



Das Energiesystem der Zukunft.

Photo by gonz-ddl on Unsplash

100 %

Erneuerbare Energien für Deutschland bis 2030

Klimaschutz – Versorgungssicherheit – Wirtschaftlichkeit

Thure Traber*

Hans-Josef Fell**

Franziska Simone Hegner°

* EWG, traber@energywatchgroup.org

** EWG, fell@hans-josef-fell.de

° Technical University of Munich (TUM), James-Franck-Straße 1, 85748 Garching, Germany.

I Executive Summary (DE)

Die Bundesrepublik Deutschland hat – völkerrechtlich verpflichtend – das Klimaschutzabkommen von Paris unterzeichnet. Der Beschluss des Bundesverfassungsgerichts vom April 2021 zur Unzulässigkeit des Klimaschutzgesetzes von 2019 beanstandet eine mit dem Klimaabkommen von Paris nicht vereinbare Zeitplanung der Emissionsreduktion durch die Bundesregierung. Der Beschluss wies damit auch indirekt auf die Notwendigkeit der Entwicklung einer schnelleren und anspruchsvolleren Klimapolitik hin. So wäre mit der derzeit zulässigen Emissionsmenge das vom Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) ausgewiesene, für Deutschland verbleibende nationale Restbudget an CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 weitestgehend aufgebraucht.

Die Einhaltung des 1,5 °C-Ziels erfordert daher ein Ende aller Treibhausgasemissionen bis etwa 2030. Der Kern dieser notwendigen Jahrhundertaufgabe besteht in der Umstellung auf 100 % Erneuerbare Energien über alle Sektoren hinweg. Denn die Weiterentwicklungen konventioneller Technologien im Bereich der fossilen und nuklearen Energien ist nach der deutlichen Mehrheit gängiger Kostenrechnungen energetisch ineffizient, zu teuer und im Ausbau zu langsam, um einen Beitrag zum Klimaschutz leisten zu können.

Bislang sind uns keine Untersuchungen bekannt, weder im Energiesektor noch über alle emissionsrelevanten Sektoren hinaus, die ein Szenario aufzeigen, welches bis 2030 auf 100 % Erneuerbaren Energien basiert. Die EWG legt somit das erste umfassende Energie-Szenario vor, das den Weg zu 100 % Erneuerbaren Energien bis 2030 sektorenübergreifend, techno-ökonomisch umsetzbar und mit vollständiger Bedarfsdeckung auch in winterlichen Dunkelflauten stundengenau gewährleistet.

Ergebnis der Berechnungen ist die Vorstellung eines kostengünstigen Energiesystems, welches den deutschen Anteil des völkerrechtlich verbindlich vereinbarten Klimaziels von 1,5 °C durch eine Energieversorgung mit 100 % Erneuerbaren Energien ermöglicht. Wesentliches Ergebnis unserer Untersuchung ist die Quantifizierung des erforderlichen Ausbaubedarfs an Erzeugungs-, Umwandlungs- und Nord-Süd-Übertragungskapazitäten, mit der eine vollständige Umstellung in den nächsten zehn Jahren möglich ist.

Die vorliegende Untersuchung zeigt auf, mit welchem Zielsystem an Erzeugungs-, Sektorenkopplungs- und Speichertechnologien die Umstellung auf 100 % Erneuerbare Energien in allen Energiesektoren – Strom, Wärme, Mobilität, industrieller Energieverbrauch mit Bedarfsdeckung zu jeder Stunde – Klimaschutzökonomisch und zeitnah bis 2030 gelingen kann.

Dazu wurden, im Kontext der (1) regional unterschiedlichen politischen Rahmenbedingungen zum EE-Ausbau und (2) der Debatten um den Stromnetzausbau, drei Szenarien einer kostenminimierten Nullemissionsenergiewirtschaft mit vollständiger Elektrifizierung erstellt, die zu 100% auf erneuerbaren Energiequellen beruht:

Szenario 1: Vollständiger Verzicht auf Windkraftausbau im Süden*

Szenario 2: Nutzung des Potentials zum Windkraftausbau im Süden zu 50 % (24 GW)

EWG-Szenario 3: Nutzung des Potentials zum Windkraftausbau im Süden zu 100 % (37 GW)

Netze

Das EWG-Szenario 3 ergibt eine vergleichsweise geringe Notwendigkeit für einen Ausbau der Übertragungsnetze von Nord nach Süd. Die heutigen Nord-Süd-Transportkapazitäten werden in der Studie auf 8,9 GW geschätzt. Für das Szenario 3 wird ein weiterer Ausbau um 7,6 GW auf 16,5 GW nötig sein. Dies entspricht ungefähr den jetzt in Planung und Bau befindlichen Nord-Süd-Übertragungsleitungen. Ohne einen weiteren Ausbau der Windenergie im Süden Deutschlands müssten die Übertragungsleitungen auf 21,3 GW massiv weiter ausgebaut werden.

Erneuerbare Energien

Was den Ausbau der Onshore-Windenergie betrifft, schwankt der notwendige jährliche Ausbau zwischen 3 GW (Szenario 1) und 5 GW (EWG-Szenario 3). Der Ausbau der Solarenergie liegt im Szenario 3 bei 85 GW jährlich. Für alle weiteren EE-Technologien und Sektorenkopplungstechnologien bleiben die Ausbaumengen in der gleichen Größenordnung, unabhängig vom jeweiligen Szenario. Im erforderlichen Jahresdurchschnitt bis 2030 liegen der Ausbau der Offshore-Windenergie bei 3 GW, der Ausbau der Bioenergie bei 4 GW, der Ausbau an Wärmepumpen bei 15 GW und der Ausbau der Elektro-Heizungen bei 3 GW.

Erneuerbare Energien – Fokus Solar

Durch einen vollständigen oder teilweisen Verzicht auf Windkraftausbau in Süddeutschland (Szenarien 1 und 2) erhöht sich der notwendige Ausbau an PV-Anlagen gleichzeitig auf 120 GW bzw. 100 GW gegenüber dem bereits anspruchsvollen Bedarf an durchschnittlichem Jahreszubau in Höhe von 85 GW in Szenario 3. Der momentane Ausbau der Windkraft im Süden liegt nur wenig über dem des Szenarios 1.

Diese Mengen, insbesondere bei der PV, können nicht bereits im kommenden Jahr hinzugebaut werden. Ein möglicher Ausbau erfolgt daher nicht mit konstantem jährlichem Ausbau, sondern entlang einer S-Kurve mit zunächst rasch ansteigendem Ausbau von Neuanlagen, bis die Vollnutzung existierender Errichtungskapazitäten erreicht wird. Mit einem schnellen Aufbau weiterer, auch heimischer, PV-Fertigungskapazität im Umfang mehrerer Gigafabriken wird dann ein nochmals deutlich schnellerer Ausbau in der zweiten Hälfte dieses Jahrzehnts ermöglicht.

Speicher

Neben den erneuerbaren Energien muss auch die Speicherkapazität bis 2030 in erheblichem Maße ausgebaut werden. Da sich die zeitlichen Anwendungen der Speichertechnologien unterscheiden, sind hierfür zwei Größen relevant. Zum ersten liegt die insgesamt zu installierende Speicherkapazität im Szenario 3 bei ca. 20 TWh, sie ist nahezu gleichmäßig zwischen Nord- und Süddeutschland verteilt für einen zeitlichen Ausgleich zwischen Energieverbrauch und EE-Verfügbarkeit. Je mehr Windenergie im Süden fehlt, desto größer wird der Bedarf an saisonaler Speicherung, vor allem im Süden. Für Szenario 1 würde dies einen Zuwachs um 50 % auf ca. 30 TWh bedeuten. Zum zweiten gilt: Während saisonale Speicherkapazitäten mit Wasserstoff gedeckt werden, spielen Wärme-, Batterie- und Pumpspeicher bei der Endenergiebereitstellung mit insgesamt ca. 60 % eine wesentlich größere Rolle. Denn Batterien und Wärmespeicher werden im nahezu täglichen Zyklus be- und entladen, daher ist die bereitgestellte Energie aus Wärme- und Batteriespeichern vergleichbar mit der Energiebereitstellung durch Wasserstoff. So spielen Batterie- und Wärmespeicher im Energiesystem aller drei Szenarien eine vergleichbare Rolle wie die saisonale Speicherung durch Wasserstoff. Auch in Bezug auf die Endenergiebereitstellung führt der Verzicht auf den Ausbau der Windenergie im Süden zu einem deutlich erhöhten Speicherbedarf (+79 %).

Effizienz

Neben dem Ausbau an EE- und Speicherkapazitäten erfordert die Umstellung auf 100 % Erneuerbare Energien und Nullemissionen eine deutliche Zunahme der Effizienz im energetischen Bereich. Der Anstieg der jährlichen Gebäudesanierungsrate von jetzt 1 % auf 6 % bis 2030 und ein jährlicher Zuwachs der Prozesswärmeeffizienz um 1 % sind dabei maßgebliche Faktoren, um die mögliche Nutzungseffizienz – verglichen mit 2018 – im Wärmesektor und insbesondere im Gebäudesektor um insgesamt 217 TWh zu erhöhen. Erhebliche Effizienzpotentiale gibt es auch in anderen Bereichen, wie im Verteil- und Übertragungsnetz oder im Verkehrssektor, wo durch umfassende Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung und Neugestaltung (regionaler Güterverkehr, ÖPNV, Fahrrad und Fußgänger:innen) der Energieverbrauch reduziert werden kann und sollte.

Kosten

Die Energiegestehungskosten von durchschnittlich 76 Euro pro MWh liegen im günstigsten Szenario 3 auf ähnlichem Niveau wie 2018; die jährlichen Gesamtkosten für Energie betragen zwischen 155 Milliarden (Szenario 3) und 191 Milliarden Euro (Szenario 1) gegenüber 189 Milliarden Euro im Jahr 2018.

Elektrifizierung

Vor allem die Elektrifizierung des Transport- und des Wärmesektors erbringt im Vergleich mit dem 2018 noch weitgehend auf fossilen Energieträgern beruhenden System erhebliche Effizienzverbesserungen, insbesondere in Szenario 3. Diese führen zu einem deutlich gesunkenen Endenergiebedarf von 2069 TWh gegenüber 2500 TWh Endenergiebedarf in 2018, der einen Primärenergiebedarf von insgesamt 3500 TWh verursacht hatte. Um das Ziel eines 100 % erneuerbaren Energiesystems zu erreichen, wird eine Mischung aus vielen verschiedenen EE-Technologien benötigt werden, wobei szenarienübergreifend Wind- und Sonnenenergie (PV) etwa 80 % ausmachen und Batteriestrom, Geothermie sowie Wasserkraft bundesweit einen weiteren Anteil von etwa 12 % beisteuern. Die voranschreitende Elektrifizierung sorgt zudem dafür, dass Strom den weitaus größten Anteil am gesamten Energiesystem haben wird, geschätzt 80 – 95 % des Gesamtenergiebedarfs.

In der Untersuchung wurden nur Anwendungsmöglichkeiten Erneuerbarer Energien mit zumindest gewissen Anteilen der Stromerzeugung untersucht. Gleichwohl werden im Rahmen einer 100 % erneuerbaren Energieversorgung auch nachhaltig angebaute Biokraftstoffe, Biogas und feste Biomasse sowie Solarthermie oder Geothermie ohne Stromerzeugung eine wichtige Rolle spielen müssen. Für die Abbildung aller Treibhausgasquellen sind zeitnah – zusätzlich zu den hier berücksichtigten Energiesektoren – weitere Sektoren wie Zementherstellung, Metallproduktion und die chemische Industrie zu berücksichtigen, die ebenfalls Flexibilität ermöglichen und den Speicherbedarf begrenzen können. Neben der notwendigen Treibhausgasvermeidung der Energie- und Industriesektoren muss die Land- und Forstwirtschaft nicht nur durch die Bereitstellung von Bioenergie das Stromsystem stützen, sondern auch durch die Speicherung von Kohlenstoff im Boden einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten, der in zukünftigen, vollständigeren Untersuchungen zu berücksichtigen ist.

Flächendeckender Ausbau aller erneuerbaren Technologien erforderlich

Es zeigt sich, dass der notwendige Umbau aller Energiesektoren mit gleichmäßigem Ausbau der Erneuerbaren Energien kostengünstig bis 2030 möglich ist. Ein „Weiter so“ in der Energiepolitik stellt sich hierbei als sehr teuer heraus, insbesondere wegen des im Süden Deutschlands fehlenden Windkraftausbaus. Zudem wird durch den Verzicht auf diesen Ausbau von Windkraft im Süden ein hoher zusätzlicher Netzausbau- und Speicherbaubedarf entstehen. Schon die gegenwärtige Netzplanung ist ökonomisch kaum zu rechtfertigen und stößt an die Grenzen einer schnellen Umsetzung, wie sie zur Einhaltung des 1,5 °C-Ziels notwendig wäre.

II Executive Summary (EN)

The Federal Republic of Germany signed the Paris Climate Agreement, which is binding under international law. An emission reduction schedule by the German Federal Government that is incompatible with the Paris Climate Agreement is criticised by the German Federal Constitutional Court's ruling of April 2021 on the inadmissibility of the Climate Protection Act of 2019. This meant the ruling also indirectly underlined the need to develop a faster and more ambitious climate policy. According to the currently permissible emission levels, Germany's residual budget for CO₂ emissions, as identified by the German Advisory Council on the Environment (SRU), would be largely used up by 2030.

Compliance with the 1.5 °C target consequently calls for the elimination of all greenhouse gas emissions by around 2030. The core of this necessary task of the century involves transitioning to 100 % renewable energies across all sectors. Most current cost calculations clearly reveal that developing conventional fossil fuel is not only inefficient in terms of energy, but also too expensive and too slow to make a sufficient contribution to climate protection.

We are not aware of any previous studies for Germany, whether in the energy sector or across all emission-relevant sectors, that show a scenario based on 100 % renewable energies by 2030. EWG is thus presenting the first comprehensive energy scenario that ensures the use of 100 % renewable energies on an hourly basis across all sectors by 2030 – in a technically and economically feasible manner and including complete coverage of demand even during dark periods in the winter.

The result of the calculations is the presentation of a cost-effective energy system that enables Germany to meet its portion of the climate target of 1.5 °C agreed

in binding international law by means of an energy supply with 100 % renewable energies. A core theme of our study is to quantify the expansion of generation, conversion and north-south transmission capacities required for a complete transition in the next ten years.

This study demonstrates which target system of generation, sector coupling and storage technologies could be used to achieve the transition to 100 % renewable energies in all energy sectors (electricity, heat, mobility, industrial energy consumption with demand being met at all hours) in a climate protection-efficient and timely manner by 2030.

For this purpose, in the context of (1) the regionally differing policies for renewable energies expansion and (2) the discussions regarding electricity grid expansion, we created three scenarios for a cost-minimised, zero-emission energy economy with complete electrification based 100% on renewable energy sources:

- Scenario 1:** Complete halt to further wind power expansion in the south*
- Scenario 2:** 50 % (24 GW) utilisation of the potential for wind power expansion in the south
- EWG scenario 3:** 100 % (37 GW) utilisation of the potential for wind power expansion in the south

Grids

EWG scenario 3 yields a comparatively modest need for transmission grid expansion from north to south. The study estimates the current north-south transmission capacities at 8.9 GW. Scenario 3 will require a further expansion of 7.6 GW to 16.5 GW, which is roughly equivalent to the north-south transmission lines now being planned and built. Without the further expansion of wind energy in the south of Germany, the transmission lines would have to be considerably expanded to 21.3 GW.

Renewable energies

Regarding the expansion of onshore wind energy, the necessary annual expansion varies between 3 GW (scenario 1) and 5 GW (EWG scenario 3). The expansion of solar energy in scenario 3 is 85 GW per year. The expansion volumes for all other renewable and sector coupling technologies remain in the same order of magnitude, regardless of the respective scenario. The required annual average by 2030 is 3 GW of offshore wind expansion, 4 GW of bioenergy expansion, 15 GW of heat pump expansion and 3 GW of electric heating expansion.

Renewable energies – solar

Partially refraining from wind power expansion in southern Germany (scenarios 1 and 2) requires PV facilities to expand with 120 GW and 100 GW per year, respectively, compared to the already challenging average annual expansion requirement of 85 GW in scenario 3. In comparison, the current expansion of wind power in the south is only slightly higher than in scenario 1.

These volumes, especially when it comes to PV, cannot be added in the coming year. Expansion would thus resemble an S-curve rather than a straight line, with new facilities expanding rapidly at first until existing installation capacities are used fully. An even faster expansion would be possible in the second half of this decade if several gigafactories of additional PV manufacturing capacity (including domestic capacity) were built up.

Storage systems

Alongside renewable energies, storage capacity must also be considerably expanded by 2030. As the temporal applications of storage technologies differ, two variables are relevant in this case. Firstly, the total storage capacity to be installed in scenario 3 is around 20 TWh – evenly distributed between northern and southern Germany to ensure a temporal balance between energy consumption and renewable energy availability. The more wind energy is missing in the south, the greater the need for seasonal storage capacity, especially in the south. This would mean an increase of 50 % to about 30 TWh for scenario 1. Secondly, while seasonal storage capacities are covered by hydrogen, a greater role in the final energy supply is played by heat storage systems, battery storage units and pumped storage, accounting for a total of about 60 %. This is because batteries and heat storage systems are charged and discharged in an almost daily cycle, meaning that the energy supplied by stored heat and battery storage units is comparable to that supplied by hydrogen. Battery storage units and heat storage systems thus play a similar role to seasonal storage using hydrogen in the energy system of all three scenarios. Refraining from the expansion of wind energy in the south of Germany also results in a significantly increased storage demand (+79 %) with regard to the final energy supply.

Efficiency

In addition to the expansion of renewable energies and storage capacities, transitioning to 100 % renewable energies and zero emissions requires a considerable increase in energy sector efficiency. The increase in the annual building renovation rate from the current 1% to 6% by 2030 and an annual increase in process heat efficiency of 1% are key factors in increasing the potential end use efficiency – compared to 2018 – in the heating sector and especially in the building sector by a total of 217 TWh. Other sectors also have room for efficiency improvements, such as in the distribution and transmission network or the transport sector, where comprehensive traffic avoidance and redesign measures (regional freight transport, public transport, bicycle and pedestrian) can and should be taken to reduce energy consumption.

Costs

Energy production costs of €76 per MWh on average in the most favourable scenario 3 are at similar levels as in 2018; total annual energy costs are between €155 billion (scenario 3) and €191 billion (scenario 1) compared to €189 billion in 2018.

Electrification

Electrification of the transport and heating sectors in particular yields significant efficiency improvements compared to the system still largely based on fossil fuels in 2018, especially in scenario 3. They result in a significantly reduced final energy demand of 2069 TWh compared to 2500 TWh in 2018, which had caused a total primary energy demand of 3500 TWh. To achieve the objective of a 100 % renewable energy system a mix of many different renewable energy technologies will be needed, with wind and solar power (PV) accounting for about 80 % across scenarios and battery power, geothermal and hydropower contributing a further 12 % across Germany. Ongoing electrification also ensures that electricity will account for by far the largest portion of the total energy system (approximately 80 to 95 % of total energy demand).

The study examined only applications of renewable energies that already account for a substantial portion of electricity generation. Sustainably grown biofuels, biogas and solid biomass as well as solar thermal or geothermal energy that does not generate electricity will nevertheless also have to play an important role if a 100 % renewable energy supply is to be achieved. To map all the sources of greenhouse gas, other sectors such as cement production, metal production and the chemicals industry (that can allow for flexibility and limit the need for storage) must also be taken into account in the near future in addition to the energy sectors considered in this study. In addition to the necessary abatement of greenhouse gas by the energy and industrial sectors, the agriculture and forestry sectors must not only support the electricity system by supplying bioenergy, but also make an important contribution to climate protection by storing carbon in the soil. This must be taken into account in more comprehensive future studies.

Comprehensive expansion of all renewable technologies required

The study shows that the necessary transformation of all energy sectors based on a systematic expansion of renewable energies can be implemented cost-effectively by 2030. Therefore, a policy approach, which disregards the potential of wind energy in Southern Germany turns out to be very expensive, especially due to the almost non-existent expansion of wind power in southern Germany. Refraining from wind power expansion in the south will result in a high additional need for grid expansion and storage construction. Current grid planning is difficult to justify economically and is coming up against the limits of the rapid implementation that would be needed to meet the 1.5 °C target.

Inhaltsverzeichnis

I	Executive Summary (DE)	2
II	Executive Summary (EN)	5
1	Einleitung	9
1.1	Energieversorgung und Kosten im Jahr 2018	10
1.2	Grundlagen für ein 100 % EE-System in 2030	11
1.2.1	Vorhandene Übertragungskapazität	12
1.2.2	Vorhandene Kapazitäten und Ausbaupotential Erneuerbarer Energien bis 2030	13
1.2.3	Verbrauchs- sowie Wind- und Photovoltaik- Erzeugungsprofile in Nord- und Süddeutschland	14
2	Methodik	15
3	Ergebnisse Szenarien und Zielsystem für 2030	17
3.1	Kapazitäten für ein CO ₂ -freies Energiesystem	18
3.2	Sektorübergreifende Stromerzeugung für den vollständigen Klimaschutz in Deutschland	19
3.3	Wärmeversorgung: Gekoppelt, gespeichert oder vollelektrisch	20
3.4	Energiespeicherung für die Energiewende	20
3.5	Kosten von 76 Euro pro MWh durch 100 % EE-System möglich	21
3.6	Notwendiger Ausbau in Deutschland für Nullemissionen 2030	23
3.7	Notwendiger Ausbau des Hochspannungsnetzes	24
4	Grenzen der Untersuchung	25
5	Diskussion und Einordnung der Ergebnisse	26

1. Einleitung

Die Bundesrepublik Deutschland hat – völkerrechtlich verpflichtend – das Klimaschutzabkommen von Paris unterzeichnet. Der Beschluss des Bundesverfassungsgerichts (BVerfG 2021) vom April 2021 zur Unzulässigkeit des Klimaschutzgesetzes von 2019 beanstandet eine mit den Pariser Beschlüssen nicht vereinbare Zeitplanung der Emissionsreduktion durch die Bundesregierung. Das BVerfG fordert direkt zur Entwicklung einer schnelleren und anspruchsvolleren Klimapolitik auf. Die Begrenzung der Erderwärmung auf möglichst 1,5 °C über dem vorindustriellen Niveau erfordert ein Ende aller Treibhausgasemissionen bis etwa 2030. Da der Energiesektor (Erdöl, Erdgas, Kohle) global etwa 55 % aller Treibhausgase emittiert (Fell und Traber, 2019), bildet eine Umstellung auf 100 % Erneuerbare Energien in allen Energiesektoren den einen Kern notwendiger Klimaschutzmaßnahmen (Bogdanov et al., 2021b; Hansen et al., 2019; Henning and Palzer, 2014; Lunz et al., 2016). Der zweite Kern muss die Entwicklung von Kohlenstoffsenken sein. Weiterentwicklungen von konventionellen Technologien im Bereich fossiler und nuklearer Energien sind, jedenfalls nach der deutlichen Mehrheit aktueller Kostenrechnungen, energetisch ineffizient, zu teuer und zu langsam im Ausbau. Sie können zu einer klimafreundlichen Umgestaltung des Wirtschaftssystems nichts beitragen, sondern verhindern im Gegenteil durch die Vertagung eines tiefgreifenden Wandels eine konsequente Strategie (Fell and Traber, 2020; Ian and David, 2021).

Damit Deutschland seine eingegangenen Verpflichtungen auch erfüllen kann, müssen alle Regionen unverzüglich ihre Beiträge erbringen. Es ergibt sich allein aus ökonomischen Gründen die Notwendigkeit, neben weiteren Klimaschutzmaßnahmen die gesamte Energieversorgung unter Nutzung von Sektorkopplung auf 100 % Erneuerbare Energien (EE) umzustellen.

Die vorliegende Untersuchung zeigt, mit welchem Zielsystem aus Erzeugungs-, Sektorenkopplungs- und Speichertechnologien die Umstellung auf 100 % Erneuerbare Energien in allen Energiesektoren – Strom, Wärme, Mobilität – kostengünstig und für schnellen Klimaschutz gelingen kann. Ergebnis ist eine kostenminimale Energiebereitstellung zu jeder Stunde des Jahres mit optimierter Stromnetzkapazität zwischen Nord- und Süddeutschland. Es bestätigt sich, dass – wie bereits mehrfach durch Forschungsergebnisse belegt – durch die Sektorenkopplung, aber auch durch flächendeckende Nutzung von Windkraft, die Übertragungsbedarfe entscheidend begrenzt werden können (Bogdanov et al., 2021a; Brown et al., 2018). Für Deutschland wird das insbesondere auch durch eine aktuelle Studie von DIW und TU Berlin belegt (Kendziorzski et al., 2021) und für die regionalen Ebene durch Ergebnisse insbesondere des Förderprogramms SINTEG gestützt. Dagegen verzögert sich tatsächlich der Netzausbau des deutschen Höchstspannungsnetzes immer mehr, nach gemeinsamen Angaben der Übertragungsnetzbetreiber (im aktuellen 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans) zuletzt um allein zwei Jahre für sämtliche HGÜ-Projekte¹. Betroffen ist auch gut ein Drittel der rund 120 bereits beschlossenen Maßnahmen für das sogenannte "Startnetz", die sich ebenfalls jeweils mehrere Jahre verzögern. Werden die Planungsgrundlagen nicht umgehend an die neuen ökonomischen Realitäten angepasst und ein verstärkt dezentral ausgerichteter und daher weniger Netzbedarf verlangender Erzeugungsausbau angestrebt, droht der Netzausbau zum Flaschenhals für jede effektive Klimapolitik zu werden. Diese Tatsache muss zukünftig auch in der Bedarfsermittlung der Bundesnetzagentur berücksichtigt werden, die bislang zur Bewertung des Netzausbaubedarfs keine eigenen Berechnungen zu einem kostengünstigen Kraftwerkspark durchführt oder zumindest auf deren Veröffentlichung verzichtet hat.

¹ ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber; HGÜ: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitung; siehe auch Anhang B zu technischen Abkürzungen.

1.1 Energieversorgung und Kosten im Jahr 2018

Die heutige Energieversorgung in Deutschland beruht im Wärme- und Verkehrssektor im Wesentlichen auf Erdgas und Mineralöl, die zusammen im Jahr 2018 knapp 1500 TWh des gesamten Endenergieverbrauchs von knapp 2500 TWh ausmachten (Abbildung 1, linke Grafik). Der Stromsektor leistete einen Beitrag von 513 TWh und stellte zusammen mit Biokraftstoffen insgesamt 548 TWh bereit². Netzgebundene Wärme trägt weitere 315 TWh bei. Der gesamte Primärenergieverbrauch im Jahr 2018 betrug 3647 TWh, davon wurden etwa 910 TWh durch Umwandlungs- und Netzverluste sowie nichtenergetisch verbraucht.

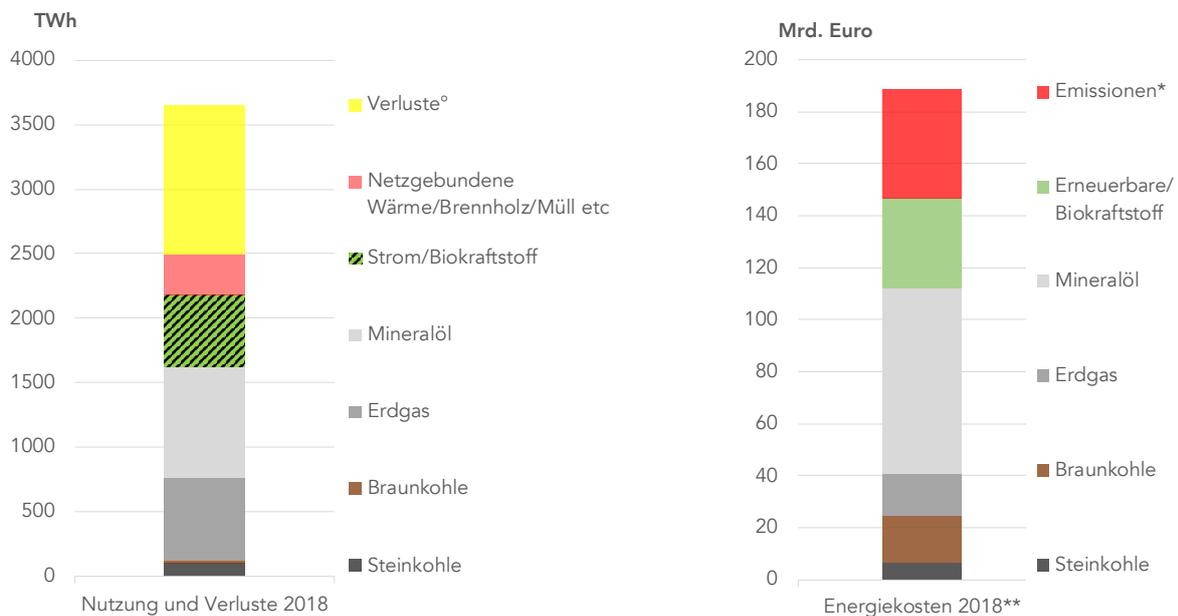


Abbildung 1: Nutzung von Energie und Verluste (linke Grafik) sowie Energiekosten im Jahr 2018 ohne Netzbestandteile (rechte Grafik). [°] Umwandlungs- und Netzverluste einschließlich nichtenergetischer Nutzung; * Kosten CO₂-Emissionen 50 Euro je Tonne; ** Kosten: Mineralöl nach Nettoverbraucherpreisen, Erdgas, Bra- und Steinkohle einschließlich Fixkosten von jeweils 3 %, 55 % und 50 % zusätzlich zu den Brennstoffkosten (Hirth and Steckel, 2016; Ram et al., 2018) ; erneuerbare Energien EEG-Zahlungen und Biokraftstoff zu Nettoverbraucherpreisen Mineralöl. Daten: BMWi 2021*; eigene Berechnungen.

Der Stromsektor weist gegenwärtig einen Ökostromanteil von 50 % am Nettostromverbrauch auf. In den Sektoren Wärme und Mobilität war der Anteil von Ökoenergie bislang deutlich geringer. Der Anteil der erneuerbaren Energien, bezogen auf den gesamten Primärenergieverbrauch, lag nach Angaben des BMWi* in 2018 lediglich bei 18 % und ist auch 2019 nicht gestiegen.

Die fossilen Energien verursachten Energiekosten durch Brennstoffe von mehr als 100 Mrd. Euro.

Einschließlich der Abschreibungen für Umwandlungsanlagen im Umfang von geschätzt 12 Mrd. Euro belaufen sich die fossilen Energiekosten auf 112 Mrd. Euro im Jahr 2018 (Abbildung 1, rechte Grafik). Die Kosten für erneuerbare Energien betragen insgesamt etwa 35 Mrd. Euro, die Gesamtkosten für erneuerbare und fossile Energiebereitstellung betragen somit etwa 147 Mrd. Euro. Inklusive der Kosten der CO₂-Emissionen ergibt sich für die gesamten Kosten der Energiebereitstellung in Deutschland ein Betrag von 189 Mrd. Euro. Dies entspricht Energiekosten von durchschnittlich 76 Euro pro Megawattstunde für alle Energiesektoren.

² Die einzelnen Beiträge der Erneuerbaren Energien im engeren Sinne (Wasser, Wind, Solar, Bioenergie, Geothermie) können hier nicht dargestellt werden, da in den verwendeten offiziellen Energiedaten beispielsweise die Biomasse nur zusammen mit nicht-nachhaltigen Aufkommen, beispielsweise von Müll, zusammengefasst wird.

* BMWi. 2021. Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls?__blob=publicationFile&v=133

³ Die gesamten Kosten der Atomenergie sowie Infrastrukturkosten für Energietransport, -übertragung und -verteilung sind hierin nicht enthalten.

1.2 Grundlagen für ein 100 % EE-System in 2030

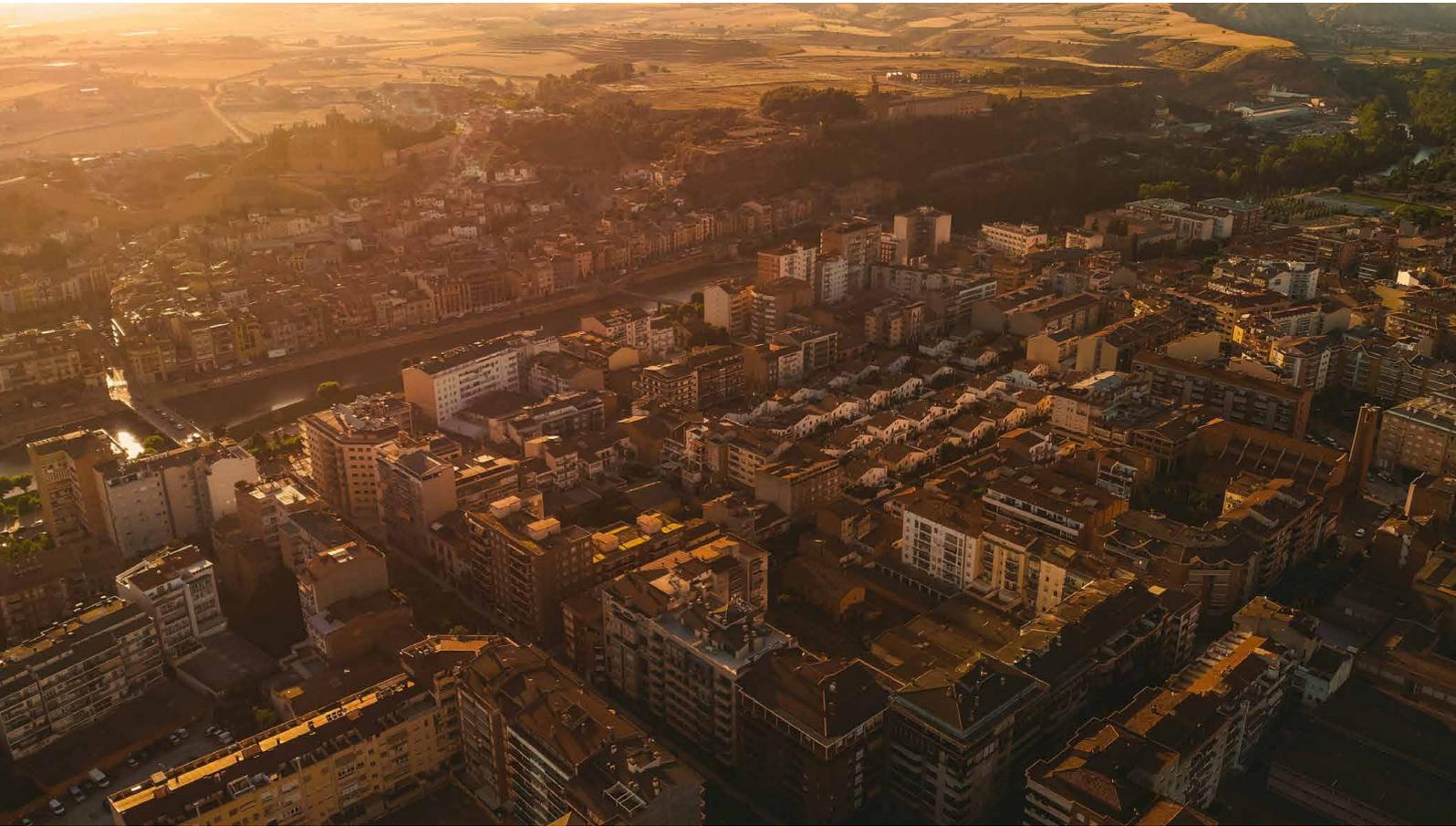


Photo by Carles Rabad on Unsplash

Ausgangspunkte für die Entwicklung eines kostengünstigen, auf 100 % Erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems sind der zu deckende Endenergiebedarf, eine stundengenaue ganzjährige Bedarfsdeckung ausschließlich mit erneuerbaren Energien, die Potentiale für den Ausbau sowie die existierenden EE-Anlagen. Diese werden im Folgenden in Nord- und Süd-Deutschland aufgeteilt, um geografische Unterschiede und Verschiedenheit im Stromnetzbedarf zu berücksichtigen.

Für den durch das Energiesystem zu deckenden gesamten Endenergiebedarf Deutschlands werden 1102 TWh Wärmebedarf und 967 TWh Strombedarf angenommen (Fraunhofer ISE, 2020). Hierin enthalten sind 567 TWh klassische Stromanwendung sowie 400 TWh Strom für den Verkehrssektor.

Für den Wärmesektor bedeutet dies, dass eine erhebliche Erhöhung der Nutzungseffizienz insbesondere im Gebäudesektor um insgesamt 217 TWh gegenüber 2018 erreicht werden kann.

Im Strom- als auch im Wärmebereich ist das Verhältnis der Aufteilung des Verbrauchs zwischen Nord und Süd etwa 3:2, vgl. Szenariorahmen 2035 (Nahmacher et al., 2020) der ÜNB mit Vorschlag für BNetzA. Diese Relation wird hier auch für das Jahr 2030 zu Grunde gelegt.

1.2.1 Vorhandene Übertragungskapazität

Für diese Untersuchung wird die vorhandene Netzkapazität zwischen dem Norden und dem Süden Deutschlands mangels offizieller Daten zu den tatsächlich möglichen Lastflüssen anhand von Strombilanzen berechnet. Hierzu werden die physikalischen Lastflüsse zwischen Deutschland und dem Ausland, aufgelöst nach Bundesländern, mit den Bruttostromerzeugungsbilanzen der Länder saldiert. Es ergibt sich ein bilanzieller geografischer Erzeugungsüberschuss von 64,9 TWh⁴ zwischen Nord- gegenüber Süd-deutschland im Jahr 2018.

Bei Vollauslastung wäre für diese Stromübertragung im Jahr 2017 eine permanent in Nord-Süd-Richtung genutzte Leitung von 7,6 GW Leistung notwendig.

Aus der Verbindung der Strombilanzen der Länder und dem nationalen Strom-austauschsaldo ergibt sich, wenn konservativ eine Auslastung der Leitungen in Nord-Süd-Richtung von 83 %⁵ angenommen wird, eine bereits vorhandene innerdeutsche Transportkapazität von 8,9 GW, die für diese Untersuchung als gegeben unterstellt wird.

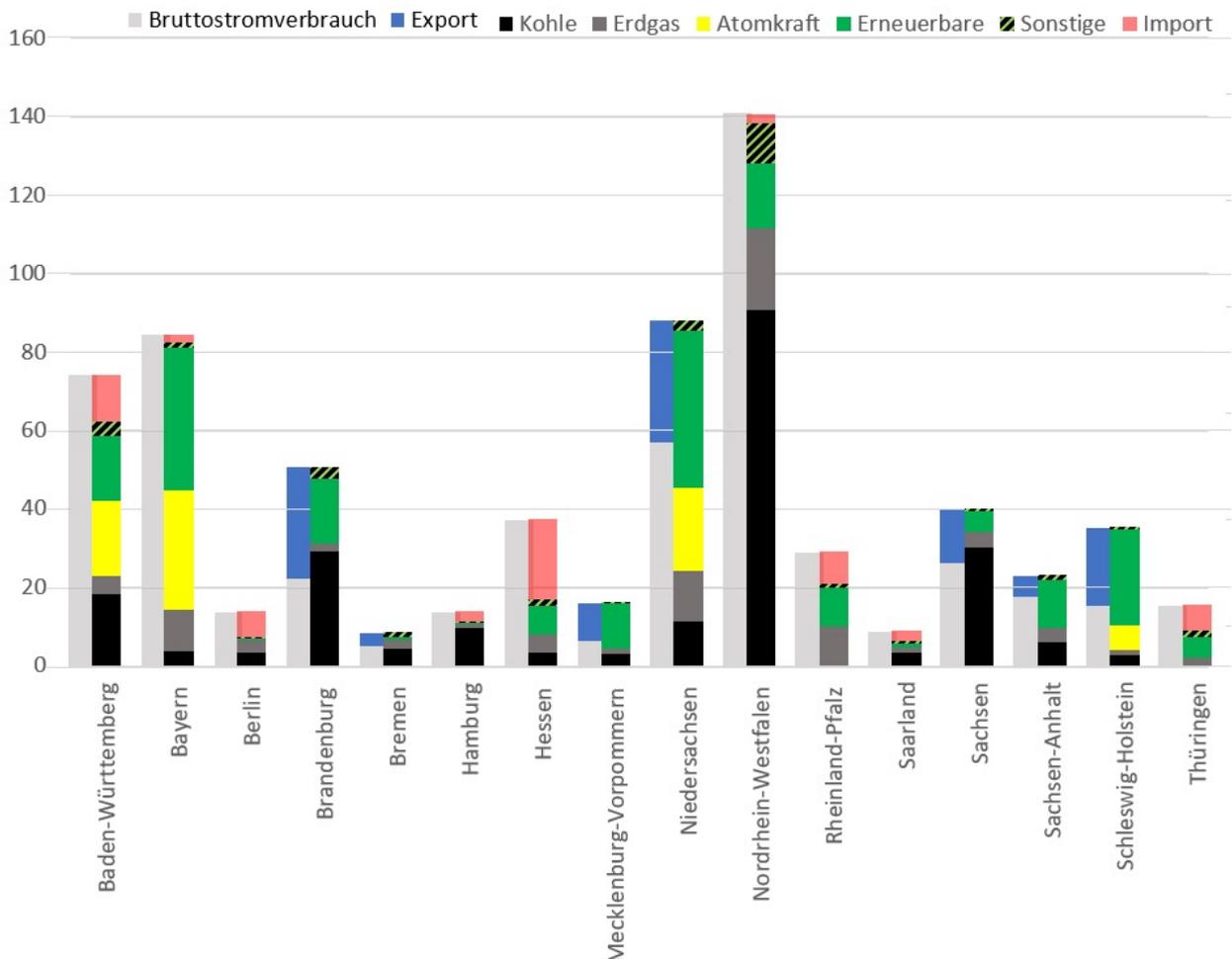


Abbildung 2:

Erzeugungs-, Verbrauchs- sowie Import- und Exportbilanzen der Bundesländer im Jahr 2017 in TWh. Eigene Berechnung.⁶

⁴ Nach Abzug der statistischen Differenz von 2,4 TWh, die sich nicht geografisch zuordnen ließ und die hier für eine konservative Schätzung vom Überschuss Norddeutschlands abgezogen wird.

⁵ Diese Auslastungsannahme ist weit höher als tatsächlich anzunehmen ist. Die für die Nord-Südverbindung anzunehmende Netzkapazität ist ebenfalls entsprechend größer als hier als Untergrenze abgeschätzt. Eine einzelne Leitung gilt bei einer derartigen Nutzung bereits als dauerhaft überlastet. Für eine präzisere Bestimmung dieser Größe sind zeitlich höher aufgelöste Länderbilanzen notwendig, die auch für die weitere Planung der Energiewende und deren Analyse und Optimierung erforderlich sind.

⁶ Bruttostromverbrauch aus dem Szenariorahmen 2035, Anteile der Bruttostromerzeugung nach Bundesländern und Energieträgern 2017 nach Angaben des Statistischen Bundesamtes verfügbar unter <https://www.destatis.de>, Anteile erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch verfügbar unter <https://www.foederal-erneuerbar.de>, Physikalische Nettostromflüsse 2017 aus dem Monitoring-Bericht von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2019).

1.2.2 Vorhandene Kapazitäten und Ausbaupotential Erneuerbarer Energien bis 2030

Die existierenden Stromerzeugungskapazitäten im Jahr 2020 sowie die bis 2030 entwickelbaren Potentiale – mit anderen Worten die technisch vorhandenen und bis zum Jahr 2030 denkbaren Ausbaumöglichkeiten – in Regionen und Technologietypen sind in Tabelle 1 unten aufgeschlüsselt und bilden einen weiteren Ausgangspunkt für die folgende Rechnung.

Hierbei gilt es zu beachten, dass die längerfristig entwickelbaren Ausbau-Potentiale für Erneuerbare Energien über 2030 hinaus noch weitaus größer sind als in Tabelle 1 angegeben, dies gilt insbesondere für die Potentiale von PV-Freiflächenanlagen.

GW elektrisch	Nord		Süd	
	Installiert	Potential	Installiert	Potential
PV Freifläche	8,4	221,2	4,7	128,8
PV Gebäude	14,9	offen	19,1	offen
Wind an Land	44,6	73,3	10,7	36,7
Wind Meer	6,8	40,0	-	-
Bio HKW*	-	10,0	1,0	5,0
Bio BHKW*	3,2	offen	3,8	offen
Geothermie	-	5,3	1,0	2,7
Laufwasser	0,3	0,3	2,3	2,3

Tabelle 1: Installierte EE-Erzeugungskapazitäten in 2020 und Potentiale in GW in Nord- und Süddeutschland. *Begrenzung über Primärenergiepotential von Bioenergie in Höhe von 200 TWh in Norddeutschland und von 160 TWh in Süddeutschland. PV-Gebäudepotential in Anlehnung an Fath, 2018. Die technischen und ökonomischen Geothermiepotentiale in Deutschland und Europa sind reichlich (Aghahosseini and Breyer, 2020; Eyerer et al., n.d.; Jain et al., 2015), und werden hier auf das bis 2030 aus heutiger Sicht in zehn Jahren realisierbare Potential von deutschlandweit acht GWel beschränkt. Alle übrigen Angaben aus dem Szenariorahmen 2020 (Nahmacher et al., 2020).

1.2.3 Verbrauchs- sowie Wind- und Photovoltaik- Erzeugungsprofile in Nord- und Süddeutschland



Photo by Zbynek-Burival on Unsplash

Die Optimierung nutzt stündliche Daten basierend auf dem Jahr 2017. Die genutzten Verbrauchsprofile finden sich bei OPSD⁷, die Wärmeprofile wurden unter Berücksichtigung der Gebäude- und Industriestruktur auf Basis von realen Temperaturdaten erzeugt. Der Strombedarf des Verkehrssektors wird durch ein ganzjährig konstantes Leistungsprofil als dump charge repräsentiert.

Die hier zu Grunde gelegten Windtechnologien und Windstromerzeugungsprofile basieren auf Berechnungen der Technischen Uni Dänemarks DTU (Koivisto et al., 2021). Sie unterstellen zu meteorologischen Bedingungen des Jahres 2017 einen Windkraftausbau an Land entsprechend Szenario C des Szenariorahmen 2035 für die Bundesnetzplanung (Nahmacher et al., 2020).

⁷ Open power system data: <https://open-power-system-data.org>

Das weiterentwickelte Energiesystemmodell EWG Mod (verwendet u.a. für: Traber et al., 2020) minimiert linear die volkswirtschaftlichen Kosten für ein ganzjährig verlässliches Energiesystem auf Basis Erneuerbarer Energien durch die optimale Wahl von Investitionen und Anlageneinsatz.

Die Simulationsergebnisse beinhalten die uneingeschränkte Versorgung mit Erneuerbaren Energien bei geringem Wind- und Sonnenangebot auch unter kritischen meteorologischen Bedingungen, der sogenannten Dunkelflaute. In dem hier gewählten Datensatz von 2017 sind das insbesondere die Wochen vom 5. bis zum 25. Januar, deren Lastdeckung unten in Abbildung 3 und Abbildung 4 für Nord- und Süddeutschland für das EWG-Szenario 3 dargestellt ist.

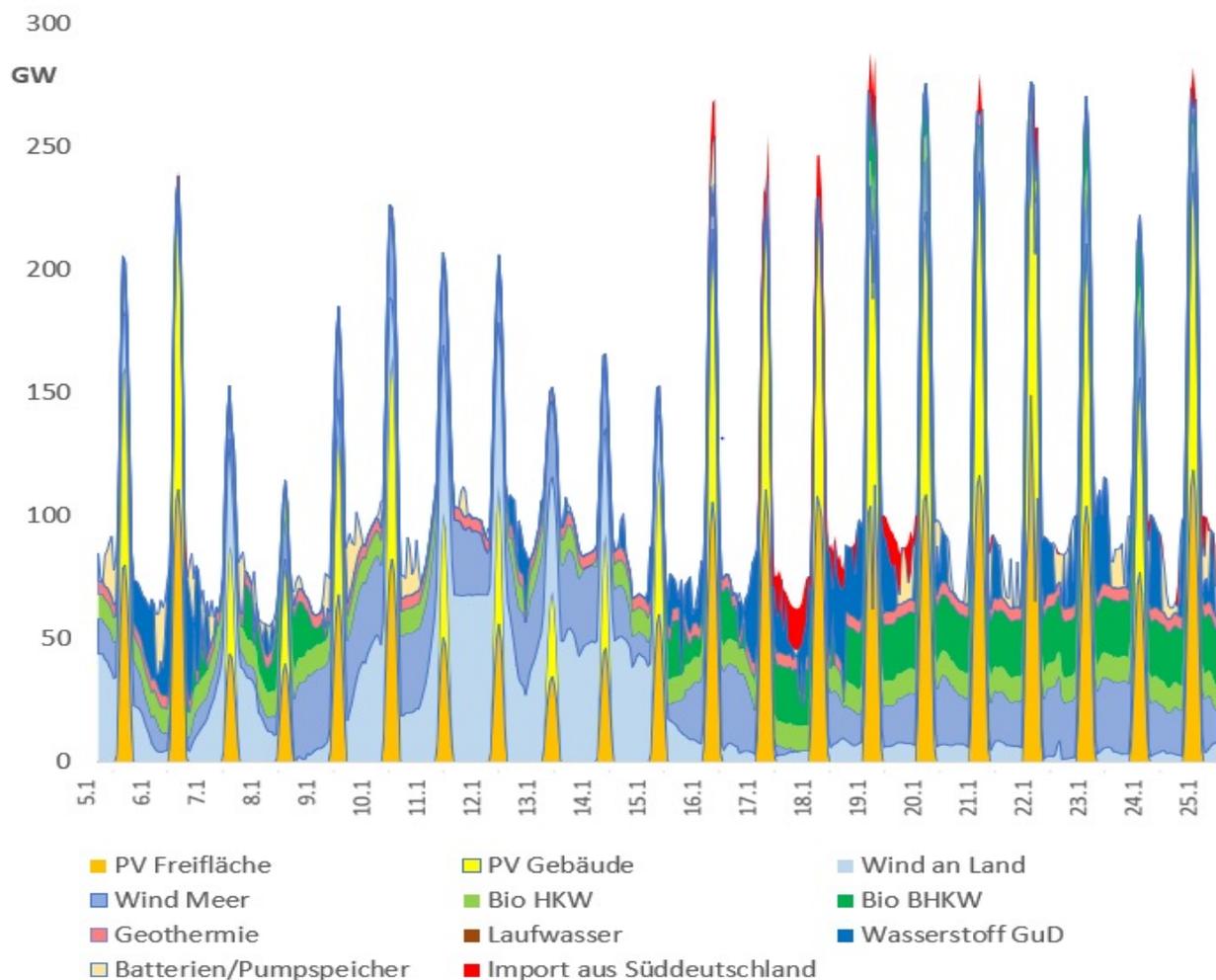


Abbildung 3: Die Lastdeckung in Norddeutschland wird unter extrem schwachen Windbedingungen insbesondere am 18.01. 2017 durch Bioenergie und Wasserstoff und durch Importe aus Süddeutschland aufgefangen.

Für das zukunftsfähige Energiesystem werden neben fluktuierenden EE-Quellen Alternativen für die Bioenergienutzung sowie Speicheroptionen für Wärme, Strom und Wasserstoff mit insgesamt 20 Technologieelementen optimiert, deren Kostenannahmen mit mathematischer Modellbeschreibung im Anhang dargestellt sind. Neben Wärmepumpen, PV- und Windstrom sind dies Anlagen zur Wasserstofferzeugung, Wasserstoffspeicherung, elektrischer und thermischer Speicherung sowie kleine und größere KWK für die Bioenergie und Wasserstoffumwandlung. Lediglich Biokraftstoffe im Verkehr, Hausfeuerung von Biomasse und kleinere Biogasquellen sowie direkt genutzte Solarthermie sind nicht berücksichtigt; diese werden aber auch zukünftig im Erneuerbare-Energien-Mix eine Rolle spielen.

Mögliche zusätzliche Effizienzgewinne sind hier sehr bedeutsam, u.a. durch energetische Gebäudesanierung, Verkehrsverlagerung auf die Schiene und Verkehrsvermeidungskonzepte und durch einen effizienteren Stromtransport auf allen Leitungsebenen. Sie werden einen wichtigen Beitrag liefern, um das Ziel 100 % Erneuerbare Energien schnell bis 2030 und zudem mit Reduzierung der Erzeugungsinvestitionen zu schaffen. Aus Gründen der Machbarkeit bleiben sie in dieser Studie aber weitgehend unberücksichtigt. Generell zielt die Auswahl des Modells und der genutzten Datengrundlage auf die Erreichung von 90 % Präzision. Das bedeutet, dass Einflussfaktoren, die sich nach Vorabschätzung mit weniger als 10 % auf das Endergebnis auswirken, nicht zwingend berücksichtigt wurden. Gleichwohl sind aber alle Effizienzgewinne wichtig und notwendig.

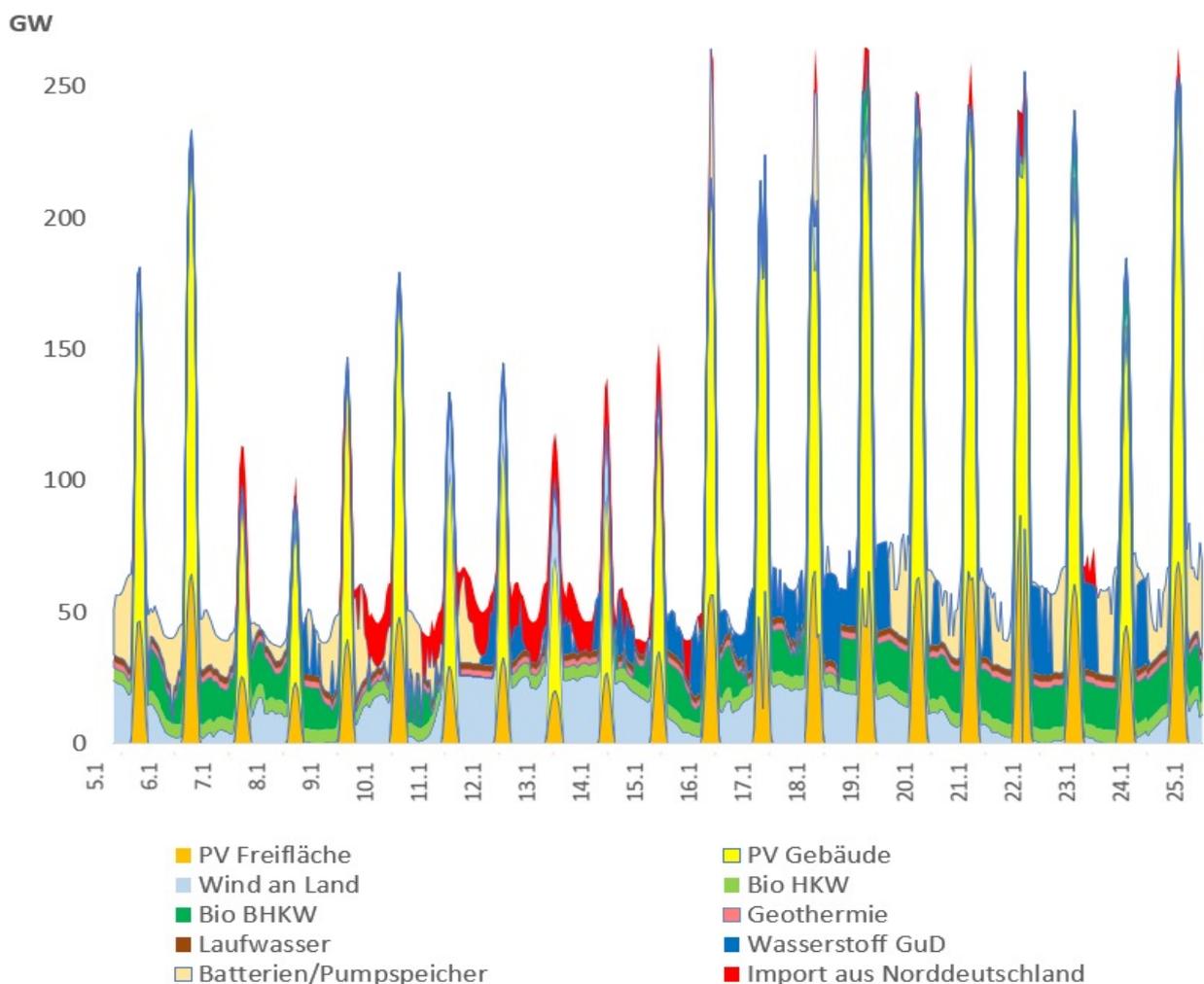


Abbildung 4: In Süddeutschland werden kritische Zeiten mit besonders schwacher Sonne insbesondere vom 11.01. bis 15.01. 2017 von Bioenergie, Batterien, Wasserstoff und Importen aus Norddeutschland aufgefangen.



Vollständiger Verzicht auf
Windkraftausbau im Süden*



Nutzung des Potentials zum
Windkraftausbau im Süden zu
50 % (24 GW)



Nutzung des Potentials zum
Windkraftausbau im Süden zu
100 % (37 GW)

Es werden drei Szenarien einer kostenminimierten Nullemissionsenergiewirtschaft mit vollständiger Elektrifizierung durch 100 % Erneuerbare Energien vorgestellt.

Szenario 1 minimiert die Kosten unter vollständigem Verzicht auf einen Ausbau an Windkraft im Süden.

Im **Szenario 2** wird das Potential an Windkraft im Süden lediglich zur Hälfte, im Umfang von 24 GW, genutzt.

Das **EWG-Szenario 3** stellt das energiewirtschaftlich kostengünstigste System dar, indem das volle Potential an Windkraft auch im Süden genutzt wird. Es beschreibt die energiewirtschaftlich⁸ kostengünstige Einhaltung der Klimaziele mit hohem Grad an Dezentralität, mäßigem Leitungsausbau und regional verteilten wirtschaftlichen Impulsen.

Ein vollständig auf 100 % erneuerbarem Strom basierendes Energiesystem ist natürlich nicht zu erwarten, da auch Solarthermie, Geothermie mit ausschließlicher Wärmenutzung, feste, flüssige und gasförmige Biokraftstoffe auch zukünftig eine Rolle spielen werden. Wir erwarten aber einen Anteil von etwa 80 % bis 90 % Ökostrom in einem zukünftigen 100 % Erneuerbare Energie-System für Deutschland. Die übrigen Erneuerbaren Energien einzubeziehen wäre über den Rahmen dieser Untersuchung hinausgegangen.

Im Folgenden werden Ergebnisse für das Zielsystem (Szenario 3) zusammen mit den Varianten für den Windausbau in Süddeutschland (Szenarien 1 und 2) vorgestellt. Anschließend wird vor dem Hintergrund der heutigen energiewirtschaftlichen Situation der notwendige Ausbaubedarf detailliert vorgestellt und es werden die notwendigen Ausbaumengen bis 2030 diskutiert.

⁸ Es werden nur energiewirtschaftliche Kosten und keine weiteren sozialen Kosten berücksichtigt.

3.1 Kapazitäten für ein CO2-freies Energiesystem

Die Stromkapazität des Zielsystems für 100 % EE in Szenario 3 wächst in Nord- und Süddeutschland zusammen genommen auf 1160 GW. Sie ist im Vergleich mit den Szenarien 1 und 2 mit einem Teilausbau der Potentiale von Windkraft in Süddeutschland in Abbildung 3 dargestellt und enthält mehr als 80 % (930 GW) Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Gesicherte Leistung wird durch Bioenergieheiz- und Bioenergieblockheizkraftwerke, Geothermie, Laufwasser, Wasserstoff (H2), Batterie- und Pumpspeicher bereit-

gestellt und beträgt 103 GW im Süden und 105 GW im Norden. Der Kapazität Süddeutschlands ist hier der Ausbau von 7,6 GW HGÜ-Leitungen zugeordnet, welche Strom überwiegend von Norden nach Süden transportieren.

Den mit Abstand größten Teil der Stromerzeugungskapazität machen die Gebäude-Photovoltaik Anlagen im Norden mit 51 % und – insbesondere in Süddeutschland – mit 71 % Anteil an der gesamten Photovoltaik aus.

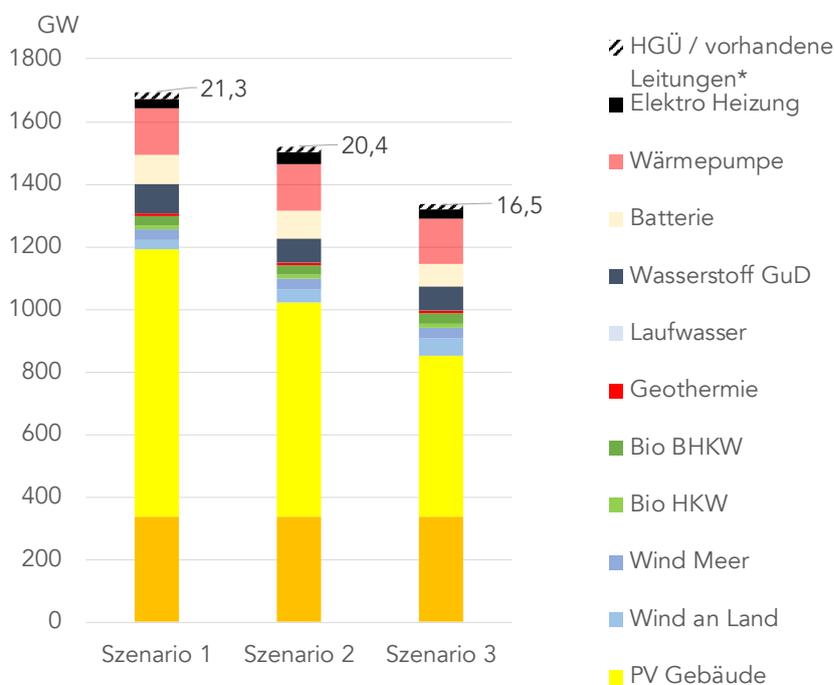


Abbildung 5: Kapazitäten für ein CO2-freies Energiesystem in Nord- und Süddeutschland: der Verzicht auf Ausbau von Windkraft in Süddeutschland erhöht den zusätzlich zu den heutigen 8,9 GW Transportkapazität notwendigen Netzausbau von 7,6 GW auf 12,4 GW um 63 % auf bis zu gut 21 GW.

Ein Verzicht auf Windkraftausbau in Süddeutschland hat erhebliche Auswirkung auf das optimale Energiesystem insbesondere im südlichen Teil, wie durch Vergleich des Zielsystems Szenario 3 mit Szenario 1 sofort ersichtlich wird. **Es wären dann nicht nur 2/3 mehr PV-Anlagen und ein um fast 2/3 (63 %) stärkerer Leitungsausbau technisch erforderlich.**

Somit bedeutet ein Verzicht auf 26 GW Windenergiepotential einen notwendigen zusätzlichen PV-Ausbau um 339 GW, unterstützt durch zusätzliche Speicher, Netze und Wasserstoff-ferzeugung.

3.2 Sektorenübergreifende Stromerzeugung mit 100% EE als Grundlage für die Erfüllung des Pariser Klimazieles von 1,5 °C

Die sektorenübergreifende Stromerzeugung in Nord- und Süddeutschland für den Strom-, Wärme- und Verkehrssektor im kostenminimalen Fall ist in Abbildung 6 dargestellt⁹. Durch die hier betrachtete volle Elektrifizierung aller Energiesektoren, in der Wärme nur gekoppelt oder durch Wärmepumpen bereitgestellt wird, erhöht sich die Bruttostromerzeugung im EWG-Szenario 3 insgesamt von etwa 610 TWh auf 1666 TWh, wobei der Anteil des Verkehrssektors etwa 400 TWh

ausmacht und die übrige zusätzliche Stromerzeugung für Verlustausgleich und für den Wärmesektor genutzt wird. **Es wird eine Mischung aus vielen verschiedenen erneuerbaren Energiearten benötigt, wobei Wind- und Sonnenenergie (PV) etwa 80 % ausmachen. Batterien, Geothermie und Wasserkraft stellen bundesweit einen Anteil von etwa 12 % der Stromerzeugung.**

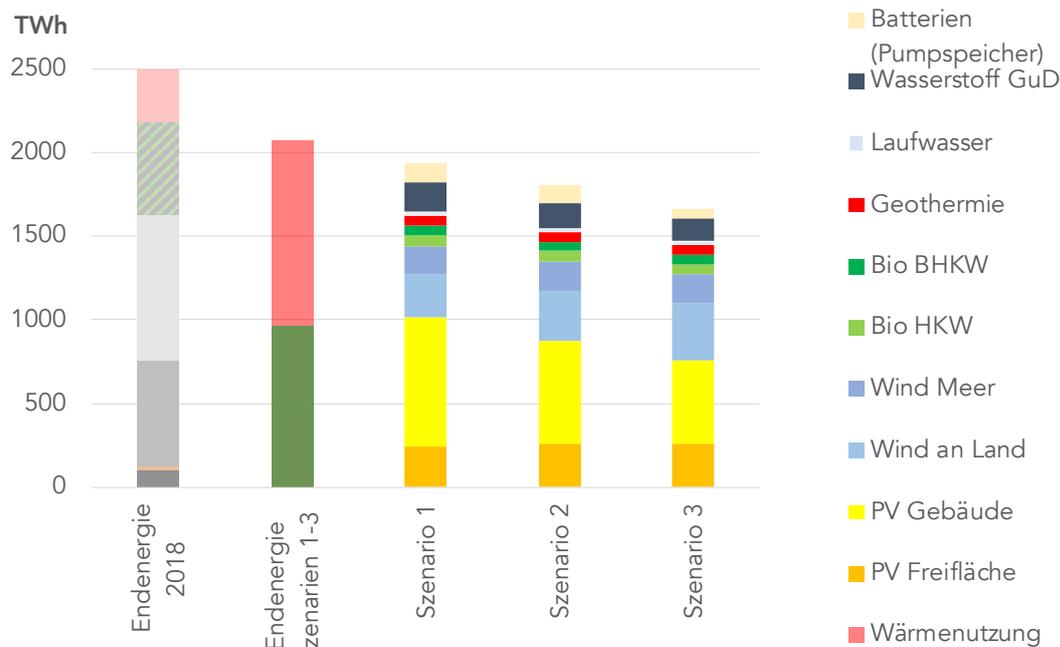


Abbildung 6: Endenergiebereitstellung und Stromerzeugung Deutschland (in TWh) in den Szenarien, zum Vergleich stellt der linke Balken die Endenergiebereitstellung im Jahr 2018 dar. Vor allem die Elektrifizierung des Transport- und des Wärmesektors erbringt im EWG-Szenario 3 erhebliche Effizienzverbesserungen im Vergleich mit dem Energiesystem von 2018, das noch weitgehend auf fossilen Energieträgern beruht (linker Balken).

Bei Verzicht auf Windenergieausbau im Süden muss nicht nur der PV-Anteil von 45 % auf 53 % steigen, sondern die gesamte Energiebereitstellung muss um 16 % erhöht werden. Zudem werden im Szenario ohne Windausbau, zusätzlich zu der Abregelung von mehr als 200 TWh im Zielsystem, bis zu 94 TWh an weiteren Erzeugungspotentialen abgeregelt¹⁰.

⁹ Im Anhang findet sich eine Aufschlüsselung der Ergebnisse für Nord- und Süddeutschland

¹⁰ Es ist zu erwarten, dass ein erheblicher Teil dieses Erzeugungspotentials nicht dauerhaft ungenutzt bleibt. Neue Anwendungen, auch bei weiterhin sinkenden Kosten der Speichermöglichkeiten von Strom, sind zu erwarten, wurden hier aber nicht berücksichtigt.

3.3 Wärmeversorgung: Gekoppelt, gespeichert oder vollelektrisch

Die Technologieanteile an der Wärmebereitstellung sind über alle Szenarien weitgehend stabil¹¹. Die Wärmeversorgung nicht nur des Zielsystems stützt sich auf einen starken Ausbau an Wärmepumpen, die bundesweit, unabhängig vom betrachteten Szenario, einen Anteil von 59 % an der Wärmeversorgung stellen.

Weitere 20 % werden von Biogas und -masse befeuerten Heizkraftwerken erbracht. Bei Verzicht auf Windkraft im Süden sind zusätzliche Verluste von 22 TWh Wärme durch die unten beschriebene umfangreichere Wärmespeicherung auszugleichen.

3.4 Energiespeicherung für die Energiewende

Um fluktuierende erneuerbare Energien zu speichern und dann zu nutzen, wenn Knappheit besteht, werden im EWG-Szenario 3 Energiespeicherkapazitäten von fast 20 TWh benötigt, von denen Wasserstoffspeicher den weitaus größten Teil stellen¹². Deren Nutzung zur Energiebereitstellung beläuft sich im EWG-Szenario 3, wie in Abbildung 7 dargestellt, auf rund 311 TWh. Der größte Teil der Speicherung wird durch Wasserstoff erbracht, welcher den größten Teil des saisonalen Speicherbedarfs deckt. Dagegen werden Batterien und Wärmespeicher im nahezu täglichen Zyklus be- und entladen. Die bereitgestellte Energie aus Wärme- und Batteriespeichern ist daher nur etwas geringer und spielt im Energiesystem des Zielszenarios eine vergleichbare Rolle wie der Wasserstoff.

Der Verzicht auf Windenergieausbau in Süddeutschland (Szenario 1) führt zu einer deutlichen Erhöhung des Bedarfs an allen Speicherformen (+79 %). Besonders stark ist die Wirkung auf den Bedarf an Wärmespeicherung, der sich bereits im Szenario 2 mit mittleren Windkraftausbau gegenüber dem Zielszenario mehr als verdoppelt.

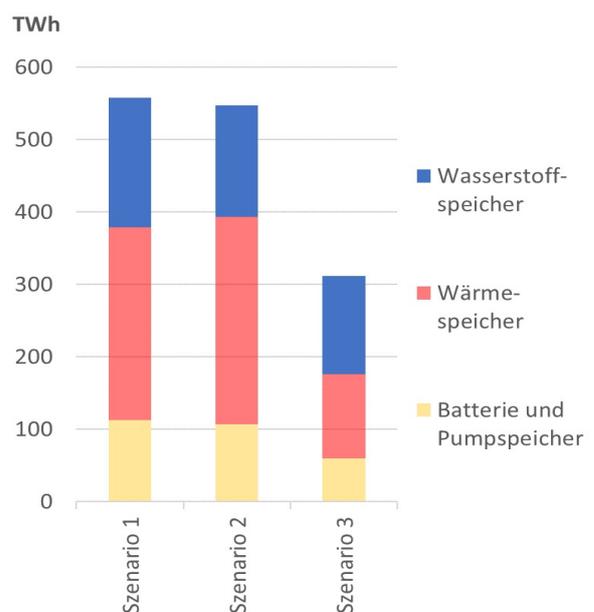


Abbildung 7: Endenergiebeiträge von Speichertechnologien.

¹¹ Die detaillierteren Ergebnisse zu den Szenarien im Wärmesektor finden sich im Anhang.

¹² Die detaillierteren Ergebnisse für die Speicherkapazitäten in den Szenarien finden sich im Anhang.

3.5 Gesteuerungskosten von 76 Euro pro MWh durch 100 % EE System möglich

Das EWG-Szenario 3 ermöglicht die Umstellung auf ein Energiesystem zu wettbewerbsfähigen Preisen. Im Durchschnitt sind für die MWh Kosten von 76 Euro zu decken. Dies entspricht den Kosten für die Energiebereitstellung des herkömmlichen Systems im Jahr 2018 (vgl. oben, 1.1, S.5).

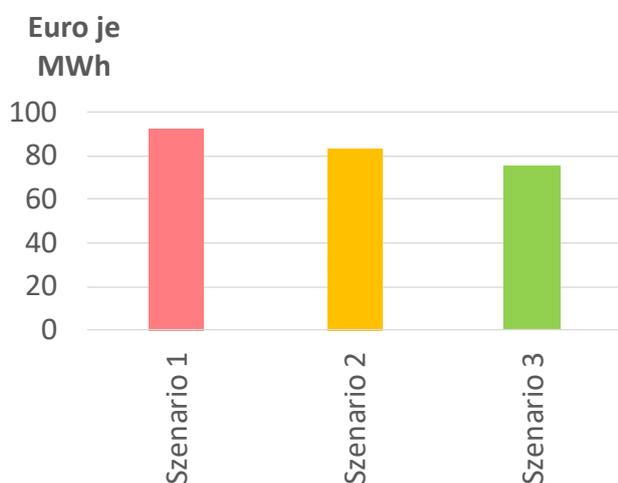


Abbildung 8: Durchschnittliche Energiegestehungskosten in den Szenarien.

Der Verzicht auf Windenergieausbau in Süddeutschland würde dagegen die Wettbewerbsfähigkeit der Energiekosten erheblich gefährden.

Im Szenario eines vollständigen Verzichts auf Windenergieausbau in Süddeutschland würden sich die Kosten der Energiebereitstellung in Deutschland insgesamt deutlich gegenüber dem Status quo erhöhen, nämlich um fast ein Viertel gegenüber dem Zielszenario. Die Entstehung dieser Kostenunterschiede wird durch Abbildung 9 „Jährlich aufzuwendenden gesellschaftlichen Kosten“ deutlich.

Die jährlichen Kosten für das kostenminimale EWG-Szenario 3 mit 100 % Erneuerbaren Energien in Deutschland verteilen sich zu 30% auf Photovoltaik, zu 12 % auf Windenergie, zu 23 % auf Bioenergie-HKWs und zu 19 % auf die Wasserstoffkette, sie betragen 155 Mrd. Euro¹³ (Abbildung 9). Darin enthalten sind Betriebs- und Brennstoffkosten von rund 36 Mrd. Euro und Annuitäten von 119 Mrd. Euro. Ein Verzicht auf die Nutzung der Windressourcen in Süddeutschland (Szenario 1) erhöht die jährlichen Gesamtkosten um 46 Mrd. auf über 191 Mrd. Euro, insbesondere wegen zusätzlicher Kosten durch die Versorgung Süddeutschlands¹⁴. Die Kosten des EWG-Szenarios 3 sind auch im Vergleich mit den Kosten des heutigen Systems in Höhe von 189 Mrd. Euro deutlich günstiger. 2018 betrug ihr Anteil 5,6 % des BIP, dieses lässt sich durch einen raschen und vollständigen Umbau auf unter 5 % des BIP senken.

¹³ Sie enthalten, neben den Investitionen für zusätzliche Anlagen, die verbleibenden Kapitalkosten der existierenden Anlagen, die annahmegemäß in 2030 bereits zu 50 % abgeschrieben sind.

¹⁴ Im Anhang ist die Kostenverteilung auf Nord- und Süddeutschland dargestellt.

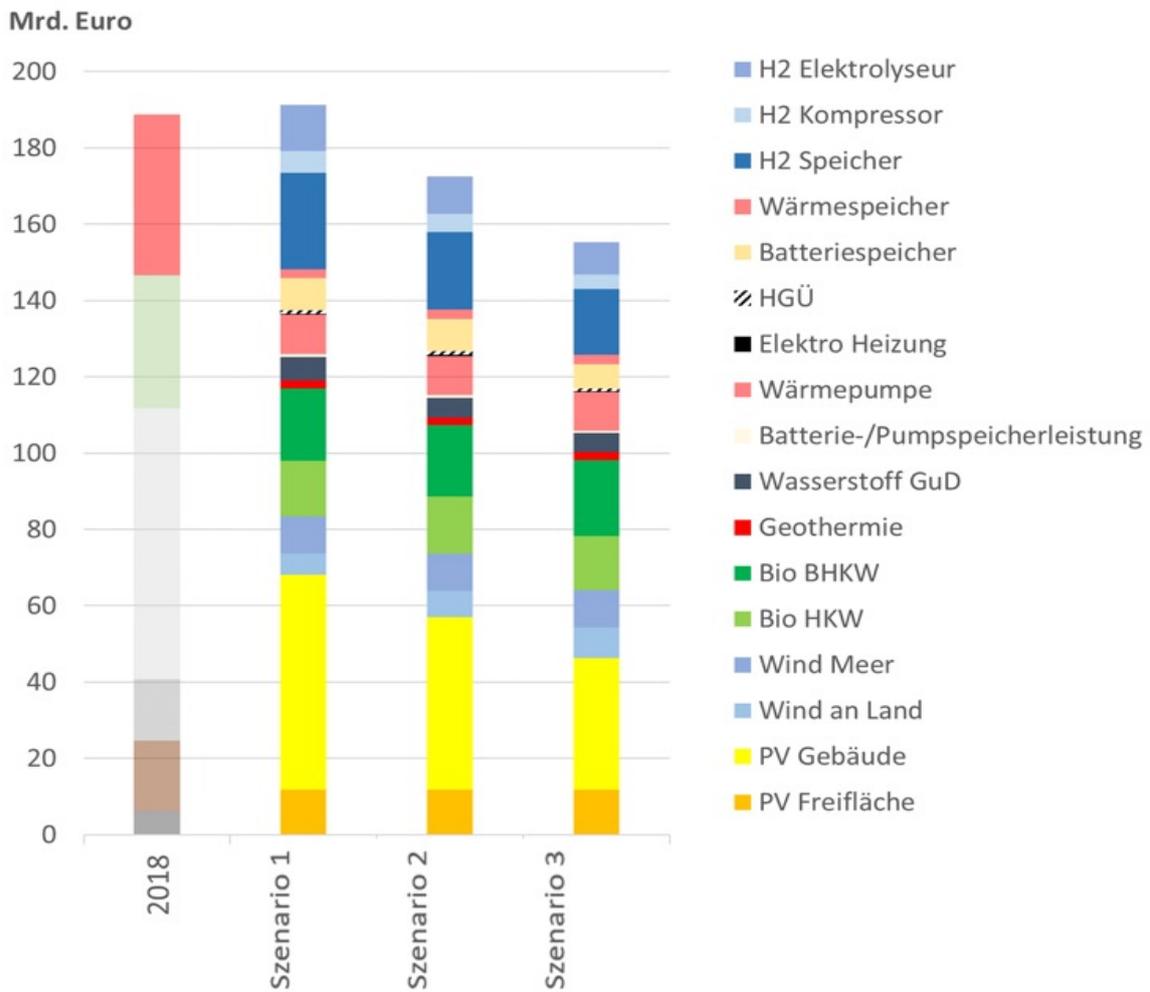


Abbildung 9: Die jährlichen Energiesystemkosten liegen zwischen 155 und 191 Mrd. Euro und können so die Kosten des herkömmlichen fossil-nuklearen Systems unterbieten, wenn ausreichend Windenergie genutzt wird.

3.6 Notwendiger Ausbau in Deutschland für Nullemissionen 2030

Der notwendige, jährliche Ausbau im Elektrizitäts-, Wärme- und Verkehrssektor, um in Deutschland Nullemissionen im gesamten Energiesektor im Jahr 2030 zu erreichen, basiert optimalerweise auf 85 GW jährlichem PV-Ausbau – davon 33 GW Freiflächen-PV und 52 GW Gebäude-PV-Anlagen. Hier zeigt sich die herausragende Rolle, die solare Technologien für den Umstieg auf 100 % EE spielen werden. Besonders wichtig für die Energiewende ist auch der Zuwachs an Wärmepumpen (15 GW jährlich), die mit hoher

Effizienz Elektrizität in Wärme umwandeln. Um die elektrische Wärmeversorgung zu gewährleisten, sind 3 GW Elektro-Direkt-Heizungen jährlich zuzubauen. Windenergie, die nach PV die zweitwichtigste Energiequelle darstellt, muss jährlich mit fast 9 GW wachsen, davon 5 GW Windenergieanlagen an Land und 3,3 GW Windenergieanlagen auf See. Bioenergien benötigen 4 GW jährliche Zunahme.

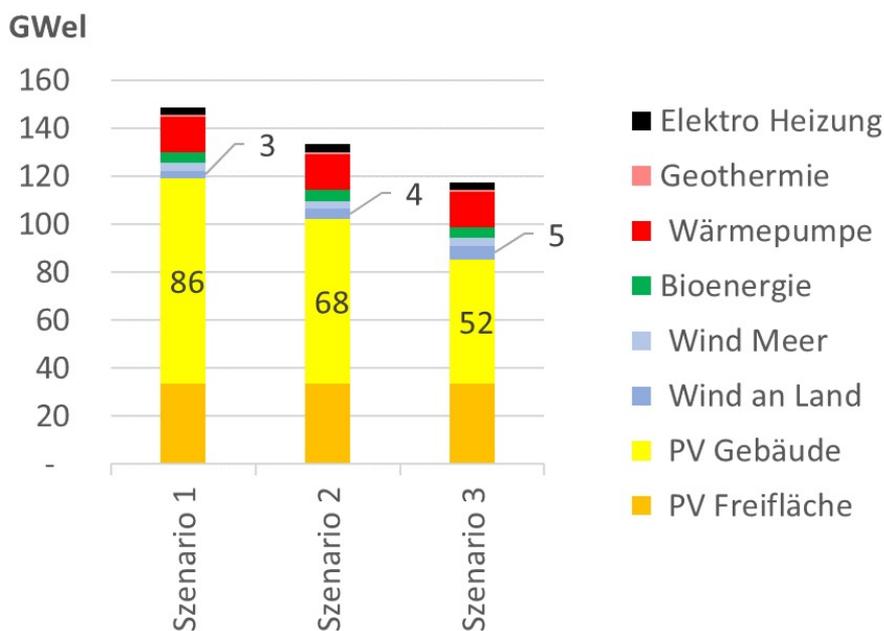


Abbildung 10: Notwendiger durchschnittlicher Jahreszubau (in GW) für 100 % Erneuerbare Energien im Jahr 2030 in Deutschland

Der **Verzicht auf Windkraftausbau** in Süddeutschland, wie aktuell weitgehend der Fall, müsste im **Szenario 1** mit einem **unverhältnismäßig höheren Ausbau an PV-Anlagen ausgeglichen** werden.

3.7 Notwendiger Ausbau des Hochspannungsnetzes



Photo by Mehmet Turgut Kirkgoz on Unsplash

Der für das EWG-Szenario 3 ermittelte notwendige Ausbau von Gleichstromtrassen beträgt 7,6 GW im kostengünstigen EWG-Szenario 3 (Abbildung 5).

Die existierende Kapazität an Wechselstromübertragungsleitungen liegt heute geschätzt bei mindestens 8,9 GW. Damit ergibt sich eine gesamte Nord-Süd-Transportleistung von 16,5 GW im EWG-Szenario 3. Bundesregierung und Bundesnetzagentur planen bis 2050 zusätzlich allein an HGÜ-Übertragungskapazität insgesamt 18 GW zur Verstärkung der Kapazitäten zwischen Nord- und Süddeutschland (Fraunholz, 2021). Unter Annahme dieser Zahlenwerte liegt der notwendige HGÜ-Nord-Süd-Ausbau im EWG-Szenario 3 um 11,4 GW deutlich unter dem derzeitigen Planungsansatz der Bundesregierung.

Zur Einbindung und Nutzung der von der Bundesregierung geplanten Übertragungskapazitäten würden sich die Netzausbaubedarfe zusätzlich in den verbundenen Netzbereichen erhöhen und damit die Vollendung der Energiewende auf nicht absehbare Zeit hinaus verschieben. Selbst ein nur mittlerer Windkraftausbau nach Szenario 2 würde einen erheblichen zusätzlichen Trassenausbau im Vergleich mit dem Zielszenario erfordern. Diese Verzögerung kann schon heute kostenseitig nicht begründet werden.

Für künftige Planung ist zudem zu berücksichtigen: Die Wettbewerbsfähigkeit dezentraler Technologien verbessert sich ständig. Auch die Eigenerzeugung zumindest des Strombedarfs stellt sich für immer mehr Abnahmefälle günstiger dar gegenüber allein schon den bloßen Kosten der Netzdienstleistung der zentralen Versorgung. Somit wird zentrale Erzeugung zunehmend obsolet, selbst wenn die zentrale Versorgung nicht zusätzlich noch ihre hohen Brennstoff- und Emissionskosten zu tragen hätte (Dorr and Seba, 2020).

Das hier vorgestellte Energiesystem berücksichtigt nicht die Möglichkeiten, die sich aus dem internationalen Stromverbund ergeben. Ergänzend und ersetzend zu der hier im Vordergrund stehenden Wasserstoffspeicherung kann das Europäische Verbundsystem, vor allem mit Pumpspeichern und Speicherseen insbesondere in den angrenzenden Alpen und in Skandinavien, ebenso zur Deckung dieses Speicherbedarfs genutzt werden wie auch ein intelligentes, insbesondere bidirektionales, Laden von Elektro Speichern aus dem Verkehrsbereich.

Auch die Wärmespeicherung ist in dieser Untersuchung vergleichsweise schwach abgebildet. Die Kosten für die Wärmebedarfsdeckung sind im Vergleich mit den Kosten für Stromanwendungen etwa um eine Größenordnung kleiner. Sie stellen aber bei Berücksichtigung der hier nicht betrachteten Wärmenetze möglicherweise eine vergleichbare Planungsaufgabe dar. Hier können auch Solarkollektoren mit Photovoltaiksynergien und Möglichkeiten zur Abwärmenutzung bei der Elektrolyse relevante Erträge bringen. Zudem sind die Potentiale der Geothermie neu zu bewerten; vor dem Hintergrund des raschen technologischen Wandels, der größere ökonomische Möglichkeiten verspricht, wird Geothermie hier mit Zeithorizont 2030 als mit einem realisierbaren quantitativen Beitrag eingestuft.

Letztlich sind auch wichtige Sektoren wie Zementherstellung sowie Metall und chemische Industrie in dieser Studie nicht abgebildet, die ebenfalls Flexibilität ermöglichen und den Speicherbedarf begrenzen können. Neben der notwendigen Treibhausgasvermeidung der Energie- und Industriesektoren muss auch die Land- und Forstwirtschaft nicht nur durch die Bereitstellung von Bioenergien das Stromsystem stützen, sondern auch durch die Speicherung von Kohlenstoff im Boden zum Klimaschutz beitragen. Dieses ist in zukünftigen, vollständigeren Untersuchungen zu berücksichtigen.

Ziel unserer Berechnungen ist die Abschätzung eines kostengünstigen Energiesystems, welches den verbindlichen deutschen Anteil am völkerrechtlich vereinbarten 1,5 °C-Klimaziel durch eine Energieversorgung mit 100 % Erneuerbaren Energien unterstützt. Im Vordergrund stehen dabei der erforderliche Ausbaubedarf an Erzeugungs-, Umwandlungs- und Nord-Süd-Übertragungskapazitäten für eine vollständige Umstellung in den nächsten zehn Jahren.

Es zeigt sich, dass der notwendige Umbau aller Energiesektoren mit gleichmäßigem Ausbau der erneuerbaren Energien kostengünstig möglich ist. Ein „Weiter so“ in der Energiepolitik stellt sich zudem als teuer heraus, insbesondere mit Blick auf den im Süden Deutschlands kaum mehr vorhandenen Windkraftausbau. Außerdem wird durch den Verzicht auf den Ausbau von Windkraft im Süden ein hoher zusätzlicher Netzausbaubedarf entstehen. Schon die gegenwärtige Netzplanung ist ökonomisch kaum zu rechtfertigen und stößt an die Grenzen einer schnellen Umsetzung, wie sie zur Einhaltung des 1,5 °C-Zieles notwendig ist.

Ein Ausbau der Windenergie auch im Süden auf das machbare Niveau des Zielszenarios würde dagegen dem zeitraubenden weiteren Netzausbau deutlich entgegenwirken. Allein für diesen Ausbau entstünde eine Verzögerung der Energiewende, die das Erreichen des verbindlich eingegangenen Pariser Klimaziels und der Vereinbarkeit der nationalen Emissionen mit dem 1,5 °C-Ziel bereits ausschließen dürfte.

Zusätzlich erhöht sich durch den Verzicht auf Windkraft in Süddeutschland der für die Einhaltung der Klimaziele notwendige Ausbau insbesondere an Photovoltaikanlagen um 40 % gegenüber dem bereits anspruchsvollen Bedarf an durchschnittlichem Jahreszubau in Höhe von 85 GW.

Diese Mengen können nicht bereits im kommenden Jahr zugebaut werden. Ein möglicher Ausbau erfolgt daher nicht mit linear-konstantem jährlichem Ausbau, sondern entlang einer S-Kurve mit zunächst rasch ansteigendem Ausbau von Neuanlagen, bis die Vollnutzung existierender Errichtungskapazitäten erreicht wird. Erst nach dem nötigen Vorlauf, sobald ausreichende auch heimische PV-Fertigungskapazität im Umfang mehrerer Gigafabriken bereit steht¹⁵, wird ein nochmals deutlich schnellerer Ausbau in der zweiten Hälfte dieses Jahrzehnts ermöglicht.

Kostensenkungen können durch weitere, hier nicht berücksichtigte Optionen durch die intelligente Kombination sich rasch entwickelnder Technologien, auch über herkömmliche Sektorengrenzen hinaus, entstehen. Hierzu zählen u.a. schwimmende PV-Anlagen in Kombination mit Wasserkraftwerken, Überdachung von Autobahnen mit PV-Anlagen, Offshore-Windparks sowie insbesondere auch die Agri-PV, die gleichzeitig über Oberleitungen den Strom für E-LKWs und E-Busse liefern. Aber auch strategische Änderungen, wie Förderung des Radverkehrs, des ÖPNV und des regionalen Warenverkehrs, sowie schnelle energetische Altbausanierungen, können erhebliche Energieeinsparungen schaffen. Diese sind in der vorliegenden Berechnung nicht berücksichtigt, können aber zu einer deutlichen Reduzierung der Ausbaugrößen für erneuerbare Energien, Speicher und Leitungen führen. Insgesamt werden so weitere positive Effekte ausgelöst, die nicht in unsere Optimierungsrechnung einbezogen werden konnten. Dazu gehören insbesondere die Schaffung von regionalen Arbeitsplätzen und die Wertschöpfung mit Strukturentwicklung bei gleichzeitiger Beseitigung der durch fossile Energien entstehenden Gesundheitsschäden. Durch diese Dynamiken sind sogar positive Wachstumsimpulse auf gesamtwirtschaftlicher Ebene zu erwarten.

¹⁵ Der Bedarf, um Nullemissionen in 2035 zu erreichen, beträgt für Europa alleine 15 Gigafabriken mit jeweils 60 GW jährlicher Modulfertigungskapazität.

Danksagung

Dank geht an Matti Koivisto für die unkomplizierte Unterstützung mit aktuellen Daten zu den Möglichkeiten der Windenergie, Christian Breyer für Einschätzungen und Diskussion sowie allen Unterstützern einschließlich BMWI für die Förderung der open power system data platform (<https://open-power-system-data.org/>).

Über die Energy Watch Group

Die Energy Watch Group (EWG) ist ein unabhängiger, gemeinnütziger Think-and-Do-Tank mit Sitz in Berlin. Wir setzen uns dafür ein, politisches Handeln für Erneuerbare Energien und Klimaschutz weltweit zu beschleunigen - durch wissenschaftliche Analysen, Politikberatung und Dialog.

Literaturverzeichnis

- Aghahosseini, A., Breyer, C., 2020. From hot rock to useful energy: A global estimate of enhanced geothermal systems potential. *Appl. Energy* 279, 115769. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115769>
- Bogdanov, D., Gulagi, A., Fasihi, M., Breyer, C., 2021a. Full energy sector transition towards 100 % renewable energy supply: Integrating power, heat, transport and industry sectors including desalination. *Appl. Energy* 283, 116273. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116273>
- Bogdanov, D., Ram, M., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Oyewo, A.S., Child, M., Caldera, U., Sadovskaia, K., Farfan, J., De Souza Noel Simas Barbosa, L., Fasihi, M., Kha-lili, S., Traber, T., Breyer, C., 2021b. Low-cost renewable electricity as the key driver of the global energy transition towards sustainability. *Energy* 120467. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120467>
- Brown, T., Schlachtberger, D., Kies, A., Schramm, S., Greiner, M., 2018. Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system. *Energy* 160, 720–739. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.222>
- Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, 2019. Monitoring Report 2018.
- BVerfG – Bundesverfassungsgericht 2021. Beschluss des Ersten Senats vom 24. März 2021, 1 BvR 2656/18, 1 BvR 96/20, 1 BvR 78/20, 1 BvR 288/20, 1 BvR 96/20, 1 BvR 78/20 (Klimaschutz). https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Entscheidungen/DE/2021/03/rs20210324_1bvr265618.html
- Dorr, A., Seba, T., 2020. Rethinking Energy 2020-2030 100 % Solar, Wind, and Batteries is Just the Beginning 62.
- Eyerer, S., Schiffler, C., Hofbauer, S., Wieland, C., Zosseder, K., Bauer, W., Baumann, T., Heberle, F., Hackl, C., Irl, M., Spliethoff, H., n.d. Potential der hydrothermalen Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland 52.
- Fath, K., 2018. Technical and economic potential for photovoltaic systems on buildings. KIT Scientific Publishing. <https://doi.org/10.5445/KSP/1000081498>
- Fell, H.-J., Traber, T., 2020. Der Pfad einer Klimaneutralität ab 2050 verfehlt die Klimaziele von Paris - Der steinige Weg zur Ehrlichkeit in der Klimapolitik.
- Fell, H.-J., Traber, T., 2019. Sektorale Treibhausgasemissionen weltweit Fossile Energieträger für deutlich mehr als die Hälfte der weltweiten Treibhausgase verantwortlich – Erdgas wegen steigender Methanemissionen ähnlich klimaschädlich wie Kohle und Erdöl.
- Fraunhofer ISE, 2020. Wege zu einem Klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf>
- Fraunholz, C., 2021. On the long-term efficiency of market splitting in Germany. *Energy Policy* 15.
- Hansen, K., Mathiesen, B.V., Skov, I.R., 2019. Full energy system transition towards 100 % renewable energy in Germany in 2050. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 102, 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.038>
- Henning, H.-M., Palzer, A., 2014. A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies—Part I: Methodology. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 30, 1003–1018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.09.012>
- Hirth, L., Steckel, J.C., 2016. The role of capital costs in decarbonizing the electricity sector. *Environ. Res. Lett.* 11, 114010. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/11/114010>
- Ian, D., David, S., 2021. Carbon Budget for 1.5 & 2° - Briefing Note.
- Jain, C., Vogt, C., Clauser, C., 2015. Maximum potential for geothermal power in Germany based on engineered geothermal systems. *Geotherm. Energy* 3, 15. <https://doi.org/10.1186/s40517-015-0033-5>
- Kendziorzki, M., Göke, L., Kemfert, C., Hirschhausen, C. von, Zozmann, E., 2021. 100 % Erneuerbare Energie für Deutschland unter besonderer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe – Potenziale, Szenarien und Auswirkungen auf Netzinfrastrukturen.

- Koivisto, M., Plakas, K., Hurtado Ellmann, E.R., Davis, N., Sørensen, P., 2021. Application of microscale wind and detailed wind power plant data in large-scale wind generation simulations. *Electr. Power Syst. Res.* 190, 106638. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106638>
- Lunz, B., Stöcker, P., Eckstein, S., Nebel, A., Samadi, S., Erlach, B., Fishedick, M., Elsner, P., Sauer, D.U., 2016. Scenario-based comparative assessment of potential future electricity systems – A new methodological approach using Germany in 2050 as an example. *Appl. Energy* 171, 555–580. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.087>
- Nahmacher, P., Paris, C., Ruge, M., Spieker, S., Anderski, T., Bohlen, S., Kaiser, R., Podewski, C., Apfelbeck, J., Kahl, T., Lukas, F., Schäfer, S., Ganer, P.-S., Müller, M., Stützle, D., 2020. Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Entwurf ÜNB.
- Ram, M., Child, M., Aghahosseini, A., Bogdanov, D., Lohrmann, A., Breyer, C., 2018. A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030. *J. Clean. Prod.* 199, 687–704. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.159>
- Traber, T., Fell, H.-J., Schmäling, N., 2020. 100 % Erneuerbare Energien für alle Energiesektoren: Eine Optimierung für den Landkreis Bad Kissingen. Energy Watch Group - EWG.

Technologieübersicht

PV Freifläche	PVU	Fotovoltaik auf der Freifläche
PV Gebäude	PV	Fotovoltaik auf und an Gebäuden
Wind an Land	WEA_on	Onshore Windkraft
Wind Meer	WEA_off	Offshore Windkraft
Bio HKW	HKW	Heizkraftwerk mit Bioenergielieferung
Bio BHKW	BHKW	Blockheizkraftwerk mit Bioenergielieferung
Geothermie	Geo	Geothermische Energie
Laufwasser	LW	Laufwasser Bestandsanlagen
Wasserstoff GuD	GuDH	Gas- und Dampfkraftwerk mit Wasserstoffverbrennung
Batterie- und Pumpspeicherleistung	BSS	Batterieschnittstelle und Pumpspeicherleistung im Bestand
Wärmepumpe	WP	Wärmepumpe
Elektro Heizung	HR	Elektro Heizung
Brennstoffzelle	BZ	Brennstoffzelle
HGÜ	HVDC	Hochspannungsgleichstromübertragung
Batteriespeicher	B	Batterieenergiespeicher
Wärmespeicher	WS	Wärmespeicher
H2 Speicher	H2S	Wasserstoffspeicher
H2 Kompressor	H2Comp	Wasserstoffkompressor
H2 Elektrolyseur	H2Elsy	Wasserstoff Elektrolyseur

Anhang A:

Mathematische Modellbeschreibung

Die zumindest minimierende Zielfunktion sind die gesamten jährlichen Kosten des Energiesystems und können wie folgt beschrieben werden:

$$\min_{q,k} TLCoE = \sum_{r=1}^R \sum_{n=1}^N (CRF^n F^n k^{n,r} + \sum_{t=1}^T Wkt(t) C^n q^{n,t,r}).$$

Hier bezeichnen CRF den Kapitaldienstfaktor, F die Fixkosten der verwendeten Technologien n, Wkt die Häufigkeit des Zeitschritts t, C die variablen Kosten der Energiebereitstellung und q die Erzeugungsmenge. Die Erzeugungsmengen müssen in jedem Zeitschritt die exogen gegebene Last decken. Dies lässt sich durch folgende Gleichung implementieren:

$$\sum_{l=1}^L S^{l,t,r} - BS^{t,r} - HS^{t,r} - WPS^{t,r} - Sx^{t,r} = SV^{t,r}. \quad (1)$$

Sie besagt, dass die Stromerzeugung $S_{l,t}$ in allen Stromtechnologien L nach Abzug des Ladestroms für Batterien BS, des Wasserstoffelektrolysestroms HS und des Stroms für Wärmepumpen WPS einschließlich der Nettoabgabe an andere Regionen $S_{x,t,r}$ den klassischen Stromverbrauch $S_{V,t,r}$ in jedem Zeitschritt t und in jeder Region r deckt. Dabei sind die Nettoexporte S_x über die verfügbare Importkapazität begrenzt:

$$\sum_{r^* \neq r} k^{n^*,r^*} \geq Sx^{t,r}, \quad (2)$$

wobei r^* die Importregion bezeichnet und n^* die Transporttechnologie. Die Energiebilanz im Wärmesektor wird durch folgende Gleichung abgebildet

$$\sum_{m=1}^M W_m^{t,r} + S_{HKW}^{t,r} WKZ - WSt^{t,r} = WV^{t,r}, \quad (3)$$

und besagt, dass die Wärmeerzeugung in Wärmotechnologien M und die gekoppelte Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen mit Wärmekennziffer WKZ StHKW WKZ nach Abzug des Wärmespeicherbedarfs WSt den Wärmeverbrauch WV_t deckt. Für die Wärme- und Strombereitstellung lassen sich der Anlagenbestand K_0 sowie Neubauanlagen K nutzen, die zusammen die installierte Kapazität K_{all} ausmachen. Die aus der installierten Kapazität nach Abzug der Nichtverfügbarkeit ($NV_{erf}^{n,t}$) resultierende verfügbare Erzeugungskapazität begrenzt die Energieerzeugung $Q_{n,t}$. Dies lässt sich wie folgt abbilden:

$$K_{all}^n (1 - NV_{erf}^{n,t}) \geq Q^{n,t}. \quad (4)$$

Speicher sind neben Wärmepumpen sowie gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung ein weiteres Element der Sektorkopplung. Die Speichervorgänge berücksichtigen die energetischen Speicherkapazitäten, die maximale Lade- und Entladungsgeschwindigkeit sowie die Verluste aus den kurzfristigen und saisonalen Speichervorgängen. Der zentrale Zusammenhang für die zeitliche Entwicklung der Speicherstände ist wie folgt modelliert:

$$Q_{Lad}^t = \begin{cases} Q_{Lad}^T + Q_{Lad}^T - Q_{S,t} & t = 1 \\ Q_{Lad}^1 + \sum_{tt < t} Q_{S^{tt}} - \sum_{tt < t} Q_{S^{tt}} & \text{sonst.} \end{cases} \quad (5)$$

Diese Formulierung teilt den Betrachtungszeitraum $t=1..T$ in zwei Teile: Den ersten Zeitschritt $t = 1$ bei dem der Ladezustand über den Ladezustand zu Beginn der Zeitschritts T und die Änderung dieses letzten Zeitschritts T definiert ist und alle folgenden Zeitschritte $t > 1$, die sich aus den Änderungen gegenüber dem vorherigen Zeitschritt ergeben.

Anhang B:

Technische und ökonomische Annahmen

	Capex €/kW		Opex fix €/kW*a		Opex var €/kWh		CRF (n)		eta (f,n) Lad		Ent		LZ
PVU		330		13,20		-		0,07		1,00		1,00	1,00
PVU		720		17,60		-		0,07		1,00		1,00	1,00
WEA_on		1.100		21,00		-		0,07		1,00		1,00	1,00
WEA_off		2.580		83,70		-		0,07		1,00		1,00	1,00
HKW		429		17,20		0,08		0,07		1,00		0,35	1,00
BHKW		2.500		17,20		0,08		0,07		1,00		0,30	1,00
B		100		9,00		-		0,08		0,98		0,98	1,00
BSS		100		-		-		0,08		1,00		1,00	1,00
LW		-		-		-		0,05		1,00		1,00	1,00
WP		750		15,60		-		0,07		3,57		3,57	1,00
WS		30		0,60		-		0,06		0,95		0,95	0,95
H2S		14		-		-		0,07		0,99		0,99	0,98
H2Comp		256		0,86		-		0,10		0,98		1,00	1,00
H2Elsy		500		1,11		0,00		0,07		0,60		0,99	0,99
GuDH		975		-		0,00		0,06		1,00		0,60	1,00
Geo		4.470		-		-		0,06		1,00		1,00	1,00
HVDC°		984		1,50		-		0,05		0,99		0,99	-
HR		200		-		-		0,05		1,00		1,00	1,00

° €/kW*500km

Anhang C:
Ergebnisse für Nord- und Süddeutschland

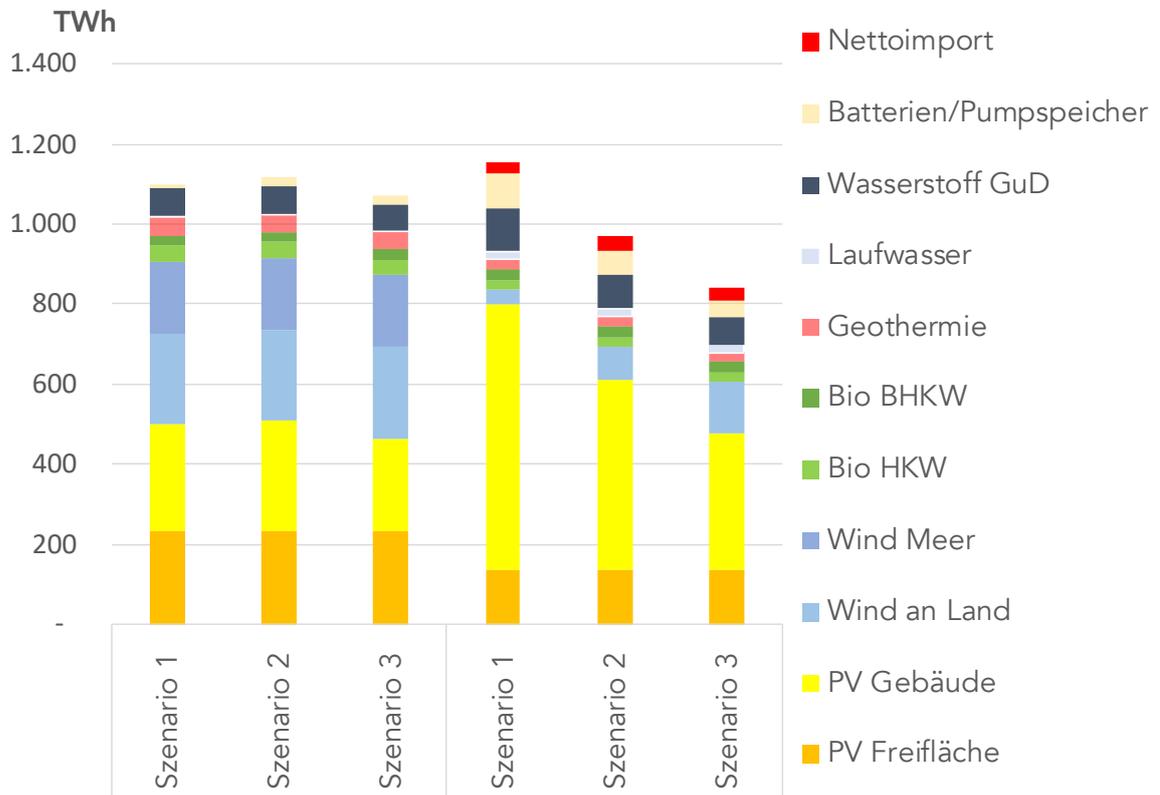


Abbildung 11: Die Aufteilung der Stromerzeugung spiegelt im EWG-Szenario 3 in etwa das Verbrauchsverhältnis von 3:2 zwischen Nord- und Süddeutschland wider. Bei Verzicht auf Windkraftausbau in Süddeutschland kehrt sich das Verhältnis mit wachsenden Speicherverlusten und Abregelung um. Die Nettoimporte sind in jährlicher Summe durch den Windausbau uneindeutig beeinflusst.

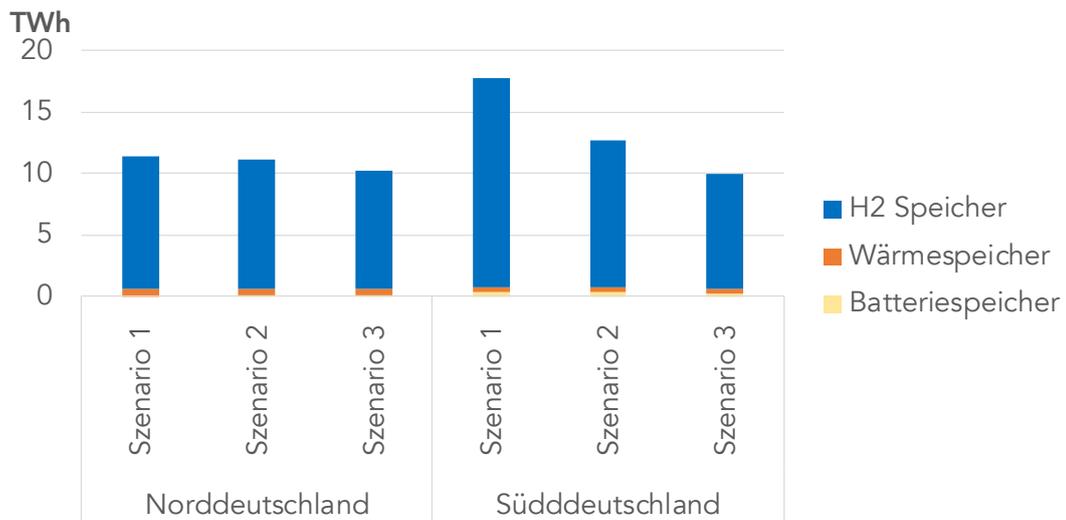


Abbildung 12: Die zu installierende Speicherkapazität ist mit Blick auf die saisonale Speicherung von Wasserstoff dominiert. In Süddeutschland kann die notwendige Speicherkapazität durch Windkraft-ausbau (EWG-Szenario 3) um 45% gegenüber dem Verzicht auf Ausbau (Szenario 1) reduziert werden.

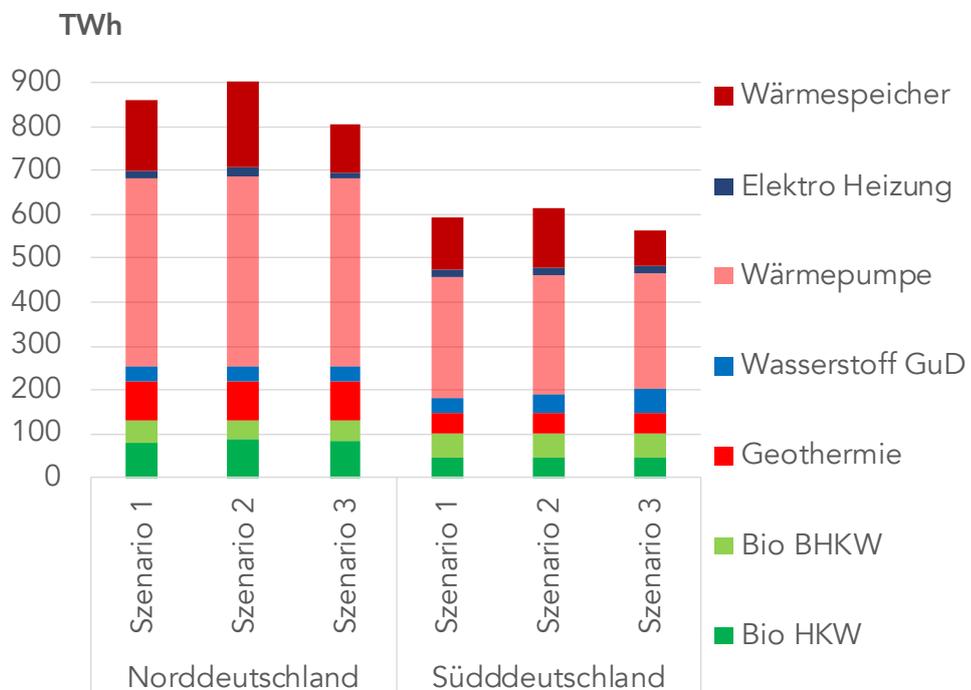


Abbildung 13: Die notwendige Wärmebereitstellung variiert in den Szenarien lediglich durch unterschiedliche Nutzung von Wärmespeichern.

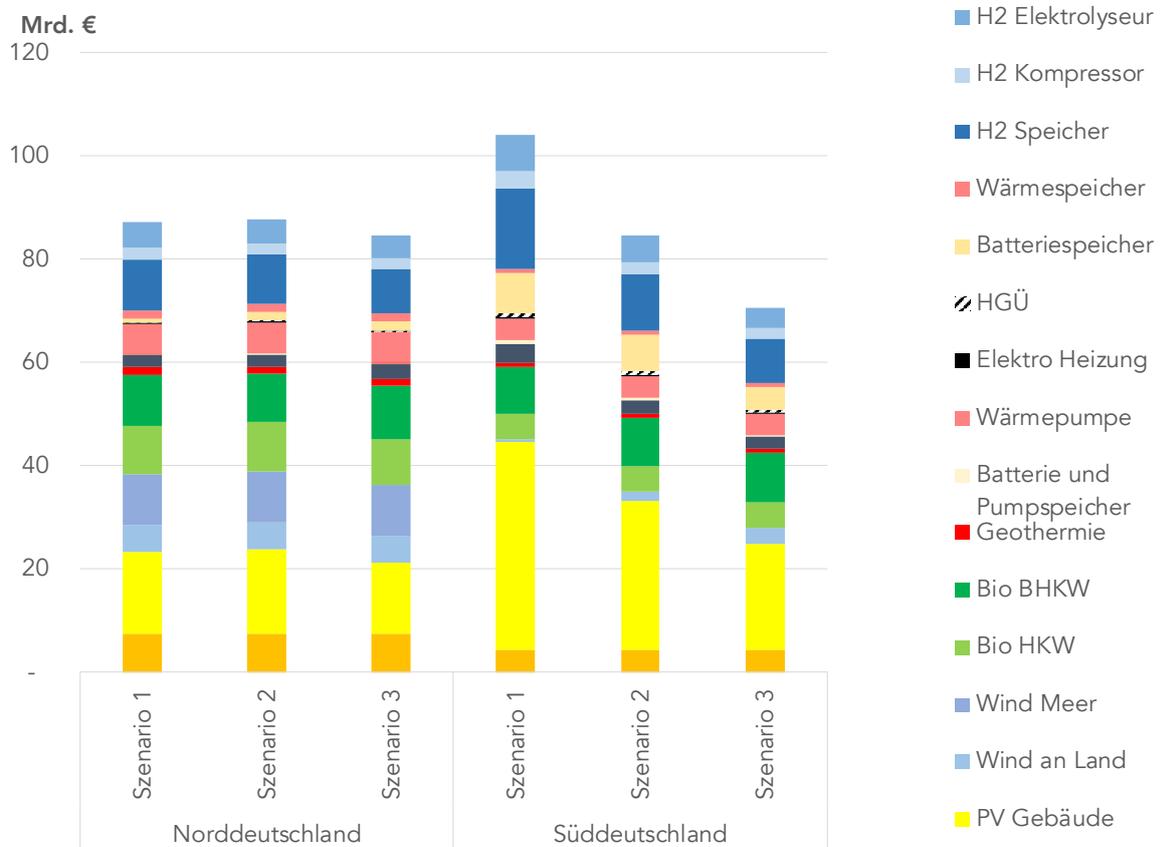


Abbildung 14: Die jährlichen Kosten der Vollversorgung mit 100 % Erneuerbaren Energien variieren besonders in Süddeutschland in Abhängigkeit vom Windausbauszenario. Insbesondere die Speicherung mittels Wasserstoff und die für die Elektrolyse benötigten zusätzlichen PV-Anlagen sowie eine erhöhte Nutzung von Bioenergie treiben die Kosten bei Verzicht auf einen Ausbau entsprechend EWG-Szenario 3.