies **109.500 Terawattstunden**. Das wäre die deutsche Hausnummer für die Energiewende! Solar ohne Sonne! Damit kann man also 100.000 Terawattstunden erreichen, bräuchte aber eine Verfünfachung der Kapazität der Produktion der Solarzellen bzw. Solarmodule.

Zum Vergleich: Der Stromverbrauch der USA beträgt **3.979 Terawattstunden** (2021) und China hat einen Stromverbrauch von **7.500 Terawattstunden** (2023). Aber ein * 4 des Stromverbrauchs, der Strom für Millionen E-Autos und der Strom für die Elektrolyse von Wasserstoff bereithält, das ist eben eine Hausnummer. Damit würden die USA **16.000 TWh** und China **30.000 TWh** Stromverbrauch haben, schon allein für beide Länder läge man dann bei **46.000 TWh**. Die Dimensionen mit denen hier gerechnet wird, sind also richtig.

Ein Ausbau der Solarproduktion auf China 2000 GW, USA 500 GW, EU 500 GW, Indien 200 GW, Malaysia 200 GW, Vietnam 200 GW, Brasilien 200 GW, Indonesien 200 GW wäre z.B. vorstellbar, dann hätte man weltweit 4000 GW weltweite Solarproduktionskapazität. weil die Herstellung von Polysilizium und Ingots so viel Energie kostet müsste man eigentlich erstmal so richtig viele Solarparks bauen, um die Solarindustrie daran anschließen zu können

Der weltgrößte Solarpark soll in Australien entstehen, mit 17-20 GWp und 36-42 GWh Batteriespeicherung. Dies soll den Teil Australiens um Darwin herum beliefern und es soll ein 4300 km langes Kabel nach Singapur geben.¹⁵³ In Singapur, so ein FAZ-Artikel, soll er 15 % des Stromverbrauchs decken. In Australien war unter der konservativen Regierung der Ausbau von erneuerbaren Energien stark verlangsamt worden, 2022 hatte grüner Strom einen Anteil von 32 % und Strom aus Kohle 47 %.¹⁵⁴ So viel Kohle und das in Australien, seufz. $20 \text{ GW} * 8769 = 175.000 \text{ GWh}$... sagen wir mal der Kapazitätsfaktor in Australien ist 20 % und nicht 10 % wie in

¹⁵² Die großen U.S. Anbieter von ‚solar tracker‘-Technologie bieten Agri-PV an. Siehe z.B. die Seite von NEXtracker: <https://www.nexttracker.com/> - Zugegriffen: 25.07.2024.

¹⁵³ Diese Daten aus der Webseite der Betreiberfirma Suncable, siehe: <https://www.suncable.energy/> - Zugegriffen: 28.08.2024. Die Daten im FAZ-Artikel liegen niedriger, bei 4 GW für den heimischen Verbrauch und 2 GW für Singapur, siehe: Solarstrom in Australien. FAZ, 22.08.2024.

¹⁵⁴ Solarstrom in Australien. FAZ, 22.08.2024.

Deutschland: also 175.000 GWh * 0,2 = 35.040 GWh, das wären immerhin 35 TWh Jahresleistung eines einzigen Solarparks, das ist schon eine Hausnummer.

Kann man die Produktion steigern? 10 chinesische Firmen produzieren 98 % aller weltweit produzierten Wafer, davon gibt es drei Firmen LONGi, Zhonghuan und GCL, wiederum 71 % produzieren¹⁵⁵, dann spricht das dafür, dass eine solche Steigerung der Produktion möglich ist ... man muss sich nur einmal die Fabrikgebäude dieser Firmen auf deren Webseiten auf dem Internet ansehen. Das sind keine zehn Kilometer langen Fabrikhallen, die man nicht bauen kann. Das sind keine Fabrikhallen wie in der Automobilindustrie z.B. die Hallen von BMW in Leipzig. Das sind bei jeder Firma z.B. vier Standorte und dort stehen mehrere ‚normale‘ größere Fabrikgebäude.

LONGi¹⁵⁶ kündigte 2023 die Investition von 6,2 Mrd. US\$ in ein Werk mit der Kapazität von 100 Gigawatt Wafer und 50 Gigawatt Solarzellen an, in der Shanxi Provinz in der Nähe seines Hauptquartiers (dort gibt es viel Kohle bzw. billige Energie), wobei das Werk Ende 2024 bereits fertig sein soll.¹⁵⁷ TCL Zhonghuan¹⁵⁸ investierte z.B. 2023 2 Mrd. US\$ in eine 35 GW Wafer und 25 GW Solarzellenfabrik.¹⁵⁹ Zhonghuan investiert 2024 in eine 20 GW Ingots und Waferfabrik in Saudi Arabien.¹⁶⁰ GCL hat 2023 eine 1 GW Perovskite Modulproduktion mit 1,2 mal 2,4 Meter Modulen eröffnet, offenbar mit einem Kapazitätsfaktor von 18 %.¹⁶¹

Wie sieht es mit den Rohstoffen für Solar aus?

Plastikbeschichtungen, Glas und Aluminium sind genügend vorhanden.¹⁶² Die aschearme Kohle aus der Cerrejón Mine aus Kolumbien könnte man durch Holzkohle oder Holzchips ersetzen.¹⁶³

Silber. Für Solarzellen braucht man Silber, es führt den Strom ab, der in der Siliziumschicht durch die Sonneneinstrahlung entsteht.¹⁶⁴ Die Minenproduktion beträgt 2023 26.000 Tonnen, die Reserven werden auf 610.000 Tonnen geschätzt, dies reicht 23 Jahre. 1100 Tonnen wurden recycelt.¹⁶⁵ 2019 hat der Photovoltaiksektor 10 % der globalen Silberproduktion verbraucht, die Menge von Silber, die für eine Zelle benötigt wird, ist allerdings gesunken, von 521 Milligramm pro Zelle 2009 auf 111 Milligramm pro Zelle 2019. Es wird erwartet, dass noch mehr Silber eingespart werden wird.¹⁶⁶ Der Silberbedarf für die Photovoltaik beträgt derzeit jährlich 2600 Tonnen.¹⁶⁷ Für 5 mal mehr Produktion bräuhete man wiederum 13.000 Tonnen. Geht man davon aus, dass die derzeitige Nachfrage bestehen bleibt (26.000 – 2600 = 23.400). Und dann 23.400 plus 13.000 = 36.400, also ein Sprung auf

¹⁵⁵ DOE Solar 2022: 33.

¹⁵⁶ Siehe: <https://www.longi.com/>

¹⁵⁷ Siehe: <https://www.pv-magazine.de/2023/02/07/longi-investiert-62-milliarden-euro-in-den-bau-einer-neuen-produktionsstaette-in-china/> - Zugriffen: 05.08.2024.

¹⁵⁸ Siehe: <https://www.tcl.com/>

¹⁵⁹ Siehe: <https://www.pv-tech.org/tcl-zhonghuan-to-invest-us2-billion-in-25gw-n-type-cell-and-35gw-silicon-wafer-plants/> - Zugriffen: 05.08.2024.

¹⁶⁰ Siehe: <https://www.pv-magazine.com/2024/07/17/tcl-zhonghuan-led-consortium-plans-20-gw-ingot-wafer-factory-in-saudi-arabia/> - Zugriffen: 05.08.2024.

¹⁶¹ Siehe: <https://www.gcl-power.com/en/about/newdetail/5759.html> - Zugriffen: 05.08.2024.

¹⁶² DOE Solar 2022:

¹⁶³ DOE Solar 2022: 14.

¹⁶⁴ Fraunhofer Institut, Kupfer statt Silber: Neuer Schub für die Solarzellenproduktion, 01.09.2022. Siehe: <https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2022/september-2022/kupfer-statt-silber-neuer-schub-fuer-solarzellen.html> - Zugriffen: 09.06.2025.

¹⁶⁵ USGS. Mineral Commodity Summaries 2024. S. 162-163.

¹⁶⁶ DOE Solar 2022: 37.

¹⁶⁷ DOE Solar 2022: 37.

36.400 Tonnen Bedarf pro Jahr. Für eine * 5 Produktion wären also die Silbervorräte immerhin für 16,7 Jahre ausreichend. Für ein * 3 Erhöhung der Produktion ergibt sich $3 * 2600 \text{ Tonnen} = 7800 \text{ Tonnen} + 23.400 = 31.200$. $610.000 \text{ Tonnen} / 31.200 \text{ Tonnen} = 19,5$ Jahre. Damit würde man also fast 25 Jahre Produktion schaffen. Sehr wichtig wäre es deshalb, Solarzellen zu recyceln, und die wenigen Milligramm Silber wieder herauszulösen, nach ca. 20-30 Jahren müssen Solarzellen ersetzt werden. Umso wichtiger ist es, dass man Silber durch Kupfer ersetzen kann, dies wurde von einem Team von Forschern des Fraunhofer ISE Institut realisiert, durch eine neue Beschichtungsidee.¹⁶⁸

Quarzsand (Silicium). Für Quarzsand wird angenommen, dass große Vorkommen existieren, in Australien, Brasilien, Kanada, China, Indien und Russland.¹⁶⁹ Die Rede ist von ‚metallurgical-grade silicon (MGS)‘, das frei von Verunreinigungen durch Eisen, Phosphor, Titan oder Boron sein muss. Deshalb kann man keinen normalen Sand dafür nehmen, der auch Quarz enthält. Aus Quarz und Holzkohle wird MGS in einem Lichtbogenofen geschmolzen, dafür hat China den Vorteil niedriger Energiekosten. MGS wird allerdings auch in vielen Ländern hergestellt.¹⁷⁰ MGS ist auch deshalb genug da, weil in diesem Prozess auch Ferrosilicium hergestellt wird, das bei der Herstellung von Stahl- und Gusseisen verwendet wird. Würde man davon etwas weniger produzieren und stattdessen mehr MGS für die Solarherstellung, gäbe es keine Mengenprobleme.¹⁷¹ Hier besteht also hierbei keine Ressourcenknappheit.

In Carrara et al. (2020) werden weitere Rohstoffe für Solar untersucht. Hier wird diese Studie ausgewertet, weil sie von hohen Produktionssteigerungen ausgeht. In dieser Studie ist nicht, wie hier, der Anstieg der Produktion von 1000 GW auf 3000 GW zugrunde gelegt - und dies über 25 Jahre. Im Jahr 2050 wird für das höchste Szenario Welt Solar 12000 GW Produktionskapazität und für das mittlere Szenario 4100 GW angenommen. Aufgrund von nicht kontinuierlich und schrittweise ansteigenden Mengen kann hier nicht auf die zugrundeliegende Gesamtmenge zurückgeschlossen werden.¹⁷² Da dies in Carrara et al. nicht erfolgt, erfolgt hier eine Gegenüberstellung mit den Rohstoffreserven, die in der U.S. Geological Survey angegeben werden.

Welche Ergebnisse gibt es in Carrara et al. (2020)? Im höchsten Szenariobereich (HDS) werden im Silberbereich werden nur moderate Anstiege berechnet, 4 fach, Silikon 12 fach. Cadmium, Gallium, Indium, Selenium und Tellurium haben 40 fache Steigerungen, Germanium 86 fach.¹⁷³ Hier werden kurz die Ergebnisse durchgegangen und zwar für ein Szenario, das 2050 neben den derzeit dominierenden kristallinen Silizium Solarzelle (c-Si-Solarzellen) (70 %) noch die Präsenz von weitere Dünnschicht Solarzellen annimmt, Cadmium Telluride (CdTe-Solarzellen) (10 %) und die flexiblen Copper, Indium, Gallium und Selen Solarzellen (CIGS-Solarzellen) (10 %).¹⁷⁴ Deshalb kommt auch der Bedarf für diese Rohstoffe noch mit dazu.

Für Germanium wird die höchste Steigerungen von 86 fach, ausgehend von weltweiten Basiswerte für 2018¹⁷⁵ angenommen. Leider gibt es für Germanium in den U.S. Geological Survey Mineral

¹⁶⁸ Fraunhofer Institut, Kupfer statt Silber: Neuer Schub für die Solarzellenproduktion, 01.09.2022. Siehe: <https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2022/september-2022/kupfer-statt-silber-neuer-schub-fuer-solarzellen.html> - Zugriffen: 09.06.2025.

¹⁶⁹ USGS. Mineral Commodity Summaries 2024. S. 143

¹⁷⁰ DOE Solar 2022: 13-15.

¹⁷¹ DOE Solar 2022: 14.

¹⁷² Carrara et al. 2020: 33.

¹⁷³ Carrara et al. 2020: 45.

¹⁷⁴ Der Rest ist z.B. 3 % für a-Si, amorphes Silizium. Carrara et al. 2020: 35. Siehe auch: Wikipedia: <https://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle> - Zugriffen: 07.08.2024.

¹⁷⁵ Ich nehme hier als Basis die Zahlen auf S. 43 für den Verbrauch der Solarindustrie weltweit und nehme diese als Basis und berechne dann anhand der von Carrara et al. (2020) auf S. 45 angegebenen Steigerungen. Seltsam

Commodity Summaries (2024) keine gesicherten Informationen über Produktion und Reserven, der für 2018 angegebene 15 Tonnen Verbrauch für Solar würde 86 fach ansteigen bis 2050, d.h. auf 1290 Tonnen. Von der USGS wird für die USA derzeit ein Verbrauch von 30 Tonnen geschätzt.¹⁷⁶ In Wikipedia wird eine jährliche Produktion von 140 Tonnen angegeben.¹⁷⁷ Die von Carrara et al. (2022) geschätzte Menge Germanium würde somit nicht verfügbar sein. Germanium wurde für Gallium-Arsenid Solarzellen als Wafermaterial eingesetzt, aber offenkundig eben nur da¹⁷⁸, deshalb wird hier davon ausgegangen, dass Germaniumvorräte ebenfalls keinen Begrenzungsfaktor darstellen.

China hat Antimony, Gallium und Germanium Exporte in die USA stoppen lassen, Kontext ist die Auseinandersetzung zwischen China und den USA über die Exportkontrollen für fortgeschrittene Halbleiter durch die USA. Beim Germanium geht es aber offenbar nicht um Solar, sondern um Computerchips, die statt Silizium auf Gallium und Germanium beruhen, die schneller sind und von der U.S. Rüstungsindustrie genutzt werden. Graphitexporte wurden noch nicht gestoppt, aber offenbar von China näher beobachtet. Graphit wird in größeren Mengen für Elektroautos benutzt, 136 Pfund pro Auto und es wird für Elektroden in Batterien gebraucht.¹⁷⁹

Selenium würde von 117 Tonnen auf 4680 Tonnen steigen, bei 3600 Tonnen jährlicher Produktion und 95.000 Reserven.¹⁸⁰

Cadmium würde von 201 Tonne auf 8040 Tonnen steigen, bei 23.000 Produktion und genug Reserven, da es mit Zink gefunden wird.¹⁸¹

Gallium würde von 14 Tonnen auf 560 Tonnen steigen, die jährliche Produktion beträgt 610 Tonnen, man kann aber noch zwischen hoher Reinheit 320 Tonnen und weniger hoher Reinheit 1000 Tonnen, aus China, differenzieren. Gallium findet sich in Bauxit und Zink, es kann aber nur 10 % davon genutzt werden, in den weltweiten Bauxitressourcen finden sich ca. 1 Mill. Tonnen Gallium.¹⁸²

Indium wird hier mit 53 Tonnen als Basis angegeben * 40 sind 2120 Tonnen, die Produktion liegt bei 990 Tonnen, Daten für Reserven sind nicht verfügbar, Indium wird für die Beschichtung von elektronischem Material benutzt, die U.S. Geological Survey gibt an, dass für Indiumbeschichtungen von Solarzellen auch Ersatzmaterialien zur Verfügung stehen, etwa Carbon Nanotube-Beschichtungen.¹⁸³

Tellurium würde auf 224 Tonnen auf 8960 Tonnen steigen. Aus meiner Sicht ist die Präsenz von Tellurium allerdings den speziellen Cadmium Tellurium Solarzellen geschuldet, die vor allem in den USA eingesetzt werden.¹⁸⁴ Die Produktion von Tellurium betrug 2023 640 Tonnen.¹⁸⁵

ist, dass diese Basisdaten schon drei Szenaren vorsehen, LDS, MDS und HDS, letzteres ist das höchste Szenario. Es gibt also ein höchstes Szenario für den Verbrauch im Jahr 2018. Die Daten basieren auf dem Energy Technology Perspectives Report 2017 des IEA. Ich nehme zur Sicherheit immer den höchsten Wert.

¹⁷⁶ USGS. Mineral Commodity Summaries 2024: 80.

¹⁷⁷ Wikipedia: <https://de.wikipedia.org/wiki/Germanium> – Zugegriffen: 07.08.2024.

¹⁷⁸ Wikipedia: <https://de.wikipedia.org/wiki/Germanium> – Zugegriffen: 07.08.2024.

¹⁷⁹ Siehe: <https://www.csis.org/analysis/china-imposes-its-most-stringent-critical-minerals-export-restrictions-yet-amidst> - Zugegriffen: 04.12.2024.

¹⁸⁰ USGS. Mineral Commodity Summaries 2024: 159.

¹⁸¹ USGS. Mineral Commodity Summaries 2024: 53, Zink * 0,03 ist Cadmium, Zinkreserven gibt es offenbar 1,9 Mrd. Tonnen, siehe dort unter Zinc, S. 203.

¹⁸² USGS. Mineral Commodity Summaries 2024: 75.

¹⁸³ USGS. Mineral Commodity Summaries 2024: 91.

¹⁸⁴ DOE Solar 2022: 1.

¹⁸⁵ USGS. Mineral Commodity Summaries 2024: 179.

Kurz: Es scheinen jedenfalls für die derzeit dominierende Standard Silizium Solarzelle genug Rohstoffe auch für eine hohe Produktionssteigerung vorhanden zu sein. Germanium, Indium und Tellurium sind allerdings knapp. Silber ist ebenso sehr knapp, es sollte, dies gilt ab jetzt für alle Rohstoffe, recycelt werden, es kann aber durch Kupfer ersetzt werden.

Mit den 91.980 Terawattstunden in 25 Jahren bei einer Verdreifachung der Kapazität von Solar kommt man also weit.

Es fehlen aber noch 50.000 Terawattstunden, deshalb braucht man die Windkraft.

Mit einer 5 fachen Kapazitätserweiterung wären 153.300 Terawattstunden mit Solar möglich, wenn man Silber zu einem gewissen Zeitpunkt durch Kupfer ersetzt.¹⁸⁶ Dennoch ist es sinnvoll, wenn noch Offshore- und Onshorewind dazukommt. Windparks auf dem Land haben zudem den Vorteil, dass man drumherum problemlos Landwirtschaft betreiben kann, um Agri-Photovoltaik wird man allerdings nicht drumherum kommen, man gewöhnt sich besser jetzt schon daran.

Man kann nichts ausschließen, auch deshalb ist Solar eine gute Wahl. **In Deutschland wurde im ersten Quartal 2025 ein Einbruch der Windgeschwindigkeiten beobachtet, die Windgeschwindigkeiten lagen unter 5,5 Meter pro Sekunde.** Dies gab es zuvor nur zweimal seit Beginn der Messungen, Anfang der 1970er Jahre und 1963, Windpark Betreiber PNE aus Cuxhaven meldet weniger Umsätze, statt 31,4 im Vorjahr nun 27,0 Mill. Euro.¹⁸⁷

Windkraft

Windkraft an Land. Wie viel gibt es schon? Für 2023 wird die Windkraft an Land bzw. Onshore Kapazität auf **945 GW** geschätzt.¹⁸⁸ 2023 wurde 105,8 GW hinzugebaut. China baute 2023 69 GW Onshore Wind dazu, in den USA sind es 6,4 GW, Brasilien 4,8 GW, Deutschland 2,4 GW (bzw. 3 GW¹⁸⁹) und Indien 2,8 GW.¹⁹⁰

Offshore Windenergie. Die Offshore Windenergie hat 2023 eine Kapazität von **75,2 GW** erreicht.¹⁹¹ 2023 wurde 10,8 GW hinzugebaut (Höhepunkt des Zubaus in 2021 21,1 GW).¹⁹²

Kurzum: Im Jahr 2023 wurde weltweit (!) ,nur‘ 116,6 GW pro Jahr hinzugebaut. Diesen Wind-Zubau müsste man also 10 Jahre wiederholen, um auf das Niveau der - jährlichen - Produktionskapazität von

¹⁸⁶ Fraunhofer Institut, Kupfer statt Silber: Neuer Schub für die Solarzellenproduktion, 01.09.2022. Siehe: <https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2022/september-2022/kupfer-statt-silber-neuer-schub-fuer-solarzellen.html> - Zugriffen: 09.06.2025.

¹⁸⁷ Siehe: <https://www.nius.de/energie/news/extrem-wenig-energie-windkraft-erlebt-dramatischen-einbruch/ab73c06b-34c3-4595-abad-667e9356d9ff> - Zugriffen: 21.05.2025.

¹⁸⁸ Global Wind Report 2024: 139.

¹⁸⁹ BMWK Monitoringbericht 2024: 8.

¹⁹⁰ Global Wind Report 2024: 139.

¹⁹¹ Global Wind Report 2024: 141.

¹⁹² In China wurde 6,3 GW hinzugefügt, nun liegt China bei 38 GW (3,7 GW als alle Anlagen in Europa). Europa hat 3,8 GW neu gebaut, aus 11 Windparks. In den Niederlanden ging Hollandse Kust Noord (760 MW) und Zuid 1-4 (1,5 GW) ans Netz. In England wurde 833 MW neu installiert, die letzten Anlagen von Seagreen (1,1 GW) und die letzten 13 MW des 1,2 GW Windparks Doggerbank. In Frankreich wurden 360 MW neu angeschlossen, in Deutschland wurde an der Ostsee Arcadis Ost 1 mit 27 Vestas V174-9,5 MW Offshore Windkraftanlagen (256 MW) angeschlossen. Global Wind Report 2024: 141.

1000 GW der Solarindustrie zu kommen - hinsichtlich der reinen Leistung – nicht Jahresleistung – im Sinne eines ersten oberflächlichen Vergleichs. Windkraft hat nämlich den Vorteil, dass der Kapazitätsfaktor bzw. Wirkungsgrad höher ist. Dies macht es allerdings nicht wett:

Insgesamt wurde weltweit ungefähr **1000 GW Windenergie installiert (Offshore und Onshore)**, dies hat zu **2400 Terawattstunden** jährlicher Stromerzeugung geführt, in einem Bericht wird ein insgesamter Kapazitätsfaktor von 26 % angegeben, für Onshore und Offshore gemeinsam, wobei Offshore höhere Werte hat (Zahlen für 2023).¹⁹³ Im Bereich erneuerbarer Energien erzeugt Offshore- und Onshore-Windkraft im Moment zusammen mehr Strom als Solar (Solar: 1700 TWh, Wind: 2400 TWh).

2400 Terawattstunden umgerechnet sind ,nur' 400 Hohe See / Albatros Offshore Windparks (mit 34.800 Windkraftanlagen) oder 4000 Tarfaya Landwindparks (mit 524.000 Windkraftanlagen) oder 8000 Werder Kessen Landwindparks (224.000 Windkraftanlagen, 15 mal 7,5 MW und 13 mal 2,3 MW), das ist das, was wir im Moment weltweit an Windenergie haben.

Im Bereich Onshore-Windenergie wurde im Jahr 2023 nur 105,8 GW und im Bereich Offshore nur 10,8 GW hinzugebaut wurde, aber im Jahr 2021 erreichte Offshore einmalig 21,1 GW.¹⁹⁴ Die Produktionskapazität beträgt also – sicher – 116,6 GW pro Jahr bzw. vereinfacht ca. 120 GW pro Jahr, in der Realität wahrscheinlich mehr, aber nicht viel mehr.

Wie viele Terawattstunden schafft man mit 120 GW? $120 \text{ GW} * 8760 = 1.051.200 * 0,26$ (Kapazitätsfaktor, als Zwischenwert zwischen Landwind und Offshore, siehe oben) = 273.312 GW, das sind pro Jahre **273 Terawattstunden**.

Zum Vergleich: Wie viele Terawattstunden schafft man mit 1000 GW Solar, das sind, siehe oben, pro Jahr **1226 Terawattstunden**. Zur Erinnerung und zum Vergleich mit Wind, was schaffen wir mit der jetzt vorhandenen Produktionskapazität mit Solar und jetzt noch mit Wind?:

Dies sind für Solar gerechnet in 25 Jahren Zubau: **30.650 Terawatt**.
Dies sind für Wind gerechnet für 25 Jahre Zubau: nur 6825 Terawattstunden.

Beides zusammen wären 37.475 Terawatt ... mit den derzeit verfügbaren Solar- und Windkapazitäten und einem jährlichen Zubau von 1000 GW Solar und 120 GW Wind könnte man also ca. **40.000 Terawatt erneuerbare Energien bis 2050 erreichen**, damit könnte man immerhin die Energiewende etwas in Schwung bringen, kleinere Länder könnten die Energiewende ganz schaffen, aber die großen Länder könnten z.B. ihren Stromverbrauch nicht um * 3 oder * 4 oder * 6 erhöhen.

Auch für den Strom für die Elektrolyseure für den Wasserstoff würde dies nicht reichen, siehe auch die Berechnung gleich unten für Deutschland, in Deutschland tendiert der Stromverbrauch zu * 6 (von heute 548 Terawattstunden zu 3000 Terawattstunden nach der Energiewende).

Wenn es um den gesamten weltweiten Energieverbrauch geht, um **150.000 Terawattstunden**, und man 100.000 Terawattstunden für Solar und 50.000 für Wind einplant, dann müssen vom Windbereich 50.000 Terawattstunden in 25 Jahren erreicht werden, sonst muss Solar alles selbst machen. Mit nur 6825 Terawattstunden in 25 Jahren bei der derzeitigen Ausbaugeschwindigkeit und Kapazität kann Wind in Bezug auf die ‚höchste‘ Dimension der Energiewende nicht helfen.

¹⁹³ Global Wind Report 2024: 54.

¹⁹⁴ Global Wind Report 2024: 141.

Im Global Wind Report (2024) ist ebenfalls davon die Rede, dass ein starker Ausbau der Produktionskapazität nötig ist, Referenz ist hier das Versprechen auf der COP28 Konferenz, dass die erneuerbaren Energien * 3 bis 2030 ausgebaut werden sollen, gewünscht wird sich eine Kapazitätsausbau der Windenergie auf 2000 GW im Jahr 2030.¹⁹⁵

Wie weit würde man mit einer ungefähr verzehnfachten Produktion (Onshore und Offshore zusammen) kommen, mit dem Kapazitätsfaktor 0,26 (Onshore und Offshore zusammen) gerechnet?

$1000 \text{ GW} * 8760 = 8.760.000 * 0,26 = 2.227.600 \text{ GWh}$, das sind **2227 Terawattstunden**. Dies sind in 25 Jahren **56.940 Terawattstunden**.

Mit einer Verzehnfachung der Produktion auf 1000 GW pro Jahr würde es also gehen. So könnte man sich dies aufgeteilt in Solar, und Wind an Land und Offshore konkret vorstellen:

Zur Erinnerung: Solar: 100.000 Terawattstunden = 50.000 mal der Solarpark Benban oder 1,6 Mill. mal Flughafen Barth.

Wind: 50.000 Terawattstunden, aufgeteilt in:

Landwind: 40.000 Terawattstunden = 66.666 Landwindparks Tarfaya mit 131 kleineren Windkraftanlagen Siemens Energy 2,3 MW. Das sind 66.666 Landwindparks * 131 Windkraftanlagen = **8.733.248 Windkraftanlagen Land**. / 25 = **349.319 Windkraftanlagen pro Jahr**, verteilt auf 20 Industrieländer = jedes Land müsste *13.972 Windkraftanlagen pro Jahr produzieren*. Wenn man Windkraftanlagen höherer Kapazität nimmt, auch bei Landwind gibt es mittlerweile große 7 MW und sogar 10 MW Anlagen, dann würde sich die Anzahl zu bauender Anlagen verringern, sich aber der Aufwand für den Bau einer Anlage erhöhen. Bei 7 MW Leistung pro Landwindanlage wären es **2.911.082 Windkraftanlagen Land** / 25 = **120.000 pro Jahr**, verteilt auf 20 Industrieländer, jeder müsste nur noch *6000 Windkraftanlagen pro Jahr* bauen, das müsste doch irgendwie gehen ... !!!!!!!)

Oder 133.333 mal den Landwindpark Werder/Kessin, mit 28 Windrädern (Mix zwischen 15 7,5 MW und 13 2,3 MW), das sind 3.733.324 Windräder. Das sind / 25 Jahre = 149.332 / 20 Länder: *7466 Windkraftanlagen pro Jahr*.

Offshore Wind: 10.000 Terawattstunden = 4000 mal Hohe See / Albatros mit 87 Windkraftanlagen Siemens Gamesa 7,35 MW. Das sind 4000 Offshore Windparks * 87 Offshore-Windkraftanlagen = **348.000 Offshore-Windkraftanlagen** / 25 = **13,920 pro Jahr**, verteilt auf 20 Industrieländer, jeder müsste *696 Offshore-Windräder pro Jahr* bauen. In Windparks gerechnet: 4000 Offshore Windparks durch 25 = jedes Land müsste jedes Jahr 160 Offshore Windparks von Typ Hohe See / Albatros anlegen.

Bei Offshore-Wind erscheint dies selbst nach der Aufteilung auf 20 Länder äußerst schwer erreichbar, vor allem wenn man bedenkt, dass man die Konverterplattformen und die Installationsschiffe braucht. Deshalb sollte man eher in Richtung standardisierter Landwindkraftanlagen denken.

Aber auch das wird nicht einfach:

Die Kapazität muss erhöht werden:

¹⁹⁵ Global Wind Report 2024: 3.

Landwind. In den USA besteht eine Landwind Kapazität von 10 GW und 4000 Windkraftanlagen pro Jahr, möglich seien 5000 – 6000 Anlagen pro Jahr.¹⁹⁶ Die USA als ein Land kommt an die Zahlen oben also schonmal heran, die 19 anderen Ländern müssten allerdings auch dieses Niveau erreichen.

Offshore-Wind. Bei Offshore-Wind sieht es nicht so gut aus: Dominion Energy baut gerade ein (einziges) Spezialschiff für die Installation von Offshore Windkraftanlagen für den U.S.-Markt in Texas.¹⁹⁷ Die Deutsche Gesellschaft für Luft und Raumfahrt (DLR) hat mit einem KI-Programm herausgefunden, wie viele Offshore-Windkraftanlagen (nicht Windparks) weltweit bestehen, dies sind im Jahr 2022: 8885. Im Jahr 2016 gab es 3617.¹⁹⁸ **D.h. in 5 Jahren wurden weltweit (nur!) 5268 einzelne Offshore-Windkraftanlagen gebaut, vereinfacht: 5000.** 5000 Offshore-Windkraftanlagen in 5 Jahren, das sind = 1000 Anlagen in 1 Jahr, in der ganzen Welt, wir müssen aber weltweit auf 13.900 einzelne Offshore-Windkraftanlagen pro Jahr kommen, oder verteilt auf 20 Industrieländer auf 696 Offshore-Windkraftanlagen pro Jahr.

In Deutschland wurde 2024 ein Bruttozubau von 635 Windrädern an Land in Deutschland gemeldet, 2400 Windräder seien genehmigt.¹⁹⁹ Will Deutschland 1000 TWh aus Landwind erzeugen, dann braucht man 3333 mal Werder/Kessin mit 28 Windrädern, bis 2050 93.324 Windräder / 25 Jahre = 3732 pro Jahr. Also, wie schon oben gesagt, 2400 Windräder im Jahren wären eine gute Zahl, da käme man mit weiter, aber nicht mit 635 Windrädern, dass ist 17 % des Zubaus, den wir erreichen müssen, wenn Landwind einen merklichen Beitrag zur deutschen Energiewende leisten soll. Wo die anderen 2000 TWh dann herkommen sollen, dass muss man dann auch noch sehen.

Die international größten 10 Windkrafthersteller im Jahr 2021 sind: Für General Electric Wind wird 2020 die Zahl von 13,53 GW installierter Windkraftanlagen berichtet, dies sei international Platz 1 der Windkrafthersteller, danach kommt Goldwind 13,06 GW (China), dann Vestas 12,4 GW, Envision 10,35 GW (China), Siemens-Gamesa, 7,65 GW, Mingyang Smart Energy 5,64 GW (China), Shanghai Electric Wind Power Group 4,77 (China), Zhejiang Windey 3,98 (China), CRRC 3,84 (China), Sany 3,72 (China).²⁰⁰ Das sind insgesamt On- und Offshore (ohne die Nachkommastellen) eine Kapazität von 60 GW ... gut dass es noch weitere Hersteller gibt ... oben wurde für heute eine Produktionskapazität von 120 GW geschätzt, wünschenswert ist 2000 GW.

Reichen dafür die Rohstoffe?

In der Presse gibt es immer wieder Artikel, die den Windkraftausbau anzweifeln, manchmal mit dem Argument, dass der Eiffelturm 7300 Tonnen Stahl enthält.²⁰¹ Die Windkraftanlagen brauchen

¹⁹⁶ DOE Wind 2022: 12.

¹⁹⁷ DOE Wind 2022: 26.

¹⁹⁸ Siehe: <https://www.dlr.de/de/aktuelles/nachrichten/daten-und-fakten/offshore-windenergie-anlagenzahl-kapazitaet-ausblick> - Zugegriffen: 25.07.2024.

¹⁹⁹ Hanna Decker. Sechs Windräder jeden Tag. FAZ, 15.01.2025. Siehe auch: <https://www.windenergie.de/presse/pressemitteilungen/detail/2024-windenergie-rekordjahr-bei-zuschlaegen-und-genehmigungen/> - Zugegriffen: 16.01.2025.

²⁰⁰ Siehe Ingenieur. Windkraft: Das sind die größten Windkrafthersteller der Welt, 18.10.2021: <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/das-9-groessten-windradhersteller-welt/> - Zugegriffen: 30.05.2025.

²⁰¹ Thiemo Bräutigam. Wann bauen wir das letzte Windrad. Wirtschaftswoche, 08.11.2023. In diesem recht alten Artikel, der auf eine logischerweise auch ältere Studie hinweist, geht es um 3,2 Mrd. Tonnen Stahl, 310 Millionen Tonnen Aluminium und 40 Millionen Tonne Kupfer, das ist eine ähnliche Dimension, die ich oben in der Tabelle habe, siehe: <https://www.wiwo.de/technologie/green/knappe-rohstoffe-wann-bauen-wir-das->

allerdings nicht so viel Stahl, ¼ davon, siehe gleich unten. Zur Vereinfachung rechne ich hier nur die großen Windkraftanlagen aus und nehme Onshore und Offshore zusammen.

Der Windkrafthersteller Vestas gibt Materialmengen auf seiner Webseite an, hier wir die momentan größte Turbine, V172-7,2 MW, zugrunde gelegt (ohne Zement, für die seltenen Erden in den Magneten siehe gleich):

Gewicht 928 Tonnen, davon 87,6 % Stahl und Eisen = 813 Tonnen; Aluminium und weitere Metalllegierungen, 1,1 % = 10,2 Tonnen; Kupfer 0,6 % = 5,5 Tonnen; Polymermaterialien / Kunststoffe 4,2 % = 39 Tonnen; Glasfaser 5,2 % = 52,8 Tonnen; Elektronik 0,5 % = 4,6; Klebstoffe, sonstige Flüssigkeiten 0,3 % = 2,7 Tonnen; sonstiges 0,1 %.²⁰²

50.000 Terawattstunden benötigen 2.911.082 große Windkraftanlagen Land und 348.000 Offshore-Windkraftanlagen = 3.259.082 – vereinfacht: 3,3 Millionen:

	Vestas V172-7,2 MW	Mal 3,3 Mill	Jahresproduktion
Stahl und Eisen	813 t	2.682.900.000 t	1.850.000.000 t (2022) ²⁰³
Aluminium u. andere Metalllegierungen	10,2 t	33.660.000 t	180.000.000 t (2022) ²⁰⁴ 79.000.000 (2023) ²⁰⁵
Kupfer	5,5 t (Kupfer Offshore ggf. 20 t) ²⁰⁶	18.150.000 t (66.000.000 t)	27.000.000 t ²⁰⁷
Polymere	39 t	128.700.000 t	-
Glasfaser	52,8 t	174.240.000 t	-
Elektronik	4,6 t	15.180.000 t	-
Klebstoffe	2,7 t	8.910.000 t	-

[letzte-windrad/13547618.html](https://www.letzte-windrad/13547618.html) - Zugriffen: 07.08.2024. Siehe zum oben angegebenen Gewicht des Eiffelturm Wikipedia <https://de.wikipedia.org/wiki/Eiffelturm> - Zugriffen: 07.08.2024.

²⁰² Siehe: https://www.vestas.com/content/dam/vestas-com/global/en/sustainability/environment/2024_04_Material-Use-Brochure_Vestas.pdf.coredownload.inline.pdf - Zugriffen: 07.08.2024.

²⁰³ Zahlen von Wirtschaftsvereinigung Stahl: <https://www.stahl-online.de/startseite/stahl-in-deutschland/zahlen-und-fakten/> - Zugriffen: 07.08.2024. USGS für 2023: Eisen 1.300.000.000 und Stahl 1.900.000.000 werden angegeben in: USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 95..

²⁰⁴ Zahlen von Wirtschaftsvereinigung Stahl: <https://www.stahl-online.de/startseite/stahl-in-deutschland/zahlen-und-fakten/> - Zugriffen: 07.08.2024.

²⁰⁵ Year End Capacity 2023. USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 33.

²⁰⁶ In Wissenschaftliche Dienste, Ressourcebedarf für den Ausbau der Windenergie an Land, WD 5- 3000 – 070/23, 2023, wird auch der Materialverbrauch von Windrädern thematisiert, aber mit Daten von 200, 2022 und 2013. Die Daten sind grob vergleichbar mit den Daten oben. Kupfer wird 3,1 t für den Generator Onshore, 11 t Offshore angegeben, 2,4 t für den Transformator Onshore und 7,8 t für den Transformator Offshore und für Installationen im Tower 1,3 für beide angegeben. Für Kupfer Offshore wären das 20,1 Tonnen. Siehe: <https://www.bundestag.de/resource/blob/968860/8b7ca0fc7f267dd898de304b643c4f5d/WD-5-070-23-pdf-data.pdf> - Zugriffen: 08.08.2024.

²⁰⁷ USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 65. Siehe auch: https://de.wikipedia.org/wiki/Kupfer/Tabellen_und_Grafiken - Zugriffen: 03.11.2023.

Die weltweite Eisenerzförderung beträgt (2023) 2.500.000.000 t bzw. 2,5 Mrd. Tonnen. Der Eisengehalt davon beträgt 1.500.000.000 t bzw. 1,5 Mrd. Tonnen.²⁰⁸ Die Reserven betragen bei Eisenerzvorräten 800 Mrd. Tonnen Eisenerz, das enthält 230 Mrd. Tonnen Eisen.²⁰⁹

Die identifizierten weltweiten Vorräte von Kupfer werden auf 2,1 Mrd. t, geschätzt, d.h. 2.100.000.000 t, insgesamt verfügbar sind ggf. sogar 3,5 Mrd. t.²¹⁰ Glück ist, dass wir offenkundig genug Kupfer haben für die ganzen Kabel etc. für die Energiewende (die Überlandleitungen sind aus Aluminium, auch Glück). Man könnte mit 2,1 Mrd. Tonnen 115 mal 3,3 Mill. Windkraftanlagen an Land bauen (das wären 381 Mill. Windkraftanlagen Land). Allerdings ist es so, dass Kupfer für alle möglichen Anwendungen durch die Energiewende vermehrt gebraucht wird. Es gibt durchaus auch besorgte Kommentare in diesem Bereich, siehe hier.²¹¹ Die Freileitungen sind aus Aluminium, Erdkabel aus Kupfer.²¹² 16,6 %, das sind 4,1 Mill. Tonnen Kupfer stammt aus dem Recycling oder Produktionsabfällen und wird wieder verarbeitet und auch international gehandelt. Es kann dann zu Knappheiten kommen, wenn der Ausbau der Minen nicht mit der steigenden Nachfrage mitkommt. Derzeit gibt es aber offenbar genug Minenerweiterungen, sodass die steigende Nachfrage gedeckt werden kann, siehe die Listen der Bergwerksprojekte in dieser Publikation (2025 könnten optimistisch 29,1 Mill. Tonnen im Angebot sein, und ein Überschuss von 1,4 Mill. Tonnen bestehen).²¹³ Siehe Prognosen für eine steigende Nachfrage auch: IEA. Global Critical Minerals Outlook 2024.²¹⁴ Zur Not ist im Tiefseebergbau in den Manganknollen noch Kupfer, Nickel, Kobalt und Zink enthalten. Die Internationale Meeresbehörde (IMB), die durch das internationale Seerechtsübereinkommen (SRÜ) gegründet wurde, hat dazu 19 Explorationsaufträge akzeptiert, aber noch keinen Abbauauftrag.²¹⁵

Bauxit für Aluminium ist zwischen 55 und 75 Mrd. Tonnen vorhanden, es reicht noch sehr lange.²¹⁶ Für Glasfaser und Kunststoffe sind die Ölvorräte zuständig, derzeit gibt es noch genug Öl, es reicht für 51 Jahre.²¹⁷ Offshore hat einen etwas größeren Bedarf an Stahl und auch Kupfer. Für Offshore Windkraftanlage braucht man ca. 20 Tonnen Kupfer (Landwind: 6,3 Tonnen) Eisen und Stahl Offshore

²⁰⁸ Eisenerzvorräte liegen bei 800 Mrd. Tonnen Eisenerz, das enthält 230 Mrd. Tonnen Eisen. USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 101. Reserven scheint es 170.000 Mill. t zu geben bzw. 170 Mrd. Tonnen und Reserven mit weniger Eisengehalt gibt es 80.000 Mill. t bzw. 80 Mrd. Tonnen. Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_gr%C3%B6%C3%9Ften_Eisenerzf%C3%B6rderer – Zugriffen: 03.11.2023.

²⁰⁹ USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 101.

²¹⁰ USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 65. Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Kupfer/Tabellen_und_Grafiken - Zugriffen: 03.11.2023.

²¹¹ Siehe: Andres Garcia Higuera. European Parliamentary Research Service, October 2024: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2024/762870/EPRS_ATA\(2024\)762870_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2024/762870/EPRS_ATA(2024)762870_EN.pdf) – Zugriffen: 10.12.2024.

²¹² Siehe: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Infomaterial/BroschuereFreileitungen.pdf?__blob=publicationFile – Zugriffen: 10.12.2024. Siehe Wikipedia: <https://de.wikipedia.org/wiki/Leiterseil> - Zugriffen: 10.12.2024. Siehe: <https://witthinrich.com/de/NFA2XVPEisoliertegebndelteFreileitung> - Zugriffen: 10.12.2024.

²¹³ Siehe zu diesem ganzen Absatz S. 9-49: Ulrike Dorner. DERA Rohstoffinformationen. Rohstoffrisikobewertung Kupfer. 2020: https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-45.html - Zugriffen: 10.12.2024.

²¹⁴ Siehe: <https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2024> - Zugriffen: 10.12.2024.

²¹⁵ Siehe Umweltbundesamt. Bergbau am Tiefseeboden, 18.08.2021. In: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/meere/nutzung-belastungen/tiefseebergbau-andere-nutzungsarten-der-tiefsee> - Zugriffen: 10.12.2024.

²¹⁶ USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 33.

²¹⁷ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Erd%C3%B6l> - https://de.wikipedia.org/wiki/Erd%C3%B6l/Tabellen_und_Grafiken - Zugriffen: 07.08.2024.

sind 1774 Tonnen, Landwind teils 318 Tonnen.²¹⁸ Eine Offshore Windanlage enthält somit nicht so viel Stahl wie der Eiffelturm, sondern nur 24 % bzw. ¼ davon! (1774 / 7300 = 0,24 ...) Die Vorräte einfacher Materialien reichen also.

Nun zu den seltenen Erden. Im Windkraftbereich werden nahezu überall Neodym-Magnete (neodymium-iron-boron magnets NdFeB)²¹⁹ mit eingesetzt, die aus Neodymium, Praseodymium, Dysprosium (wohl weniger in letzter Zeit) und Terbium zusammengesetzt sind und mit Stahl und Bor zusammengemischt gesintert werden (ein Staubgemisch wird bei hohen Temperaturen von 1000-1100 Grad zusammengebacken, nicht geschmolzen).²²⁰

Wenn 2050 weltweit 237.700 Tonnen Neodymium, Praseodymium und Dysprosium für Magneten für Windkraftanlagen, 266.000 Tonnen für E-Autos und insgesamt 753.000 Tonnen (noch für Industriemotoren, E-Fahrräder, Motoren in Werkzeugen aus dem Baumarkt etc.) gebraucht werden würden²²¹, dann wird es bei einer derzeitigen Produktion von 350.000 Tonnen seltene Erden insgesamt²²², klar erkennbar eine Knappheit geben. Dagegen spricht wieder, dass die Reserven von Seltenen Erden in China 44.000.000 Tonnen und weltweit 110.000.000 Tonnen betragen.²²³ Bei einer Nachfrage von 753.000 Tonnen jährlich im Jahr 2050 reichen die Reserven in China immerhin für 58 Jahre.²²⁴ Bei einer Knappheit gibt es die Möglichkeit sich auf einfachere Windanlagen für das Land zu konzentrieren mit konventionellen Eisen-Permanentmagneten ohne seltene Erden.²²⁵

Hier wird ein Versuch gemacht, dies mit weiteren Informationen noch einmal direkt für Windkraftanlagen zu rechnen:

Carrara et al. 2020 geben für eine 7 MW Direct-Drive Permanent Magnet Synchronous Generator Anlage an (in Tonnen): Beton / Zement: 1699 t; Stahl 835 t; Polymere 32 t; Gasfaser/Carbon 56 t; Aluminium 3,4 t; Boron, 0,04 t (40 kg), Chrom 3,7 t; Kupfer 20,9 t; Dysprosium 0,11 t (110 kg); Mangan 5,5 t; Molybdenum 0,76 t; Neodymium 1,25 t; Nickel 1,67 t, Praseodymium, 0,24 (240 kg); Terbium 0,04 (40 kg), Zink 38,4 t (Rostschutz für Offshore Anlagen, ‚Verzinkung‘).²²⁶

Für 50.000 GW gerechnet sind dies, nur für die seltenen Erden: Dysprosium 850.000 t (/25 = 34.000), Neodym 9.000.000 t (/25 = 360.000 t), Praseodymium 1.750.000 t (/25 = 70.000 t), Terbium 350.000 t (/25 = 14.000).

²¹⁸ Wissenschaftliche Dienste Bundestag 2023: 24.

²¹⁹ Die gesinterten Magnete bestehen 30 % aus seltenen Erden (Nd, Pr, Dy und kleine Mengen von Co, Al, Tb und Ho), 69 % aus einem speziellen karbonarmen Stahl und 1 % aus Boron. Ebenso wird manchmal Copper, cobalt, niobium und cerium benutzt. BOE Magnets 2022: 4.

²²⁰ DOE Magnete 2022: 1-5.

²²¹ Zahlen aus Table 9 in DOE Magneten 2022: 31.

²²² USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 145.

²²³ USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 145.

²²⁴ Nachfrage für 2050 aus einem Szenario in DOE Magnete 2022: 31.

²²⁵ Ausführlich zu unterschiedlichen Aufbaumöglichkeiten bei Windenergieanlagen und zur Frage der einfachen Magnete, die schon mehrfach diskutiert wurde, u.a. auch von der Weltbank 2017, siehe: Carrara et al. 2020: 17. Carrara S., Alves Dias P., Plazzotta B. and Pavel C., Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system, Publication Office of the European Union, Luxembourg, 2020, URL: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC119941> - Zugegriffen: 04.04.2024.

²²⁶ Dies wurde hier einmal für eine 7MW Anlage und für 50.000 GW umgerechnet, nur die Werte für DD-PMSG. Carrara et al. 2020: 21. Carrara et al. geben an anderer Stelle (2020, S. 13), an, dass ein Magnet von 4 Tonnen 28,5 % Neodym, 4,4 % Dysprosium, 1 % Boron, 66 % Eisen enthält.

Für Dysprosium, Praseodymium und Terbium scheint es zu reichen, bei Neodym geht der jährliche Bedarf von 360.000 Tonne über gesamte derzeitige Produktion der Seltenen Erden von 300.000 Tonnen hinaus (die in USGS nicht aufgesplittet in Nd, Pr, Dy, Tr wird). Das klappt nicht, die Produktion muss erhöht werden!

Die Reserven von Seltenen Erden in China von 44.000.000 Tonnen und weltweit 110.000.000 Tonnen scheinen aber insgesamt hoch genug zu sein und hunderte Jahre lang reichen.²²⁷ Gielen/Lyons (2022) schließen deshalb, dass einfach mehr Minen entstehen müssen: „The key to scarcity is therefore not reserve levels, but the development of new mining capacity.“²²⁸ Sie geben direkt die Neodym Reserven an, mit 8.000.000 Tonnen²²⁹, das wäre genauso viel Neodym, wie man für den Windkraftausbau von 50.000 GW braucht.

Die Neodym-Magnete sind deshalb so begehrt, weil sie bei Temperaturen über Grad bis ca. 220 Grad ihr Magnetfeld stabil halten und dabei mehr Leistung bringen.²³⁰ Dazu kommt, dass eine Windenergieanlage mit Direct Drive ohne Getriebe auskommen und Getriebe wartungsaufwendig sind. China hält am Markt der Neodym-Magnete einen Anteil von 92 %, für die restlichen 8 % kommt Japan auf.²³¹ Neodym-Magnete können auch verschweißt werden, aber 93 % des Marktes sind gesinterte Magnete.²³² Problem ist nun, dass Neodym-Magnete, in unterschiedlichen Qualitätsstufen nahezu überall drin sind, von Vibrationsanlagenmotoren in Handys, bis zu kleinen Motoren für alle mögliche Anwendungen, darunter für Werkzeuge aus dem Baumarkt, in Lautsprechern, für E-Fahrräder, E-Scooter, dann für Motoren für E-Autos und diverse Motoren mit hoher Leistung u.a. für das Militär, für sonstige Turbinen etc.²³³

Es werden, siehe zu diesem Abschnitt Gielen/Lyons (2022), von der U.S. Geological Survey weltweit 799 Lagerstätten für Seltene Erden angenommen, mehrere davon werden derzeit entwickelt. Große Lagerstätten in Grönland wurden aus Umweltgründen vorerst nicht erschlossen. China hält nicht alle Lagerstätten und verfügt deshalb über 55 % der Produktionskapazität, aber es verarbeitet die Rohstoffe weiter, auch aus U.S. amerikanischen Minen²³⁴, dabei kommt es auf 85 % des Output.²³⁵ Ein großer Teil der chinesischen Produktion und 32 % der Weltproduktion der Seltenen Erden findet in der Mine in Bayan Obo in der chinesischen Provinz der Inneren Mongolei statt, dort finden sich Seltene Erden in Bastnaesite und Monazite (sowie Niobium und Eisenoxid) und die Seltenen Erden sind dort teils mit radioaktivem Thorium verbunden, welches separiert werden muss.²³⁶ Dazu kommt, dass China über viel Dysprosium und Terbium (die sog. schweren seltenen Erden HRE) verfügt, welches aus Südchina und der Kachin und Shan Provinz aus Myanmar stammt, die über einen

²²⁷ USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 145. Von 500 Jahren sprechen Gielen/Lyons 2022: 21.

²²⁸ Gielen/Lyons 2022: 21.

²²⁹ Gielen/Lyons 2022: 21.

²³⁰ DOE Magnets 2022: 2, siehe für die unterschiedlichen Qualitätsstufen und Temperaturstufen der Magnete und der Kürzel, S. 15.

²³¹ DOE Magnets 2022: ix.

²³² DOE Magnets 2022: 2.

²³³ Die Anteile der Magneten teils sich auf, für 2020, in: Windenergie: 14 %; E-Autos: 6 %; Consumer Electronics u.a. Handys: 29 %; Industriemotoren 30 %; Direct-Drive Motoren in weiteren Fahrzeugen (Züge): 8 %; E-Fahrräder 5 %, geschweißte Magneten 7 %, siehe: DOE 2022: 17.

²³⁴ Etwa von den Firmen MP Materials and Chemours. DOE Magnets 2022: 2. Siehe: <https://mpmaterials.com/> und <https://www.chemours.de/>

²³⁵ Gielen/Lyons 2022: 24. Im Jahr 2010 waren es noch 92 % Produktionskapazität, also haben die in den letzten 14 Jahren eröffneten Minen einen klaren Unterschied gemacht. Gielen/Lyons 2022: 36.

²³⁶ Gielen/Lyons 2022: 21, 30-32. Das Thorium wird weiterverarbeitet und China möchte 2030 eine Thorium Atomreaktor bauen. Gielen/Lyons 2022: 30.

speziellen Ton (ionic clay) verfügen.²³⁷ In einem frühen Artikel von 2013 wird geschätzt, dass es bis 2020 zu Dysprosium Knappheiten kommen kann, bis 2050 aber genug vorhanden sein wird, wenn neue Minenprojekte eröffnet werden und wenn Recycling etabliert wurde.²³⁸

Im Bereich Seltene Erden hat China Produktionsquoten etabliert und die meisten der bestehenden Firmen in eine Firma, die China Rare Earth Group zusammengefasst, die 70 % der Produktion kontrolliert und Preise festlegen kann.²³⁹

Seit zwei Jahren hat China für den Export von Gallium und Germanium strengere Auflagen erlassen. Anfang April 2025 verhängte China als Reaktion auf die hohen Zölle von U.S. Präsident Trump einen Ausfuhrstopp von Seltenen Erden, Dysprosium, Terbium und Neodym, nun wurden die Lieferungen zögerlich wieder aufgenommen, es gibt aber wohl noch Exportkontrollen. Am 5. Juni 2025 wird in einem FAZ-Artikel geschrieben, dass viele Unternehmen nur noch Vorräte für einige Wochen oder Monate haben und es im Juli weltweit Schwierigkeiten geben wird. Da China nicht über alle Ressourcen, aber über die Weiterverarbeitung verfügt, wird vorgeschlagen, auch in Deutschland eine Weiterverarbeitung aufzubauen.²⁴⁰

Weltweit gibt es unterschiedliche Minenpreise: Bayan Obo und die U.S. Mine Montain Pass von MP Materials hat schlechtere Qualität und geringere Preise, Dubbo in Australien und Nechalacho in Canada gute Qualität und hohe Preise.²⁴¹ Weiterhin gibt es die Lynas's Mount Weld Mine in Australien, in der Carbonatite gefunden werden, und damit nur die leichten seltenen Erden Neodym und Praseodymium.²⁴² Problematisch ist die Übergangssituation im Moment, in der es noch nicht zu einem starken Nachfrageanstieg gekommen ist. Die Preise sind angestiegen, auf 69,90 US\$ pro kg, aber noch nicht extrem stark. Eigentlich müsste es möglich sein, zu diesen Preisen auch außerhalb Chinas eine profitable neue Produktion zu eröffnen, außer für Dysprosium, hier müsste der Preis auf 100 US\$ pro kg steigen.²⁴³

Das Herstellen von Seltenen Erden ist ein schwieriger Prozess: Dieser Prozess findet derzeit zu 90 % in China statt (bei Dysprosium und Terbium zu 100 %), nur einige japanische Firmen und eine malaysische Firma haben ebenso diese Fähigkeit.²⁴⁴ In Schritt 1 findet das Auswaschen der Seltenen Erden in hunderten von Becken statt und muss viele Male wiederholt werden, mal mit Salzsäure, mit Schwefelsäure, Natriumchlorid, Behandlung mit heißem Natriumhydroxid (Natron), heißem Kalziumchlorid und Kalziumkarbonat, Wässern in Ammoniumsulfat und teilweise müssen radioaktive Elemente abgetrennt werden.²⁴⁵ Dadurch entsteht erst einmal ein Konzentrat, in dem viele Seltene

²³⁷ Gielen/Lyons 2022: 21, DOE Magnete 2022: 5. Siehe hier für Minenprojekte, der Staat in Canada und Australien unterstützt einige Projekte, S. 27.

²³⁸ Honderdaal et al. Can a dysprosium shortage threaten green energy technologies? In: Energy, Vol. 49, January 2013, S. 344-355.

²³⁹ Gielen/Lyons 2022: 35.

²⁴⁰ Sven Astheimer, Gustav Theile, Julia Löhr, Stephan Finsterbusch. Der deutschen Industrie gehen die seltenen Erden aus. FAZ, 05.06.2025.

²⁴¹ Gielen/Lyons 2022: 33.

²⁴² DOE Magnets 2022: 5. Das Material der Mount Weld Mine wird in Malaysia separiert, das Material aus den USA, Myanmar und Madagascar wird in China separiert. DOE Magnets 2022: 10.

²⁴³ Gielen/Lyons 2022: 33-34.

²⁴⁴ Gielen/Lyons 2022: 29. Siehe zu Malaysia, die das Material der Mount Weld Mine aus Australien separiert: DOE Magnets 2022: 10.

²⁴⁵ Gielen/Lyons 2022: 29-30. Neodym und Prasodymium sind schwer zu separieren, deshalb werden sie manchmal auch unsepariert in Magneten verwendet, genannt Didymium bzw. als Neodym und Prasodymium Legierung. Diese werden etwa in Nickel-Metalhydrid Batterien Akkus eingesetzt, eignen sich aber nicht für Windkraft Magneten. DOE Magnets 2022: 10.

Erden gleichzeitig zu finden sind.²⁴⁶ Dazu ist viel Wasser nötig und es entsteht eine große Menge säure- und laugenhaltiges Abwasser, und solches, dass wie Düngemittel wirkt. Somit muss man, wenn man die Produktion umweltfreundlich durchführen wollte, das Wasser aufwendig entsorgen bzw. geringe Umweltauflagen können einen Kostenvorteil darstellen.²⁴⁷ Dieses Konzentrat wird dann in Schritt 2 weiter raffiniert bzw. gereinigt und veredelt. Eine Methode ist, das Gemisch der Seltenen Erden in einer vielstufigen Salzelektrolyse voneinander zu trennen.²⁴⁸ Um die Magnete herstellen zu können, werden die Legierungen in Schritt 3 in eine immer kleinere Korngröße umgeformt, wobei teils Explosionsgefahr herrscht, sodass es teils schwierig ist, dieses Staub-Material zu transportieren.²⁴⁹

In Schritt 4 werden dann die Neodym-Magnete aus diesem feinkörnigen Material gesintert.²⁵⁰ Dabei wird dieses feinkörnige Material richtig zusammengemischt und daraus ein Magnet geformt und dieser in einem Sinterprozess bei 1000-1100 Grad zusammengebacken (nicht geschmolzen). Schließlich werden die Magnete in die richtige Größe gebracht, und z.B. mit einen dünnen Nickelfilm überzogen, damit sie nicht korrodieren und dann magnetisiert.²⁵¹ Von diesen Magneten werden unterschiedliche Qualitätsstufen produzieren, die für unterschiedliche Temperaturen (100-220 Grad) ausgerichtet sind.²⁵² Diese Beschreibung, die sich nicht für einen Chemiker eignet, wurde dennoch deshalb so ausführlich vorgenommen, um zu verdeutlichen, dass diese Schritte zumindest teilweise Wissen voraussetzen, dass man nur mit einer gewissen Erfahrung erhalten kann, erkennbar z.B. auch an den Qualitätsstufen, die bestimmte Mischungen voraussetzen. Dies wird in diesen beiden vorliegenden Publikationen genau beschrieben.²⁵³ Das Wissen wie das geht ist also da und wird keineswegs etwa von China allein gehütet.

Die U.S. Firma Molycorp ist daran gescheitert, aus dem Gestein der Mountain Pass Mine in den USA mit einer neuen Methode seltene Erden zu extrahieren, nun baut MP Materials dort eine Weiterverarbeitung auf, gefördert durch den U.S. Defense Production Act.²⁵⁴ Die Firma Energy Fuels, die sich mit Radioaktivität auskennt, ist in der Lage Monazite von der Firma Chemours aufzutrennen und hat vor immerhin 4 % der Weltproduktion von Neodym und Praseodymium in der USA zu produzieren.²⁵⁵ In Texas möchte die Texas Mineral Resources Corp. die Round Top Mine ausbeuten, sie enthält Dysprosium, dieses Projekt kommt schon seit 10 Jahren nicht weiter, nun wollen sie lieber Silber fördern.²⁵⁶ Dies ist typisch für Minenprojekte, deren Eigner zu klein sind und deren Finanzierung unsicher ist. Es gibt in den U.S. aber nun mehrere Projekte, bei denen die U.S. Regierung unterstützend eingreift.²⁵⁷ Besonders gut gelingt dies derzeit MP Materials, welche in Texas nun auch eine Fabrik zur Herstellung von Neodym-Magneten aus den Vorprodukten der Mountain Pass Mine

²⁴⁶ Gielen/Lyons 2022: 30.

²⁴⁷ DOE Magnets 2022: 10.

²⁴⁸ Es gibt eine weitere Methode. Da ich kein Chemiker bin, kann ich für die Details nur auf die Publikation hier verweisen: DOE Magnets 2022: 12.

²⁴⁹ DOE Magnets 2022: 14.

²⁵⁰ Die gesinterten Magnete bestehen 30 % aus seltenen Erden (Nd, Pr, Dy und kleine Mengen von Co, Al, Tb und Ho), 69 % aus einem speziellen karbonarmen Stahl und 1 % aus Boron. Ebenso wird manchmal Copper, Cobalt, Niobium und Cerium benutzt. BOE Magnets 2022: 4.

²⁵¹ DOE Magnets 2022: 14.

²⁵² DOE Magnets 2022: 15.

²⁵³ DOE Magnets 2022; Gielen/Lyons 2022.

²⁵⁴ Und hat die Mine an MP Materials verkaufen müssen. DOE Magnets 2022: 6. MP Materials will eine Separation aufbauen, dies ist offenbar vom Defense Production Act gefördert. DOE Magnets 2022: 11.

²⁵⁵ DOE Magnets 2022: 6-7.

²⁵⁶ DOE Magnets 2022: 7. Siehe: https://tmrcorp.com/news/press_releases/index.php?content_id=264 – Zugegriffen: 09.08.2024.

²⁵⁷ DOE Magnets 2022: 12.

aufbaut, dabei wird es u.a. durch Steuergutschriften der U.S. Regierung unterstützt und die Firma hat einen Auftrag von General Motors erhalten, Neodym-Magnete für seine E-Autos zu fertigen, die Produktion soll 2025 in Betrieb gehen.²⁵⁸

Drei japanische Firmen investieren derzeit in China, um dort eine Weiterverarbeitung der Seltenen Erden durchzuführen, dies sind Shin Etsu, TDK, Vacuumschmelze (ehemals Deutsch, gehört U.S. Private Equity Apollo) und Hitachi Metals (gehört U.S. Bain Capital).²⁵⁹ Diese Firmen scheinen auch in der Lage zu sein die Neodym-Magnete herzustellen und besonders Shin Etsu und Hitachi Metals halten viele Patente für die Magnetherstellung und verhindern damit, dass der japanische Markt von chinesischen Magneten dominiert wird.²⁶⁰ Die ersten Patentanmeldungen für eine neue Technologie in diesem Bereich sind in 855 Fällen in Japan, in 137 Fällen in China, in 81 Fällen in den USA, in 80 Fällen in Korea, in 44 Fällen in Deutschland, Taiwan 21, Frankreich 22, England 19, Indien 17 zu verzeichnen (WIPO 80, sonstige 51).²⁶¹ Von den chinesischen Firmen haben Patente angemeldet: Xiamen Tungsten 52, Fujian Changjiang Golden Dragon Rare Earth 36.²⁶²

Interessant ist auch, dass VAC (Vaccuumschmelze) und Aclara eine lockere Zusammenarbeit vereinbart haben, um Neodym-Magneten herzustellen. Aclara entwickelt gerade zwei ionic clay Projekte zur Förderung von Dysprosium und Terbium, eines in China und eines in Brasilien. Vaccuumschmelze ist in der Lage in Hanau, Deutschland, Neodym-Magnete zu bauen und hat nun auch, wie MP Materials, mit General Motors einen Vertrag geschlossen, um eine neue Fabrik für Permanentmagneten in South Caroline, USA aufzubauen.²⁶³ Gielen/Lyons (2022) und DOE Magnets (2022) zählen weitere Projekte auf, von denen sicher nicht alle in Betrieb gehen werden, die aber Hoffnung machen, dass die Produktion von Seltenen Erden gesteigert werden kann. Die deutsche Firma Heraeus behauptet eine Recycling-Methode für die Neodym-Magneten entwickelt zu haben, Heraeus Remloy.²⁶⁴

In Japan gibt es die JOGMEC, die Organisation für Metall- und Energiesicherheit, sie hat in ein Bergwerk in Australien investiert, um auch schwere Seltene Erden zu fördern will, siehe diesen FAZ-Artikel²⁶⁵ zu diesem gesamten Abschnitt: In Frankreich investierte JOGMEC und der Energiekonzern Iwatani in das Unternehmen Caremag, das schwere Seltene Erden aus Batterierecycling herstellen soll. In Japan wurde seit 2016 versucht, den Einsatz von seltenen Erden in Motoren zu begrenzen, Toyota, Honda haben es geschafft Motoren mit Magneten ohne Seltene Erden zu bauen. Japan hat seine Abhängigkeit von Seltenen Erden aus China von 90 % auf 60 % reduziert. Japan will auch Tiefsee Bergbau betreiben, um seltene Erden zu fördern, neben der Pazifik Insel Minami-Torishima, dort soll es 16 Mill. Tonnen seltene Erden geben, in 5000 bis 6000 Meter Tiefe, siehe diesen FAZ-Artikel.²⁶⁶

Fazit: Windkraft wird erst dann eine Hausnummer in der Energiewende, wenn die Produktionskapazität (Onshore und Offshore) auf 1000 GW gesteigert wird. Aus meiner Sicht kann dies gerne auch schrittweise geschehen, aber mein Eindruck ist, dass man es anstreben sollte und

²⁵⁸ MP Materials Pressemitteilung 04/01/2024: <https://mpmaterials.com/articles/mp-materials-awarded-58-point-five-million-dollars-to-advance-us-rare-earth-magnet-manufacturing/> - Zugegriffen: 08.08.2024.

²⁵⁹ DOE Magnets 2022: 43-44.

²⁶⁰ DOE Magnets 2022: 43-44.

²⁶¹ DOE Magnets 2022: 44.

²⁶² DOE Magnets 2022: 44. Xiamen Tungsten ist allerdings eine Hersteller von Wolframkarbidstahl und Batteriematerialien wie Lithium: <http://xiamentungsten.com/German/> - Zugegriffen: 08.08.2024.

²⁶³ Siehe die Pressemitteilung vom 24.05.2024 von Vaccuumschmelze, Hanau, siehe: http://www.vacuumschmelze.com/02_Pressreleases/2024/05-24%20Aclara%20VAC%20cooperation%20.pdf – Zugegriffen: 08.08.2024.

²⁶⁴ Siehe: <https://www.heraeus-group.com/de/heraeus-businesses/heraeus-remloy/> - Zugegriffen: 09.10.2024.

²⁶⁵ Tim Kanning. Wie Japan den China Schock überwand. FAZ, 05.06.2025.

²⁶⁶ Tim Kanning. Wie Japan den China Schock überwand. FAZ, 05.06.2025.

zuerst einmal auch auf Seltene Erden setzen sollte, weil deren Förderung und Produktion gerade in Gang kommt. **Im Notfall kann man immer noch auf Eisen-Magnete mit Getriebe umsteigen**, beispielsweise war die 3,6-MW Offshore (!) Windturbine von Siemens Energy vor einigen Jahren, 2016, frei von Seltenen Erden²⁶⁷, auch die **getriebelosen Enercon Direct-Drive-Turbinen, sog. fremderregte Generatoren ,electrically excited generators‘, kommen ohne Seltene Erden aus.**²⁶⁸ Enercon hat bis 2017 alle seine Windenergieanlagen ohne Seltene Erden gebaut und den Nachteil, einen gewissen Stromverbrauch in seinem Modell E-126 EP3 dadurch kompensiert, dass die Generatoren vergrößert wurden (auch wurden hier statt Kupfer Aluminium-Formspulen eingesetzt).²⁶⁹ Das neue Topmodell von Enercon E-175 EP5 setzt Seltene Erden ein.²⁷⁰ Auch die von Renault eingesetzten E-Auto-Motoren sind ohne Magnete d.h. ohne Neodym gebaut, das Magnetfeld wird von elektrisch durchflossenem Kupfer hergestellt.²⁷¹ Siemens setzt dagegen auf Neodym-Magnete: Die Windkraftanlage Siemens Gamesa SG14-22 DD ist das neue Flaggschiff von Siemens, diese Windkraftanlage hat 15 MW Leistung. Dies ist eine Anlage ohne Getriebe, langsam drehend und sicher mit vielen großen Neodym-Magneten ausgestattet.²⁷²

Es wäre deshalb sinnvoll eine überall verfügbare, produzierbare, standardisierte Landwindkraftanlage zu entwickeln und herzustellen, selbst wenn das Getriebe oft gewartet werden muss, die den Vorteil hat, dass die Magneten keine Seltenen Erden enthalten. Die Welt braucht einen VW-Käfer der Windkraft, der auch nach hunderten Jahren noch läuft, wenn es wieder Probleme mit Seltenen Erden gibt. Wir wollen die Seltenen Erden ja auch noch für unsere Handys, JBL Boxen, Bohrmaschinen und nicht zu vergessen, E-Auto-Motoren, haben, die alle Magneten mit Seltenen Erden haben. Also: Eine kleine Dosis Sozialismus, so wie jede größere Stadt an der Ostsee eine eigene Werft hat? Wäre das der Weltuntergang? Wenn man dies bejaht, dann eben Sozialismus mit Kapitalismus gemixt auf Chinesisch: Die große Windkraftfirmen müssten in dem Fall jeweils ein eigenes standardisiertes Modell entwickeln, und dann in allen größeren Ländern der Welt Joint-Ventures mit lokalen Herstellern gründen, lokal Wissen an den Joint Venture Partner transferieren und möglichst schnell viele lokale Zulieferer einbinden.

Im FAZ-Artikel ‚Metalle, die die Produktion bedeuten, FAZ, 15.10.2025, werde noch weitere Seltenen Erden genannt. Lanthan, als Gusseisenzusatz, für Wasserreinigung und Elektronik; Cer, für Katalysatoren in Autos, chemischen Industrie, Legierungszusatz; Praseodym: Permanentmagnet, Färbemittel (grüngelb); Neodym: Permanentmagnet, Färbemittel (grün); Promethium: Miniaturbatterien, Leuchtstoffe; Samarium: Magnet, Katalysator in chemischer Industrie; Europium: Leuchtstoffe (rot, blau) für Bildschirme und Lampen; Gadolinium: Permanentmagnet, Leuchtstoffe, magnetische Speicher; Terbium: Magnet, Aktivator für Leuchtstoff, Dotierung von Halbleitern; Dysprosium: Magnet für Windenergieanlagen; Halogenlampen, Laser; Holmium: magnetischen Anwendungen, Spezialglasproduktion; Erbium: Färben und Entfärben von Glas; Thulium: medizinischen Diagnostik, Materialprüfung; Ytterbium: Edelstahlproduktion, Dotierungsmittel, Laser; Lutetium: Herstellung von Positron-Emissions-Tomographen; Yttrium: YAG-Festkörperlaser. Einige wurden hier analysiert, andere noch nicht ...

²⁶⁷ Pavel et al. 2016 : 51.

²⁶⁸ Carrara et al. 2020: 11.

²⁶⁹ Siehe das Modell E-126 EP3: <https://de.wikipedia.org/wiki/Enercon#E-126> – Zugegriffen: 15.01.2025.

²⁷⁰ Siehe EP5-Plattform: <https://de.wikipedia.org/wiki/Enercon#E-126> – Zugegriffen: 15.01.2025.

²⁷¹ Siehe: <https://blog.renault.de/e-tech-innovationen-im-neuen-renault-megane-e-tech-100-elektrisch-episode-3-umweltfreundlicher-motor/> - Zugegriffen: 17.12.2024.

²⁷² Siehe: <https://www.erneuerbareenergien.de/technologie/offshore-wind/sg-14-222-359-mwh-am-tag-siemens-gamesa-flaggschiff-reizt-anlagenkapazitaet-aus> - Zugegriffen: 19.10.2023.

Im Global Wind Report (2024) werden von der Windkraftindustrie selbst, teils ähnliche, Vorschläge gemacht: eine Standardisierung von Komponenten und eine Abkehr von immer größeren Windanlagen, Netzausbau, ein Regionalisierung von Fähigkeiten, u.a. von Zulieferern und eine stabile, steigende Nachfrage bzw. Finanzierung der Nachfrage, um nicht schon wieder in eine ‚Delle‘ zu rutschen und Zulieferer zu gefährden.²⁷³

Die größten Hersteller von Windenergiefirmen weltweit nach Anteil am Zubau bzw. neu installierter Leistung waren im Jahr 2023: Goldwind (China) 16,4 %, Envision (China) 15,4 %, Vestas (Dänemark) 13,4 %, Windey (China) 10,4 %, Mingyang (China) 9 %, General Electric GE (USA) 8,1 %, Sany (China) 7,9 %, Siemens Gamesa (Deutschland / Spanien) 7,7 %, Nordex (Deutschland) 6,7 %, Dongfang Electric (China) 6 %, Quelle Statista.²⁷⁴ Dazu kommen aber viele Zulieferer-Firmen.²⁷⁵ Mehr Firmen werden genannt auf Wikipedia ²⁷⁶

In einer deutschen Diskussion werden zur Stabilisierung und Beschleunigung der Produktion staatliche Bürgschaften für Hersteller von Windenergieanlagen vorgeschlagen, etwa ab Erhalt der Genehmigung, beim Genehmigungsverfahren oder beim Vorliegen des Zuschlags bei der Ausschreibung, damit sie vorproduzieren können und dann nach einer Auktion sofort mit der Errichtung beginnen können oder damit beim Hochfahren der Produktion von ihren Zulieferern sorglos bestellen können.²⁷⁷ Es wurde auch darüber diskutiert, ob es sinnvoll ist eine staatliche Abnahmegarantie zu etabliert, damit Windenergieanlagen nicht projektbasiert, sondern in Massenproduktion kontinuierlich gefertigt werden können.²⁷⁸ Die Bereitstellung für Kapital für Investitionen kann sinnvoll sind, ein ‚Scale up‘-Fond wird vorgeschlagen, der helfen soll Schiffsflotten, Häfen, Kräne und Fachkräfte aufzubauen.²⁷⁹ Siehe für weitere Vorschläge den Dena StiPE 2022 Bericht.

Insgesamt gesehen wäre damit die Energiewende sogar in der höchsten Dimension schaffbar: Solar 91.980 Terawattstunden plus Wind On- und Offshore mit 56.940 Terawattstunden, mit 150.000 Terawattstunden Strom aus erneuerbaren Energien als Ziel. Weiter unten wird auch gezeigt, dass Lithium und andere Rohstoffe für E-Autos ebenso reichen werden. Wichtig ist aber, dass alles recycelt werden muss.

Auch der Netzausbau, den man auch global beobachten und global thematisieren kann, gehört zum Solar- und Windenergieausbau. Im Global Wind Report (2024) gibt dazu kurz und knapp Infos über Investitionen in den Netzausbau: in Südafrika (4 Mrd. US\$ bis 2028), Kalifornien (9 Mrd. US\$ bis 2033), Australien (9 Mrd. bis 2050), Brasilien (32 Mrd. bis 2033), Indien (29 Mrd. bis 2030), China (205 Mrd. bis 2025).²⁸⁰ Der Elektravision (2024) Bericht schreibt für die USA, dass Stromleitungen über 400 Meilen Länge, 15 bis 20 Jahre gedauert hätten, bis sie fertiggestellt waren. Projekte mit weniger als 150 Meilen seien in 5 bis 10 Jahren zu schaffen.²⁸¹ Die Infos über den Netzausbau in Deutschland gibt es hier.²⁸² Wie oben schon gesagt, muss man für die Produktion von Wasserstoff (bzw. umgewandelt:

²⁷³ Global Wind Report 2024: 51-56.

²⁷⁴ Statista: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/169595/umfrage/marktanteile-der-groessten-windturbinen-produzenten-weltweit/> - Zugriffen: 04.08.2024.

²⁷⁵ DOE Wind 2022:

²⁷⁶ Siehe Wikipedia Englisch: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_wind_turbine_manufacturers - Deutsch: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Windkraftanlagenherstellern - Zugriffen: 04.08.2024.

²⁷⁷ So verstehe ich die Abbildung 2. DENA StiPE Bericht 2022: 15.

²⁷⁸ Dena StiPE Bericht 2022: 39.

²⁷⁹ Dena StiPE Bericht 2022: 40.

²⁸⁰ Startdaten scheinen meist 2022 zu sein. Global Wind Report 2024: 67.

²⁸¹ Elektravision 2024: 12.

²⁸² Siehe: <https://www.netzausbau.de/home/de.html> - Zugriffen: 10.12.2024.

Ammoniak) nicht unbedingt Netze bauen, wenn die Elektrolyseure nahe bei den erneuerbaren Energien stehen.

Die IEA gibt regelmäßig Berichte über die Produktionskapazitäten im Bereich erneuerbare Energien heraus.²⁸³ Letztlich geht es dort also um die gleichen Fragen wie hier: Produktionskapazität und Ausbaugeschwindigkeit weltweit. Zur Produktionskapazität wird in Solar für 2022 vermeldet: China 300 GW Produktion, bei Ausnutzung der Kapazität wäre 400 GW möglich, angekündigte Projekte gehen auf 1100 GW, diese betätigt meine Zahlen hier aus dem FAZ-Artikel oben. In den USA liegen angekündigte Investitionen in Solar-Produktionskapazitäten bei 60 GW, in Indien auf 50 GW, für die EU 10 GW.²⁸⁴ Für Wind liegen die Kapazitäten bei 70 GW mit angekündigten Projekten in China, bei 9 GW in den USA, 19 GW in EU, sonstige Staaten in 16 GW.²⁸⁵ Auch dies so wie hier.

In IEA Energy Technology Perspektive (2023) wird für ein Net-Zero Szenario (bei dem die Industrieländer vor den Entwicklungsländern 2050 mit der Energiewende fertig sind)²⁸⁶, festgestellt: „For example, combined wind and solar PV capacity additions quadruple from about 250 GW per year today to 1000 GW in 2030, as fossil based power capacity is rapidly replaced. The annual rate of additions is then sustained at around 1 000 GW through to 2050, in order to meet increasing demand for electricity from decarbonising end-use sectors – as such, the total installed capacity of wind and solar increases by three times from 2030 to 2050.“²⁸⁷ Der IEA geht davon aus, dass wenn ab 2030 einen Ausbau von 1000 GW (Solar und Wind) jährlich geschafft wird eine Verdreifachung der installierten Kapazität von Solar und Wind bis 2050 erreicht werden kann.

Die Verdreifachung wurde auch auf der COP28 erwähnt, im ‚Global Renewables and Energy Efficiency Pledge‘, von 132 Ländern unterstützt, der verspricht: „to triple worldwide installed renewable energy generation capacity to at least 11,000 gigawatts“ und „to double the global average annual rate of energy efficiency improvements to more than 4 percent by 2030“.²⁸⁸

Bierdeckelrechnung, was würde bei den hier zugrundeliegenden Zahlen bei einer Verdreifachung herauskommen: 1700 TWh und 2400 TWh Wind = $4100 * 3 = 12.300$ TWh.

Konkret ist dies bis 2030 eben auch gefordert: es soll 11.000 GW Leistung bei den erneuerbaren Energien weltweit erzielt werden, $* 8760 = 96.360.000$ GWh * einen wie auch immer gearteten Kapazitätsfaktor, denn es ist unklar, wie viel Anteil Solar und Wind haben, nehmen wird optimistisch 20 % ... $* 0,2 = 19.272.000$ GWh, das sind 19.272 Terawattstunden.

In IEA Energy Technologie Perspektiven wird gefordert ab 2030 jährlich 1000 GW zuzubauen: also 20 Jahre lang 1000 GW: 20.000 GW hört sich viel an, hier geteilt durch Solar und Wind, je 10.000 GW: Solar $10.000 * 8760 = 87.600.000$ GWh * 0,14 (Solar) = 12.264.000 GWh, das sind 12.264 Terawattstunden. Wind: $10.000 * 8760 = 87.600.000$ GWh * 0,24 (Onshore und Offshore Wind zusammen) = 21.024.000 GWh, das sind 21.024 Terawattstunden, insgesamt sind es für Solar und Wind zusammen 33.288 Terawattstunden.

Die COP28 Verdreifachung von 11.000 GW bis 2030 bringt ca. 19.272 Terawattstunden. Das IEA Energy Technology Perspective (2023) Net-Zero Ausbauszenario ab 2030 mit jährlich 1000 GW

²⁸³ IEA. The State of Clean Energy Manufacturing, siehe: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023>; bzw. IEA Energy Technology Perspectives, November 2023 Update.

²⁸⁴ IEA Energy Technology Perspectives, November 2023: 12.

²⁸⁵ IEA Energy Technology Perspectives, November 2023: 13.

²⁸⁶ IEA Energy Technology Perspectives, November 2023: 30.

²⁸⁷ IEA Energy Technology Perspektive 2023: 152.

²⁸⁸ Siehe: <https://www.cop28.com/en/global-renewables-and-energy-efficiency-pledge> - Zugegriffen: 20.10.2024.

Zubau, würde bis 2050 33.288 Terawattstunden bringen, insgesamt 52.560 TWh bis 2050. Dies erscheint in Relation zu der hier zugrunde gelegten Dimension der Energiewende von 150.000 Terawattstunden stark unterdimensioniert.

Im aktuellen IEA World Energy Report 2024, Oktober 2024, ist davon die Rede, dass eine 1100 GW Solarkapazität „would be very close to the amounts needed in the NZE Scenario“ (Net Zero Emissions Scenaria 2050).²⁸⁹ Es würde ausreichen, den zusätzlichen Strombedarf abzudecken und einen Rückgang bei der Stromerzeugung durch Kohle zu erreichen.²⁹⁰ **Auch dies scheint aber nicht auszureichen bzw. ist wieder unterdimensioniert**. Gefordert wird ein viel schnellerer Ausbau der erneuerbaren Energien.²⁹¹ Siehe auch diesen FAZ-Artikel.²⁹²

Dagegen wird hier berechnet, nur dann, wenn man ab 2025 mit 3000 GW Solarkapazität jährlich einen Ausbau von 3679 Terawattstunden schafft und mit 1000 GW Windkapazitäten jährlich einen Ausbau von 2227 Terawattstunden schafft, dann 150.000 Terawattstunden 2050 erreichen kann.

Weiterhin: Ein Überblick über Ressourcenverbrauch durch die Energiewende findet sich in auch IRENA (2022), siehe auch World Bank (2022): Für Neodym wird für 2050 eine Nachfrage von 200.000 – 500.000 t aus einem Net-Zero Szenario geschlossen. Gefolgert wird, dass mehr Minen geöffnet werden müssen und dass für Dysprosium alternative Materialien gesucht werden sollten.²⁹³ In IEA (2023) wird anhand eines Net-Zero Szenarios hinwiesen, dass für Kupfer, Nickel, Lithium, Kobalt, Neodym die Produktion für die Zeitperiode zwischen 2030 bis Net Zero 2050 unter dem Bedarf liegt, am meisten für Nickel, für Polysilizium reicht es.²⁹⁴ Die Nachfrage nach Lithium würde besonders stark ansteigen und um ca. 600 %; für Kupfer läge der Anstieg bei 70 %; bei Nickel um 90 %; bei Kobalt um 25 %; und bei Neodym um 90 %, kaum Änderungen gibt es bei Stahl und Aluminium.²⁹⁵ Siehe auch den Global Critical Minerals Outlook 2024.²⁹⁶

Es gibt auch deutsche Publikationen zur Rohstofffrage. Hier nur ein Beispiel. Nicht mehr im Detail einbezogen werden konnte der gute Bericht: Stiftung Klimaneutralität. Souveränität Deutschlands sichern. Resiliente Lieferketten für die Transformation zur Klimaneutralität 2045, aus dem Jahr 2023, mit gute Infos zu Lithium etwa.²⁹⁷

Basis für die Informationen hier ist U.S. Geological Survey. Mineral Commodity Summaries, siehe die USGS Webseite hier²⁹⁸, hier zu den Mineral Commodity Summaries 2024.²⁹⁹ In Deutschland ist die Basis für Informationen die Deutsche Rohstoffagentur (DERA).³⁰⁰ Hier der Link zum

²⁸⁹ World Energy Outlook 2024: 17.

²⁹⁰ World Energy Outlook 2024: 16.

²⁹¹ World Energy Outlook 2024: 21.

²⁹² Welt vom CO2-Ziel weit entfernt. FAZ, 17.10.2024.

²⁹³ Siehe Irena 2022: 320, siehe zudem 310-330. Für Dysprosium werden keine genauen Zahlen angegeben, es erfolgt ein Hinweis auf weitere Literatur.

²⁹⁴ IEA Energy Technology Perspectives 2023: 175.

²⁹⁵ IEA Energy Technology Perspectives 2023: 161.

²⁹⁶ Siehe: <https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2024> - Zugegriffen: 10.12.2024.

²⁹⁷ Diese Bericht konnte hier nicht eingearbeitet werden: In Bezug auf Solar und Wind bin ich hier in Bezug auf die Tonnagen und Reserven detailreicher, dennoch enthält der Bericht diverse Infos, die ich hier nicht präsentieren kann, z.B. viele Infos bei Lithium, kurz: der Bericht ist empfehlenswert. Siehe:

https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2023/11/Stiftung_Klimaneutralitaet_2023-Resiliente-Lieferketten_Langfassung-2.pdf - Zugegriffen: 04.04.2025.

²⁹⁸ Siehe: <https://www.usgs.gov/>

²⁹⁹ Siehe: <https://www.usgs.gov/publications/mineral-commodity-summaries-2024> - Zugegriffen: 11.04.2025.

³⁰⁰ Siehe: <https://www.deutsche-rohstoffagentur.de>

Rohstoffinformationssystem ROSYS der Deutschen Rohstoffagentur.³⁰¹ Die DERA präsentiert auch Berichte über die Nachhaltigkeit des Rohstoffabbaus, ein Beispiel hier.³⁰²

Die Offshore-Windkraft Branche hat derzeit Probleme. Zuerst einmal ist es aufwendig, die Konverterplattformen zu bauen und man muss die Schiffe zur Installation haben. Neu ist der sog. Wake-Effekt, damit bezeichnet man das Problem, dass wenn Windparks zu nahe aneinander stehen, sie sich gegenseitig Abschatten können, siehe diesen FAZ-Artikel.³⁰³ Spricht: weniger Wind, wenn ein Windpark daneben steht. Dieser Verlust des Windaufkommens, auch genannt Windhöflichkeit, kann Auswirkungen auf die Kostenkalkulationen haben. Equinor hat sich etwa beklagt, dass sein Dudgeon-Offshore-Windpark vor der Küste von Norfolk von einem neu geplanten Windpark den Wind weggenommen bekommt. Der dänische Konzern Orsted hat nun das Projekt Hornsea 4 vorerst gestoppt und schlechte makroökonomische Bedingungen, „erhöhte Ausführungs-, Markt- und Betriebsrisiken“ genannt und Problem in den Lieferketten. Orsted behält aber die Lizenz.³⁰⁴ In den USA hat Präsident Trump für neue Windkraftprojekte in Moratorium verhängt, Equinor hat im April 2025 verlautbar, sein Windenergieprojekt vor New York auf Anordnung des US Bureau of Ocean Energy Management zu stoppen.³⁰⁵

Rohstoffe aus der Tiefsee. Den Staaten gehört das Küstenmeer und die sog. ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ), bzw. Exclusive Economic Zone (EEZ), bis zu 200 Seemeilen, d.h. 370,4 km ab der sog. Basislinie, nach Art. 55 Seerechtsübereinkommen (SRÜ/UNCLOS). Dort hat der Küstenstaat das alleinige Recht zur wirtschaftlichen Ausbeutung und zum Fischfang, auch Meeresbergbau, Aufbau von Bohrinseln, Offshore-Windparks etc.³⁰⁶ Der Meeresboden darüber hinaus wird von der internationalen Meeresbodenbehörde (ISA) verwaltet.³⁰⁷ Tiefseebergbau ist derzeit nur vorläufig, bei einigen Projekten erlaubt.³⁰⁸ Ein offizieller Start des Tiefseebergbaus ist nicht erfolgt, der sog. Mining Code ist noch nicht von den Mitgliedstaaten verabschiedet, siehe ISA Webseite FAQ (Stand: 17.04.2025). Das kanadische Unternehmen TMC will nur von U.S. Präsident Trump unter Umgehung der ISA eine Abbaulizenz erhalten, das U.S. Handelsministerium hat verlautbar, dass das U.S. Gesetz zum Bergbau in der Tiefsee auch Anträge für den Abbau außerhalb der U.S. Gerichtsbarkeit erlauben könne. Die ISA Mitgliedstaaten, auch Russland, haben sich kritisch dazu geäußert, siehe diesen FAZ-Artikel.³⁰⁹ Japan will ebenfalls Tiefsee Bergbau betreiben, um seltene Erden zu fördern, neben der Pazifik Insel Minami-Torishima, dort soll es 16 Mill. Tonnen seltene Erden geben, in 5000 bis 6000 Meter Tiefe.³¹⁰

³⁰¹ Siehe: <https://rosys.dera.bgr.de/>

³⁰² Z.B. hier zum Thema Zinn: https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/Informationen_Nachhaltigkeit/zinn.pdf;jsessionid=D1C7F13BE6561E1F527B5B381A618F1C.internet961?_blob=publicationFile&v=4 – Zugegriffen: 11.05.2025.

³⁰³ Rohstoffe aus der Tiefe mit US-Hilfe. FAZ, 01.04.2025.

³⁰⁴ Philip Plickert. Orsted stoppt großen Nordsee-Windpark. FAZ, 08.05.2025.

³⁰⁵ Rohstoffe aus der Tiefe mit US-Hilfe. FAZ, 01.04.2025.

³⁰⁶ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Ausschlie%C3%9Fliche_Wirtschaftszone – Zugegriffen: 17.04.2025.

³⁰⁷ Siehe: <https://www.isa.org.jm/>

³⁰⁸ What is the current status of deep seabed mining? (ISA FAQ, 17.04.2025): „No deep seabed mining operations have started anywhere in the world. Current exploration activities undertaken in the seabed area are aimed at gathering the necessary information on the location and quality of the seabed minerals and collecting all the necessary environmental information. To date, ISA has approved 30 contracts for exploration involving 22 countries and covering more than 1.3 million square kilometres of the seabed. This represents 0.7 percent of the international deep seabed area and 0.3 percent of the world’s oceans. Twelve of these contracts are sponsored by developing countries. Thirteen countries and one intergovernmental consortium currently have contracts for the exploration of polymetallic nodules, seven countries for the exploration of polymetallic sulphides, and five for the exploration of cobalt-rich ferromanganese crusts.“ Siehe: <https://www.isa.org.jm/frequently-asked-questions-faqs/> - Zugegriffen: 17.04.2025.

³⁰⁹ Rohstoffe aus der Tiefe mit US-Hilfe. FAZ, 01.04.2025.

³¹⁰ Tim Kanning. Wie Japan den China Schock überwand. FAZ, 05.06.2025.

Wasserstoff

Wenn wir die Hälfte dieser Energie in Form von Wasserstoff haben wollen, für die Stahlindustrie, die Chemieindustrie, die sonstige Industrie, für E-Fuels für die Schifffahrt und den Flugverkehr sowie für die intersaisonale Speicherung (Solar im Sommer zu Wasserstoff umformen, um im Winter mit wasserstofffähigen Gaskraftwerken daraus zu machen) und den Wasserstoff, der im grünen Haber-Bosch-Prozess benötigt wird, um Ammoniak herzustellen, dann sind dies wie viele Elektrolyseure?

Mit 80.000 Terawattstunden Strom kann man 100.000 Elektrolyseure betreiben, diese können 1 Mrd. Tonnen Wasserstoff pro Jahr produzieren, mit einem Energiegehalt ungefähr 3 mal so viel wie Benzin, d.h. 3 Mrd. Tonnen, hier liegt eine Umrechnung von 1 kg Wasserstoff / 80 kWh Strom zugrunde, siehe die Erklärung dazu gleich unten.

Weltweit werden 77 Mill. Tonnen Chlor (Zahl aus ChatGTP) hergestellt, fast der ganze Chlor wird durch Chlor-Alkali-Elektrolyse aus Kochsalz und Wasser hergestellt (Nebenprodukte sind Wasserstoff und Natronlauge). **Wenn man derzeit schon 77 Mill. Tonnen Chlor durch Elektrolyse herstellen kann, warum sollte man dann nicht 500 Mill. Tonnen oder sogar 1 Mrd. Tonnen Wasserstoff durch Elektrolyse herstellen, um die ganze Welt mit Energie zu versorgen und die chemischen Industrie aufrechtzuerhalten.** Das sind also keine verrückten Dimensionen.

Zum Vergleich: Die Ölproduktion betrug 2023: 96.376.000 Barrel täglich, * 365 = 35.177.240.000 Barrel im Jahr. 7,3 Barrels sind ungefähr 1 Tonne Erdöl.³¹¹ $35.177.240.000 / 7,3 = 4.818.800.000$ Tonnen Erdöl im Jahr, das ist also eine jährliche Ölproduktion von 4,8 Milliarden Tonnen.

... 1 Tonne Öleinheiten hat 11630 kWh ... $4.800.000.000$ Mrd. Tonnen Öl * 11630 = 55.824 (TWh).000 (GWh).000 (MWh).000 (kWh), das sind umgerechnet **55.824 Terawattstunden**.

... 1 Tonne Wasserstoff hat 33.330 kWh ... $1.000.000.000$ Mrd. Tonnen Wasserstoff * 33.330 = 33.330 (TWh).000 (GWh).000 (MWh).000 (kWh), das sind **33.339 Terawattstunden**.

Hier kommt man sich schon nahe, wenn es um das Ersetzen bzw. Umstellen auf einen neuen universellen Energieträger geht.

Infos zu Wasserstoff, Fragen zum Wasserstofftransport

Die Energiedichte spielt bei der Energiewende eine wichtige Rolle.³¹² Kerosin verfügt über einen Energiegehalt von 12.000 Wh pro kg³¹³, die neuesten Lithium-Ionen Batterien erreichen ggf. 711 bis 1653 Wh pro kg³¹⁴, das bedeutet, dass man mit Batterien einen Langstreckenflug nicht schaffen kann.³¹⁵ Benzin und Diesel liegen fast auf dem Niveau wie Kerosin, 1 kg enthält ca. 10.000 Wh, das sind 10 kWh (0,852 kg hat ein Volumen von 1 Liter).³¹⁶ Wasserstoff hat die höchste Energiedichte

³¹¹ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Barrel> - Zugriffen: 30.11.2024.

³¹² Smil 2022: 41,

³¹³ Smil 2022: 41.

³¹⁴ Siehe Geladen Batteriepodcast, 13.08.2023, Youtube: <https://www.youtube.com/watch?v=-xcv5wTEYb0> – Zugriffen: 04.08.2024.

³¹⁵ Smil 2022: 40.

³¹⁶ Siehe Wikipedia Energiedichte von Energiespeichern, Benzin und Rohöl wird mit 40 bis 42 MJ pro kg und Diesel und leichtes Heizöl mit 42,8 bis 43 MJ. Megajoule in Wattstunden umgerechnet: 1 Megajoule sind

von allen Brennstoffen, 33,33 kWh pro 1 kg, also dreimal so viel wie Benzin oder Diesel, letztlich hängt es aber von der Temperatur und vom Druck, wie viel Wasserstoff in einen Tank / Speicher passt.

1 kg Wasserstoff hat den Heizwert von 33,33 kWh ... dies ist bei 1013,23 normalem Atmosphärendruck und einer Temperatur von 0 Grad gemessen ... Problem ist bei Wasserstoff nur, dass man aufgrund der geringen Dichte von 0,09 bei normalen Druck und einer Temperatur von 0 Grad für 1 kg Wasserstoff den Platz von 11,11 Kubikmeter unter Standardbedingungen braucht ($1 / 0,09 = 11,11$).

Tanklastwagen LKW können 30 bis 37 Kubikmeter transportieren.³¹⁷ Bahn Kesselwagen vierachsiger 110 Kubikmeter.³¹⁸

D.h. ein Tankwagen kann bei normalem Druck und normalen Temperaturen nur ca. 3 kg Wasserstoff transportieren (33,33 Kubikmeter / 11,11 Kubikmeter für 1 kg Wasserstoff). Ein Wasserstoffauto braucht 1 kg für 100 km, ein Tankwagen LKW würde also bei Normaldruck also nur die Energie für eine Strecke von 300 km transportieren!!! Ein Skandal! Die Energiewende kann also gar nicht funktionieren!!! 😊 Aber ein wenig weiterrechnen muss man doch noch und schon kommt man durch menschlichen Forschungsgeist auf 1,7 Tonnen für einen Tankwagen.

Bei 350 bar und 15 Grad Celsius kann man 23 kg pro Kubikmeter transportieren, bei 700 bar und 15 Grad Celsius sind es ca. 39 kg pro Kubikmeter.³¹⁹ Der Standardtank in der Gasindustrie, der als stationärer Tank und Transportbehälter eingesetzt wird, ist ein Tank, der nur aus Stahl besteht, er hält 200 bar Druck aus³²⁰, das wären 16 kg Wasserstoff pro Kubikmeter.³²¹

Ein Tankwagen LKW mit 200 bar Druck würde mit 30 Kubikmeter $30 * 16 = 480$ kg Wasserstoff transportieren können (an der Zuladung scheitert es also nicht!), der Bahn Kesselwagen wäre bei $110 * 16 = 1760$ kg Wasserstoff bzw. 1,7 Tonnen!!

Ein Tankwagen LKW bringt also an eine Wasserstofftankstelle nicht die Energie für 300 km, sondern die Energie von 48.000 km für Wasserstoffautos.

Speicherbehälter von Wasserstofftankstellen schaffen mit einer Ummantelung aus Harz und Kohlefaser 1000 bar. In Wasserstoffautos wird teils 700 bar eingesetzt, in LKW und Bussen 350 bar. Beides Druckwerte werden auch bei Wasserstofftankstellen angeboten.³²²

Wieder andere Zahlen meldet das Enertrag Projekt aus Magdeburg: hier wird ein 10 MW PEM Elektrolyseur von Neumann und Esser aus Übach-Palenberg gebaut, diese Firma liefert auch zwei

277,778 Wattstunden bzw. 278 Wh. $42 * 278 = 11.120$ und $42 * 278 = 11.676$ Wh:

https://de.wikipedia.org/wiki/Energiedichte_von_Energiespeichern - Zugriffen: 07.08.2024.

³¹⁷ Siehe: <https://www.hegelmann.com/de/fleet/bulk-liquid-tanker/> - Zugriffen: 07.01.2025.

³¹⁸ Siehe: <https://gueterwagenkatalog.dbcargo.com/katalog/nach-gattung/Kesselwagen-Fluessiggas-110m%C2%B3-5852872> – Zugriffen: 07.01.2025.

³¹⁹ KI von ChatGPT. Welche Dichte hat Wasserstoff bei 350 bar Druck? Wie viel bei 700 bar Druck? Bei einem 30 Kubikmeter LKW wären es bei 350 bar Druck 690 kg, bei 700 bar Druck 1170 kg. Bestätigt in:

<https://emcel.com/de/wasserstoffspeicherung/> - Zugriffen: 07.01.2025.

³²⁰ Siehe: <https://emcel.com/de/wasserstoffdruckbehaelter/> - Zugriffen: 07.01.2025.

³²¹ KI von GhatGPT. (siehe oben) Und bei einem Druck von 200 bar?

³²² Siehe: <https://emcel.com/de/wasserstoffdruckbehaelter/> - Zugriffen: 07.01.2025. Siehe auch Link:

Untertage Wasserstoffspeicher, bei: <https://www.uni-augsburg.de/de/forschung/einrichtungen/institute/amu/wasserstoff-forschung-h2-unia/h2lab/h2-sp/physikalische-speicherung/> - Zugriffen: 30.12.2024.

Verdichter: vier Kompressoren komprimieren 90 kg Wasserstoff pro Stunde auf 121 bar für die Einspeisung ins Erdgasnetz und vier weitere Kompressoren verdichten 45 kg Wasserstoff pro Stunde auf 501 bar für die Befüllung von Tanklastern³²³,

Bei -253 Grad Celsius hat Wasserstoff eine Dichte von 73 kg pro Kubikmeter, er ist dann flüssig, diese sog. Kryotanks sind aufwendig und es gibt die sog. Abdampfverluste bzw. Boil-Off Verluste, die auch zu Druckerhöhung führen.³²⁴ Der Wasserstofftanker Suiso Frontier von Kawasaki Heavy Industries kann 1250 Kubikmeter Wasserstoff bei 253 Grad Celsius transportieren³²⁵, das sind: 91.250 kg bzw. 91,2 Tonnen Wasserstoff.

Noch mehr Wasserstoff kann man mit sog. Liquid Organic Hydrogen Carrier Flüssigkeiten transportieren. Benzyltoluol, die beste LOHC Flüssigkeit, muss in hohen Mengen vorhanden sein, man braucht 1 Liter Benzyltoluol für 57 Gramm Wasserstoff, bekannt als Marlotherm LH.³²⁶ Dies sind 1000 kg Benzyltoluol bzw. 1 Tonne Benzyltoluol, um 57 kg Wasserstoff pro Kubikmeter binden zu können (Metallhydrid wird hier nicht dargestellt).³²⁷ Benzyltoluol hat eine Dichte von 0,995 g³²⁸ bzw. vereinfacht 1 Gramm / 1 cm³ (bei 20 Grad), das sind * 1000 : ca. 1 kg pro 1000 cm³ bzw. 1 Liter.³²⁹

Die japanische Firma Chiyoda hat Wasserstoff von Brunei nach Japan transportiert mit einer neuen Technologie, sie wandelt Methylcyclohexane (MCH) in Wasserstoff um, dies führt zu einem leichten Transport und Nutzung bestehender Infrastruktur, siehe diese GTAI Info.³³⁰ Siehe die Chiyoda Webseite zum sog. Spera Hydrogen Projekt.³³¹

Mit 1 Tonne bzw. 1000 Liter Benzyltoluol kann man 57 kg Wasserstoff pro Kubikmeter binden. LKW können 30 bis 37 Kubikmeter transportieren.³³² Bahn Kesselwagen vierachsiger 110 Kubikmeter.³³³ Mit LOHC gebunden könnten somit in einem LKW bei 30 Kubikmeter $30 * 57 \text{ kg} = 1710 \text{ kg}$, das sind 1,7 Tonnen Wasserstoff, bei 110 Kubikmeter $110 * 57 \text{ kg} = 6270 \text{ kg}$ Wasserstoff bzw. 6,1 Tonnen Wasserstoff.

Ein Tankwagen LKW, der LOHC benutzt, bringt somit an eine Wasserstofftankstelle die Energie von 171.000 km für Wasserstoffautos.

1 Kubikmeter sind 1000 Liter, 1 Liter Öl hat ca. 10 kWh, damit hat 1 Kubikmeter Öl 10.000 kWh, $10.000 * 30 = 300.000 \text{ kWh}$ im Öl-LKW und $10.000 * 110 = 1.100.000 \text{ kWh}$ in der Öl-Bahn.

1 Tonne Wasserstoff hat einen Heizwert von 33.330 kWh. Mit LOHC sind $1,7 * 33.330 \text{ kWh} = 56.551 \text{ kWh}$ im Wasserstoff-LKW, und $6,1 * 33.330 \text{ kWh} = 203.313 \text{ kWh}$ in der Öl-Bahn. Kurz: mit LOHC kann

³²³ Siehe: <https://enertrag.com/de/news-und-presse/pressemitteilungen/gruener-wasserstoff-fuer-industriepark-bei-magdeburg> - Zugriffen: 05.06.2025.

³²⁴ Siehe: <https://emcel.com/de/wasserstoffspeicherung/> - Zugriffen: 07.01.2025.

³²⁵ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstofftanker> - Zugriffen: 08.01.2025.

³²⁶ Siehe: <https://publications.rwth-aachen.de/record/980633/files/980633.pdf> - Zugriffen: 08.01.2025.

Siehe: <https://htf.krahn.eu/de/htf-products/marlotherm-lh> - Zugriffen: 08.01.2025.

³²⁷ Siehe: <https://emcel.com/de/wasserstoffspeicherung/> - Zugriffen: 07.01.2025.

³²⁸ Siehe: <https://gestis.dguv.de/data?name=040810> – Zugriffen: 07.01.2025.

³²⁹ Die KI in ChatGPT gibt an: 1,02 bis 1,04 g/cm³.

³³⁰ Siehe: <https://www.gtai.de/de/trade/japan/branchen/regierung-wasserstoff-bietet-hohes-dekarbonisierungspotenzial--1011728> - Zugriffen: 15.05.2025.

³³¹ Siehe: <https://www.chiyodacorp.com/en/service/spera-hydrogen/> - Zugriffen: 15.05.2025.

³³² Siehe: <https://www.hegelmann.com/de/fleet/bulk-liquid-tanker/> - Zugriffen: 07.01.2025.

³³³ Siehe: <https://gueterwagenkatalog.dbcargo.com/katalog/nach-gattung/Kesselwagen-Fluessiggas-110m%C2%B3-5852872> – Zugriffen: 07.01.2025.

man immerhin **18 % des Energiegehaltes von Erdöl in Form von Wasserstoff bei normalen Temperaturen transportieren.**

1 Liter Wasserstoff enthält bei normalen Temperaturen und normalem Druck eine Energie von 3 Wh, mit Trägermaterialien verbunden, mit LOHCs, kann 1 Liter LOHC etwa Wasserstoff mit einer Energiemenge von 1900 Wh aufnehmen, immerhin fast 2 kWh.³³⁴

(hier wurde nicht der Energieverbrauch für LOHC Hydrierung einbezogen: bei 20-30 bar, 150-200 Grad Celsius; Dehydrierung bei 250-300 Grad Erwärmung eingerechnet bzw. nicht direkt von den kWh abgezogen, um die Daten ‚roh‘ zu haben³³⁵). Siehe zu den LOHC-Trägern auch Wikipedia.³³⁶

Hydrogenius LOHC Technologies ist eine Firma in Erlangen-Bruck, die Wasserstoff in Dibenzyltoluol speichert, sie hat 2016 den Innovationspreis der deutschen Wirtschaft gewonnen und stellt seitdem LOHC-Systeme her. Kombiniert mit Dibenzyltoluol ist Wasserstoff schwer entflammbar und Wasserstofftankstellen können so in sicherer Form realisiert werden.³³⁷ Dibenzyltoluol ist ein preiswertes sog. Wärmeträger-Öl, bekannt als Marlotherm.³³⁸ Hydrogenius LOHC Technologies baut seit 2021 im Chemiapark Dormagen eine 1800 Tonnen Anlage, die 2023 in Betrieb gehen sollte, hier soll Wasserstoff im Trägermedium Benzyltoluol gespeichert werden. Eine Förderung erfolgt durch das Land NRW. Mittlerweile ist die Covestro Deutschland AG seit 2019 Gesellschafter bei Hydrogenius LOHC Technologies und stelle ihre Flächen zur Verfügung.³³⁹ Es gibt mehrere weitere Wasserstoffträger mit Vor- und Nachteilen.³⁴⁰

In der Natur kann Wasserstoff am besten in Salzkavernen gespeichert werden, sie sind dicht und der Wasserstoff wird nicht verunreinigt. In Salzkavernen wird derzeit schon Erdgas gespeichert. Wasserstoffspeicher gibt es in drei kleinen Kavernen in Teesside, England, und zwei großen Kavernen in Houston, Texas. In leeren Gas- oder Öllagerstätten könnten Wasserstoff mit den Resten der dortigen Stoffe bzw. Flüssigkeiten reagieren und müsste ggf. später aufwendig gereinigt werden.

Problem, auch in den Salzkavernen passen nur geringe Mengen Wasserstoff rein: Zitat Uni Augsburg ‚Physikalische Wasserstoffspeicherung‘: „Die typische Größe einer Gasspeicherkaverne kann von einigen 100.000 m³ bis zu einem Maximum von etwa 1.000.000 m³ variieren, wobei der Betriebsdruck mit zunehmender Tiefe steigt. So ergibt sich bei einer 1000 m tiefen Kaverne mit einem Volumen von 500.000 m³ ein Betriebsdruck von etwa 60 bis 180 bar. Bezogen auf Wasserstoff ergibt sich daraus eine Arbeitsgasmasse von 4900 t.“³⁴¹ Das ist nicht viel, dennoch gibt es solche Projekte:

³³⁴ Siehe: https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles/news/p2x_wechsel_lohc_von_dbt_zu_bt - Zugriffen: 30.12.2024.

³³⁵ Siehe S. 183: Julian Kadar et al. Einsatz flüssiger organischer Wasserstoffträger in Schienenfahrzeugen, 2023, siehe: <https://publications.rwth-aachen.de/record/980633/files/980633.pdf> - Zugriffen: 08.01.2025.

³³⁶ Leider ohne viele Daten bezüglich wie viel LOHC nötig ist, um welche Mengen Wasserstoff zu binden. Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Fl%C3%BCssige_organische_Wasserstofftr%C3%A4ger – Zugriffen: 30.12.2024.

³³⁷ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Fl%C3%BCssige_organische_Wasserstofftr%C3%A4ger – Zugriffen: 14.10.2024.

³³⁸ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Dibenzyltoluol> - Zugriffen: 26.12.2024.

³³⁹ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Fl%C3%BCssige_organische_Wasserstofftr%C3%A4ger – Zugriffen: 14.10.2024.

³⁴⁰ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Fl%C3%BCssige_organische_Wasserstofftr%C3%A4ger – Zugriffen: 14.10.2024.

³⁴¹ Siehe Link: Untertage Wasserstoffspeicher, bei: <https://www.uni-augsburg.de/de/forschung/einrichtungen/institute/amu/wasserstoff-forschung-h2-unia/h2lab/h2-sp/physikalische-speicherung/> - Zugriffen: 30.12.2024.

Der Energiekonzern Uniper will in einem ostfriesischen Salzstock in Upleward im Landkreis Aurich einen großen Wasserstoffspeicher bauen, mit 500.000 Normkubikmetern grünen Wasserstoff. Hierfür werden zuerst einmal Tests durchgeführt, in einem Monat ein Dichtigkeitstest. Nächstes Jahr soll eine Demonstrationsanlage fertig sein. Die Befüllung erfolgt mit Tankwagen. Später einmal soll das Wasserstoffkernnetz an der Anlage vorbeilaufen.³⁴² Der Oldenburger Energieversorger EWE will in Huntorf einen von sieben großen Hohlräumen bzw. Kavernen, die als Erdgasspeicher genutzt werden, als Wasserstoffspeicher umbauen, die Bauarbeiten haben im Herbst 2024 begonnen, ab 2027 soll dort Wasserstoff gespeichert werden, die Kaverne fasst 20 Mill. Kubikmeter.³⁴³ (20 Mill. / 500.000 = 40 ... 40 mal 4900 Tonnen (siehe den Absatz zuvor), sind immerhin 196.000 Tonnen ... dies wäre eine Hausnummer ... wenn man diesen Druck von 60 bis 180 bar erzielen kann

Speichermöglichkeiten für Wasserstoff werden derzeit aktiv untersucht bzw. ausprobiert, siehe aktuell dazu BMWK Weißbuch Wasserstoffspeicher, April 2025.³⁴⁴

Die intersaisonale Speicherung mittels Solar und Elektrolyse wird aktuell als Testprojekt in Österreich, unter dem Namen Underground Sun Storage 2030 durchgeführt, 2025 sollen hier Testreihen erfolgen und in einer Erdgaslagerstätte Wasserstoff gespeichert werden. Hauptträger ist die RAG Austria AG, die riesige Erdgasspeicher betreibt.³⁴⁵ Diese Projekt wird nun offenkundig als EU Stars H2 Projekt³⁴⁶ weiterbetrieben, mit einer großen Anzahl von Projektpartnern.³⁴⁷ Ziel ist es im Großraum Linz zu zeigen, „wie Ballungsräume ganzjährig und sicher die Sommersonne im Winter in Form von grüner Wärme und Strom nutzen können – ganz ohne CO2-Emissionen.“³⁴⁸ Das Projekt wird im Rahmen vom Horizon Europe Framework Programme (HORIZON) gefördert und erhält 20 Mill. Euro Förderung.³⁴⁹

³⁴² Nadine Bös, Hanna Decker. Ein Speicher für das Wundergas. FAZ, 26.08.2024. Siehe auch:

https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg_ostfriesland/Uniper-testet-Wasserstoff-Speicher-in-ehemaligem-Salzstock,wasserstoff542.html – Zugriffen: 27.05.2025.

³⁴³ Siehe: https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg_ostfriesland/EWE-will-Gasspeicher-in-Huntorf-fuer-gruenen-Wasserstoff-umbauen,wasserstoff512.html – Zugriffen: 27.05.2025.

³⁴⁴ Siehe: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch-wasserstoffspeicher-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=5 – Zugriffen: 27.05.2025.

³⁴⁵ Siehe Projekt Sun Conversion Wikipedia: https://de.wikipedia.org/wiki/Underground_Sun_Storage – Zugriffen: 14.10.2024. Die RAG Austria AG betreibt auch ein echt schräges Projekt mit dem Namen Underground Sun Conversion, hier werden Wasserstoff und CO2 in ein Erdgaslager eingebracht und Mikroorganismen, sog. Archaeen, erzeugen dann daraus in kurzer Zeit grünes Erdgas. Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Underground_Sun_Conversion - Zugriffen: 14.10.2024.

³⁴⁶ Siehe die EU Stars H2 Webseite: <https://www.euh2stars.eu/en/> - Zugriffen: 30.12.2024.

³⁴⁷ „Das Konsortium von EUH2STARS mit seinen komplementären Kompetenzen in verschiedenen Disziplinen bildet unter Leitung der RAG Austria AG nicht nur die gesamte Wertschöpfungskette der Wasserstoffspeicherung ab – vom Herzstück der Speicherung (RAG Austria AG, Shell Global Solutions International B.V./Niederlande, Energie Beheer Nederland BV/Niederlande, Hungarian Gas Storage/Ungarn, Trinity Capital S.L./Spanien), der Wasserstoffaufbereitung (Axiom angewandte Prozesstechnik GmbH, Axiom Polska Sp.z o.o), über die Transportnetze (AGGM) bis hin zu Energieversorgern (LINZ AG) – sondern integriert auch wesentliche Forschungseinrichtungen (Montanuniversität Leoben, The Netherlands Organization for Applied Scientific Research/Niederlande, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz).“ Siehe: <https://www.rag-austria.at/kontakt/presse/pressemeldungen/details/article/europaeisches-referenzprojekt-zur-grossvolumigen-wasserstoff-speicherung-euh2stars-startet-unter-oesterreichischer-fuehrung.html> - Zugriffen: 30.12.2024.

³⁴⁸ Siehe: <https://www.rag-austria.at/> - siehe die EU Stars H2 Webseite: <https://www.euh2stars.eu/en/> - Zugriffen: 30.12.2024.

³⁴⁹ Siehe: <https://www.rag-austria.at/kontakt/presse/pressemeldungen/details/article/europaeisches-referenzprojekt-zur-grossvolumigen-wasserstoff-speicherung-euh2stars-startet-unter-oesterreichischer-fuehrung.html> - Zugriffen: 30.12.2024.

Es spricht also viel dafür, Wasserstoff zur intersaisonalen Speicherung möglichst mit einem LOHC-Träger zu verbinden oder mit Wasserstoff und Stickstoff aus der Luft Ammoniak herzustellen, das viel leichter gespeichert werden kann, wobei man aber auch damit Turbinen antreiben kann. Dann wäre die Rede von Wasserstoff mit LOHC als Speicher und Ammoniak als Speicher (Methanol wäre auch möglich, dies stößt aber CO₂ aus und wäre nur mit ‚doppeltem Aufwand‘ Direct Air Capture DAC und grünem Wasserstoff über Elektrolyseure grün).

Bei der gesamten weltweite Energiemenge gibt nicht nur Erdöl, sondern auch Erdgas. Dazu auch noch eine Überschlagsrechnung, wie viel Energie das Erdgas enthält:

Zum Vergleich Erdgas: ... In Deutschland werden 80 Mrd. Kubikmeter Erdgas verbraucht, in Europa 492 Mrd. Kubikmeter, die USA 915 Mrd. Kubikmeter, die Welt hat einen Erdgasverbrauch von 4060 Mrd. Kubikmeter (2023, vereinfacht, gerundet), Daten Excel-Tabelle der BGR.³⁵⁰ Erdgas hat als High-Gas einen Brennwert von 10 bis 12 kWh, als Low-Gas zwischen 8 und 10 kWh. Mit 10 kWh berechnet: 4060.000.000.000 Kubikmeter * 10 kWh -> 4060.000.000.000 und eine 0 = 40.600.000.000.000 also 40 Billionen kWh, das sind: **40.600 Terawattstunden**.

Auch das Erdgas muss man also mit Wasserstoff (und Ammoniak und Methanol ersetzen, bei der Produktion dieser Stoffe braucht man wiederum Wasserstoff!)

40.600 Erdgas und 55.824 Erdöl umgerechnet in Terawattstunden sind insgesamt = 96.424 TWh ... weltweiter gesamter Energieverbrauch laut IEA: 175.555 Terawattstunden ... die Dimensionen stimmen also, aber irgendwas stimmt hier nicht: erneuerbare Energien, darunter Wasserkraft und Atomenergie und Biomasse schaffen 75.000 Terawattstunden, gibt der IEA zu viel weltweite Energieproduktion bzw. Verbrauch an?³⁵¹ 😊

Wasserstoffproduktion durch Elektrolyseure: Wie viel Strom braucht man dafür?

Wasserstoff Umrechnung: Im Jahr 2022 gibt das Fraunhofer Institut für die PEM Elektrolyse einen Wert von 55 kWh Strom für 1 kg Wasserstoff an.³⁵² Im Internet wird 53 kWh Strom für 1 kg Wasserstoff angegeben.³⁵³ Im Bericht Transformation der Chemie 2023 wird mit einem Wert von 47,5 MWh für eine Tonne Wasserstoff gerechnet.³⁵⁴ Nimmt man nun erst einmal den Wert 50, dann sähen die Werte für die Herstellung von Wasserstoff im Elektrolyseur so aus:

1 kg Wasserstoff für 50 kWh (* 1000)

1 Tonne Wasserstoff für 50 MWh (* 1000)

1000 Tonnen Wasserstoff für 50.000 MWh, das sind 50 Gigawattstunden. (* 1000)

1 Mill. Tonnen Wasserstoff korrespondiert mit 50.000 Gigawattstunden, das sind 50 Terawattstunden (* 1000)

³⁵⁰ Zahlen aus einer Excel-Tabelle der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe BGR: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/produkte_node.html?tab=Energiedaten – Zugegriffen: 05.01.2025.

³⁵¹ S. 264, Table A.1a: World Energy Supply. In: IEA. World Energy Outlook, 2023, umgerechnet von 623 Exajoule, siehe: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023> - Zugegriffen: 20.11.2023.

³⁵² Siehe: Windenergie und Wasserstoff immer zusammen denken, 4. Mai 2022, Fraunhofer Academy: <https://blog.academy.fraunhofer.de/blogbeitraege/wasserstoff-aus-windenergie-nachhaltige-energieversorgung/> - Zugegriffen: 20.12.2024.

³⁵³ Z.B. vom Berliner Energieversorger Gasag: <https://www.gasag.de/magazin/energiemarkt/strom-1kg-wasserstoff/> - Zugegriffen: 09.09.2024.

³⁵⁴ Transformation der Chemie 2023 : 15.

Mit diesen Internet Werten brauchen:

1 Mill. Tonnen Wasserstoff 50 Terawattstunden Strom.

Dreisatz 1g 50 kWh Werte:

1 Terawattstunden Strom braucht man um 20.000 Tonnen Wasserstoff herzustellen.

Prüfung an den konkreten Werten des Thyssen-Nucera-Elektrolyseurs: Der Thyssen-Nucera-Elektrolyseur produziert mit 150 MW 16.000 Tonnen Wasserstoff, und mit 500 MW 56.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr.³⁵⁵ Der Stromverbrauch beträgt bei 500 MW * 8760 = 4.380.000 MW, das sind 4.380 GW, das sind ca. **4,4 Terawattstunden für 56.000 Tonnen Wasserstoff**. Bei einem pauschalen 90 % Abschlag bei den Betriebsstunden für Wartungen (8760 * 0,9 ...) wären das: 500 MW * 7884 = 3.942.000 MW, das sind 3.942 GW, das wären **3,9 Terawattstunden für 56.000 Wasserstoff**. In der Realität scheint man also mit ca. 4 Terawattstunden Strom 56.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr herstellen zu können:

Dreisatz Thyssen Nucera:

1 Terawattstunde Strom braucht man um 14.000 Tonnen Wasserstoff herzustellen.

1.000.000 Tonnen Wasserstoff / 14.000 Tonnen = 71,4, das heißt:

Mit diesen Thyssen Nucera Werten sind das für **1 Mill. Tonnen Wasserstoff 71,4 Terawattstunden Strom.**

Wie viel Elektrolyseure braucht man für 1.000.000 Tonnen Wasserstoff?

1.000.000 / 56.000 = 17,8, das heißt **18 mal** einen Thyssen Nucera 500 MW Elektrolyseur. (und 18 * 4 Terawattstunden, da komme eben auch 72 Terawattstunden raus)

Prüfung anhand von konkreten Werten für 100 MW Elektrolyseure: Angegeben werden für einen 100 MW Elektrolyseur im Internet als Jahresleistung Wasserstoff 10.000 Tonnen (Hamburg-Moorburg Luxara³⁵⁶), 12.410 Tonnen (Lhyfe in der Nähe von Le Havre und Yara³⁵⁷), 14.892 Tonnen (RWE in Lingen³⁵⁸), beim heißen Druck-Alkali-Elektrolyseur von Sunfire bis zu 17.520 Tonnen.³⁵⁹

Berechnung für einen 100 MW Elektrolyseur: 100 * 8760 = 876.000 MWh, das sind 876 Gigawattstunden oder 0,87 Terawattstunden. 100 * 7884 = 788.400 MWh, das sind 788 Gigawattstunden oder 0,78 Terawattstunden.

Dreisatz hier:

100 MW ungefähr für 10.000 Tonnen Wasserstoff, bei einem Jahresstromverbrauch von 0,8 Terawattstunden bzw. 10.000 Tonnen Wasserstoff benötigen 0,8 Terawattstunden (*100)

³⁵⁵ Siehe: <https://www.iqony.energy/standortentwicklung/projekt-hydroxy-walsum> - Zugriffen: 21.07.2024.

³⁵⁶ Siehe: <https://www.ramboll.com/de-de/news/100mw-elektrolyseanlage-moorburg-energie-wende-in-hamburg-nimmt-fahrt-auf> - Zugriffen: 30.11.2024.

³⁵⁷ Siehe: <https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/frankreich-foerdert-100-mw-elektrolyseur-mit-149-mio-euro/> - Zugriffen: 30.11.2024.

³⁵⁸ Siehe: <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemeldungen/presdetailseite/gruner-wasserstoff-fur-die-stahlproduktion:-rwe-und-thyssenkrupp-planen-zusammenarbeit-86588> - Zugriffen: 30.11.2024.

³⁵⁹ Siehe: <https://sunfire.de/de/news/sunfire-baut-100-megawatt-elektrolyseur-fuer-rwe/> - Zugriffen: 30.11.2024.

Mit diesen 100 MW Elektrolyseur Internet Werten sind dies für 1.000.000 Tonnen Wasserstoff ca. 80 Terawattstunden Strom.

Um 1.000.000 Tonnen Wasserstoff herzustellen, braucht man 100 mal einen 100 MW Elektrolyseur, der je 0,8 Terawattstunden verbrauchen, insgesamt eben für 1 Mill. Tonnen 80 Terawattstunden.

Zurückgerechnet auf 1 kg, sind dies 80 kWh für 1 kg Wasserstoff, also ein deutlich höherer Wert als die im Internet oft angegebenen 50 kWh.

Im Bericht Transformation der Chemie 2023 wird mit einem Wert von 47,5 MWh für eine Tonne Wasserstoff gerechnet³⁶⁰, dies führt natürlich zu höheren Produktionszahlen bzw. einem niedrigerem Stromverbrauch. Würde man 56.000 Tonnen Wasserstoff * 47,5 MWh rechnen, sind dies 2.660.000 MWh, das sind 2660 Gigawattstunden, mit diesem Werten würden 56.000 Tonnen Wasserstoff nur noch **2,6 Terawattstunden Strom benötigen.** Und dies * 17,8 gerechnet = **sind dies 46,6 Terawattstunden Strom für 1.000.000 Tonnen Wasserstoff.**

In Europa ist die norwegische Firma NEL aktiv, sie bietet alkalische Wasserelektrolyseure und PEM Elektrolyseure an³⁶¹ aktiv. Der alkalische Wasserelektrolyseur A485 kann, so die Webseite, mit einer Leistung von 4,5 kWh für 1 Normkubikmeter Wasserstoff herstellen.³⁶² Rechnung: Normkubikmeter ist definiert bei 1,013 bar und 0 Grad Celsius, ein 1 Nm³ ist 0,0899 kg schwer.³⁶³ Für 1 kg Wasserstoff braucht man also: $1 / 0,9 = 11,11 \text{ Nm}^3$.

Für 1 Tonne = 11.111 Nm^3 . $11.111 \text{ Nm}^3 * 4,5 \text{ kWh} = 49.999 \text{ kWh}$, das sind **49,9 MWh**.

Für 1.000.000 Tonnen = $11.111.111.111 \text{ Nm}^3$. $11.111.111.111 \text{ Nm}^3 * 4,5 \text{ kWh} = 49.999.999.999 \text{ kWh}$, das sind: 49 (TWh).999 (GWh).999 (MWh).999 (kWh), **das sind 49 Terrawattstunden für 1.000.000 Tonnen Wasserstoff.**

Das bestätigt den Wert in Transformation der Chemie 2023 von 47,5 kWh für 1 Tonne Wasserstoff und wäre ein viel besserer Wert als der von Thyssen Nucera von: 78,57 Terawattstunden, siehe oben. Es gibt aber auch Informationen, die in die andere Richtung gehen. Dazu kommt, dass man bei einem alkalischen Wasserelektrolyseur ohne Iridium, mit Aluminium und Rayney Nickel Elektroden, generell von einem höheren Stromverbrauchswert von 55 MWh pro Tonne oder ggf. sogar 60 MWh pro Tonne Wasserstoff ausgehen kann.³⁶⁴ Dies wird bestätigt wurden die Projektplanungsfirma Proton Ventures, die 60 kWh/kg Wasserstoff angibt³⁶⁵, dies sind 60 MWh pro Tonne bzw. 60 TWh für 1 Mill. Tonnen.

Somit ergibt sich schon eine **ganz schöne Bandbreite, von 47,5 bis 80 kWh für 1 kg, bzw. 47,5 MWh bis 80 MWh für 1000 kg bzw. 47,5 TWh bis 80 TWh für 1 Mill. Tonne Wasserstoff.**

³⁶⁰ Transformation der Chemie 2023 : 15.

³⁶¹ Siehe: <https://nelhydrogen.com>

³⁶² Siehe: <https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/> - Zugriffen: 07.01.2025.

³⁶³ Siehe Hydrogen Europe Tech Overview: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/11/Tech-Overview_Hydrogen-Transport-Distribution.pdf - Zugriffen: 07.01.2025.

³⁶⁴ So die KI im ChatGPT. Und auch die Literatur: 55 MWh pro Tonne Wasserstoff wird auch im alten Bericht Roadmap Chemie 2019 als Annahme genutzt, siehe dazu unten rechts in der Tabelle in Transformation der Chemie 2023: 15.

³⁶⁵ Siehe: <https://protonventures.com/news/what-is-the-best-hydrogen-carrier-2/> - Zugriffen: 13.02.2025.

Eine letzte Prüfung anhand der Info, dass 10 Millionen Tonnen Wasserstoff 90 bis 100 GW an Elektrolyseurkapazität benötigen würden, so dokumentiert auf der Fachtagung der European Electrolyser Summit, Brussels, 5 May 2022, Joint Declaration.³⁶⁶

Dieser Wert kehrt wieder im RePowerEU Plan der EU, der für das Jahr 2030 10 Mill. Tonnen Wasserstoff Produktion in der EU und bis zu 10 Mill. Tonnen Import vorsieht, die installierten Elektrolyseure in der gesamten EU sollen 2030 100 GW betragen.³⁶⁷

100 GW bzw. 100.000 MW Elektrolyseleistung das sind also ca. 200 Thyssen Nucera 500 MW Elektrolyseanlagen oder 1000 kleinere Elektrolyseanlagen mit einer Leistung von 100 MW, die bis 2030 in Europa installiert werden müssen und diese schaffen eben auch – ungefähr - 10 Mill. Tonnen ($200 * 56.000 = 11.200.000$... $1000 * 10.000 = 10.000.000$)

Deutschland, Europa, die Welt

Wie viel Strom braucht man für hohe Tonnagen an Wasserstoff, **hier wird nun vom höchsten Wert 1 kg 80 kWh ausgegangen, weil es sein kann, dass Iridium nicht ausreichend vorhanden ist, siehe Teil 2, und man mit weniger effizienten Elektroden arbeiten muss:**

1 Mill. Tonnen Wasserstoff: 100 mal ein 100 MW Elektrolyseur, mit einem Verbrauch von ca. 0,8 Terawattstunden, * 100, das sind 80 Terawattstunden

10 Mill. Tonnen Wasserstoff: 1000 mal ein 100 MW Elektrolyseur, mit einem Verbrauch von ca. 0,8 Terawattstunden, * 1000, das sind 800 Terawattstunden.

30 Mill. (dies könnte Deutschland sein): 3000 mal ein 100 MW Elektrolyseur mit einem Verbrauch von ca. 0,8 Terawattstunden, * 3000, das sind 1920 Terawattstunden.

50 Mill. Tonnen Wasserstoff: 5000 mal ein 100 MW Elektrolyseur mit einem Verbrauch von ca. 0,8 Terawattstunden, * 5000, das sind 4000 Terawattstunden

100 Mill. Tonnen Wasserstoff: 10.000 mal ein 100 MW Elektrolyseur mit einem Verbrauch von ca. 0,8 Terawattstunden, * 10.000, das sind 8000 Terawattstunden

1000 Mill. Tonnen bzw. 1 Mrd. Tonne Wasserstoff: 100.000 mal ein 100 MW Elektrolyseur mit einem Verbrauch von ca. 0,8 Terawattstunden, * 100.000, das sind **80.000 Terawattstunden.**

In erneuerbaren Energien:

1 Mill. Tonnen bzw. 80 TWh sind: 50 TWh mit kleinen Solarparks, $50 / 0,06 = 833$ Solarparks Barth Flughafen, 50 TWh mit Cowboy Solar I und I wären $50 / 1,3$ TWh = 38,46; es bleiben noch 20 TWh für Landwindparks, dies ist erreichbar $20 / 0,6$ mit 12 Landwindparks Tarfaya oder $/ 0,3 = 24$ Landwindparks Werder/Kessin und 10 TWh können, $10 / 2,5$, mit 4 Offshore Windparks Hohe See / Albatros geschafft werden.

Als Tabelle:

³⁶⁶ Siehe: <https://ec.europa.eu/docsroom/documents/50014> - Zugegriffen: 21.07.2024.

³⁶⁷ COM (2023) 161 final., 16.03.2023, S. 26, siehe: https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en - Zugegriffen: 29.12.2023.

	1 Mill. t H2	10 Mill. t	30 Mill. t	50 Mill. t	100 Mill. t	1 Mrd. t
Als Mix erneuerbarer Energien:	80 TWh	800 TWh	1920 TWh	4000 TWh	8000 TWh	80.000 TWh
Solarpark Barth	833	8330	24.990	41.650	83.300	833.000
oder Cowboy Solar I u. II	38	380	1140	1900	3800	38.000
Landwind Tarfaya	12	120	360	600	1.200	12.000
oder Landwind Werder/Kessin	24	240	720	1200	2.400	24.000
Offshore Hohe See / Albatros	4	40	120	200	400	4000
TWh Stromverbrauch bei 1 kg 80 kWh	80	800	1920	4000	8000	80.000
TWh Stromverbrauch bei 1 kg 50 kWh	50	500	1500	2500	5000	50.000
Anzahl 100 MW Elektrolyseure	100 (je 0,8 TWh) = 10 GW	1000 = 100 GW	3000 = 300 GW	5000 = 500 GW	10.000 1000 GW	100.000 10000 GW
Thyssen Nucera Stromverbrauch TWH (56.000 Tonnen für 4,4 TWh)	78	785	2357	3928	7857	78.571
Anzahl Thyssen Nucera 500 MW Elektrolyseure	17,8	178	535	892	1785	17857

Fraunhofer ISE schätzt die Kosten für einen Elektrolyseur 2030 auf 400 bis 500 Euro/kW, größere Anlagen sind billiger als kleinere, PEM Anlagen sind teuer.³⁶⁸ 100 MW = 100.000 kW. 100.000 kW * 500 = 50.000.000, das sind 50 Mill. Kosten für einen 100 MW Elektrolyseur, allerdings für 2030, wenn bestimmte Kostenersparnisse durch höhere Produktionsmengen greifen. 250 Mill. Euro würde dementsprechend die Thyssen Nucera 500 MW Anlagen kosten.

Der gesamte Bruttostromverbrauch der BRD lag 2022 bei 549.000 Gigawattstunden bzw. 549 Terawattstunden, laut Bundesumweltamt.³⁶⁹ Der Endenergieverbrauch der BRD lag bei 2022 bei 2368 Terawattstunden.³⁷⁰ Um genügend Wasserstoff zur Verfügung zu haben, braucht man mehr Strom. Der Monitoring der Energiewende Bericht 2024 spricht 2045 von 1300 Terawattstunden Strom nur für die Elektrolyse von Wasserstoff.³⁷¹ Siehe zu diesen Prognosen im Punkt Deutschland mehr.

³⁶⁸ Marius Holst et al. Study: Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis. Fraunhofer ISE, 2021. Siehe: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/catf.html> - Zugriffen: 22.01.2025.

³⁶⁹ Quelle: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch> - Zugriffen: 14.10.2023.

³⁷⁰ Quelle: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren> – 30.12.2024.

³⁷¹ BMWK. Monitoring der Energiewende 2024: 166.

Ammoniak. Auch für die Herstellung von grünem Ammoniak braucht man Wasserstoff aus Elektrolyseuren. Aber nicht so viel, stöchiometrisch 177 kg Wasserstoff für 1 Tonne Ammoniak (dazu kommt noch Stickstoff aus der Luft).³⁷²

Zum Vergleich der Dimensionen Wasserstoff / Benzin: 1 Mrd. Tonnen Wasserstoff: Oben wird nach Gefühl von 30 Mill. Tonnen Wasserstoff für Deutschland nach der Energiewende ausgegangen: Deutschland hat 2023 17,3 Mill. Tonnen Benzin hergestellt.³⁷³ Der weltweite Ölverbrauch liegt im Jahr 2023 bei 4,53 Milliarden Tonnen.³⁷⁴ Wasserstoff hat pro 1 kg eine Energie von 33,33 kWh, Benzin kommt auf 11,9 kWh, d.h. Wasserstoff hat 3 mal so viel Energie.³⁷⁵ Da Wasserstoff dreimal so viel Energie enthält wie Rohöl, Benzin, Diesel etc. hatte 1 Mrd. Tonnen Wasserstoff einen Energiewert von 3 Mrd. Tonnen Rohöl, Benzin, Diesel etc. Damit könnte man große Teile des derzeitigen Energieverbrauchs offenkundig ersetzen.

Dieser mögliche Bedarf von ca. 80.000 Terawattstunden für Elektrolyseure zur Wasserstoffherstellung bestätigt, dass man um einen groben Anhaltspunkt zu haben von **150.000 Terawattstunden Strombedarf für die Energiewende ausgehen kann.**

Warum könnte es sein, dass wir viel Wasserstoff brauchen?

Unspektakulär wird in einigen Projekten damit begonnen, anstelle von Erdgas Wasserstoff in der Verbrennung bzw. Wärmeerzeugung einzusetzen, stattdessen kann auch Strom zum Einsatz kommen, etwa in einem Ziegelbrennofen mit 1100 Grad Celsius, der mit Strom betrieben werden kann.³⁷⁶

Weiterhin geht es um den Einsatz von Wasserstoff in einer Direktreduktionsanlage zur Herstellung von Stahl, um diverse chemische Prozesse, etwa in der umgekehrten Wassergasverschiebereaktion und Synthesegasherstellung und dem nachfolgenden Fischer-Tropsch Prozess zur Erzeugung des Grundstoffs Naphtha für die Ethylen-cracker oder zur Herstellung von Treibstoffen wie E-Kerosin (siehe hierzu den Punkt Chemie und das Kopernikus P2X-2 Projekt, das dies in einem kleinen Maßstab aufgebaut hat³⁷⁷), zur Herstellung von grünem Ammoniak als universeller Energieträger und Ausgangsstoff für Nitratdüngemittel, zur Herstellung von e-Methanol als universeller Energieträger, für Brennstoffzellenantriebe, ggf. für sogar für Wasserstoffverbrennermotoren, und – dies ist vielleicht am spektakulärsten und erst seit ca. 1 Jahr sickert dies in die Diskussion ein – für die intersaisonale Stromspeicherung, sprich: Im Sommer wird mit Solarenergie und Elektrolyse Wasserstoff hergestellt, im Winter wird darauf in Gaskraftwerken, die mit Wasserstoff betrieben werden können, Strom erzeugt, speziell dann, wenn es zu einer Dunkelflaute kommt (auch grünen Ammoniak und e-Methanol könnte man hier nutzen). So schreibt der Nationale Wasserstoffrat in aller Offenheit, dass man dies bisher in den Analysen gar nicht einbezogen hat, genannt wird es nun Wärmemarkt und Energieversorgung.³⁷⁸

³⁷² ChatGPT. Wie viel Wasserstoff braucht man für die Produktion von 1 Tonne Ammoniak.

³⁷³ Siehe: <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/auto-verkehr/drittes-jahr-in-folge-benzinverbrauch-in-deutschland-legt-zu-19621621.html> - Zugriffen: 09.09.2024.

³⁷⁴ Siehe: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/40612/umfrage/welt-insgesamt-erdoelverbrauch-in-millionen-tonnen/> - Zugriffen: 09.09.2024.

³⁷⁵ Siehe die Linde Gas Umrechnungstabelle Wasserstoff: https://www.linde-gas.at/de/images/1007_rechnen_sie_mit_wasserstoff_V111_tcm550-169419.pdf - Zugriffen: 16.11.2024.

³⁷⁶ Siehe in Teil 3, Punkt Deutschland, die Klimaschutzverträge, hier wird Wasserstoff in Schmiedeöfen und in Ziegelwerken statt Erdgas eingesetzt. In Ziegelwerken kann aber auch Strom die Hitze erzeugen, etwa beim Ziegelhersteller Wienerberger.

³⁷⁷ Siehe: <https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x> - Zugriffen: 27.12.2024.

³⁷⁸ Nationaler Wasserstoffrat 2024: 10. Siehe im Internet: Nationaler Wasserstoffrat. Grundlagenpapier. Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland. 3. Mai 2024.

Dies lag ggf. daran, dass man eine Zeitlang gedacht hatte, dass Großbatterien und andere Speicherlösungen, auch Wasserkraftspeicher, nutzbar sind. Sie sind aber in wenigen Tagen leer. Was passiert, wenn das Wetter mehrere Tage schlecht ist und sie nicht mehr aufgeladen werden können? Dazu kommt: eine kontinuierliche Stromversorgung ist für viele Bedarfe nötig, nicht zuletzt für die alkalischen Wasserelektrolyseanlagen, die nicht gut mit Anschalten und Abschalten zurechtkommen. Dazu kommt, dass Strom für Wärmepumpen und Großwärmepumpen vorhanden sein muss, und Wasserstoff als Verbrennungswärme in der Kraft-Wärme-Kopplung weiter benötigt wird³⁷⁹, alternativ kann dort Biomasse eingesetzt werden.

Diese Diskussion ist gerade erst entstanden, jedenfalls hat sich Walter Raizner vom Projektentwickler GESI Giga Batteries aktuell in der FAZ zu Wort gemeldet, um zu sagen, dass Großbatterien trotz alledem noch sinnvoll einsetzbar sind. Er sagt, dass 70 % des Reservebedarfs auf kurzfristige Speicherdauern entfällt, für Dunkelflauten, die mehrere Tage dauern, würden man dann aber wasserstofffähige Gaskraftwerke brauchen.³⁸⁰ Es gibt auch die Hoffnung, dass man in einigen Jahren eine 100 Stunden oder 200 Stunden Batterie gibt, die mehrere Tage überbrücken kann. Gehofft wird, dass man damit Kosten für Gaskraftwerke sparen kann.³⁸¹ (man muss allerdings hier auch die Strommenge betrachten, auf dem Land mag es mit einer Großbatterie gehen, aber in NRW – außerdem sollte man genug Reserven haben, d.h. genug Wasserstoff und wasserstofffähige Gaskraftwerke, um auch einmal außergewöhnliche Wetter- und Verbrauchssituationen bestehen zu können ... es wäre aber auch denkbar, dies in einer Übergangszeit mit Gaskraftwerken oder sogar Kohlekraftwerken zu überbrücken, die dann nur ganz kurz angehen)

Der Transport von Wasserstoff ist schwierig, aber mit Pipelines geht es, leichter ist ein Transport mit Schiffen und LKW nach der Umformung in Ammoniak, in der Kombination mit sog. LOHC-Materialien leichter oder der Umformung in Methan. In dieser Form wird Wasserstoff ein neuer grundlegender Energieträger. Insofern sollte man beim Wasserstoff an die erneuerbaren Energien für die Elektrolyse und eine mittelgroße chemische Anlage denken, die ihn umformen kann. Ebenso an Wasserstoffspeicher und Häfen, die für die Anlandung von Ammoniak, LOHC und Methan ausgerüstet sind und mit einer Pipeline verbunden sind.

Bei so vielen Anwendungsmöglichkeiten verwundert es nicht, dass es immer höhere Zahlen gibt, was den Wasserstoffbedarf angeht und zwar nicht nur in Deutschland, sondern weltweit. Es gibt auch weltweit immer mehr Länder, die grünen Wasserstoff herstellen wollen.

Einen weltweiten Überblick gibt hierzu der DVGW Factsheet Wasserstoff – woher, wie viel und wie? Mitsamt einem Anhang, der einen Überblick über die Ausbauziele von vielen Staaten gibt.³⁸² Aktuelle Zahlen gibt es vom Nationalen Wasserstoffrat 2024, der nun auch den Wärmemarkt und die

Siehe: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-05-03_NWR-Grundlagenpapier_Update_2024_Wasserstoffbedarfe.pdf - Zugriffen: 15.12.2024.

³⁷⁹ Denkbar ist auch Biomasse, siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Kraft-W%C3%A4rme-Kopplung> – Zugriffen: 15.12.2024.

³⁸⁰ Walter Raizner. Der Schlüssel zu einer erfolgreichen Energiewende. FAZ, 10.01.2025.

³⁸¹ BDI Energiewende auf Kurs bringen 2024: 25.

³⁸² Siehe DVGW-Factsheet Wasserstoff – woher, wie viel und wie? Bonn, Januar 2024:

<https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/wasserstoff-import-dvgw-factsheet.pdf> - Zugriffen: 17.12.2024. Siehe auch das dazugehörige Literaturverzeichnis und besonders den Anhang zu Bedarfsprognosen und einer Übersicht über Wasserstoffausbauzielen weltweit:

<https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/wasserstoff-import-dvgw-factsheet-anhang.pdf> - Zugriffen: 17.12.2024.

Energieversorgung einbezieht.³⁸³ In beiden Publikationen wird dem neuen Trend gefolgt, Wasserstoff nicht in Tonnen anzugeben, sondern in TWh, wobei damit aber nicht Strom, sondern – teilweise - die Energiemenge von Wasserstoff gemeint ist, dazu werden beim Punkt Deutschland Umrechnungsversuche gemacht. Dies trägt nicht gerade zur Übersichtlichkeit bei.

Der deutsche Nationale Wasserstoffrat hat in einem Grundlagenpapier 2021 berechnet, dass bis 2050 insgesamt 18,54 Mill. Tonnen pro Jahr (t/a) Wasserstoff für die Industrie nötig sind.³⁸⁴ Dies ist Stand der Dinge 2021, hier ging es nur um die Industrie, die intersaisonale Speicherung zur Stromerzeugung für die gesamte Gesellschaft ist damals noch nicht beachtet worden, man braucht also schon allein dafür noch mehr Wasserstoff. Letztlich sind damit alle Prognosen vor 2024 nicht mehr aktuell.

Die EU hat im Rahmen des REPowerEU Kommunikation vom März 2022 das Ziel gesetzt, bis 2030 10 Mill. Tonnen Wasserstoff aus erneuerbaren Energien zu produzieren.³⁸⁵ Die Europäische Kommission geht in RePowerEU bereits von 20 Mill. t für die gesamte EU aus, davon sollen 10 Mill. t importiert werden.³⁸⁶ Der klare und detaillierte Sonderbericht des Europäischen Rechnungshofes 11 / 2024: Die Industriepolitik der EU im Bereich erneuerbarer Wasserstoff enthält dazu einen ‚reality check‘, hier werden einige Probleme betont, etwa der hohe Preis von Wasserstoff, der die Nachfrage hemmen kann und unzureichende Politiken, die eine Nachfrage erhöhen.³⁸⁷

Der Monitoringbericht zur Energiewende 2024 schließt: „Zur Deckung der prognostizierten Bedarfe bereits im Jahr 2030 ist die avisierte inländische elektrolytische Erzeugung von 10 GW nicht ausreichend. Auch langfristig sind die Potentiale für die innerdeutsche Wasserstoffherzeugung nicht ausreichend, um den Bedarf zu decken.“³⁸⁸ Der Nationaler Wasserstoffrat schätzt für 2030 eine Elektrolyseleistung von 39 bis 52 GW für nötig.³⁸⁹ Für die Energieversorgung im Winter wird 2035 30 TWh Wasserstoff und 2045 bis zu 200 TWh angenommen, und Kraftwerkskapazitäten von 40 bis 70 GW für wasserstofffähige Gaskraftwerke.³⁹⁰ Dies wird hier ohne Umrechnung in einen jährlichen Strombedarf in Terawattstunden oder Elektrolyseurkapazität so stengelassen.

Wie viel Strom und wie viele Elektrolyseure braucht man für 10 Mill. Tonnen Wasserstoff (das Ziel der EU für 2030 in RePowerEU)? 10 Mill. Tonnen Wasserstoff: 1000 mal ein 100 MW Elektrolyseur, mit einem Verbrauch von ca. 0,8 Terawattstunden, * 1000, das sind 800 Terawattstunden, und hinsichtlich der erneuerbaren Energien 8330 mal Barth, 120 mal Tarfaya bzw. 240 mal Werder/Kessin und 40 mal Hohe See Albatros. Und dies * 2, einmal in Europa und einmal in Partnerländern weltweit.

Der Europäische Rechnungshof schreibt, dass es unrealistisch ist, dass die EU bis 2030 eine solche Kapazität aufbauen kann (er gibt an, dass für 10 Mill. Tonnen 140 GW Elektrolyseurkapazität nötig wären: also 280 mal Thyssen Nucera a 56.000 Tonnen pro Jahr, hier gerechnet mit 280 * 50.000

³⁸³ Nationaler Wasserstoffrat 2024: 12.

³⁸⁴ S. 9, Grundlagenpapier Nationaler Wasserstoffrat. Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland, 1. Februar 2023. Siehe:

https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-02-01_NWR_Grundlagenpapier_H2-Bedarf_2.pdf - Zugriffen: 13.10.2023.

³⁸⁵ Siehe Pressemitteilung vom 5. Mai 2022:

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_2829 - Zugriffen: 07.12.2023.

³⁸⁶ Fact Sheet Hydrogen Bank: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_23_1610 - Zugriffen: 22.12.2023.

³⁸⁷ Europäischer Rechnungshof, Sonderbericht 11. Die Industriepolitik der EU im Bereich Wasserstoff. 2024. Siehe: <https://www.eca.europa.eu/de/publications/SR-2024-11> - Zugriffen: 21.07.2024.

³⁸⁸ Monitoringbericht Energiewende 2024: 165.

³⁸⁹ Nationaler Wasserstoffrat 2024: 2.

³⁹⁰ Nationaler Wasserstoffrat 2024: 10.

Tonnen = 14.000.000, das sind 14 Mill. Tonnen, d.h. dass der Europäische Rechnungshof noch vorsichtiger ist als ich, was die Umwandlungseffizienz von Elektrolyseuren angeht).³⁹¹ Er hat ähnliche Probleme hat wie ich hier die Leistungsangaben oder Tonnenangaben in den Dokumenten der EU etwa umzurechnen.³⁹²

Weitere Infos zum Thema Wasserstoff gibt es auf den folgenden Seiten: Auf der Webseite Wasserstoffkompass sollen alle deutschen Entwicklungen im Bereich Wasserstoff und Elektrolyse abgebildet werden.³⁹³ Auf dieser Webseite gibt einen Elektrolyse Monitor, zum Zustand des Hochlaufs der Elektrolyse in Deutschland und weltweit, u.a. mit einer Excel-Tabelle über alle Wasserstoff Projekte weltweit.³⁹⁴ Die International Energy Agency IEA veröffentlicht eine Übersicht über Wasserstoffprojekte: siehe IEA Global Hydrogen Review 2023³⁹⁵ und 2024³⁹⁶ und es gibt eine IEA Datenbank Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database.³⁹⁷

Neuartige Ansätze zur Wasserstoffherstellung

Es gibt eine ganze Reihe weiterer Ansätze für die Wasserstoffherstellung, siehe Wikipedia Wasserstoffherstellung.³⁹⁸ Ein Beispiel für neuartige Ansätze zur Wasserstoffherstellung: Die Firma HITES stellt Synthesegas aus Biomasse her und scheidet dann Wasserstoff ab.³⁹⁹

Ähnlich offenbar die Firma SGH aus der kalifornischen Klima-Vorzeigestadt Lancaster: „SGH2’s patented Solena Plasma Enhanced Gasification (SPEG) technology gasifies biogenic waste materials, and uses no externally sourced energy.“⁴⁰⁰ Biogene Abfallstoffe sind allerdings nicht genug vorhanden, um die nötigen großen Mengen Wasserstoff herzustellen.

Man kann Wasserstoff aus Luft gewinnen, braucht dafür aber feuchte Luft die mit Schwefel auf einen Platinkatalysator gezogen wird. Allein schon der Fakt, dass der Platinkatalysator sehr teuer ist und hier nur minimale Mengen Wasserstoff erzeugt werden können, spricht gegen eine Anwendbarkeit.⁴⁰¹ Man kann Wasserstoff auch aus Eisenschrott gewinnen, wenn man ihn Wasserdampf aussetzt, und mit Aluminiumoxid- und -hydroxid, dies wird hier nicht weiterverfolgt, siehe die Grundlagenforschung im Me2H2 Projekt im Forschungszentrum Jülich.⁴⁰²

Pipelines und Zusammenarbeit in Europa

Die Energiewende funktioniert generell weltweit nur, wenn die Länder langfristig partnerschaftlich zusammenarbeiten. Länder, die exportieren und eine größere Industrie haben, müssen ggf. Strom

³⁹¹ S. 32-33, Abschnitt 39, Europäischer Rechnungshof, Sonderbericht 11. Die Industriepolitik der EU im Bereich Wasserstoff. 2024. Siehe: <https://www.eca.europa.eu/de/publications/SR-2024-11> - Zugriffen: 21.07.2024.

³⁹² Ebd. S. 24, Abschnitt 25.

³⁹³ Wasserstoff Kompass: <https://www.wasserstoff-kompass.de/>

³⁹⁴ Wasserstoff Kompass, Elektrolyse Monitor: <https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor>

³⁹⁵ Siehe IEA: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023> - Zugriffen: 23.10.2024.

³⁹⁶ Siehe IEA: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024> - Zugriffen: 11.11.2024.

³⁹⁷ Siehe IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database> - Zugriffen: 23.10.2024.

³⁹⁸ Siehe Wikipedia Wasserstoffherstellung: <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoffherstellung> - Zugriffen: 30.12.2024.

³⁹⁹ Siehe: <https://www.hites-energystorage.de/#> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁴⁰⁰ Siehe: <https://www.sgh2energy.com/worlds-largest-green-hydrogen-project-to-launch-in-california> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁴⁰¹ Siehe: <https://www.fr.de/wissen/energiewende-studie-wasserstoff-luft-gewinnen-elektrolyse-australien-universitaet-melbourne-trockene-orte-91775572.html> - Zugriffen: 14.10.2024.

⁴⁰² Siehe: <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/grundlagenforschung/me2h2> - Zugriffen: 20.03.2025.

und auch Wasserstoff, Ammoniak und Methanol importieren. Wie könnte man sich dies in Europa vorstellen?

Es sinnvoll ist, Wasserstoffpipelines aufzubauen, es geht aber um mehr: geplant sind auch CO₂-Pipelines, denkbar sind auch Ammoniakpipelines. Es gibt in Europa bereits Erdgaspipelines und z.B. auch Ethylenpipelines. Generell gilt, dass Wasserstoff auch kann durch Erdgaspipelines transportiert werden, obwohl es das sog. Phänomen der Wasserstoffversprödung gibt, dies kann bei alten Rohren Probleme machen. Es müssen jedenfalls Dichtungen, Installationen etc. ausgetauscht werden.⁴⁰³ Ebenso ist es möglich, Ammoniak durch Erdgaspipelines zu transportieren, siehe hier⁴⁰⁴ und hier eine Studie zu den rechtlichen Aspekte für den Ammoniaktransport.⁴⁰⁵ Wenn Erdgas langsam abgeschaltet wird, dann können die großen Erdgaspipelines, von denen es in Europa bereits viele gibt, ggf. auch für Wasserstoff und Ammoniak genutzt werden (nicht sicher bin ich mir, ob dies für die städtischen Leitungen und die Hausanschlüsse gilt).

Irland hat z.B. derzeit den Plan seine Windkraft auszubauen. Mit ca. 500 kleinen und mittelgroßen Landwindparks⁴⁰⁶ schafft es bereits 1/3 seines Strombedarfs, nun sollen Offshore Windparks dazu kommen. Irland hat eine neue Energiestrategie verabschiedet, die den starke Ausbau von Offshore, aber auch Onshorewind und Solarenergie vorsieht.⁴⁰⁷ RWE entwickelt mit dem Partner Saorgus Energie eine 850 MW Windfarm Dublin Array, auch Orsted ist in Irland aktiv.⁴⁰⁸ RWE testet in Irland die Windtechnologie Kitepower^{409,410} Die Erdgaspipeline zwischen England und Irland wird für den Transport von Zumischungen von bis zu 20 % Wasserstoff fit gemacht. Es ist aber offenbar eine eingleisige Pipeline, die Erdgas aus UK nach Irland pumpt, eine Nutzung für Import und Export und für Wasserstoff steht hier erst für 2040 auf dem Programm, wird aber bereits erwogen.⁴¹¹ Im Prinzip könnte aber Irland irgendwann einmal mit Windkraft und Elektrolyseuren Wasserstoff produzieren und dann per Pipeline nach Deutschland bringen.

Wenn Erdgaspipelines bereits liegen, ist gut: Der Pipelinebetreiber ONTRAS⁴¹² hat für 600 km Wasserstoffpipeline von Leipzig und Berlin zur Ostsee bereits die Investitionsentscheidung getroffen, 500 km davon sind vorherige Erdgasleitungen.⁴¹³

Auch in England bzw. Schottland sind neue Wasserstoffpipelines nach Deutschland bereits erwogen bzw. in Studien untersucht worden, siehe GTAI Infos aus dem Jahr 2023⁴¹⁴, siehe für eine Studie hier, die klar herausarbeitet, dass für Wasserstoff Pipelines eindeutig die billigste Transportmöglichkeit

⁴⁰³ KI von CHATGPT. Kann man Erdgaspipelines für den Transport von Wasserstoff nutzen?

⁴⁰⁴ Siehe: <https://www.ikem.de/projekt/campfire/transhyde/#> - Zugriffen: 20.03.2025.

⁴⁰⁵ Siehe: <https://www.ikem.de/publikation/rechtsrahmen-fuer-ammoniaktransportloesungen/> - Zugriffen: 20.03.2025.

⁴⁰⁶ Siehe eine Liste der Wind und Solarkraftwerke Irlands:

<https://cms.eirgrid.ie/sites/default/files/publications/ECP-2.4-IE-Wind-and-Solar-Draft-Generation-List.pdf> - Zugriffen: 04.01.2025.

⁴⁰⁷ Siehe GTAI: <https://www.gtai.de/de/trade/irland-wirtschaft/energiewirtschaft> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴⁰⁸ Siehe: <https://ie.rwe.com/projects-and-locations/offshore-wind-farm-dublin-array/> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴⁰⁹ Siehe Kitepower: <https://thekitepower.com/> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴¹⁰ Siehe: <https://ie.rwe.com/projects-and-locations/airborne-wind-energy/> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴¹¹ Siehe: <https://www.energyireland.ie/preparing-irelands-gas-network-to-transport-hydrogen/> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴¹² Siehe: <https://www.ontras.com/de>

⁴¹³ Stefan Paravicini. Ein Meilenstein für die Wasserstoffpipeline. FAZ, 25.04.2025.

⁴¹⁴ Siehe die etwas weiter unten verfügbare Präsentation:

<https://www.gtai.de/de/meta/veranstaltungen/aufzeichnungen/h2-update-grossbritannien-niederlande-und-belgien-oktober-2023--976676> – Zugriffen: 05.01.2025.

sind, Kosten für die Pipeline wären 3 Mrd. Euro, 10 GW Windenergie und Elektrolyseure sollen die Pipeline füllen, favorisiert wird ein Verlauf von Sullom Voe Ölterminal, Shetland Inseln, und Flotta Ölterminal, Orkney Inseln, nach Emden. Schottland kann sich in einem Export-Szenario vorstellen für 94 TWh grünen Wasserstoff pro Jahr nach Europa zu schicken.⁴¹⁵ Schon am 26. September 2023 hatten Staatssekretär Dr. Philipp Nimmermann und der britische Staatssekretär Lord Martin Callanan vom englischen Department of Energy Security and Net Zero DESNZ eine Absichtserklärung für eine vertiefte Zusammenarbeit unterzeichnet, am 3. November 2023 hat Robert Habeck und die damalige Energieministerin Claire Coutinho eine Erklärung abgegeben, die Zusammenarbeit in der Energie- und Klimapolitik zu intensivieren und im Bereich Wasserstoff einen aufeinander abgestimmten Regulierungsrahmen zu entwickeln. Am 23.04.2025 wurde eine Machbarkeitsstudie über den Handel mit Wasserstoff in London vorgestellt, die die technischen, regulatorischen und finanziellen Aspekte für den Betrieb einer Wasserstoffpipeline zwischen England und Deutschland untersucht⁴¹⁶, hier die Studie.⁴¹⁷

Pipelines vs. Freileitungen

Wenn man 3 Mrd. für eine Pipeline von ca. 900 km von den Orkney Inseln nach Emden bezahlt⁴¹⁸, ist das viel billiger als wenn man eine Stromnetzleitung legt: Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion berichtet, dass er 3 Mrd. Euro investiert hat (mehr als jemals davor) und damit 100 Kilometer Leitungen fertiggestellt hat.⁴¹⁹

Freileitungen können aber offenbar günstiger sein: Vor 10 Jahren wurde davon ausgegangen, dass 1 km Stromnetz Freileitungen 1 bis 1,4 Mill. Euro kostet, Stand: 2013.⁴²⁰ D.h. 100 km würden nur 300 Mill. Euro kosten.

In Deutschland gibt es 220 kV und 380 kV Drehstrom Freileitungen. Ein Standard 380 kV Stromkreis in einem Viererbündel, also vier Leitungen nebeneinander, mit dem Aluminium-Stahl-Leitertyp 264-AL1/34-ST1A (680 A Nennstrom pro Leiterseil) hat eine Scheinleistung von 1.790 Megavoltampere (MVA) (die maximal denkbare Leistung, hier müssen Verluste abgezogen werden), übrig bleibt eine natürliche Leistung von 604 MW.⁴²¹ 604 MW wohlgermerkt für 1 Viererbündel. An Strommasten können mehrere Viererbündel befestigt werden. Oft ist es so, dass sich z.B. unten auch Zweierbündel oder Dreierbündel befinden. Erdkabel sind 3 bis 10 mal teurer.⁴²²

⁴¹⁵ S. 7 und S. 10. Siehe: https://www.netzerotc.com/wp-content/uploads/2023/09/NZTC-Hydrogen-Backbone-Link-Report-2.pdf?vgo_ee=zzFXxf0YZ6MFJDISOW%2Bm5CC92CTtH0nJ8VOUF6Y5AuEMAxFlig%3D%3D%3AVJB75a0EtqMf2Hhg5yOMakuDoIct8NAX – Zugriffen: 05.01.2025.

⁴¹⁶ Siehe: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2025/20250423-deutsch-britische-studie-ueber-den-gemeinsamen-handel-mit-wasserstoff-veroeffentlicht.html> - Zugriffen: 27.05.2025.

⁴¹⁷ Siehe: <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/U/uk-germany-joint-feasibility-study-on-the-trade-of-hydrogen.pdf?blob=publicationFile&v=9> – Zugriffen: 27.05.2025.

⁴¹⁸ S. 7 und S. 10. Siehe: https://www.netzerotc.com/wp-content/uploads/2023/09/NZTC-Hydrogen-Backbone-Link-Report-2.pdf?vgo_ee=zzFXxf0YZ6MFJDISOW%2Bm5CC92CTtH0nJ8VOUF6Y5AuEMAxFlig%3D%3D%3AVJB75a0EtqMf2Hhg5yOMakuDoIct8NAX – Zugriffen: 05.01.2025.

⁴¹⁹ Hanna Decker. Netzbetreiber Amprion. Kein Kohleausstieg ohne Gaseinstieg.

⁴²⁰ S. 34. BMWK. Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz, 2014. Siehe: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/technologieuebersicht.html> - Zugriffen: 26.05.2025.

⁴²¹ S. 35. BMWK. Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz, 2014.

⁴²² S. 56. BMWK. Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz, 2014.

Meine Rechnung, ich weiß nicht, ob sie stimmt: Geht man mal davon aus, dass eine Stromleitung 6 mal einen Viererbündel trägt, dann hätte sie eine Leistung von $6 * 600 \text{ MW} = 3600 \text{ MW}$ bzw. 3,6 Gigawatt. Warum rechne ich so, weil vor dem Kohlekraftwerk Weisweiler eine Stromleitung mit 6 Viererbündeln abgeht, aber dies ist eine von vielen Leitungen, die dort abgehen, ich weiß auch nichts über die Querschnitte bzw. Qualität der Kabel. Das Kohlekraftwerk Weisweiler hat heute eine Leistung von 1863 MW, mit allen Blöcken war es 2458 MW.⁴²³

Die Erdkabel sind Hochspannungs-Gleichstromkabel (sog. HGÜ), sie können große Mengen Strom, mehr als 500 kW über weite Strecken mit geringen Verlusten übertragen. Es werden nur zwei Leiter benötigt, statt drei Leiter bei Freileitungen. Von den HGÜ Kabeln kann man nicht einfach viele Abzweigungen bauen, sie laufen ohne Unterbrechungen weite Entfernungen. An den Abzweigungen brauchen HGÜ Kabel teure Konverteranlagen, um Gleichstrom in Wechselstrom umzuformen⁴²⁴, diese können 15 Mrd. pro Stück kosten, es sind 8 solcher Konverterstationen für das deutsche Stromnetz derzeit geplant, so Geladen Batteriepodcast, 29.06.2025.⁴²⁵

Die Bundesnetzagentur hat am 1.3.2024 gemeldet, dass fünf neuen Gleichstromleitungen mit einer Kapazität von jeweils 2 GW nun geplant werden, drei in Nord-Süd-Richtung, zwei in Ost-West-Richtung und neue Leitungen zur Anbindung der Offshore-Windparks.⁴²⁶

In anderen Ländern, etwa USA, Kanada, Brasilien, Südafrika, Indien, China gibt es aufgrund der großen Entfernungen Ultra-High-Voltage Freileitungen, etwa in China eine 1000 kV mit einem 8er Kabelbündel, 4000 Ampere, mit einer natürlichen Leistung von 4080 MW.⁴²⁷

Irland, England bzw. Schottland, Dänemark, Norwegen und Finnland (Schweden ist im Moment patzig) und Spanien sind im Moment offen für eine Kooperation mit Deutschland, siehe einen GTAI Überblick hier.⁴²⁸ Siehe weitere GTAI Berichte hier.⁴²⁹

Kooperation ist nicht selbstverständlich und auch nicht in Stein gemeißelt: Norwegen will vielleicht doch keine Kooperation mit Deutschland im Bereich des Strommarktes eingehen. Die norwegischen Verbraucher haben flexible Stromtarife, der Strompreis ist aber von der Regierung auf höchstens 7 Cent/kWh gedeckelt. Deutschland importierte aus Norwegen durch die Leitung Nord-Link im November Strom, sodass besonders während der Dunkelflauten in Deutschland am 5. bis 7. November und am 12. Dezember die Preise an der norwegischen Strombörse anstieg (Preise in Deutschland von 408 Euro/MWh, 504 Euro/MWh, am 6. November um 17 Uhr 820 Euro/MWh,

⁴²³ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerk_Weisweiler - Zugriffen: 28.05.2025.

⁴²⁴ Siehe: <https://www.amprion.net/%C3%9Cbertragungsnetz/Physikalische-Grundlagen/Gleichstrom/>

⁴²⁵ Siehe: Deutschlands Chance: Wasserstoff-Technik "Made in Germany" - Prof. Markus Hölzle & Dr. David Wenger, Geladen Batteriepodcast, 29.06.2025:

<https://www.youtube.com/watch?v=YGVID7PAaIY&list=PLgT6DO8XUkP5oGh1ed710Lw5YvTpesX0U> – Zugriffen: 29.06.2025.

⁴²⁶ Fünf neue Stromleitungen. FAZ, 02.03.2025.

⁴²⁷ S. 45. BMWK. Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz, 2014.

⁴²⁸ Siehe Wasserstoff für Deutschland, 02.05.2024: <https://www.gtai.de/de/trade/europa-uebergreifend/branchen/wasserstoff-fuer-deutschland-1087256> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴²⁹ Siehe GTAI Webseite: Suche: Windenergie / Branche kompakt, hier kommen eine Vielzahl Berichte zu Markttrends in der Energiewirtschaft in den unterschiedlichsten Ländern. Siehe Dänemark:

<https://www.gtai.de/de/trade/irland/branchen/markttrends-1745138>; siehe Finnland, 18.11.2024:

<https://www.gtai.de/de/trade/finland/branchen/-das-ausbaupotenzial-fuer-erneuerbare-energien-ist-riesig--1836324>; siehe ein Spanien und Portugal Update, mit Präsentation:

<https://www.gtai.de/de/meta/veranstaltungen/aufzeichnungen/h2-update-spanien-und-portugal-1735758>;

zum Mittelmeer: <https://www.gtai.de/de/trade/spanien/branchen/gruener-wasserstoff-durch-das-mittelmeer-1743134>;

das sind 82 Cent/kWh⁴³⁰), aus diesem Grund brach im Januar 2025 die norwegische Regierungskoalition auseinander, da die Zentrumsparlei ein Kappen der Leitung nach Deutschland befürwortet, wobei die Leitung nur eine Kapazität von 1,4 Gigawatt hat, Deutschland hat 2024 5,8 TWh, 3 % des norwegischen Stroms importiert.⁴³¹ Wenn diese Infos stimmen, hatten die norwegischen Haushalte durch die Verbindung nach Deutschland im Höchsthfall Strompreise von 7 Cent/kWh ... das wirkt aus der Perspektive von unseren deutschen Strompreisen von teils 49 Cent/kWh voll seltsam!!!! 😏

Schweden hat im Juni 2024 eine Stromleitung nach Deutschland abgesagt. Das Projekt ,Hansa Power Bridge, eine 300 km lange Stromleitung, wird nun nicht gebaut. Als Grund wird genannt, dass Südschweden, das ein großes Defizit an Strom hat, nicht mit Deutschland verbunden werden will, weil in Deutschland der Strommarkt nicht effizient funktionieren würde.⁴³² Die konservative schwedische Regierung hat den Bau von 13 Windparks in der Ostsee gestoppt, da sie die Erkennung von Marschflugkörpern verzögern können (bis auf einen Windpark bei Göteborg)⁴³³ und möchte generell mehr auf Kernkraft setzen.⁴³⁴

Man sieht am sonnigen Spanien, dass es weiter weg ist, selbst eine Industrie hat und dass nicht nur Deutschland Strom und Wasserstoff braucht. Es wird oft davon ausgegangen, dass Spanien viele erneuerbare Energien und Elektrolyseure aufbaut und dann viel Wasserstoff nach Deutschland liefert. Mit der Elektrolyseurkapazität stimmt, aber der Wasserstoff ist erst einmal auch für spanische Firmen eingeplant. Die riesige geplante Elektrolyseurkapazität von 2235 MW bzw. 2,2 Gigawatt des H2Deal Projekts bzw. der H2Deal Ambition Platform wird zur Belieferung von Acelor Mittal Stahlwerken und Fertibera Ammoniak Fabriken eingesetzt.⁴³⁵ Weitere Projekte von Fertibera für emissionsarmen, d.h. nicht gänzlich grünen Ammoniak, bei dem Wasserstoff ,nur' beigemischt wird, werden weiter unten erwähnt.⁴³⁶ Spanien plant 4 Gigawatt Elektrolysekapazität zu installieren bis 2030, davon wird also ein größerer Anteil für die eigene Industrie verwendet werden.⁴³⁷ (immerhin 8 Thyssen Nucera 500 MW Elektrolyseure, 8 * 4,4 TWh Strom pro Jahr, eine jährliche Leistung von 35,2 Terawattstunden erneuerbare Energien muss dafür aufgebaut werden ... das kostet richtig Geld ...) Wir haben Glück, dass Frankreich (und Tschechien) auf Atomkraft setzt, sonst würde Spanien (und auch Marokko) wohl eher Frankreich beliefern.

⁴³⁰ S. 33, Agora. Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024, 07.01.2025. Siehe: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> - Zugriffen: 08.01.2025.

⁴³¹ In Norwegen gibt es allerdings keine vorzeitigen Neuwahlen, sodass sich vorerst nicht viel ändert, siehe: <https://www.tagesschau.de/ausland/europa/norwegen-regierungskoalition-zerbrochen-100.html> - Zugriffen: 03.02.2025. Siehe zur Info zu den auf 7 % gedeckelten Strompreisen und den flexiblen Tarifen in Norwegen, sowie der Kapazität der Leitung bzw. den Werten zum Stromimport Christoph Jehle. Deutscher Stromhandel verärgert norwegische Verbraucher, 01. Februar 2025, Telepolis: <https://www.telepolis.de/features/Deutscher-Stromhandel-veraergert-norwegische-Verbraucher-10260669.html> - Zugriffen: 03.02.2025.

⁴³² Siehe: <https://www.nius.de/energie/schweden-sagen-stromleitungen-nach-deutschland-ab-weil-es-zu-teuer-wird/26495e2e-24b8-43ac-a24f-87898d479927> - Zugriffen: 30.04.2025.

⁴³³ Siehe: <https://www.faz.net/aktuell/politik/ausland/das-steckt-hinter-schwedens-stopp-von-windpark-projekten-in-der-ostsee-110088931.html> - Zugriffen: 30.04.2025.

⁴³⁴ Siehe: <https://www.euractiv.de/section/energie/news/atomkraft-schweden-und-frankreich-verstaerken-zusammenarbeit/> - Zugriffen: 30.04.2025.

⁴³⁵ Siehe: <https://www.fertibera.com/en/greenammonia/hydeal-project/> - Zugriffen: 10.02.2025.

⁴³⁶ Übersicht in Fertibera: <https://www.fertibera.com/en/what-we-do/green-hydrogen-and-low-carbon-ammonia/> - Zugriffen: 10.02.2025.

⁴³⁷ So auch Merten et al. 2024: 11.

Dennoch scheint Europa selbst zu einem großen Produzent von Wasserstoff durch Strom und Elektrolyse zu werden und zwar in Spanien, mit Hilfe von Solarenergie und in Schottland, mit Hilfe von Windenergie, siehe dazu Geladen Batteriepodcast, die Infos von Prof. Daniel Banuti.⁴³⁸

5 von 7 ausgewählten Projekten der ersten Auktion der europäischen Wasserstoffbank gingen nach Portugal und Spanien und es sind Wasserstoff und Power-to-X Projekte.⁴³⁹ El Alamillo H2, Grey2Green – II, Hysencia, Catalina, MP2X.⁴⁴⁰

Man muss beachten, dass es um große Mengen geht und Wasserstoff sinnvoll eigentlich nur über Pipelines transportiert werden kann. Eine Pipeline könnte man aus Irland, Schottland, Dänemark, Norwegen und Finnland legen und diese Länder sind z.B. näher an den großen Chemiekomplexen in u.a. Wesseling, Leverkusen, Dormagen, Ludwigshafen, Rotterdam und Antwerpen.

Prof. Volker Quaschnig erklärt dies in seinem Podcast Luftnummer Wasserstoff⁴⁴¹, wie schwer es ist Wasserstoff zu transportieren, man braucht jedenfalls mehr Pipelines als für Erdgas. Wasserstoff hat auf Volumenbasis eine geringe Dichte als Erdgas. Die Medgaz Pipeline von Beni Saf in Algerien und Almeria in Spanien hat einen Durchmesser von 60 cm und transportiert 10,16 Mrd. Kubikmeter / m³ Erdgas, mit einer Energie von 118 TWh pro Jahr.⁴⁴² Wasserstoff hat aber nur 1/3 dieser Energie:

1 m³ Erdgas hat 10 kWh als Heizwert, 1 m³ Wasserstoff hat 3 kWh als Heizwert.⁴⁴³
(* 1000) 1 m³ = 3 kWh, 1000 m³ = 3000 kWh; 1.000.000 = 3.000.000; 1.000.000.000 Mrd. m³ = 3.000.000.000 kWh Heizwert ...

1 Mrd. Kubikmeter Wasserstoff hat 3 Terawattstunden Heizwert.

1 Mrd. Kubikmeter Erdgas hat 10 Terawattstunden Heizwert.

10 Mrd. Kubikmeter Erdgas oder Wasserstoff passen durch die Medgaz Pipeline im Jahr, 10 Mrd. Kubikmeter Erdgas hat 100 TWh, 10 Mrd. Kubikmeter Wasserstoff 30 TWh Heizwert.

Andere Pipelines haben aber durchaus das Doppelte dieser Kapazität⁴⁴⁴, eine große standardisierte Größe ist etwa 48 Zoll, das sind: 121,92 Zentimeter, die Trans-Mediterranean Pipeline etwa, sie transportiert sogar das Dreifache: 30 Mrd. Kubikmeter.⁴⁴⁵ ... auch durch die Sahara liegt schon eine Pipeline.⁴⁴⁶

⁴³⁸ Geladen Batteriepodcast, 10.11.2024: <https://www.youtube.com/watch?v=l311kTe31f4&t=1788s> – Zugriffen: 11.11.2024.

⁴³⁹ Siehe: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_2333 - Zugriffen: 11.11.2024.

⁴⁴⁰ Siehe: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_2333 - Zugriffen: 11.11.2024.

⁴⁴¹ Siehe: <https://www.youtube.com/watch?v=hY0e97uf7xU&t=692s> – Zugriffen: 05.01.2025.

⁴⁴² Siehe die MedGaz Infos: <https://www.medgaz.com/en/information-on-the-project/technical-summary/> - Zugriffen: 04.01.2025.

⁴⁴³ Siehe: <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/b/brennwert> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴⁴⁴ Siehe am Beispiel des UK BE H2 Interconnectors, Kapazität 20 Mrd. Kubikmeter (bcm) pro Jahr Export aus England und 25,5 Mrd. Kubikmeter (bcm) Import nach England: <https://www.fluxys.com/en/about-us/interconnector-uk> – Zugriffen: 05.01.2025.

⁴⁴⁵ Siehe: https://en.wikipedia.org/wiki/Trans-Mediterranean_Pipeline - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴⁴⁶ Siehe: https://en.wikipedia.org/wiki/Trans-Mediterranean_Pipeline - Zugriffen: 05.01.2025.

In Deutschland werden 80 Mrd. Kubikmeter Erdgas verbraucht, in Europa 492 Mrd. Kubikmeter (2023, vereinfacht, gerundet), Daten dazu gibt es von der BGR⁴⁴⁷, siehe auch die Bundesnetzagentur.⁴⁴⁸ Das wären 800 Terawattstunden Heizwert für Deutschland (80 Mrd. Kubikmeter Erdgas * 10 Terawattstunden Heizwert), 4920 Terawattstunden für Europa beträgt der Heizwert in Erdgas. Um Deutschlands derzeitige Erdgas-Energiemenge über Wasserstoff zu transportieren, bräuchte man wie viele Medgaz Pipelines? Einen Medgaz Pipeline transportiert im Jahr 10 Mrd. Kubikmeter, mit 3 Terawattstunden Heizwert. 10 Mrd. Kubikmeter Wasserstoff haben 30 TWh Heizwert, 800 Terawattstunden brauchen wir für Deutschland: $800 / 30 = 26$, **das bedeutet, dass wir ca. 26 Medgaz Pipelines 60 cm Durchmesser für Deutschland brauchen** (bei Erdgas reichen 8 Pipelines!).

Nach Europa müssten für 4920 Terawattstunden / 30 = 164 Wasserstoff-Pipelines dieser Art führen (bei Erdgas reichen 49 Pipelines). Nach Europa müssten, wenn man das gesamte Erdgas durch Wasserstoff ersetzen wollte, **wenn man große Pipelines nutzt (48 Inch mit je 30 Mrd. Kubikmeter pro Jahr), wie viele Pipelines laufen? 30 Mrd. mal 3 Mrd. Heizwert = 90. 4920 / 90 = immerhin noch 54 der großen Pipelines.**

-> Diese Zahlen sollen nur einen Eindruck vermitteln, um welche Größenordnungen es geht, sie gelten nur, wenn man alles Erdgas mit Wasserstoff ersetzen will ... Deshalb argumentiert Prof. Volker Quaschnig leidenschaftlich dafür, dass man keine Brennstoffautos und auch keine Brennstoff-LKW einsetzen sollte und auch keine Wasserstoff-Ready Erdgasheizungen einbauen sollte, sondern Wärmepumpen. Für die Industrie, so sein Argument, braucht man aber den Wasserstoff, etwa für die Grundstoffchemie, aber wenn alle Wasserstoff nutzen wollen, reicht es nicht.⁴⁴⁹

Auch mit erhöhtem Druck kann man die transportierte Mengen erhöhen: Die BarMar Pipeline zwischen Barcelona und Marseille⁴⁵⁰ hat eine Durchmesser von 28 Zoll, also offenkundig ähnlich wie die Medgaz Pipeline, soll aber jährlich 2 Mill. Tonnen Wasserstoff transportieren können, weil sie mit einem Betriebsdruck von 210 bar arbeiten soll.⁴⁵¹ 2 Mill. Tonnen Wasserstoff sind ca. 22,25 Mrd. Kubikmeter Wasserstoff, die BarMar schafft also mehr als das Doppelte der Medgaz.⁴⁵² Sie soll zwischen 2006 (finale Investitionsentscheidung) und 2030 fertiggestellt werden, sie hat eine Länge von 600 Kilometer, davon 450 Kilometer im Mittelmeer, verlegt werden soll sie dort bis in einer Tiefe von 2600 Meter.⁴⁵³

Die deutsche Chemieindustrie braucht, so eine Quelle, für 92,5 Terawattstunden Erdgas (3/4 für Energie und Wärme, der Rest als Grundstoff, etwa bei der Ammoniakproduktion)⁴⁵⁴, dafür wäre 1 Medgaz Pipeline für Erdgas genug und 3 für Wasserstoff. Es kommt aber noch die Stahlindustrie dazu, und mit geringerem Verbrauch auch z.B. die Glasherstellung, die auch Wasserstoff nutzen will ...

⁴⁴⁷ Zahlen aus einer Excel-Tabelle der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe BGR: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/produkte_node.html?tab=Energiedaten – Zugegriffen: 05.01.2025.

⁴⁴⁸ Siehe: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_Gasversorgung_2023/start.html - Zugegriffen: 05.01.2025.

⁴⁴⁹ Es ist aber irreführend, dass er nur die Medgaz Pipeline als Beispiel nutzt und nicht erwähnt, dass es 3fach größere Pipelines gibt, siehe: <https://www.youtube.com/watch?v=hY0e97uf7xU&t=692s> – Zugegriffen: 05.01.2025.

⁴⁵⁰ Siehe: <https://www.terega.fr/en/h2med-project/> - Zugegriffen: 07.02.2025.

⁴⁵¹ Merten et al. 2024: 20.

⁴⁵² Umrechnung von Tonnen in Kubikmeter mit ChatGPT. 2 Mill. Tonnen Wasserstoff sind wie viel in Kubikmeter bei Normaltemperatur?

⁴⁵³ Siehe: <https://www.terega.fr/en/h2med-project/> - Zugegriffen: 14.03.2025.

⁴⁵⁴ Siehe: <https://gas.info/gas-im-energiemix/industrie> - Zugegriffen: 05.01.2025.

1 kg Wasserstoff hat den Heizwert von: 33,33 kWh.⁴⁵⁵

1000 kg / 1 Tonne: 33.300 kWh, 1.000.000 / 1000 Tonnen: 33.330.000 kWh, 1.000.000.000 kg, das sind 1.000.000 Tonnen (1 Mill. Tonnen) / 33.330.000.000 kWh (endlich bei Terawattstunden -> 1 Mill. Tonnen Wasserstoff, 33 TWh Heizwert).

800 Terawattstunden Heizwert von Deutschland, wie viele Millionen Tonnen Wasserstoff sind das?

$800 / 33 = 24,2$ Mill. Tonnen Wasserstoff. Wie viele Elektrolyseure man dafür braucht, wird gleich noch ausführlich ausgerechnet, hier ein kurzer Überschlag mit dem Thyssen Nucera 500 MW Elektrolyseur, der das Duisburger Stahlwerk beliefern soll: 56.000 Tonnen Wasserstoff im Jahr, 4,4 Terawattstunden Strom.

$24.200.000 / 56.000 = 432$ Elektrolyseure ... die jeweils 4,4 TWh Strom verbrauchen: das sind: 1901 Terawattstunden Strom. Also: Wenn man den gesamten Erdgasverbrauch Deutschlands in Wasserstoff umlegen will, wären dies 2000 TWh in erneuerbaren Energien, ganz kurz: 1500 TWh in Solar: 25.000 Solarparks Barth Flughafen (/0,06 TWh), 400 TWh in Landwind Werder/Kessin: 1333 (/0,3 TWh); 100 TWh in Offshore Windparks 40 (/2,5 TWh pro Park).

Die EU setzt sich für den Ausbau eines europaweiten Wasserstoffnetzes ein und auch für Verbindungen mit Nordafrika. Aber auch andere Staaten werden Nordafrika noch nutzen wollen.⁴⁵⁶

Die EU koordiniert den Aufbau europäischer Wasserstoffpipelines, sog. European Hydrogen Backbone (EHB).⁴⁵⁷ Hier gibt es auch eine interaktive Karte.⁴⁵⁸ Einen Überblick mit Stand Dezember 2023 findet sich hier.⁴⁵⁹ Einen guten Überblick über den Stand der Dinge in Europa, auch über Pipeline-Projekte, die derzeit verhandelt werden, die nicht in den Datenbanken enthalten sind, bietet diese Publikation

⁴⁵⁵ Siehe: <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/b/brennwert> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴⁵⁶ Man muss beachten, dass alle Länder der Welt, früher oder später, die Energiewende durchführen werden. Die Golfstaaten, mit ihren Chemiefabriken, benötigen erneuerbare Energien und könnten ebenfalls Interesse daran haben, aus Ägypten Solarstrom oder direkt Wasserstoff zu beziehen. Saudi Arabien hat einen großen Strombedarf und wird seine Wüste selbst nutzen wollen. Das dichter besiedelte Indien könnte auch auf die Idee kommen in Kenia oder Tansania Solarparks aufbauen wollen. Die Türkei ist gottseidank groß, mit 769.630 km² Fläche, und kann ihre Energiewende autark durchführen. In Europa braucht Polen mit 322.575 km² viel Energie, mit 38 Mill. Einwohner ist es allerdings dünner besiedelt als Deutschland, es ist mehr Platz für erneuerbare Energien und es hier bietet sich eine Kooperation mit Schweden mit seinen 450.295 km² und seinem wenig bewohnten Nordschweden an, wo noch viele Windparks reinpassen. Mal sehen, ob Schweden da mitmacht? Das sonnenreiche Spanien mit einer Fläche von 506.030 km² kann jedenfalls nicht alle versorgen. Das große Glück mag sein, dass Frankreich und auch Tschechien derzeit auf Atomkraft setzen. Wenn Frankreich ohne Atomkraft auskommen müsste, dann würde Spanien mit großen Solarparks wohl eher Frankreich versorgen (spätestens dann, wenn der Uran ausgeht). Und nicht umsonst hat Österreich bereits Interesse an einer Wasserstoffpipeline, die von Nordafrika, über Italien, nach Österreich und die Ukraine führt. Auch Österreich und Italien mit 302.073 km² Fläche müssen ihre Stahlwerke mit Wasserstoff versorgen. Jedes dieser Länder muss erneuerbare Energien ausbauen und dafür Platz suchen.

⁴⁵⁷ Siehe European Hydrogen Backbone (EHB), siehe: <https://ehb.eu/> - Zugriffen: 05.01.2025. Siehe auch: <https://www.gtai.de/de/trade/europa-uebergreifend/branchen/wasserstoff-fuer-deutschland-1087256> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴⁵⁸ Siehe: <https://www.h2inframap.eu/#map>

⁴⁵⁹ U.a. publiziert von: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. Siehe:

<https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/portalgreen2-bericht-tp1.pdf> - Zugriffen: 19.03.2025.

des Landesverbands Erneuerbare Energien NRW e.V. (LEE-NRW).⁴⁶⁰ Eine Route soll Marokko, Algerien, Portugal, Spanien mit Frankreich und Deutschland verbinden (Portugal wird mit einer Pipeline von Celorico da Beira zur Pipeline in Spanien, die von Huelva nach Zamora und Gijon hochführt, angebunden⁴⁶¹): SouthH2⁴⁶² Nordafrika und Südeuropa (Vorstudie); SunsHyne⁴⁶³ Nordafrika und Südeuropa (Vorstudie); H2Med oder auch BarMar⁴⁶⁴ Südwesteuropa und Nordafrika (Vorstudie, Machbarkeitsstudie), BarMar ist die Pipeline Barcelona nach Marseille, die nach Saarbrücken führen soll, dazwischen gibt es noch geologische Speicherstätten im Rhonethal⁴⁶⁵ (Nouvelle-Aquitaine); diese Strecke durch Frankreich nennt sich: HY-FEN⁴⁶⁶ (Vorstudie), sie gehört auch zum Südwesteuropa und Nordafrika-Korridor, im Oktober 2023 hat sich der deutsche Übertragungsnetzbetreiber OGE dem H2Med Konsortium angeschlossen, die finale Investitionsentscheidung wird 2025 erwartet, der Beginn der Bauarbeiten 2026, die Fertigstellung ist für 2030 vorgesehen⁴⁶⁷; von Tunesien nach Italien sowie nach Österreich und Slowenien und dann nach Bayern zum H2ercules Pipelinenetz bzw. teils mit einem Umweg über die Slowakei und Tschechien, sollen der SouthH2⁴⁶⁸ und der SunsHyne⁴⁶⁹ Corridor führen.⁴⁷⁰ Daran arbeitet die RAG Austria AG arbeitet mit vielen Industriepartnern, u.a. in Deutschland Bayernnets, Bayerngas, der Lebensmittelhersteller Meggle und Shell.⁴⁷¹ In der Nordsee gibt es: Aqua Ductus⁴⁷², Nordsee (Machbarkeitsstudie, Pre-FEED-Phase), Aquaductus soll erst 200 km weit herausführen, dort sollen Elektrolyseure direkt an den Windanlagen stehen und in die Pipeline einspeisen, später soll die Pipeline 400 km lang werden und dann mit Pipelines aus England und Norwegen verbunden werden⁴⁷³; National Hydrogen Backbone Netherlands, Nordsee (endgültige Investitionsentscheidung getroffen); Dänemark-Deutschland Hydrogen Network Hyperlink III⁴⁷⁴, Danish Backbone West), Nordsee, Machbarkeitsstudie/Pre-FEED-Phase; in der Ostsee soll es geben: Baltic Sea Hydrogen Collector⁴⁷⁵, Nordische und baltische Regionen (Vorstudie); Nordic-Baltic Hydrogen Corridor⁴⁷⁶, Nordische und baltische Regionen (Vorstudie); The Nordic Hydrogen Route⁴⁷⁷ – Bothnian Bay, Nordische und baltische Regionen (Vorstudie); Ein weiterer Korridor führt von

⁴⁶⁰ Merten et al. 2024. Scholz, Alexander, Merten, Frank et al. Perspektiven für die Erzeugung für grünen Wasserstoff in Europa und für H2-Importe nach Deutschland, Studienbericht, August 2024. Siehe: <https://www.lee-nrw.de/themen/wasserstoff/> - Zugriffen: 07.02.2025.

⁴⁶¹ Siehe: <https://dh2energy.com/en/projects/#hysencia> – Zugriffen: 10.02.2025.

⁴⁶² Siehe: <https://www.south2corridor.net/> - Zugriffen: 05.01.2024.

⁴⁶³ Siehe: <https://www.sunshynecorridor.eu/> - Zugriffen: 05.01.2024.

⁴⁶⁴ Siehe: <https://h2medproject.com/> - Zugriffen: 05.01.2024.

⁴⁶⁵ Merten et al. 2024: 18. Siehe: Scholz, Alexander, Merten, Frank et al. Perspektiven für die Erzeugung für grünen Wasserstoff in Europa und für H2-Importe nach Deutschland, Studienbericht, August 2024. Siehe: <https://www.lee-nrw.de/themen/wasserstoff/> - Zugriffen: 06.02.2025.

⁴⁶⁶ Siehe: <https://www.grtgaz.com/en/our-energy-transition/hydrogen-transport/hyfen> - Zugriffen: 05.01.2024.

⁴⁶⁷ Merten et al. 2024: 19.

⁴⁶⁸ Siehe: <https://www.south2corridor.net/>

⁴⁶⁹ Siehe: <https://www.sunshynecorridor.eu/>

⁴⁷⁰ Merten et al. 2024: 18.

⁴⁷¹ Bei dem Wasserstoffpipelineprojekt machen u.a. mit: Eco-Optima LLC, Bayerngas GmbH, bayernets GmbH, Gas Connect Austria GmbH, eustream, a.s, Nafta a.s., Open Grid Europe GmbH und RAG Austria AG, siehe die RAG Austria AG Webseite: <https://www.rag-austria.at/forschung-innovation/h2eu-store.html> – Zugriffen: 14.10.2024.

⁴⁷² Siehe: <https://aquaductus-offshore.de/de/wasserstoff-infrastruktur-in-der-nordsee/> - Zugriffen: 05.01.2024.

⁴⁷³ Merten et al. 2024: 18.

⁴⁷⁴ Siehe: <https://www.hyperlink-gasunie.de/ueber-hyperlink/hyperlink-3> - Zugriffen: 05.01.2024.

⁴⁷⁵ Siehe: <https://balticseahydrogencollector.com/> - Zugriffen: 05.01.2024.

⁴⁷⁶ Siehe: <https://www.ontras.com/de/infrastruktur/innovationsprojekte/nordic-baltic-hydrogen-corridor> - Zugriffen: 05.01.2024.

⁴⁷⁷ Siehe: <https://nordichydrogenroute.com/> - Zugriffen: 05.01.2024.

Griechenland, Bulgarien, Rumänien, Ungarn, Slowakei, Tschechien und endet wieder in Bayern, er ist auch Teil vom EHB, aber nicht mehr Teil der Importstrategie von Deutschland.⁴⁷⁸

Daran sieht man, dass noch nicht alle diese Pipelines fertig sind: Die Pipelines nach Spanien und die in die nordischen und baltischen Regionen sollen bis 2030 fertig werden. Schweden hat hier Interesse mit Finnland verbunden zu werden, aufgrund seiner Stahlwerke. Finnland ist offenbar generell bereit Wasserstoff zu liefern, auch an Deutschland. Siehe speziell zu den nordischen und baltischen Regionen auch hier.⁴⁷⁹

Auf der interaktiven H₂-Karte ist für 2045 eine bidirektionale Wasserstoffpipeline zwischen Belgien und England eingezeichnet⁴⁸⁰, der UK-BE H₂ Interconnector. Sie besteht schon als Erdgaspipeline, betrieben von Fluxys, mit einer Kapazität von 20 Mrd. Kubikmeter (bcm) pro Jahr Export aus England und 25,5 Mrd. Kubikmeter (bcm) Import nach England.⁴⁸¹ Es gibt also bereits eine Verbindung Europa / England!!!

In den europäischen Länder selbst werden ebenso intern Wasserstoffnetze gebaut, siehe hierzu den Überblick hier.⁴⁸²

Diskutiert wird, ob dem Erdgasnetz Wasserstoff beigemischt werden kann und Wasserstoff dann wieder herausgelöst werden kann.⁴⁸³ Dies kritisiert Prof. Volker Quaschnig, da eine Beimischung von 20 % vom Heizwert her nur 7 % Wert ist und generell relativ wenig CO₂ einspart. Es ist im Interesse der Erdgasindustrie, die die Belieferung mit Erdgas fortsetzen will.⁴⁸⁴

In Deutschland gibt es eine Ethylenpipeline, etwa die 370 Kilometer lange Ethylen Pipeline Süd EPS (Durchmesser 25 cm)⁴⁸⁵ und weitere Pipelines, die nach Köln, nach Belgien und die Niederlande führen. Diese Pipeline ist von den Chemiefirmen gemeinsam finanziert, beteiligt sind: BASELL, BASF, Borealis, Clariant, OMW, Westlake Vinnolit, und Wacker Chemie.⁴⁸⁶

Zwischen Dänemark und Deutschland geht es mit dem Projekt Hyperlink 3 und Danish Backbone West schneller voran, die Pipelines sollen von 2026 bis 2030 fertiggestellt werden.⁴⁸⁷ Siehe auch die

⁴⁷⁸ Merten et al. 2024: 18.

⁴⁷⁹ Siehe: <https://www.gtai.de/de/trade/finnland/branchen/neue-wasserstoffpipelines-fuer-die-nordische-und-baltische-region-1088588> - Zugriffen: 05.01.2024.

⁴⁸⁰ Siehe: <https://www.h2inframap.eu/#map>

⁴⁸¹ Siehe: <https://www.fluxys.com/en/about-us/interconnector-uk> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴⁸² Siehe: <https://ehb.eu/page/country-specific-developments> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴⁸³ Siehe: <https://ehb.eu/page/country-specific-developments> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴⁸⁴ Siehe: <https://www.youtube.com/watch?v=hY0e97uf7xU&t=692s> – Zugriffen: 05.01.2025.

⁴⁸⁵ Siehe: <https://www.eps-pipeline.de/> - Zugriffen: 20.01.2025. Die folgenden Betriebstätten sind angeschlossen: modifiziert von mir, entnommen aus der EPS Webseite: Ethylen produziert BASF in Ludwigshafen (Erzeuger), OMV in Burghausen: Anlage zur Propylenherstellung, Ethylenproduktion (Erzeuger); LyondellBasell in Münchsmünster: Cracker zur Polyethylenherstellung (Erzeuger); Erweiterung der Ethylenproduktion Borealis in Burghausen: Anlagen zur Produktion von Polyethylen und Polypropylen (Erzeuger); Clariant in Gendorf: Erweiterung der Anlagen für die Ethylenoxid- und Derivate-Produktion (Verbraucher); Vinnolit in Gendorf: Kapazitätserhöhung bei Anlagen zur Produktion von PVC-Vorprodukten (Verbraucher); Wacker in Burghausen: Anlagen zur Produktion und Verarbeitung von Vinylacetat (Verbraucher). Ethylen als Granulat, Paste oder Pulver wird hergestellt von Basell Polyolefine, BASF SE, Borealis Polymere, Clariant, Vinnolit und Wacker Chemie AG Ethylen. Siehe: <https://www.eps-pipeline.de/wirtschaftliche-aspekte/investitionen/> - und: <https://www.eps-pipeline.de/pipeline/verbund/> - Zugriffen: 20.01.2025.

⁴⁸⁶ Siehe: <https://www.eps-pipeline.de/unternehmen/gesellschafter/> - Zugriffen: 20.01.2025.

⁴⁸⁷ Siehe: <https://energinet.dk/media/iz5bzxbd/energinet-presentation-hydrogen-maturation-project.pdf> - Zugriffen: 05.01.2025.

Hyperlink Webseite.⁴⁸⁸ Hier steht der große Gasnetzbetreiber Gasunie dahinter, siehe die Webseite⁴⁸⁹, ebenso der dänische Gasnetzbetreiber Energinet, der die Verbindung nach Jütland bauen will⁴⁹⁰, Gasunie wird bis 2033 das niederländische Wasserstoffnetz (mit vielen angeschlossenen Chemiewerken und Häfen) fertiggestellt haben, eine Verzögerung von 3 Jahren.⁴⁹¹

Hyperlink III ist die Wasserstoffpipeline, die Deutschland und Dänemark verbindet, sie hat eine Transportkapazität von 2,5 bis 4,3 GW pro Stunde (Wasserstoff, dies ist recht schwer umzurechnen in Heizwerk im Jahr, man kann es aber versuchen).⁴⁹² Es kann aber nicht mehr durch die Pipeline fließen, als Dänemark produziert (falls es keine weiteren Anschlüsse nach Norwegen oder Schweden gebaut werden): Dänemark hat das Ziel bis 2030 eine Elektrolysekapazität von 4 bis 6 GW zu errichten.⁴⁹³ Später kann sich das aber erhöhen, in einer Marktstudie ist z.B. für 2040 von 16 GW und 2050 von 22 GW Elektrolyseur-Leistung die Rede.⁴⁹⁴ Das sind umgerechnet in Thyssen Nucera Elektrolyseur: $6 \text{ GW} / 500 \text{ MW} = 12 * 56.000 \text{ Tonnen Wasserstoff} = 672.000 \text{ Tonnen pro Jahr}$. $16 / 500 \text{ MW} = 32 * 56.000 = 1.792.000 \text{ Tonnen Wasserstoff pro Jahr}$.

Die Hyperlink III Webseite zeigt, dass von Hyperlink III auch Brunsbüttel/Heide angeschlossen wird, dort steht das Yara Ammoniakwerk, mit weiteren Teilprojekte, wird z.B. auch das Stahlwerk in Salzgitter angeschlossen. Die weiteren Teilprojekte sind Hyperlink 1-2 (Verbindung in die Niederlande, zum Speicher Nüstermoor in Leer, nach Hamburg, Hannover und Salzgitter, Inbetriebnahme bis 2029), Hyperlink 4 (Wilhelmshaven, Bremen, sonstige Anschlüsse, Anschlüsse an die Speicher in: Etzel, Nüstermoor, Jemgum, Harsefeld und Huntorf, in Planung, Inbetriebnahme noch unklar), Hyperlink 5 (Verbindung von Hyperlink und GET H2, den Industriezentren des Ruhrgebiets, Inbetriebnahme 2030) und Hyperlink 6 (bis Edesbüttel, potentiell bis in den Osten Deutschlands, Betriebnahme noch unklar).⁴⁹⁵ Damit werden viele wichtige Standorte der Stahl- und Chemieindustrie in den Niederlanden und Deutschland beliefert.

Thyssenkrupp Stahl soll bis 2030 an vier große Wasserstoffimporthäfen angeschlossen sein, an Eemshaven ab 2027 über Vliegghuis-Dorsten, an Wilhelmshaven ab 2028 über H2ercules, an Rotterdam ab 2018 über den Delta-Korridor oder über Eemshaven ab 2027 oder über die Gasunie-Pipeline ab 2030. Ab 2027 Anbindung an Lingen über Vliegghuis-Dorsten.⁴⁹⁶

Der Durchmesser von Hyperlink ist nicht angegeben. Eine Anschlusspipeline ist jedenfalls groß: der Nordsee-Ruhr-Link der Open Grid Europe GmbH, soll von Bunde (Landkreis Leer), bis zur

⁴⁸⁸ Siehe: <https://www.hyperlink-gasunie.de/ueber-hyperlink/hyperlink-3> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴⁸⁹ Siehe die deutsche Webseite: <https://www.gasunie.de/>, der Firmensitz befindet sich in Groningen: <https://www.gasunie.nl/en>

⁴⁹⁰ Siehe: <https://energinet.dk/media/iz5bzx/bd/energinet-presentation-hydrogen-maturation-project.pdf> - Zugriffen: 19.03.2025.

⁴⁹¹ Siehe: <https://www.gasunie.nl/en/news/national-hydrogen-network-roll-out-plan-updated-2> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴⁹² Siehe: <https://www.hyperlink-gasunie.de/ueber-hyperlink/hyperlink-3> - Zugriffen: 19.03.2025.

⁴⁹³ Merten et al. 2024: 10.

⁴⁹⁴ Siehe, S. 5: <https://en.energinet.dk/media/o3ljpl01/energinet-gasunie-rapport-2023.pdf> - Zugriffen: 19.03.2025.

⁴⁹⁵ Siehe: <https://www.hyperlink-gasunie.de/ueber-hyperlink/hyperlink-3> - Zugriffen: 19.03.2025.

⁴⁹⁶ Dialogmarkt zur geplanten Direktreduktionsanlage in Duisburg. S. 13. Siehe: https://transformation.thyssenkrupp-steel.com/media/dr_anlage_1/infotehke/nov_23/231102_thyssenkrupp_dialogmarkt_november23_web_gesamt.pdf - Zugriffen: 11.11.2024.

Landesgrenze von NRW bei Schüttorf (Grafschaft Bentheim) führen, 118 km, diese Leitung hat einen 1,20 cm Durchmesser, und einen Druck bis zu 100 bar, Inbetriebnahme ist geplant für Ende 2027.⁴⁹⁷

Jedenfalls sollte man mit Irland und Schottland ernsthafter verhandeln, inwiefern Wasserstoffexporte nach Deutschland möglich sind, und die Irland / England Pipeline sollte viel schneller als 2040 umgenutzt⁴⁹⁸ bzw. noch eine Pipeline gebaut werden. Die Bundesregierung hat am 22. Oktober 2024 den Bau des deutschlandweiten Wasserstoff-Kernetzes genehmigt, dazu gehört auch die Hyperlink Trasse nach Dänemark.⁴⁹⁹ Die in Dänemark befindliche Gaspipeline Baltic Pipe soll 2040 auf Wasserstoff umgestellt werden, hier ist dann auch Polen angeschlossen.⁵⁰⁰

Siehe Teil 2 und Teil 3, mit weiteren Infos über Deutschlands Aktivitäten im Bereich Wasserstoff. Beispiele: Fertigllobal, das sind ADNOC aus Abu Dhabi und OCI aus den Niederlanden bauen in Ägypten eine Wasserstoffproduktion, unterstützt von der ägyptischen Regierung (H2Global Lot 1, 12.07.2024). Es gibt eine Allianz mit Marokko. Es gibt Kontakte zu Algerien (und nach Italien, die Pipelines nach Tunesien zu nutzen). Aktuell ist eine Partnerschaft von SEFE mit ACWA, Saudi Arabien, abgeschlossen worden, es geht um die Lieferung von immerhin 200.000 Tonnen Wasserstoff, ab 2030.⁵⁰¹

Wie dem auch sein, der Aufbau von Wasserstoffpipeline ist sicher die richtige Entscheidung und es ist bemerkenswert, dass dabei an vielen Stellen bereits auch Verbindungen mit Speichern einbezogen werden. Sobald der Bedarf an Wasserstoff steigt, können parallel weitere Pipelines gelegt werden oder erst einmal der Druck erhöht werden.

⁴⁹⁷ Siehe: https://www.arl-we.niedersachsen.de/startseite/strategie_planung/raumordnung/raumvertraglichkeitsprufung_raumordnungsv_erfahren/archiv_raumvertraglichkeitsprufungen/nordsee_ruhr_link_oge/bau-der-wasserstoffleitung-nordsee-ruhr-link-iii-der-open-grid-europe-gmbh-bunde-landesgrenze-nrw-236793.html - Zugriffen: 19.03.2025.

⁴⁹⁸ Siehe: <https://www.energyireland.ie/preparing-irelands-gas-network-to-transport-hydrogen/> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁴⁹⁹ Siehe: <https://www.gasunie.de/news/kernetzgenehmigung-gruenes-licht-fuer-europas-groesstes-wasserstoffnetz> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁵⁰⁰ Siehe: <https://ehb.eu/page/country-specific-developments#denmark-energinet> – Zugriffen: 05.01.2025.

⁵⁰¹ Siehe: <https://www.sefe.eu/newsroom/pressemitteilungen/sefe-und-acwa-power-schliessen-partnerschaft-zur-lieferung-von-jaehrlich-200000-tonnen-gruenem-wasserstoff-nach-deutschland-und-europa> - Zugriffen: 03.02.2025. Das ist nicht nichts, 4 mal ein 500 MW Elektrolyseur mit ca. 56.000 Tonnen Jahresleistung mit möglicherweise einem Stromverbrauch von 20 TWh (4* 4,4 TWh), 20 / 0,06 in Solarpark Barth Flughafen gerechnet, muss Saudi Arabien dafür 333 Solarparks aufbauen, die ca. 100 Mill. Euro gekostet haben, also 33,3 Mrd. Investitionen, das ist ganz schön viel für die kleinen Solarparks, kann das stimmen? Besser mit einem großen Solarpark rechnen: Cowboy Solar I und II, jährliche Leistung 1,3 TWh / 20 = 15,4. 15,4 * 1,2 Mrd. = 18,5 Mrd. US\$. Investition. -> amortisiert sich dies in 20 Jahren? Nein, niemals ... äh, doch, mal rechnen: 1 Tonne Wasserstoff kostet 20 Jahre, das sind 4.000.000 Tonnen Wasserstoff. 18.500.000.000 / 4.000.000 = 4625 US\$, so viel kostet also eine 1 Tonne Wasserstoff, 1 Tonne Wasserstoff enthält 33.330 kWh Energie (weil 1 kg Wasserstoff hat eine Energie von 33,33 kWh, 33,33 kWh * 1000 = 33.330 kWh). 1 Tonne Wasserstoff hat also einen ganz schon großen Heizwert. Wie viel Liter Benzin braucht man für diesen Heizwert und wie viel würde dies kosten? 1 Liter Benzin hat einen Heizwert von 8,5 kWh, also rechnen: 33.330 / 8,5 = 3921 * 1,80 Euro = 7057 Euro ... Benzin kostet also deutlich mehr!!! Das wird nochmal deutlicher, wenn man / 1000 rechnet und den Preis für 1 kg Wasserstoff bekommt, 4,625 US\$, der Heizwert ist aber 3,9 mal größer, d.h. 4,625 / 3,9 = 1,18 ... umgerechnet in Benzin kostet der Wasserstoff also 1,18 US\$ pro ‚Heizwert 1 Liter Benzin‘. Und nun kommt die letzte Rechnung: 4.000.000 Tonnen werden in 20 Jahren geliefert, bekommen die Saudis dafür nun 4625 US\$, dann haben sich 15,4 Solarparks Cowboy Solar I und II genau amortisiert, 4.000.000 * 4625 sind 18.500.000.000 ... das ist fast schon unheimlich passend ... es passt aber dennoch nicht, denn der Transport fügt weitere Kosten hinzu ... sinnvoll wäre es eine Pipeline zu legen.

Die Bundesnetzagentur hat dem Wirtschaftsministerium 31. Dezember 2022 ein Konzept vorgelegt und soll bis zum 30. Juni 2025 einen Bericht vorlegen, wie man Wasserstoffnetze regulieren könnte.⁵⁰² Durch eine weitere Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes soll, so Robert Habeck am 14.11.2023, ein Kernwasserstoffnetz aufgebaut werden. Dies basiert zu 60 % auf dem vorhandenen Erdgasnetz. Kleinere Leitungen sollen daran angeschlossen werden. Es soll privat finanziert werden, über gedeckelte, einheitlich hohe Netzentgelte - gehen die Kosten darüber hinaus springt der Bund ein, er holt sich das Geld aber später über ein Amortisierungskonto zurück.⁵⁰³ Im Juli 2023 wurde ein Update der National Hydrogen Strategy 2023 veröffentlicht, dort befindet sich das 10 GW Ausbauziel bis 2023 und der Plan ein Wasserstoffkernnetz von 1800 km im Jahr 2027/2028 bestehen zu haben, wobei auch IPCEI EU Gelder genutzt werden soll. Dieses Netz soll an ca. 4500 km Wasserstoffnetz in der EU angeschlossen werden (European Hydrogen Backbone). Bis 2030 ist das Ziel alle wichtigen Produktions- bzw. Konsum und Speicherstandorte zu verbinden.⁵⁰⁴

Zuvor wurde es schon diskutiert und am 14.11.2023 kündigte Robert Habeck, ein Wasserstoffbeschleunigungsgesetz an, dass dazu dienen soll, schnelleren Bau von Wasserstoffpipelines zu ermöglichen.⁵⁰⁵

Im Jahr 2026 wird erstmals von der Koordinationsstelle für Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff (KO NEP⁵⁰⁶) ein gemeinsamer Gas und Wasserstoff Netzentwicklungsplan vorgelegt. Bis dahin wird hoffentlich noch viel passieren. Bisher sind in den Planungen für Wasserstoff vor allem die KWK-Anlagen und die Stahlindustrie enthalten und diverse Forschungsprojekte, es fehlt die Chemieindustrie (!, die eben auch später umbauen will), siehe den: Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 Ergänzungen zum Szenariorahmen. Stand: 26. September 2022⁵⁰⁷, erwähnt u.a. im Monitoringbericht Energiewende 2024.⁵⁰⁸

Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom, 2037/2045, Version 2025, vom Juni 2024, wurden auch Elektrolyseur-Projekte einbezogen und dies kann somit nun auch in die Strom- und Wasserstoffnetzplanung einfließen: hier wurden die meisten Projekte für Niedersachsen, dann für Mecklenburg-Vorpommern, dann für Schleswig-Holstein, dann für Nordrhein-Westfalen angemeldet. Also geht es um Windstrom, aus dem man Wasserstoff herstellen kann und diesen dann mit Pipeline (die schnell zu bauen und relativ günstig ist), zum Verbraucher bringen kann, es gibt aber offenbar auch Elektrolyseurprojekte bei der Industrie selbst, z.B. in NRW, und z.B. in Sachsen bei des SKW Piesteritz, siehe Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom, 2037/2045, Version 2025.⁵⁰⁹

⁵⁰² Siehe:

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Ausblick/start.html> - Zugriffen: 03.11.2023.

⁵⁰³ Christian Geinitz. Ein Wasserstoffnetz für 20 Milliarden. FAZ, 14.11.2023.

⁵⁰⁴ S. 3, in: National Hydrogen Strategy Update 2023. In:

https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/national-hydrogen-strategy-update.pdf?__blob=publicationFile&v=2 – Zugriffen: 16.11.2024.

⁵⁰⁵ Das Wasserstoffbeschleunigungsgesetz wird erwähnt in der Stellungnahme zur Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, Wasserstoffrat, 24. Juli 2023. In:

https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-07-24-NWR_Stellungnahme_Fortschreibung-der-NWS.pdf

⁵⁰⁶ Siehe die KO NEP Webseite: <https://ko-nep.de/>

⁵⁰⁷ Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 Ergänzungen zum Szenariorahmen. Stand: 26. September 2022, siehe: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/02/2022_09_23_DE_Ergaenzung-zum-SR-NEP-Gas-2022-2032.pdf - Zugriffen: 04.04.2025.

⁵⁰⁸ Monitoringbericht Energiewende 2024: 174.

⁵⁰⁹ S. 59, siehe: Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom, 2037/2045, Version 2025, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Juni 2024., siehe: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025_1.pdf - Zugriffen: 30.04.2025.

Am 30.04.2025 hat die Bundesnetzagentur die Szenariorahmen 2025-2037/2045 Strom sowie Gas/Wasserstoff genehmigt.⁵¹⁰ Hier ist der Link zum Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Strom, mit zwei Berichten, den der Übertragungsnetzbetreiber vom Juni 2024⁵¹¹ der Grundlage von Konsultationen war und dann der nun genehmigte Szenariorahmen⁵¹², erhältlich auf der Übersichtsseite der Bundesnetzagentur, mit weiteren Excel-Tabellen der angemeldeten Elektrolyseure und einer Standortliste von Kraftwerken.⁵¹³ Hier der Link zum Szenariorahmen Gas- und Wasserstoff.⁵¹⁴

Im Szenariorahmen 2025-2037/2045 Strom wird erläutert, wie Flächen für Solarenergie, Offshore Wind und Onshore Windkraft gefunden werden sollen, u.a. auch unter Bezugnahme auf die Regionalisierung des Bedarfs, wobei hier eben auch Elektrolyseure erstmals einbezogen worden sind, bei Onshore Windkraft erfolgt dies durch die Bundesnetzagentur nach den folgenden Kriterien⁵¹⁵,

⁵¹⁰ Pressemitteilung, 30.04.2025:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250430_Szenariorahmen.html - Zugriffen: 30.04.2025.

⁵¹¹ Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom, 2037/2045, Version 2025, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Juni 2024.

⁵¹² Bedarfsermittlung 2025-2037/2045. Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045, Bundesnetzagentur April 2025.

⁵¹³ Siehe: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Strom/start.html> - Zugriffen: 30.04.2025.

⁵¹⁴ Siehe: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Gas/start.html> - Zugriffen: 20.04.2025.

⁵¹⁵ „Die hier festgelegten installierten Leistungen müssen für die Berechnungen im Netzmodell regionalisiert werden. Mit Regionalisierung bezeichnet man im Netzentwicklungsprozess das Aufteilen der Gesamtleistung auf konkrete Standorte in Deutschland und damit die Zuordnung der Einspeisung zu den passenden Netzknoten. Die seitens der Übertragungsnetzbetreiber hierzu vorgeschlagene Methodik, analog zum NEP 2023-2037/2045, erscheint der Bundesnetzagentur weiterhin geeignet. Vor der konkreten Verteilung einzelner Anlagen erfolgt in einem ersten Schritt eine Allokation der Gesamtleistung auf Ebene der Bundesländer. Für jedes Bundesland werden dazu folgende Daten ermittelt: Bestandsanlagen aus dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur, bereits genehmigte Anlagen, Potenzialflächen für den Zubau von Windenergieanlagen und Landesfläche. Aus dem Anlagenbestand sowie den bereits genehmigten Anlagen wird ein Kurzfriststützpunkt definiert, der den bereits heute bestehenden bzw. absehbaren Zubau von Windenergieanlagen darstellen soll. Dieser Kurzfriststützpunkt bildet den Sockel für die weitere Zubaumodellierung und damit die untere Grenze für Wind Onshore in einem Bundesland. Die Flächenangaben werden mithilfe eines landesspezifischen Flächenbedarfs für Windenergieanlagen in Leistung umgerechnet. Zur Ermittlung der Potenzialflächen werden Flächenausweisungen aus der Regionalplanung sowie der Bauleitplanung berücksichtigt. Zu diesem Zwecke erhalten die Übertragungsnetzbetreiber Zugriff auf die GIS-Datensätze der Bundesländer, die im Rahmen des Bund-Länder-Kooperationsausschusses bereitgestellt wurden. Dies ermöglicht es, eine möglichst aktuelle und realistische Datenbasis aktueller und geplanter Flächen zur Windenergienutzung in der Regionalisierung nutzen zu können. Neben den ausgewiesenen Flächen wird eine Weißflächenanalyse durchgeführt und Flächen bestimmt, auf denen aus diversen Gründen keine Windenergienutzung erfolgen kann. Die übrigen Flächen sind damit, neben den explizit ausgewiesenen Flächen, prinzipiell zur Windenergienutzung geeignet. Zur Ermittlung der Leistung in Potenzialflächen sowie der Leistung bei Erreichen der Flächenziele wird je Bundesland ein mittlerer spezifischer Flächenbedarf für Windenergieleistung errechnet, der sich aus der bundeslandabhängigen Windverfügbarkeit ergibt. Damit kann die Leistung im Bundesland bei Ausnutzung aller Potenzialflächen als „Maximalleistung“ und die Leistung bei Erreichen der Flächenziele als „Zielleistung“ ermittelt werden. Bei der Ermittlung der Potenzialflächen wird ein Windminderertrag vorausgesetzt. Bestehende bundeslandspezifische Abstandsregelungen wie z. B. die 10H-Regel in Bayern werden nicht berücksichtigt, da die aktuelle politische Diskussion und die weit in der Zukunft liegenden Zieljahre vermuten lassen, dass solche bundeslandspezifischen Sonderregelungen an Bedeutung verlieren. Das entspricht auch der Forderung von Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation. Die Verteilung des Zubaus auf die Bundesländer über den Sockel hinaus erfolgt anschließend in einem iterativen Verfahren. Sobald die „Zielleistung“ in einem Bundesland erreicht wird, wird der Verteilungsfaktor für dieses Bundesland

man ist also offenbar schon ganz kurz davor, einen vernünftigen Plan für die Energiewende zu haben. Warum ‚kurz davor‘, weil die Excel-Tabelle mit dem Wasserstoffbedarf für die kommenden Jahre schwer zu verstehende Einträge enthält, z.B. braucht Leverkusen Chempark H im Jahr 2035 nur 80.000 MWh Wasserstoff, das sind 2400 Tonnen.⁵¹⁶ (Umrechnung: Heizwert 33,33 kWh pro kg: 80.000.000 kWh / 33,33 kWh / kg = 2.400.000 kg, das sind 2400 Tonnen). Ludwigshafen braucht 300.000 MWh, das sind 9000 Tonnen Wasserstoff ... dies kann aber auch an den Einheiten liegen, die ich nicht verstehe ...

Das TransHyDE Projekt Campfire arbeitet an der gesamten Transportkette für Wasserstoff auf Basis von Ammoniak. Dabei forscht GET H2 wie Erdgas Leitungen zu Wasserstoffleitungen umgewandelt werden können, so soll in einem Projekt eine Erdgas Leitung in Bayern zu einer Wasserstoffleitung umgestellt werden. In Mukran auf Rügen wird ein Kugelspeicher ausprobiert.⁵¹⁷ Das Fraunhofer Institut arbeitet an einer neuen technischen Lösungen etwa einem dezentralen Cracken von Ammoniak in Wasserstoff durch elektrisch direkt beheizte Katalysatoren, dies vermeidet teuren Transport von Wasserstoff.⁵¹⁸

Atomkraft Informationen

Für den erneuten Aufbau von Atomkraftwerken in Deutschland setzt sich der R21 Expertenrat Energie- und Klimapolitik ein.⁵¹⁹

um 50 % abgewertet. Danach kann mit geringerem Verteilungsfaktor theoretisch bis zur Erreichung der „Maximalleistung“ weiter zugebaut werden. Damit bildet das jeweilige Flächenziel also keine harte Grenze für den Zubau in einem Bundesland, jedoch wird damit angenommen, dass der Zubau bei Erreichen des Flächenziels gebremst wird, jedoch nicht zum Erliegen kommen muss. Dieser Prozess wird so lange wiederholt, bis die in dem jeweiligen Szenario vorhandene Windleistung auf die Bundesländer verteilt ist. Dieses Vorgehen soll die im Windenergieflächenbedarfsgesetz dargestellten Flächenbeitragswerte der Bundesländer bestmöglich abbilden. Anschließend erfolgt die anlagenscharfe Modellierung der Wind-Onshore-Anlagen. Zu Beginn wird aus diversen Quellen ein möglichst genauer georeferenzierter Anlagenbestand ermittelt und auf Richtigkeit geprüft. Darauf aufbauend erfolgt der Zubau der einzelnen Anlagen. Je nach Windeignung des Standortes wird dabei jeweils eine passende Anlagenkonfiguration als Starkwind- oder Schwachwindanlage angenommen. Der Zubau erfolgt sequenziell, wobei zuerst der Zubau von Anlagen erfolgt, für die bereits Anschlussanfragen bestehen. Danach erfolgt der Zubau von Windenergieanlagen, welche bereits eine Genehmigung erhalten haben und deren Standort bekannt ist. Ebenso im Modell abgebildet wird eine Lebensdauer von 22 Jahren, wobei die bei einem angenommenen Rückbau frei werdenden Flächen bevorzugt wieder bebaut werden, womit Repowering von Windenergieanlagen im Modell abgebildet ist. Im Rahmen der Konsultation wurde dieses Vorgehen mehrheitlich begrüßt. Im nächsten Schritt werden Anlagen in realistischer Konfiguration auf den ausgewiesenen Windflächen der Bundesländer verteilt. Sollte die darauf installierbare Leistung bereits die Bundeslandgesamtleistung überschreiten, erfolgt eine Zufallsziehung. Wenn die Bundeslandgesamtleistung dabei noch nicht erreicht sein sollte, erfolgt abschließend ein Zubau auf den nach oben beschriebener Methodik identifizierten Weißflächen, wobei Standorte, an denen weniger Restriktionen vorliegen, bevorzugt bebaut werden. Dieses iterative Vorgehen wird so lange fortgeführt, bis in allen Bundesländern die vorgegebene Leistung erreicht ist.“ S. 53-54, Bedarfsermittlung 2025-2037/2045. Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045, Bundesnetzagentur April 2025, siehe: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_S_R_2025Strom.pdf?blob=publicationFile&v=2 – Zugriffen: 30.04.2025.

⁵¹⁶ Siehe: Anlage 4: Langfristprognosen für Wasserstoff sowie methanreduzierende Meldungen der Verteilernetzbetreiber. Siehe:

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Gas/start.html> - Zugriffen: 30.04.2025.

⁵¹⁷ Siehe: <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde> - Zugriffen: 26.12.2024.

⁵¹⁸ Siehe: <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/greenhydrogen/ammoniak-wasserstoffspeicher.html> - Zugriffen: 14.10.2024.

⁵¹⁹ Der Befreiungsschlag. FAZ, 14.01.2025. Siehe die R21 Webseite: <https://denkfabrik-r21.de/>

Wie viel Strom produziert ein Atomkraftwerk: $1000 \text{ MW} * 8760 = 8.769.000 \text{ MWh}$ pro Jahr, gleichbedeutend mit 8769 Gigawattstunden, 8,7 Terawattstunden, bei Vollast. Ein Atomkraftwerk arbeitet nahezu Vollast, Kapazitätsfaktor 93,1 %.⁵²⁰ Viele Atomkraftwerke haben zwei Kraftwerksblöcken, diese würden dann auch ca. 18 TWh kommen. Das ist schon eine Hausnummer, mit Atomkraftwerken kann man also Strom herstellen.

Die französische Reaktoren, die in den siebziger und achtziger Jahren gebaut wurden, haben nur noch Ausgaben für Brennstäbe, Wartung und Personal, geschätzt werden reine Betriebskosten von 3 bis 4 Cent, die französische Regulierungsbehörde CRE gibt 6 Cent an, mit Modernisierung, Wartung, Entsorgung und Nachbetrieb. Der neue Reaktor Flamanville 3 liegt bei 12 Cent.⁵²¹

China hat einen Stromverbrauch von 7.500.000 Gigawattstunden.⁵²² India hat einen Stromverbrauch von 1.628.000 Gigawattstunden.⁵²³ In Atomkraftwerken gerechnet, die eine Leistung von ungefähr 8000 Gigawattstunden pro Jahr haben (nicht ganz Vollast, um Wartungen etc. zu ermöglichen ...), ergeben sich folgende Kosten: China würde zur Deckung seines Strombedarfs 937 Atomkraftwerke benötigen. Dies würde bei Kosten von 10 Mrd. Euro pro Kernkraftwerke insgesamt 9375 Mrd. Euro kosten. Derzeit sind in China an 16 Standorten 55 Reaktoren in Betrieb, 23 in Bau, 11 genehmigt, Kernenergie hat einen Anteil von 5 % an der Gesamtstromversorgung.⁵²⁴

Indien würde zur Deckung seines Strombedarfs 203 Atomkraftwerke benötigen, dies würde bei Kosten von 10 Mrd. pro Kernkraftwerk insgesamt 2035 Mrd. Euro kosten. Derzeit sind in Indien an 7 Standorten 22 Reaktorblöcke aktiv, 8 weitere Blöcke sind in Bau, Kernenergie hat einen Anteil von 3,2 % an der Gesamtstromversorgung.⁵²⁵

Wie oben schon erwähnt, gibt es aber das Problem, dass Uran endlich ist. Das OECD Red Book (2023) gibt 7.917.500 Tonnen (identified recoverable resources) und 10.671.800 Tonnen (in situ resources) an.⁵²⁶ Derzeit beträgt die jährliche Produktion: 48.332 Tonnen (2021).⁵²⁷ Diese Produktion von 48.332 scheint der Verbrauch der derzeit aktiven Atomkraftwerke zu sein. Mit einem Verbrauch von 48.332 Tonnen und 10.671.800 Reserven reicht dies immerhin für 220,8 Jahre. Weltweit gibt es derzeit 410 Reaktoren⁵²⁸, 57 sind im Bau, siehe Power Reactor Information System (PRIS).⁵²⁹ Diese 410 Reaktoren verbrauchen somit ca. 50.000 Tonnen Uran (also Dreisatz $410 / 50.000 = 121,9$ Tonnen ... 122 Tonnen). China hat einen Stromverbrauch von 7.500 Terawattstunden / 8,7 TWh, die Leistung eines

⁵²⁰ EIA Kapazitätsfaktor für Nuklear für das Jahr 2023: U.S. Energy Information Administration. Table 6.07.B. Capacity Factors for Utility Scale Generators Primarily Using Non-Fossil Fuels:

https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b - Zugriffen: 04.08.2024.

⁵²¹ Was auch immer Nachbetrieb heißt. Christian Geinitz, Niklas Zaboji. „Unschlagbar günstig“, FAZ, 09.01.2025.

⁵²² U.S. Energy Information Administration. China Country Analysis Brief, November 2023. Siehe: <https://eia.gov> – Zugriffen: 02.11.2023.

⁵²³ U.S. Energy Information Administration. China Country Analysis Executive Summary: India, November 17, 2022. Siehe: <https://eia.gov> – Zugriffen: 02.11.2023.

⁵²⁴ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_Kernreaktoren_in_der_Volksrepublik_China - Zugriffen: 07.01.2024

⁵²⁵ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_Kernreaktoren_in_Indien - Zugriffen: 07.01.2024.

⁵²⁶ OECD Red Book 2023: 22-23. Siehe: https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_28569/uranium-resources-production-and-demand-red-book - Zugriffen: 07.01.2024.

⁵²⁷ Siehe: <https://en.wikipedia.org/wiki/Uranium> - siehe die Daten von der Seite: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production.aspx> - Zugriffen: 07.01.2024.

⁵²⁸ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_Kernkraftwerke - Zugriffen: 07.01.2024.

⁵²⁹ Siehe IAEA PRIS, siehe: <https://pris.iaea.org/pris/home.aspx>

Atomkraftwerksblocks, bedeutet, dass man 862 Atomkraftwerksblocks braucht, wenn man China ganz mit Atomkraftwerken versorgen wollte. Damit würde man so viel Uran im Jahr verbrauchen: $862 * 122 \text{ Tonnen} = 105.164 \text{ Tonnen}$... Diese 105.164 gegen die weltweiten Vorräte gerechnet zeigen die Grenze auf: diese würden für nur China gerechnet noch 101 Jahre reichen, für alle Atomkraftwerke: $410 + 862 = 1272 * 122 \text{ Tonnen} = 155.184$. Die weltweiten Reserven von 10.671.800 Tonnen / durch 155.184 sind 68,86 ... würde man also ganz massive bei der Energiewende auf Atomkraft setzen, wären die weltweiten Uranvorräte nach 68 Jahren erschöpft.

In einer Studie von 2006 werden als hinreichend gesicherte Vorräte, zu einem höheren Abbaupreis von max. 130 \$/kg eine Menge von 3.169.000 Tonnen angesehen (Reichweite 47 Jahre), im optimistischsten Szenario eine Menge von 11.280.000 Tonnen (Reichweite 166 Jahre). Der Verbrauch lag bei jährlich 69.000 Tonnen, die Produktion bei 40.657 Tonnen (2004).⁵³⁰ Derzeit beträgt die Produktion etwa mehr: 48.332 Tonnen (2021).⁵³¹

Auf der COP28 in Dubai haben am 2.12.2023 22 Staaten angekündigt, angeführt von den USA, England und Frankreich, dass sie die nuklearen Kapazitäten von 2020 bis 2050 verdreifachen wollen: Declaration to Triple Nuclear Energy, 02 December 2023.⁵³² In Frankreich trägt Kernkraft 63 % zur Stromerzeugung bei, in Korea 30 %, in den USA 28 %, in England 14 %, in Kanada 13 %, in den Vereinigten Arabischen Emiraten 12 % und in Japan 8 %.⁵³³ In China hat Kernenergie 2021 5 % Anteil an der Gesamtstromerzeugung, es werden an 16 Standorten 55 Reaktorblöcke betrieben, 23 sind in Bau, 11 weitere sind genehmigt.⁵³⁴ Siehe für einen Überblick wie viele Atomkraftwerke es gibt, wie viele in Bau sind, die IAEA PRIS.⁵³⁵ Siehe für einen Blog, der offenkundig Atomkraft befürwortet.⁵³⁶ Am Donnerstag, 21.03.2024 hat sich die Atomallianz in Brüssel getroffen, die sich schon in Dubai auf der COP28 für den Ausbau der Kernenergie ausgesprochen hat. Dort wurde gefordert, dass die EU Kommission auch den Ausbau der Atomkraft in der EU als klimaschonend fördern solle.⁵³⁷

Kosten: Der Bau von Atomkraftwerken ist teuer, gegenüber einem Windpark, der vielleicht 200 Mill.⁵³⁸ bis 4 Mrd. kostet und dessen Kosten relativ zur Stromerzeugung laufend noch sinken.⁵³⁹

⁵³⁰ Lübbert, Daniel, Lange, Felix. Uran als Kernbrennstoff: Vorräte und Reichweite. Info-Brief, Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag, 2006. Siehe:

<https://www.bundestag.de/resource/blob/509082/5594603c3ecf27933ad76d31faf89c27/uran-als-kernbrennstoff-data.pdf> - Zugriffen: 07.01.2024.

⁵³¹ Siehe: <https://en.wikipedia.org/wiki/Uranium> - siehe die Daten von der Seite: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production.aspx> - Zugriffen: 07.01.2024.

⁵³² U.S. Department of Energy, 02.12.2023: <https://www.energy.gov/articles/cop28-countries-launch-declaration-triple-nuclear-energy-capacity-2050-recognizing-key> - Zugriffen: 02.12.2023.

⁵³³ Weiter unterstützten die Deklaration: Bulgarien, Finnland, die Niederlande, Polen, Rumänien, Schweden, die Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ungarn, Moldawien, die Ukraine, Marokko, Ghana und die Mongolei. Siehe: Christian Geinitz. Kann nur noch die Kernkraft die Erde retten? FAZ, 02.12.2023.

⁵³⁴ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_Kernreaktoren_in_der_Volksrepublik_China - Zugriffen: 02.12.2023.

⁵³⁵ IAEA PRIS, siehe: <https://pris.iaea.org/pris/home.aspx>

⁵³⁶ Siehe: <https://www.tech-for-future.de/>

⁵³⁷ FAZ. Atom-Allianz fordert EU-Hilfen. FAZ, 22.03.2024. In: <https://www.faz.net/-gqe-bo5qq> – Zugriffen: 24.03.2024.

⁵³⁸ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Offshore-Windpark_Baltic_1 - Zugriffen: 06.09.2023.

⁵³⁹ Siehe: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Wirtschaftliche_Aspekte/Stromgestehungskosten/stromgestehungskosten.html - Zugriffen: 14.10.2023.

Das AKW Olkiluoto-3 mit einem großen Druckwasserreaktor mit 1600 MW Leistung⁵⁴⁰ in Finnland wurde auf 3 Mrd. hin geplant, und kostete 11 Mrd. Euro. In den USA stiegen die Kosten vom AKW Vogtle, in Georgia, mit zwei Druckwasserreaktionen, zusammen mit einer Leistung von 2234 MW⁵⁴¹ von 14 Mrd. Dollar auf 29 Mrd. Dollar. Das Kernkraftwerk UC Summers, Virginia, wurden nach der Verdopplung der Kosten aufgegeben.⁵⁴² Das neue englische Kernkraftwerk Hinkley Point C, vom französischen Konzern EDF gebaut, verzögert sich im Bau bis 2031 und wird 35 Mrd. Pfund kosten, geschätzt waren 18 Mrd. Pfund (1 Punkt derzeit 1,17 Euro).⁵⁴³ Der neue französische Atomreaktor Flamanville 3, der Ende 2024 ans Netz ging, hat 13,3 Mrd. Euro gekostet, inklusive Finanzierung 19,1 Mrd. Euro. Er hat eine Rekordleistung für einen Reaktor von 1600 MW, es wird geschätzt, dass er Strom für 11 bis 12 Cent/kWh bzw. 110 bis 120 Euro/MWh herstellen kann⁵⁴⁴, also signifikant höher als die 4 Cent/kWh, die in Frankreich für ein Stromkontingent verbreitet sind. China scheint, Stand April 2025, in der Lage zu sein, Kernkraftwerksblöcke mit 1200 MW Leistung in Serienfertigung nun für 2,4 Mrd. Euro bauen zu können.⁵⁴⁵

In den USA wurden zwischen 2012 und 2022 13 Reaktoren geschlossen, offenbar aus wirtschaftlichen Gründen, da Strom aus Gaskraftwerken und erneuerbarer Energie billiger war. Nun sollen einige geschlossene Kernkraftwerke wieder in Betrieb genommen werden, in Kalifornien in Diablo Canyon, ist es schon beschlossen, in Michigan wird es für das 2022 geschlossene Kernkraftwerk Palisades geprüft. Der Betreiber Constellation möchte den unversehrt gebliebenen Block 3 von Harrisburg für 1,6 Mrd. US\$ erneuern und 2028 Strom produzieren, siehe diesen FAZ-Artikel.⁵⁴⁶ Block 3 von Harrisburg offenbar in Zusammenarbeit mit Microsoft.⁵⁴⁷ Sam Altman von Open AI will künstliche Intelligenz ausbauen und fordert dafür allein 5 Atomkraftwerke.⁵⁴⁸ Sam Altman hat in die Nuklearfirmen Oklo und Helion investiert.⁵⁴⁹ Google hat ein Bündnis mit der Nuklearfirma Kairos Power geschlossen, sie soll bis zu sieben kleine Atomkraftwerke (Small Modular Reactors, SMR) bauen. Kairos Power will mit geschmolzenem Fluoridsalz kühlen, eine Testanlage wird in Tennessee errichtet, unterstützt vom Energieministerium, sie soll 2027 fertig sein.⁵⁵⁰ Softwarekonzern Oracle hat verlautbart, dass er an einem Rechenzentrum arbeitet, welches von drei SMR-Reaktoren versorgt werden soll.⁵⁵¹

Korea Hydro & Nuclear Power will in Tschechien für 8 Mrd. Euro zwei Blöcke in Dukovany bauen, Typ APR1000 mit einer Leistung von je 1050 MW. In Polen soll wohl Westinghouse aus den USA noch drei Atomkraftwerke bauen. In Tschechien soll Uran nicht mehr aus Russland bezogen werden. Der russische Hersteller Rosatom will wohl in Ungarn bauen, aber der Stand dazu ist unklar.⁵⁵²

Russland und Atomkraft. Russland setzt Atomkraft als Mittel seiner Außenpolitik ein, um Länder abhängig zu machen. Rosatom baut in der Türkei das Atomkraftwerk Akkuyu, verhandelt wird über

⁵⁴⁰ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Kernkraftwerk_Olkiluoto - Zugegriffen: 27.04.2025.

⁵⁴¹ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Kernkraftwerk_Vogtle - Zugegriffen: 27.04.2025.

⁵⁴² Siehe zu diesen Beispielen der letzten drei Sätze: DIW 2019: 514.

⁵⁴³ Siehe: <https://www.theguardian.com/business/2024/jan/23/hinkley-point-c-could-be-delayed-to-2031-and-cost-up-to-35bn-says-edf> - Zugegriffen: 25.01.2024.

⁵⁴⁴ Nikolas Zaboji. Kernreaktor der Superlative. FAZ, 20.12.2024.

⁵⁴⁵ 10 neue Reaktoren möchte China im Jahr 2025 bauen. China baut weitere Reaktoren. FAZ, 30.04.2025.

⁵⁴⁶ Comeback für Reaktor aus Harrisburg. FAZ, 21.09.2024.

⁵⁴⁷ Roland Lindner. Google setzt auf Kernenergie. FAZ, 16.10.2024.

⁵⁴⁸ Winand von Petersdorff. Sam Altman's großer Wurf. FAZ, 26.09.2024.

⁵⁴⁹ Roland Lindner. Google setzt auf Kernenergie. FAZ, 16.10.2024.

⁵⁵⁰ Roland Lindner. Google setzt auf Kernenergie. FAZ, 16.10.2024.

⁵⁵¹ Roland Lindner. Google setzt auf Kernenergie. FAZ, 16.10.2024.

⁵⁵² Siehe zu diesen Informationen in diesen Sätzen: Andreas Mihm. Prag setzt auf Südkoreas Atomkraft. FAZ, 19.07.2024.

ein zweites Atomkraftwerke in Sinop. Turbinen für das Kraftwerk kommen vom französischen Konzern EDF, der zuvor die Turbinensparte von General Electric aus den USA gekauft hatte.⁵⁵³ Russland möchte mit dem Bau von Atomkraftwerken im Ausland Devisen erwirtschaften, aber auch politischen Einfluss ausüben. Russlands Staatsfirma Rosatom baut, siehe diesen ausführlichen FAZ-Artikel⁵⁵⁴, in Indien das Atomkraftwerk Kudankulam, von sechs Blöcken sind zwei in Betrieb. Insgesamt baut Russland gerade weltweit 19 Reaktoren, 1/3 aller in Bau befindlichen Atomkraftwerke, in der Türkei, Ägypten, China, Indien, Bangladesch und dem Iran. Weitere Kraftwerke befinden sich im Verhandlungsstadium, in Usbekistan, in Indien und der Türkei. Auf dem Markt für angereichertes Uran hat Russland einen Weltmarktanteil von bis zu 50 %, auch die USA beziehen bis 25 % dieses Urans aus Russland, die EU 1/3 ihres angereicherten Urans. Europa bezieht auch direkt Brennstäbe für eine Reihe von noch in Betrieb befindlichen sowjetischen Reaktoren, 6 in Tschechien, 5 in der Slowakei (hier soll noch ein weiterer ans Netz gehen), 2 in Bulgarien und 2 in Finnland, 4 in Ungarn. Westinghouse bietet nun auch rechteckige Brennstäbe für diese Reaktoren an, um die Abhängigkeit von Russland zu vermindern.⁵⁵⁵

Kleinere Atomkraftwerke. Aktuell hat die Firma NuScale aufgegeben kleinere Atomkraftwerke zu bauen, die lag wohl daran, dass sie zu wenige Großverträge bekommen hat, der Zeithorizont in den Verträgen zu eng war, die Kosten zu hoch waren und Leerverkäufer ihren Kurs heruntertrieben.⁵⁵⁶ In den USA arbeiten mehrere Unternehmen an kleineren Atomkraftwerken, darunter die Firma Terrapower von Bill Gates. Terrapower will bis 2030 ein Atomkraftwerk fertiggestellt haben.⁵⁵⁷ Die Tschechei hat einen Auftrag für kleinere Atomkraftwerke ausgeschrieben, siehe diesen FAZ-Artikel.⁵⁵⁸ Der staatliche Energieversorger CEZ Group hat dabei Angebote von USA: Westinghouse, USA/Japan: General-Electric Hitachi und EDF aus Frankreich bekommen, wobei den Wettbewerb vorerst der Englische Konzern Rolls-Royce gewonnen hat. Er will mehrere Reaktionen mit der Leistung von 470 MW bauen. Jedes der Kleinkraftwerke soll 1 Mill. Haushalte mit Strom versorgen und mehr als 50 Jahre in Betrieb seien. Rolls-Royce will die Kraftwerke in Modulbauweise bauen und damit in Zukunft die Kosten senken. Weltweit sollen 3 Kleinreaktoren in Betrieb seien, in China, in Russland und ein Testreaktor in Japan.⁵⁵⁹ In Italien forscht Newcleo an einem bleigekühltem kleinen Reaktor.⁵⁶⁰

Zuvor hatte die Tschechei schon einen Vertrag mit dem südkoreanischen Energiekonzern KHNP geschlossen, welcher mehrere Atomkraftwerke mit einer Leistung von 1000 MW bauen will. Im Moment sind vier Kraftwerksblöcke an zwei Orten in der Tschechei aktiv.⁵⁶¹

Die FAZ meldet, dass der Chef von Hapag Lloyd, Rob Habben Jansen, es für möglich hält, Containerschiffe mit Atomkraft anzutreiben, wiewohl er eingesteht, dass man hier lange forschen muss.⁵⁶²

⁵⁵³ Friederike Böge. Putins türkisches Kraftwerk. FAZ, 13.09.2024.

⁵⁵⁴ Katharina Wagner. Putins Atomdiplomatie. FAZ, 09.08.2024.

⁵⁵⁵ Katharina Wagner. Putins Atomdiplomatie. FAZ, 09.08.2024.

⁵⁵⁶ Winand von Petersdorf. Der geplatzte Traum von den kleinen Atomreaktoren. FAZ, 12.11.2023.

⁵⁵⁷ Siehe: <https://www.wiwo.de/unternehmen/energie/neuer-reaktor-bill-gates-will-milliarden-in-die-atomkraft-investieren/29852568.html> - Zugriffen: 09.04.2025.

⁵⁵⁸ Philip Plickert, Andreas Mihm. Rolls-Royce steht Auftrag für „Mini-AKW“ in Tschechien kurz bevor. FAZ, 19.09.2024.

⁵⁵⁹ Philip Plickert, Andreas Mihm. Rolls-Royce steht Auftrag für „Mini-AKW“ in Tschechien kurz bevor. FAZ, 19.09.2024.

⁵⁶⁰ Christian Schubert. Wo Italien die Rückkehr zur Kernenergie plant. FAZ, 05.12.2024.

⁵⁶¹ Philip Plickert, Andreas Mihm. Rolls-Royce steht Auftrag für „Mini-AKW“ in Tschechien kurz bevor. FAZ, 19.09.2024.

⁵⁶² Atomantriebe für Hapag-Lloyd? FAZ, 08.06.2024. S. 21, Unternehmen.

Atomkraft kann gefährlich sein, siehe nur den Wikipedia Eintrag über den Schnellen Brüter in Hamm-Uentrop und die Wikipedia Listen über Atomunfälle.⁵⁶³ Und Atomkraft mag sich nie wirtschaftlich rechnen, selbst wenn man Kosten für Endlagerung etc. nicht einbezieht. Berechnet wurde, dass ein Atomkraftwerk von 1000 MW elektrischer Leistung durchschnittlich zu Verlusten von 5 Mrd. Euro führt. Atomkraftwerke müssen also immer staatlich subventioniert werden und bei einem Unfall bleibt der Staat mit hohen Kosten konfrontiert.⁵⁶⁴ Atomkraft ist inflexibel, man kann sie nicht wie ein Gaskraftwerk schnell anlaufen lassen, wenn kein Wind weht oder die Sonne nicht scheint.⁵⁶⁵

⁵⁶³ Siehe auch: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Unfällen_in_kerntechnischen_Anlagen – und: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_meldepflichtiger_Ereignisse_in_deutschen_kerntechnischen_Anlagen - Zugriffen: 14.10.2023.

⁵⁶⁴ Siehe zu diesem Abschnitt DIW 2019: 519.

⁵⁶⁵ Siehe dazu etwa auch: Markus Theurer. RWE Chef Markus Krebber im Interview. Deutschlands Energieversorgung ist auf Kante genäht. FAZ, 10.11.2023.