

Climate-friendly use of coal in power plants and in energy-intensive industrial facilities with carbon capture including the CO₂ disposal in the methanol path

Every CO₂ reduction strategy should commence with the increase in efficiency of existing power plants followed by investments in state-of-the-art technologies and most advanced plants. EURACOAL's three step strategy therefore starts in a logical sequence with the replacement and modernisation of existing power plants. In a second step application of state-of-the-art technologies would increase the average efficiency to 45%. In a third step the most advanced plants can reach efficiencies of about 50%. Increasing average efficiencies step by step could reduce CO₂ emissions per kWh by 21%, 33%, or even 40%.

CCS is less a technical challenge than a political hurdle, as there is a growing resistance against CCS and in addition a CCS infrastructure is not available. Therefore making CCS a prerequisite for further coal use is equivalent to a stop of coal usage.

A climate-friendly use of coal in power plants and in energy-intensive industrial facilities with CCU in the methanol path is feasible.

But still a lot has to be done to make CCU a policy option in Germany and the European Union. Starting point of a CCU strategy could be the third STOA policy option, i. e. a focus on niche markets. Electricity from wind farms without or with limited access to the electricity grid, solar electricity generated in isolated but sun-rich regions that cannot be fed in to the grid or "cheap" excess renewable electricity could be used to produce hydrogen by electrolysis. Methanol production in a carbon capture and utilisation strategy should not be viewed just as an alternative method of producing methanol. Of course at present this is not a competitive alternative to conventional methanol production. It should rather be viewed as a means to reduce CO₂ from the atmosphere and to recycle CO₂ to products which can be used in the transport sector, hereby increasing security of supply and indigenous value added.

This text is based on a presentation delivered to the 2014 MMSA Methanol Technology and Policy Congress Frankfurt/M.

Klimaverträgliche Nutzung von Kohle in Kraftwerken und energieintensiven Industrieanlagen mit CO₂-Abscheidung einschließlich der CO₂-Entsorgung über den Methanolpfad

Jede Strategie zur Verringerung von CO₂ sollte mit einer Steigerung des Wirkungsgrads bestehender Kraftwerke beginnen und durch Investitionen in Technologien auf dem neuesten Stand der Technik und in modernste Kraftwerke fortgesetzt werden. Die Drei-Stufen-Strategie von EURACOAL startet somit in einem ersten Schritt einer logischen Abfolge mit dem Austausch und der Modernisierung bestehender Kraftwerke. In einem zweiten Schritt würde die Anwendung von Technologien auf dem neuesten Stand der Technik eine Anhebung des durchschnittlichen Wirkungsgrads auf 45% bewirken. In einem dritten Schritt könnten die fortschrittlichsten Kraftwerke Wirkungsgrade von ca. 50% erreichen. Durch die schrittweise Steigerung der durchschnittlichen Wirkungsgrade könnten die CO₂-Emissionen pro kWh um 21%, 33% oder gar um 40% reduziert werden.

Die CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) ist weniger eine technische Herausforderung als ein politisches Thema, da der Widerstand gegen CCS wächst und obendrein auch keine CCS-Infrastruktur verfügbar ist. Daher ist die CO₂-Abscheidung und Speicherung – wenn sie zur Voraussetzung für die weitere Nutzung der Kohle gemacht wird – gleichbedeutend mit einer Einstellung der Kohlenutzung.

Eine klimaverträgliche Nutzung der Kohle in Kraftwerken und energieintensiven Industrieanlagen unter Anwendung der sogenannten CCU-Technologie, d.h. der CO₂-Abscheidung und -Verwertung für die Methanolproduktion, ist jedoch machbar. Wenn die CCU-Techno-

logie in Deutschland und in der Europäischen Union eine politische Option werden soll, gibt es noch eine Menge zu tun. Ausgangspunkt einer CCU-Strategie könnte daher die dritte politische Option des Forschungsdienstes des europäischen Parlaments (STOA) sein, d.h. die Konzentration auf Nischenmärkte: Elektrischer Strom aus Windenergieanlagen ohne oder mit begrenztem Zugang zum Stromnetz, in abgelegenen, aber sonnenreichen Regionen erzeugter Strom, der nicht ins Stromnetz eingespeist werden kann, oder aber „billige“ erneuerbare elektrische Energie könnten zur Gewinnung von Wasserstoff durch Elektrolyse verwendet werden.

Die Herstellung von Methanol im Rahmen einer „CO₂ als Wertstoff“-Strategie sollte nicht nur als ein alternatives Verfahren zur Erzeugung von Methanol betrachtet werden. Natürlich stellt dieser Weg derzeit keine konkurrenzfähige Alternative zur konventionellen Methanolproduktion dar. Er sollte jedoch gesehen werden als eine Möglichkeit zur Verringerung des CO₂-Gehalts in der Atmosphäre und zur Verwertung von CO₂ für die Herstellung von Produkten, die im Transport- und Verkehrssektor verwendet werden können, bei gleichzeitiger Steigerung der Versorgungssicherheit und der heimischen Wertschöpfung.

Der vorliegende Text basiert auf einem Vortrag, der auf dem MMSA Methanol Technology and Policy Congress 2014 in Frankfurt/M gehalten wurde.

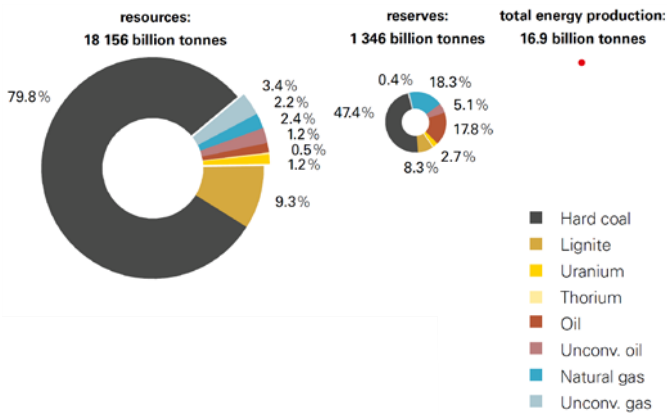


Fig. 1. Global energy Reserves and resources.
Bild 1. Globale Energiereserven und Energieressourcen.
Source / Quelle: EURACOAL 2013, BGR 2013

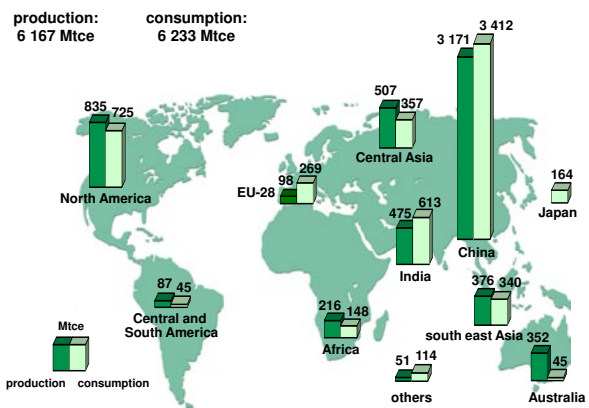


Fig. 2. World coal production and consumption 2013.
Bild 2. Kohleproduktion und -verbrauch weltweit im Jahr 2013.
Source / Quelle: VDKi / IEA / BP / specific national statistics

The current role of coal

Humankind is not about to run out of fossil energy (Figure 1). Planet Earth holds sufficient fossil energy resources for more than 1 000 years and economically mineable fossil reserves for the next 80 years.

Hard coal and lignite reserves alone are able to cover global coal needs for the next 140 years, calculated on the basis of current energy consumption – the tiny spot top right in Figure 1. Together they account for 80 % of the resources and for 56 % of the reserves worldwide.

A view on the world-wide distribution and the volumes of coal production and consumption in 2013 by country or region shows that China has a global share of more than half of production and consumption (Figure 2). Asia and the Pacific market is the dominant region for the “global coal” market. The share of Europe is only modest on a global scale. In 2013 consumption was larger than production. That means some deliveries came from stocks. The year 2014 year has seen a temporary weakening of global coal consumption and production.

Regarding the development of the world primary energy consumption the role and importance of coal is immense. Globally, coal comes second in the energy range following oil but before gas and markedly before nuclear and renewables. From 1980 to 2000 the share of coal was slightly decreasing. In the years since

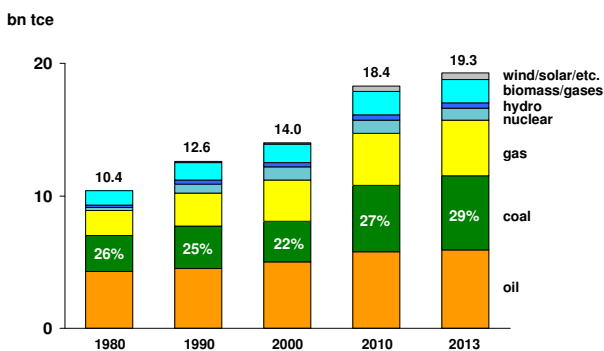


Fig. 3. World primary energy consumption by energy source.
Bild 3. Weltweiter Primärenergieverbrauch nach Energiequellen.
Source / Quelle: World Energy Council Germany, 2014

Die derzeitige Rolle der Kohle

Der Menschheit werden die fossilen Energieträger nicht so schnell ausgehen (Bild. 1). Der Planet Erde verfügt über ausreichende fossile Energieressourcen für mehr als 1000 Jahre und über mit wirtschaftlichen Methoden abbaubare fossile Energiereserven für die nächsten 80 Jahre.

Unter Zugrundelegung des derzeitigen Energieverbrauchs (der kleine Punkt oben rechts in Bild 1) sind die Steinkohlen- und Braunkohlenreserven allein in der Lage, den globalen Kohlebedarf für die nächsten 140 Jahre zu decken. Zusammengenommen stellen sie 80 % der weltweit vorhandenen Ressourcen und 56 % der Reserven dar.

Ein Blick auf die globale Verteilung und die Volumina der Kohleproduktion und des Kohleverbrauchs 2013 nach Land oder Region zeigt, dass auf China ein globaler Anteil von mehr als der Hälfte der Produktion und des Verbrauchs entfällt (Bild 2). Die Hauptregion des „globalen Kohlemarktes“ bilden Asien und der pazifische Markt. Dagegen ist der Anteil Europas – im Weltmaßstab betrachtet – nur bescheiden. 2013 lag der Verbrauch über der Produktion. Dies bedeutet, dass einige Lieferungen aus Lagerbeständen stammten. Das Jahr 2014 war durch eine temporäre Abschwächung des globalen Kohleverbrauchs und der Produktion gekennzeichnet.

Wenn man sich die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in der ganzen Welt anschaut, stellt man fest, dass der Rolle und der Bedeutung der Kohle ein herausragender Stellenwert beizumessen ist. Weltweit gesehen nimmt die Kohle unter den Energieträgern den zweiten Platz ein direkt nach dem Öl, aber noch vor dem Gas und deutlich vor der Kernenergie und den Erneuerbaren. Zwischen 1980 und 2000 verzeichnete der Anteil der Kohle eine leichte Abnahme. Seit dem Jahr 2000 ist die Kohle – im Gegensatz zu den sich verschlechternden Aussichten in Europa oder in Deutschland – der Energieträger mit dem stärksten Zuwachs weltweit (Bild 3).

Insbesondere im Hinblick auf die Stromerzeugung ist die Kohle weltweit der Energieträger Nr. 1. In den letzten Jahren hat der globale Anteil der Kohle an der Stromerzeugung sogar noch zugenommen. Wie von der Internationalen Energieagentur (IEA), Paris, in den zentralen Szenarien ihrer Publikation „World Energy Outlook“ schon aufgezeigt, wird die Kohle ihre führende Stellung noch auf viele Jahre hinaus behaupten können.

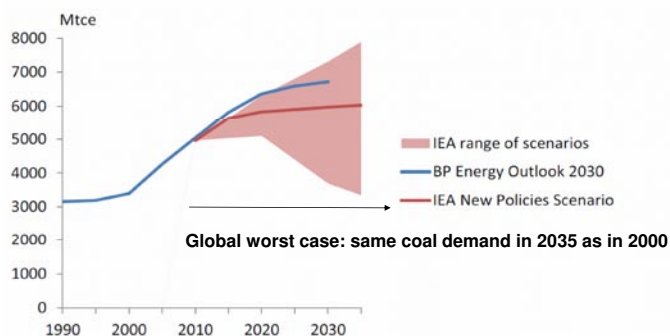


Fig. 4. Range of scenarios about the global future of coal demand.
Bild 4. Bandbreite der Szenarien für den zukünftigen globalen Bedarf an Kohle. Source / Quelle: BP, 2013b; IEA, 2012

2000 coal has been the energy source with the highest growth worldwide, in contrast to the European or German perspective of decline (Figure 3).

Above all in electricity generation, coal is the global energy source No. 1. Over the last years the global share of coal in electricity generation has even grown. As the International Energy Agency (IEA), Paris, indicates in the central scenarios of its “World Energy Outlook”, coal is likely to keep its leading position for many years to come.

Future trends in coal demand

There is a range of scenarios about future global coal demand (Figure 4). Some are seeing a further steady growth; some are seeing – or better: calling for – a considerable decline. However, even in the IEA’s “worst case” scenario for coal the demand in 2035 will be the same as in 2000. Therefore IEA states: “Coal is here to stay for a long time”. In the IEA New Policies Scenario demand will increase by only 0,5 % per year. Growth will be constrained by new environmental and climate policies in the main markets – Europe as well as China and USA. However, the global outlook for coal differs significantly from region to region.

The New Policies Scenario of the IEA forecasts a global trend in the direction of more coal-to-liquids in the next decades (Figure 5). This development will take place mainly in the non-OECD countries, but there will be also such a trend inside the OECD. In this context coal is not only expected to be used more than today as a substitute for oil in the petrochemical industry but also in the transport sector.

One of the main obstacles for a trend in the direction of more coal-to-liquids in Europe is climate policy. With a view to the EU’s energy and climate targets for 2020 – the so-called “20-20-20” targets – the levels of achievement by 2012 differ (Figure 6). So greenhouse gas (GHG) emissions were already reduced by 18 % compared to the base year 1990 and energy consumption in the EU as a whole could be reduced by 17%. The share of renewables in EU’s energy mix totalled 14%. One interpretation of these figures might be that some work remains to be done with regard to the renewables target. On the other hand the main target for 2020 – “GHG emissions” – is nearly met. If this target is met by other means than increasing the share of renewables this should of course be appreciated.

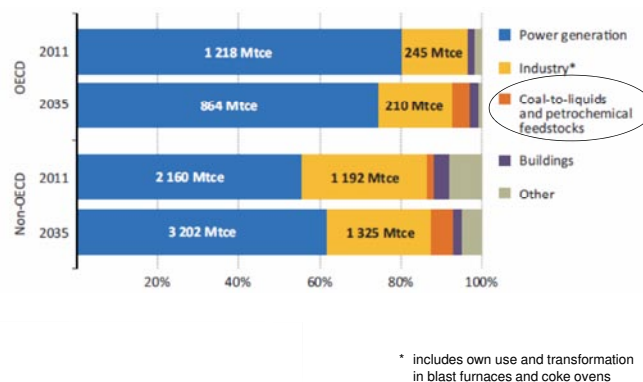


Fig. 5. Coal demand by key sector in the New Policies Scenario.
Bild 5. Kohlebedarf nach Schlüsselsektoren im „New Policies-Szenario“. Source / Quelle: IEA WEO 2013 – Coal Market Outlook

Zukünftige Trends in der Kohlenachfrage

Es gibt eine ganze Reihe von Szenarien, die den zukünftigen globalen Kohlebedarf beschreiben (Bild 4). Einige sehen ein weiteres ständiges Wachstum; andere wiederum sehen eine erhebliche Senkung vorher oder – besser gesagt – wünschen sich diese herbei. Dennoch liegt sogar im „Worst-Case-Szenario“ der IEA der Bedarf an Kohle im Jahr 2035 immer noch auf dem gleichen Niveau wie im Jahr 2000. So kommt die IEA dann auch zu der Feststellung: „Die Kohle wird uns noch für lange Zeit erhalten bleiben“. Im „New Policies-Szenario“ der IEA wird die Nachfrage um lediglich 0,5 % pro Jahr steigen. Der Anstieg wird durch neue politische Beschlüsse in der Umwelt- und Klimapolitik auf den Hauptmärkten in Europa, China und auch in den USA gebremst. Dennoch differieren die weltweiten Aussichten für die Kohle von Region zu Region in erheblichem Maße voneinander.

Das „New Policies-Szenario“ der IEA prognostiziert für die nächsten Jahrzehnte einen globalen Trend in Richtung zunehmender Kohleverflüssigung (Bild 5). Diese Entwicklung wird sich zwar hauptsächlich in den nicht der OECD angehörenden Ländern manifestieren, aber auch innerhalb der OECD festzustellen sein. In diesem Zusammenhang ist davon auszugehen, dass Kohle häufiger als heutzutage nicht nur als Ersatz für Öl in der petrochemischen Industrie, sondern auch im Transport- und Verkehrssektor eingesetzt werden wird.

Eines der Haupthindernisse für den Trend in Richtung zunehmender Kohleverflüssigung in Europa ist die Klimapolitik. Im Hinblick auf die Energie- und Klimazielsetzungen der EU für 2020 – der sogenannten 20-20-20-Strategie – weichen die im Jahr 2012 bereits erreichten Zielwerte voneinander ab (Bild 6). So konnten die Treibhausgasemissionen verglichen mit der Ausgangssituation im Jahr 1990 schon um 18 % verringert und der Energieverbrauch in der EU insgesamt um 17 % gesenkt werden. Der Anteil der Erneuerbaren am EU-Energiemix belief sich insgesamt auf 14%. Diese Zahlen können so interpretiert werden, dass im Hinblick auf den Zielwert für die Erneuerbaren noch einiges zu tun bleibt. Auf der anderen Seite muss man jedoch feststellen, dass die Hauptzielsetzung für 2020, die Reduzierung der Treibhausgasemissionen, bereits fast erreicht ist. Wenn dieses Ziel nun aber auf andere Weise als durch die Steigerung der Erneuerbaren erreicht werden kann, ist dies natürlich zu begrüßen.

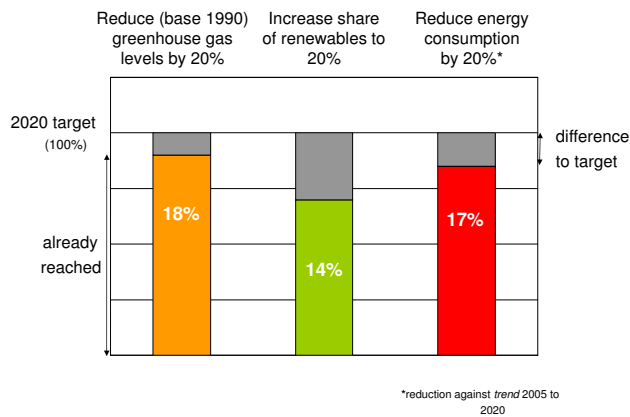


Fig. 6. EU "20-20-20" energy and climate targets for 2020.
Bild 6. Die Energie- und Klimaziele der „20-20-20“-Strategie der EU für das Jahr 2020. Source / Quelle: EURACOAL, European Commission, Eurostat

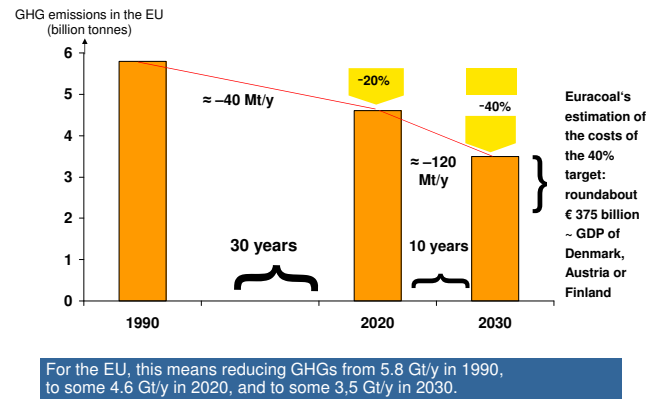


Fig. 7. Reduction of GHG emissions in the EU until 2020 and until 2030: two stages – two speeds.
Bild 7. Reduzierung von Treibhausgasemissionen in der EU bis 2020 und bis 2030: zwei Etappen – zwei Geschwindigkeiten. Source / Quelle: EURACOAL

The European Council took a decision on 23/24 October 2014 on the EU Climate and Energy Policy Framework for 2030.

- Binding EU target of an at least 40% domestic reduction in greenhouse gas emission by 2030 compared to 1990.
- Reduction in the emissions trading sector – where most of the coal is used – amounting to 43% compared to 2005, special modalities for some countries.
- Binding EU target of at least 27% for the share of renewables.
- Indicative target of at least 27% for improving energy efficiency (compared to projections of future energy consumption based on current criteria), review by 2020 having in mind an EU level of 30 %.
- Energy security: further actions to reduce EU's energy dependence, recognition of indigenous resources as well as safe and sustainable low carbon technologies.
- Achieving a fully functioning and connected internal energy market.

As can be seen from Figure 7 this change of strategy has been associated with two stages and two speeds since 1990: The already mentioned reduction of 20% within 30 years until 2020 and a further reduction of 20% within only ten years until 2030. This is more than ambitious. The coal industry therefore stresses that any 2030 target must be realistic and only decided after the 2015 climate summit in Paris.

If a 2030 target is not part of a binding international agreement, it would mean higher energy prices and a less competitive industry in Europe. Then a climate-friendly use of coal in power plants and especially a coal-to-liquids strategy in Europe would not be viable.

Challenges in the use of coal

A pragmatic approach to reconciling an ambitious climate policy and the use of coal for electricity generation is outlined in EURACOAL's "A Strategy for Clean Coal" document. This approach comprises three steps following one another in a logical sequence. The strategy starts with the replacement and modernisation of existing power plants. These have average efficiencies of around 30% at global level and some 38% in the EU. Applying state-of-the-art

Der Europäische Rat fasste am 23./24. Oktober 2014 einen Beschluss zu den klima- und energiepolitischen EU-Rahmenbedingungen für das Jahr 2030.

- Das verbindliche EU-Ziel zur Senkung der heimischen Treibhausgasemissionen um min. 40% bis 2030 verglichen mit 1990.
- Die Verringerung im Emissionshandelssektor – wo der größte Teil der Kohle eingesetzt wird – um 43% verglichen mit 2005; mit besonderen Modalitäten für einige Länder.
- Das verbindliche EU-Ziel von min. 27% für den Anteil der Erneuerbaren.
- Der anvisierte Zielwert von min. 27% für die Verbesserung der Energieeffizienz (verglichen mit Schätzungen des zukünftigen Energieverbrauchs auf der Grundlage derzeitiger Kriterien); Überprüfung im Jahr 2020 mit einer Zielvorstellung von 30% auf EU-Ebene.
- Energieversorgungssicherheit: weitere Maßnahmen zur Verringerung der Energieabhängigkeit der Europäischen Union, Bestätigung heimischer Ressourcen sowie sichere und nachhaltige kohlenstoffarme Technologien.
- Die Schaffung eines voll funktionsfähigen und vernetzten Energiebinnenmarktes.

Wie aus Bild 7 ersichtlich, ist dieser Strategiewechsel gekennzeichnet durch zwei Etappen und zwei Geschwindigkeiten seit 1990: Die bereits angesprochene Reduzierung um 20% innerhalb von 30 Jahren bis 2020 sowie eine weitere Verringerung um 20% innerhalb von nur 10 Jahren bis 2030. Diese Zielsetzung ist mehr als ehrgeizig. Die Kohleindustrie betont daher, dass jedwedes Ziel für 2030 realistisch sein muss und erst nach dem Klimagipfel 2015 in Paris beschlossen werden kann.

Wenn ein 2030-Ziel nicht Bestandteil eines verbindlichen internationalen Abkommens ist, würde dies höhere Energiepreise und eine weniger konkurrenzfähige Industrie in Europa bedeuten. Dann wäre eine klimaverträgliche Nutzung der Kohle in Kraftwerken und speziell eine Kohleverflüssigungsstrategie in Europa kein gangbarer Weg.

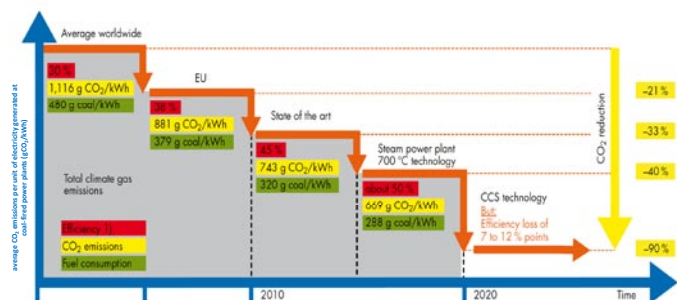


Fig. 8. EURACOAL's three-step Strategy for Clean Coal.
Bild 8. Die EURACOAL Drei-Stufen Clean Coal-Strategie.

technologies would increase the average efficiency to 45% with correspondingly lower coal burn and thus also CO₂ emissions per kWh. The most advanced plants fitted with 700 °C technologies can reach efficiencies of about 50% and even better performance values. Increasing average efficiencies step by step could reduce CO₂ emissions per kWh by 21%, 33% or even 40%.

A challenge for the future is the development and implementation of carbon capture and storage (CCS). However, whilst CO₂ emissions could then be reduced by up to 90%, efficiency losses of between seven and twelve percentage points have to be accepted (Figure 8).

The European Commission tries to make CCS a prerequisite of coal use in Europe. However, there is a growing resistance against CCS. In Germany a pilot plant and a pilot storage site already existed but because of public resistance against carbon storage and hindering German legislation all projects were stopped. And in addition a CCS infrastructure is not available. Therefore CCS as a prerequisite for further coal use is a "Trojan horse".

An alternative to CCS is Carbon Capture and Utilisation (CCU). Especially recycling of carbon dioxide to methanol and derived products could close the loop (Figure 9) hereby avoiding the danger of a lock-in as in the CCS case. The recycling of CO₂ from industrial or natural emissions and the capture of CO₂ from the atmosphere provides a renewable, inexhaustible carbon source as advocated already in 1986 by Friedrich Asinger. He showed in his book "Methanol. Chemical and Energy Commodity" (Methanol. Chemie- und Energierohstoff) paths towards a methanol economy. These ideas were picked up again by other authors such as Nobel Prize winner George A. Olah in the 1990s. Currently about 61 million metric tons of methanol are sold globally. Energy and fuel uses represent about 40% of total demand (Source: Greg Dolan, CEO Methanol Institute).

Currently the methanol economy is not a European policy instrument – it is not even considered. But at least there is a project on methanol in the Science and Technology Option Assessment of the European Parliamentary Research Service (STOA). The project (April 2014) contains options for CCS by fossil energies like coal with CO₂ use for the methanol path to produce an alternative transport fuel. The general aim of the project is discussing the technological, environmental and economic barriers for producing methanol

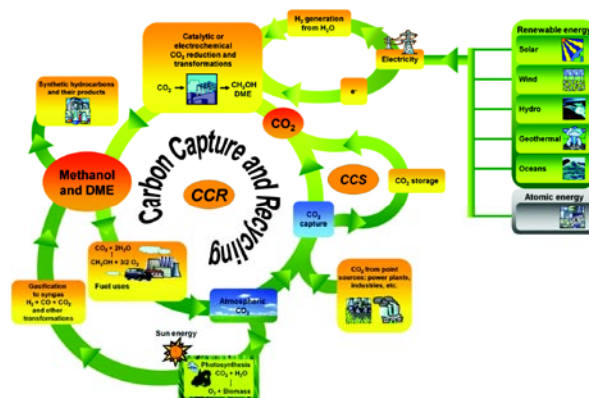


Fig. 9. Recycling of carbon dioxide to methanol and derived products – closing the loop.

Bild 9. Verwertung von Kohlendioxid zu Methanol und hieraus abgeleitete Produkte – Schließung des Kreislaufs.

Source / Quelle: A. Goeppert et al., Chem. Soc. Rev., 2014, 43, 7995-8048

Herausforderungen der Kohlenutzung

Ein pragmatischer Ansatz, der eine ehrgeizige Klimapolitik mit der Nutzung von Kohle zur Stromerzeugung in Einklang bringen könnte, wird im EURACOAL-Dokument „A Strategy for Clean Coal“ diskutiert. Dieser Ansatz besteht aus drei logisch aufeinanderfolgenden Schritten. Die Strategie beginnt mit dem Ersatz und der Modernisierung von bestehenden Kraftwerken. Diese Kraftwerke weisen Wirkungsgrade von ca. 30% auf globaler Ebene und etwa 38% in der EU auf. Durch den Einsatz neuester Technologien würde der Wirkungsgrad auf 45% ansteigen bei entsprechend geringerem Kohleverbrauch und somit auch niedrigeren CO₂-Emissionen pro kWh. Die mit der 700 °C-Technologie ausgestatteten fortschrittlichsten Kraftwerke können Wirkungsgrade von ca. 50% und sogar darüber erreichen. Die schrittweise Anhebung der durchschnittlichen Wirkungsgrade könnte die CO₂-Emissionen pro kWh um 21%, 33% oder gar 40% verringern.

Eine Herausforderung für die Zukunft stellt die Entwicklung und Umsetzung der CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) dar. Obwohl die CO₂-Emissionen in diesem Falle um bis zu 90% verringert werden könnten, müssten jedoch Wirkungsgradverluste von sieben bis zwölf Prozentpunkten in Kauf genommen werden (Bild 8).

Die Europäische Kommission versucht, CCS zur Voraussetzung für die Kohlenutzung in Europa zu machen. Festsustellen ist jedoch ein wachsender Widerstand gegen CCS. Obwohl es in Deutschland schon eine Pilotanlage und eine Versuchslagerstätte gab, wurden sämtliche Projekte aufgrund des Widerstands der Öffentlichkeit und hinderlicher deutscher Rechtsprechung gestoppt. Hinzu kommt, dass keine CCS-Infrastruktur verfügbar ist. Aus diesem Grunde ist CCS als Voraussetzung einer weiteren Kohlenutzung ein „Trojanisches Pferd“.

Eine Alternative zu CCS stellt die CO₂-Abscheidung und -Verwertung (CCU) dar. Hier könnte insbesondere die Verwertung von Kohlendioxid für Methanol und hieraus abgeleitete Produkte den Kreislauf schließen (Bild 9) und somit die Gefahr einer technologischen Festschreibung wie im Fall der CCS-Technologie vermeiden. Die Verwertung von CO₂ aus industriellen oder natürlichen Emissionsquellen und die Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre

from carbon dioxide as a future transport fuel. The transition to a more diversified transport sector with lower risk to security of supply and more CO₂ abatement plays a central role. The approach of the study is based on a review of the possibilities via four different selected policy options.

The first policy option mentioned by STOA is a market-driven approach. "The option of creating a 'level playing field' for all technologies ... is appealing, as it would oblige the car industry to put a substantial number of vehicles in the market, which can run on natural gas, hydrogen, biodiesel, methanol, as well as flexible fuel or plug-in electric drive vehicles, among others. Proponents argue that this legislation would leave the decision on the type of car and fuel used to the final customer." Main advantage of this policy option is that a level playing field keeps all possibilities open. One of the risks of this policy option is an early failure of CO₂-based hydrogen and methanol markets due to lack of short-term competitiveness.

The second policy option is a regulatory push for carbon capture and utilisation (CCU). Its advantages are an encouragement for CO₂ recycling and a promotion of the diversification of CCU and methanol markets and the establishment of a strong EU industry. As risks the requirement of high and sustained R&D spending and uncertainties on a realistic time-to-market have to be identified.

The third policy option is a focus on niche markets. "Under very specific circumstances, such as e. g. in Iceland with its very low electricity prices, methanol produced from CO₂ is already competitive with gasoline." The first renewable methanol plant was built by Carbon Recycling International (CRI) at its manufacturing facility Grindavik in Iceland. The first industrial scale plant using CO₂ and renewable energies to make transport fuel produces 4,000 t methanol per year hereby recycling 6,000 t CO₂ per year.

Alternatively electricity from wind farms without or with limited access to the electricity grid or solar electricity generated in isolated but sun-rich regions that cannot be fed in to the grid could be used. In Germany electricity production by renewable sources is subsidised via the Renewable Energies Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz). As the electricity has to be fed into the electricity grid by the transmission system operators, electricity is at certain times available at very low or even negative prices. "Cheap" renewable electricity could be used to produce hydrogen by electrolysis. Without political support methanol is only competitive with gasoline at very low electricity prices.

Advantages of this policy option are that costs can be reduced with limited initial investments and available opportunities can be exploited immediately. But as a risk ensuring full respect of market rules might prove complex.

The fourth policy option is a transition driven by politically induced scenarios. "A ... transition strategy for reducing dependence on oil-derived products in the European transport sector will necessarily have to look into all types of ... fuels ... The risk of increasing scarcity and dependence of the entire European transport sector creates an obligation to carefully consider all potential alternative prime materials, including CO₂ captured from flue gases." Increased security of supply in the medium and long term is an advantage of this policy option. Its risks are short and medium term threats to competitiveness.

Currently Germany has chosen a path which is neither based on CCS nor CCU.

bieten eine erneuerbare, unerschöpfliche Kohlenstoffquelle, wofür schon 1986 Friedrich Asinger eintrat. In seinem Buch „Methanol. Chemical and Energy Commodity“ (Methanol. Chemie- und Energierohstoff) zeigte er Wege zu einer Methanol-Wirtschaft auf. Seine Vorstellungen wurden in den Jahren nach 1990 von anderen Autoren, wie dem Nobelpreisträger George A. Olah, erneut aufgegriffen. Zur Zeit werden weltweit ca. 61 Millionen metrische Tonnen Methanol verkauft. Ca. 40 % der Gesamtnachfrage entfallen auf die Nutzung für energetische Zwecke und als Brennstoff (Quelle: Greg Dolan, CEO Methanol Institute).

Derzeit ist die Methanolwirtschaft kein Instrument der europäischen Politik und wird als solches noch nicht einmal in Betracht gezogen. Aber es gibt wenigstens ein Methanolprojekt des Forschungsdienstes des Europäischen Parlaments „Science and Technology Options Assessment“ (STOA). Das Projekt (April 2014) beinhaltet Optionen für CCS bei fossilen Energieträgern wie der Kohle in Form der CO₂-Nutzung für den Methanolfeld zur Erzeugung eines Alternativtreibstoffs für den Transport- und Verkehrssektor. Generelles Ziel des Projekts ist die Diskussion über die technologischen, umweltbezogenen und ökonomischen Hindernisse, die der Erzeugung von Methanol aus Kohlendioxid als zukünftigem Treibstoff für den Transport- und Verkehrssektor entgegenstehen. Hier spielt der Übergang auf einen stärker diversifizierten Transportsektor mit geringerem Risiko der Versorgungssicherheit und höherer Absenkung von CO₂ eine zentrale Rolle. Der Ansatz der Studie basiert auf einer Überprüfung der Möglichkeiten bei vier ausgewählten Politikoptionen.

Die erste von STOA erwähnte Politikoption ist ein marktkonformer Ansatz. „Die Option, gleiche Ausgangsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, hat etwas für sich, da die Autoindustrie hierdurch gezwungen wäre, eine beträchtliche Anzahl an Autos auf den Markt zu bringen, die sowohl mit Erdgas, Wasserstoff, Biodiesel, Methanol betrieben werden können, als auch u.a. Flexifuel- oder Elektrofahrzeuge. Verfechter dieses Konzepts gehen davon aus, dass bei einer solchen Gesetzeslage die Entscheidung über die Art des Autos und den verwendeten Kraftstoff dem Endverbraucher überlassen bliebe.“ Der Hauptvorteil dieser Politik ist der, dass durch gleiche Ausgangsbedingungen alle Möglichkeiten offengehalten würden. Eines der Risiken dieser Politikoption liegt in einem frühzeitigen Scheitern der CO₂-basierten Wasserstoff- und Methanolmärkte aufgrund der auf kurze Sicht nicht gegebenen Konkurrenzfähigkeit.

Die zweite politische Option besteht in einem ordnungspolitischen Schub für die CO₂-Abscheidungs- und Verwertungstechnologie (CCU). Die Vorteile dieser Option lägen in der Förderung der CO₂-Verwertung und einer größeren Diversifizierung der CCU- und Methanolmärkte sowie in der Schaffung einer starken EU-Industrie. Als Risiken dieser Strategie müssen hier die Erfordernisse hoher und dauerhafter F&E-Ausgaben sowie Ungewissheiten in Bezug auf eine realistische Einschätzung der Markteinführungszeit genannt werden.

Die dritte politische Option besteht in der Konzentration auf Nischenmärkte. „Unter sehr speziellen Umständen – wie sie z.B. in Island mit den dort sehr niedrigen Strompreisen vorliegen – kann aus CO₂ erzeugtes Methanol bereits mit Benzin konkurrieren.“ Die erste Anlage zur Gewinnung von Methanol auf erneuerbarer Grundlage wurde vom Unternehmen Carbon Recycling Internatio-

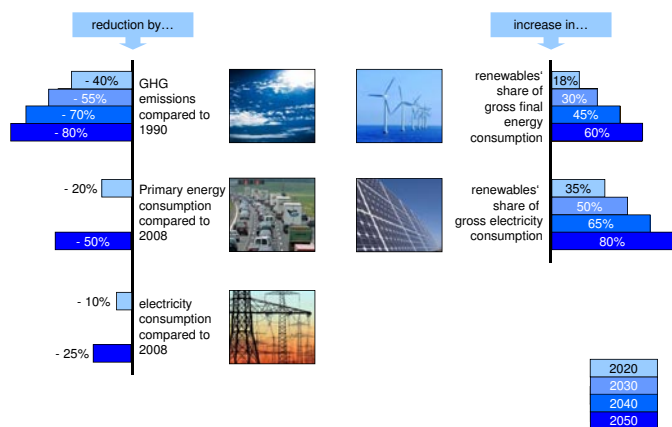


Fig. 10. The German Energy Plan: National targets and timeframes
Bild 10. Das deutsche Energiekonzept: National Ziele und Zeitrahmen

The national targets and timeframes of the German Energy Plan are shown in Figure 10. In this connection three points must be mentioned particularly:

1. The energy transition in Germany was adopted with the 2010 Energy Plan.
2. Long-term energy and climate targets were laid down.
3. After Fukushima 2011 additionally a decision to phase out nuclear energy until 2022 was taken without lowering climate targets.

nal (CRI) an ihrem Produktionsstandort Grindavik in Island gebaut. Die erste Anlage, in der CO₂ und erneuerbare Energien im industriellen Maßstab zur Herstellung von Kraftstoff für den Transport- und Verkehrssektor eingesetzt werden, erzeugt 4.000 t Methanol pro Jahr aus wiederverwerteten 6.000 t CO₂ pro Jahr.

Als Alternative könnte elektrischer Strom aus Windenergieanlagen ohne oder mit begrenztem Zugang zum Stromnetz oder in abgelegenen, aber sonnenreichen Regionen erzeugter Strom aus Sonnenenergie, der nicht ins Stromnetz eingespeist werden kann, verwendet werden. In Deutschland wird die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) subventioniert. Da der Strom von den Übertragungsnetzbetreibern in das Verteilnetz eingespeist werden muss, steht elektrischer Strom zu bestimmten Zeiten zu sehr niedrigen oder gar negativen Preisen zur Verfügung. Dieser „billige“ Strom aus erneuerbaren Quellen könnte zur Gewinnung von Wasserstoff auf dem Wege der Elektrolyse eingesetzt werden. Ohne politische Unterstützung ist Methanol nur bei sehr niedrigen Strompreisen wettbewerbsfähig mit Benzin. Die Vorteile dieser politischen Option sind darin zu sehen, dass die Kosten aufgrund begrenzter Erstinvestitionen verringert werden können und dass verfügbare Quellen sofort nutzbar sind. Jedoch könnte sich das vollständige Einhalten der Marktregeln als sehr komplex erweisen.

Die vierte politische Option besteht aus einer aus politischen Szenarien abgeleiteten Übergangstrategie. „Eine ... Übergangstrategie zur Verringerung der Abhängigkeiten von Ölderivaten



Effiziente und sichere Energieerzeugung national und international

Die STEAG GmbH ist bereits seit über 75 Jahren in der Energieerzeugung tätig. Als international tätiges Unternehmen bietet STEAG ihren Kunden integrierte Lösungen im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung sowie technische Dienstleistungen an. Als einer der größten Stromerzeuger in Deutschland betreiben wir elf Kraftwerke sowie über 200 dezentrale Anlagen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien bzw. dezentrale Anlagen für die Industrie und zur Wärmeversorgung.

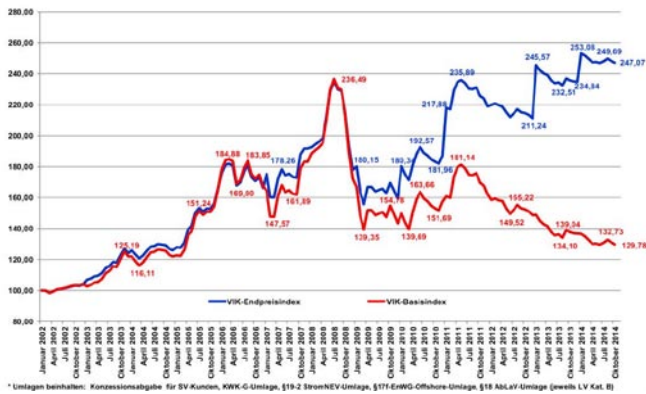


Fig. 11. VIK electricity price index.

Bild 11. VIK Strompreisindex. Source / Quelle: VIK, 11/2014

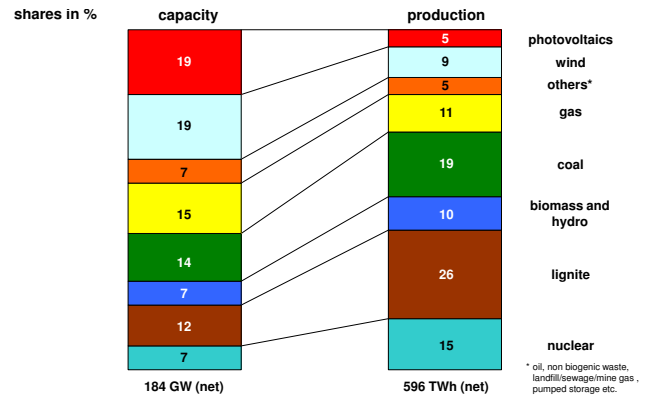


Fig. 12. Power station capacity and electricity production in Germany 2013.

Bild 12. Kraftwerkskapazität und Stromerzeugung in Deutschland 2013.

Source / Quelle: BDEW, 8/2014

Although the European Emissions Trading System is in force as the main climate policy instrument, the German Government laid down a set of different goals which might not be compatible. In the case of European climate targets it has already been shown that a mix of several sectoral targets might be incompatible with a global CO₂ reduction target (Figure 6).

One of the consequences of Germany's "going it alone" endeavour is a rising energy price caused by renewable subsidies (Figure 11) and plummeting prices at the power exchange caused by must-run renewable electricity production dumped on the spot market.

Figure 12 shows a mismatch between capacity and electricity production of fluctuating photovoltaics and wind. As there is a lack of storage sites and transmission lines, a solution to the mismatch between capacity and production of fluctuating renewables is the use of "excess" electricity to produce hydrogen corresponding to the above mentioned policy option 3.

As shown in Figure 13 contributions to the reduction in energy-related CO₂ emissions are mainly focused on electricity and heat so far but not on fuels. And the reduction target for fuels is comparatively low. A solution to bridge this gap could be offered by CCU.

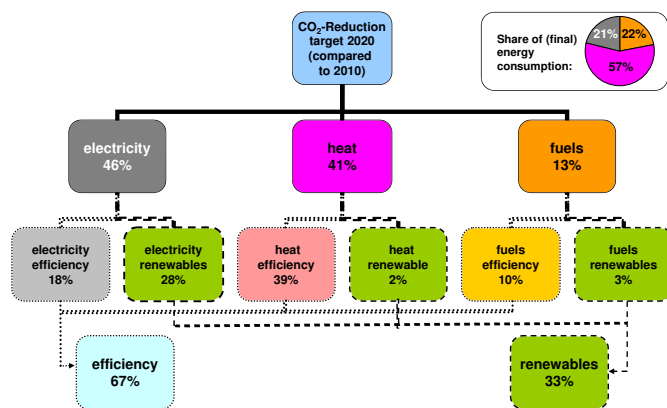


Fig. 13. Contributions to the reduction in energy-related CO₂ emissions to 2020 according to Energy Plan targets.

Bild 13. Beiträge zur Verringerung der CO₂-Emissionen aus der Energieerzeugung bis 2020 in Übereinstimmung mit den Zielen des Energiekonzepts. Source / Quelle: Statement from Expert Commission on the second Monitoring Report "Energy of the Future"

im europäischen Transport- und Verkehrssektor muss alle Arten von ... Brennstoffen ... in Betracht ziehen. Das Risiko einer zunehmenden Knappheit und Abhängigkeit des gesamten europäischen Transport- und Verkehrssektors schafft eine Verpflichtung zur sorgfältigen Prüfung der Nutzungsmöglichkeit aller potentiellen alternativen Rohstoffe einschließlich des aus Rauchgasen abgeschiedenen Kohlendioxids. Ein Vorzug dieser politischen Option ist die gesteigerte Versorgungssicherheit auf mittlere und lange Sicht. Risiken dieser Option liegen in der kurz- und mittelfristig nicht gegebenen Konkurrenzfähigkeit.

Gegenwärtig verfolgt Deutschland einen Weg, der weder auf der CCS- noch auf der CCU-Technologie basiert. Bild 10 zeigt die nationalen Ziele und Zeitrahmen des deutschen Energiekonzepts. In diesem Zusammenhang verdienen drei Punkte besondere Erwähnung:

1. Die Energiewende in Deutschland wurde mit dem Energiekonzept 2010 festgeschrieben.
2. In diesem Zusammenhang wurden langfristige Energie- und Klimazielsetzungen festgelegt.
3. Nach Fukushima 2011 wurde zusätzlich beschlossen, die Nutzung der Kernenergie bereits 2022 ohne Absenkung der Klimaziele auslaufen zu lassen.

Obwohl das europäische Emissionshandelssystem (ETS) als wesentliches Element der Klimapolitik in Kraft ist, wurden von der deutschen Regierung eine Reihe unterschiedlicher und möglicherweise nicht kompatibler Ziele festgelegt. Im Zusammenhang mit den europäischen Klimazielen konnte bereits gezeigt werden, dass eine Mischung aus mehreren sektoriellen Zielen mit einem globalen CO₂-Reduktionsziel unvereinbar sein könnte (Bild 6).

Eine der Konsequenzen aus Deutschlands „Alleingang“ sind steigende Energiepreise durch Subventionierung der Erneuerbaren (Bild 11) und abstürzende Preise an der Strombörse durch Strommengen auf dem Spot-Markt aus der Mindestkapazität der erneuerbaren Stromproduktion.

Bild 12 zeigt eine Divergenz zwischen der installierten Kapazität und der Stromerzeugung durch Photovoltaik- und Windenergieanlagen aufgrund ihrer Volatilität. Wegen des Fehlens von Speichermöglichkeiten und Übertragungsleitungen läge eine Lösung für das Missverhältnis von Kapazität und Erzeugung aus Erneuerbaren

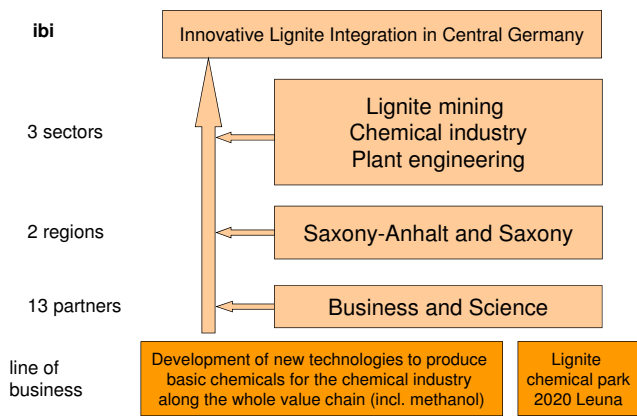


Fig. 14. The ibi alliance.
Bild 14. Das ibi-Bündnis.

Production of basic chemicals from lignite might serve as a starting point for a German CCU strategy. Figure 14 introduces the alliance for the usage of indigenous lignite in (Eastern) Germany as base product for chemicals. Thirteen partners from the fields of science and industry have joined the ibi alliance (in German b stands for “Braunkohle” = lignite). At present, they are based in two federal states and pool the skills they have acquired in three sectors. The shared business goal of the Leuna-based alliance is a lignite chemical park.

In comparison to gasification and electricity production using lignite, CO₂ emissions in a coal-to-chemicals process could be cut in half, from about 4.4 to less than 2.1 kg CO₂/kg hydrocarbon. Nevertheless CO₂ emissions are by far higher than producing methanol from CO₂.

Methanol can also be viewed as a storage technology. Energy storage is a prerequisite for a further move towards energy from renewable sources because of their intermittent availability. In January the biggest electricity producer from hard coal in Germany STEAG GmbH, Essen, presented a new research project. The STEAG development team at Lünen power plant is to work with international partners on further developments of Power-to-Liquid technology. “Carbon dioxide emissions from the coal-fired power plant are to be converted into fuel. The project is sponsored by the EU’s Horizon research program with a grant amounting to 11 m €.” One of the project partners is the above mentioned company CRI, based in Iceland. Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe, Hydrogenics, I-DEALS and several universities and research institutes in Europe are involved in the project.

Last but not least, should be mentioned the “Carbon2Chem” project of ThyssenKrupp AG, Essen. After common pre-studies with the Max-Planck-Institute for Chemical Conversion in Mülheim/Ruhr it is obvious that almost all CO₂ from a steel work could be transformed into methanol by using gases emitted during steel production, supplemented by hydrogen produced by renewable-based power. This project is supported by leading firms of the chemical, electro-technical and energy industries, namely BASF, Bayer, Siemens, RWE and by the Government of the Federal State of North Rhine-Westphalia. The time horizon is estimated at eight to ten years, enough time for thorough research and development activities.

in der Nutzung des „überschüssigen“ Stroms für die Herstellung von Wasserstoff entsprechend der vorerwähnten politischen Option 3.

Wie aus Bild 13 ersichtlich, konzentrieren sich die Beiträge zur Verringerung der CO₂-Emissionen aus der Energieerzeugung bisher hauptsächlich auf Elektrizität und Wärme, nicht jedoch auf Treib- und Kraftstoffe. Das Reduzierungsziel für Treib- und Kraftstoffe liegt obendrein vergleichsweise niedrig. Eine Lösung zur Schließung dieser Lücke könnte die CCU-Technologie bieten.

Als Ausgangspunkt für eine deutsche CCU-Strategie könnte die Erzeugung von Basischemikalien aus Braunkohle dienen. Bild 14 stellt das Bündnis für die Nutzung heimischer Braunkohle als Ausgangsprodukt für Chemikalien in Ostdeutschland vor. Dem ibi-Bündnis (das „b“ steht für „Braunkohle“) haben sich dreizehn Partner aus Wissenschaft und Industrie angeschlossen. Zur Zeit sind sie in zwei Bundesländern ansässig und bündeln ihre in drei industriellen Sektoren erworbenen Kompetenzen. Das gemeinsame Unternehmensziel des in Leuna ansässigen Bündnisses ist ein Braunkohlen-Chemiepark.

Im Vergleich zur Vergasung und Nutzung von Braunkohle für die Stromerzeugung könnten die CO₂-Emissionen bei einem Umwandlungsprozess von Kohle zu Chemikalien halbiert werden, und zwar von ca. 4,4 auf weniger als 2,1 kg CO₂/kg Kohlenwasserstoff. Dennoch liegen die CO₂-Emissionen bei weitem über den Werten, die bei der Erzeugung von Methanol aus CO₂ erreicht werden können.

Methanol kann ebenfalls als Speichertechnologie betrachtet werden. Die Speicherung von Energie ist eine Voraussetzung für jeden weiteren Ausbau der Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen, da diese nicht durchgängig zur Verfügung stehen. Im Januar 2015 stellte die STEAG GmbH, Essen, als größter Erzeuger von Strom aus Steinkohle ein neues Forschungsprojekt vor. Das STEAG-Entwicklungsteam im Kraftwerk Lünen wird zusammen mit internationalen Partnern an der Weiterentwicklung der Power-to-Liquid-Technologie arbeiten. Hierbei sollen die Kohlendioxidemissionen aus Kohlekraftwerken in Brennstoff umgewandelt werden. Das Projekt wird aus dem EU-Forschungsprogramm Horizon mit einem Zuschuss in Höhe von 11 Mio. € gefördert. Einer der Projektpartner ist das bereits erwähnte Unternehmen CRI mit Sitz in Island. Darüber hinaus sind auch Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe, Hydrogenics, I-DEALS und mehrere Universitäten und Forschungsinstitute in Europa an dem Projekt beteiligt.

Zu guter Letzt sollte noch das „Carbon2Chem“-Projekt der ThyssenKrupp AG, Essen, erwähnt werden. Nach gemeinsamen Voruntersuchungen mit dem Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion in Mülheim/Ruhr ist offensichtlich, dass unter Verwendung von bei der Stahlproduktion emittierten Gasen und von mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugtem Wasserstoff fast der gesamte Kohlendioxidausstoß eines Stahlwerks in Methanol umgewandelt werden kann. Dieses Projekt wird von führenden Unternehmen aus dem chemischen, elektrotechnischen und dem Energiesektor, insbesondere von BASF, Bayer, Siemens, RWE und der Landesregierung Nordrhein-Westfalen, unterstützt. Der zeitliche Horizont wird auf acht bis zehn Jahre geschätzt. Dieser Zeitraum ist ausreichend für gründliche Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten.

Author / Autor

Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia,
Geschäftsführendes Vorstandsmitglied und Hauptgeschäftsführer
des Gesamtverbands Steinkohle e. V. (GVSt), Herne