

## Energy reference projection for Germany to 2030/2050

A new energy reference projection for Germany, which had been drawn up jointly by three economic research institutes on behalf of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, but whose findings are not shared by the German Government, is

predicting another huge expansion of renewable energies. Yet the long-term objectives for energy savings and climate protection will probably not be achieved with the measures introduced to date.

## Energiereferenzprognose für Deutschland bis 2030/2050

Eine neue Energiereferenzprognose für Deutschland, die drei Wirtschaftsforschungsinstitute im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie gemeinsam erstellt haben, deren Ergebnisse die Bundesregierung aber nicht teilt, sagt zwar einen

kräftigen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien voraus. Doch die langfristigen Ziele zu Energieeinsparung und Klimaschutz werden mit den bisherigen Maßnahmen wahrscheinlich nicht erreicht.

### Introduction

In July 2014 the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) in Berlin published a new Energy Reference Projection for Germany (1). This study was carried out for the BMWi by the Institute of Energy Economics (EWI), Cologne, the Institute of Economic Structures Research (GWS), Osnabrück, and the Economic Research Institute AG, Basel and Berlin, under the title, 'Development of energy markets – energy reference projection'. The three institutes had already produced case scenarios for the Federal Government back in 2010 and 2011. The current energy reference projection prepared by EWI, GWS and Prognos contains in particular a 'conditional projection' with a timeline to 2030, in accordance with the existing and foreseeable framework conditions and trends in the German energy market. It therefore essentially raises the central question: 'What is set to be the most likely energy-policy development by the year 2030?'

The reference projection to 2030 is also linked to a trend scenario to 2050 that seeks to provide an answer to the key question of what will happen if the developments that are visible to 2030 are perpetuated into the farer future, in this case to 2050, or in other words over the entire timeframe of the energy plan. The energy reference projection should not be confused with the developments that the Government is expecting and requiring under the 2030/2050 targets laid down in its Energy Plan, these recently having been outlined in the Federal Government's Progress Report on the Energy Transition that was presented at the end of 2014 (2).

### Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, veröffentlichte im Juli 2014 eine neue Energiereferenzprognose für Deutschland (1). Diese wurde vom Energiewirtschaftlichen Institut (EWI), Köln, der Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS), Osnabrück und dem Wirtschaftsforschungsinstitut Prognos AG, Basel und Berlin, als Studie mit dem Titel „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“ im Auftrag des BMWi erstellt. Die drei Institute hatten bereits 2010 und 2011 die Szenariestudien für das Energiekonzept der Bundesregierung erarbeitet. Die aktuelle Energiereferenzprognose von EWI, GWS und Prognos beinhaltet im Einzelnen eine „bedingte Prognose“ mit Zeithorizont bis 2030 gemäß den derzeit bestehenden bzw. vorhersehbaren Rahmenbedingungen sowie Trends im deutschen Energiemarkt. Sie folgt dabei grundsätzlich der Leitfrage: „Was ist die wahrscheinlichste energiewirtschaftliche Entwicklung bis zum Jahr 2030?“

Im Weiteren wird die Energiereferenzprognose bis 2030 verknüpft mit einem Trendszenario bis 2050, das die Leitfrage beantworten soll, was passiert, wenn die bis 2030 sichtbaren Entwicklungen trendmäßig in die fernere Zukunft, hier bis 2050, d. h. über den gesamten Zeithorizont des Energiekonzepts fortgeschrieben werden. Die Energiereferenzprognose ist nicht zu verwechseln mit den politisch erwarteten bzw. gewünschten Entwicklungen gemäß den Zielen des Energiekonzepts bis 2030/2050, die zuletzt in dem Ende 2014 vorgelegten Fortschrittsbericht der Bundesregierung zur Energiewende skizziert worden sind (2).

In publishing the energy reference projection the BMWi therefore expressly stated and emphasised that this study had been commissioned in late 2012 by the then Federal Economics Minister Philipp Rösler (FDP) in order to examine the likely development of the energy markets from that moment on. The results reflected the views of the experts involved but not the overall assessment of the current Federal Government. According to the BMWi the Government was not generally receptive to the findings of external studies and prognoses, as they were naturally based on uncertain assumptions.

### **Core statements**

In the energy reference projection the institutes come to the conclusion that from the current perspective the long-term targets for cost savings and climate protection laid down in the Energy Plan will not be achieved, even if far-reaching developments are expected in that area (reduction of 42 %, instead of the target of 50 %, in primary energy consumption (PEC) compared with 2008, reduction of 65 %, instead of the target of 80 %, in energy-related greenhouse-gas emissions compared with 1990). The German energy transition will benefit from factors such as the increase in international energy and CO<sub>2</sub> costs, the changes in economic structure towards lower energy intensity and the shrinking population. Yet the long-term targets are not being met, particularly because the market share of oil and gas remains practically stable, in spite of the accepted fact that prices are rising in real terms. Coal and lignite, on the other hand, will see their share of the market decline significantly after 2030, while the expansion of the renewables sector will initially proceed at a faster pace than laid down in the Energy Plan. According to the energy reference projection renewables will account for 38 % of the electricity generation market by 2020, compared with the target figure of 35 %. The main reason for this is the continuing increase in own generation from decentralised photovoltaic systems. According to the prognosis and the trend scenario, renewables' share of the electricity consumption market and of PEC will fall behind target after 2020, even and especially because energy savings targets are generally not being met. Strengthened measures to improve energy efficiency, as were laid down – and will possibly be further developed – in the National Action Plan on Energy Efficiency agreed by the Federal Government at the end of December 2014, could not be taken into consideration as part of this assessment.

The institutes' conclusions were summarised under the heading, the Energy Plan will not run by itself'. In order to actually achieve the targets set by the Plan even greater political and economic efforts would be required than have been set in motion to date, or are likely to be. Energy and climate policy should always be given top priority, and not just in Germany, efficiency technologies and the as yet unrealised and in part economic potential for energy saving measures must be exploited in a more consistent manner, while new and more advanced energy systems should be developed to commercial viability at a faster pace. An internationally agreed approach to climate protection would make it much easier to achieve the national targets. The implementation of a target scenario that is in keeping with the Energy

Das BMWi hat deshalb bei der Veröffentlichung ausdrücklich erklärt und betont, dass diese Energiereferenzprognose Ende 2012 vom damaligen Bundeswirtschaftsminister Philipp Rösler (FDP) in Auftrag gegeben worden war, um die wahrscheinliche Entwicklung der Energiemärkte nach damaliger Ausgangslage zu untersuchen. Die Ergebnisse geben die Sicht der Gutachter wider, nicht aber die Einschätzung der heutigen Bundesregierung. Diese macht sich laut BMWi generell die Ergebnisse externer Studien und Prognosen nicht zu eigen, da sie naturgemäß auf unsicheren Annahmen beruhen.

### **Kernaussagen**

Die Institute kommen in der Energiereferenzprognose zu dem Ergebnis, dass die im Energiekonzept formulierten langfristigen Ziele zu Energieeinsparung und Klimaschutz aus heutiger Sicht wahrscheinlich nicht erreicht werden, auch wenn weitgehende Entwicklungen in deren Richtung zu erwarten sind (Rückgang des Primärenergieverbrauchs (PEV) gegenüber 2008 um 42 % statt Zielwert 50 %, Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 65 % statt Zielwert 80 %). Begünstigt werden wird die deutsche Energiewende durch Faktoren wie steigende internationale Energie- und CO<sub>2</sub>-Preise, wirtschaftlichen Strukturwandel in Richtung geringerer Energieintensität und eine schrumpfende Bevölkerung. Dennoch werden die Langfristziele verfehlt, vor allem weil der Anteil von Öl und Gas trotz der Annahme real steigender Preise nahezu stabil bleibt. Stein- und Braunkohle erleiden dagegen nach 2030 drastische Anteilseinbußen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien geht zunächst schneller voran als vom Energiekonzept vorgegeben. Bis 2020 wird gemäß der Energiereferenzprognose ein Anteil der Regenerativen an der Stromerzeugung von 38 % im Vergleich zur Zielmarke von 35 % erreicht, wobei die weiter ansteigende Eigenenerzeugung durch dezentrale Photovoltaik (PV)-Anlagen den Hauptgrund darstellt. Nach 2020 bleibt der Anteil der erneuerbaren Energien allerdings laut der Prognose und dem Trendszenario sowohl beim Stromverbrauch wie beim PEV hinter den Zielvorgaben zurück, auch und insbesondere weil die Energieeinsparziele insgesamt nicht erreicht werden. Verstärkte Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, wie sie in dem Ende Dezember 2014 von der Bundesregierung beschlossenen Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz angelegt sind und möglicherweise noch weiterentwickelt werden, konnten bei dieser Einschätzung noch nicht berücksichtigt werden.

Ihre Schlussfolgerungen fassen die Institute unter der Überschrift „Energiekonzept ist kein Selbstläufer“ zusammen. Um die Ziele des Energiekonzepts tatsächlich zu erreichen, wären größere politische und ökonomische Anstrengungen erforderlich als sie bislang in Gang gesetzt worden und wahrscheinlich sind. Energie- und Klimapolitik müssten nicht nur in Deutschland eine dauerhaft hohe politische Priorität bekommen, Effizienztechnologien bzw. die bisher ungenutzten und teilweise wirtschaftlichen Potenziale für Energieeinsparungen konsequenter genutzt werden, neue und weiter entwickelte Energietechnologien rascher zum Markterfolg gebracht werden. Ein international abgestimmtes Vorgehen beim Klimaschutz würde die nationale Zielerreichung sehr erleichtern. Die Umsetzung eines dem Energiekonzept konformen Zielszenarios wäre dann langfristig sogar

Plan would then tie in with overall economic benefits – failing if these would not be forthcoming. Already after 2020, according to the target scenario, coal in particular would be affected by significant market losses, though in view of the political decision to shut down the German coal mining industry by 2019 this would only affect coal imports.

### **Comparison with a target scenario and sensitivity analyses**

In their study Prognos, GWS and EWI also compare the energy reference projection and trend scenario with a target scenario that describes the changes to energy consumption and energy conversion that are needed in order to fully achieve the targets laid down in the Federal Government's Energy Plan.

They also use five sensitivity calculations and a comparison with the 2011 energy scenarios to examine how different price levels for fossil fuels, higher CO<sub>2</sub> prices and other assumptions for the cost development of plants for the utilisation of renewable-energies all impact on the key findings. The alternative assumptions of the sensitivity calculations are based on studies carried out by other bodies (Energy Trends 2013, European Commission, Brussels; 2013 climate protection scenarios of the Federal Environment Agency (UBA), Dessau; 2012 Energy Outlook by ExxonMobil, Irving, USA; 2012 long-term scenarios for the expansion of renewable energies, drawn up by the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety (BMUB), Berlin, and the study entitled '100% renewables-based power supply by 2050' produced by the German Advisory Council on the Environment (SRU), Berlin, 2010). The main conclusion of this investigation is that the effects produced by the alternative assumptions are fairly small and that the basic statements of the reference projection and trend scenario continue to apply. The only exception to this is the assumption of higher CO<sub>2</sub> prices, which after 2030 would result in an even sharper decline in energy-related greenhouse-gas emissions in Germany. The annex to the study presents an 'inventory' of the key national and international developments in the energy markets in recent years (1990 to 2011). This also outlines the supply and demand trends and price developments on the global steam-coal market.

The main findings of the study are summarised below.

#### **Inventory of relevant developments to date (1990 to 2011)**

Global energy consumption increased by about 50 % from 1990 to 2011, driven by economic development and population growth. Energy-related CO<sub>2</sub> emissions developed in parallel with this. About 90 % of the increase in global energy consumption is attributable to the developing and emerging countries. In 2011 Germany's share of world energy consumption was only 2.5 %. The dominant position occupied by fossil fuels in the energy supply market changed very little in the years to 2011. Nuclear power lost some of its share on a global scale, while renewables recorded a degree of growth.

Between 1990 and 2011 primary energy consumption (PEC) in Germany was largely uncoupled from economic growth. The decline in PEC and the structural changes introduced in favour of low-CO<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub>-free energies resulted in a 24 % decrease in

mit gesamtwirtschaftlichen Vorteilen verbunden – andernfalls dagegen nicht. Speziell für den Energieträger Steinkohle würden sich allerdings nach dem Zielszenario schon ab ca. 2020 dramatische Marktverluste ergeben, wovon nach dem politisch ohnehin vorgegebenen Auslauf des heimischen Steinkohlenbergbaus ab 2019 ausschließlich die importierte Steinkohle betroffen wäre.

### **Abgleich mit einem Zielszenario sowie Sensitivitätsanalysen**

Prognos, GWS und EWI stellen in ihrer Studie die Energiereferenzprognose und das Trendszenario auch einem Zielszenario gegenüber, das beschreibt, welche Veränderungen bei Energieverbrauch und Energieumwandlung erforderlich sind, um die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung vollständig zu erreichen.

Darüber hinaus prüfen sie anhand von fünf Sensitivitätsrechnungen und einem Vergleich mit den Energieszenarien 2011, wie sich unterschiedliche Preise für fossile Energieträger, höhere CO<sub>2</sub>-Preise und andere Annahmen für die Kostenentwicklung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien auf zentrale Ergebnisse auswirken. Die alternativen Annahmen der Sensitivitätsrechnungen stützen sich jeweils auf Studien Dritter (Energy Trends 2013 der EU-Kommission, Brüssel, der Klimaschutzszenarien 2013 des Umweltbundesamtes (UBA), Dessau, der Energieprognose 2012 von ExxonMobil, Irving, USA, den Langfristszenarien 2012 für den Ausbau der erneuerbaren Energien des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), Berlin und der Studie '100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050' des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU), Berlin, von 2010). Das wesentliche Resultat dieser Prüfung ist, dass die Effekte der alternativen Annahmen recht gering sind und die Grundaussagen von Referenzprognose und Trendszenario erhalten bleiben. Eine Ausnahme bildet lediglich die Annahme höherer CO<sub>2</sub>-Preise, die nach 2030 zu einem noch stärkeren Rückgang der energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland führen würden. Im Anhang der Studie wird außerdem eine 'Bestandsaufnahme' wesentlicher nationaler und internationaler Entwicklungen der Energiemärkte in der jüngeren Vergangenheit – 1990 bis 2011 – vorgenommen. Hier werden u. a. die Angebots- und Nachfragetrends sowie die Preisentwicklung am globalen Markt für Kesselkohle nachgezeichnet. Nachfolgend eine Zusammenfassung der wichtigsten Einzelbefunde der Studie.

#### **Bestandsaufnahme relevanter bisheriger Entwicklungen (1990 bis 2011)**

Der weltweite Energieverbrauch stieg von 1990 bis 2011 getrieben vom Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum um rd. 50 %. Die energiebedingten CO<sub>2</sub> Emissionen entwickelten sich parallel dazu. Ungefähr 90 % des Zuwachses beim globalen Energieverbrauch entfielen auf die Entwicklungs- und Schwellenländer. Deutschlands Anteil am Weltenergieverbrauch lag 2011 bei lediglich 2,5 %. Die dominante Bedeutung der fossilen Energieträger für die Energieversorgung veränderte sich bis 2011 weltweit kaum. Die Kernenergie verlor im globalen Maßstab etwas an Bedeutung, die Erneuerbaren wurden etwas wichtiger.

In Deutschland haben sich Primärenergieverbrauch (PEV) und Wirtschaftswachstum zwischen 1990 und 2011 weitgehend

energy-related CO<sub>2</sub> emissions. After 1990 fossil fuels, though not gas, lost market share in the national energy mix. Coal was especially affected, though continued to dominate the power generation sector. Renewables gained real ground, particularly after 2000, while oil continues to be the most important fuel in quantitative terms. For the nuclear sector after 2011, the year of the Fukushima incident, Germany adopted a politically determined strategy that provides for the progressive withdrawal from nuclear energy by 2022.

### **Key assumptions for the reference projection and trend scenario**

The study uses the energy-policy framework conditions prior to 2014 as the starting point for the reference projection and trend scenario. It is also assumed that Germany's economy will grow at an average rate of 1% a year in the medium and long term. Industrial output will continue to play a key role for the German economy and its net product value. In the longer term, however, growth will be curbed by demographic change and the declining population – though this will bring with it an increase in the number of private households and greater living space – and the associated reduction in the labour force. The global economy will become increasingly integrated in the years leading up to 2050, with the economic balance – particularly in terms of global energy consumption – shifting increasingly towards today's emerging markets, especially those in Asia. It is assumed that the global availability of fossil fuels will remain secure during the period covered by the study.

The international market prices for oil, gas and steam coal will tend to increase in real terms during the period to 2050, this being driven to a large degree by the growth in energy consumption in the Asian economies. The demand for coal for the electricity generating market will continue to grow strongly in China and India in particular and this will drive the present low prices back up in the long term. As well as being affected by world market prices and exchange rates, domestic consumer prices for oil, gas and coal will in future be increasingly determined by taxes and duties and to a growing extent by CO<sub>2</sub> prices. The cost of carbon credits in the European ETS (Emissions Trading System) is set to remain at a fairly modest level until 2020, especially because of the surplus of trading allowances that has built up following the financial and economic crisis. The recent attempt at backloading has only had a small impact. CO<sub>2</sub> prices within the ETS are expected to undergo a relatively steep rise after 2020 due to another shortage of carbon credits along with the interlinking of European and international climate protection efforts. Based on 2011 prices it is suggested that we will see a figure of 10 €/t CO<sub>2</sub> in 2020, this rising to 40 €/t CO<sub>2</sub> by 2030 and then to 76 €/t CO<sub>2</sub> by 2050. The study also assumes that after 2020 there will be CO<sub>2</sub> surcharges on the energy consumed by private households and by businesses that are not involved in the emissions trading system.

Europe's national electricity markets are continuing to amalgamate and the transnational grid extension programme will initially play a key role here. After 2020 – according to the reference projection – the expansion of the renewables sector will increasingly be organised on a transnational basis. For the renewables-based electricity generating units, and especially the wind power

entkoppelt. Der rückläufige PEV und strukturelle Veränderungen zugunsten CO<sub>2</sub>-armer oder -freier Energien führten zu einem Rückgang der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen um 24%. Im nationalen Energiemix haben fossile Energieträger bis auf das Erdgas seit 1990 Anteile verloren - besonders kräftig die heimische Kohle, die aber weiterhin die Stromerzeugung dominiert - die erneuerbaren Energien haben vor allem ab 2000 deutlich hinzugewonnen, das Mineralöl ist nach wie vor der quantitativ wichtigste Energieträger. Für die Nutzung der Kernenergie gilt ab 2011, dem Jahr des Ereignisses von Fukushima, in Deutschland eine politisch bestimmte Sonderentwicklung in Richtung auf den schrittweisen Ausstieg bis 2022.

### **Zentrale Annahmen für die Referenzprognose und das Trendszenario**

Als Ausgangspunkt für die Referenzprognose und das Trendszenario wurden in der Studie die energiepolitischen Rahmenbedingungen bis Anfang 2014 gesetzt. Angenommen wird ferner, dass die deutsche Volkswirtschaft mittel- und langfristig mit durchschnittlich 1% p. a. wächst. Die Industrie behält ihre zentrale Bedeutung für die deutsche Wirtschaft und deren Wertschöpfung. Längerfristig gebremst wird das Wachstum aber durch den demografischen Wandel bzw. die rückläufige Bevölkerung - bei allerdings noch steigender Zahl privater Haushalte und ausgeweiteter Wohnfläche - und dem damit verbundenen Rückgang der Zahl der Erwerbspersonen. Die Integration der Weltwirtschaft schreitet bis 2050 immer weiter voran, wobei sich die ökonomischen Gewichte gerade im Hinblick auf den globalen Energieverbrauch zunehmend in die heutigen Schwellenländer verschieben, insbesondere nach Asien. Die Verfügbarkeit fossiler Energierohstoffe wird im Betrachtungszeitraum weltweit als gesichert unterstellt.

Nicht zuletzt durch den Anstieg der Energienachfrage asiatischer Volkswirtschaften steigen die internationalen Marktpreise für Rohöl, Erdgas und Kesselkohle bis 2050 im Trend real an. Vor allem in China und Indien nimmt die Nachfrage nach Kohle für die Stromerzeugung künftig weiter zu und lässt die derzeit niedrigen Preise dauerhaft wieder ansteigen. Die inländischen Verbraucherpreise für Öl, Gas und Kohle werden neben den Weltmarktpreisen und den Wechselkursen auch durch Steuern und Abgaben sowie künftig verstärkt durch die CO<sub>2</sub>-Preise bestimmt. Die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate im europäischen Emissionshandelssystem (ETS = Emissions Trading System) bleiben bis 2020 auf moderatem Niveau, insbesondere wegen der Überschussmengen infolge der Finanz- und Wirtschaftskrise. Das jüngste Backloading hat nur einen geringen Einfluss. Nach 2020 wird ein relativ steiler Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise im ETS durch eine weitere Verknappung der Zertifikate sowie die Kopplung der europäischen mit den internationalen Klimaschutzanstrengungen angenommen. Auf Preisbasis 2011 werden 10 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2020 unterstellt, dann ein Anstieg auf 40 €/t CO<sub>2</sub> bis 2030, anschließend auf 76 €/t CO<sub>2</sub> bis 2050. Auch geht die Studie nach 2020 von CO<sub>2</sub>-Zuschlägen für den Energieverbrauch privater Haushalte und Unternehmen, die nicht am Emissionshandel teilnehmen, aus.

Die nationalen Marktgebiete für elektrischen Strom in Europa wachsen weiter zusammen. Dabei spielt zunächst der transnationale Netzausbau eine zentrale Rolle. Der Ausbau erneuerbarer

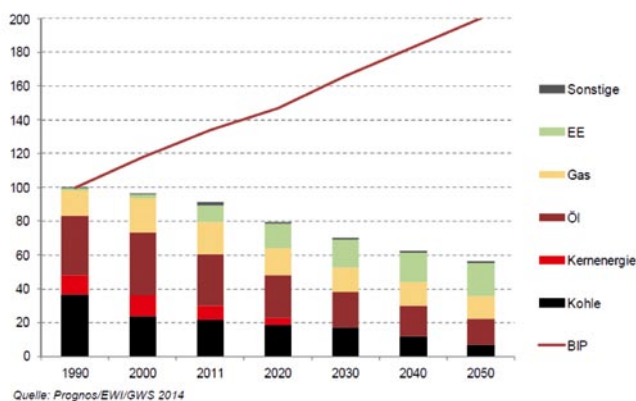


Fig. 1. Primary energy consumption by energy source in reference projection and trend scenario and real-term GDP

Bild 1. Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Referenzprognose und Trendszenario sowie reales BIP

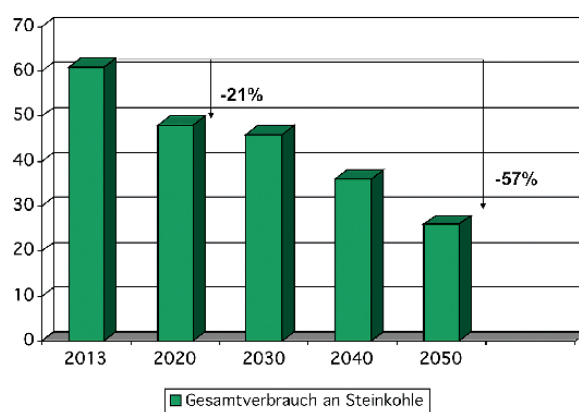
and photovoltaics installations, significant cost reductions are expected in the years ahead as a result of learning effects and economies of scale associated with the expansion of this sector. The investment costs for conventional power station technologies, on the other hand, are likely to remain at a stable level and the focus of future development in this area lies in the optimisation of partial load performance.

The many obstacles that exist to the implementation of the energy and climate policy measures needed to ensure that the Energy Plan objectives are met in full (target scenario) are not likely to be adequately overcome by 2030/2050. This also applies to some extent to the electricity market, but is particularly relevant for efficiency measures in the transport and heating sectors.

### Key results from the reference projection and trend scenario

PEC will continue to decrease during the review period and for the three key years 2020, 2030 and 2050 is predicted to be 17%, 27% and 42% lower, respectively, than in the reference year 2008. This would constitute a huge reduction by today's standards. Yet these figures will still always fall short of the target pathway set for the Energy Plan. Nevertheless, as economic output continues to increase the fall in energy consumption will imply and require a considerable and ongoing increase in energy productivity (real-term GDP growth rate<sub>2005</sub>/PEC for the period 2011 to 2050: 2.3% p. a.). Yet this will not be enough to realise the Government's savings targets as laid down in the 2010 Energy Plan. (Fig. 1)

German coal consumption in particular is set to fall from 55 mill. tce in 2011 to 46 mill. tce by 2020. The domestic coal market will then remain fairly steady at about 45 mill. tce until 2030, but will undergo a marked decline thereafter to reach a figure of 26 mill. tce by 2050. Lignite consumption will follow a similar pattern. This will fall from 53 mill. tce in 2011 to 48 mill. tce by 2020 and to 43 mill. tce by 2030, before finally dropping to just 9 mill. tce by the year 2050. Fossil energies' share of the mix is set to decline across the board while the input from renewables will grow quite significantly. Yet fossil fuels will still provide the basis for Germany's energy supply for many years to come. Renewables' share of



Quelle: Energieerzeugungsprognose EW/GWS/Prognose 2011; eigene Berechnungen

Fig. 2. The German coal market is set to shrink considerably in the long term  
Bild 2. Deutscher Steinkohlenmarkt schrumpft langfristig kräftig

Energien wird nach 2020 ebenfalls – so unterstellt die Prognose – zunehmend grenzüberschreitend organisiert. Bei den regenerativen Stromerzeugungsanlagen, vor allem bei Windkraft- und PV-Anlagen, werden aufgrund von Lern- und Skaleneffekten beim weiteren Ausbau in den kommenden Jahren noch erhebliche Kostendegressionen erwartet. Bei den konventionellen Kraftwerkstechnologien werden dagegen stabile Investitionskosten angenommen. Der Fokus zukünftiger Entwicklungen liegt hier auf der Optimierung des Teillastverhaltens.

Die in vielen Bereichen bestehenden Hemmnisse für eine Umsetzung der energie- und klimapolitischen Maßnahmen, die zur vollständigen Erreichung der Ziele des Energiekonzepts nötig wären (Zielszenario), werden bis 2030/2050 nicht hinreichend überwunden – dies gilt teilweise auch für den Stromsektor, aber insbesondere für Effizienzmaßnahmen im Verkehrs- und Wärmesektor.

### Wesentliche Ergebnisse von Referenzprognose und Trendszenario

Der PEV verringert sich im Betrachtungszeitraum durchgehend und wird 2020 um 17%, 2030 um 27% und 2050 um 42% niedriger liegen als 2008. Das wäre im Vergleich zu heute eine enorme Reduktion. Der Zielpfad des Energiekonzepts wird damit trotzdem permanent unterschritten. Gleichwohl bedeutet und erfordert der sich verringerende Energieverbrauch bei kontinuierlich zunehmender Wirtschaftsleistung eine beträchtliche und stetige Steigerung der Energieproduktivität (Steigerungsrate BIP<sub>real2005</sub>/PEV im Zeitraum 2011 bis 2050: 2,3% p. a.). Dennoch reicht dies nicht für die Umsetzung der politisch angestrebten Einsparziele des Energiekonzepts von 2010. (Bild 1)

Speziell der Steinkohlenverbrauch in Deutschland sinkt von 55 Mio. t SKE im Jahr 2011 schon bis 2020 auf 46 Mio. t SKE. Bis 2030 hält sich dann das inländische Marktvolumen bei ca. 45 Mio. t SKE und fällt danach kräftig ab auf 26 Mio. t SKE im Jahr 2050. Ähnliche Tendenzen werden für den Braunkohlenverbrauch vorhergesagt. Er sinkt von 53 Mio. t SKE 2011 über 48 Mio. t SKE im Jahr 2020 und 43 Mio. t SKE 2030 auf schließlich nur noch 9 Mio. t SKE im Jahr 2050. Der Anteil fossiler Energien im Energiemix geht insgesamt tendenziell zurück, während der Anteil der erneuerbaren Energien weiter deutlich steigt. Dennoch bleiben die fossilen

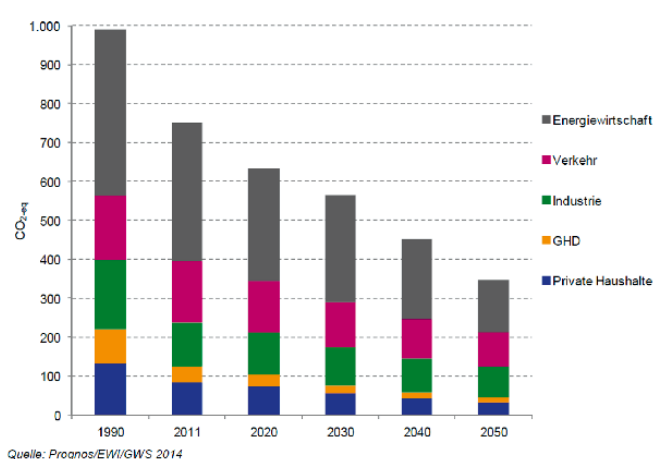
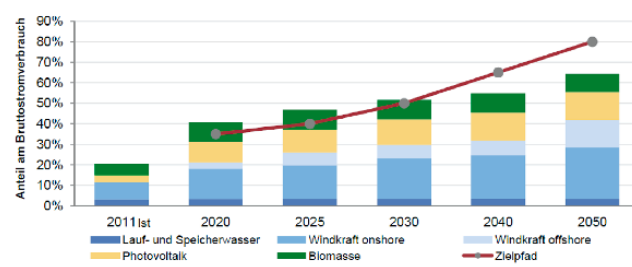


Fig. 3. Energy-related greenhouse gas emissions  
Bild 3. Energiebedingte Treibhausgasemissionen



Quelle: Prognos/EW/GWS 2014

Fig. 4. Domestically produced renewables' share of gross electricity consumption  
Bild 4. Anteil inländischer erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

PEC will increase from 11 % in 2011 to about 35 % by 2050. This implies that two thirds of PEC, which is set to fall in line with the above projections, will still have to be met from conventional sources by 2050, with more than half of this (52 %) being covered by oil and gas. (Fig. 2)

Because of the gradual decarbonisation of the energy mix energy-related greenhouse gas emissions will decline at a faster pace than PEC. The projection is for a 36 % fall by 2020, a 43 % fall by 2030 and a 65 % drop by 2050. Yet even with these reduction levels it will still not be possible to fully achieve the ambitious national targets set by the Energy Plan, namely minus 40 % by 2020, minus 55 % by 2030 and minus 80 % by 2050. (Fig. 3)

The contribution from renewable sources will, for the moment, increase at a relatively fast pace, with the main focus being on electricity generation – which by 2020 will be 38 % renewables based. The Government's target of 35 % will therefore be exceeded. The reference projection further estimates that renewables will have a 47 % share of the electricity market by 2030. This falls slightly short of the target of 50 %. The 2050 prognosis is 63 %, well below the target of 80 %. (Fig. 4)

Wind and voltaic energy in particular will continue to register high growth rates for the foreseeable future. After 2030 most of Germany's electricity will be generated from wind power. Increasing transnational cooperation in the European Single Market will – it is assumed – help exploit synergies, bring about the relocation of production sites and drive down costs. Solar power is being increasingly used by households for electricity generation, while biomass is set to remain what it has always been, namely the most important indigenous source of renewable energy.

Final energy consumption will decline in all sectors in the medium and long term and this will be associated with huge structural shifts. Electricity will remain the most important end-energy until 2050, while space heating will lose ground, as will motor fuels. Electricity will in future be used increasingly in the transport (electromobility) and building sectors (electrical devices/cooling and ventilation/home technology) and is also set to gain ground in trade and industry (IT technology and so on). Because of the continuing high, and in some areas even increasing demand for electricity there will only be a slight overall

Energieträger auch langfristig noch die Basis der deutschen Energieversorgung. Der Anteil der Regenerativen am PEV steigt von 11 % im Jahr 2011 auf etwas mehr als ein Drittel (35 %) bis 2050. Zugleich bedeutet dies, dass zwei Drittel des PEV, der dann wie oben prognostiziert zurückgegangen ist, auch 2050 noch konventionell bereitgestellt werden müssen und zwar zu mehr als der Hälfte (52 %) durch Mineralöl und Erdgas. (Bild 2)

Die energiebedingten Treibhausgasemissionen sinken durch den deutlichen Dekarbonisierungstrend im Energiemix noch stärker als der PEV um 36 % bis 2020, um 43 % bis 2030 und um 65 % bis 2050. Doch auch mit diesen Reduktionen werden die ehrgeizigen nationalen Zielsetzungen des Energiekonzepts - minus 40 % bis 2020, minus 55 % bis 2030, minus 80 % bis 2050 - verfehlt. (Bild 3)

Der Beitrag der erneuerbaren Energien wächst vorerst weiter relativ schnell, wobei der Schwerpunkt auf der Stromerzeugung liegt. Diese wird 2020 zu 38 % auf Erneuerbaren basieren. Die politische Zielmarke von 35 % wird somit übertroffen. Für 2030 sieht die Referenzprognose einen Anteil der erneuerbaren Energien von 47 % vor. Die Zielmarke von 50 % wird damit etwas unterschritten. Für 2050 werden 63 % prognostiziert, womit die Zielmarke von 80 % deutlich verfehlt wird. (Bild 4)

Vor allem Wind und Photovoltaik haben auch in der absehbaren Zukunft weiter hohe Zuwachsraten. Nach 2030 entfällt allein auf die Windkraft der größte Anteil an der deutschen Stromerzeugung. Mit zunehmenden grenzüberschreitenden Kooperationen im europäischen Binnenmarkt werden dabei - so wird angenommen - Synergien erschlossen, Erzeugungsstandorte verlagert und Kosten gedämpft. Solarstrom wird immer mehr zur Eigenerzeugung verwandt. Die gewichtigste inländische erneuerbare Energiequelle bleibt aber wie bisher auch langfristig die Biomasse.

Der Endenergieverbrauch geht mittel- und langfristig in allen Sektoren zurück, wobei es gleichzeitig zu erheblichen Strukturverschiebungen kommt. Strom wird bis 2050 die wichtigste Endenergie sein, Raumwärme verliert an Gewicht, ebenso die Kraftstoffe. Strom wird künftig im Verkehr (Elektromobilität) und im Gebäudebereich (Elektrogeräte/Kühlen/Lüften/Haustechnik) zunehmend eingesetzt, und er gewinnt auch in Gewerbe und Industrie noch an Bedeutung (IT-Technik etc.). Infolge des weiter

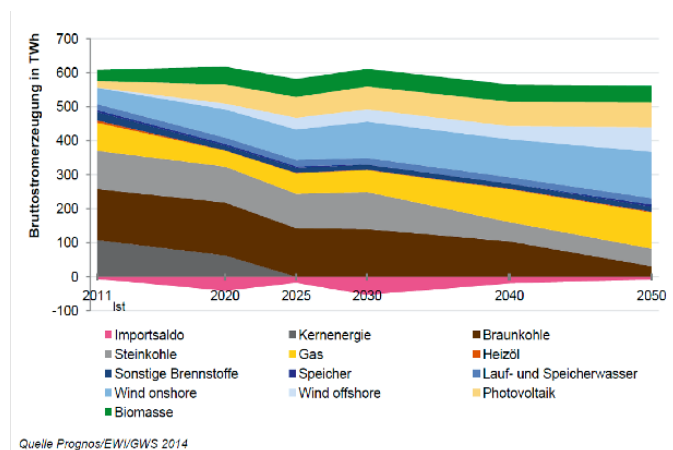


Fig. 5. Gross electricity production  
Bild 5. Bruttostromerzeugung

downturn in power generation. In fact up to 2020 electricity production will increase slightly on 2011 levels, but thereafter will fall by an average of 0.2% a year with the result that by 2050 it will be 17.5% lower than the 2008 figure. This implies that electricity consumption figures will also fail to meet the targets set by the Energy Plan, namely minus 10% by 2020 and minus 25% by 2050. (Fig. 5)

The installed generation capacity of Germany's power stations will increase year on year during the review period. This will mainly be a consequence of the growing input from renewable sources and the small contribution that they will continue to make to guaranteed capacity, which will still have to be provided from conventional sources. The contribution made by storage power stations will remain limited and according to the projection will even decline after 2025 as other flexibility options become increasingly available, such as the accelerated part-load performance of conventional power stations, greater demand flexibility and the international exchange of electricity. (Fig. 6)

Cogeneration (CHP), along with district heating, will be expanded up to 2040, with coal-fired installations also involved in this development. Because of various conflicting targets – the growth of renewables in the electricity sector, efficiency measures in the heat market and competition with other heat technologies – expansion in this sector will reach 16% by 2020 instead of the planned 25%, thereby falling well behind the stated energy policy objectives. The contribution from decentralised CHP plants will also remain fairly modest. (Fig. 7)

Electricity production from coal-fired stations will remain fairly stable until 2030, though is set to fall sharply thereafter. Coal's share of gross electricity generation will remain at around 18% until 2030, with production levels holding steady. However, in the following period to 2050 this share will fall away sharply to just 9%, along with a sharp decline in overall electricity generation. In absolute terms this means that coal-fired power generation will decrease from the 2011 level of 110 TWh/a to just 50 TWh/a. Lignite-based electricity production will decline even more significantly after 2030 and is expected to fall by 80% in the period to 2050. Usage hours for gas-fired plants will decrease in the run-up to 2025, primarily due to the expansion of the renewables sector.

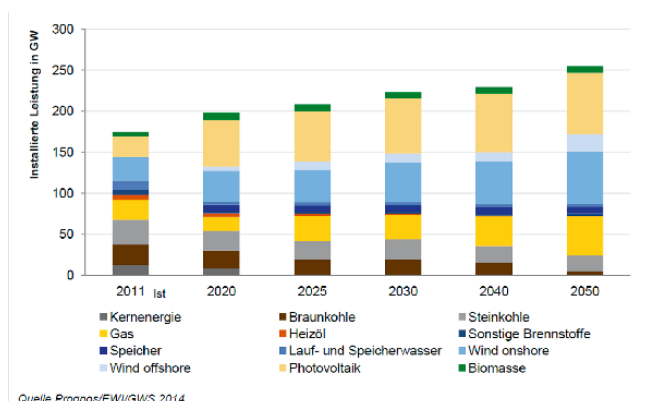


Fig. 6. Power station structure  
Bild 6. Kraftwerksstruktur

hohen, z. T. noch zunehmenden Strombedarfs geht die Stromerzeugung insgesamt nur wenig zurück. Bis 2020 steigt sie gegenüber 2011 sogar noch leicht an, danach verringert sie sich durchschnittlich um 0,2% p. a., bis 2050 wird sie 17,5% geringer sein als 2008. Somit werden auch beim Stromverbrauch die Ziele des Energiekonzepts – minus 10% bis 2020, minus 25% bis 2050 – nicht erreicht. (Bild 5)

Die installierte Erzeugungskapazität des deutschen Kraftwerksparks steigt im Betrachtungszeitraum kontinuierlich an. Dies ist vor allem auf den steigenden Anteil der erneuerbaren Energien und deren nach wie vor geringen Beitrag an gesicherter Leistung zurückzuführen, die weiter konventionell zu gewährleisten ist. Die Beiträge von Speicherkraftwerken bleiben begrenzt und gehen laut dieser Prognose nach 2025 sogar noch zurück, weil andere Flexibilitätsoptionen zunehmend verfügbar werden, wie das weiter beschleunigte Teillastverhalten konventioneller Kraftwerke, mehr Nachfrageflexibilität und internationaler Stromtausch. (Bild 6)

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) einschließlich der Fernwärme wird bis 2040 ausgeweitet, dies auch auf Basis von Steinkohle. Der Ausbau bleibt mit 16% im Jahr 2020 anstatt 25% aber aufgrund unterschiedlicher Zielkonflikte – Wachstum der erneuerbaren Energien im Stromsektor, Effizienzmaßnahmen im Wärmemarkt, Wettbewerb mit diversen anderen Wärmetechnologien – vorerst deutlich hinter dem erklärten energiepolitischen Ziel zurück. Auch die Rolle dezentraler KWK bleibt relativ gering. (Bild 7)

Die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken bleibt bis 2030 relativ stabil, doch anschließend nimmt sie deutlich ab. Speziell der Steinkohlenanteil an der Bruttostromerzeugung hält sich bis 2030 bei rd. 18% mit annähernd gleichem Erzeugungsniveau. Danach erfolgt jedoch bis 2050 ein Absturz auf einen Anteil von nur noch 9% bei deutlich verringerter Gesamtstromerzeugung. Absolut betrachtet bedeutet das gegenüber 2011 einen Rückgang der Verstromung von Steinkohle von 110 auf 50 TWh/a. Bei der Verstromung von Braunkohle ist der Rückgang nach 2030 sogar noch steiler, bis 2050 beträgt er 80%. Die Benutzungsstunden von Gaskraftwerken gehen bis 2025 vor allem wegen des Ausbaus der erneuerbaren Energien zurück, doch längerfristig sorgen hohe

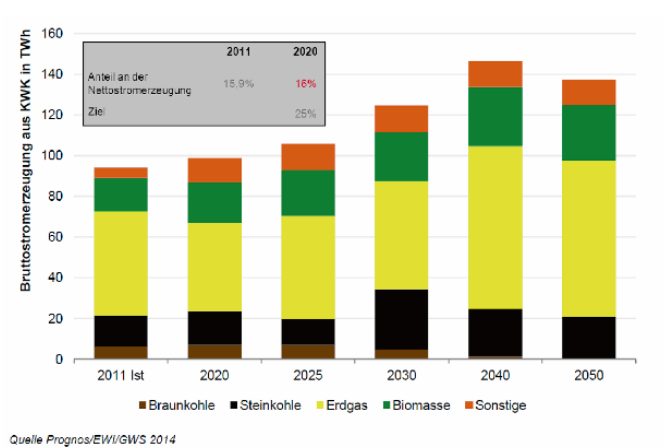


Fig. 7. Gross electricity production from combined heat and power plants (CHP)  
Bild 7. Bruttostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung

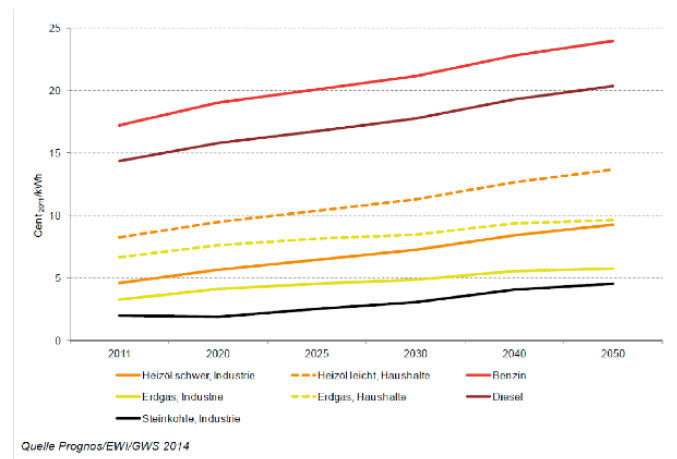


Fig. 8. Consumer prices for petroleum products  
Bild 8. Verbraucherpreise für Mineralölprodukte

However, in the longer term high carbon-credit prices will again ensure that gas-fired power stations enjoy a growing share of the electricity generating market (7% rise by 2020, 10% by 2030 and 19% by 2050). Gas's share of PEC will also grow in the long term as a result of further gains in the heat market.

As the reference projection and trend scenario indicate that the electricity sector in particular will only show a relatively modest reduction in consumption levels the study concludes that if the target scenario is to be achieved it will, above all, be necessary to accelerate the pace at which electricity is generated from carbon-intensive power stations, which essentially means coal-fired plants. Further targeted measures will be needed in this respect. However the study does accept that in addition to the impact this will have on costs and efficiency in the power station sector it would also be necessary to take account of the fact that national measures within the energy sector would depress the CO<sub>2</sub> price and increase emissions in other European countries, which hardly spells a positive net effect on climate protection.

In Germany, electricity prices for households and the business, trade and services sectors, as well as for industry, will continue to rise until 2025, a trend that can be attributed primarily to the increase in the EEG (German Renewables Energies Act) levy. Though this levy will in fact be reduced in the years thereafter, the wholesale price of electricity will rise again anyhow because of the increased cost of fuel sourcing and carbon credits. Private households and the non energy-intensive sector can, on balance, expect some easing of the burden after 2015. For the energy-intensive industries, on the other hand, electricity procurement costs will decrease in the period to 2020, though will increase markedly in the years thereafter. (Fig. 8)

Compared with the target scenario, a development of the kind depicted by the energy reference projection and trend scenario will also lead in overall terms initially – that is to say until about 2030 – to a moderate increase in employment, though this will be accompanied by a slight decline in gross domestic product (GDP) because of the lower investment levels and higher energy procurement costs. In the longer term the relative loss of GDP growth will increase slightly – by 1% up to 2050 – and employment will also fall with about 180,000 fewer job opportunities. However, as

CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreise wieder für wachsende Erdgasanteile an der Stromerzeugung (Anstieg von 7% im Jahr 2020 auf 10% im Jahr 2030 und 19% schließlich 2050). Auch beim PEV wächst langfristig der Gasanteil durch weitere Zugewinne im Wärmemarkt.

Da gerade im Stromsektor der Verbrauch gemäß Referenzprognose und Trendszenario nur relativ verhalten zurückgeht, schließt die Studie, dass es zum Erreichen des Zielszenarios vor allem erforderlich wäre, die Erzeugung aus CO<sub>2</sub>-intensiven Kraftwerken, also insbesondere Kohlekraftwerken, weiter und schneller zu reduzieren. Dazu wären zusätzliche spezifische Maßnahmen erforderlich. Allerdings räumt die Studie ein, dass neben den Folgen für Kosten und Leistung im Kraftwerkssektor zu berücksichtigen wäre, dass nationale Maßnahmen innerhalb des Energiesektors den CO<sub>2</sub>-Preis dämpfen und die Emissionen im europäischen Ausland erhöhen würden, also für die Klimavorsorge tatsächlich kaum ein positiver Nettoeffekt entstünde.

Bis 2025 steigen die Strompreise in Deutschland für Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und auch die Industrie weiter an, was primär auf den Anstieg der EEG-Umlage zurückzuführen ist. Danach geht die Umlage tendenziell zurück, doch die Großhandelspreise für Strom steigen trotzdem wieder wegen zunehmender Kosten für den Brennstoffbezug und CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Für private Haushalte und die nicht-energieintensive Wirtschaft ist dadurch nach 2015 per Saldo eine Entlastung zu erwarten. Für stromintensive Industrien sinken dagegen die Kosten für den Strombezug bis 2020, doch danach nehmen sie spürbar zu. (Bild 8)

Im Vergleich zum Zielszenario führt eine Entwicklung, wie von der Energierferenzprognose und dem Trendszenario abgebildet, außerdem gesamtwirtschaftlich zunächst – d. h. bis ungefähr 2030 – zu ein wenig mehr Beschäftigung bei allerdings leicht geringerem Bruttoinlandsprodukt (BIP) wegen geringerer Investitionen und höherer Energiebezugskosten. Langfristig nimmt der relative Verlust des BIP-Wachstums noch ein wenig zu - bis 2050 um 1% - und es kommt auch zu einer um ca. 180.000 Stellen geringeren Beschäftigung. Die Differenzen sind allerdings so gering und von den Prämissen des Zielszenarios abhängig, dass sie bei derart langen Zeithorizonten statistisch wenig Aussagekraft haben.



Absolutwerte/ Anteile je Ausgangs- und Zieljahr		Referenzprognose/ Trendszenario				Zielszenario (Energiekonzept 2010)			
Merkmal	Einheit	2011	2020	2030	2050	2011	2020	2030	2050
<b>Sozioökonomische Rahmendaten in Deutschland</b>									
Bevölkerung	Mio.	80	79	78	73	80	79	78	73
Private Haushalte	Mio.	40	41	41	40	40	41	41	40
Pkw-Bestand	Mio.	42	44	44	42	42	44	44	42
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm.	1134	1143	1140	1085	1134	1143	140	1085
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm.	629	702	804	920	629	702	804	920
Bruttowertschöpfung Industrie real (2005)	Mrd. €	376	427	489	601	376	427	489	601
BIP real (2005)	Mrd. €	2 452	2 688	3 031	3 655	2 452	2 688	3 031	3 655
<b>Rohstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise real (Preisbasis 2011) angenommen</b>									
Rohölpreis	\$/b	108	117	124	128	108	117	124	128
Erdgas	€/GJ	6,4	8,3	8,6	9,2	6,4	8,3	8,6	9,2
Kesselkohlen	€/GJ	3,5	3,4	3,8	4,5	3,5	3,4	3,8	4,5
Kesselkohlen (SKE)	€/t SKE	107	107	118	137	107	107	118	137
CO <sub>2</sub> -Zertifikate	€/t CO <sub>2</sub>	11	10	40	76	13	10	40	76
<b>Strompreise real (Preisbasis 2011) modelliert</b>									
Strompreis Haushalte	Ct/kWh	25,9	29,2	28,4	28,8	25,9	30,4	29,5	27,2
Strompreis Industrie (normal)	Ct/kWh	11,9	15,9	15,7	14,7	11,9	16,9	16,6	15,0
Strompreis Industrie (stromintensiv)	Ct/kWh	5,5	4,9	7,8	10,0	5,5	5,4	8,3	10,4
<b>Inländischer Primärenergieverbrauch</b>									
PEV insgesamt	Mio. t SKE	464	404	357	285	464	387	322	235
Veränderung gegenüber 2008	in %	-5	-18	-27	-42	-5	-21	-34	-52
Mineralöl	Anteil in %	33	32	31	28	33	32	29	20
Gase	Anteil in %	22	20	21	24	22	21	20	19
Steinkohle	Anteil in %	13	12	13	9	13	8	8	5
Braunkohle	Anteil in %	12	12	12	3	12	12	11	2
Erneuerbare	Anteil in %	11	18	24	35	11	21	31	51
Kernenergie	Anteil in %	9	6	0	0	9	6	0	0
Sonstige	Anteil in %	2	1	2	2	2	1	2	2
Außenhandelsaldo Strom (beim PEV)	Anteil in %	-0,2	-1,2	-1,8	-0,3	-0,2	-0,7	-0,3	0,8
<b>Inländische Treibhausgasemissionen</b>									
Energiebedingt <sup>1)</sup>	Mio. t CO <sub>2</sub> e	751	633	564	346	751	568	434	196
Veränderung gegenüber 1990	in %	-24	-36	-43	-65	-24	-43	-56	-80
THG-Emission/Einwohner	t CO <sub>2</sub> e/Kopf	9,4	8,0	7,2	4,7	9,4	7,2	5,6	2,7
<b>Inländische Stromerzeugung</b>									
Bruttostromerzeugung insgesamt	TWh	609	618	612	561	609	576	516	459
Veränderung gegenüber 2008	in %	-10	-9	-10	-18	-10	-15	-24	-33
Kernkraft	Anteil in %	18	10	0	0	18	11	0	0
Braunkohle	Anteil in %	25	25	23	5	25	26	22	4
Steinkohle	Anteil in %	18	17	18	9	18	8	6	1
Öl und Sonstige	Anteil in %	5	2	2	4	5	3	3	5
Erdgas	Anteil in %	14	7	10	19	14	9	9	9
Erneuerbare	Anteil in %	20	38	47	63	20	44	61	82

<sup>1)</sup> ohne internationalen Luftverkehr

Table 1. Key numerical premises and results from the energy reference projection  
Tabelle 1. Zentrale numerische Prämissen und Resultate der Energierferenzprognose

the differences are so slight and in any case are dependent on the premises put forward in the target scenario they have statistically little informative value over such a long time horizon.

### A critical appraisal

The energy reference projection and trend scenario describe a plausible energy development pattern whose likelihood of occurrence naturally depends, firstly, on whether and to what extent the assumptions made prove to be accurate and, secondly, on any unforeseen factors that develop. The authors therefore justifiably and expressly point out that the reference projection is a ‚conditional forecast‘ and not a ‚prophecy‘. As market developments are open processes and technological progress is in any case unpredictable, the degree of conditionality of any prognosis will increase the further ahead it is projected. That is why, after 2030, the process is referred to not as a prognosis but as a trend scenario. This conditionality also applies to the political framework conditions, which extend from meeting the targets of the Energy Plan, which could be adapted in view of the anticipated failure to achieve the objectives, to various new technological developments and geopolitical upheavals through to the assumed adoption of a global climate agreement by the year 2020. It therefore seems reasonable that the predictions should be measured against the three fundamental objectives of any energy policy, namely security of supply, environmental sustainability and economic viability, for the study itself is based on these parameters. If there is a danger that these targets will be missed then it is likely that political countermeasures will be taken.

The study virtually regards security of supply as a given. Of course it also emphasises that electricity supply reliability will in the near future have to be ensured by adopting additional measures, which mainly include stepping-up grid expansion efforts and establishing an appropriate new design of electricity market with greater flexibility options and possible capacity mechanisms for providing conventional reserve capacity – whose order of magnitude will have to remain fairly unchanged between 2020 and 2050. Yet no specific market design is suggested. The model analysis put forward by the institutes merely indicates that as regards reserve capacity, and in addition to existing coal-fired stations, gas turbine plants will primarily come to the fore for economic reasons because of the relatively low capital cost of new build projects. It is explicitly ‚accepted‘ that electricity supply security will be maintained in the long term. The study does not seek to examine what could happen if this assumption proves to be deficient.

There is also no robust analysis of primary energy supply. The only reference in this respect is that import reliance will decline overall because the consumption of fossil fuels will decrease in absolute and relative terms and the (quasi-domestic) supply of renewables will gain ever more ground. It is also possible that unconventional energy resources could be developed at national level by means of fracking technology, though this aspect is not pursued. The study specifically mentions one particular exception to this picture – and that is coal, where the market will be completely reliant on imports from 2019 on. However the study does not point out that from about 2025 all oil and gas supplies will also have to be imported and that after 2030, according to the

### Eine kritische Würdigung

Die Energiereferenzprognose und das Trendszenario beschreiben ein plausibles energiewirtschaftliches Entwicklungsmuster, wobei die Wahrscheinlichkeit des Eintretens natürlich davon abhängt, ob und inwieweit sich die getroffenen Annahmen als zutreffend herausstellen und welche unvorhergesehenen Einflussfaktoren auftreten. Deshalb weisen die Autoren selbst zu Recht und ausdrücklich darauf hin, dass es sich bei der Referenzprognose um eine „bedingte Prognose“ und keineswegs um eine „Prophezeiung“ handelt. Da Marktentwicklungen offene Prozesse sind und der technologische Fortschritt ohnehin unvorhersehbar ist, nimmt der Bedingtheitsgrad von Prognosen zu, je weiter in die Zukunft geschaut wird, weshalb nach 2030 auch nicht mehr von einer Prognose, sondern von einem Trendszenario die Rede ist. Diese Bedingtheit gilt auch für die politischen Rahmenbedingungen, von der Beibehaltung der Ziele des Energiekonzepts, die angesichts der erwarteten Verfehlung der Ziele ja auch angepasst werden könnten, über neue technologische Entwicklungen und geopolitische Umbrüche bis hin zum angenommenen Zustandekommen eines globalen Klimaabkommens ab 2020. Sinnvoll erscheint es deshalb, die Vorhersagen an den grundlegenden drei Zielen jeder Energiepolitik – Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit – zu messen, denn auf diese stellt die Studie selbst ab. Wenn sie verfehlt zu werden drohen, ist ein politisches Gegensteuern wahrscheinlich.

Die Versorgungssicherheit wird in der Studie gewissermaßen als gesetzt betrachtet. Zwar wird im Hinblick auf die Stromversorgungssicherheit unterstrichen, dass diese in der nahen Zukunft durch zusätzliche Maßnahmen, vor allem zur Forcierung des nötigen Netzausbaus sowie zur Etablierung eines adäquaten neuen Strommarktdesigns mit mehr Flexibilitätsoptionen und eventuellen Kapazitätsmechanismen zur Vorhaltung konventioneller Reservekapazitäten – die zwischen 2020 und 2050 eine fast unveränderte Größenordnung aufweisen müssen – zu gewährleisten sind. Es wird aber z. B. kein konkretes Marktdesign unterstellt. Die Modellanalyse der Institute zeigt lediglich, dass aus wirtschaftlichen Gründen bei den Reservekapazitäten neben Bestandskraftwerken auf Kohlebasis wegen der relativ geringen Kapitalkosten im Neubau vornehmlich Gasturbinen zum Zuge kommen. Dass die Stromversorgungssicherheit langfristig erhalten bleibt, wird dabei explizit „angenommen“. Was geschehen könnte, wenn sich diese Annahme als unzureichend erweist, ist nicht untersucht worden.

Eine belastbare Risikoanalyse fehlt auch bezüglich der Primärenergieversorgung. Hier wird lediglich darauf verwiesen, dass die Importabhängigkeit insgesamt rückläufig sein werde, weil der Verbrauch fossiler Energien absolut und relativ zurückgeht und die (quasi-heimischen) Erneuerbaren immer mehr Gewicht erlangen. Möglicherweise könnten künftig auch unkonventionelle heimische Energierohstoffvorkommen durch Fracking erschlossen werden, was aber nicht weiter untersucht wird. Eine besondere Ausnahme in diesem Bild stellt allerdings, was explizit erwähnt wird, die Steinkohle mit vollständiger Importabhängigkeit ab 2019 dar. Nicht thematisiert wird, dass ungefähr ab 2025 auch Öl und Gas vollständig importiert werden müssen und nach 2030 gemäß dem Trendszenario der Beitrag

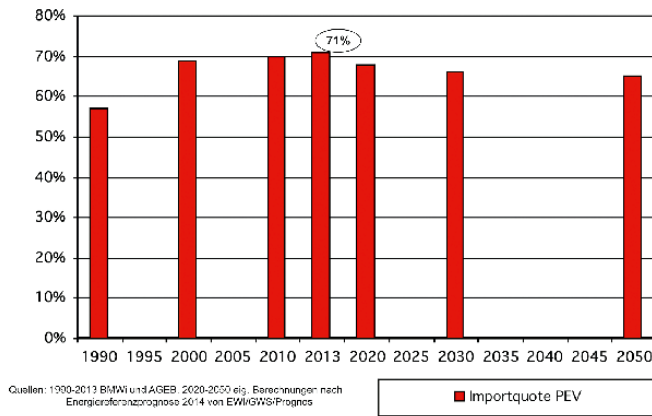


Fig. 9. Germany's dependence on energy imports  
Bild 9. Deutschlands Abhängigkeit von Energieimporten

trend scenario, lignite's contribution will be marginalised. While the import quota for PEC will see a declining trend, it will still be above 60% by 2050 (Fig. 9). However the study does not regard this as a problem because the sources of supply for oil, gas and certainly coal are relatively highly diversified. No account is taken of how the international supply situation could develop and change in future years, for example in the case of gas. The global distribution of reserves is however presented. And the 'peak oil' arguments are also put forward, though these are not considered as relevant for the review period.

When it comes to the environmental sustainability of energy supplies it is only the energy-related greenhouse-gas emissions and the associated climate protection targets that are examined in any depth. The study only briefly touches on other environmental problems in the energy sector, such as the conflict between grid expansion and nature protection and the acceptance problems facing CCS technology, which for this reason is assumed to be unrealisable in Germany on a large scale. What remains fully hidden is that the energy transition will bring new environmental problems, such as the increased land usage and the amount of raw materials consumed for the energy extraction process – which in the longer term at least can have repercussions for the overall system. The energy and environmental dimension of the transport sector is given very little attention in the study.

As far as the economics of energy supply are concerned the assertions made in the study will depend to a large degree on the various price and cost assumptions and on the scenario comparisons. For example, the most recent sharp drop in oil prices has been completely unexpected. A clearly positive interpretation must therefore be put on the sensitivity analysis that was carried out with a view to comparing the robustness of the results against somewhat different assumptions and framework specifications. However there is no comparison of the macroeconomic effects with scenarios that follow alternative objectives and may for example assume a more restrained energy transition process. Frequent references are made to foreseeable distributional effects, but these are not assessed. While the significance of innovation effects is not ignored, this factor seems only to be examined from one point of view. While such

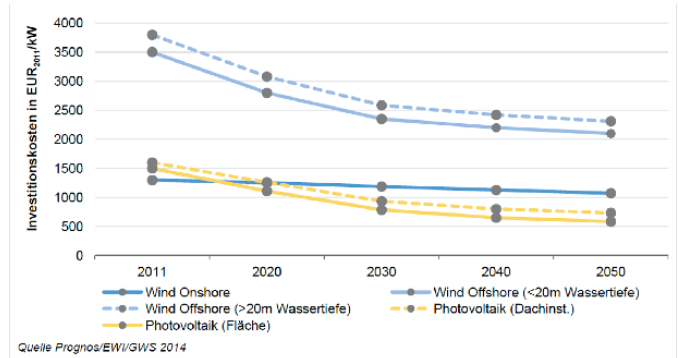


Fig. 10. Investment costs for wind and photovoltaic plants  
Bild 10. Investitionskosten für Wind- und Photovoltaikanlagen

der Braunkohle marginalisiert wird. Die Importquote des PEV sinkt zwar tendenziell, doch sie liegt 2050 noch bei über 60% (Bild 9). Die Studie sieht dies jedoch als nicht problematisch an, weil die Lieferquellen von Öl, Gas und erst recht Steinkohle relativ breit diversifiziert sind. Wie sich die internationale Liefer-situation in Zukunft entwickeln und verändern könnte, z. B. beim Erdgas, ist nicht betrachtet worden. Allerdings wird die globale Reservenverteilung dargestellt. Auch die Peak Oil-Thesen werden angesprochen, jedoch als im Betrachtungszeitraum für nicht relevant erachtet.

Was die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung betrifft, werden in der Studie nur die energiebedingten Treibhausgasemissionen bzw. die daran geknüpften Klimaschutz-ziele näher analysiert. Andere Umweltprobleme des Energiebereichs werden lediglich gestreift, so etwa Konflikte zwischen Netzausbau und Naturschutz oder die Akzeptanzproblematik der CCS-Technologie, die deswegen in Deutschland als nicht in großtechnischem Maßstab realisierbar angenommen wird. Völlig ausgeblendet bleibt, dass mit der Energiewende neue Umweltprobleme, wie der zunehmende Flächenverbrauch und Rohstoffverzehr für die Energiegewinnung, auftreten werden, die zumindest längerfristig Rückwirkungen auf das Gesamtsystem haben können. Nur schwach beleuchtet wird von der Studie der Verkehrssektor in seiner Energie- und Umweltdimension.

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung hängen die Aussagen der Studie maßgeblich von den jeweiligen Preis- und Kostenannahmen sowie dem Szenarienvergleich ab. Der jüngste Preissturz beim Öl etwa ist nicht erwartet worden. Unbedingt positiv zu bewerten ist daher die durchgeführte Sensitivitätsanalyse, mit der die Robustheit der Ergebnisse gegenüber etwas anderen Annahmen und Rahmenvorgaben abgeglichen worden ist. Es fehlt aber ein Vergleich der gesamtwirtschaftlichen Effekte mit Szenarien, die alternative Zielvorgaben haben und z. B. eine maßvollere Energiewende unterstellen. Vielfach angesprochen, aber nicht bewertet werden absehbare Verteilungseffekte. Nicht ausgeklammert, aber zu einseitig beleuchtet erscheint dagegen die Bedeutung von Innovationseffekten. Diese lassen sich zwar nicht im Detail voraussagen, aber in einem Vorhersagezeitraum von fast vier Jahrzehnten dürften

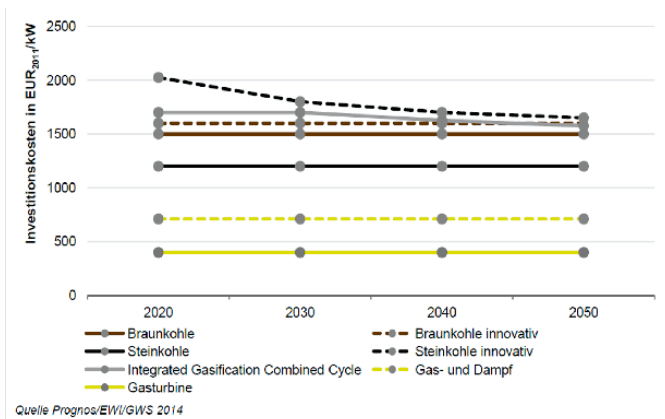


Fig. 11. : Investment costs for conventional power station systems  
Bild 11. Investitionskosten für konventionelle Kraftwerkstypen

developments clearly cannot be predicted in any great detail, they will play a significant role over a forecast period of nearly four decades and could well change the direction that the energy transition takes. And yet the study only accredits technological progress to certain sectors, such as renewable energies. This assumption is of course questionable. (Fig. 10, 11)

sie eine bedeutsame Rolle spielen und können die Entwicklungsrichtung der Energiewende ändern. Doch technologischer Fortschritt wird in der Studie nur bestimmten Sektoren, wie den erneuerbaren Energien, zugeschrieben. Diese Prämisse ist sicherlich fragwürdig. (Bild 10, 11)

#### References / Quellenverzeichnis

- (1) EWI, GWS und Prognos: Endbericht der Studie im Auftrag des BMWi „Entwicklung der Energiemärkte – Referenzprognose“.
- (2) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende“ vom 3. Dezember 2014.

#### Author / Autor

Dipl.-Ökonom Dr. Kai van de Loo,  
Bereichsleiter Volkswirtschaft und Wirtschaftspolitik  
Gesamtverband Steinkohle e.V. (GVSt), Herne