

CO₂-freie Stromversorgung: Eigenschaften und Grenzen ¹

Friedrich Wagner

Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching, Greifswald, Deutschland

fritz.wagner@ipp.mpg.de

Zusammenfassung

Die globale Erwärmung macht es erforderlich, die traditionellen, auf fossilen Brennstoffen basierenden Energietechnologien zu ersetzen. Die Anzahl der Optionen ist jedoch begrenzt. Erneuerbare Energien werden in diesem Prozess eine dominierende Rolle spielen. Während jedoch Biomasse und Wasserkraft begrenzt sind, können Wind und Photovoltaik (PV) auf große Kapazitäten hochskaliert werden. In dieser Arbeit geht es nicht um die technischen Aspekte CO₂-freier Versorgung, sondern um Eigenschaften und Leistungsfähigkeit eines Stromversorgungssystems, das hauptsächlich auf Wind- und PV-Strom basiert, also auf Techniken, die Strom bei geringer Leistungsdichte und in intermittierenden Abläufen produzieren. Die meisten praktischen Beispiele stammen aus Deutschland, dem Land inmitten von Europa, das – hochindustrialisiert - den Technologieaustausch in kürzester Zeit zu bewältigen gedenkt. Die Frage, ob die Kernkraft als saubere Stromquelle in Ergänzung zu den erneuerbaren Energien betrachtet werden kann, wird diskutiert. Die Kernenergie wird auch im Jahr 2050 und darüber hinaus in und außerhalb Europas eine wichtige Rolle spielen.

1. Einleitung

Klimaveränderungen erzwingen eine Ablösung der traditionellen Energieerzeugungs- und -verbrauchstechnologien soweit sie fossile Brennstoffe verwenden, die mit der Emission von CO₂ in die Atmosphäre einhergehen. Als Folge verändert sich die Energiebilanz der Erdatmosphäre und führt zu einem kontinuierlichen Anstieg der globalen Erdtemperatur. Daher wird die CO₂-Vermeidung bei allen menschlichen Aktivitäten und die Dekarbonisierung der Wirtschaft zur globalen Aufgabe dieses Jahrhunderts. Aber wir wissen nicht, wie 11 Mrd. Menschen auf der Erde - von den Vereinten Nationen für das Jahr 2100 erwartet - sich organisieren und zusammenleben werden. Die Biosphäre wird durch die große Bevölkerung und ihr Wachstum weiter belastet werden. Die wachsende Umweltgefährdung ist eine direkte Folge der Übervölkerung der Erde und daher ist ihr schwer zu begegnen.

Abbildung 1 zeigt den erwarteten Bevölkerungszuwachs in verschiedenen Regionen der Erde ab dem Jahr 2020 [1] abhängig vom derzeitigen Pro-Kopf Primärenergieverbrauch [2]. Es werden zwei Fälle betrachtet - in grau das erwartete Wachstum bis 2050 und in schwarz bis 2100. Der Kontinent, dessen Bevölkerung voraussichtlich am stärksten wachsen wird, ist Afrika, der Kontinent mit dem niedrigsten Pro-Kopf Energieverbrauch. Etwa 600 Millionen Menschen in Afrika haben derzeit keinen Zugang zu Elektrizität. Als Beitrag zur Bekämpfung der globalen Erwärmung kann von den kommenden afrikanischen Generationen keine Energieeinsparung erwartet werden. Die einzige ernsthafte Option für Afrika sind saubere Versorgungstechnologien bei einem Energiepreis, der fossile Brennstoffe vom Markt verdrängt. Es ist der schwarze Kontinent, der dringend einen „Green Deal“ bräuchte.

2. Elektrizität als Primärenergie

Es stehen nur wenige saubere Energieoptionen zur Verfügung - die weitere Nutzung fossiler Brennstoffe unter Nutzung von CCS-Technologien (CCS steht für Carbon Capture and Sequestration); die Kernspaltung mit schnellen Neutronen und die Brütertechnologie im Rahmen der Reaktorkonzepte der Generation IV-Reaktoren; Kernfusion und schließlich die

¹ Diese Arbeit ist die überarbeitete Übersetzung aus dem Englischen eines Beitrags des Autors zu den Proceedings der Joint EPS-SIF Energy Summer School [https://en.sif.it/courses/energy_school] „Energy-Innovation and Integration for a Clean Environment“, 2021, Varenna, Italien; die englische Originalarbeit erscheint auch im „Web of Conferences. Die Rückübersetzung ins Deutsche erfolgte unter Zuhilfenahme des Übersetzungsprogramms „DeepL“ (www.DeepL.com/Translator).

verschiedenen Formen erneuerbarer Energien - Biomasse, geothermische Energie, Wasserkraft, Meeresenergie (Wellen/Gezeiten/Ozeanströmungen), Umweltwärme in Verbindung mit Wärmepumpen, Onshore- und Offshore-Windkraft sowie Solarenergie in Form von Photovoltaik (PV) und Solarthermie ².

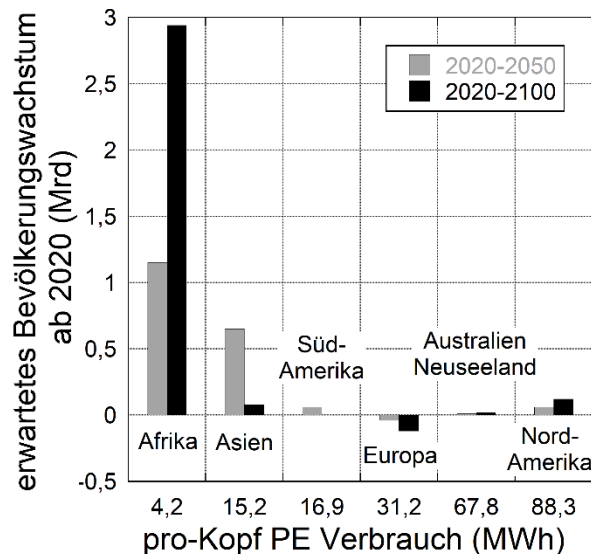


Abbildung 1. Erwarteter Bevölkerungszuwachs in verschiedenen Regionen der Erde in zwei Zeiträumen - 2020 bis 2050 und 2020 bis 2100 [1] - gegenüber dem Pro-Kopf-Verbrauch an Primärenergie (PE) im Jahr 2019 [2].

CCS wird in vielen Ländern nicht unterstützt und würde die notwendige Energietransformation nicht ersetzen, allerdings den Zeitraum dafür deutlich verlängern. Die Kernspaltung wird oft gänzlich abgelehnt, selbst in Ländern mit einer langen und erfolgreichen Geschichte in Wissenschaft und Technik und trotz eines sicheren und effizienten Reaktorbetriebs über Jahrzehnte hinweg, wie es für Deutschland etwa mit den verbliebenen Reaktoren der Konvoy-Linie der Fall ist. Die Kernfusion wird nicht vor Ende dieses Jahrhunderts einen relevanten Beitrag leisten können. Unter diesen Umständen bleiben nur die erneuerbaren Energieformen. Die spezifischen Eigenschaften ihrer Stromproduktion und ihr generelles Potenzial müssen daher eingehend diskutiert werden. So steht z.B. die Nutzung von Biomasse im Konflikt mit ausreichender Ernährung und ihre übermäßige Produktion verursacht ihre eigenen Umweltprobleme. Wasser-, Wellen- und geothermische Energie basieren auf bestimmten geographischen Bedingungen. Nur Wind- und Solarenergie lassen sich hin zu großen Erzeugungskapazitäten skalieren und werden daher eine entscheidende Rolle bei der Energiewende spielen. Allerdings ist ihre Stromerzeugung witterungsabhängig und damit nicht bedarfsgerecht steuerbar.

Wir schließen mit dem ersten Hauptmerkmal der Energiewende: Elektrizität, die größtenteils durch Windkraft und PV erzeugt wird, wird zur Primärenergie. Diese Form der Primärenergie ist nicht mit der co-Erzeugung von Abwärme verbunden, wie es bei der Umwandlung chemisch gespeicherter Primärenergie der Fall ist. Chemische und thermische Energien werden zukünftig - nicht ausschließlich, aber überwiegend - aus Elektrizität gewonnen.

3. Das Zeitalter der Mineralien

Das zweite Merkmal der Energiewende spiegelt den Materialbedarf der erneuerbaren Energien (EE) und ihrer Anwendungen wider. Die Epoche der fossilen Brennstoffe wird durch die Epoche der Mineralien abgelöst. Dies hat zur Folge, dass auch die Nutzung von EE keine Versorgungsunabhängigkeit bietet, vielmehr neue Abhängigkeiten entstehen.

² Physikalische und technische Details dieser Versorgungsformen finden sich in den proceedings der Sommerschule [https://en.sif.it/courses/energy_school].

Abbildung 2 ist einem aktuellen Bericht der IEA entnommen [3]. Die für die Energietransformation kritischen Mineralien sind hier aufgeführt, von Kupfer über Lithium und Kobalt bis hin zu den Seltenen Erden und anderen Stoffen. Abbildung 2 zeigt den Mineralienverbrauch in Form von kg pro MW im Falle der Stromerzeugung (Abb. 2a) und verdeutlicht, dass erneuerbare Technologien mehr von diesen Mineralien benötigen als konventionelle Technologien. Im Falle der Mobilität (Abb. 2b) wird der Bedarf in kg pro Fahrzeug angegeben, wobei auch hier ein deutlicher Unterschied zwischen Elektroautos und konventionellen Fahrzeugen besteht. Der große Bedarf an Kupfer (und Aluminium) bei der Stromerzeugung durch Windkraft und PV ist aufgrund der geringen Leistungsdichte, die zu verteilten Netzen führt, offensichtlich. Zink wird zum Schutz vor Korrosion benötigt, da die Technologien der EE im Freien stehen und den Witterungsbedingungen ausgesetzt sind. Mangan wird in der Stahlproduktion benötigt. Die Stahlintensität (Tonnen Stahl/MW [4]) der Windenergie ist etwa um den Faktor vier höher als die der Kernenergie. Lithium, Graphit und Kobalt werden in Li-Ionen-Batterien verwendet, Silizium in PV-Paneele. Mineralien der Seltenen Erden werden für Permanentmagnete in Windturbinen (insbesondere in getriebelosen Systemen) und Elektroautos benötigt.

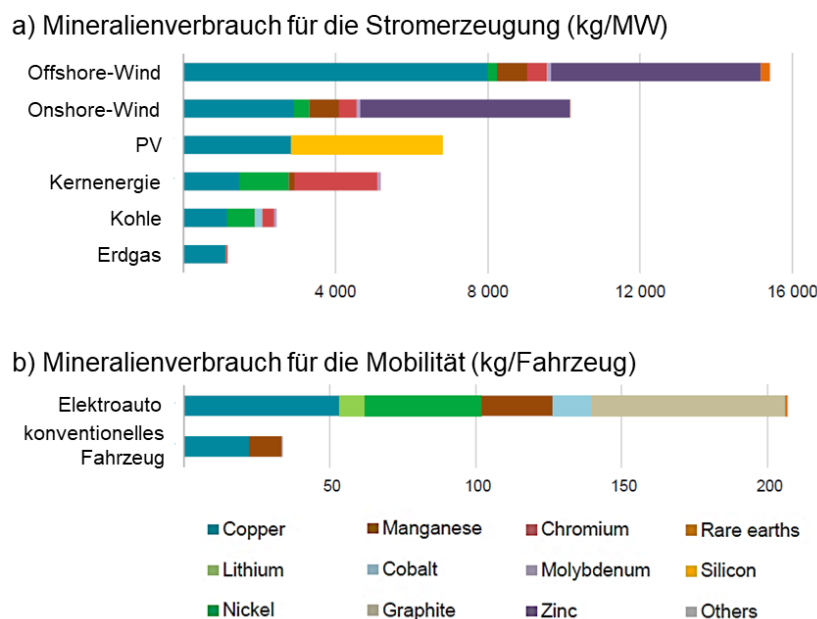


Abbildung 2. Mineralienbedarf a) der thermischen und erneuerbaren Stromerzeugung und b) von konventionellen Autos und Elektroautos; die Grafik ist einem IEA-Bericht [3], Seite 26, entnommen.

Ferner gilt, dass diese Mineralien nur in wenigen Ländern verfügbar sind, anders als bei Gas und Öl, ganz zu schweigen von den breit verteilten Kohlevorräten. Die größten Lithiumvorkommen befinden sich in Chile, gefolgt von Australien, Argentinien, China und den USA [5]. Ganfeng Lithium aus China ist der größte Lithiumförderer der Welt [6]. Tianqi Lithium aus China kontrolliert fast die Hälfte der Weltproduktion von Lithium [3]. Darüber hinaus sind die Verarbeitungstechnologien für diese Mineralien auf noch weniger Länder konzentriert. Es heißt, dass fast 90% der Seltenen Erden in China verarbeitet werden [7]. Ein weiteres Problem besteht darin, dass die Qualität der abgebauten Mineralien ständig abnimmt, so dass mehr Energie und Wasser (und Geld) für die Gewinnung einer Mengeneinheit erforderlich sind. Andererseits muss der Abbau von kritischen Mineralien beschleunigt werden, um den global geplanten Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen und den Übergang zur Elektromobilität zu ermöglichen. So wird beispielsweise erwartet, dass die Nachfrage nach Lithium für Batterien zwischen 2020 und 2040 um den Faktor 40 steigen wird [3]. Daher muss die Energiewende von einer weiteren Wende im Umgang mit seltenen Materialien (und anderen Rohstoffen) begleitet werden. Recycling wird ein Thema sein, das dem Prozess der Dekarbonisierung folgen wird, und es ist ein weites Feld für die Forschung. Auch der Begriff der "Nachhaltigkeit" muss erweitert und auf alle Technologien und benötigten Rohstoffe für eine dekarbonisierte Wirtschaft angewendet werden. Streng genommen können nur solche

Technologien als nachhaltig gelten, deren Realisierung und Betrieb auf Kreislaufprozessen beruhen.

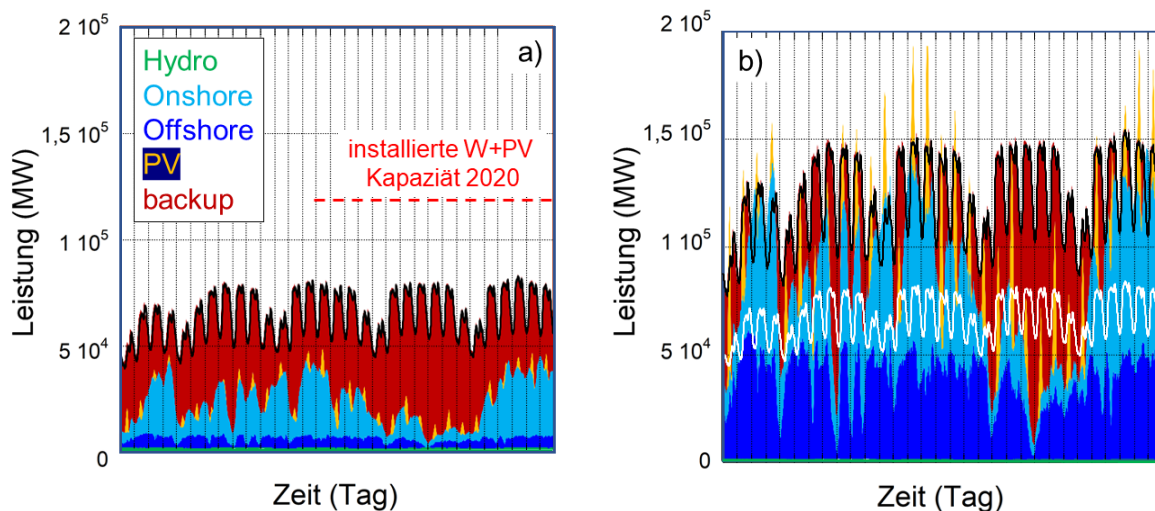


Abbildung 3. Leistungen der erneuerbaren Energien (EE) und der thermischen Backup-Systeme a) für Januar 2020; die schwarze Kurve stellt die Last, die gestrichelte, rote Linie die installierte Leistung der intermittierenden erneuerbaren Energien (iEE) von 116 GW dar. b) hochskalierte Leistungen gemäß dem von "AGORA Energiewende" [10] vorgeschlagenen Ausbau der iEE bis 2045: Onshore Wind = 145 GW, Offshore Wind = 70 GW und Photovoltaik = 385 GW. Die weiße Kurve wiederholt die Last von Januar 2020 von Abb. 3a; die schwarze Kurve ist die extrapolierte Last von 520 TWh in 2020 auf 1017 TWh, wie von AGORA als Bruttostromverbrauch für 2045 erwartet. Die beiden Kurven werden als untere und obere Grenzen des möglichen Stromverbrauchs in 2045 betrachtet.

4. Intermittierende erneuerbare Energien (iEE)

Leistungsträger der Energiewende hin zu einer umfassenden Dekarbonisierung sind Wind- und PV-Strom. Ergänzt werden sie durch Quellen mit national begrenztem Potenzial wie Wasserkraft oder Energieformen, die teilweise für andere energieverbrauchende Sektoren benötigt werden, wie Treibstoffe aus Biomasse für die Luftfahrt oder die Schwerlastmobilität. Der Mix der erneuerbaren Energien wird von Land zu Land stark variieren und die vorherrschenden natürlichen Bedingungen nutzen, wie etwa Norwegen die Wasserkraft, die fast den gesamten Strombedarf abdeckt. Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen soll – in der Erwartung - nicht nur den eigentlichen Stromverbrauch decken, sondern auch zur Deckung des Energiebedarfs anderer Energiesektoren, wie Niedertemperaturwärme für Gebäude oder Hochtemperatur-Prozesswärme für die Industrie, beitragen. Für die Individualmobilität gibt es mit der Einführung von Elektroautos bereits ausführliche Erfahrungen mit einer Technikwende. Aufgrund der dominierenden Rolle der Elektrizität und der Bedeutung von Wind- und PV-Strom in einem zukünftigen Erzeugungsmix ist es notwendig, die Merkmale eines Versorgungssystems, das überwiegend auf diesen beiden Technologien basiert, nachvollziehbar und detailliert zu diskutieren.

4.1 Folgen der intermittierenden Stromerzeugung

Wind- und PV-Strom haben zwei charakteristische Merkmale – einen variablen Verlauf in Abhängigkeit von den örtlichen Wetterbedingungen, sowie geringe Leistungsdichte mit der Folge eines hohen Flächenbedarfs. Zunächst wird die intermittierende Natur von Wind- und PV-Strom erörtert [8]. Im Falle der PV gibt es kurzfristige - Tag/Nacht - und saisonale Schwankungen. Abb. 3a zeigt ein Beispiel aus Deutschland vom Januar 2020. Die meisten Beispiele in dieser Arbeit stammen aus der Versorgung Deutschlands, das als Labor für die

Nutzung erneuerbarer Energien in einem immer noch stark industrialisierten Umfeld angesehen werden kann ³. Die deutschen Erfahrungen lassen sich zu einem großen Teil auf andere europäische Länder übertragen. Die schwarze Kurve in Abb. 3a stellt die Last dar und zeigt deren tägliche Schwankungen und den Rückgang des Verbrauchs an den Wochenenden. Aufgetragen sind ferner die Wind- und die PV-Leistung, wobei PV durch die kleinen hellen Nadeln dargestellt wird, die auf den blauen Onshore- und Offshore-Windkurven sitzen. PV ist im Winter nicht sonderlich ergiebig. Die Wind- und PV-Leistungskapazitäten summieren sich auf 116 GW (Ende 2020), dargestellt als horizontale, gestrichelte Linie in Abb. 3a, die weit über der Höchstlast von ~ 80 GW liegt. Trotz der hohen installierten Kapazitäten decken Wind- und PV-Strom nur einen Bruchteil der Nachfrage im Januar 2020 ab. Die Lücke (braun) wird durch Strom ausgefüllt, der derzeit hauptsächlich aus der Verbrennung von Gas und Kohle sowie der Kernkraft stammt; Wasserkraftwerke tragen typisch mit 20 TWh im Jahr bei (grüne Linie in Abb. 3).

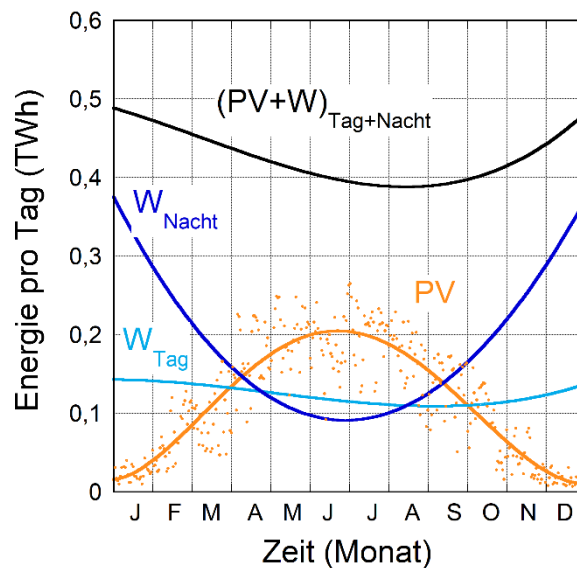


Abbildung 4. Tägliche Energieerzeugung durch Wind- und PV im Jahr 2018. Für PV werden die tatsächlichen Datenpunkte zusammen mit einem Polynom-Fit gezeigt, um den saisonalen Verlauf besser zu erkennen. Aus diesem Grund sind für Windkraft und die Summe aus Wind und PV nur die Fit-Kurven gezeigt. Bei der Windenergie werden die Tages- und Nachterzeugung getrennt dargestellt. Definition: Als Tag gilt der Zeitbereich mit einer PV Leistung > 5% der PV-Spitzenleistung des Tages.

Bei der intermittierenden Erzeugung gibt es somit Strom mit zwei Qualitäten: Bei Wind- und PV-Strom wird eingespeist, was witterungsbedingt gerade erzeugt wird; bei Unterdeckung sorgt Backup-Strom aus thermischen Kraftwerken dafür, dass der Bedarf, die Last, exakt bedient wird. Die intermittierende Erzeugung erfordert somit ein Backup-System, das zu einem späteren Zeitpunkt durch Speicher ersetzt werden kann, die sauberen und bedarfsgerecht erzeugten Sekundärstrom produzieren (Stromspeicher werden in Kapitel 5.3 behandelt). Die unterschiedlichen Stromqualitäten – der unregelmäßige Primärstrom auf der einen und der gesicherte Sekundärstrom auf der anderen Seite - unterscheiden sich in der Art der Erzeugung, in der Höhe der Erzeugungsverluste und in der wirtschaftlichen Nutzung der Erzeugungstechniken. Der Unterschied in der Qualität und im Wert der Nutzung lässt einen deutlichen Preisunterschied zwischen unregelmäßigem Primär- und gesichertem Sekundärstrom erwarten.

Abbildung 4 zeigt die tägliche Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik im Jahr 2018 und verdeutlicht die saisonale Variation der erneuerbaren Energieerzeugung. Im Falle von PV sind die täglichen Energiewerte zusammen mit einem Polynom gefittet an die Daten dargestellt, um den saisonalen Verlauf zu verdeutlichen. In den anderen Fällen sind der

³ Die meisten Daten in dieser Arbeit sind den Datenbanken der IEA [<https://www.iea.org/data-and-statistics>] und denen von ENTSO-E [<https://www.entsoe.eu/data/>] entnommen.

Übersichtlichkeit halber nur die Fit-Kurven wiedergegeben. Die Verläufe sollen insbesondere die Verfügbarkeit von Windenergie während und außerhalb der PV-Produktion aufzeigen. Daher wird hier die Nacht als die Periode definiert, in der die PV-Leistung unter 5% der PV-Spitzenleistung des jeweiligen Tages liegt. Der Rückgang der PV-Energie in den Wintermonaten ist natürlich die Folge der geringeren einfallenden Strahlungsintensität und der kürzeren Tage (ggf. auch der Schneebedeckung von PV-Paneeelen).

Der mittlere Tagesgewinn von PV-Anlagen im Januar und Dezember 2018 beträgt etwa 11 % der täglichen Stromgewinnung im Juli und August. In diesen Zeiträumen wird das Stromangebot von iEE von der Windenergie dominiert. Die durchschnittliche Winderzeugung am Tag ist das ganze Jahr über ziemlich konstant, während die Windenergie in der Nacht in den Wintermonaten stark zunimmt (bei der hier verwendeten Definition von Tag und Nacht). Trotz der starken PV-Erzeugung im Sommer ist die gesamte iEE-Produktion im Winter am höchsten (schwarze Kurve in Abb. 4). Dieser Umstand passt zu den saisonalen Schwankungen der Nachfrage in den meisten europäischen Ländern, zumindest solange die globale Erwärmung nicht zu einem verbreiteten Einsatz von Klimaanlage im Sommer führt. Die durchschnittliche Stromerzeugung ist im Sommer tagsüber und im Winter nachts am höchsten. Es ist zu erwarten, dass die sich daraus ergebenden Strompreisschwankungen einen starken Einfluss auf die Reaktionen der Nutzer haben werden (z. B. Laden von Autobatterien im Sommer tagsüber und im Winter nachts).

In der Übergangsphase der Energiewende stehen die kontinuierlich arbeitenden erneuerbaren Energien - Wasserkraft und ggf. Biomasse - zusammen mit der wachsenden Windkraft und PV zur Verfügung, die durch ein Backup-System ergänzt werden. Das Netz muss Systeme mit einer Leistung von mehreren 100 GW aufnehmen, die auf verschiedenen Spannungsebenen einspeisen, teilweise dezentral wie Onshore-Windkraft und Photovoltaik, möglicherweise aber auch mit stark zentralen Komponenten wie bei Offshore-Windkraft. Die Komplexität eines solchen Versorgungssystems wird noch dadurch erhöht, dass die PV-Leistung in einer Größenordnung von mehreren 100 GW (z.B. in Deutschland) zu einer dramatischen Dynamik während des Sonnenaufgangs und ein paar Stunden später während des Sonnenuntergangs führt und zusätzlich die Eigenschaft hat, in den Wintermonaten nahezu auszufallen. Die sichere Verteilung der Energie von den Quellen zu den Senken stellt eine weitere große technische und finanzielle Herausforderung dar. Die dominante Nutzung von iEE erfordert daher drei kritische Komponenten - Wind- und PV-Anlagen, ein leistungsfähiges und "intelligentes" Netz, das alle notwendigen Systemdienstleistungen bereitstellt, und ein Backup-/Speichersystem zur Erzeugung von Sekundärstrom. Die Visionen eines dezentralen Energiesystems mit Prosumern, die gleichzeitig die Rolle von Stromerzeugern und -nutzern übernehmen und als wichtige Marktteilnehmer angesehen werden, dürften der zukünftigen Versorgungsrealität kaum gerecht werden.

4.2. Geringe Leistungsdichte von iEE und nationale Erzeugungspotenziale.

In diesem Abschnitt werden wir uns mit der geringen Leistungsdichte von iEE befassen, was schließlich zu den nationalen Installationspotenzialen führen wird. Die Ermittlung des tatsächlichen Potenzials für Wind- und PV-Anlagen ist weniger eine wissenschaftliche, sondern eine politisch/gesellschaftliche Frage. Gesellschaftliche Überlegungen spielen eine entscheidende Rolle, wie z.B. der Konflikt zwischen Windparks einerseits und dem Schutz von Natur und Lebensräumen andererseits oder der zwischen PV-Parks und der Landwirtschaft. Für diese Arbeit übernehmen wir die von AGORA für Deutschland für das Jahr 2045 vorgeschlagenen Kapazitäten, dem Jahr in dem Deutschland sein Ziel der „Netto-Null-CO₂-Emissionen“ erreichen will. "AGORA Energiewende" [9] ist ein sogenannter Think Tank, der sich hauptsächlich mit der Energiewende in Deutschland beschäftigt. Das AGORA-Papier aus dem Jahr 2021 [10] ist eine der jüngsten Veröffentlichungen zu diesem Thema und kommt zu dem Schluss: „Ein klimaneutrales Deutschland ist bereits bis 2045 möglich“. AGORA teilt den Ausbau von iEE Kapazitäten für Deutschland auf in 145 GW Onshore-, 70 GW Offshore-Wind und 385 GW PV, insgesamt 600 GW installierter Leistung. Bislang liegt der maximale Netzbedarf bei etwa 80 GW; Ende 2021 waren 122 GW Wind- und PV-Anlagen installiert.

In Abb. 3b werden die in Abb. 3a gezeigten Daten vom Januar 2020 auf der Basis der Installationszahlen von AGORA für das Jahr 2045 extrapoliert. Wasserkraft bleibt auf dem Wert von 2020. Die weiße Kurve wiederholt das Lastprofil von 2020 und stellt mit einem Jahresnettoverbrauch von 520 TWh eine untere Grenze des Strombedarf in 2045 dar; die schwarze Kurve ist die extrapolierte Last, bei einem von AGORA angenommenen Brutto-Jahresverbrauch von 1017 TWh als eine obere Grenze. Das Lastprofil ist nicht verändert; dies ist für 2045 sicherlich unrealistisch, ändert aber nichts an den Schlussfolgerungen dieser Arbeit. Abbildung 3b verdeutlicht, dass selbst bei einer Leistung von 600 GW noch ein erheblicher Bedarf an Backup-Leistung besteht selbst bei einer Jahreslast wie 2020. Trotz der installierten Leistung von 385 GW bleibt der Beitrag der Photovoltaik im Winter sehr gering. Abhängig von der tatsächlichen Last wird ein Überschuss produziert, der konzeptionell dazu verwendet werden kann, Speicher zu füllen und ein Backup-System zu ersetzen und/oder z. B. Wasserstoff für andere Bedarfe zu produzieren. Daher gliedert sich die Energiewende in zwei Perioden: (1) die Aufbauphase, in der Backup-Systeme benötigt werden - vorzugsweise mit einer Technologie mit geringen oder keinen CO₂-Emissionen - und (2) dem Zielzustand mit Netto-Null-CO₂-Emissionen unter Verwendung von Überschüssen aus CO₂-freier Erzeugung und Sekundärstrom aus sauberen Speichertechnologien. Die Strategie Deutschlands für die Aufbauphase der iEE sieht vor, Methan als Backup zu verwenden (= Brückentechnologie). Der Neubau von 20-40 GW Gaskraftwerken war angedacht. Der jüngste starke Anstieg der Gaspreise und der Verlust an Versorgungssicherheit als Folge des russischen Kriegs in der Ukraine gefährden diese Strategie. Für den Austausch der Versorgungstechnologien hin zu intermittierender Produktion ist jedoch eine Begleittechnologie, die bedarfsgerecht Energie zur Verfügung stellt, unverzichtbar.

Auf der Grundlage definierter nationaler Potenziale P_{Wind} und P_{PV} für Wind- und PV-Anlagen kann die jährliche Stromerzeugung E anhand von Werten für Volllaststunden flh , oder, alternativ, Kapazitätsfaktoren C , berechnet werden:

$$E = flh^{W_{on}} \times P_{W_{on}} + flh^{W_{off}} \times P_{W_{off}} + flh^{PV} \times P_{PV} = 8760 \times (C^{W_{on}} \times P_{W_{on}} + C^{W_{off}} \times P_{W_{off}} + C^{PV} \times P_{PV}).$$

flh und C hängen von den Wetterbedingungen während eines Jahres und vom technischen Stand der eingesetzten Erzeugungstechnologien ab. Dies ist von besonderer Bedeutung für die Windernte, da neue Turbinen sowohl für Onshore- als auch für Offshore-Anwendungen mit stetig steigender Leistung auf den Markt kommen.

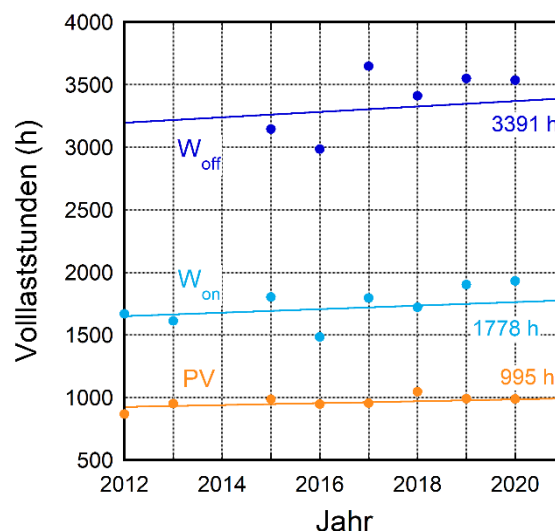


Abbildung 5. Entwicklung der Volllaststunden von 2012 (im Falle von Offshore-Wind ab 2015) bis 2021 für die drei iEE-Technologien Onshore-Wind, Won, Offshore-Wind, Woff, und Photovoltaik, PV. Die Linien sind lineare Fits an die Daten; die Zahlen an den Fitlinien sind die auf 2021 extrapolierten flh -Werte.

Bei der Prognose der zukünftigen iEE-Stromerzeugung spielen Annahmen für flh und C eine kritische Rolle wegen der Komplexität, den technologischen Fortschritt zu antizipieren.

Optimistische Prognosen lassen oft außer Acht, dass speziell für die Windenergieerzeugung die ertragreichen Standorte bereits belegt sind und in Zukunft weniger günstige Standorte ausgewählt werden müssen, dass größere Rotorflächen benötigt werden, um größere Kapazitätsfaktoren zu erreichen [11], die jedoch größere Abstände zwischen den Windturbinen notwendig machen, und dass die gegenseitige Beeinträchtigung durch die Turbinen in ausgedehnten Windparks flh und C sinken lassen [12]. Eine natürliche Leistungsbegrenzung für Onshore-Windkraftanlagen ist durch die Logistik für den Transport der großen Rotorblätter (Länge typisch 60 m) zu den gewünschten Aufstellungsorten gegeben.

Abbildung 5 vergleicht die flh-Werte der drei iEE-Technologien, zeigt die jährlichen Schwankungen der Werte und das allgemeine Wachstum in dem betrachteten Zeitfenster. flh von PV beträgt im Durchschnitt etwa 56% des Wertes von Onshore-Wind, der wiederum 52 % des Wertes von Offshore-Wind beträgt. Die Linien in Abb. 5 sind lineare Fits an die Daten. Das windschwache Jahr 2021 wirkt sich stark auf die Fit-Ergebnisse aus und kann einen etwas stärkeren Fortschritt aufgrund von technologischen Verbesserungen verdecken. Dieser wäre zu erwarten, da die durchschnittliche Anlagenleistung aller Onshore-Windanlagen in Deutschland von 2012 bis 2021 von 1,3 MW auf 1,9 MW gestiegen ist. Im Falle von Onshore-Wind ist der technologiebedingte Anstieg von flh von 2012 bis 2021 geringer als die witterungsbedingte Differenz von 2020 und 2021. Das Abschalten von Windkraftanlagen bei hoher Netzbelastung ist nicht berücksichtigt⁴. Für die Annahme hoher flh-Werte, die die heutigen Werte weit übersteigen, und die in Simulationsstudien hohe Energieausbeuten bei gegebener installierter Leistung versprechen, gibt es keine Basis.

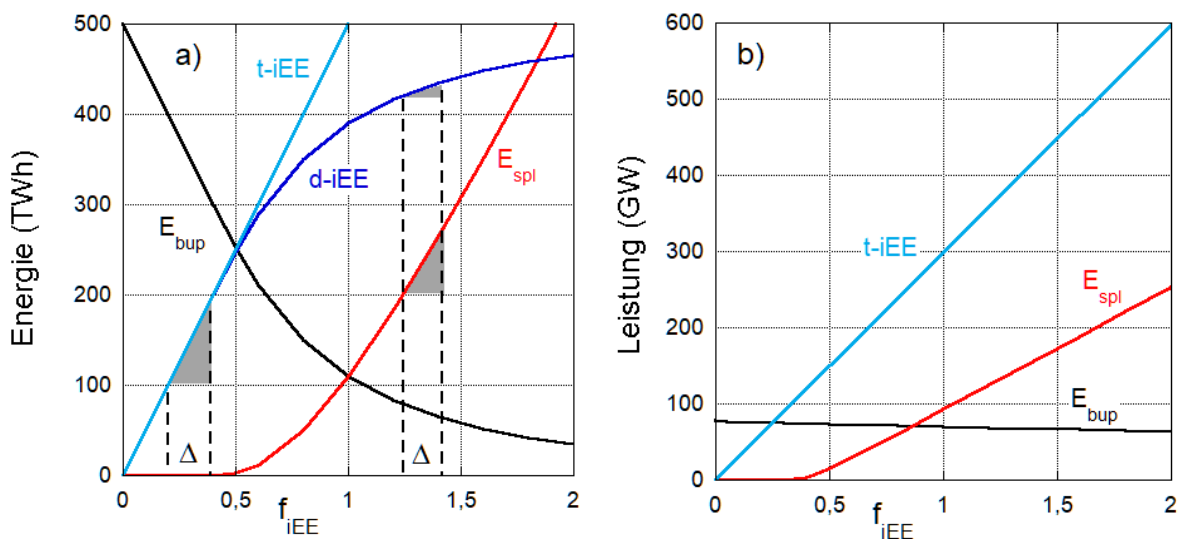


Abbildung 6.a). Aufgetragen ist die Energieerzeugung in Abhängigkeit vom normierten intermittierenden iEE-Anteil, $f_{iEE} = E_{W+PV}/500$ TWh, für die Bedingungen des Jahres 2019. Unterschieden wird zwischen der gesamten iEE-Erzeugung, $t-iEE$, dem direkt nutzbaren iEE-Anteil, $d-iEE$, der Überschusserzeugung, E_{spl} , und der Backup-Energie, E_{bup} . Die Dreiecke zeigen, wie ein Anstieg der Wind- und PV-Erzeugung zu einem Anstieg von $d-iEE$ im linearen Bereich dieser Kurve führt und wie sich $d-iEE$ und E_{spl} den Anstieg im Sättigungsbereich teilen. b) Dargestellt sind die Verläufe der entsprechenden Leistungen.

5. Simulationsstudien

5.1. Elektrizitätserzeugung

Abbildung 6 zeigt die Ergebnisse von Modellstudien auf Basis der Erzeugungs- und Verbrauchsdaten für 2019. Grundlagen sind Last-, Wind- und PV-Leistungsdaten, die mit einer

⁴ Schleswig-Holstein ist das Bundesland mit den häufigsten Abschaltungen von Windkraftanlagen. Typisch gehen dabei 12% der Produktion verloren (https://www.schleswig-holstein.de/DE/landesregierung/ministerien-behoerden/V/_startseite/Artikel2021/IV/211029_Windkraftanlagen_Einspeisung_Abregelung.html).

Zeitauflösung von 15 min tabelliert vorliegen [13]. In den Simulationen erfolgt die Stromerzeugung ausschließlich durch Wasserkraft auf unverändertem Niveau und durch iEE - Wind- und PV-Strom - hochskaliert, wobei fossile und nukleare Technologien schrittweise ersetzt werden. Biomasse wird nicht berücksichtigt, obwohl heute typischerweise 45 TWh Strom aus Biogas erzeugt werden. Wir gehen davon aus, dass Biomasse zukünftig für kritischere Anwendungen in der Luftfahrt, im Schwerlastverkehr oder als Rohstoff für die Chemie reserviert ist.

In der ersten Stufe der Simulationen stimmt die Jahreslast L_a mit einem typischen Wert für den derzeitigen Nettostromverbrauch Deutschlands überein: $L_a = 520$ TWh. Der Verlauf des Lastprofils $L(t)$ über das Jahr wird beibehalten. Die Auswirkungen der zusätzlich zu erwartenden Lasten (Mobilität, Wärme...) werden weiter unten betrachtet. 20 TWh werden durch Wasserkraft und der Rest, 500 TWh, durch Wind und PV bereitgestellt entsprechend dem Jahresziel der iEE Produktion, $T_a = L_a - 20$ TWh = 500 TWh. Im Modell wird das Verhältnis von PV zu Windenergie nach dem Prinzip des "optimalen Mix" [14] gewählt, Offshore-Wind wird willkürlich auf $\frac{1}{3}$ der gesamten Windstromerzeugung festgelegt. Die Energie- und Leistungsanteile des optimalen Mix sind typischerweise: Energie: $E_{PV} \sim 22\%$, $E_{W_{on}} \sim 52\%$, $E_{W_{off}} \sim 26\%$; Leistung: $P_{PV} \sim 37\%$, $P_{W_{on}} \sim 51\%$, $P_{W_{off}} \sim 12\%$.

Im zweiten Schritt wird die iEE-Stromerzeugung, E_{W+PV} , variiert. Die Variable ist $f_{iEE} = E_{W+PV} / T_a$. In Abb. 6 wird f_{iEE} zwischen $0 \leq f_{iEE} \leq 2$ variiert, was bedeutet, dass die jährlich erzeugte iEE-Strommenge zwischen 0 und 1000 TWh variiert. $f_{iEE} = 1$ wird als "100% Fall" bezeichnet, da Wind und PV integral den Jahreszielwert T_a (= 500 TWh) erzeugen.

In Abb. 6a sind die jährlich erzeugte iEE-Energie (t-iEE), die direkt genutzte (d-iEE), die Überschuss- (E_{spl}) und die Backup-Energie (E_{bup}) und in Abb. 6b die jeweiligen Leistungen aufgetragen. Die integralen Jahreswerte von Abb. 6a sind aus zeitabhängigen Berechnungen abgeleitet. Direkt genutzt wird die gesamte iEE-Leistung für den Fall $t\text{-iEE}(t) \leq T(t)$, die momentane Ziellast; es gilt: $d\text{-iEE} = t\text{-iEE}$. In diesen Fällen ergänzt Backup die iEE Erzeugung: $E_{bup}(t) = T(t) - d\text{-iEE}(t)$; falls die Erzeugung die momentane Ziellast übersteigt, ergibt sich Überschuss: $E_{spl}(t) = t\text{-iEE}(t) - T(t)$.

Bei $f_{iEE} = 0$ beginnt der Backup-Beitrag in Abb. 6a bei 500 TWh, entsprechend dem jährlichen Zielwert T_a . Der direkt genutzte Strom (d-iEE) steigt zunächst linear mit f_{iEE} . Mit steigendem d-iEE sinkt die Backup-Energie E_{bup} in symmetrischer Form: $d\text{-iEE} + E_{bup} = T_a$. In diesem Energiebereich wird kein Überschuss erzeugt, da selbst die Spitzen der iEE-Produktion unter die Last fallen und direkt genutzt werden können. Dies ändert sich bei einer iEE-Durchdringung von etwa 40% ($f_{iEE} = 0,4$). Von da an wird ein iEE-Überschuss erzeugt. Jenseits des 40%-Anteils beginnen d-iEE und E_{bup} abzuflachen, während der weitere Zuwachs an iEE-Strom zunehmend Überschuss erzeugt. Der "100%-Fall" ist erreicht, wenn die jährliche iEE-Produktion $t\text{-iEE} = \text{Ziellast } T_a$. Von den 500 TWh, die in diesem Fall erzeugt werden, können bei den Bedingungen von 2019 390,3 TWh direkt verbraucht werden und 109,7 TWh, also 22% sind Überschuss. Im "100%-Fall" entspricht der Überschuss integral dem Backup-Bedarf. Der unvermeidbare Fehlbetrag muss durch regelbare Residual-Leistung ersetzt werden, um die Last zu jedem Zeitpunkt zu erfüllen. Dies ist der Grund, warum die Versprechungen einer 100%igen Versorgung durch erneuerbare Energien zu hinterfragen sind.

Jenseits des 100%-Falls steigt die jährliche Überproduktion steil an. Die nichtlineare Beziehung von d-iEE im Bereich der Überproduktion ist ein wichtiges Merkmal einer intermittierenden Versorgung. Die grauen Dreiecke in Abb. 6a stellen die Reaktion von d-iEE im Falle einer inkrementellen Erhöhung Δ von f_{iEE} dar. Im linearen Bereich führt der Anstieg der Erzeugung zu direkt nutzbarer Energie. Im Sättigungsbereich erfolgt der größte Teil des Zuwachses in Form von Überschüssen und nur ein zunehmend geringerer Anteil kann direkt genutzt werden.

Überschüssiger Strom, der nach Umwandlung, Speicherung und Neuerzeugung als Sekundärstrom genutzt wird, fällt in eine andere Kostenkategorie als Primärstrom und Backup-Energie in der Zeit des iEE-Kapazitätsaufbaus. Spezifisch in der Sättigungszone von d-iEE stellt sich die Frage der Ergänzung oder Substitution erneuerbarer Energien durch

alternative, saubere Technologien wie die Kernkraft. Deshalb muss die Kostenbewertung zwischen erneuerbaren und nuklearen Technologien durch einen Vergleich z.B. der Kernenergiestromkosten mit denen der sekundären und weniger mit den Kosten der primären iEE-Erzeugung erfolgen. Der billigste Weg ist natürlich die Anpassung der Last an die Erzeugung (demand response) also der Abbau der Überschussproduktion durch Nachfrageanpassung. Dieser wichtige Aspekt stellt das vierte Hauptmerkmal der Energiewende dar - die Ablösung des traditionellen Versorgungsschemas von "die Erzeugung folgt der Last" durch "die Last passt sich der Erzeugung an". Es kann jedoch bezweifelt werden, dass ein solches System angesichts der starken täglichen Erzeugungsschwankungen, die eine verlässliche vorausschauende Planung verhindern, in großem Maßstab praktikabel ist. Die ersten Feldversuche zur Nachfrageanpassung in Deutschland haben enttäuschende Ergebnisse erbracht [15].

In Abbildung 6b sind die Leistungswerte für die drei relevanten Parameter, die gesamte iEE-Leistung ($t\text{-iEE}$), die Backup- und die Überschussleistung, dargestellt. iEE-Leistung und Energie sind linear miteinander verbunden. Das Modell ist linear aufgebaut, und mögliche Nichtlinearitäten, die z. B. durch Übertragungsverluste oder das Kappen von Leistungsspitzen entstehen, werden nicht berücksichtigt. Zwei weitere Merkmale der intermittierenden Stromversorgung sind von Bedeutung: (1) Das Leistungsniveau der Überschussleistung ist hoch und liegt weit über der derzeitigen Spitzennetzbelastung von ~80 GW. Eine Kappung der Leistungsspitzen könnte notwendig werden, um den Netzbetrieb zu vereinfachen und abzusichern und die Netzbetriebskosten zu begrenzen. Dennoch spezifiziert das verbleibende Leistungsniveau die Verbrauchertechnologien wie Elektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung oder thermische Speichersysteme. (2) Die Backup-Leistung wird mit steigender iEE Produktion nur mäßig reduziert, wiewohl die Backup-Erzeugung im Bereich der Überproduktion deutlich sinkt (siehe Abb. 6a). flh des Backup-Systems sinkt für $f_{iEE} = 2$ auf 540 h, was die Frage nach seiner Betriebswirtschaftlichkeit aufwirft. Andererseits ist das Backup-System zur Deckung der Nachfrage zunächst unverzichtbar. Die wirtschaftlichen Bedenken könnten durch die Einführung eines sogenannten Kapazitätsmarktes beseitigt werden: In diesem Fall wird der Backup-Betrieb nicht für die Stromerzeugung, sondern für das Potenzial zur Stromerzeugung finanziert.

Die Backup-Leistung P_{bup} sinkt bei einer Überproduktion $f_{iEE} = 2$ (1000 TWh iEE Erzeugung) um 18%. Diese Verringerung wird oft als Beweis dafür angesehen, dass die Windenergie im Gegensatz zur Photovoltaik mit einem Erzeugungsminimum P_{min} zur gesicherten Leistung beiträgt, das immer > 0 ist und mit der installierten Gesamtleistung steigt. Dies ist jedoch nicht wirklich der Fall [16]. Für den Zeitraum 2012 bis 2020 (2016 - 2020) betrug das durchschnittliche P_{min} von Onshore-Wind (Offshore-Wind) 148 MW (0 MW); der jährliche Anstieg von P_{min} von Onshore-Wind betrug etwa 9 MW, während die Installationen im Mittel um 3,4 GW pro Jahr zunahmen. Die Verringerung der Backup-Leistungsspitzen wird vielmehr durch den Photovoltaik-Beitrag verursacht, dessen tägliches Maximum etwa mit der Lastspitze zusammenfällt und den maximalen Backup-Bedarf zu den Flügeln des PV-Tagesprofils verschiebt, was zu reduzierten Verbrauchs- und Versorgungsmaxima sowohl im Sommer als auch im Winter führt.

5.2. Zukünftiger Elektrizitätsverbrauch

Bisher haben wir mit dem Modell die Bedingungen für eine EE-Stromerzeugung von 520 TWh, 500 TWh aus iEE und 20 TWh aus Wasserkraft untersucht. Abbildung 7 zeigt die Modellergebnisse, wenn wir als nächstes die Referenz-Jahreslast L_a zwischen 520 TWh und 1020 TWh variieren ($500 \text{ TWh} \leq T_a \leq 1000 \text{ TWh}$). In Abbildung 7 wird die Nachfrage durch $f_L = T_a/500 \text{ TWh}$ dargestellt, wobei f_L zwischen $f_L = 1$ und $f_L = 2$ variiert wird. Die in Abb. 6a dargestellten Ergebnisse mit $f_L = 1$ sind in Abb. 7 als dicke Linien wiedergegeben. Die direkt genutzte iEE-Energie ($d\text{-iEE}$) nimmt mit f_L zu. Dies geht auf Kosten der Überschussenergieerzeugung, die mit zunehmendem f_L abnimmt. Auch der Backup-Bedarf nimmt mit f_L zu, was dem allgemeinen Anstieg der Nachfrage entspricht. Das Quadrat zeigt die Situation 2019 in Deutschland mit $f_{iEE} = 0,33$; 53 GW Won, 7,6 GW Woff und 49 GW PV erzeugen 171 TWh Strom. Die Kreise stellen die Ergebnisse auf der Grundlage der installierten iEE-Kapazitäten

und des Strombedarfs von AGORA [10] dar (entsprechend $f_L = 2$ und $f_{iEE} = 1.7$), hochgerechnet auf der Basis der Daten des Jahres 2019. Wir haben bereits erwähnt (Abb. 6a), dass sich bei $f_{iEE} = 1$ (100%-Fall) die Kurven von Überschuss und Backup kreuzen. Ohne Speicherverluste könnte in diesem Fall der Überschuss direkt Backup ersetzen. Die gestrichelte Linie kennzeichnet den Schnittpunkt dieser beiden Parameter für $1 \leq f_L \leq 2$. Unter optimalen Mix-Bedingungen mit $E_{bup} = E_{spl}$ steigen die beiden Größen linear mit f_{iEE} . Die Situation ändert sich, sobald wir Umwandlungsverluste bei der Speicherung berücksichtigen.

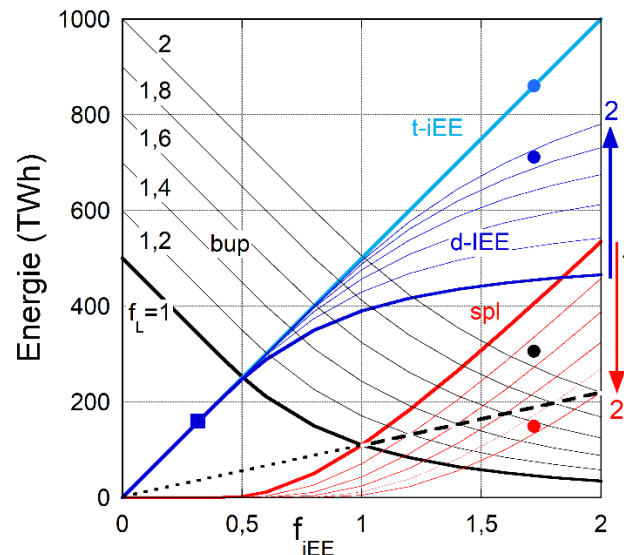


Abbildung 7. Dieses Diagramm erweitert Abb. 6a durch zusätzliche Variation des Verbrauchs, parametrisiert durch $f_L = T_a/500$ TWh ($500 \text{ TWh} \leq T_a \leq 1000 \text{ TWh}$). Jede Kurvenschar beginnt mit der Kurve $f_L = 1$ (fett dargestellt) von Abb. 6a und endet mit $f_L=2$ (siehe Pfeile rechts). Die gestrichelte Gerade bezeichnet die Sonderfälle, in denen $E_{spl} = E_{bup}$ ist. Sie werden als 100%-Fälle bezeichnet, weil bei verlustloser Speicherung der Überschuss konzeptionell erlauben würde, Backup zu ersetzen. Das Quadrat kennzeichnet die Situation in Deutschland im Jahr 2019, die Kreise die in 2045 (entsprechend $f_L = 2$ und $f_{iEE} = 1.7$), wie sie auf der Grundlage der installierten iEE-Kapazitäten und des Strombedarfs von AGORA [10] erwartet und auf der Basis der Daten des Jahres 2019 hochgerechnet wurden.

5.3. Speicherung

Speicher sollten letztendlich thermische Backup-Systeme ersetzen. Die Speicherung kann zwei Aufgaben erfüllen - die Bereitstellung von Leistung und Energie. Leistung für die Netzsteuerung wird Batterien vorbehalten bleiben; die Kapazitäten für saisonale Speicherung liegen jedoch im Bereich von TWh. Für diesem Fall muss die Speicherung kostengünstig erfolgen, was den Wechsel des Energieträgers notwendig macht. Strom wird umgewandelt z.B. in Wasserstoff. Umwandlung hat allerdings Energieverluste zur Folge. Darüber hinaus ist Wasserstoff nicht einfach zu speichern. Der untere Heizwert von Wasserstoff beträgt 3 kWh/Nm³ im Vergleich zu 10 kWh/Nm³ von Methan. Dementsprechend größer muss das Speichervolumen sein. Wasserstoff kann bei Bedarf weiter in Ammoniak (z.B. Haber-Bosch-Verfahren) oder Kohlenhydrate (z.B. Fischer-Tropsch-Verfahren unter Mitnutzung von CO) umgewandelt werden, allerdings müssen dabei weitere Verluste in Kauf genommen werden.

Das Grundschemata der Sekundärstromerzeugung ist in Abb. 8 [17] dargestellt. Der Überschuss stellt Primärstrom dar, der durch Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und gespeichert und z. B. in Brennstoffzellen als Sekundärstrom angeboten wird. Die Zahlen in Abb. 8 zeigen beispielhaft einen Fall mit einer Überschusserzeugung von 1,5 TWh, was dem durchschnittlichen Tagesbedarf an Strom in Deutschland entspricht. Die Wärmeverluste und der separate Strombedarf des Verdichters sind im Diagramm dargestellt. Der Wasserbedarf für den Elektrolyseur von mindestens 243000 m³ entspricht etwa dem Tagesverbrauch der Stadt München. Aufgrund der Systemverluste ergeben 1,5 TWh Primärstrom 0,45 TWh

decken (Differenz zu den Quadraten in Abb. 9). An den Kapazitäts-/Arbeitsmaxima deckt der verarbeitete Überschuss (= Sekundärstrom) gerade die Nachfrage und die Speicherarbeit ersetzt Backup vollständig. Jenseits der Kapazitäts-/Arbeitsmaxima wird zusätzlicher Überschuss erzeugt, der in Wasserstoff umgewandelt werden kann, wie in Abb. 9a dargestellt.

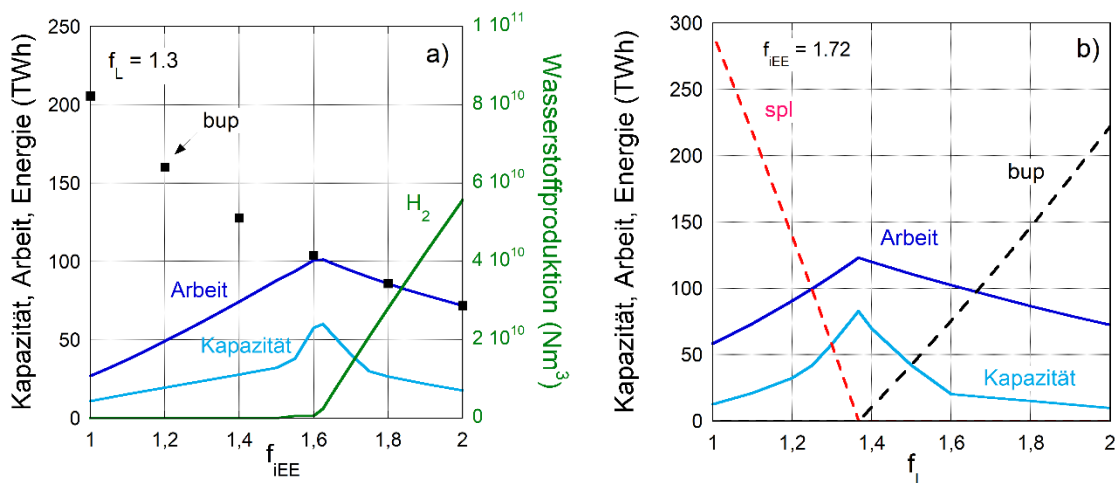


Abbildung 9 a). Für $f_L = 1.3$, was dem für Deutschland für 2030 erwarteten Verbrauch von 658 TWh entspricht [18], sind Speicherkapazität, Speicherarbeit und mögliche Wasserstoffherzeugung gegen den normierten intermittierenden iEE-Anteil f_{iEE} aufgetragen. Die Symbole (■) stellen die Backup-Energie für den Fall ohne Speicherung dar. b) bei konstantem $f_{iEE} = 1.72$, was bei den von AGORA definierten Installationen der iEE-Erzeugung auf der Basis von 2019 860 TWh entspricht, werden die für die Versorgung kritischen Kenndaten bei Variation des Verbrauchs analysiert. Neben der Überschuss Produktion (spl) ist der Backup-Bedarf (bup) dargestellt sowie Kapazität und Arbeit eines Kurzzeitspeichers von 0.16 TWh kombiniert mit einem saisonalen Speicher. Eine autonome Stromversorgung endet bei $f_L = 1.365$, also bei einer iEE-Produktion von 683 TWh.

Die Speicheranalyse beginnt bei $f_{iEE} = 1$, obwohl ab $f_{iEE} \sim 0,4$ Überschüsse erzeugt werden. Für $f_{iEE} < 1$ werden große Speicherkapazitäten benötigt, um mit Speicherarbeit beizutragen, die aber bei weitem nicht in der Lage ist, den Backup-Bedarf zu ersetzen. Dies ist der Grund, warum die Speicherung erst in einem fortgeschrittenen Übergangsstadium des Technologiewechsels jenseits von $f_{iEE} = 1$ sinnvoll wird. Mit zunehmender Überschussproduktion nimmt die saisonale Speicherkapazität ab. Bei $f_L = f_{iEE} = 1$ beträgt die Speicherkapazität 18 TWh unter den Bedingungen von 2019. Die Kapazität sinkt bei $f_L = 2$ auf 0,3 TWh und steigt bei Verdoppelung der iEE-Produktion mit $f_{iEE} = 2$ auf 36 TWh. Der Zielwert der Stromerzeugung wird im Bereich von $f_{iEE} > 1$ liegen, da das nationale Potenzial voll ausgeschöpft werden muss, um alle energieverbrauchenden Sektoren bedienen zu können. Es ist fraglich, ob unter diesen Bedingungen Speicher rentabel sind, die ausschließlich der Sekundärstromerzeugung dienen. Solche Speichersysteme müssen auf hohen Leistungspegeln arbeiten, sind aber andererseits auf die Erzeugung geringer Mengen von Sekundärstrom beschränkt. Ihre Wirtschaftlichkeit ist somit fraglich.

6. Die deutsche Situation - ein Beispiel in Zahlen

Bisher haben wir die Hauptmerkmale der Stromerzeugung vor allem durch Windkraft und Photovoltaik anhand von Simulationen auf der Grundlage der Projektion historischer Daten diskutiert. Zu diesem Zweck haben wir Modellfälle wie den „optimalen Mix“ oder den „100%-Fall“ betrachtet. Nun werden wir versuchen, die für das Jahr 2045 erwartete deutsche Energie- und Stromnachfrage- und -versorgungssituation genauer zu analysieren und insbesondere überprüfbare Zahlen zu nennen. Im Jahr 2045 soll Deutschland nach den Vorstellungen der Politik netto CO₂-frei sein. Bezugspunkte für die Bewertung der deutschen Energie- und Stromsituation im Jahr 2045 sind die bekannten und stabilen Verbräuche von heute, also ein Endstrombedarf von ca. 520 TWh (ein Durchschnittswert der letzten zehn Jahre) und ein Endenergiebedarf von ca. 2600 TWh (ebenfalls im Durchschnitt).

Das tatsächliche iEE-Potenzial Deutschlands wird letztendlich von der Politik festgelegt. Es ist müßig, eigene Spekulationen anzustellen. Wir greifen hier auf die Zahlen von AGORA zurück: Won = 145 GW, Woff = 70 GW und PV = 385 GW [10]. Die durchschnittliche Energieerzeugung von 2012 bis 2020, jeweils hochgerechnet von den historischen Gegebenheiten auf die von AGORA vorgeschlagenen Installationen, beträgt 850 TWh pro Jahr. Der höchste Wert, 908 TWh, stammt aus dem Jahr 2020, der niedrigste, 723 TWh, aus dem Jahr 2013. Bei der iEE-Energieerzeugung muss man sich auf beträchtliche Schwankungen in der Jahresproduktion einstellen. Der Vergleich des windschwachen Jahres 2021 mit dem windstarken Jahr 2020 verdeutlicht die hohe Variabilität und zeigt schmerzhaft die Abhängigkeit der Stromerzeugung durch iEE von langfristig nicht vorhersagbaren Wetterbedingungen⁷. Dieser grundsätzliche Mangel setzt auch der Aussagekraft allzu präziser Prognosen eine natürliche Grenze.

Für die Berechnung der zukünftigen Stromerzeugung auf der Datenbasis eines bestimmten Jahres werden die Volllaststundenzahlen, flh, dieses Jahres verwendet, wobei zu berücksichtigen ist, dass der weitere technische Fortschritt teilweise durch immer ungünstigere Standorte kompensiert werden wird. Abbildung 5 zeigt, dass sich die flh-Werte der drei iEE-Technologien im Zeitraum 2012 bis 2021 von Jahr zu Jahr stark veränderten, aber nur einen geringen Aufwärtstrend aufweisen. Folglich dürften die in dieser Arbeit prognostizierten Energiewerte Untergrenzen darstellen.

Die jährliche iEE-Stromerzeugung muss mit der Stromnachfrage einer vollständig entkarbonisierten Wirtschaft verglichen werden. Der künftige Bedarf ist jedoch ebenfalls schwer vorherzusagen. Möglicherweise wird der Basis-Stromverbrauch aufgrund hoher Kosten, des demografischen Faktors, von Verhaltensänderungen und der Verfügbarkeit verbrauchsarmer Technologien zurückgehen, aber Industrie 4.0, Digitalisierung und sog. intelligente Systeme werden die Nachfrage erhöhen. Wir bleiben bei dem derzeitigen Durchschnittswert von 520 TWh für den Basis-Nettostromverbrauch (ohne Verluste), aber neue Stromverbraucher sind die Elektromobilität (~100 TWh), die Nutzung von Wärmepumpen (~ 80 TWh) und der Technologiewechsel der Industrie, z.B. der Stahlindustrie hin zu dekarbonisierten Prozessen (40 - 80 TWh). Allein der Verband der chemischen Industrie prognostiziert einen Verbrauch von 628 TWh für eine vollständige Dekarbonisierung [19]. Diese Zahlen würden sich auf mehr als 1400 TWh summieren - viel mehr als das, was auf nationaler Ebene durch erneuerbare Energien erzeugt werden kann.

AGORA kommt zu dem Schluss, dass Deutschland im Jahr 2045 1017 TWh Bruttostrom verbrauchen wird. Auch diese geringere Menge kann nicht durch EE bereitgestellt werden. Zusätzlich zu der durchschnittlichen iEE-Produktion von ~850 TWh werden 20 TWh durch Wasserkraft erzeugt und möglicherweise können etwa 50 TWh durch Biogas beigesteuert werden. Dieser Beitrag kann jedoch in Frage gestellt werden, da Biomasse, wie oben erwähnt, möglicherweise anderen Energiesektoren vorbehalten ist.

Wir betrachten zwei extreme Fälle für Deutschland: (1) den der maximaler Wasserstoffproduktion aus überschüssigem Strom und (2) den der Stromautonomie.

(1) Wasserstoff-Erzeugung: Wie viel Wasserstoff kann Deutschland mit seinen eigenen Mitteln produzieren? Die AGORA-Anlagen ermöglichen die Erzeugung von 860 TWh Strom unter den Ausgangsbedingungen von 2019; $f_{iEE} = 1,72$. 705 TWh können direkt genutzt werden; 155 TWh sind Überschuss, der in 34 Mrd. Nm³ H₂ umgewandelt werden kann, was etwa dem Doppelten des derzeitigen Wasserstoffbedarfs der deutschen Industrie entspricht⁸.

⁷ Am Beispiel von Norwegen zeigt sich, dass derartige Schwankungen auch für Füllstände von Wasserreservoir typisch sind (<https://www.statnett.no/en/for-stakeholders-in-the-power-industry/data-from-the-power-system/#hydrological-data>). Das Beispiel Frankreich zeigt in diesem Jahr, wie die Kühlung der Kernkraftwerke und das von Deutschland, wie der Schifftransport von Kohle von Wetterbedingungen abhängen.

⁸ Es gibt Schätzungen für 2050 eines zu heute um den Faktor 4 -13 höheren industriellen Wasserstoff-Bedarfs. <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2021/heft/1/beitrag/potenzial-gruener-wasserstoff-langer-weg-der-entwicklung-kurze-zeit-bis-zur-umsetzung.html>.

Im Fall der maximalen Wasserstoff-Erzeugung müssen bei 20 TWh Wasserkraft 292 TWh Strom importiert oder durch ein separates Backup-System bereitgestellt werden, um das AGORA-Stromziel zu erreichen. Diese Ergebnisse sind in Abb. 7 als Kreise markiert.

(2) Stromautonomie-Fall: Wieviel Strom kann in Deutschland unter den Annahmen von AGORA autonom ohne Importe produziert werden? Abbildung 9b zeigt den Verlauf der kritischen Kenndaten bei Variation des Verbrauchs parametrisiert durch f_L . $f_{IEE} = 1.72$ (AGORA-Wert auf 2019 Basis). Aufgrund der hohen iEE Erzeugung bildet sich für kleine f_L -Werte Überschuss (spl) und Backup (bup) ist nicht erforderlich. Die Sekundärstromproduktion wird über die beiden Speichertypen abgewickelt. Entlang des niedrig- f_L Astes steigen Speicherkapazität und Speicherarbeit mit f_L an, weil mehr Energie intern umgesetzt wird. Bei $f_L = 1,365$ ist der Überschuss aufgebraucht und bei weiterer Bedarfssteigerung ist wiederum Backup notwendig; Überschuss fällt nicht mehr an. Die Nullstelle kennzeichnet die maximale Stromproduktion von 683 TWh, knapp 10% mehr als die derzeitige Bruttostromerzeugung von etwa 620 TWh. Dies ist weniger als im "Wasserstoff-Erzeugungsfall", da mehr Überschuss benötigt wird für die Abdeckung der zusätzlichen Verluste bei der Sekundärstromerzeugung (via Brennstoffzellen). Unter Berücksichtigung von 20 TWh Wasserkraft müssen 314 TWh Strom importiert werden, um das AGORA-Nachfrageziel zu erreichen.

Der TSp trägt 31 TWh mit einer Speicherkapazität von 0,16 TWh bei, was 194 jährlichen Vollzyklen entspricht, der SSp mit 92 TWh bei einer Kapazität von nominell 82 TWh. Die Umwandlungsverluste summieren sich auf 177 TWh und übersteigen die Speicherarbeit. Die maximale Speicherkapazität hängt von der von der SSp zu verarbeitenden Spitzenleistung ab und kann durch Kappung von Leistungsspitzen reduziert werden.

Die Rolle von TSp ist primär in der Bereitstellung von Netzdienstleistungen zu sehen (mit 0,16 TWh können nur etwa 2,5 Stunden des derzeitigen Strombedarfs überbrückt werden). Ein wirtschaftlicher Betrieb erscheint gegeben, insbesondere angesichts der Dringlichkeit einer solchen Einrichtung. Das gilt jedoch nicht für die saisonale Speicherung ausschließlich für Strom, wenn man die Leistungsspezifikation, die tatsächliche Arbeit, die Anzahl der Vollzyklen und die Umwandlungsverluste (171 TWh) berücksichtigt. Es kann mehr Strom direkt genutzt werden und es muss weniger importiert werden, wenn man auf die autonome Lösung verzichtet und stattdessen Wasserstoff aus Überschüssen erzeugt. Je nach aktueller wirtschaftlicher Situation kann Sekundärstrom importiert (s. nächstes Kapitel) oder aus dem Bestand an inländisch erzeugtem und importiertem Wasserstoff gewonnen werden.

Betrachtet man die Endenergiesituation im Jahr 2045, so kann Deutschland neben 850 TWh Strom aus erneuerbaren Energien und 20 TWh Strom aus Wasserkraft national etwa 300 TWh Biomasse und etwa 240 TWh Umweltwärme in Verbindung mit Wärmepumpen ^[20] und ~80 TWh Solarthermie ^[21] erzeugen. Der energetisch genutzte Anteil der Biomasse kann kaum noch gesteigert werden. Die gegenwärtigen Bedingungen führen bereits zu einem Verlust an biologischer Vielfalt und einem starken Rückgang der Insekten- und Vogelpopulationen. Auch die globale Versorgungslage mit Nahrungsmitteln wird die Erzeugung von Bio-Energie limitieren. In der Summe liegt die nationale CO₂-freie Energieerzeugung im Bereich von 1500 TWh ⁹, etwa 1100 TWh unter dem derzeitigen Endenergieverbrauch. Bislang ist der Endenergieverbrauch in Deutschland von 1990 bis 2019 leicht angestiegen. Einsparungen von 1100 TWh scheinen auf einem evolutionären Pfad kaum möglich zu sein. Es geht also um Fragen einer ausreichenden Versorgung mit Energie.

Alle diese Zahlen sind nur indikativ und können im Detail hinterfragt werden. Dennoch ist klar, dass Deutschland ein Energieimporteur bleiben wird, aber anders als in der Vergangenheit, nicht für bislang reichlich vorhandene und einfach zu gewinnende fossile Brennstoffe, sondern für Strom und Wasserstoff aus CO₂-freien Technologien.

⁹ Die Umweltwärme geht mit 240 TWh in diese Summe ein; ihre breite Nutzung über Wärmepumpen verlangt jedoch gewaltige Umbauten am bestehenden Immobilienbestand und ein überzeugendes und kostengünstiges Konzept für die Städte.

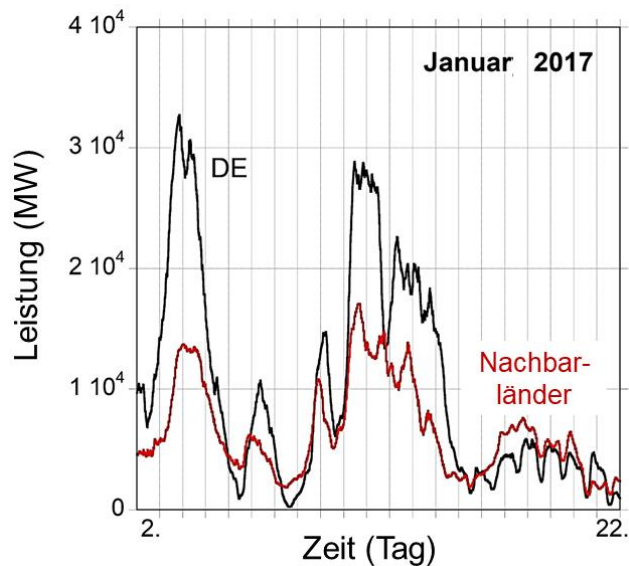


Abbildung 10. Onshore-Windstromerzeugung in Deutschland und in der Summe in den neun Nachbarländern im Januar 2017.

7. Stromimport aus den Nachbarländern Deutschlands

Mit dem AGORA-Stromziel von 1017 TWh für 2045 muss Deutschland jährlich etwa 300 TWh Strom importieren. Wegen der Transportverluste sollte der Import aus den nächstgelegenen Nachbarländern erfolgen. Dies bedeutet einen starken Anstieg der EU-Exporte von dem derzeitigen Niveau von typisch 50 TWh pro Jahr, mit denen Frankreich über viele Jahre und auch Deutschland in den letzten Jahren zum Strommarkt beigetragen haben. In Zukunft muss der Export von Strom aus erneuerbaren Energien und möglicherweise aus Kernkraft erfolgen. Das Exportpotenzial von EE-Strom wird von der Wetterlage über Europa abhängen, die sich in der Regel Mittel- und Nordeuropa teilen. Dies hat zur Folge, dass in den Nachbarländern auch Wind weht und Sonne scheint, wenn sich Deutschland dieser Bedingungen erfreut. Abbildung 10 vergleicht die Onshore-Windstromerzeugung Deutschlands für drei Wochen im Januar 2017 mit der aufsummierten Erzeugung seiner neun Nachbarländern. Der Vergleich zeigt eine starke Korrelation [16]. Das "schwache Windjahr" 2021 führte zu einer um 13 % niedrigeren Onshore-Windernte in Deutschland und im Durchschnitt zu einer um 8 % niedrigeren bei Deutschlands Nachbarstaaten.

Die Analyse der Windenergie in Europa zeigt zwei unkorrelierte Zonen, eine nördliche und eine südliche. Die Korrelationsmatrix in Abb. 11 links zeigt eine hohe Korrelation in der Windenergie von Griechenland, Portugal, Spanien, Rumänien und Italien und, separat, zwischen den mittleren und nördlichen Ländern Europas. Abgesehen von der Autokorrelation variieren die Spaerman-Korrelationskoeffizienten zwischen 0,8 und 0,25 von rötlich bis gelb. Diese Aufspaltung wurde auch beim Vergleich der Onshore-Winderzeugung von 2020 und 2021 deutlich. Die nördlichen Länder verzeichneten im Durchschnitt einen Rückgang der Onshore-Wind-Erzeugung um -7%, während die offensichtlich entkoppelten südlichen Länder sich eines Zuwachses von +8% erfreuten.

Das europäische Wettermuster hat zur Folge, dass Länder mit größerer Entfernung zu Deutschland einen höheren Anteil an "nützlichem" Überschuss produzieren, der definiert ist als verfügbar, wenn Deutschland Backup-Bedarf hat. Abbildung 11 rechts zeigt die Ergebnisse dieser Analyse mit Daten vom Dezember 2016. Dargestellt ist der nationale Anteil des normierten Überschusses, der über die Zeiten von Backup-Bedarf in Deutschland summiert ist, in Abhängigkeit von der Entfernung zu Deutschland. Ein nationaler Windparkschwerpunkt wurde aus den gemittelten Breiten- und Längengraden wesentlicher Windparks bestimmt [22], wobei der Beitrag der einzelnen Windparks mit der installierten Leistung gewichtet wurde. Der Abstand dieser Zentren zu dem von Deutschland ergibt die Abszisse in Abb. 11 rechts.

Der Import von Strom erfordert lange Hochspannungsleitungen und leistungsfähige Kuppelstellen zu und an den Grenzen (derzeit 18,5 GW für Deutschland). Übertragungsleitungen sind unpopulär, wie Deutschland selbst bei seinen Bemühungen um den Bau von „Stromautobahnen“ von Thüringen zum Nachbarland Bayern erfahren hat. Eine ablehnende Haltung der Öffentlichkeit ist insbesondere dann zu erwarten, wenn die Übertragungsleitungen nicht dem nationalen Versorgungsbedarf dienen.

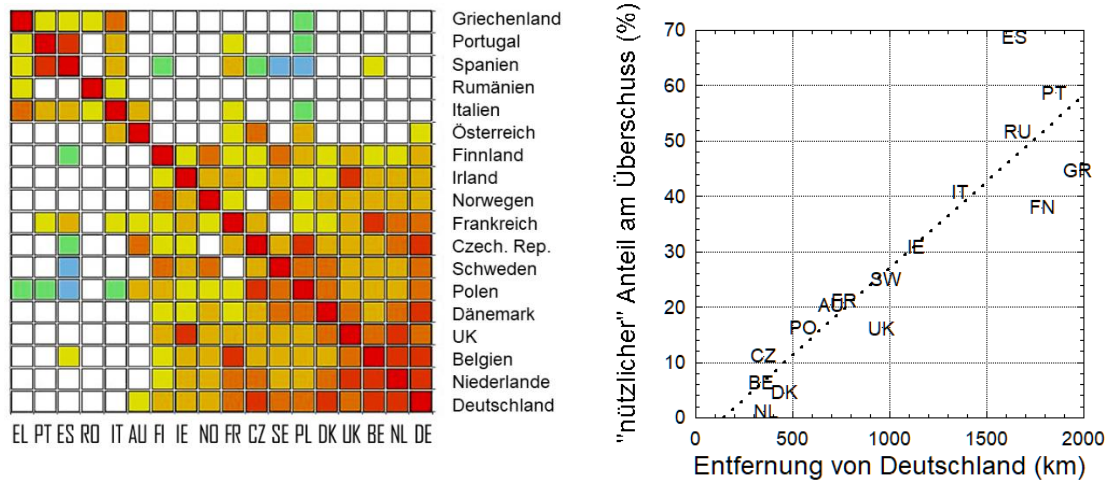


Abbildung 11. Links: Spaerman Korrelationsmatrix der Onshore-Windenergie zwischen den aufgeführten Ländern (2016). Die Windenergieerzeugung ist in zwei gut voneinander getrennten Bereichen korreliert. Abgesehen von der Autokorrelation variieren die Korrelationskoeffizienten von rötlich (0,8) bis gelb (0,25). Es besteht nur eine geringe Korrelation zwischen den südlichen und nördlichen Ländern. Rechts: Der normierte "nützliche" Anteil des Überschusses eines Landes ist gegen die Entfernung des Windparkschwerpunkts dieses Landes vom Windparkschwerpunkt Deutschlands aufgetragen (siehe Text). "Nützlich" ist definiert als überschüssige Energie eines Landes zu einem Zeitpunkt, zu dem Deutschland Backup benötigt. Die Normierung erfolgt über die totale Überschussproduktion; den Rechnungen liegen optimale Mix-Analysen der einzelnen Länder mit Daten von 2016 zugrunde.

Da der deutsche Stromimportbedarf von einigen 100 TWh über jeden Präzedenzfall hinausgeht, wird er in dem zu erwartenden Umfang kaum realisierbar sein, wenn alle Nachbarn Deutschlands ebenfalls überwiegend EE nutzen. Die Folge ist, dass Deutschland vornehmlich aus dem fernerem nicht-Europäischen Ausland z.B. Wasserstoff zur lokalen Erzeugung von Sekundärstrom importieren muss, um die Lücke zu schließen. 300 TWh erforderlicher Sekundärstrom in Deutschland entsprechen etwa 900 TWh Primärstromerzeugung aus EE in den Exportländern. Dieser Umfang ist vergleichbar mit dem nationalen Potenzial Deutschlands, wie wir oben gesehen haben. Um den künftigen Strombedarf Deutschlands zu decken, ist ein ähnlicher Aufbau von iEE-Anlagen zusammen mit den erforderlichen Wasserstoff/Ammoniak -Umwandlungstechnologien durch künftige Handelspartner notwendig. Es ist nicht klar, welche Länder sich für den Wasserstoffexport in diesem Umfang qualifizieren und in der vorgesehenen Zeitspanne lieferfähig sein werden. Voraussetzung ist, dass ausreichend Sonne, Wind und Reinstwasser für die Elektrolyse zur Verfügung stehen und große Hafenkapazitäten für den Wasserstoffexport vorhanden sind. 100 TWh Energie entsprechen 3 Millionen Tonnen Wasserstoff auf der Grundlage des unteren Heizwerts. Als Flüssigkeit transportiert, müssen täglich etwa 93 Schiffe der derzeitigen Spezifikation ^[23] in Deutschland ankommen. Der Transport in Form von Ammoniak impliziert gravimetrisch überwiegend den Transport von Stickstoff. Die Politik in Deutschland bemüht sich intensiv um Lösungen für diese Versorgungsfragen. Auch andere Länder werden Wasserstoff in großen Mengen importieren müssen. Mit dem Wasserstoffimport zur Erzeugung von bedarfsgerechtem Sekundärstrom ist noch nicht die Lücke hin zum Endenergiebedarf geschlossen. Es ist zu befürchten, dass eine ausreichende Energieversorgung für Jahrzehnte die Achillesferse der deutschen Wirtschaft und eine Sorge der Bürger in diesem Land sein wird.

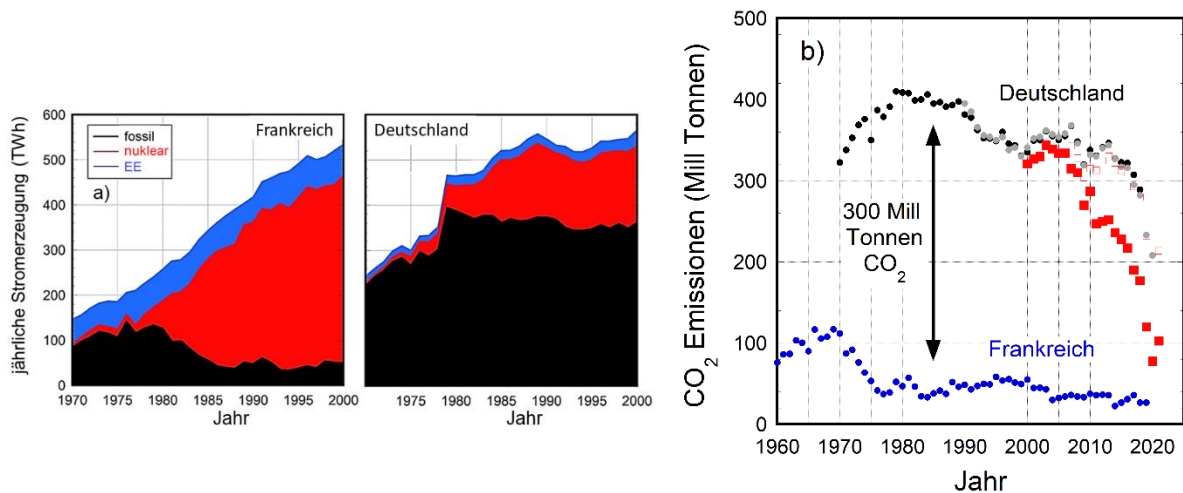


Abbildung 12. a) Jährliche Stromerzeugung in Frankreich und Deutschland von 1970 bis 2000, aufgeschlüsselt nach Anteilen fossiler, nuklearer und erneuerbarer Energien. b) CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung Frankreichs und Deutschlands ab 1960 bzw. 1970. Datenquellen: schwarz und blau: EDGAR-EU [24]; die grauen Punkte sind gemittelte Emissionsdaten aus Erhebungen des Umwelt Bundesamtes, UBA [25] und von STATISTA [26]. Die roten Quadrate stellen den Fall dar, dass die Braunkohle in den Schritten der Kernenergie vom Netz genommen wurde während Kernenergie konstant bei der Produktion von 2002 (165 TWh) geblieben ist.

8. Kernenergie

Während der Erstellung dieses Papiers hat die Europäische Kommission ihren Entwurf zur den EU-Taxonomieverordnung [27] veröffentlicht, in dem sie feststellt, dass die Kernenergie als saubere Methode zur Dekarbonisierung beitragen kann. Die Diskussion über den EU-Taxonomievorschlagn dreht sich um den Begriff "Nachhaltigkeit". Dies ist ein sehr komplexes Kriterium, auch für die Bewertung der erneuerbaren Energien, angesichts des in Kapitel 3 dargestellten Bedarfs an kritischen Materialien und Mineralien und der geringen Hoffnung, dass diese in naher Zukunft effizient recycelt werden können.

Der Vergleich der CO₂-Emissionen für die Stromerzeugung in Frankreich und Deutschland bestätigt die Position der Kommission. Abbildung 12a zeigt die historische Entwicklung des Strommix der beiden Nachbarländer ab 1970 [28]. Frankreich entwickelte die Kernkraft, Deutschland verbrannte überwiegend Kohle und ist seit Jahren einer der weltweit größten Nutzer von Braunkohle, der "schmutzigsten" Form der Kohleverbrennung. Dies spiegelt sich in den CO₂-Emissionen wider, die in Abb. 12b verglichen werden. Bei der Stromerzeugung hat Frankreich über vier Jahrzehnte hinweg etwa 300 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr weniger ausgestoßen als Deutschland. Dies ist ein beachtlicher Dienst an der Umwelt. Die roten Quadrate in Abb. 12b zeigen den Rückgang des CO₂-Ausstoßes, wenn Deutschland sein Kernkraftarsenal beibehalten hätte und in den Schritten, in denen die Kernenergie vom Netz genommen wurde, stattdessen aus der Braunkohle ausgestiegen wäre. Ein solcher Schritt hätte der Umwelt gutgetan und wäre ein klarer Beleg dafür gewesen, dass es um den Schutz des Klimas geht und nicht um die Durchsetzung parteipolitischer Dogmen.

Da Deutschland Ende 2021 drei Kernkraftwerke abgeschaltet hat, sind 103 Kernkraftwerke in 13 EU-Ländern in Betrieb, die ¼ des Stroms produzieren. Damit werden 70% der EU-Bevölkerung durch Kernenergie versorgt. Daneben gibt es noch eine Vielzahl von Kernforschungsreaktoren. Die Zukunft der Nutzung der Kernenergie ist nicht im Detail festgelegt. Einige Länder planen den Ausstieg aus ihr (Belgien, Deutschland, Spanien), andere wollen sie auf 60 Jahre verlängern (Ungarn, Schweden, Schweiz)¹⁰. Schließlich gibt es eine Gruppe von Ländern, die neue Reaktoren bauen oder dies planen (Belarus, Tschechische Republik, Finnland, Frankreich, Niederlande, Ungarn, Polen, Vereinigtes Königreich, aber

¹⁰ Das Ende der letzten drei Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2022 erfolgt nach einer Laufzeit von etwa 35 Jahren.

auch Belgien ¹¹). Es ist zu erwarten, dass diese Pläne nicht in allen Fällen verwirklicht werden, aber es ist davon auszugehen, dass die Kernkraft in Europa bis 2050 und darüber hinaus genutzt wird.

Der Reaktorunfall von Tschernobyl wurde durch ein unverantwortliches Experiment (Test zum Nachlaufbetrieb der Generatoren) bei unzulänglicher Technologie (positiver Dampfblasen (void)-Koeffizient) des sowjetischen Reaktortyp RBMK verursacht. Der Unfall in Fukushima ^[29] war so dramatisch, weil die Schutzmauer gegen Tsunamis nicht hoch genug war, wobei historische Erfahrungen ignoriert wurden. Die Sicherheitseinrichtungen (Berstscheiben, Einsatz von Wasserstoff-Rekombinatoren) entsprachen nicht den modernen Sicherheitsstandards; die Notstromversorgung war nicht korrekt platziert. Diese Mängel waren offensichtlich nur möglich, weil die Aufsichtsbehörden ihre Aufgaben nicht ordnungsgemäß erfüllten. Im Bericht der vom japanischen Parlament eingesetzten Kommission zum Fukushima-Unfall heißt es ^[30]: *The incestuous relationships that existed between regulators and business entities must not be allowed to develop again*. Durch die Nutzung bewährter Technologien, klarer Vorschriften und unabhängiger und transparent arbeitender Kontrollgremien lassen sich Katastrophen dieser Art vermeiden.

Die Lagerung von Atommüll ist mit Sicherheit ein schwerwiegendes Problem, mit dem sich die oben genannten europäischen Kernenergie-Länder auseinandersetzen müssen. Es gibt keinen Ausweg, und jedes Land muss eine bestmögliche Lösung finden. Finnland wird als erstes Land Europas sein Endlager in Onkalo im Jahr 2025 in Betrieb nehmen. Dieses Endlager wird schließlich versiegelt werden. Es könnte ratsam sein, die Endlager zunächst offen zu lassen und die Ergebnisse des MYHRRA-Transmutationsreaktors in Belgien ^[31] und der Gen-IV-Reaktorkonzepte ^[32] abzuwarten, von denen erwartet wird, dass sie die Zerfallszeit des hoch-radioaktiven Mülls auf wenige 100 Jahre verkürzen.

Der Betrieb von Kernkraftwerken im Lastfolgemodus wurde von vielen Leistungsreaktoren mit der Schlussfolgerung einer "*vollständigen Komplementarität zwischen Kernkraft und erneuerbaren Energien*" demonstriert ^[33]. Insbesondere scheint es möglich zu sein, das tägliche Ansteigen und Abfallen der PV-Leistung auszugleichen, was zu zwei Leistungszyklen pro Tag führen würde, die machbar erscheinen.

Ein häufiger Einwand gegen die Nutzung der Kernenergie sind die hohen Kapitalkosten und die daraus resultierenden hohen Stromkosten. Wie in Kapitel 5.1 dargelegt, sind die Stromkosten der Kernenergie nicht mit denen der primären iEE-Stromerzeugung zu vergleichen, sondern mit denen der unvermeidbaren co-Erzeugung von Sekundärstrom.

9. Schlussbemerkungen

Die Stromversorgungs- und -verbrauchsbedingungen von Deutschland und der EU mit 6440 kWh/pro-Kopf bzw. 6156 kWh/pro-Kopf sind nicht repräsentativ. Abbildung 13 befasst sich mit der globalen Verfügbarkeit von Strom und zeigt kumulativ die Anzahl der Menschen ohne Zugang zu einem bestimmten pro-Kopf-Stromverbrauch (Abszisse). Nimmt man das Beispiel der EU (roter Punkt), so müssen fast 7 Mrd. Menschen mit einem geringeren pro-Kopf Stromverbrauch auskommen. Die pro-Kopf Stromverbräuche für Indien, China und die USA sind als rote Punkte dargestellt. Die vertikalen Linien markieren die Sprünge an den Abszisse-Werten der Kurve, an denen sich die jeweilige Landesbevölkerung addiert.

In diesem Diagramm wird der Stromverbrauch dargestellt, weil Strom die Basisenergie der Zukunft sein wird. Seine technische Entwicklung und Marktstellung sind entscheidend für die Energiewende bis 2050. Die Grafik zeigt, dass heute der weitaus größte Teil der Weltbevölkerung mit einem geringen Niveau der Stromversorgung auskommen muss, und das, obwohl die Energieversorgung bis heute durch etablierte Technologien und bislang billige und verfügbare fossile Energieträger erfolgt ist. Es ist schwer vorstellbar, dass die Länder mit Versorgungsmängeln, z.B. die kommenden afrikanischen Generationen (siehe Abb. 1), ihre

¹¹ In jüngster Zeit gibt es Pläne, kleine, modulare Reaktoren (SMR) für Belgien in Betracht zu ziehen.

Energiegewende hin zur Nutzung von sauberem Strom meistern können, die ohnehin weniger eine Technik-Transformation vielmehr ein investiver Technik-Aufbau sein müsste.

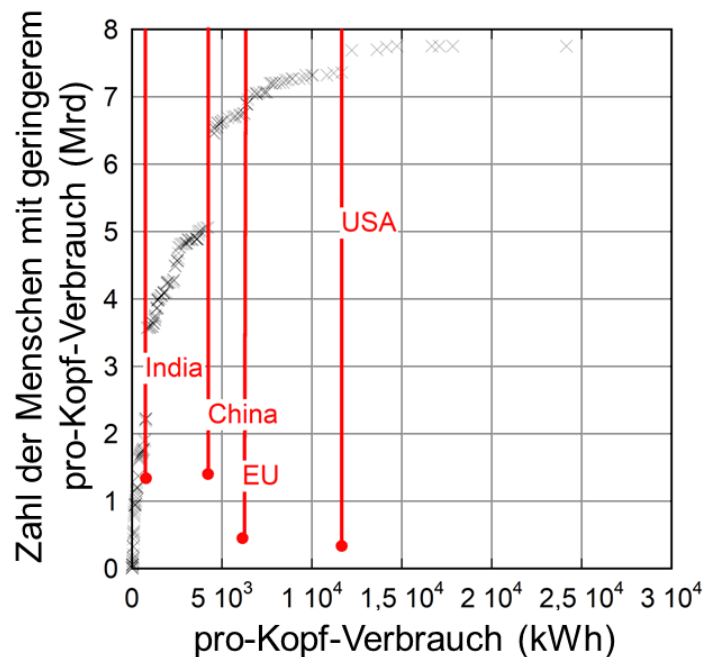


Abbildung 13. Dargestellt ist kumulativ die Zahl der Menschen mit einem pro-Kopf Stromverbrauch, der geringer ist als der jeweilige Wert an der Abszisse. Die Einzeldaten von Indien, China, EU und den USA sind als rote Punkte aufgetragen. Die vertikalen Linien markieren die Sprünge auf der Ordinate, wenn sich die Bevölkerung des jeweiligen Landes addiert (für die EU gibt es keine Lücke, da in diesem Fall die Verbrauchswerte der einzelnen Länder aufgetragen sind).

In Anbetracht der unterschiedlichen politischen Agenden der fünf größten Emittenten - China, USA, Europa, Indien und Russland - kann man ein gemeinsames Bemühen bezweifeln, den Übergang hin zu einer dekarbonisierten Wirtschaft bis 2050 zu bewältigen. Abbildung 14 zeigt die CO₂-Emissionsanteile der größten Emittenten und die Anzahl der COP-Konferenzen, die sie jeweils organisiert haben [35]. Die COP-Konferenz ist die Konferenz der Vertragsparteien, die UN-Klimakonferenz. China und die USA, die größten CO₂-Emittenten, haben noch keine COP-Konferenz organisiert. Indien hat eine organisiert, Russland keine. Europa hat 13 ausgerichtet, die letzte in Glasgow im Jahr 2021¹². Das politische Interesse an einem konzertierten Vorgehen zur Bekämpfung des Klimawandels scheint sehr unterschiedlich zu sein, und die EU und die europäischen Regierungen müssen darauf achten, dass die Vermeidung des Klimawandels nicht zu ihrem alleinigen Projekt wird. Weil ein Scheitern des globalen Transformationsprozesses nicht von der Hand zu weisen ist, müssen zusätzlich geeignete Maßnahmen zum Schutz vor den Folgen der globalen Erwärmung ergriffen werden. Die Politik darf sich nicht ausschließlich auf die Prävention konzentrieren, sondern muss auch geeignete Anpassungsmaßnahmen umsetzen. Im Gegensatz zu den globalen Anstrengungen versprechen Anpassungsmaßnahmen unmittelbare und nachvollziehbare Wirkungen. Dies ist ein weites Feld, dem mehr Aufmerksamkeit geschenkt werden sollte, wobei die Wissenschaften auch bei diesem Thema eine entscheidende Rolle spielen werden.

Wir kommen auf den Anfang diese Arbeit zurück. Angesichts der wenigen Optionen für eine saubere Strom- und Energieversorgung scheinen die Strategien klar zu sein - die verfügbaren natürlichen Optionen wie Wasserkraft, Biomasse und Geothermie maximal aber in ökologisch vertretbaren Grenzen zu nutzen. In vielen Fällen werden Wind- und Sonnenenergie die vorherrschenden Stromquellen sein. Der Einsatz von CCS erlaubt unvermeidbare industrielle CO₂-Emissionen in die Atmosphäre, z. B. bei der Zementherstellung, zu vermeiden [34]. Die Nutzung von Kernenergie und Kohle ist ein politisches und

¹² Die nächste COP-Konferenz, COP-27, wird 2022 in Ägypten abgehalten.

gesellschaftliches Thema. Deutschland hält sich strikt an einen Zeitplan zur Beendigung gesicherter Energieversorgung und ersetzt die fehlende Energie primär durch intermittierende erneuerbare Energieformen, wobei allerdings deren Ausbau weit hinter den Notwendigkeiten zurückbleibt. Damit verstößt Deutschland gegen ein bewährtes europäisches Stromversorgungsprinzip, dem zufolge jedes Land zunächst seinen eigenen Bedarf sichert. Mit überwiegend iEE ist eine Absicherung der Stromversorgung nicht möglich. Als das europäische Land mit dem größten Stromverbrauch hat die deutsche Stromstrategie starke Auswirkungen auf seine Nachbarn und sollte Anlass zur Sorge geben. Die europaweite Netztrennung am 8. Januar 2021 ist ein gutes Beispiel dafür, was in Zukunft häufiger und heftiger passieren könnte [35].

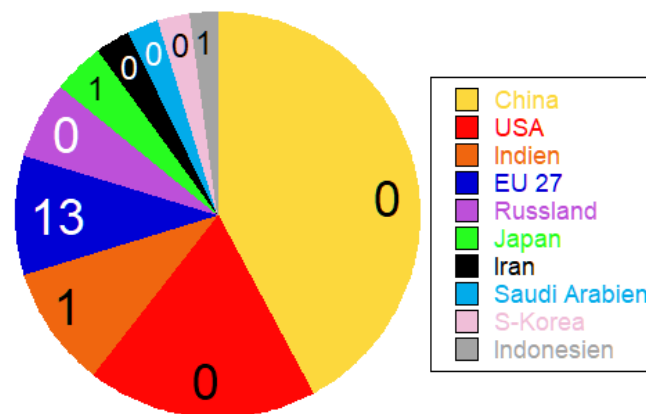


Abbildung 14. Tortendiagramm der CO₂-Emissionen der 10 wichtigsten Emittenten [36] für 2020 und der Anzahl der von den jeweiligen Ländern bis 2022 organisierten COP-Konferenzen der Vereinten Nationen [37].

Um die AGORA-Ausbauziele 2045 für die drei iEE-Technologien zu erreichen, muss der jährliche Zubau von Onshore-, Offshore-Wind- und PV-Leistung 3.8, 2.6 und 13.6 GW betragen. Die durchschnittlichen Ausbauraten von 2010 bis 2021 betragen 2.8, 1.0 und 4.1 GW pro Jahr; die Spitzenwerte waren 5.3 (2017), 2.3 (2015) und 7.6 (2012) GW. In allen Fällen muss die Ausbaugeschwindigkeit im Vergleich zu den durchschnittlichen historischen Werten verdoppelt und mehr als zwei Jahrzehnte lang auf diesem Niveau gehalten werden. Nur für die Onshore-Windenergie wurde die zukünftige Ausbaurrate für ein Jahr erreicht. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass zusätzlich Altanlagen ersetzt werden müssen. Geht man von einer Lebensdauer von 25 Jahren aus, steigen die maximalen Zubauraten für Onshore- und Offshore-Wind und PV auf 9.1, 4.9 und 21 GW pro Jahr. Es ist fraglich, ob diese Ziele erreicht werden können. Zum Vergleich - im Jahr 2021 wurden außerhalb Chinas weltweit rund 30 GW Onshore-Wind installiert. Für Deutschland bedeutet dieser ehrgeizige Ausbau der Wind- und PV-Leistung, dass zusätzlich tausende Kilometer von Hochspannungsleitungen und hunderttausende von Mittel- und Niederspannungsleitungen entweder neu gebaut oder ertüchtigt werden müssen. Dieser Ausbau hat bereits vor Jahren begonnen, wobei die Zwischenziele nur selten erreicht wurden.

Wir haben gesehen, dass die Versorgung vornehmlich mit intermittierenden erneuerbaren Energien den Einsatz eines Backup-Systems erfordert, für das – bei fossiler Lösung – bevorzugt Methan genutzt werden sollte, solange Wasserstoff nicht in ausreichenden Mengen verfügbar ist. Die Verbrennung von Methan hat geringere CO₂-Emissionen als die der Kohle zur Folge, aber das Austreten von CH₄ auf dem Weg von den Gasfeldern etwa in Sibirien zum Verbraucher in Europa ist besonders nachteilig, da Methan ein viel größeres Treibhauspotenzial hat als CO₂ (etwa ein Faktor 30, gemittelt über 100 Jahre). Bei einem iEE Anteil von 100% ($f_{iEE} = 1$) beträgt die notwendige Backup-Kapazität 70 GW, 12% weniger als die derzeitige Spitzenlast. 7.5 GW könnten durch Wasser- und Biogasstrom gedeckt werden. Nach [38] werden in Deutschland derzeit 96 Gaskraftwerke (>100 MW) mit insgesamt 24.7 GW elektrischer Leistung betrieben. Um den Backup-Bedarf zu decken, müssen zusätzlich bis zu 40 GW realisiert werden [39], was 150 Gaskraftwerken mit der durchschnittlichen

Leistung der derzeit installierten Anlagen entspricht. Bis zum Jahr 2045 müsste alle zwei Monate ein neuer Block ans Netz gehen. 55% der derzeitigen Gaskraftwerke sind vom Typ GuD, die vornehmlich Strom und Wärme erzeugen. Es ist fraglich, ob sie aufgrund ihrer besonderen Zweckbestimmung die Anforderungen an spezifische Stromdienstleistungen erbringen können.

Derzeit wird ein großer Teil der Primärenergie für die Beheizung des Wohnungsbestands verwendet. In Deutschland werden im Jahr 2020 50% der Wohnungen mit Gas, 25% mit Öl und nur 2.6% mit Wärmepumpen beheizt [40]. Es ist eine weitere gewaltige Aufgabe, Öl- und Gasheizungen zu ersetzen, insbesondere in älteren Gebäuden mit den zusätzlichen Schwierigkeiten, eine angemessene Wärmedämmung zu realisieren. Die Neuordnung der globalen Verteilung fossiler Energien aufgrund des russisch-ukrainischen Krieges wird diese dringliche Aufgabe weiter erschweren.

Die Folgen dieses Krieges auf den internationalen Gashandel gefährden zunächst auch die Strategie, den Ausbau von iEE mit fossiler Versorgung zu begleiten und so die Schwankungen in der iEE Produktion auszugleichen. Der Ersatz von CH₄ durch H₂ verlangt, wie wir gesehen haben, einen sehr hohen Ausbaugrad der iEE. Der Pfad zur Dekarbonisierung braucht zunächst Methan, dessen Verwendung abnehmen und durch einen wachsenden Bedarf an importiertem Wasserstoff ersetzt werden soll. Doch nationale Anstrengungen reichen für eine erfolgreiche Energiewende nicht aus. Die Technologietransformation von Deutschland hängt somit vom Erfolg des Technologiewechsels anderer Länder ab. Die globale Herausforderung der Klimaänderung wird somit noch stärker zur gemeinsamen Aufgabe, deren Lösung nationale Egoismen eher im Wege stehen. Der schwierige Aufbau von neuen Strukturen, der obendrein in Deutschland verzögert wird durch eine Vielzahl von Einschränkungen – als Folge der hohen Bevölkerungsdichte einerseits und des demographischen Faktors andererseits – wird seine eigene zeitliche Entwicklung finden, die aber nicht mit dem des Abbaus der bisherigen Versorgungseinrichtungen übereinstimmt, die bislang den Wohlstand in diesem ressourcen-armen Land gesichert haben.

In den Wissenschaften wird an allen Techniken, die in Kap. 2 genannt werden, gearbeitet. Angesichts der wenigen Optionen für eine CO₂-frei Versorgung profitieren die Länder, deren Wissenschaften frei von parteipolitischen Fixierungen breit gefördert werden. Die Energiewende verlangt Spitzenforschung in Erzeugung, Verteilung und Nutzung der iEE. Es ist nicht zu erkennen, dass aus der Tradition der Ingenieure, die diese Aufgabe bewältigen sollen, nicht auch sichere Kernkraftwerke gebaut und betrieben werden könnten, speziell vor dem Hintergrund eines erfolgreichen Betriebs über mehr als 50 Jahre, der in Deutschland keine Todesfälle durch kerntechnische Gegebenheiten zur Folge hatte.

Die Energiewende abverlangt Deutschland den Aufbau der neuen Versorgungstechniken, der dem politisch vorgegebenen Abbau der bisherigen Techniken zeitlich folgen muss. Auf der Verteilerseite gilt es, den Netzausbau auf die neuen Einspeisebedingungen anzupassen und auf der Verbraucherseite, grundsätzlich die Nutzung der hohen Einspeiseleistungen zu realisieren und in der Chemie, der Stahlindustrie und bei der Zementherstellung großtechnische industrielle Prozesse auf die Verwendung von Wasserstoff umzustellen. Daneben gilt es die klassischen Techniken der Raumwärme und Mobilität zu ersetzen. Die Autoindustrie erfährt in der Übergangsphase hin zur Elektromobilität einen deutlichen Einbruch der PKW-Produktionszahlen, was für Beschäftigung und Wertschöpfung in Deutschland ein kritisches Vorzeichen darstellt.

Wenn Frankreich sein Potenzial an erneuerbaren Energiequellen nutzt, das höher ist als das von Deutschland (mehr Wasserkraft, längere Küsten, sonnenreicherer Süden, geringere Bevölkerungsdichte), hat es darüber hinaus noch etwa 400 TWh Kernenergiestrom zur Basisversorgung oder als steuerbarer Backup. Ein kritischer Punkt speziell für Frankreich ist jedoch die Überalterung der Pionierreaktoren aus den 70er Jahren. Die erfolgreiche Beseitigung dieses Mangels lässt eine wirtschaftliche Vorrangstellung Frankreichs in der EU erwarten.

Literaturhinweise

- [1] <https://population.un.org/wpp/Download/Standard/Population/>; Medium variant.
- [2] https://ourworldindata.org/grapher/per-capita-energy-stacked?country=USA~GBR~OWID_WRL~CHN~IND~FRA~DEU~SWE~ZAF~JPN~BRA
- [3] IEA (2021). The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions: Flagship report 2021. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>
All rights reserved; as modified by F. Wagner.
- [4] <https://www.sif.it/static/SIF/resources/public/files/va2019/vidal1.pdf>
- [5] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/159933/umfrage/laender-mit-den-groessten-lithiumreserven-weltweit/>
- [6] <https://miningglobal.com/top10/5-largest-lithium-mining-companies-world>
- [7] <https://www.wsj.com/articles/china-set-to-create-new-state-owned-rare-earths-giant-11638545586>
- [8] Friedrich Wagner, *Electricity by intermittent sources: An analysis based on the German situation 2012*, Eur. Phys. J. Plus 129, 20 (2014); DOI 10.1140/epjp/i2014-14020-8.
- [9] <https://www.agora-energiewende.de/>
- [10] <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/>
- [11] Hermann-Josef Wagner, *Introduction to wind energy systems*, EPJ Web Conf., 246 (2020) 00004; DOI: <https://doi.org/10.1051/epjconf/202024600004>.
- [12] Making the Most of Offshore Wind - Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea. https://static.agoraenergiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Offshore_Potentials/176_A-EW_A-VW_Offshore-Potentials_Publication_WEB.pdf
- [13] <https://www.google.com/search?client=firefox-b-d&q=entsoe+data+transparency>
- [14] F. Wagner, *Electricity generation by intermittent sources*, EPJ Web of Conferences, 98, 04006 (2015); DOI: 10.1051/epjconf/20159804006.
- [15] <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/studie-roadmap-demand-side-management/>
- [16] Th. Linnemann and G. S. Vallana, *Wind energy in Germany and Europe. Status, potentials and challenges for baseload application. Part1: Developments in Germany since 2010*, VGB PowerTech 97 (2017) 70.
Th. Linnemann and G. S. Vallana, *Wind Energy in Germany and Europe: Status, potentials and challenges for baseload application Part 2: European Situation in 2017*, VGB PowerTech 3 (2019) 64.
- [17] M. Wanner, *Transformation of electrical energy into hydrogen and its storage*, The European Physical Journal Plus. DOI: 10.1140/epjp/s13360-021-01585-8.
- [18] <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/11/20211116-bundeswirtschaftsministerium-legt-ausfuehrliche-analyse-des-stromverbrauchs-2030-vor.html>
- [19] <https://www.vci.de/langfassungen/langfassungen-pdf/vci-study-greenhouse-gas-neutrality-in-the-german-chemical-industry.pdf>
- [20] 2020: 16 TWh, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbareenergien/umgebungswaerme-waermepumpen#undefined>
- [21] 2020: about 8 TWh, 2017: <https://blog.paradigma.de/solarthermie-in-deutschland-aktuelle-zahlen-und-fakten-stand-2017/>
Extrapolation to 2020: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/20000/umfrage/anzahl-der-solarwaerme-anlagen-in-deutschland-seit-1999/>
- [22] <https://www.thewindpower.net/>
- [23] Suiso Frontier, Japan.
- [24] <https://edgar.jrc.ec.europa.eu/>

-
- [25] <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung>
- [26] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2275/umfrage/hoehe-der-co2-emissionen-in-deutschland-seit-1990/>
- [27] <https://www.euractiv.com/wp-content/uploads/sites/2/2022/01/draft-CDA-31-12-2021.pdf>
- [28] Friedrich Wagner, *CO₂ emissions of nuclear power and renewable energies: a statistical analysis of European and global data*, *European Physical Journal Plus* 136 (2021) 562.
- [29] K. Muraoka, *Energy situations in Japan before and after the Fukushima nuclear accident*, EPJ Web of Conferences 98, 05003 (2015).
- [30] https://www.nirs.org/wp-content/uploads/fukushima/naaic_report.pdf
- [31] H. A. Abderrahim, *Realization of a new large research infrastructure in Belgium: MYRRHA contribution for closing the nuclear fuel cycle making nuclear energy sustainable*, EPJ Web Conf., 246 (2020) 00012. DOI: <https://doi.org/10.1051/epjconf/202024600012>. K. Muraoka, *Energy situations in Japan before and after the Fukushima nuclear accident*, EPJ Web of Conferences 98, 05003 (2015).
- [32] R. Caciuffo, C. Fazio and C. Guet, *Generation-IV nuclear reactor systems*, EPJ Web Conf., 246 (2020) 00011. DOI: <https://doi.org/10.1051/epjconf/202024600011>.
- [33] <https://hal-edf.archives-ouvertes.fr/hal-01977209/document>
- [34] <https://www.heidelbergcement.com/de/pi-02-06-2021>
- [35] <https://www.entsoe.eu/news/2021/01/15/system-separation-in-the-continental-europe-synchronous-area-on-8-january-2021-update/>
- [36] <https://ourworldindata.org/greenhouse-gas-emissions>
- [37] <https://www.downtoearth.org.in/climate-change/coplist>
- [38] <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland>
- [39] <https://www.bundestag.de/resource/blob/886426/3aec6231f2bf9ea7f3ee0806737a496f/WD-5-007-22-pdf-data.pdf>
- [40] <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/beheizungsstruktur-wohnungsbestand-deutschland/>