

Why Is Coal Still Being Phased Out?

The phase-out of coal-fired power generation decided and pursued in Germany on the grounds of climate policy is proving to be increasingly questionable in terms of energy policy. It makes neither an internationally proportionate contribution to CO₂ re-

duction nor an economically convincing contribution to climate-friendly electricity generation at national level. In any case, security of supply will continue to favour an energy mix with coal in the foreseeable future.

Warum eigentlich noch Kohleausstieg?

Der in Deutschland mit klimapolitischer Begründung beschlossene und verfolgte Ausstieg aus der Kohleverstromung erweist sich energiepolitisch als immer fragwürdiger. Er leistet weder einen international verhältnismäßigen Beitrag zur CO₂-Reduktion noch

auf nationaler Ebene einen ökonomisch überzeugenden Beitrag zu einer klimafreundlichen Stromerzeugung. Die Versorgungssicherheit spricht ohnehin auch in absehbarer Zukunft für einen Energiemix mit der Kohle.

Coal phase-out – energy policy question marks

At the end of 2023, the Federal Network Agency surprised everyone by vetoing the further decommissioning of coal-fired power plants before 2031. These capacities would be needed at least until then for the so-called grid reserve of the energy transition, i. e. the national coal phase-out “ideally” envisaged by the current federal government by 2030 cannot be realised (1). The new “power plant strategy” in the form of the construction of approximately 25 GW or around 50 or more large new, hydrogen-capable (H₂-ready) gas-fired power plants, which has been announced as an alternative for some time, even specifically by mid-2023, has not yet been implemented and can no longer be realised by 2030. In addition, the federal and state governments lack the budget funds for the necessary investment framework of at least 20 bn €. (2)

As the winter of 2023/24 once again impressively demonstrated, the fossil fuel coal in Germany continues to make a significant contribution to the security of the national electricity supply, including heat supplies and system services, in addition to its other uses in the raw materials industry. After the final nuclear phase-out in Germany in spring 2023, the German electricity supply can only be guaranteed by the existing coal-fired power plants and supplementary conventional gas-fired power plants despite the increasing share of renewable energies – now over 50 % – due to the volatility of wind power and photovoltaics (PV) depending on the weather, season and time of day (Figure 1). In addition, there is now a persistent surplus of imported electricity, primarily from French nuclear energy. Electricity and energy supply security without conventional energies as a “backup” remains impossible for the time being.

Kohleausstieg – energiepolitische Fragezeichen

Zum Jahresende 2023 überraschte die Bundesnetzagentur mit einem Veto gegen die weitere Stilllegung von Kohlekraftwerken vor dem Jahr 2031. Mindestens bis dahin würden diese Kapazitäten für die sogenannte Netzreserve der Energiewende benötigt, d. h. der von der aktuellen Bundesregierung „idealerweise“ schon bis 2030 angestrebte nationale Kohleausstieg lässt sich nicht umsetzen (1). Die als Alternative seit Längerem, sogar schon konkret bis Mitte 2023 angekündigte neue „Kraftwerksstrategie“ in Form des Baus von ca. 25 GW bzw. rund 50 oder mehr großen neuen, wasserstofffähigen (H₂-ready) Gaskraftwerken lag bisher nicht vor und kann bis 2030 nicht mehr realisiert werden. Zudem fehlen Bund und Ländern die Haushaltsmittel für den nötigen Investitionsrahmen von mindestens 20 Mrd. €. (2)

Wie der Winter 2023/24 erneut eindrucksvoll gezeigt hat, trägt der fossile Brennstoff Kohle in Deutschland neben seinen anderen rohstoffwirtschaftlichen Verwendungen nach wie vor wesentlich zur Sicherheit der nationalen Stromversorgung einschließlich Wärmelieferungen und Systemdienstleistungen bei. Nach dem im Frühjahr 2023 hierzulande endgültig vollzogenen Atomausstieg kann die deutsche Stromversorgung trotz steigenden Anteils erneuerbarer Energien – inzwischen auf über 50 % – wegen der wetter-, jahreszeit- und tageszeitabhängigen Volatilität von Windkraft und Photovoltaik (PV) nur durch die bestehenden Kohlekraftwerke und ergänzende konventionelle Gaskraftwerke gewährleistet werden (Bild 1). Hinzu kommen inzwischen noch anhaltende Überschüsse an Importstrom, vor allem aus französischer Kernenergie. Strom- und Energieversorgungssicherheit ohne konventionelle Energien als „Backup“ bleibt vorerst unmöglich.

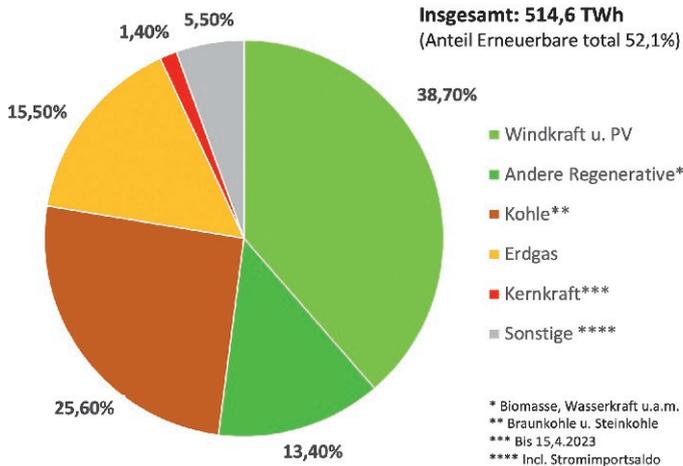


Fig. 1. Gross electricity generation in Germany in 2023.
Bild 1. Bruttostromerzeugung in Deutschland 2023. Source/Quelle: AGEB



Fig. 2. Anti-coal protests by climate activists.
Bild 2. Anti-Kohleproteste von Klimaaktivisten.
Photo/Foto: ©mw238, www.flickr.com/photos/mw238/42989734591

Nevertheless, the coal phase-out in Germany is still considered a political decision. For local and international climate activists and their political and media sounding board, the coal phase-out is a prioritised, unquestionable and loudly advocated “must-have” of climate policy (Figure 2). After all, coal is the “dirtiest” energy.

The question, however, is whether a total phase-out of coal-fired power generation, as envisaged by the Coal Electricity Termination Act (KVBG), is still viable in terms of energy policy. The KVBG’s 2020 target of gradually reducing coal-fired power generation in Germany and phasing it out completely by 2038 at the latest still applies (Figure 3). In addition to the shutdown of all existing lignite and hard coal-fired power plants in Germany, the end of coal-fired power generation will also result in the phasing out of lignite mining, following the complete closure of the domestic hard coal mining industry in 2018. For the Rhenish mining area in North Rhine-Westphalia, a political agreement has already been reached to end the generation of electricity from and extraction of lignite by 2030.

The main reason for this is climate policy. According to §2 (1) KVBG, the main aim is to “reduce emissions while ensuring a secure, affordable, efficient and climate-friendly supply of electricity to the general public.” (3) However, there are now compelling reasons against this:

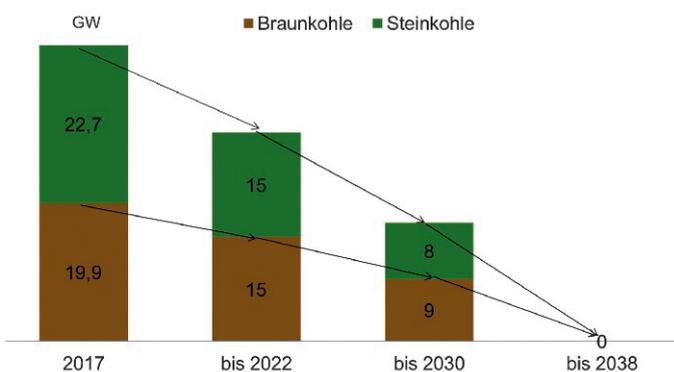


Fig. 3. Planned reduction of coal-fired power plant capacities in Germany. // Bild 3. Geplanter Abbau der Kohlekraftwerkskapazitäten in Deutschland. Source/Quelle: GVSt

Gleichwohl gilt der Kohleausstieg in Deutschland weiterhin als politisch gesetzt. Für hiesige und internationale Klimaaktivisten und ihren politischen und medialen Resonanzboden ist der Kohleausstieg ein prioritäres, unhinterfragbares und auf jeder Bühne lautstark vertretenes „Must-have“ der Klimapolitik (Bild 2). Denn Kohle ist ja die „schmutzigste“ Energie.

Die Frage ist indes, ob ein, wie nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) vorgesehen, totaler Ausstieg aus der Kohleverstromung energiepolitisch noch tragfähig ist. Nach wie vor gilt das Ziel des KVBG von 2020, die Kohleverstromung in Deutschland stetig schrittweise zu reduzieren und bis spätestens 2038 vollständig zu beenden (Bild 3). Eine Beendigung der Kohleverstromung hat neben der Abschaltung aller noch bestehenden Braun- und Steinkohlenkraftwerke hierzulande gleichzeitig das Auslaufen des Braunkohlenbergbaus zur Folge, nachdem der heimische Steinkohlenbergbau bereits 2018 komplett stillgelegt worden war. Für das Rheinische Revier in Nordrhein-Westfalen gilt bereits zusätzlich eine politische Verständigung zur Beendigung der Verstromung und Gewinnung von Braunkohle bis 2030.

Begründet wird dies vor allem klimapolitisch. Nach §2 (1) KVBG geht es hauptsächlich darum, „Emissionen zu reduzieren und dabei eine sichere, preisgünstige, effiziente und klimaverträgliche Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zu gewährleisten.“ (3) Dagegen sprechen indes mittlerweile triftige Gründe:

- Die deutschen Kohlekapazitäten sind bereits deutlich reduziert worden.
- Der deutsche kohlebedingte CO₂-Ausstoß ist weit überproportional zurückgegangen.
- Künftig geht es bei konventionellen Kraftwerken um einen deutlich verringerten Einsatz in Ausgleichs- und Reservefunktion mit viel geringeren Emissionen.
- Restliche CO₂-Emissionen können durch die Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS)-Technologie kompensiert werden.
- Diese Lösung wäre mit Kohle kostengünstiger als Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke.
- Die Stromversorgungssicherheit würde dadurch beträchtlich erhöht.

- German coal capacities have already been significantly reduced.
- German coal-related CO₂ emissions have fallen disproportionately.
- In future, conventional power plants will be used much less in a balancing and reserve function with much lower emissions.
- Remaining CO₂ emissions can be offset by Carbon Capture Utilisation and Storage (CCUS) technology.
- This solution would be more cost-effective with coal than natural gas and hydrogen power plants.
- This would considerably increase the security of electricity supply.

The most recent World Climate Conference from 30th November to 13th December 2023 in Dubai (COP28) once again formulated the goal of a “transition away from fossil fuels in a just, orderly and equitable manner, accelerating action in this critical decade, so as to achieve net zero by 2050 in keeping with the science”, but at the same time recognised that “...transitional fuels can play a role in facilitating the energy transition while ensuring energy security.” Agreements reached at COP28 with Germany’s consent include “accelerating efforts towards the phase-down of unabated coal”, i. e. phasing out coal use without emission-reducing measures, but also “accelerating zero- and low-emission technologies”, which include not only renewable energies, but also nuclear power and hydrogen technologies, as well as “abatement and removal technologies such as carbon capture and utilisation and storage, particularly in hard-to-abate sectors” (4) – which objectively also includes the continued use of coal with so-called CCS technology, where this appears economically necessary.

Frank Hennig also raises the question of whether the label of “freedom energies”, which is attributed to the naturally highly fluctuating, enormously resource-intensive renewable energies of wind power and PV, is not much more applicable to coal, especially domestic lignite? After all, what requirements would freedom energies have to fulfil? “They would have to be weather-independent, secure and stable, capable of meeting fluctuating demand, inexpensive, non-sanctionable, independent of fluctuating world market prices, require little transport, and be environmentally friendly and low-emission. The latter is fulfilled by the recultivation facilities and environmental standards for power plants in Germany, and with CCS also climate neutrality.” (5) At the same time, hard coal imported from a broadly diversified, logistically well-developed world market has also proven to be the “guardian angel of energy supply” in the recent energy crisis, not only allowing flexible power plant operation, but also being cheaper, more stable and more climate-friendly compared to the envisaged increase in gas imports in the form of liquefied natural gas (LNG). (6)

The author of these lines already pointed out in 2019 – at that time still referring to the final report of the so-called Coal Commission and its recommendations – that the planned coal phase-out was an “energy and regional economic adventure” due to various uncertainties (7). In 2022, against the backdrop of the European energy and natural gas crisis triggered by the Russia/Ukraine war, he argued in favour of “suspend(ing) the coal phase-out” and giving the transition in the coal regions more time (8). In 2023, he analysed in detail the various, complex and

Auch die jüngste Weltklimakonferenz vom 30. November bis 13. Dezember 2023 in Dubai (COP28) hat zwar einmal mehr das Ziel einer „transition away from fossil fuels in a just, orderly and equitable manner, accelerating action in this critical decade, so as to achieve net zero by 2050 in keeping with the science“ formuliert, zugleich aber anerkannt: „...transitional fuels can play a role in facilitating the energy transition while ensuring energy security.“ Vereinbart worden sind auf der COP28 mit Zustimmung Deutschlands u. a. „accelerating efforts towards the phase-down of unabated coal“, also ein Auslaufen der Kohlenutzung ohne emissionsmindernde Maßnahmen, ebenso jedoch das „accelerating zero- and low-emission technologies“, zu denen nicht nur regenerative Energien gezählt werden, sondern auch Kernkraft- und Wasserstofftechnologien, ebenso wie „abatement and removal technologies such as carbon capture and utilization and storage, particularly in hard-to-abate sectors“ (4) – was sachlich auch die weitere Nutzung von Kohle mit der sogenannten CCS-Technologie einschließt, wo das ökonomisch geboten erscheint.

Mit Frank Hennig kann zudem die Frage gestellt werden, ob nicht das ausgerechnet den naturbedingt stark schwankenden, enorm rohstoffintensiven regenerativen Energien Windkraft und PV zugeschriebene Etikett der „Freiheitsenergien“ viel eher auf die Kohle, insbesondere die heimische Braunkohle zutrifft? Denn welche Anforderungen müssten Freiheitsenergien erfüllen? „Sie müssten wetterunabhängig, sicher und stabil sein, regelfähig für die schwankenden Bedarfe, preiswert, nicht sanktionierbar, unabhängig von schwankenden Weltmarktpreisen, wenig Transporte verursachen, umweltverträglich und emissionsarm. Letzteres wird durch die in Deutschland geltenden Rekultivierungsanlagen und die Umweltstandards für Kraftwerke erfüllt, mit CCS auch die Klimaneutralität.“ (5) Gleichzeitig hat sich in der jüngsten Energiekrise auch die aus einem breit diversifizierten, logistisch bestens erschlossenen Weltmarkt importierte Steinkohle als „Schutzengel der Energieversorgung“ erwiesen, die nicht nur einen flexiblen Kraftwerksbetrieb erlaubt, sondern im Vergleich zum avisierten gesteigerten Gasimport in Form von Flüssiggas (LNG) auch preisgünstiger, stabiler und klimafreundlicher abschneidet. (6)

Der Autor dieser Zeilen hat bereits 2019 – damals noch bezogen auf den Abschlussbericht der sogenannten Kohlekommission und ihre Empfehlungen – darauf hingewiesen, dass mit dem geplanten Kohleausstieg aufgrund diverser Unwägbarkeiten ein „energie- und regionalwirtschaftliches Abenteuer“ verfolgt wird (7). Im Jahr 2022 plädierte er vor dem Hintergrund der durch den Russland/Ukraine-Krieg ausgelösten europäischen Energie- und Erdgaskrise dafür, den „Kohleausstieg aus(zu)setzen“ und der Transition in den Kohleregionen mehr Zeit zu geben (8). Im Jahr 2023 untersuchte er eingehend, welche verschiedenen, komplexen, schwierig auszubalancierenden Anforderungen die Leitprinzipien einer nachhaltigen Ökonomie an den Kohleausstieg stellen (9). Mittlerweile ist er im Licht neuer Entwicklungen zu dem Schluss gelangt, dass der weitere Vollzug des Kohleausstiegs in der vom KVBG vorgesehenen Weise ein energiepolitischer Fehler wäre. Der festgestellte strukturpolitische Förderbedarf der bereits von Stilllegungen betroffenen wie der vorläufig weiter aktiven Kohleregionen würde davon aus regionalökonomischer Sicht weitgehend unberührt bleiben.

difficult-to-balance requirements that the guiding principles of a sustainable economy place on the coal phase-out (9). In light of new developments, he has since come to the conclusion that continuing to implement the coal phase-out in the manner envisaged by the KVVG would be a mistake in terms of energy policy. From a regional economic perspective, the identified structural policy support needs of the coal regions already affected by closures and those that will remain active for the time being would remain largely unaffected.

However, decisions to this effect would have to be made as soon as possible, as the power plants are running at full capacity and the opencast mine planning for lignite is – as required by law – geared towards decommissioning. The first review of the coal phase-out and its effects, which was legally scheduled for 15th August 2022 in accordance with § 54 para 1 KVVG, was still overdue at the beginning of 2024. All that was presented by the federal government was an evaluation of the Substitute Power Plant Standby Act, according to which the withdrawal of lignite-fired power plants from security standby to secure the electricity supply in view of the electricity and gas supply crisis that occurred in 2022 with the Russia/Ukraine war. However, the special authorisation for the lignite-fired power plant units Jänschwälde E and F in the Lusatian coalfield and the units Neurath C, Niederaußem E and Niederaußem F in the Rhineland coalfield – which had to run partially at full load in the winter of 2023/24 – to be taken out of the supply reserve in accordance with the Supply Reserve Call-off Ordinance (StrAAV) will expire on 31st March 2024. In accordance with the key point agreement concluded between the federal government, the state of North Rhine-Westphalia and RWE AG on the early lignite phase-out in the Rhenish mining area and the associated key decision on the remaining mining operations, the Neurath D and E units will also be decommissioned on 31st March 2024, which is of course already the basis for the opencast mine planning. The additional hard coal-based capacities made available from the grid reserve in accordance with the Electricity Supply Expansion Ordinance (StrAAV) are also only permitted until 31 March 2024.

In addition, the phase-out schedule regulated by the KVVG via agreements (lignite) and tenders and regulations (hard coal) applies. As a result, more than half of the 30 GW of coal-fired power plant capacity still available in Germany would be taken off the grid by 2030 in any case. All of them by 2038 at the latest. After the total nuclear phase-out would come the total coal phase-out.

Climate protection, German coal-fired power and proportionality

The question of whether the coal phase-out in Germany is in line with the goal of climate protection, which as a global problem can only be solved globally, is justified and in line with the rational principle of proportionality.

As is well known, the German government is pursuing very ambitious climate policy goals in the form of significant and ultimately complete reductions in greenhouse gas emissions from the German economy as a whole, especially CO₂ emissions. In fact, the national greenhouse gas reduction targets to date have been met, most recently the 40% target by 2020 compared to 1990. The most important factor here was the reduction in emissions in

Entsprechende Entscheidungen müssten jedoch möglichst bald fallen, denn die Kraftwerke fahren mit Auslaufziel auf Verschleiß und die Tagebauplanung der Braunkohle ist – wie gesetzlich vorgeschrieben – auf Stilllegung ausgerichtet. Die nach § 54 Abs. 1 KVVG gesetzlich zum 15. August 2022 vorgesehene erste Überprüfung des Kohleausstiegs und seiner Auswirkungen ist Anfang 2024 noch immer überfällig gewesen. Vorgelegt wurde von der Bundesregierung bloß eine Evaluierung des Ersatzkraftwerkbereithaltungsgesetzes, wonach sich der Abruf von Braunkohlenkraftwerken aus der Sicherheitsbereitschaft für die Sicherung der Stromversorgung in Anbetracht der 2022 mit dem Russland/Ukraine-Krieg eingetretenen Strom- und Gasversorgungskrise bewährt hat. Doch die Sondergenehmigung der gemäß Versorgungsreserveabrufverordnung (VersResAbrV) aus der Versorgungsreserve geholten Braunkohlenkraftwerksblöcke Jänschwälde E und F im Lausitzer Revier sowie der Blöcke Neurath C, Niederaußem E und Niederaußem F im Rheinischen Revier – die im Winter 2023/24 teilweise unter Volllast laufen mussten – endet fristgemäß zum 31. März 2024. Gemäß der zwischen Bund, Land Nordrhein-Westfalen und der RWE AG abgeschlossenen Eckpunktvereinbarung zum vorgezogenen Braunkohleausstieg im Rheinischen Revier sowie der damit verbundenen Leitentscheidung zum verbleibenden Abbau werden die Blöcke Neurath D und E ebenfalls zum 31. März 2024 stillgelegt, worauf natürlich auch schon die Tagebauplanung ausgelegt wird. Die gemäß Stromangebotsausweitungsverordnung (StrAAV) aus der Netzreserve zusätzlich bereit gestellten Kapazitäten auf Steinkohlenbasis sind ebenfalls nur noch bis zum 31. März 2024 zulässig.

Im Übrigen gilt der mit dem KVVG über Vereinbarungen (Braunkohle) sowie Ausschreibungen und Verordnung (Steinkohle) geregelte Ausstiegsfahrplan. Dadurch würden von den bislang noch gut 30 GW verfügbaren Kohlekraftwerkskapazitäten in Deutschland bis 2030 in jedem Fall mehr als die Hälfte vom Netz genommen sein. Spätestens 2038 dann sogar alle. Nach dem totalen Atomausstieg käme der totale Kohleausstieg.

Klimaschutz, deutscher Kohlestrom und Verhältnismäßigkeiten

Schon bisher war die Frage berechtigt, ob der Kohleausstieg in Deutschland mit Blick auf das Ziel des Klimaschutzes, der als globales Problem nur global gelöst werden kann, zielführend und mit dem rationalen Gebot der Verhältnismäßigkeit in Einklang ist.

Deutschland verfolgt bekanntlich regierungsamtlich sehr ehrgeizige klimapolitische Ziele in Form signifikanter und schließlich vollständiger Reduzierungen der von der deutschen Volkswirtschaft insgesamt ausgehenden Klimagasemissionen, vor allem des Ausstoßes an CO₂. Tatsächlich konnten die bisherigen nationalen Ziele zur Treibhausgasemissionen eingehalten werden, zuletzt das 40%-Ziel bis 2020 gegenüber 1990. Der wichtigste Faktor dabei war die Emissionsminderung der Energiewirtschaft (Stromerzeugung und Fernwärme). In allen anderen Sektoren (Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft) gab es zwar ebenfalls nennenswerte Minderungen, aber nicht im gleichen Ausmaß. Bis 2023 wurde inzwischen eine Verringerung der energiebedingten CO₂-Emissionen um insgesamt etwa 45% erreicht, dies zuletzt trotz migrationsbedingten Bevölkerungszuwachses infolge zurückgehender, auch durch hohe Energiepreise gedämpfte volkswirtschaftliche Aktivität.

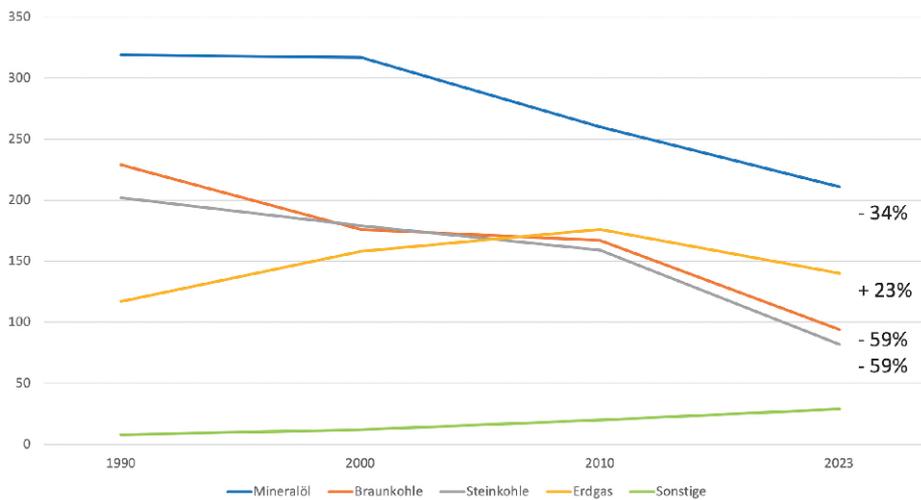


Fig. 4. Energy-related CO₂ emissions in Germany by energy source.
Bild 4. Energiebedingte CO₂-Emissionen in Deutschland nach Energieträgern.
Source/Quelle: BMWK Energiedaten; für 2023 eigene vorläufige Hochrechnung auf Basis AGEB 2023

the energy sector (electricity generation and district heating). In all other sectors (industry, buildings, transport, agriculture) there were also significant reductions, but not to the same extent. By 2023, a total reduction in energy-related CO₂ emissions of around 45% was achieved, most recently despite migration-related population growth as a result of declining economic activity, which was also dampened by high energy prices.

If we focus on national CO₂ emissions by energy source, it becomes clear that the reduction successes to date are primarily due to the decline in emissions from coal (Figure 4). By 2023, CO₂ emissions – from both lignite and hard coal – had fallen by 59% in each case, while those from the hydrocarbons mineral oil and natural gas together had only fallen by 19%. This is all the more remarkable given that mineral oil and natural gas are the most important energy sources in Germany's total primary energy consumption (PEC) and together account for almost 60% (mineral oil 36%, natural gas 24%), while the total share of coal (lignite and hard coal) only accounts for 17% (10). Conversely, this means that the potential for further CO₂ reductions in Germany from coal, which is mainly used in electricity generation, is very limited and that emissions from mineral oil and natural gas in particular – i.e. in sectors other than electricity generation – would have to be drastically reduced. There are no explicit phase-out targets for mineral oil or natural gas (yet).

At the same time, it must be noted that all previous efforts in Germany to reduce CO₂ emissions have had no noticeable impact on the global development of CO₂ emissions, either in terms of direction or scope (Figure 5). While emissions in Germany have fallen by almost half since 1990, they have risen by a good two thirds worldwide. The particularly strong decline in German coal emissions contrasts with a particularly strong increase in global coal-related CO₂ emissions, if you look at the latest figures from the Global Carbon Project, which was set up by an international group of climate scientists as an inventory, so to speak (11).

Fokussiert man die Betrachtung auf den nationalen CO₂-Ausstoß nach Energieträgern, zeigt sich, dass die bisherigen Reduktionserfolge vor allem auf den Rückgang der Emissionen aus der Kohle zurückzuführen sind (Bild 4). Bis 2023 sind die CO₂-Emissionen – Braunkohle wie Steinkohle – insgesamt um jeweils 59% gesunken, die aus den Kohlenwasserstoffen Mineralöl und Erdgas zusammen lediglich um 19%. Das ist um so bemerkenswerter, als Mineralöl und Erdgas die bedeutendsten Energieträger im gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) Deutschlands sind und auf sie daran gemeinsam fast 60% entfallen (Mineralöl 36%, Erdgas 24%), während der gesamte Anteil der Kohle (Braun- und Steinkohle) lediglich noch 17% ausmacht (10). Das bedeutet umgekehrt, dass für weitere CO₂-Reduktionen in Deutschland

das Potential der Kohle, deren Verwendung hauptsächlich in der Stromerzeugung erfolgt, nur noch sehr begrenzt ist und vor allem die Emissionen aus Mineralöl und Erdgas – und das heißt in anderen Sektoren als der Stromerzeugung – drastisch gesenkt werden müssten. Explizite Ausstiegsziele für Mineralöl- oder Erdgas gibt es (noch) nicht.

Gleichzeitig muss konstatiert werden, dass alle bisherigen Anstrengungen in Deutschland zur CO₂-Reduktion auf die globale Entwicklung der CO₂-Emissionen weder von der Richtung noch vom Umfang her einen spürbaren Einfluss hatten (Bild 5). Während in Deutschland die Emissionen seit 1990 um fast die Hälfte gesunken sind, stiegen sie weltweit um gut zwei Drittel an. Dem besonders starken Rückgang der deutschen Emissionen aus Kohle steht im globalen Vergleich ein besonders starker Zuwachs der weltweit kohlebedingten CO₂-Emissionen gegenüber, wenn man die jüngsten Zahlen des von einem internationalen Kreis von Klimawissenschaftlern sozusagen als Inventar aufgesetzten Global Carbon Project anschaut (11). Letzteres verwundert nicht, da man konsta-

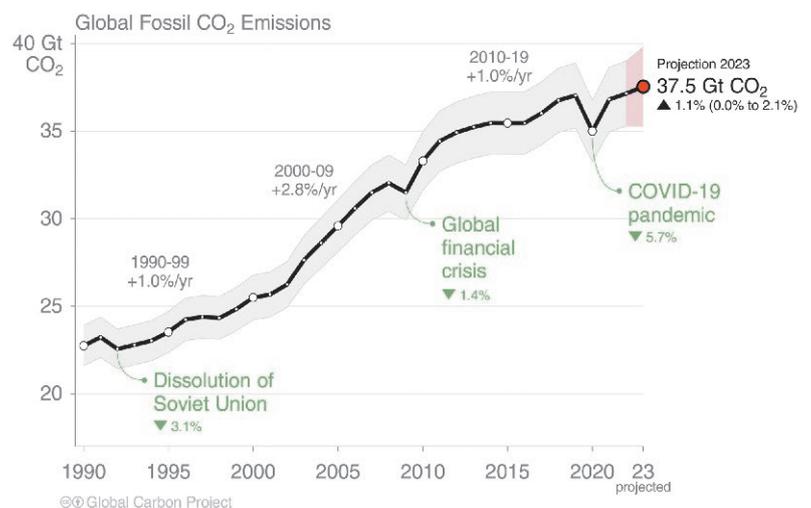


Fig. 5. Global increase in fossil CO₂ emissions 1990 to 2023.
Bild 5. Weltweiter Anstieg fossiler CO₂-Emissionen 1990 bis 2023.
Source/Quelle: Global Carbon Project 2023

The latter is not surprising, as it must be noted that global coal consumption is by no means declining, but rather has risen to a new record level of more than 8.5 bn t in 2023, with China alone accounting for more than half of this (12) (Figure 6). Almost one in two of the 2,500 coal-fired power plants worldwide are located there. In China, in addition to the installed 1,200 GW of coal-fired power plant capacity – 40 times that of Germany – more than 100 GW of new capacity is currently being planned. This is around three times the amount that will be phased out with the coal phase-out in Germany.

The very small impact of the German energy transition, including the coal phase-out, on global climate protection is manifested in Germany's share of global CO₂ emissions, which now stands at just 1.8% (0.4% from coal-fired electricity) (Figure 7) – orders of magnitude that would be completely offset within less than two years, even if they were reduced to zero, ceteris paribus by the trend in global development.

In the German energy debate, little attention is also paid to the fact that the long-term goal of climate neutrality under the Paris Agreement does not necessarily mean a 100% reduction in greenhouse gases, and certainly not by 2045. According to Art. 4, Para. 1: "In order to achieve the long-term temperature goal set out in Article 2, parties shall endeavour to achieve global peaking of emissions of greenhouse gases as soon as possible ... and to achieve rapid reductions in accordance with the best available scientific evidence thereafter, with a view to achieving a balance between anthropogenic emissions by sources and removals by sinks of greenhouse gases in the second half of this century." This means the obligation not to cause more greenhouse gases worldwide in the second half of the 21st century, i. e. after 2050, than can be absorbed by natural sinks. In its reports, the Intergovernmental Panel on Climate Change and the Global Carbon Project point out that more than half of global anthropogenic greenhouse gas emissions, most recently 57%, are absorbed by land plants and the oceans. Of the 40.3 bn t CO₂ anthropogenically caused by the use of fossil fuels and land use changes in

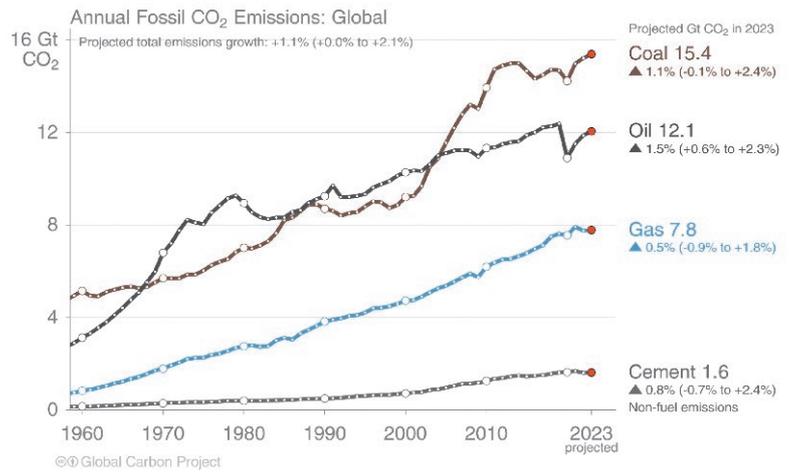


Fig. 6. Fossil CO₂ emissions worldwide by fuel.
 Bild 6. Fossile CO₂-Emissionen weltweit nach Brennstoffen.
 Source/Quelle: Global Carbon Project 2023

tieren muss, dass der weltweite Verbrauch von Kohle keineswegs rückläufig ist, sondern vielmehr 2023 auf einen neuen Rekordwert von mehr als 8,5 Mrd. t angestiegen ist, wobei mehr als die Hälfte davon allein auf China entfällt (12) (Bild 6). Dort steht auch beinahe jedes zweite der weltweit rd. 2.500 Kohlekraftwerke. In China sind zusätzlich zu den installierten 1.200 GW an Kohlekraftwerkskapazität – das 40-fache der deutschen – aktuell mehr als 100 GW an neuer Kapazität in Planung. Das ist etwa das Dreifache dessen, was mit dem Kohleausstieg in Deutschland abgebaut wird.

Der sehr geringe Einfluss der deutschen Energiewende einschließlich des Kohleausstiegs auf die globale Klimavorsorge manifestiert sich im Anteil Deutschlands an den globalen CO₂-Emissionen, der inzwischen bei nur 1,8% (0,4% aus Kohlestrom) liegt (Bild 7) – Größenordnungen, die selbst bei einer Reduktion auf Null von der trendmäßigen weltweiten Entwicklung ceteris paribus binnen weniger als zwei Jahren völlig kompensiert würden.

In der deutschen Energiedebatte kaum beachtet wird zudem, dass das langfristige Ziel der Klimaneutralität nach dem Weltklimaabkommen von Paris keineswegs eine Reduktion der Klimagase um 100% bedeuten muss, schon gar nicht bis 2045. Das Klimaschutzabkommen von Paris verlangt gemäß Art. 4, Abs. 1 nämlich Folgendes: „Zum Erreichen des in Artikel 2 genannten langfristigen Temperaturziels sind die Vertragsparteien bestrebt, so bald wie möglich den weltweiten Scheitelpunkt der Emissionen von Treibhausgasen zu erreichen ... und danach rasche Reduktionen im Einklang mit den besten verfügbaren wissenschaftlichen Erkenntnissen herbeizuführen, um in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts ein Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken ... herzustellen.“ Das bedeutet die Verpflichtung, in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts, also nach 2050, weltweit nicht mehr Klimagase zu verursachen als durch die natürlichen Senken aufgenommen werden können. Nun weisen der Weltklimarat in seinen Berichten und so auch das Global Carbon Project darauf hin, dass mehr als die Hälfte der weltweiten anthropogenen Klimagasemissionen, zuletzt 57%, von den Landpflanzen und den Ozeanen absorbiert werden. Von den 40,3 Mrd. t CO₂, die

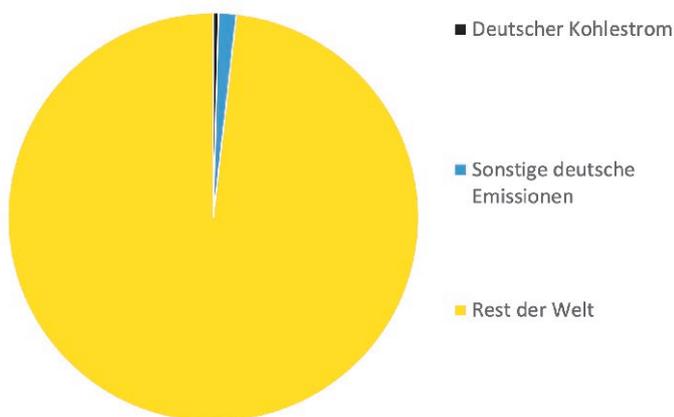


Fig. 7. German CO₂ emissions in global relation.
 Bild 7. Deutsche CO₂-Emissionen in globaler Relation.
 Source/Quelle: Global Carbon Project 2023

2023 according to the Global Carbon Project, 23.8 bn t were absorbed by natural sinks and 16.9 bn t were released into the atmosphere (Figure 8). Climate neutrality therefore does not require zero emissions, but a global reduction of 40 to 50 %, i. e. on average roughly halving the current level of emissions.

However, this is a reduction that has already been achieved to a considerable extent in Germany, which has long been a pioneer. The extreme ambition level of 100% set by German climate policy is therefore objectively unjustified, even if all the reductions already achieved at national level were to be disregarded.

In practical terms, the coal phase-out in Germany therefore contributes almost nothing to global climate protection. It is a completely different question what global contribution Germany could make if it were to demonstrate how coal could be used in the energy mix in a climate-friendly way. This leads to the question of CCUS technology.

CCUS technology

The Ethics Commission “Secure Energy Supply” set up by the German government in 2011 after the Fukushima disaster already spoke out in favour of the use of CCS or CCU and a “high-tech programme for clean coal” based on it and the valorisation of CO₂ in economic cycles to accompany the nuclear phase-out in Germany (13). However, this explicit recommendation of the Ethics Commission has so far been largely ignored in the German energy transition debate; CO₂ storage was even practically banned in Germany soon afterwards due to a lack of acceptance, although there were already promising, technically successful approaches, such as the Schwarze Pumpe pilot plant at the Ketzin pilot site (14) (Figure 9).



Fig. 9. CO₂ injection well of the research storage facility in Ketzin 2010.
Bild 9. CO₂-Injektionsbohrung des Forschungs-speichers in Ketzin 2010.
Photo/Foto: BGR 2023

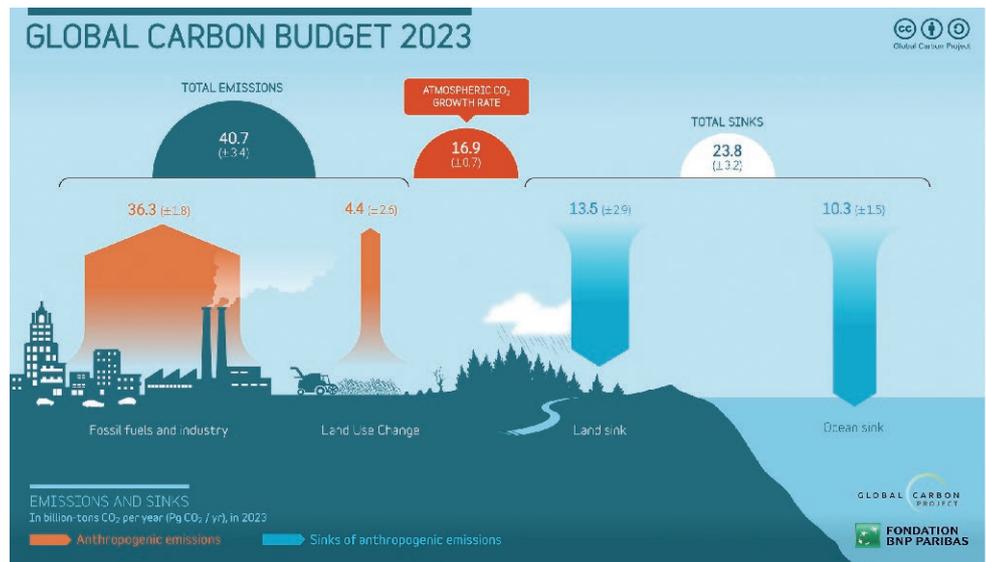


Fig. 8. // Bild 8. Global Carbon Budget 2023.

Source/Quelle: Global Carbon Project 2023 auf Basis IPCC AR6 2023, Chapter 5

2023 nach den Angaben des Global Carbon Project anthropogen durch die Nutzung fossiler Energien und Landnutzungsänderungen verursacht wurden, werden 23,8 Mrd. t von den natürlichen Senken aufgenommen, 16,9 Mrd. t gingen in die Atmosphäre (Bild 8). Klimaneutralität verlangt darum nicht Nullemissionen, sondern eine weltweite Reduktion von 40 bis 50 %, also im Durchschnitt in etwa eine Halbierung des heutigen Emissionsniveaus.

Das aber ist eine Reduktionsleistung, die in Deutschland schon zu einem erheblichen Teil erbracht worden ist, Vorreiter ist es längst. Sachlich nicht gerechtfertigt ist daher das von der deutschen Klimapolitik ausgegebene extreme Ambitionsniveau von 100 %, selbst wenn alle bisher erbrachten Minderungen auf nationaler Ebene ausgeblendet würden.

Praktisch trägt der Kohleausstieg in Deutschland zum globalen Klimaschutz demnach fast nichts bei. Eine ganz andere Frage ist es, welchen globalen Beitrag Deutschland erreichen könnte, wenn es demonstrieren würde, wie man Kohle im Energiemix klimafreundlich einsetzen könnte. Das führt zur Frage der CCUS-Technologie.

CCUS-Technologie

Bereits die 2011 nach der Fukushima-Katastrophe von der Bundesregierung eingesetzte Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung“ sprach sich begleitend zum Atomausstieg in Deutschland für die Nutzung von CCS bzw. CCU sowie ein darauf gestütztes „High-tech-Programm für saubere Kohle“ und die Inwertsetzung von CO₂ in wirtschaftlichen Kreisläufen aus (13). Diese ausdrückliche Empfehlung der Ethik-Kommission ist in der deutschen Energiewendebatte jedoch bisher weitgehend ignoriert worden, die CO₂-Speicherung wurde in Deutschland sogar bald darauf wegen fehlender Akzeptanz praktisch verboten, obwohl es vielversprechende, technisch erfolgreiche Ansätze dazu bereits gab, wie bei der Versuchsanlage Schwarze Pumpe am Pilotstandort Ketzin (14) (Bild 9).

Die CC(U)S-Technologie besteht, wie oben angesprochen, aus Verfahren zur Abscheidung von CO₂ aus industriellen oder energiewirtschaftlichen Punktquellen wie den Abgasströmen von Kraft-

As mentioned above, CC(U)S technology consists of processes for capturing CO₂ from industrial or energy point sources such as the exhaust gas streams from power plants, industrial factories or waste incineration plants and storing it underground in deep rock layers so that it cannot be released into the atmosphere. If the CO₂ is fully or partially utilised as a raw material and bound in products, for example in the chemical industry for synthetic plastics or fuels, this is referred to not only as CCS, but also as CCU or CCUS.

In the meantime, the CCS issue has returned to the national and international debate, as expressis verbis at the COP28 in Dubai, especially as not only a number of large countries, the USA and China, but also the Intergovernmental Panel on Climate Change, the IEA and the EU Commission see CCUS technology as an important climate policy option. According to the International Energy Agency (IEA), the momentum in favour of CCUS technology has grown enormously in recent times. The IEA explains that state-of-the-art CCUS technologies are generally suitable for “capturing” CO₂ emissions from large point sources such as industrial plants and power stations. If the captured CO₂ cannot be used in the plant itself, i.e. on-site, it must be transported in compressed form by pipeline, train, lorry or ship for other direct or indirect uses or, if and as long as there is no use for it, it must be stored permanently in deep geological formations such as disused oil or gas fields or saline aquifers. Incidentally, CO₂ injections have always been used to improve the exploitation of oil fields (enhanced oil recovery), meaning that tried and tested processes can be utilised here. The IEA therefore recommends that the energy policies of its member states, including Germany, not only promote research, development and innovation for the future use of CCUS, but also that the application be scaled up now, that a better understanding of the possibilities of its use be supported, that market opportunities be identified and facilitated as early as possible, especially in suitable energy and industrial clusters, and that CCUS criteria be included in public procurement regulations. There are currently around 500 projects worldwide along the entire CCUS value chain (Figure 10). But the potential is considerably greater.

Even the German government now sees potential applications for CCS, but unlike other energy policy actors in the world, it does not initially recognise it as an argument for the long-term continued use of fossil fuels, but only for dealing with “residual emissions” from industries, such as cement production, where CO₂ emissions remain unavoidable. With this in mind, it is currently working on an active “carbon management” strategy and fundamentally and explicitly shares the view that CCS and CCU can form “building blocks for a climate-neutral and competitive industry”.

werken, Industriefabriken oder Müllverbrennungsanlagen sowie dessen unterirdischer Speicherung in tiefen Gesteinsschichten, sodass es nicht in die Atmosphäre gelangen kann. Sofern das CO₂ ganz oder teilweise als Rohstoff genutzt und in Produkten gebunden wird, etwa in der chemischen Industrie für synthetische Kunst- oder Kraftstoffe, spricht man nicht nur von CCS, sondern von CCU bzw. CCUS.

Inzwischen ist die CCS-Frage national wie international wieder in die Diskussion gekommen, so expressis verbis bei der COP28 in Dubai, zumal nicht nur eine Reihe von großen Ländern, die USA wie China, sondern auch der Weltklimarat, die IEA oder auch die EU-Kommission in der CCUS-Technologie eine wichtige klimapolitische Option sehen. Laut der Internationalen Energie-Agentur (IEA) ist das Momentum für die CCUS-Technologie in jüngerer Zeit enorm gewachsen. Die IEA erläutert, dass modernste CCUS-Techniken generell geeignet sind für das „Einfangen“ der CO₂-Emissionen großer Punktquellen wie Industrieanlagen und ebenso Kraftwerken. Wenn das abgetrennte CO₂ nicht in der Anlage selbst, also on-site genutzt werden kann, muss es in verpresstem Zustand per Pipeline, Zug, LKW oder Schiff zu anderweitigen Nutzungen direkt oder indirekt transportiert werden oder aber, wenn und solange es keine Verwendung gibt, in tief liegenden geologischen Formationen wie ausgedienten Öl- oder Gasfeldern oder salinen Aquiferen dauerhaft gespeichert werden. CO₂-Injektionen werden übrigens schon seit je zur besseren Ausbeutung von Ölfeldern genutzt (Enhanced Oil Recovery), sodass hier an bewährte Verfahren angeknüpft werden kann. Die IEA empfiehlt deshalb der Energiepolitik ihrer Mitgliedstaaten, zu denen auch Deutschland gehört, nicht nur Forschung, Entwicklung und Innovationsförderung für den künftigen Einsatz von CCUS, sondern bereits jetzt eine Skalierung der Anwendung, die Unterstützung eines besseren Verständnisses für die Möglichkeiten ihres Einsatzes, die Identifizierung und Ermöglichung möglichst früher Marktchancen, speziell in geeigneten energiewirtschaftlichen und industriellen Clustern oder auch die Einbeziehung von CCUS-Kriterien in öffentliche Beschaffungsregelungen. Derzeit gebe es weltweit schon rd. 500 Projekte entlang der gesamte CCUS-Wertschöpfungskette (Bild 10). Doch das Potential sei beträchtlich größer.

Selbst die Bundesregierung sieht inzwischen durchaus Einsatzmöglichkeiten für CCS, erkennt sie aber anders als andere energiepolitische Akteure in der Welt vorerst nicht als Argument an für die langfristige weitere Nutzung fossiler Energien, sondern nur für die Bewältigung der „Restemissionen“ von Industrien, wie z. B. der Zementherstellung, bei denen ein CO₂-Ausstoß unvermeidbar bleibt. Sie arbeitet gegenwärtig in diesem Sinn an einer aktiven „Carbon Management“-Strategie und teilt grundsätzlich und ausdrücklich

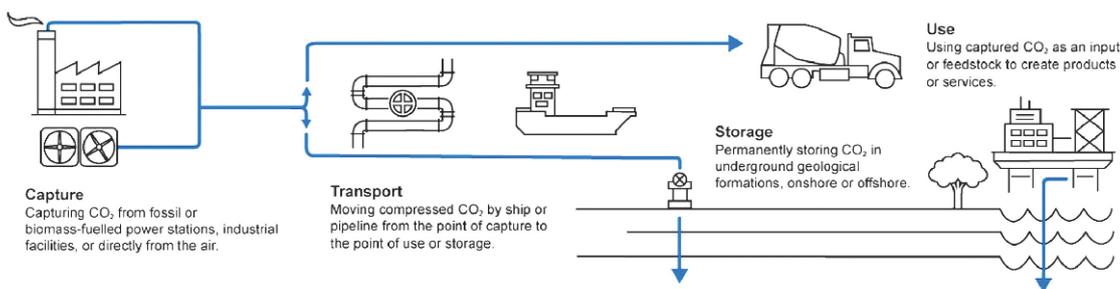


Fig. 10. // Bild 10. The CCUS value chain. Source/Quelle: IEA 2023

die Einschätzung, dass CCS und CCU „Bausteine für eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie“ bilden können. Der Kraftwerkssektor wird dabei indes ausgeschlossen, ohne dass es dazu eine sachlich fundierte Begründung gibt. (16)

However, the power plant sector is excluded without there being any factual justification for this. (16)

A key reason for the change in the acceptance assessment of CCUS technology in Germany is probably that the planned CO₂ storage is no longer focussed on onshore storage, where local conflicts would continue to be feared, but on submarine CO₂ storage in the North Sea. With the exception of Germany, all countries bordering the North Sea are already pursuing various specific CCS projects involving CO₂ storage in the deep North Sea floor. Norway has been a pioneer in this field since the 1990s and is now expanding its infrastructure for this purpose, for example in the Northern Light project, offering itself as a CO₂ storage centre for the entire EU. However, the UK, France, Belgium, the Netherlands and Denmark are also on the road to CCS expansion. The UK alone has announced that it will initiate investments of around 20 bn £ in CCS projects over the next 20 years. Denmark and Belgium jointly launched the first cross-border European pilot project "Greensand" in March 2023. Belgium is also planning its own complete pipeline network to "export" collected CO₂ below the sea surface in order to become a Northern European hub for CCS. Germany is also expected to participate in this in the future. Another question is whether this will also relate to power plants in terms of infrastructure, as is the case in the UK, for example. (17) Technically, there is nothing to be said against it, nor economically in comparison with other climate protection options, as will be shown later. For the time being, however, an ideological blockade remains.

Major challenges for electricity market functioning

The German energy turnaround is focussing on a complete shift away from the previous energy mix in power generation, which for a long time was predominantly based on nuclear power, coal and natural gas, towards relying more and more on renewable energies, especially wind power and PV. In the coming years, the expansion of renewables is to be systematically driven forward at an accelerated pace. How realistic these expansion plans are in view of foreseeable economic bottlenecks in terms of capital, materials and personnel will not be discussed here. It is only worth pointing out the huge increase in raw material and land requirements for the power supply. Instead of the area of a football pitch, e.g., required by a coal-fired power station, almost 1,800 football pitches would be needed for the same amount of electricity generated by wind power. (18)

Due to the volatility of renewables, however, controllable power plant capacities are required even if they are further expanded. As these "climate-damaging" existing coal and gas-fired power plants are no longer to be used, the only alternative currently being sought in terms of supply policy is the construction of new H₂-ready gas-fired power plants. So far, there is only one small 123 MW pilot project in Leipzig, but there are no concrete construction plans or even initiated construction measures by the energy industry. The plan for a new power plant strategy announced by the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BWMK) at the beginning of 2023, but until the end of the year not yet presented, specifically envisages the addition of 8.8 GW of pure hydrogen power plants and a further 15 GW of new, so-called hydrogen-capable gas-fired power plants, 10 MW of which are to be completed by 2026. In addition to the economic conditions, it remains unclear how the necessary hydrogen infrastructure will be

Ein wesentlicher Grund für die geänderte Akzeptanzschatzung der CCUS-Technologie hierzulande dürfte sein, dass im Vordergrund der geplanten CO₂-Speicherung nicht mehr die Speicherung an Land steht, bei der weiterhin lokale Konflikte zu befürchten wären, sondern die submarine CO₂-Speicherung in der Nordsee. Bis auf Deutschland verfolgen bereits alle Nordsee-Anrainerländer verschiedene konkrete CCS-Projekte mit CO₂-Speicherung im tiefen Nordseeboden. Vorreiter dafür ist schon seit den 1990er Jahren Norwegen, das nun seine Infrastruktur dafür weiter ausbaut, so im Northern-Light-Projekt, und sich als CO₂-Speicherer für die ganze EU anbietet. Aber auch Großbritannien, Frankreich, Belgien, die Niederlande und Dänemark sind auf dem Weg des CCS-Ausbaus. Großbritannien allein hat angekündigt, in den nächsten 20 Jahren Investitionen von rd. 20 Mrd. £ in CCS-Projekte anzustoßen. Dänemark und Belgien haben im März 2023 gemeinsam das erste grenzüberschreitende europäische Pilotprojekt „Greensand“ gestartet. Belgien plant darüber hinaus ein komplettes eigenes Pipelinennetz zum „Export“ von eingesammeltem CO₂ unter die Meeresoberfläche, um zu einer nordeuropäischen Drehscheibe bei CCS zu werden. Dass sich auch Deutschland künftig daran beteiligt, wird erwartet. Eine andere Frage ist, ob sich das wie etwa in Großbritannien infrastrukturell ebenfalls auf Kraftwerke beziehen wird. (17) Technisch spricht nichts dagegen, ökonomisch im Vergleich mit anderen Klimaschutzoptionen auch nicht, wie noch zu zeigen sein wird. Vorerst verbleibt jedoch eine ideologische Blockade.

Funktionsfähigkeit des Strommarkts vor großen Herausforderungen

Die deutsche Energiewende setzt darauf, die deutsche Stromerzeugung in völliger Abkehr vom früheren, lange Zeit überwiegend auf Kernkraft, Kohle und auch Erdgas gestützten Energiemix immer mehr und dann ganz allein auf erneuerbare Energien, vor allem Windkraft und PV, zu stützen. In den kommenden Jahren soll der Ausbau der Erneuerbaren systematisch und in beschleunigtem Tempo weiter vorangetrieben werden. Wie realistisch diese Ausbaupläne sind angesichts absehbarer volkswirtschaftlicher Engpässe bei Kapital, Material und Personal, soll hier nicht erörtert werden. Hingewiesen sei nur auf den dadurch gewaltig steigenden Rohstoff- und Flächenbedarf für die Stromversorgung. So müssten z. B. statt der Fläche eines Fußballfelds, die ungefähr von einem Kohlekraftwerk benötigt wird, für die mengenmäßige gleiche, allerdings un stetige Stromerzeugung durch Windkraft beinahe 1.800 Fußballfelder beansprucht werden. (18)

Wegen der Volatilität der Erneuerbaren sind indessen auch bei deren weiterem Ausbau steuerbare Kraftwerkskapazitäten erforderlich. Weil dies „klimaschädliche“ bestehende Kohle- und Gaskraftwerke nicht mehr sein sollen, werden derzeit als versorgungspolitische Alternative allein neu zu bauende H₂-ready-Gaskraftwerke angestrebt. Bisher gibt es dafür nur ein einziges kleines 123 MW-Pilotprojekt in Leipzig, aber weder konkrete Baupläne oder gar eingeleitete Baumaßnahmen der Energiewirtschaft. Der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BWMK) schon Anfang 2023 angekündigte, aber bis Jahresende noch nicht vorgestellte Plan für eine neue Kraftwerksstrategie sieht konkret den Zubau von 8,8 GW an reinen Wasserstoffkraftwerken sowie weiteren 15 GW an neuen, sogenannten

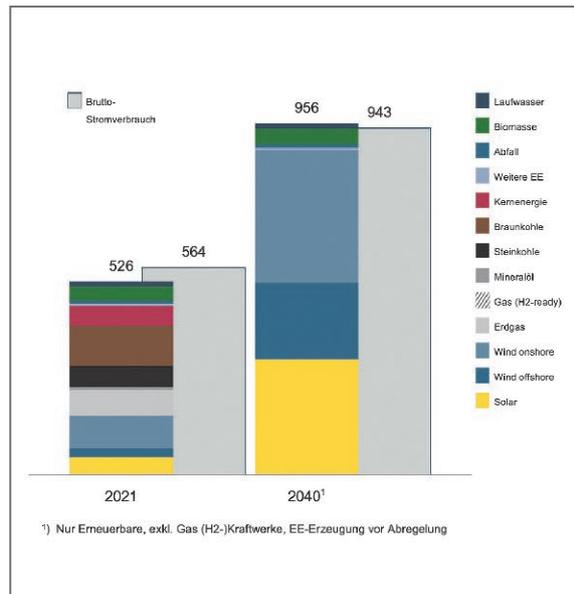
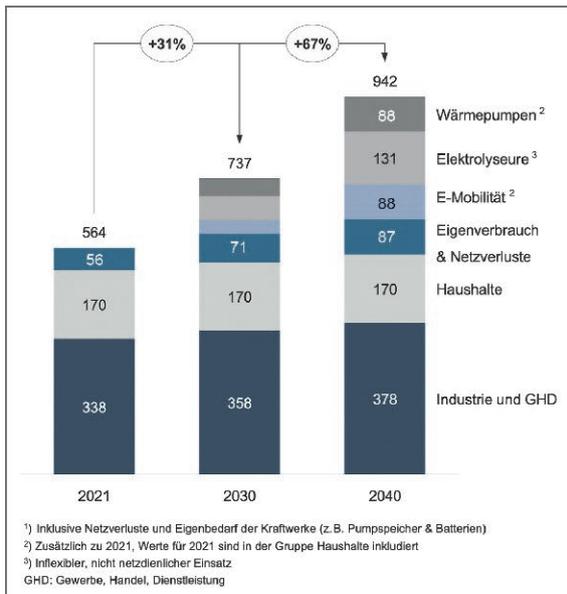


Fig. 11. Expected development of electricity generation and demand up to 2040.
 Bild 11. Erwartete Entwicklung von Stromerzeugung und -bedarf bis 2040. Source/Quelle: e.venture 2023

provided by them. Apart from the increasingly critical time and cost factors of this plan, there are considerable doubts as to whether its basic assumptions are correct, as shown by the much-noticed e.venture study “Future of the German electricity market” published in autumn 2023 (19).

This study thoroughly investigated the effects of a decarbonised electricity system that completely dispenses with existing coal and gas-fired power plants – and nuclear power plants that have been decommissioned or new ones built anyway – on investments, market design and security of supply. It assumes that the electricity demand in Germany is likely to increase considerably as a result of the planned transformation towards full electrification of the industrial, heating and transport sectors, namely by 31% by 2030 and 67% by 2040 to 943 TWh/a compared to 2021 (Figure 11). However, a controllable safeguarding of the planned renewable electricity generation would require not just 25 GW, but

wasserstofffähigen Gaskraftwerken vor, von denen 10 MW schon bis 2026 fertiggestellt werden sollen. Offen geblieben ist neben den wirtschaftlichen Bedingungen u. a. auch, wie bis dahin die nötige Wasserstoffinfrastruktur bereitgestellt wird. Abgesehen von den zunehmend kritisch werdenden Zeit- und Kostenfaktoren dieses Plans gibt es erhebliche Zweifel, ob dessen Grundannahmen stimmen, wie die viel beachtete, im Herbst 2023 veröffentlichte e.venture-Studie „Zukunft des deutschen Strommarkts“ gezeigt hat (19).

Diese Studie hat die Auswirkungen eines dekarbonisierten, auf bestehende Kohle- und Gaskraftwerke – und sowieso stillgelegte oder neue Kernkraftwerke – ganz verzichtenden Stromsystems auf Investitionen, Marktdesign und Versorgungssicherheit gründlich untersucht. Sie geht davon aus, dass der Strombedarf in Deutschland durch die angestrebte Transformation hin zu einer Vollelektrifizierung auch von Industrie-, Wärme- und Verkehrssektor beträchtlich steigen dürfte, und zwar gegenüber 2021 um 31% bis 2030 und 67% bis 2040 auf dann 943 TWh/a (Bild 11). Eine regelbare Absicherung der dann planmäßigen regenerativen Stromerzeugung würde aber nicht bloß knapp 25 GW, sondern 75 GW, also gut das Dreifache, an neu zu bauenden oder umzurüstenden H₂-ready-Gaskraftwerken erfordern, sofern nicht wiederkehrende Abschaltungen oder unsichere Abhängigkeit von Stromimporten in großem Stil in Kauf genommen werden sollen (Bild 12). Andere Studien kämen zwar zu geringeren investiven Erfordernissen, überschätzten jedoch die Flexibilität von Nachfrage und Angebot um Größenordnungen.

Die e.venture-Studie hat zudem deutlich gemacht, dass bei einem allein auf erneuerbare Energien sowie H₂-ready-Gaskraftwerke bzw. Wasserstoffkraftwerke gestützten System die Grenzkosten der Stromerzeugung und damit die Strompreise dauerhaft deutlich ansteigen (höhere Systemkosten kommen noch hinzu), selbst wenn die Gasversorgungssicherheit nicht beeinträchtigt würde und temporäre Preissteigerungen am Gasmarkt 2022/23 ausblieben (Bilder 13, 14).

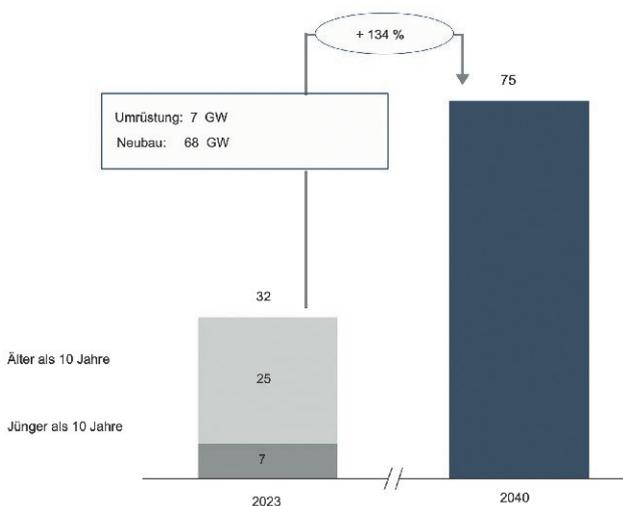


Fig. 12. Conversion and new construction requirements for H₂-ready gas-fired power plants. // Bild 12. Umrüstungs- und Neubaubedarf für H₂-ready-Gaskraftwerke. Source/Quelle: e.venture 2023

75 GW, i. e. a good three times as much, of new H₂-ready gas-fired power plants to be built or converted, unless recurring shutdowns or uncertain dependence on large-scale electricity imports are to be accepted (Figure 12). Other studies would arrive at lower investment requirements, but overestimate the flexibility of demand and supply by orders of magnitude.

The e.venture study has also made it clear that in a system based solely on renewable energies and H₂-ready gas-fired power plants or hydrogen power plants, the marginal costs of electricity generation and thus electricity prices will increase significantly in the long term (higher system costs will be added), even if the security of gas supply is not impaired and there are no temporary price increases on the gas market in 2022/23 (Figures 13, 14).

The latter is a bold assumption in view of the long-term dependence of German and EU gas supplies on LNG imports from overseas and the geopolitical risks on the international gas markets (20). It is even clearer that gas-fired power plants supplied by LNG imports do not represent an advantage over coal-fired power in terms of the CO₂ equivalents of the entire supply chain from a

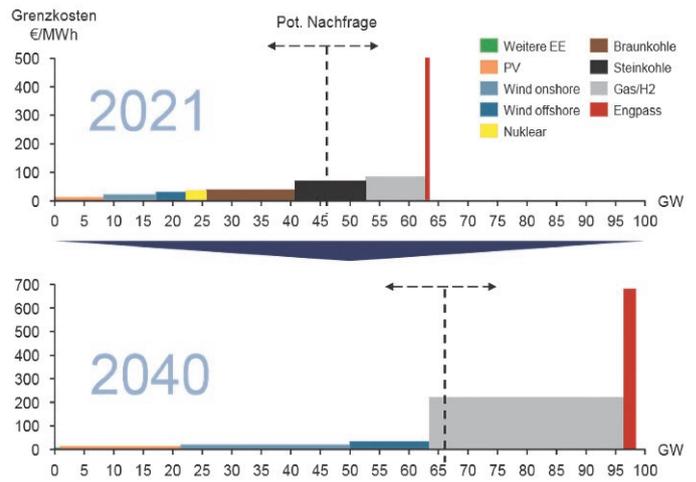
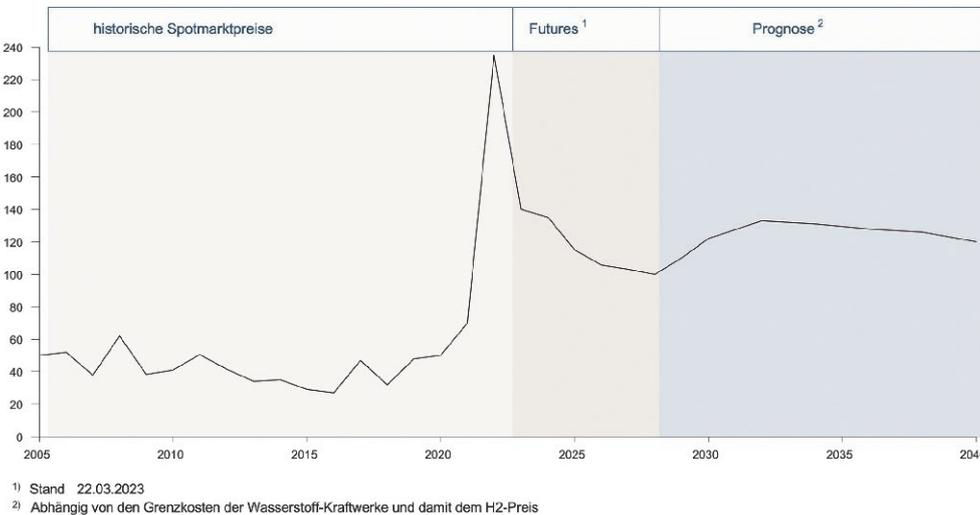


Fig. 13. Foreseeable marginal costs of electricity generation (excluding coal).
Bild 13. Absehbare Grenzkosten der Stromerzeugung (ohne Kohle).
Source/Quelle: e.venture 2023



¹ Stand 22.03.2023
² Abhängig von den Grenzkosten der Wasserstoff-Kraftwerke und damit dem H₂-Preis

Fig. 14. Electricity price level in Germany today and in the future (excluding coal).
Bild 14. Strompreisniveau in Deutschland heute und künftig (ohne Kohle).
Sources/Quellen: EEX, EPEX Spot, SMARD.de, e.venture Analyse

climate perspective, but rather a disadvantage, as the Howarth study for LNG exports from the USA has shown (21). This comparison does not even take into account virtually CO₂-free coal-fired power generation with CC(U)S (Figure 15).

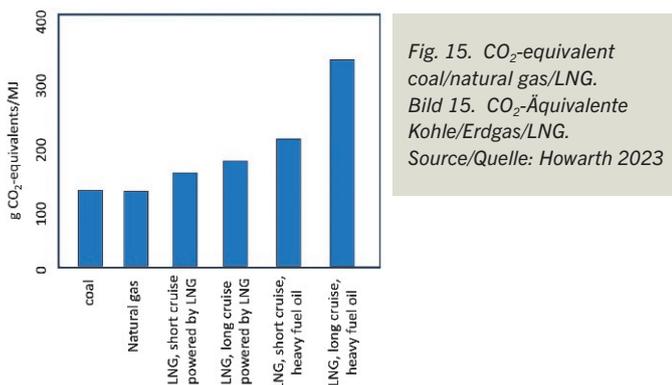


Fig. 15. CO₂-equivalent coal/natural gas/LNG.
Bild 15. CO₂-Äquivalente Kohle/Erdgas/LNG.
Source/Quelle: Howarth 2023

Letzteres ist angesichts der aus heutiger Sicht dauerhaft anzunehmenden Abhängigkeit der deutschen wie der EU-Gasversorgung von LNG-Importen aus Übersee sowie der geopolitischen Risiken auf den internationalen Gasmärkten eine gewagte Annahme (20). Noch klarer ist, dass Gaskraftwerke, die durch LNG-Importe versorgt werden, mit Blick auf die CO₂-Äquivalente der gesamten Lieferkette unter Klimaaspekten keineswegs einen Vorteil gegenüber Kohlestrom, sondern einen Nachteil darstellen, wie die Howarth-Studie für LNG-Exporte der USA belegt hat (21). Dabei ist nahezu CO₂-freie Kohleverstromung mit CC(U)S in diesem Vergleich noch gar nicht berücksichtigt (Bild 15).

Ein Rechenexempel zu klimafreundlichen Stromerzeugungskosten

Eine klimafreundliche Stromerzeugung aus Kohle mit CC(U)S als Teil des Energiemix böte nicht nur unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit beträchtliche Vorteile gegenüber einer Kraftwerksstrategie, die nur auf Gas in Verbindung mit Wasserstoff setzt, sondern nach Stand der Dinge auch unter ökonomischen Gesichtspunkten. Dazu wird nachfolgend ein einfaches Rechenexempel präsentiert, dass zwar recht grob ist, weil es auf wirtschaftliche Szenarien und Bandbreitenabschätzungen verzichtet, aber auf robuste, realitätsbezogene Annahmen sowie klare Aussagen zu den Stromkosten je Kilowattstunde abstellt.

Verglichen werden die Stromkosten aus dem Einsatz von Braun- und Steinkohle sowie Erdgas in GuD-Anlagen oder mit einfacher Turbine verknüpft CCS- bzw. CO₂-Zertifikatekosten mit denen von Wasserstoffkraftwerken. Nicht einbezogen sind stillgelegte Kernkraftwerke, die mit rd. 2,5 Ct/kWh die bei weitem

A simple calculation of climate-friendly electricity generation costs

Climate-friendly power generation from coal with CC(U)S as part of the energy mix would not only offer considerable advantages in terms of security of supply compared to a power plant strategy that only relies on gas in combination with hydrogen, but also from an economic point of view as things stand. A simple calculation example is presented below, which is quite rough because it does not include economic scenarios and bandwidth estimates, but is based on robust, realistic assumptions and clear statements on the electricity costs per kilowatt hour.

The electricity costs from the use of lignite, hard coal and natural gas in CCGT plants or with a single turbine are compared with those of hydrogen power plants. Not included are decommissioned nuclear power plants, which at around 2.5 Ct/kWh could have provided by far the most cost-effective climate-friendly electricity generation, but have been history in Germany since April 2023. There is currently no reliable cost estimate for new nuclear power plants or the new generation of nuclear power technology under the current framework conditions. This may of course change in the future as a result of further developments.

The benchmark is also the current electricity generation costs of wind power and PV according to their minimum and final tariffs of 7.35 and 7 ct/kWh respectively, for which production can be assumed to just cover costs on average. Individual locations may have lower production costs due to favourable weather and/or geographical conditions. However, an economically appropriate comparison of generation costs also requires the inclusion of the higher system costs compared to existing coal and gas-fired power plants, for which the CO₂ or CO₂ avoidance costs must be added. These system costs relate to the necessary backup or storage capacities, balancing energy and curtailment requirements, additional grid expansion and redispatching, which result from their natural volatility and decentralised nature. In the German electricity supply system, however, they are reflected in the grid costs and charges, not in the direct production costs and the electricity market price. With regard to a fully decarbonised generation system, these system costs were already estimated a few years ago to increase by up to 8 Ct/kWh if all existing conventional capacities are decommissioned (22). The full costs for wind and solar power would therefore amount to around 15 Ct/kWh. Continued operation of coal-fired power plants with CCS would probably be more favourable and could considerably reduce electricity costs and prices in the future.

The following electricity cost calculations refer to a presentation by Vahrenholt based on industry data from autumn 2023 (23) and the e.venture study, in which the additional costs for CO₂ and CCS have been independently extrapolated. No precision is asserted or claimed, but merely a realistic estimate of orders of magnitude for comparison purposes. According to Vahrenholt, the full CCS costs for transporting and permanently storing CO₂ in basalt rock, as is currently being demonstrated in the Carbfix project in Iceland, can be estimated at between 60 and 80 €/t CO₂. This is below the CO₂ prices in the European CO₂ emissions trading system (ETS), which were just over 80 €/t CO₂ at the end of 2023 and are likely to trend upwards in future due to the planned further rationing. The mathematical comparison

kostengünstigste klimafreundliche Stromerzeugung hätten bereitstellen können, jedoch in Deutschland seit April 2023 Geschichte sind. Für neue Kernkraftwerke bzw. die neue Generation der Kernkrafttechnologie gibt es unter den hiesigen Rahmenbedingungen gegenwärtig keine belastbare Kostenschätzung. Das kann sich in Zukunft durch die weitere Entwicklung natürlich ändern.

Benchmark sind zugleich die aktuellen Stromgestehungskosten von Windkraft und PV gemäß ihrer Mindest- bzw. Endvergütung von 7,35 bzw. 7 Ct/kWh, bei denen eine im Durchschnitt noch eben kostendeckende Produktion unterstellt werden kann. Einzelne Standorte mögen aufgrund günstiger Witterungs- und/oder geografischer Bedingungen geringere Gestehungskosten aufweisen. Ein ökonomisch sachgemäßer Erzeugungskostenvergleich erfordert allerdings zusätzlich die Anrechnung der höheren Systemkosten im Vergleich zu den bestehenden Kohle- und Gaskraftwerken, bei denen wiederum die CO₂- bzw. CO₂-Vermeidungskosten aufzuschlagen sind. Diese Systemkosten beziehen sich auf die nötigen Backup- oder Speicherkapazitäten, Regelenergie und Abregelungsbedarfe, den zusätzlichen Netzausbau und das Redispatching, die sich aus ihrer naturbedingten Volatilität und Dezentralität ergeben. Sie werden im deutschen Stromversorgungssystem jedoch in den Netzkosten und -entgelten abgebildet, nicht in den unmittelbaren Gestehungskosten und im Strommarktpreis. Diese Systemkosten sind im Hinblick auf ein vollständig dekarbonisiertes Erzeugungssystem bei Stilllegung aller bestehenden konventionellen Kapazitäten schon vor einigen Jahren auf ein Anwachsen bis zu 8 Ct/kWh geschätzt worden (22). Die Vollkosten für Wind- und Solarstrom würden demnach rd. 15 Ct/kWh betragen. Ein Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken mit CCS wäre voraussichtlich günstiger und könnte Stromkosten und -preise künftig beträchtlich senken.

Nachfolgende Stromkostenberechnungen beziehen sich auf eine Präsentation von Vahrenholt nach Branchenangaben aus dem Herbst 2023 (23) sowie die e.venture-Studie, bei denen die Zusatzkosten für CO₂ bzw. CCS eigenständig hochgerechnet worden sind. Dabei wird keine Präzision behauptet oder beansprucht, sondern lediglich eine realitätsnahe Abschätzung von Größenordnungen zu Vergleichszwecken. Nach Vahrenholt können die kompletten CCS-Kosten für Transport und dauerhafte Speicherung des CO₂ in Basaltgestein, wie sie derzeit im Projekt von Carbfix auf Island demonstriert wird, auf 60 bis 80 €/t CO₂ veranschlagt werden. Damit liegen sie unterhalb der CO₂-Preise im europäischen CO₂-Emissionshandelssystem (ETS), die Ende 2023 bei knapp über 80 €/t CO₂ lagen und durch die planmäßige weitere Rationierung künftig tendenziell aufwärts gerichtet sein dürften. Dem rechnerischen Vergleich sollen deshalb CCS-Kosten von jeweils 60 und 80 €/t CO₂ sowie einem unterstellten künftigen CO₂-Preis im ETS von 100 €/t zugrunde gelegt werden (Tabelle 1).

Ob und inwieweit die hier zugrunde gelegten Kostenprämissen unter jeweils konkreten Bedingungen tatsächlich zutreffen, ist zu überprüfen – was erstaunlicherweise in dieser Form bisher offiziell nirgendwo erfolgt ist. Freilich kann der technische und wirtschaftliche Fortschritt die spezifischen Werte in Zukunft verändern und möglicherweise zu niedrigeren Kosten führen. Doch das gilt freilich für alle Optionen. Sollten die Annahmen wie in Tabelle 1 dargestellt einigermaßen zutreffen, bleibt Wasserstoff die teuerste Option und auch H₂-ready-Gaskraftwerke sind auf

should therefore be based on CCS costs of 60 and 80 €/t CO₂ respectively and an assumed future CO₂ price in the ETS of 100 €/t (Table 1).

Whether and to what extent the cost assumptions used here actually apply under specific conditions must be verified – which, surprisingly, has not yet been officially done anywhere in this form. Of course, technical and economic progress may change the specific values in the future and possibly lead to lower costs. But of course this applies to all options. If the assumptions as shown in Table 1 are more or less correct, hydrogen remains the most expensive option and H₂-ready gas-fired power plants are also too expensive in the long term, not least compared to climate-friendly electricity generation based on conventional power plants with CCS. Natural gas would only be cheaper than coal if CO₂ prices were high. But coal with CCS is and remains cheaper than natural gas with CCS, provided the assumed CCS costs are realistic. If this is the case, the key question from an economic perspective is indeed: Why is Germany still pursuing the phase-out of coal-fired power generation?

Conclusion

Since, according to the analysis presented, phasing out coal-fired power generation in Germany makes neither an internationally proportionate contribution to CO₂ reduction nor an economically convincing contribution to a climate-friendly electricity system at national level, it should be urgently reconsidered. The development of CC(U)S technology is a game changer. The legally pending, long overdue review of the coal phase-out provides a purely formal reason for this. The situation demands it even without this. This should have corresponding consequences for the new national power plant strategy, which should also include existing coal-fired power plants or keep them running and equip them with CCS. This in turn should lead to course corrections in energy policy decisions for domestic lignite mining and hard coal imports. This is by no means a fundamental plea against the further expansion of renewable energies, but a vote in favour of an economically more sensible, more balanced energy mix in which coal will continue to play a role in the future. Similar considerations could be made for domestic natural gas, but this was not the subject of this study, nor was the question of a possible re-inclusion of nuclear power. It is clear that with an increasing share of renewables, the role of coal in electricity generation will be further reduced. However, a balancing and reserve function remains necessary and coal fulfils this better and more cost-effectively than a backup based entirely on natural gas or even hydrogen. This also does not stand in the way of the structural policy support measures introduced for the German coal regions, because firstly, a number of power plant closures have already taken place and, as the first evaluation of the Coal Regions Investment Act already available shows, these regions still have a relatively high need for structural policy catch-up and support, apart from the fact that the success and duration of many transition projects envisaged is still largely open. (24)

(Ct/KWh)/energy source / (Ct/KWh)/Energieträger	Electricity costs / Stromkosten	Plus CCS (60)	Plus CCS (80)	Plus CO ₂ (100)
Lignite / Braunkohle	3.0	+5.6 = 8.6	+6.5 = 9.5	+9.3 = 12.3
Hard coal / Steinkohle	4.5	+4.4 = 8.9	+5.2 = 9.7	+7.4 = 11.9
Natural Gas (CCGT) / Erdgas (GuD)	6.5	+2.8 = 9.3	+3.2 = 9.7	+4.6 = 11.1
Natural gas (turbine) / Erdgas (Turbine)	10.5	+2.8 = 13.3	+3.2 = 13.7	+4.6 = 15.1
Hydrogen / Wasserstoff	22.5	22.5	22.5	22.5

Table 1. Comparison of electricity costs for coal/gas/hydrogen (with CO₂ and CO₂ avoidance costs).
Tabelle 1. Stromkostenvergleich Kohle/Gas/Wasserstoff (mit CO₂- bzw. CO₂-Vermeidungskosten).

Sicht zu teuer, notabene im Vergleich zu klimafreundlicher Stromerzeugung auf Basis konventioneller Kraftwerke mit CCS. Erdgas wäre erst bei hohen CO₂-Preisen günstiger als Kohle. Doch Kohle mit CCS ist und bleibt günstiger als Erdgas mit CCS, sofern die angenommenen CCS-Kosten realistisch sind. Wenn das der Fall ist, stellt sich aus ökonomischer Sicht in der Tat die Schlüsselfrage: Warum verfolgt Deutschland eigentlich noch den Ausstieg aus der Kohleverstromung?

Fazit

Da nach der vorgelegten Analyse ein Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland weder einen international verhältnismäßigen Beitrag zur CO₂-Reduktion noch auf nationaler Ebene einen ökonomisch überzeugenden Beitrag zu einem klimafreundlichen Stromsystem leistet, sollte er dringend überdacht werden. Die Entwicklung der CC(U)S-Technologie ist ein Gamechanger. Die gesetzlich anstehende, längst überfällige Überprüfung des Kohleausstiegs bietet schon rein formal Anlass dafür. Die Sachlage gebietet es auch ohne diese. Das müsste entsprechende Konsequenzen für die neue nationale Kraftwerksstrategie haben, die auch bestehende Kohlekraftwerke einbeziehen bzw. weiterlaufen lassen und mit CCS ausstatten sollte. Das wiederum sollte zu Kurskorrekturen bei den energiepolitischen Weichenstellungen für den heimischen Braunkohlenabbau und die Steinkohlenimporte führen. Das ist keineswegs ein grundsätzliches Plädoyer gegen den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien, aber ein Votum für einen ökonomisch vernünftigeren, ausgewogeneren Energiemix, in dem die Kohle auch künftig eine Rolle spielt. Ähnliche Überlegungen könnten für das heimische Erdgas angestellt werden, was aber nicht Gegenstand dieser Untersuchung war, ebenso wenig wie die Frage nach einer möglichen Wiedereinbeziehung der Kernkraft. Klar ist, dass bei einem zunehmenden Anteil Erneuerbarer die Rolle der Kohle in der Stromerzeugung weiter eingeschränkt wird. Doch eine Ausgleichs- und Reservefunktion bleibt weiterhin nötig und diese erfüllt die Kohle besser und kostengünstiger als ein vollständig aus Erdgas oder gar Wasserstoff konzipiertes Backup. Dies steht auch nicht den eingeleiteten strukturpolitischen Fördermaßnahmen für die deutschen Kohleregionen entgegen, denn erstens sind eine Reihe von Kraftwerksstilllegungen bereits erfolgt und wie die bereits vorliegende erste Evaluation des Investitionsgesetzes Kohleregionen belegt, haben diese unverändert einen relativ hohen strukturpolitischen Nachhol- und Förderbedarf, abgesehen davon, dass der Erfolg und die Zeitdauer vieler in Aussicht genommener Transitionsprojekte noch weitgehend offen ist. (24)

References / Quellenverzeichnis

- (1) Die Welt vom 29.12.2023: Verbot der Stilllegung. Abrufbar unter <https://www.welt.de/wirtschaft/plus249179614/Verbot-der-Stilllegung-Bundesnetzagentur-ueberrascht-mit-Veto-gegen-Kohleausstieg.html>
- (2) <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie/gaskraftwerke-kohlekraftwerke-energie-100.html>. Andere Schätzungen reichen bis zu 60 Mrd. €.
- (3) Gesetz zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG) vom 8.8.2020, zuletzt geändert am 19.12.2022. Abrufbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/BJNR181810020.html>
- (4) Siehe COP28 Final Declaration, insb. Ziffer 28. Abrufbar unter <https://unfccc.int/topics/global-stocktake>
- (5) Hennig, F. (2023): Erst fallen die Blätter, dann die Illusionen. In: Tichys Einblick Heft 12/2023, S. 62f.
- (6) FAZ vom 22.11.2023: Ohne Kohle geht es nicht.
- (7) van de Loo, K. (2019): Der Kohleausstieg: ein energie- und regionalwirtschaftliches Abenteuer. In: Mining Report Glückauf (155) Heft 2, S. 178 – 193.
- (8) van de Loo, K. (2022): Kohleausstieg aussetzen – Bestandsanlagen im Betrieb halten und verfügbare Kapazitäten reaktivieren, der Transition mehr Zeit geben. In: Mining Report Glückauf (158) Heft 6, S. 547 – 570; siehe auch Ders: Suspend coal phase-out – Keep existing plants in operation and reactivate available capacities, give transition more time. In: *vgbe energy journal* No. 3 (2023), pp.73 – 84.
- (9) van de Loo, K. (2023): Grundlagen einer nachhaltigen Ökonomie der Transition von Bergbauregionen (dargestellt am Beispiel des Kohleausstiegs in Deutschland). Berichte zum Nachbergbau Heft 4, Selbstverlag der Technischen Hochschule Georg Agricola Bochum.
- (10) Vgl. die Angaben der AG Energiebilanzen zum PEV 2023. Abrufbar unter <https://ag-energiebilanzen.de>
- (11) Siehe die Angaben des Global Carbon Project zu 2023 auf <https://globalcarbonbudget.org/>
- (12) IEA Coal Report 2023. Abrufbar unter <https://www.iea.org/reports/coal-2023>
- (13) Abschlussbericht der Ethik-Kommission: Sichere Energieversorgung: Deutschlands Energiewende – ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft. S. 98, 107ff. Abrufbar unter <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/2065474/394384/518484484f75214eb933bcd8fdb1434/2011-07-28-abschlussbericht-ethikkommission-data.pdf?download=1>
- (14) Siehe zur Akzeptanzproblematik (nicht nur) von CCS Haske, J.; van de Loo, K. (2024): Akzeptanz von Infrastrukturmaßnahmen. In: *EEK* 140. Jg. Ausgabe 1, S. 23 – 36.
- (15) Wirtschaftswoche vom 2.12.2023: Einmal schnell die Welt retten – und die Koalition. Abrufbar unter <https://www.wiwo.de/politik/deutschland/klimakonferenz-cop28-streit-um-ccs-technik/29537394-2.html>. Ferner die IEA-Website Carbon Capture, Utilization and Storage. Abrufbar unter <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage>
- (16) Siehe www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/weitere-entwicklung-ccs-technologien.html. Außerdem die Ausführungen zu CCS/CCU in der neuen Industriestrategie des BMWK („Industriepolitik in der Zeitenwende“), S. 53f. Abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/industriepolitik-in-der-zeitenwende.pdf?__blob=publicationFile&v=16
- (17) Siehe Haske/van de Loo, a.a.O., S. 34.: neuere geologische Forschungsergebnisse sehen sogar enorme CO₂-Speicherpotenziale, ein „super basin“, in Nord- und Ostsee. Siehe dazu Underhill, J. R. et al. (2023): Use of exploration methods to repurpose and extend the life of a super basin as a carbon storage hub for the energy transition | *AAPG Bulletin* | *GeoScienceWorld*. Abrufbar unter <https://pure.hw.ac.uk/ws/portalfiles/portal/100898466/bltn22097.pdf>
- (18) van de Loo, K.; Haske, J. (2023): Windkraft für die Transition von Kohlestandorten – Perspektiven und Probleme. In: *Mining Report Glückauf* (159) Heft 5, S. 437 – 464, hier insb. S. 450.
- (19) e.venture-Studie: Zukunft des deutschen Strommarkts. Abrufbar unter https://e-vc.org/wp-content/uploads/e.venture_Strommarkt-2040_Versand.pdf
- (20) Umbach, F. (2023): Die LNG-Versorgungssicherheit der EU: Ausreichende Kapazitäten oder Stranded Assets? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 5, S. 24 – 29.
- (21) Robert W. Howarth, R. W. (2023): The Greenhouse Gas Footprint of Liquefied Natural Gas (LNG) Exported from the United States. Cornell University. Abrufbar unter https://www.research.howarthlab.org/publications/Howarth_LNG_assessment_preprint_archived_2023-1103.pdf
- (22) Diese Zahlen stammen aus der gründlichen Bestandsaufnahme vorliegender Berechnungen zu den Vollkosten der Stromerzeugung einschließlich der Systemkosten in Abhandlung von F. Blümm: Vollkosten pro kWh: Welche ist die günstigste Energiequelle 2024? Abrufbar unter <https://www.tech-for-future.de/kosten-kwh/>. In diesem Zahlenwerk fehlen jedoch die Einberechnung der CCS-Option und die Berücksichtigung spezifischer deutscher Gegebenheiten.
- (23) Die Präsentation von F. Vahrenholt fand statt auf der Tagung von Energievernunft Mitteldeutschland am 15.11.2023 in Berlin „Höchste Zeit für einen energiepolitischen Kurswechsel“. Abrufbar unter https://www.energievernunft-mitteldeutschland.de/cm4all/uproc.php/0/Pr%C3%A4sentation%20PK%2015.11.2023.pdf?cdp=a&_18bdcc2f0e9&cm_odfile
- (24) Siehe „Erster Bericht über die Evaluierung des Investitionsgesetzes Kohleregionen“. BT-Drs. 20/8117. Abrufbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/081/2008117.pdf>

Author / Autor

Prof. Dr. rer. oec. Kai van de Loo, Forschungszentrum Nachbergbau (FZN), Technische Hochschule Georg Agricola (THGA), Bochum