

Energiewende

Aspekte, Optionen, Herausforderungen

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Berlin 2012

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Vorträge auf der Berliner DPG-Tagung (2012)

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Die Grafik des Titelblatts wurde unter Verwendung von Abbildungen aus den Beiträgen von W. Rondeel, B. Hoffschmidt und A. Reuter mit freundlicher Genehmigung der Autoren gestaltet.

Energiewende

Aspekte, Optionen, Herausforderungen

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Berlin, 26. bis 28. März 2012

Programmgestaltung und Herausgeber: Hardo Bruhns

September 2012

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie
in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft
Berlin, 26. bis 28. März 2012

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	7
Übersicht über die Fachsitzungen	8
Abstracts aller Vorträge	9
Hauptvorträge:	
<i>Wieviel Kohlenstoff braucht der Mensch?</i> , vorgetragen von H. Pütter	24
<i>Virtuelle Großanlagen – ein Ansatz zur systemkompatiblen Integration erneuerbarer Energiequellen in die Energieversorgung</i> , vorgetragen von R. Bitsch	36
<i>Hydro Electricity and Storage Capabilities in Norway – can they be useful for Europe?</i> , presented by W. Rondeel	49
<i>Die Nutzung der Windenergie und erwartete technologische Entwicklungen der nächsten Jahre</i> , vorgetragen von A. Reuter	60
<i>Enhanced Geothermal Systems (EGS) - Potential and Stimulation Treatments</i> , presented by G. Zimmermann	67
<i>Schiefergas: eine unkonventionelle Ressource für den Energiemix der Zukunft?</i> , vorgetragen von A. Hübner	75
<i>Perspektiven für Solarthermische Kraftwerke im Sonnengürtel</i> , vorgetragen von B. Hoffschmidt	81
<i>Windstrom und Wasserstoff – Eine Alternative</i> , vorgetragen von D. Stolten	94

<i>Die Kosten und Risiken der Energiewende</i> , vorgetragen von M. Frondel.....	112
<i>Challenge Energy Transition: Managing Volatility and Integrating Renewables into the Energy System</i> , presented by H. Gassner	124
<i>Energieszenarien für Deutschland: Stand der Literatur und methodische Auswertung</i> , vorgetragen von J. Hake	132
<i>Wie Fukushima die Energiepolitik und Energieforschung in Deutschland und international verändert</i> , vorgetragen von J. Knebel.....	167
<i>Entscheidungszwänge in der Weltenergieversorgung und Klimapolitik bei hoher Unsicherheit</i> , vorgetragen von C. Ch. von Weizsäcker	179
<i>Future Mobility in Europe</i> , presented by F. X. Söldner	183

Der vorliegende Band fasst schriftliche Ausarbeitungen von Hauptvorträgen der DPG-AKE Tagung des Jahres 2012 in Berlin zusammen. Die Präsentationsfolien der Hauptvorträge können auf der Webseite des Arbeitskreises über:

<http://www.dpg-physik.de/dpg/organisation/fachlich/ake.html>

(von dort gelangt man zum Archiv des AKE) eingesehen werden. Allen Autoren, die zu diesem Sammelband beigetragen haben, sei an dieser Stelle sehr herzlich gedankt.

Düsseldorf, im September 2012

Hardo Bruhns

Einleitung

Der Arbeitskreis Energie (AKE) befasst sich mit Fragen der klima- und umweltfreundlichen Bereitstellung und Nutzung von Energie. An der Jahreshaupttagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft (DPG) in Berlin beteiligte sich der AKE vom 26. - 28. März 2012 mit einem Programm, das 33 Vorträge zu Energietechnologien und Aspekten der „Energiewende“ umfasste einschließlich einem Symposium zu „Fukushima und die Konsequenzen“, das gemeinsam mit den FV UP, ST und SOE organisiert wurde.

Dieses Symposium behandelte in Vorträgen von G. Kirchner (BfS) und G. Proehl (IAEA) den Unfallablauf und die Situation in und um Fukushima, auch im Vergleich mit der Strahlenbelastung durch Tschernobyl bzw. aus natürlichen Quellen. R. Knebel (KIT) diskutierte die internationale Weiterentwicklung der Kernkraft und Endlagerung, bei der der abrupte deutsche Ausstieg aus der Kernenergie in Reaktion auf Fukushima bislang wenig politische Nachahmung findet. C.C. von Weizsäcker (MPI Coll. Goods) stellte Fukushima in einen umfassenderen Kontext. Er zeigte aktuell und im historischen Beispiel die Problematik politischer Entscheidungen bei hoher Unsicherheit bzw. unzureichender Faktenlage auf. Mit Blick auf die deutsche Energiepolitik bemerkte er, dass generelle gesellschaftspolitische Orientierungen die Sachdiskussion zu überlagern scheinen, wie etwa beim „Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation“ (WBGU, 2011). Eine rege Diskussion, u.a. zu Risiken der Kernkraft, beschloss das Symposium.

Die Hauptvorträge des AKE wurden von G. Pütter (GDCh) mit einem mahnenden Blick auf die Kohlenstoffbilanz des Menschen eingeleitet. „Decarbonisierung“ sei dringend erforderlich, da die Biokapazität unseren Kohlenstoffbedarf längst nicht mehr decken könne. Weltweit sei aber der Trend zur Nutzung fossiler Energie ungebrochen. W. Rondeel (Univ. Telemark) betrachtete das Potenzial norwegischer Hydrokraftwerke für die Speicherung in Deutschland generierter elektrischer Energie. Der dafür notwendige Kapazitäts- und Leitungsausbau sei beachtlich und stoße auf Umweltbedenken – und könne nur realisiert werden, wenn hohe deutsche Strompreise entsprechende Margen ermöglichen. S. Joest (DNA) und J. Hake (FZ Jülich) diskutierten Energieszenarien und die erforderliche Flexibilisierung von Energieangebot, -nutzung und -dienstleistungen. Letzterer betonte die ggf. hohen Kosten der Energiewende. M. Frondel (RWI) vertiefte dieses Thema; er bemerkte auch, dass über das EEG als Folge des Aufbaus gewaltiger Überkapazitäten zunehmend absurderweise auch die Nichtproduktion von Strom vergütet werde. H. Gassner (RWE) zeigte, dass nicht-fluktuierende Strombereitstellung für wind- bzw. sonnenschwache Zeiten in der Größenordnung des Gesamtstrombedarfs benötigt werde, was Beachtung und ein marktfähiges Geschäftsmodell finden müsse. Angesichts der im Verkehrsbereich weiter ansteigenden Treibhausgasemissionen warb F. Söldner (EU-Kommission) für europäische Konzepte zu sauberen Lösungen.

Die entscheidende Rolle des Stromnetzes und der Vernetzung von Energiesystemen zeigten R. Bitsch (TU Cottbus) und K. Strunz (TU Berlin) in ihren Beiträgen zur Zusammenfassung dezentraler Systeme in virtuelle Großeinheiten und zum Smart Grid. Aussichten und Probleme beschrieben D. Stolten (FZ Jülich) für die Konversion („Speicherung“) von Windstrom in Wasserstoff, A. Hübner (GfZ Potsdam) für das heiß diskutierte Schiefergas. Ebenfalls großes Interesse fanden die Entwicklungspotentiale der Geothermie

(G. Zimmermann, GFZ Potsdam), der (offshore-) Windenergie (A. Reuter, FHG-IWES), der südlichen Solarthermie (B. Hoffschmidt, Solarinst. Jülich) und der Kernfusion (G. Federici, EFDA Garching). V. Steinmann (U. Köln) erläuterte farbstoffbasierte PV-Konzepte. Kurzvorträge u.a. zu nanotechnologischen Aspekten rundeten das Programm ab.

Erfreulicherweise fand in Berlin, anders als in den Jahren zuvor, die große Zahl von Interessenten an den AKE-Sitzungen ausreichend Platz in den Hörsälen.

Übersicht über die Fachsitzungen

- AKE 1 Kohlenstoffnutzung und Biomasse
- AKE 2 Renewable Energy: Hydro Power, Osmosis
- AKE 3 Fusion Research
- AKE 4 Europäische Perspektiven zur Mobilität
- AKE 5 Nanotechnologies for Energy Applications
- AKE 6 Energieszenarien und intelligente Energiesysteme
- AKE 7 Erneuerbare Energie: Geothermie
- AKE 8 Erneuerbare Energie: Wind und Solarthermie
- AKE 9 Erneuerbare Energie: System- und Netzaspekte
- AKE 10 Symposium "Fukushima und die Konsequenzen"
(gemeinsam mit den Fachverbänden UP, ST und SOE)
- AKE 11 Aspekte der Energiewende
- AKE 12 Unkonventionelle fossile Energie
- AKE 13 Erneuerbare Energie: Solarenergie und Integration

Abstracts

aller Vorträge der Berliner Tagung des Arbeitskreises Energie¹

WIE VIEL KOHLENSTOFF BRAUCHT DER MENSCH? (Hauptvortrag)

·*Hermann Puetter* — *GDCh, 67433 Neustadt, Deutschland*

Der steil angestiegene Kohlenstoffgebrauch in Form fossiler Energieträger hat dramatische Folgen für unsere Umwelt. Die Regenerierfähigkeit unseres Planeten wird überstrapaziert. Um diesen Entwicklungen entgegen zu wirken, strebt die Weltgemeinschaft eine Dekarbonisierung an - den Ausstieg aus den fossilen Energieträgern. Auch Deutschland bekennt sich zu dieser Strategie. Eine wichtige Rolle soll in Zukunft die Biomasse spielen. Die zahlreichen Abschätzungen zur Verfügbarkeit zusätzlicher Biomasse kommen zu widersprüchlichen Ergebnissen: Es ist offen, in welchen Mengen Biomasse zusätzlich verfügbar gemacht werden kann. Die Aneignung pflanzlichen Kohlenstoffs durch den Menschen steht dem Verbrauch an fossilem Kohlenstoff nicht nach. Auch die Industrienation Deutschland benötigt ebenso viel biogenen wie fossilen Kohlenstoff. Der Beitrag der Biomasse zur Dekarbonisierungsstrategie der Bundesregierung führt zu der paradoxen Situation, dass der deutsche Kohlenstoffumsatz steigen und nicht sinken würde. Deutschland gilt als Vorreiter auf dem Weg in eine kohlenstoffarme Wirtschaftsweise. Deshalb haben unsere Weichenstellungen Modellcharakter für die Weltgemeinschaft. Was sind die Konsequenzen? Welche Rolle müssen Technik und Naturwissenschaft spielen? Auch das soll skizziert werden.

HYDRO ELECTRICITY AND STORAGE CAPABILITIES IN NORWAY, CAN THEY BE USEFUL FOR EUROPE? (Hauptvortrag)

·*Wilhelm Gerard Jacob Rondeel* — *Telemark University College, Norway*

The electricity supply of Norway is nearly 100% based on hydro power. More than half the production capacity is from storage reservoirs, primarily established for coping with annual fluctuation in inflow to the reservoirs and variation in power demand. Existing connections with thermally based power systems in neighbouring countries are basically built for hourly power exchange (day and night), and for handling the power balance in dry or wet years, with energy shortage or surplus respectively. In a normal year the Norwegian system is approximately in balance. The paper describes the present power system, including possibilities and limitations for further expansion. Within the economic, political and technical framework of the present regime, the conditions for a substantial exploitation of Norway's hydro power resources as a storage system to deal with the large fluctuations in production from intermittent wind and/or solar energy is presented. Partly based on economical factors, one of the main conclusions may be that an expansion of the exchange capacity between Norway and the Continent most probably will compete with the installation of more gas fired power in Northern Europe.

¹ Vortragende sind mit einem · vor dem Namen bezeichnet.

OSMOTIC POWER PLANTS

·Florian Dinger, Ulrich Platt, and Tobias Tröndle — Universität Heidelberg, Institut für Umweltphysik

An energy of around 1.4 MJ per cbm is released when fresh water mixes with oceanic salt water (e.g. at a river mouth). This form of renewable energy is called osmotic power and is linked to the mixing entropy. Global osmotic power resources have a theoretical potential of 14000 TWh/a (equivalent to 70% of the global electric power consumption in 2008). Osmotic power could therefore be an option to complement renewable power production from wind and solar plants. The talk will describe the principle of an osmotic power plant and which settings are essential for the optimal performance. Under present economic conditions an osmotic power plant is not yet competitive. However, even with present membrane technologies profitability could be achieved when electricity prices will increase somewhat: generating costs between 6 and 13 cents/kWh appear feasible. A discussion of potential locations for osmotic power plants will conclude the talk.

FUSION ENERGY - ACHIEVEMENTS AND CHALLENGES (Hauptvortrag)

·Gianfranco Federici — HoD, Power Plant Physics and Technology, EFDA CSU Garching, Boltzmannstr.2, 85748 Garching (Germany)

The technical basis for designing a next-step DT burning plasma experiment has greatly expanded during the last two decades thanks mainly to remarkable improvements in plasma performance and control in today's machines and advances in various areas of physics and engineering. Integrating and extending these advances toward long pulsed or steady state burning plasmas is now the focus of international tokamak research, which is proceeding with the construction of ITER in the south of France and JT60-SA in Japan. However, beyond ITER there are still several physics and technology issues, which must be addressed and resolved for the design of a Demonstration Power Fusion Reactor (DEMO). The most important technology problems to be solved include the qualification of resilient materials for in-vessel components, the development of sound technological solutions for the divertor and of optimised remote maintenance schemes for high machine availability, the achievement of adequate thermal efficiency and tritium breeding, and the reliability and efficiency of heating and current drive systems. Among the physics questions, the divertor power exhaust, the definition of a reliable modes operation, etc. This talk will review some of the most recent achievements in the field and describe the main technical challenges on the path to DEMO with emphasis on the activities being organised by the PPPT Team.

MOBILITÄT DER ZUKUNFT - PERSPEKTIVEN UND PLANUNGEN IN EUROPA (Hauptvortrag)

·Franz-Xaver Söldner — Europäische Kommission, Brüssel, Belgien

Mobilität in Europa steht vor großen Herausforderungen, für die in den nächsten Jahren Lösungen auf den Weg gebracht werden müssen: a) Umstellung der Energieversorgung im Verkehr auf saubere und erneuerbare Quellen soll eine nachhaltige Versorgung sicherstellen und die Umweltbelastung durch Emissionen von Schadstoffen und Treibhausgasen

vermindern. b) Integration der verschiedenen Verkehrssysteme in Europa und Ausbau der Infrastruktur soll die Energie-Effizienz erhöhen und Europas globale Wettbewerbsfähigkeit sichern. c) Intelligente Steuerung des Verkehrs soll die Verkehrs-Effizienz insgesamt erhöhen. Das Weißbuch zur europäischen Verkehrspolitik von 2011 präsentiert eine Perspektive auf 2050 und eine umfassende Liste konkreter Maßnahmen. Eine europäische Strategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe im Verkehr wird derzeit entwickelt und soll 2012 vorgelegt werden. Die wesentlichen Elemente europäischer Verkehrspolitik und einer künftigen europäischen Kraftstoff-Strategie werden im Vortrag vorgestellt.

THREE-DIMENSIONAL SURFACE NANOSTRUCTURES FOR ENERGY STORAGE APPLICATIONS

*·Ranjith Vellacheri^{1,2}, Zhibing Zhan^{1,2}, Huaping Zhao^{1,2}, and Yong Lei^{1,2} —
¹Fachgebiet 3D Nanostrukturierung, Institut für Physik & Zentrum für Mikro- und Nanotechnologien (ZIK MacroNano), Technische Universität Ilmenau, 98693 Ilmenau, Germany — ²Institut für Materialphysik, Westfälische Wilhelms-Universität Münster, 48149 Münster, Germany*

Development of inexpensive and high performance electrodes based on three-dimensional (3D) nanostructures (nanotube arrays) potentially useful for supercapacitor applications by adopting nano-porous templates assisted synthesis will be demonstrated here. The nano-porous templates we used to synthesize electrodes include highly ordered alumina and titania membranes. The deposition of MnO₂ on well-ordered and tailored templates and its modifications ease to fabricate regimented supercapacitor electrodes having immense surface area and superior ion diffusion properties for the enhanced charge storage along with high rate capability and cyclic stability. The improved energy storage properties of such 3D electrodes would be extremely useful for the development of light, compact and high performance supercapacitors for a variety of high power demanding stationary and portable applications.

CHEMICAL VAPOR SYNTHESIS OF Li₇La₃Zr₂O₁₂ AS SOLID-STATE ELECTROLYTE FOR BATTERIES

·Ruzica Djenadic^{1,2,3} and Horst Hahn^{1,2,3} — ¹Joint Research Laboratory Nanomaterials - Technical University Darmstadt and Karlsruhe Institute of Technology, Germany — ²Institute for Nanotechnology, Karlsruhe Institute of Technology, Germany — ³Ulm Helmholtz Institute, Karlsruhe Institute of Technology, Germany

Present lithium ion battery technology is based on liquid organic electrolytes, which have several disadvantages related to their safety due to potential electronic short circuits of the electrodes, leakage of the liquid and additionally low energy densities. On the other hand, solid electrolytes are promising candidates to replace currently used liquid electrolytes as they are highly ionic conductive, chemically and electrochemically stable. Recently, lithium ion conducting garnet-like oxides (e.g. Li₇La₃Zr₂O₁₂) has been seen as promising solid electrolytes for all-solid-state lithium ion rechargeable batteries. These oxides are usually synthesized using the conventional solid-state reactions or sol-gel method. Herein,

we report the synthesis of $\text{Li}_7\text{La}_3\text{Zr}_2\text{O}_{12}$ using the chemical vapor synthesis. This is a non-equilibrium technique where precursors are homogeneously mixed on the molecular level in the gas phase and nano-scaled powders of high purity, crystallinity and a narrow particle size distribution can be obtained.

NANOSTRUCTURED THIN FILM $\text{La}_{0.6}\text{Sr}_{0.4}\text{CoO}_{3-\delta}$ SYNTHESIZED VIA SALT-ASSISTED SPRAY PYROLYSIS FOR MICRO-SOFC APPLICATION

·Cahit Benel^{1,2,3}, Azad J. Darbandi^{1,2,3}, Anna Evans⁴, René Tölke⁴, and Horst Hahn^{1,2} — ¹Institute for Nanotechnology, Karlsruhe Institute of Technology, Germany—²Joint Research Laboratory Nanomaterials/Technische Universität Darmstadt and Karlsruhe Institute of Technology, Germany — ³Center for Functional Nanostructures, Karlsruhe Institute of Technology, Germany — ⁴Nonmetallic Inorganic Materials, Department of Materials, ETH Zurich, Switzerland

Micro-solid oxide fuel cells (micro-SOFCs) are anticipated for battery replacement due to their increased energy capacity for applications such as portable electronic devices, mobile phones and laptops. In this work, nanocrystalline $\text{La}_{0.6}\text{Sr}_{0.4}\text{CoO}_{3-\delta}$ (LSC) powder with ultrafine microstructure and high specific surface area was synthesized via salt-assisted spray pyrolysis method. XRD results show the formation of a nanocrystalline single phase perovskite structure. Agglomerate-free LSC nanoparticles were stabilized in water-based dispersion without the need of ultrasonic energy application. Nanoparticulate cathode thin films of LSC with thickness between 150 and 500 nm were prepared via single step spin coating on yttria stabilized zirconia (YSZ) substrates. Gadolinium doped ceria (GDC) film was applied to YSZ substrate to avoid the chemical reaction between cathode and electrolyte. The performance of the thin film cathodes was evaluated by high temperature impedance spectroscopy on symmetrical samples.

NANOGENERATOR ON THE BASE OF ZINC OXIDE NANOWIRES

·Farzaneh Fattahi Comjani¹, Julia Waltermann¹, Kay Michael Günther², Michael Köhring¹, Ulrike Willer², Stefan Kontermann¹, and Wolfgang Schade^{1,2} — ¹Fraunhofer Heinrich Hertz Institut, Am Stollen 19B, Goslar, Germany — ²Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Am Stollen 19B, Goslar, Germany

Nanogenerators on the base of piezoelectric nanowires is a new method for the transformation of mechanical energy into electric energy. Nanowires synthesized from materials with the wurtzite structure, such as ZnO, CdS and ZnS are piezoelectric and therefore the most important materials for nanogenerators. ZnO is also a semiconductor so that a nanogenerator on the base of ZnO nanowires is benefiting. The principle of ZnO nanogenerators is based on inducing a piezoelectrical potential in the nanowire by an external strength. In this work, we report a nanogenerator composed of vertical and dense ZnO nanowires, which are produced by a simple and economical wet chemical method directly on a glass substrate coated with silver. The capacity and electrical potential measurements show that the ZnO nanogenerator produces a piezocurrent if it is mechanically oscillated in microscopic scale.

ENERGIESZENARIEN FÜR DEUTSCHLAND UND DAS ENERGIEKONZEPT DER BUNDESREGIERUNG (Hauptvortrag)

*·Jürgen-Fr. Hake, Tobias Kronenberg, Dag Martinsen und Timo Pesch —
Forschungszentrum Jülich, Jülich, Germany*

In Deutschland wird die Debatte um die Gestaltung des zukünftigen Energiesystems verstärkt mit Hilfe von Energieszenarien geführt. Gleichzeitig hat die Bundesregierung wesentliche energiepolitische Ziele in ihrem Energiekonzept fixiert. Der Vortrag bietet eine detaillierte Übersicht über die in letzter Zeit publizierten Energieszenarien. Die Ergebnisse dieser Szenarienanalyse werden anschließend in Beziehung zum Energiekonzept gesetzt.

INTELLIGENTE ENERGIESYSTEME UND INNOVATIVE ENERGIEDIENSTLEISTUNGEN FÜR DIE ENERGIEWENDE (Hauptvortrag)

*·Annegret-Cl. Agricola — DENA, Bereich Energiesysteme und
Energiedienstleistungen, Chausseestrasse 128a, 10115 Berlin*

Ein Abstract wurde nicht bereitgestellt.

Der Vortrag wurde von Steffen Joest (DENA) gehalten.

ENHANCED GEOTHERMAL SYSTEMS (EGS) - POTENTIAL UND STIMULATIONS-VERFAHREN (Hauptvortrag)

*·Günter Zimmermann, Guido Blöcher und Ernst Huenges — Helmholtz-Zentrum
Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum*

Die Nutzung geothermischer Energie hat weltweit ein großes Potenzial. Am einfachsten sind Reservoirs zu nutzen, die ausreichend wasserwegsam sind, um Wärme für Heizzwecke oder Stromgewinnung mit geringem Pumpaufwand entnehmen zu können. Wirtschaftlich interessanter sind aber oftmals tiefliegende heiße Reservoirs mit geringer hydraulischer Durchlässigkeit, die erst durch Veränderung der natürlichen Reservoireigenschaften sinnvoll nutzbar gemacht werden können. Technisch werden diese "Enhanced Geothermal Systems" (EGS) mit sogenannten "Stimulationen" erschlossen, d.h. es wird eine ausreichend große Wärmetauscherfläche im Untergrund entweder durch erzwungene künstliche Rissbildung unter hohen Drücken (hydraulic fracturing) oder chemisch durch Säuerung des Gesteins hergestellt. Der Vortrag diskutiert das Potenzial der Geothermie und insbesondere der EGS sowie den gegenwärtigen technischen Stand und gibt einen Ausblick auf aktuelle Forschung, die auch die Vorhersage und Kontrolle mikroseismischer Ereignisse umfasst. Diese sind gerade bei wirtschaftlich interessanten Reservoirs zu erwarten. Diagnostisch erlauben sie, die Größe des künstlichen Rissystems zu bestimmen und damit den Stimulationserfolg zu beurteilen.

STRUCTURAL WELLBORE INTEGRITY MONITORING IN A HOT GEOTHERMAL WELL USING FIBER OPTIC DISTRIBUTED TEMPERATURE MEASUREMENTS BEHIND CASING

·Thomas Reinsch¹, Jan Henninges¹, and Ragnar Ásmundsson² — ¹Helmholtz Centre Potsdam, GFZ German Research Centre for Geosciences, Potsdam, Germany — ²ÍSOR - Iceland GeoSurvey, Reykjavík, Iceland

Structural wellbore integrity is an important issue for a sustainable provision of geothermal energy. Raman based fiber optic distributed temperature sensing (DTS) can help to monitor the status of a well and therefore help to optimize expensive work-over activities. This study reports on temperature logging data that has been acquired in the hot geothermal well HE-53 within the Hellisheidi geothermal field, SW Iceland. In spring 2009, a fiber optic cable has been installed in the cemented annulus behind the anchor casing and temperature measurements were performed during cementation of that casing in May and during the onset of a production test in summer 2009. During the onset of the production of hot geothermal fluid, the wellhead temperature was constantly increasing up to 240°C and maximum temperatures of 230°C were measured within the annulus. Although the fluid temperature within the well was increasing, a temperature decrease within the annulus was observed locally. This temperature anomaly can be explained by the evolution of fractures within the cemented annulus. Subsequent to the fracture evolution, trapped fluid within the cement evaporated, absorbing latent heat. The structural wellbore integrity is reduced by these fractures.

WIND ENERGY: WHAT TO EXPECT WITHIN THE NEXT TEN YEARS (Hauptvortrag)

·Andreas Reuter — Fraunhofer IWES, Am Seedeich 45, D-27572 Bremerhaven

Wind energy being the cheapest form of renewable energy is expected to provide a substantial contribution to the future energy mix - on a global level. This triggers several trends: becoming a mass produced commodity for onshore applications in China or a highly sophisticated technology product for far offshore use in Europe. The current technology standards and challenges will be presented for both applications and the short term potential for our energy demands will be highlighted. Expected developments within the next years - including some innovative concepts - will be discussed as well.

PERSPEKTIVEN FÜR SOLARTHERMISCHE KRAFTWERKE IM SONNENGÜRTEL (Hauptvortrag)

·Bernhard Hoffschmidt¹ und Spiros Alexopoulos² — ¹DLR Institut für Solarforschung, Köln, Deutschland — ²Solar- Institut Jülich, Jülich, Deutschland

Solarthermische Kraftwerke haben das Potenzial, einen signifikanten Beitrag zur zukünftige CO₂ freie Stromversorgung der Welt leisten zu können. Bei solarthermischen Kraftwerken wird die direkte Sonnenstrahlung genutzt, weshalb ihre Anwendung im Wesentlichen auf den Sonnengürtel der Erde begrenzt ist. In der Diskussion ist deshalb eine Übertragung der Elektrizität mittels Hochspannungs- Gleichstromübertragung in nördliche Regionen. Durch die Kombination mit großen thermischen Speichern bzw. durch eine Hybridisierung mit biogenen und fossilen Brennstoffen können die Kraftwerke zur Netzhaltung oder als

Backup für fluktuierende andere regenerative Systeme (PV, Wind) eingesetzt werden. Der Markt für diese Technologie wächst im Sonnengürtel der Erde zurzeit stark. Die deutsche Industrie ist an verschiedenen Demonstrations- und Pilotprojekten beteiligt. Im Verbund mit der Industrie arbeitet die deutsche Forschung an der Effizienzsteigerung durch die Erhöhung der Prozesstemperaturen und an einer Kostenreduktion der bestehenden Systeme durch eine Anpassung der Kraftwerkskomponenten an die hoch dynamischen solaren Randbedingungen.

SMART GRID UND INTEGRATION VON NETZINFRASTRUKTUREN (Hauptvortrag)

·Kai Strunz — Technische Universität Berlin

Eine wesentliche Voraussetzung für die Optimierung einer CO₂-armen Stromversorgung ist die Implementierung der Smart Grid Technologie. Eine weitere Voraussetzung ist der Ausbau des Übertragungsnetzes. Hierbei verspricht nach einer Studie des VDE die Integration verschiedener Infrastrukturen eine wichtige Technologielösung zu werden. Im Vortrag werden diese Lösungsansätze für Smart Grid und Integration von Infrastrukturen vorgestellt und deren Bedeutung für die Energieversorgung der Zukunft diskutiert. Am Beispiel Berlins zeigt sich nach einer im Jahr 2011 von der TU Berlin erstellten Studie, dass allein der umfassende Einsatz der Smart Grid Technologie den Anteil der Versorgung mit CO₂-frei erzeugtem Strom um über 10% erhöhen kann und sich insgesamt bis zur 800-Jahrfeier im Jahr 2037 die Versorgung zu 60% mit CO₂-frei erzeugtem Strom realisieren lassen sollte.

VIRTUELLE GROßANLAGEN - EIN ANSATZ ZUR SYSTEMVERTRÄGLICHEN INTEGRATION VON ERNEUERBAREN ENERGIEQUELLEN IN DIE ENERGIEVERSORGUNG (Hauptvortrag)

·Rainer Bitsch — Brandenburgische Technische Universität Cottbus

Die Realisierung der angestrebten Energiewende erfordert insbesondere mit dem Ausstieg aus der Kernenergie die weitere, möglichst systemverträgliche und zukünftig auch marktorientierte Integration von erneuerbaren, teilweise fluktuierenden Energiequellen und dezentralen Erzeugungen in die zukünftigen Versorgungsstrukturen. Neben klassischem Netzausbau sind dabei auch innovative Ansätze auf Basis neuer Technologien (Automation, Information, Kommunikation) und Betriebsführungskonzepte erforderlich, um für die angestrebten Ziele zu technisch und wirtschaftlich vertretbaren Lösungen zu kommen. Die zukünftige Vielzahl der verteilten Kleinanlagen erfordert dabei zumindest eine Koordination ggf. sogar einen geregelten Betrieb in Form von Virtuellen Großanlagen mit netztopologischer Clusterung sowie Erzeugungs- und Lastmanagement. Durch EE-Hybridkraftwerke werden Systemkompatibilität und nachhaltige Substitution von konventionellen Kraftwerken erzielt.

WINDSTROM UND WASSERSTOFF - EINE ALTERNATIVE FÜR DIE DEUTSCHE ENERGIEVERSORGUNG (Hauptvortrag)

·Detlef Stolten, Thomas Grube und Michael Weber — Forschungszentrum Jülich

Auf der Basis der Beschlüsse der Bundesregierung vom 6.6.2011 werden eine Analyse und eine Strategie erstellt, wie und wie weit diese Vorgaben zum Kernenergieausstieg bei gleichzeitiger starker Eindämmung des CO₂ Ausstoßes mit weit entwickelten Komponenten auf erneuerbarer Basis erfüllt werden können. Dabei wird im Wesentlichen auf Windstrom als der am einfachsten auszubauenden Komponente gesetzt. Die Anzahl der Windmühlen wird im Szenario auf der Basis von 2010 konstant gehalten; ihre maximale Leistung aber mit 7,5 MW pro Anlage hochgerechnet. Versorgungslücken in der Windstromversorgung werden zunächst mit im deutschen Energiesystem vorhandenem Erdgas kompensiert. Überschussenergie aus der Windstromerzeugung wird per Wasserelektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und in Salzkavernen gespeichert. Die Verteilung erfolgt über ein Pipelinetz zu Tankstellen für den PKW Verkehr mit Brennstoffzellenfahrzeugen. Es wird dargestellt, warum Methanisierung von Wasserstoff eine ökonomische Sackgasse darstellt. Für ein Szenario auf dieser Basis werden die Investitionskosten für die wichtigsten Komponenten vorgelegt, die CO₂ Einsparung abgeschätzt, der Entwicklungsstatus der Komponenten beschrieben und der Forschungsbedarf dargestellt. Das Szenario wurde der Übersichtlichkeit halber bewußt in der Anzahl der Komponenten beschränkt gehalten. Weitere Komponenten zur Stromerzeugung wie Solarenergie werden zukünftig berücksichtigt.

KOSTEN UND RISIKEN DER ENERGIEWENDE (Hauptvortrag)

·Manuel Frondel — RWI, Essen

Die beschlossene Energiewende ist eine gewaltige Herausforderung - technisch, politisch, aber auch und gerade finanziell. Von entscheidender Bedeutung ist, dass die Kosten nicht aus dem Ruder laufen. Deshalb gilt es, jetzt den größten Kostentreiber zu zähmen: die übermäßige Förderung der erneuerbaren Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), allen voran der Photovoltaik. Damit die Akzeptanz der Energiewende in Wirtschaft und Bevölkerung nicht unter weiter steigenden Strompreisen leidet, wäre die Politik gut beraten, endlich auf die Kostenbremse zu treten. Das Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) plädiert deshalb für ein mehrjähriges Moratorium mit Aussetzung der durch das EEG gewährten Förderanreize. Denn bereits heute ist absehbar, dass der Ausbau der Stromnetze nicht annähernd mit einem ungebremsen Kapazitätszuwachs der Erneuerbaren Schritt halten kann. Statt weiter Milliardenbeträge der Stromverbraucher zu verschwenden, müssen sie jetzt an den richtigen Stellen investiert werden. Nur wenn die notwendigen Maßnahmen in der richtigen Reihenfolge unter Beachtung des Prinzips der Kosteneffizienz ergriffen werden, kann die Energiewende gelingen.

HERAUSFORDERUNG ENERGIEWENDE

·Holger Gassner — RWE Innogy GmbH, Essen (Hauptvortrag)

Im Herbst 2010 hat die Bundesregierung ein Energieprogramm vorgelegt, mit dem die Stromversorgung in Deutschland im Jahr 2050 zu 80% aus erneuerbaren Energien bestehen soll. Im Jahr 2011 wurde zudem noch beschlossen, dass Deutschland bis 2022 gänzlich aus der Nutzung der Kernenergie austreten will. Der Beitrag beleuchtet die Zielsetzung der Bundesregierung die Energieversorgung in Deutschland umzubauen. Dabei wird neben den getroffenen Annahmen zur Zielerreichung insbesondere auf die Herausforderungen in einem zukünftigen System mit einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien eingegangen. Die Beherrschung der Volatilität, der zukünftige Netzausbau und die Herausforderungen von Speichersystemen aber auch die Rolle von Ausgleichs- und Reservekraftwerken stehen im Mittelpunkt des Beitrags. Der heute erreichte Ausbau der erneuerbaren Energien und die weitere Entwicklung bilden weitere Schwerpunkte.

SCHIEFERGAS: EINE UNKONVENTIONELLE RESSOURCE FÜR DEN ENERGIEMIX DER ZUKUNFT? (Hauptvortrag)

·Andreas Hübner und Brian Horsfield — Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Telegrafenberg, 14473 Potsdam, Germany

Unkonventionelle fossile Brennstoffe haben grundlegende Änderungen in der Energiepolitik und der Verteilung der Energieressourcen bewirkt. Schiefergas ist die derzeit am stärksten diskutierte unkonventionelle Ressource. Neue Schätzungen der weltweiten Schiefergas- Ressourcen liegen bei etwas über 700 tcm (trillion cubic meters), weit über denen der konventionellen Ressourcen. Wissenschaftliche und technische Innovationen spielen eine Schlüsselrolle für die zukünftige Größenordnung der Schiefergasförderung in Europa. Ob sich die Produktion von Schiefergas in Europa etablieren wird, hängt daneben von der öffentlichen Wahrnehmung und dem Grad der Akzeptanz ab. Das Deutsche GeoForschungsZentrum GFZ befasst sich aktiv mit dem Für und Wider der Schiefergasförderung. GASH (Gas Shales in Europe) und GeoEn (Geoenergie) sind unsere wichtigsten wissenschaftlichen Projekte, um die Bildung von Schiefergas in Raum und Zeit zu untersuchen. E-SOP (European Sustainable Operating Practices) und SHIP (Shale Gas Information Platform) befassen sich mit den möglichen Auswirkungen der Produktion und damit, wie negative Folgen abgeschwächt oder verhindert werden können. Mit dieser Präsentation werden wir unsere Sichtweise auf die weitere Entwicklung von Schiefergas in Europa darlegen.

DYE-BASED SOLAR CELLS - RECENT ADVANCES AND SPECIFIC RESULTS FOR MEROCYANINE DYES (Hauptvortrag)

·Klaus Meerholz¹, Vera Steinmann¹, Nils Kronenberg¹, Martin Lenze¹, Hannah Buerckstuemmer², and Frank Wuerthner² — ¹University of Cologne — ²University of Wuerzburg

Organic and dye-based solar cell R&D is rapidly progressing. The talk will give an Overview of the status of dye-based solar cell R&D and address in particular merocyanine

dyes as electron donor compounds in small-molecule bulk-heterojunction solar cells. Most simple-structured merocyanines have the major advantage of being soluble as well as thermally stable and thus sublimable, which leads to more flexibility in the device processing. Recently, we presented a direct comparison of highly efficient solution- and vacuum-processed bulk heterojunction solar cells based on merocyanines with a simple device stack consisting of only three organic layers. In this study, the most efficient devices exhibited an efficiency of 4.9%. Following this, we succeeded in optimizing the vacuum-processed merocyanine solar cells while maintaining the same simple layer stack. Here, we reported efficiencies up to 6.1%. Due to their remarkably high and easily tunable absorption, merocyanine dyes are also promising candidates for tandem structures. Very recently, we successfully implemented merocyanine dyes in tandem-cell devices. High efficiencies up to 4.7% were achieved by simply connecting two identical single-cells in series. These devices also displayed remarkably high open-circuit voltages beyond 2V. The prospects for applications will be discussed.

AB INITIO STUDY OF ORGANIC SOLAR CELL DEVICES

·Amaury M Souza, Ivan Rungger, and Stefano Sanvito — Trinity College Dublin, Dublin 2, Republic of Ireland

Since Grätzel and O'Regan published their remarkable paper in 1991[1], photovoltaic solar cells have attracted significant attention due to the demand for renewable energy resources. The capability of converting light into electrical energy with lower cost and higher efficiency than the solid-state devices are the greatest challenge of the area. The so-called dye-sensitized Solar Cells (DSCs) consist of using organic molecules as the optical active part of the device, sandwiched between a transparent semiconductor and a counter electrode. They have been studied both theoretical[2] and experimentally[3] showing a promising alternative to enhance the efficiency and cost. In the present work we carried out ab-initio calculations to study the charge transport properties of solar cells devices. We have investigated several donor-acceptor organic molecules sandwiched between TiO₂ and Au electrodes by means of NEGF formalism implemented on SMEAGOL code. In order to simulate the exciton creation, a constrained-DFT method (CDFT) was applied and the transport properties of the whole system was calculated for two different electronic configurations, namely, the DFT ground state and the constrained excited state. [1] B. O'Regan and M. Gratzel. Nature, 353, 737, 1991. [2] Na Sai et. al. PRB, 121309, 83, 2011. [3] Yongbo Yuan et. al. Nature Materials, 296, 10, 2011.

RESEARCH OF PHOTOCATALYTIC MECHANISM USING TUNABLE METAL/SEMICONDUCTOR NANOSIZED HETEROSTRUCTURES

Zhibing Zhan^{1,2}, Ranjith Vellacheri^{1,2}, Liaoyong Wen^{1,2}, Huaping Zhao^{1,2}, and ·Yong Lei^{1,2} — ¹Fachgebiet 3D-Nanostrukturierung, Institut für Physik & Zentrum für Mikro- und Nanotechnologien (ZIK MacroNano), Technische Universität Ilmenau, 98693 Ilmenau, Germany. — ²Institut für MaterialPhysik, Westfälische Wilhelms-Universität Münster, 48149 Münster, Germany

Highly ordered metal nanodots were synthesized on semiconductor ZnO single crystals using ultrathin alumina membranes (UTAMs) as masks. The dimensions of the metal nanodots have been precisely tuned by the diameters of the pores in UTAMs. Electrical measurements illuminated the types of the nanosized heterostructures between the metal nanodots and ZnO single crystal substrates. Photocatalytic researches further indicated that the kinds and dimensions of the metal nanodots determined the light conversion efficiency of the heterostructures. By optimizing the parameters of the metal nanodots, light conversion efficiency could be enhanced significantly. This work clarified some crucial issues of improving the light conversion efficiency using nanosized heterostructures, which provide guidance for future design of novel metal/semiconductor heterostructures.

ENTWICKLUNG — INNOVATIVER — RADARPOSITIONSMESSER — FÜR — SOLARTURM- HELIOSTATE - AUSGEFALLEN, DA KEIN VORTRAGENDER ERSCHIEN.

·Markus Sauerborn¹, Jasmin Rubart², Bernhard Hoffschmidt¹, Helmut Essen², Stefan Sieger², Joachim Göttsche¹ und P. Hilger¹ — ¹Solar-Institut Jülich, Heinrich-Mußmann-Str. 5, 52428 Jülich—²Fraunhofer-Institut für Hochfrequenzphysik und Radartechnik, Neuenahrer Str. 20, 53343 Wachtberg

Das Heliostatenfeld eines Solarturmkraftwerkes erfordert eine genaue Nachführung. Die aktuelle Technik befindet sich jedoch noch in einem relativ frühen Entwicklungsstadium. Ziel einer aktuellen vom BMU geförderten Machbarkeitsstudie am Solar-Institut Jülich und Fraunhofer- Institut für Hochfrequenzphysik und Radartechnik ist die Untersuchung, Radar als Positionsmesser für Solarturm-Heliostate zu nutzen. Ein miniaturisiertes System mit Sender und Empfänger soll mit geeigneter Analysesoftware helfen, die Investitionen zu senken sowie die Effizienz der Anlage zu steigern, indem ein kostengünstigeres aber genaueres System für die Nachführung eingesetzt wird. Zurzeit werden unter anderem Tests am solarthermischen Versuchskraftwerk in Jülich durchgeführt. Dazu werden von der Forschungsplattform des Solarturms Spiegel im Heliostatenfeld mit einem Millimeterwellen-Radar des FHR abgetastet. Das reflektierte Signal wird für die Auswertung durch das FHR mit hochwertiger Sensorik aufgezeichnet und nachträglich ausgewertet. Das SIJ führt neben den Radarmessungen eigene Präzisionsmessungen u. a. zusammen mit Lasern und hochauflösenden Kamerasystemen durch, um die Eignung der Radartechnik gegenüber alternativen Messsystemen vergleichen zu können.

VARIABILITÄT ERNEUERBARER ENERGIEN UND WEGE ZU EINER MINDERUNG DES REGELBEDARFS

·Tobias Tröndle, Ulrich Platt und Werner Aeschbach-Hertig — Institut für Umweltphysik, D-69120 Heidelberg

Die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien (EE) wie solare Einstrahlung und Wind fällt nicht per se mit der Elektrizitätsnachfrage zusammen. Die charakteristischen Frequenzen von Wetterereignissen sowie deren zeitliche und räumliche Korrelationen, die sich aus Zeitreihen von Wetterdaten ermitteln lassen, sind somit wichtige Randbedingungen einer regenerativen Energieversorgung. Um eine sichere Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten, muss bei einem hohen Anteil an EE zusätzlich Regelenergie oder

Energiespeicherkapazität bereitgestellt werden. Diesbezüglich technisch wie ökonomisch relevante Fragen nach Regelbedarf, Gradienten der Residuallast und Einsatzhäufigkeit von Ausgleichsmaßnahmen, können mit Energieversorgungsmodellen untersucht werden. Aber auch Ansätzen zur Minderung des Regel- und Speicherbedarfs kann so nachgegangen werden. Speziell untersucht wird hierbei die Abhängigkeit des Speicher- bzw. Regelenergiebedarfs vom gewählten Energiemix, der Überkapazität an Kraftwerksleistung gegenüber der im Jahresmittel nachgefragten Leistung und von der Größe des Verbundnetzes.

PV AND WIND POWER - COMPLEMENTARY TECHNOLOGIES

·Ann- Katrin Gerlach¹, Daniel Stetter², and Christian Breyer³ — ¹Universität Kassel — ²Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) — ³Reiner Lemoine Institut gGmbH

PV and wind power are the major renewable power technologies in most regions on earth. Depending on the interaction of solar and wind resources, PV and wind power industry will become competitors or allies. Time resolved geospatial data of global horizontal irradiation and wind speeds are used to simulate the power feed-in of PV and wind power plants assumed to be installed on an equally rated power basis in every region of a 1°x1° mesh of latitude and longitude between 65° and 65°S. An overlap of PV and wind power full load hours is defined as measure for the complementarity of both technologies and identified as ranging between 5% and 25% of total PV and wind power feed-in. Critical overlap full load hours are introduced as a measure for energy losses that would appear if the grid was dimensioned only for one power plant of PV or wind. In result, they do not exceed 9% of total feed-in but are mainly around 3% - 4%. Thus the two major renewable power technologies must be characterized by complementing each other.

COMPARISON OF DIFFERENT ENERGY STORAGE SYSTEMS FOR RENEWABLE ENERGIES ON A CARIBBEAN ISLAND

·Philipp Blechinger¹, Markus Hlusiak¹, Jan Meiss¹, Kristina Bognar², and Christian Breyer¹ — ¹Reiner Lemoine Institut gGmbH, Ostendstraße 25, 12459 Berlin, Germany — ²Technische Universität Berlin, Institut für Energietechnik, Fasanenstraße 89, 10623 Berlin, Germany

The Caribbean has a great technological and economic potential for using renewable energies for power generation based on the natural conditions. In case of generation from fluctuating sources such as solar and wind, the storage of excess electricity is necessary to cover periods of insufficient power generation. To decrease the share of diesel GenSets in the energy supply system more renewable energy and storage capacity is needed. The task of our study is to find the techno-economic optimized energy supply system including energy storage systems. Here we analyze the small Caribbean island Petite Martinique (1000 inhabitants), Grenada. Sealed lead-acid batteries are compared to vanadium redox flow batteries in different combinations with photovoltaics and wind turbines. Due to the hot climate a cooled environment has to be considered for the lead-acid batteries. Finally three scenarios are compared for different configurations of storage in the energy supply

system: lead-acid batteries with lifetime of 5 years, with lifetime of 10 years and vanadium redox flow batteries. The best scenario for different shares of renewable energies in the energy supply system is shown.

SUSTAINABLE GROWTH POTENTIAL OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN A GLOBAL PERSPECTIVE

·Christian Breyer — Reiner Lemoine Institut gGmbH, Ostendstr. 25, 12459 Berlin

The photovoltaic (PV) energy technology has the potential to contribute to the global energy supply on a large scale. This potential can only be realised if sustainable and highly competitive PV economics are achieved. An integrated economic PV market potential assessment is presented consisting of grid-parity and fuel-parity analyses for the on-grid markets and an amortization analysis for rural off-grid PV markets. All analyses are mainly driven by cost projections based on the experience curve approach and growth rates for PV systems and electricity and fossil fuel prices for the currently used power supply. A total economic PV market potential of 2,800 GW to 4,300 GW is derived for the year 2020. 600 GW to 1,600 GW of cumulated installed PV capacity is estimated for the year 2020, depending on scenario assumptions. In conclusion, PV is on its way to become a highly competitive energy technology.

SYMPOSIUM „FUKUSHIMA UND DIE KONSEQUENZEN“ (GEMEINSAM MIT DEN FACHVERBÄNDEN UP, ST, SOE UNTER FEDERFÜHRUNG DES AKE)

DER REAKTORUNFALL VON FUKUSHIMA: UNFALLABLAUF, EMISSIONEN, IMMISSIONEN (Symposium - Hauptvortrag)

·Gerald Kirchner, Bernhard Fischer — Bundesamt für Strahlenschutz, 38226 Salzgitter

Der Unfall in Fukushima hat massive Emissionen radioaktiver Stoffe in die Biosphäre verursacht. In dem Vortrag werden zunächst die wesentlichen Unfallabläufe in den vier betroffenen Reaktorblöcken dargestellt sowie die Prozesse erläutert, die zu den Freisetzungen der Radionuklide geführt haben. Das aufgrund dieser Mechanismen resultierende Nuklidspektrum wird diskutiert. Mit Schwerpunkt auf den atmosphärischen Freisetzungen werden die relevanten Transportprozesse vorgestellt und anhand der unter anderem im Bundesamt für Strahlenschutz eingesetzten Prognosemodelle illustriert. Anhand lokaler, regionaler und globaler Messungen werden die als Konsequenz des Unfallgeschehens zu erwartenden Strahlenexpositionen klassifiziert.

RADIOLOGISCHE UND RADIOÖKOLOGISCHE ASPEKTE DES REAKTORUNFALLES VON FUKUSHIMA (Symposium - Hauptvortrag)

·Gerhard Proehl — International Atomic Energy Agency, Vienna

Die Freisetzung von radioaktiven Stoffen während des Reaktorunfalls von Fukushima führte zu einer Kontamination von Luft, Böden, Wasser und Nahrungsmitteln. Die

Bevölkerung in einem Umkreis von 20 km wurde sofort evakuiert, in weiteren Gebieten außerhalb der 20 km- Zone, nordwestlich des Kraftwerks wurde Ende April 2011 die Evakuierung empfohlen. Der Vortrag behandelt radiologische und radioökologische Aspekte des Reaktorunfalls von Fukushima. Schwerpunkte liegen auf der Freisetzung von Radionukliden, einer Erörterung der Messungen von Dosisraten und Aktivitäten in Umweltmedien sowie einer Analyse der relevanten Expositionspfade. Getroffene Gegenmaßnahmen und Anstrengungen, die Rückkehr der Bevölkerung in die evakuierten Gebiete zu ermöglichen, werden diskutiert. Ein Vergleich mit radioökologischen Aspekten des Reaktorunfalls von Tschernobyl schließt den Vortrag ab.

WIE FUKUSHIMA DIE ENERGIEPOLITIK UND ENERGIEFORSCHUNG IN DEUTSCHLAND UND INTERNATIONAL VERÄNDERT (Symposium - Hauptvortrag)

·Joachim Knebel — Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

Die Reaktorkatastrophe von Fukushima hat die Landschaften von Energieforschung und Stromerzeugung in Deutschland dauerhaft verändert. Mit dem beschlossenen beschleunigten Abschalten der deutschen Kernkraftwerke bis 2022, dem Ausbau der erneuerbaren Energien, der Erhöhung der Energieeffizienz, der Entwicklung von Speichertechnologien sowie dem Ausbau der Netze will Deutschland die Energiewende zügig umsetzen und international eine Vorreiterrolle einnehmen. Wichtig sind in diesem Zusammenhang auch der Aspekt der (Elektro-) Mobilität und Fragen der sozialen Akzeptanz zukünftiger Energietechnologien. Auf internationalem Parkett sind die Reaktionen und Entscheidungen der Regierungen jedoch deutlich verhaltener. Die Situation in Deutschland wird mit der Situation in ausgewählten Ländern (u.a. USA, Frankreich, Polen, Tschechien, China, Japan) verglichen.

ENTSCHEIDUNGSZWÄNGE IN DER WELTENERGIEVERSORGUNG UND KLIMAPOLITIK BEI HOHER UNSICHERHEIT (Symposium - Hauptvortrag)

·Carl Christian von Weizsäcker — MPI for Research on Collective Goods, Bonn

Das Bewusstsein für die Notwendigkeit weltweiten (kollektiven) Handelns bei der Begegnung existentieller Risiken ist im Vergleich zu früheren Jahrhunderten durch das umfassendere wissenschaftliche Verständnis der Kausalbeziehungen wesentlich stärker ausgeprägt. Besondere Beachtung findet gegenwärtig die Klimaproblematik und, damit verbunden, die Energiepolitik. Als Konsequenz von Fukushima scheint die Wahrnehmung existentieller Risiken verschoben. Wie ernst meinen es diejenigen mit der Klimapolitik, die den Beitrag der Kernenergie zur Verminderung der Treibhausgas-Emissionen heute für verzichtbar halten? Kernenergie ist nur ein Teilaspekt, aber welche Schlussfolgerungen muss man aus der "Revealed Preference" dieser Bürger für eine nach konsistenten Kosten- Nutzen-Kriterien aufgebaute Energie-Politik ziehen? Für wie entscheidend wird die Bekämpfung des Klimawandels tatsächlich gehalten? Ein Seitenblick auf die Rolle des IPCC, des offiziellen Ratgebers der Politik, hinsichtlich "Wissen", "Ideologie" und Herrschaftsanspruch in der öffentlichen Meinungsdefinition ist zweckmäßig. Natürlich fordert das "Precautionary Principle", pessimistische Prognosen stärker als optimistische zu gewichten, jedoch müssen in

einer Gesamtbilanz neben Klimastabilität auch andere Güter mit in die Bewertung einbezogen werden. Wie geht es mit einer weltweiten Klima-Konvention weiter? Der Kyoto-Ansatz scheint gescheitert. Können Forschungsvereinbarungen für Techniken, die die Stabilisierung des Klimas erleichtern, weiter führen? Geo-Engineering? Ein Erfolg der Eindämmung des Klimawandels als globale Politik ist jedenfalls nicht gesichert. Deshalb muss verstärkt über Anpassung an den Klimawandel nachgedacht werden. Anpassung kann vielfach mit Erfolg lokal, national oder regional betrieben werden. Sind, wie von Stern angenommen, die Kosten des Klimawandels tatsächlich größer als die der Eindämmung des Klimawandels? In wie weit hängt dies von den angenommenen Szenarien und Berechnungsmethoden des Gegenwartswerts zukünftiger Aufwendungen ab? Die Sinnhaftigkeit einer europäischen Vorreiter-Rolle bei Klimaschutz, Energiewende und Abkehr von Kernenergie misst sich am globalen Erfolg. Unter Verweis auf das Klimaparadox von H.W. Sinn: Wenn trotz Fukushima zwar in Europa die fossile Energienutzung abnehmen sollte, aber dadurch gleichzeitig ein stärkeres wirtschaftliches Wachstum im Rest der Welt einen entsprechend höheren globalen Verbrauch fossiler Energieträger bewirken würde, wäre für den Klimaschutz wenig gewonnen.

PANEL DISCUSSION "FUKUSHIMA UND DIE KONSEQUENZEN"

*Gerald Kirchner, Joachim Knebel, Gerhard Proehl, Carl Christian von Weizsäcker;
Moderation: Hardo Bruhns und Justus Notholt*

Eine Aufzeichnung der Diskussion wurde nicht vorgenommen.

Wie viel Kohlenstoff braucht der Mensch?

Hermann Pütter, Gesellschaft Deutscher Chemiker

1. Einleitung

Die meisten ökologischen Indikatoren zeichnen das Bild einer überbeanspruchten Welt. Unser wachsender Ressourcenbedarf schwächt den Planeten immer stärker. Seine Regenerierfähigkeit bricht in vielen Bereichen zusammen. Führende Klima-, Umwelt- und Energieforscher warnen vor dieser Entwicklung.

Wir haben uns vor allem bei unserem Kohlenstoffgebrauch kräftig übernommen. Dies hat dramatische Folgen für unsere Umwelt. Deshalb strebt die Weltgemeinschaft eine Dekarbonisierung an - also den Ausstieg aus den fossilen Energieträgern. Auch Deutschland, die EU und andere bekennen sich zu dieser Strategie. „Der Strukturwandel in Richtung einer kohlenstoffarmen Wirtschaft muss konsequent vorangetrieben werden“, sagt unsere Bundeskanzlerin¹.

Dies steht jedoch in starkem Kontrast zu unserem Handeln. Nach den Aussagen der Internationalen Energieagentur, IEA, steigt der globale Bedarf an fossilem Kohlenstoff unverändert und rasch an. Von Dekarbonisierung kann keine Rede sein. Wie im Folgenden gezeigt wird, nehmen der Druck auf die Biosphäre und damit unser Bedarf an biogenem Kohlenstoff ebenfalls stark zu.

Wie sieht unser Kohlenstoffbedarf heute aus?

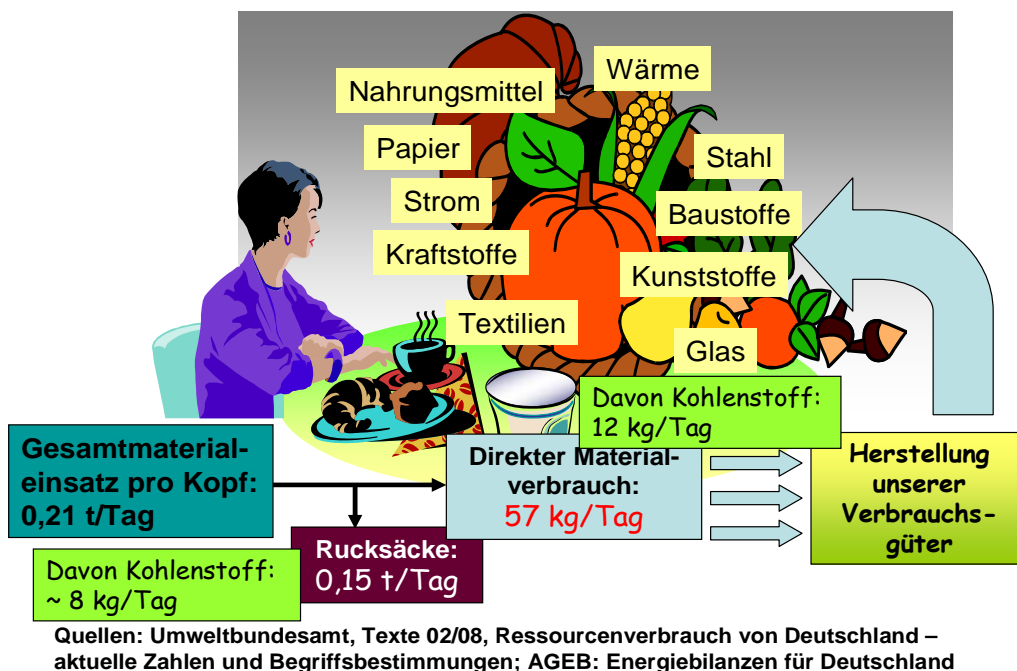


Abbildung 1: Ein typisches deutsches Frühstück

2. Der tägliche Kohlenstoffbedarf eines Deutschen

Angenommen, wir bekämen alle Materialien, die wir im Tagesmittel benötigen, mit der Zeitung auf den Frühstückstisch geliefert (Abbildung 1). Das wäre das Äquivalent unseres durchschnittlichen Körpergewichts. Tag für Tag verbraucht jeder Deutsche 57 kg an Material! Diese Menge enthält nicht allein unseren direkten Bedarf, sie enthält auch alle Materialien, die wir indirekt nutzen: Die Statistiker des Umweltbundesamtes, UBA, erfassen auch den gesamten Materialbedarf zur Bereitstellung unserer Güter – für Nahrungsmittel, Elektronik, Autos, Häuser etc., den Bedarf für unsere Infrastruktur, für Straßen, Brücken, Telefonleitungen, etc., und sie erfassen auch die Rohstoffe für unseren Energiebedarf. Die Daten zeigen auch den Biomasseanteil der jeweiligen Bereiche, aus denen sich die pflanzliche Kohlenstoffmenge abschätzen lässt². Die fossile Kohlenstoffmenge errechnet sich aus dem Einsatz von Kohle, Öl und Gas gemäß den Statistiken der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, AGE³. Daraus ergibt sich: In unserer morgendlichen Lieferung sind 12 kg Kohlenstoff enthalten.

Das UBA erfasst darüber hinaus auch die Abfälle aus den Prozessen zur Herstellung unserer Rohstoffe, wie Glas Kunststoffe, Stahl, Zement, Papier, Speisen etc.. Es berücksichtigt auf diese Weise die so genannten ökologischen Rucksäcke. Berücksichtigt man auch diese Abfallstoffe, dann würde der Zeitungsbote 0,2 Tonnen herschleppen müssen. In den Abfällen finden sich weitere 8 kg Kohlenstoff.

Wir brauchen also insgesamt 20 kg Kohlenstoff pro Tag - fossil und biogen.

Biomasse war für den Menschen lange Zeit die wichtigste Kohlenstoff- und Energiequelle. Man hat errechnet, dass die Kulturen der Jäger und Sammler mit einer Biomassemenge auskamen, die knapp einem Kilogramm Kohlenstoff täglich entspricht⁴. Damals umfasste die Menschheit kaum die Hälfte der Kopfzahl des heutigen Deutschlands. Wir allein verbrauchen also gut das 40-fache dessen, was vor Jahrtausenden die gesamte Menschheit benötigte.

Die moderne Weltbevölkerung braucht heute so viel Kohlenstoff, dass sie mit den damit verbundenen Aktivitäten zu einer gewaltigen geologischen Kraft geworden ist. Man spricht deshalb von einem neuen geologischen Erdzeitalter, dem Anthropozän⁵.

3. Der globale Kohlenstoffkreislauf

Die bekannteste Umweltwirkung unserer Zivilisation ist die Emission der Treibhausgase. Sie ist mittlerweile gegenüber natürlichen Kohlenstoffströmen nicht mehr zu vernachlässigen.

Der globale Kohlenstoffkreislauf zeigt dies. Das Schema (Abbildung 2) lehnt sich an eine Darstellung von Mojib Lativ mit Daten von 1990-1999 an⁶.

Die großen Kohlenstoffreservoirs der Erdkruste, der Ozeane und der Atmosphäre stehen in einem dynamischen Austausch. Die wichtigsten Treiber sind die pflanzliche Photosynthese und ihr Gegenspieler, die Zersetzung von Biomasse. Im langjährigen Mittel werden so jeweils 100 Mrd. t Kohlenstoff der Atmosphäre entzogen, bzw. ihr wieder zugeführt. Dieses Gleichgewicht ist also „klimaneutral“.

Dass unsere Kopfzahl und unser Lebensstil aus dem Ruder laufen, ist seit Ende der siebziger Jahre ein Allgemeinplatz. Es hat nicht an Anstrengungen gefehlt, das Problem zu veranschaulichen und anzugehen. Ein Ergebnis war der Bericht der Brundtland-Kommission mit ihrer berühmten Definition der Nachhaltigkeit. Diese Definition wurde in Rio weltpolitisch geadelt. Eine wichtige Etappe zu einem Sustainable Development sollte die

Klimakonferenz in Kyoto sein. In diese Zeit fällt auch die Entwicklung des ökologischen Fußabdrucks durch Rees und Wackernagel⁷.

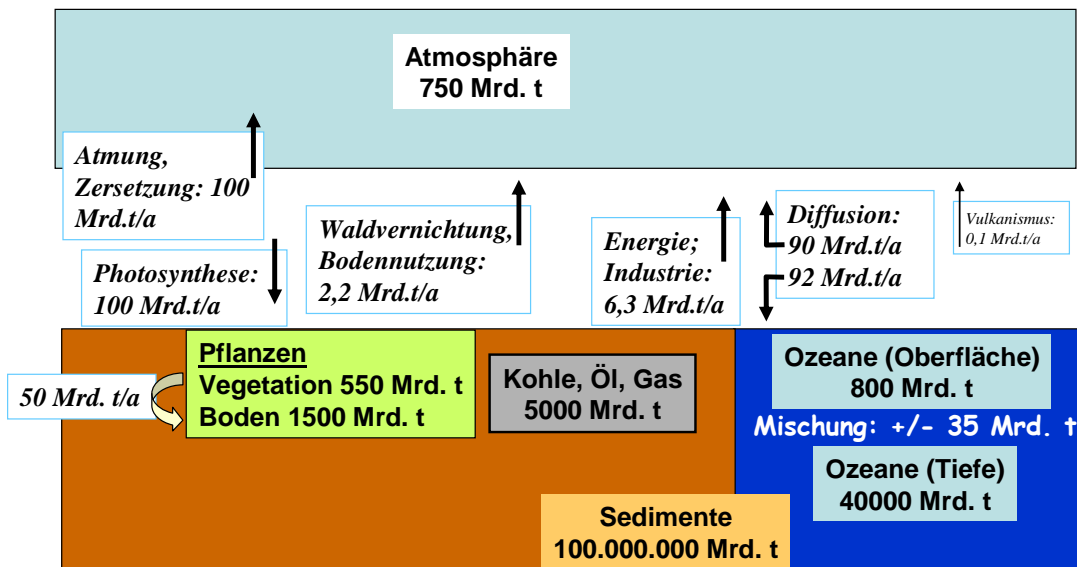


Abbildung 2: Der globale Kohlenstoffkreislauf

Dem Schema gemäß stört der Mensch das Gleichgewicht mit rund 9 Mrd. t Kohlenstoff (heute sind es bereits 10 Mrd. t). Die Emissionen in die Atmosphäre führen dort zu einer Anreicherung von CO₂. Dies gelangt dann teilweise auch in die Ozeane. Die Probleme Klimawandel, Versauerung der Ozeane und etliche Folgeprobleme, sind bekannt und haben den Bereich akademischer Diskurse längst verlassen. Wir müssen unseren Kohlenstoffbedarf reduzieren. Dekarbonisierung ist deshalb ein globales politisches Konzept.

4. Das Konzept der Dekarbonisierung

Unter Dekarbonisierung, decarbonisation, versteht man den Weg in eine Low Carbon Economy, LCE (Abbildung 3). Der Kohlenstoffverbrauch, der mit der Nutzung fossiler Energieträger einhergeht, soll minimiert werden. Das gleiche gilt für den Kohlenstoffverbrauch in Materialien.

Man will die Umstellung unseres Energiesystems auf kohlenstofffreie Energien, Wind, Solarenergie, Wasserkraft – aber auch auf Biomasse; Biomasse deshalb, weil ihr Kohlenstoff als „klimaneutral“ gilt. Der Gedanke dahinter besagt: Wir nutzen die Produkte der Photosynthese für unsere Zwecke und substituieren lediglich deren Zersetzung. Dadurch senken wir zwar nicht unseren Kohlenstoffverbrauch, aber wir reduzieren die Extraktion aus der Erdkruste. Damit „dekarbonisieren“ wir also unsere Treibhausgasemissionen.

Diese Vorstellung ist wirklichkeitsblind. Man muss nur sich vergegenwärtigen, welchen Zwecken die Produkte der Photosynthese in der Natur dienen. Pflanzen gehen unendlich viele Allianzen mit anderen Organismen ein. Sie liefern ihnen Energie und Material. Im Gegenzug schließen diese Organismen Kreisläufe, stellen Wasser- und Nährstoffversorgung sicher, stabilisieren die Umgebungstemperatur und sichern auf vielfältige Weise die Fruchtbarkeit und Reproduktion der Pflanzen. All dies zählt im Schema der Dekarbonisierung nur als

Zersetzung. Ohne diese Leistungen brähe die Photosynthese zusammen. Wenn wir uns da bedienen, ist also große Vorsicht angebracht. Die meisten Diskussionen über Bioenergie gehen darüber hinweg oder streifen das Ganze sehr pauschal mit Potenzialbetrachtungen.

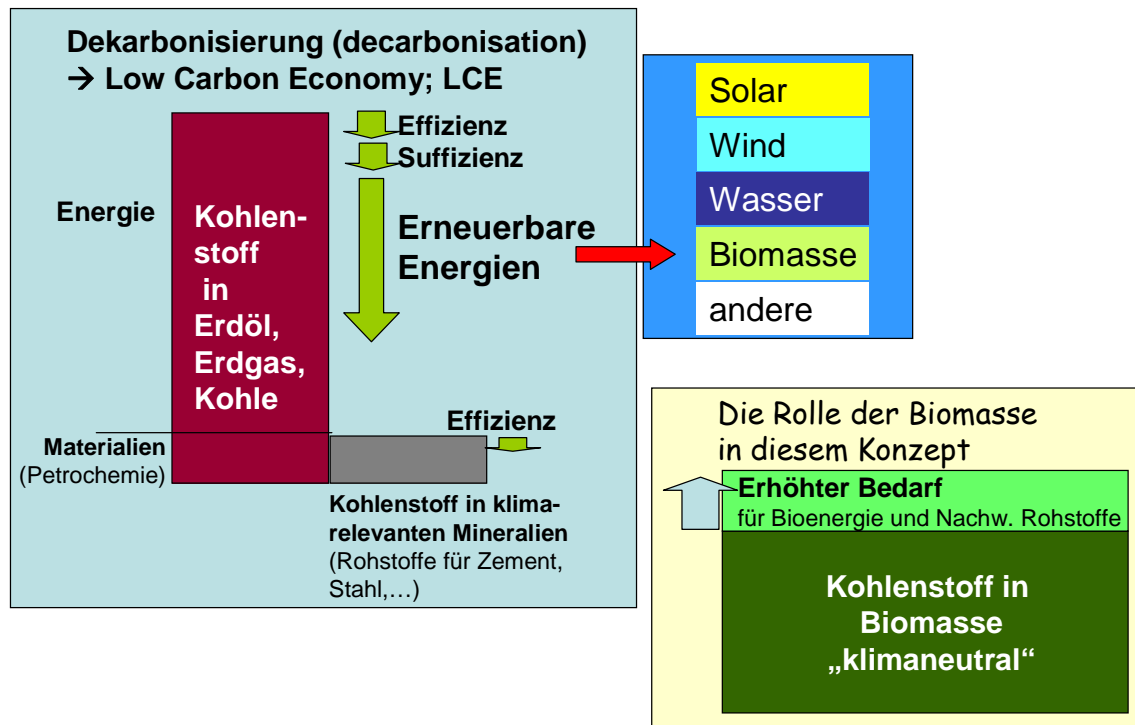


Abbildung 3: Das Konzept der Dekarbonisierung: Abschied vom fossilen Kohlenstoff

5. Der ökologische Fußabdruck

Satellitenaufnahmen der nächtlichen Erde zeigen anschaulich das Zeitalter des Anthropozän: Der Planet ist übersät mit Milliarden von Lichtpunkten, die sich überall dort verdichten, wo Menschen leben. Luftbildaufnahmen zeigen außerdem, wie sehr die gesamte Erdoberfläche durch Landwirtschaft strukturiert, durch die Gewinnung von Ressourcen zerstört und durch Siedlung und Verkehr versiegelt wurde und immer noch wird.

Das gilt auch für Deutschland. Die Versiegelung von Flächen konnte nicht gebremst werden, unsere Nachhaltigkeitsziele haben wir hier weit verfehlt⁸. Die biologische Vielfalt wird nicht nur dadurch geschwächt sondern auch durch die Ausweitung der Flächen für Energiepflanzen - auf heute schon 2 Millionen Hektar⁹. Damit nicht genug: Mit dem Import von Biomasse in Form von Lebensmitteln, Werkstoffen und Energieträgern beanspruchen wir auch Wald-, Weide- und Ackerflächen in anderen Ländern.

Deutschland steht nicht alleine da. Andere Industrieländer und viele Schwellen- und Entwicklungsländer unterliegen demselben Trend.

Um diesen Druck der Menschheit auf unseren Planeten mit einer Kennzahl zu beschreiben, wurde das Konzept des ökologischen Fußabdrucks entwickelt. Es fragt: Wie viel Fläche müsste Mutter Natur haben, um unsere materiellen Bedürfnisse - und damit im Wesentlichen unseren Kohlenstoffbedarf - allein durch Photosynthese bereitzustellen?

Das Verhältnis Fußabdruck zu Biokapazität zeigt, wie sehr wir unseren Planeten überbeanspruchen (Abbildung 4). Plakativer gesprochen: Die moderne Menschheit bräuchte heute 1,5 Erden – Tendenz steigend.

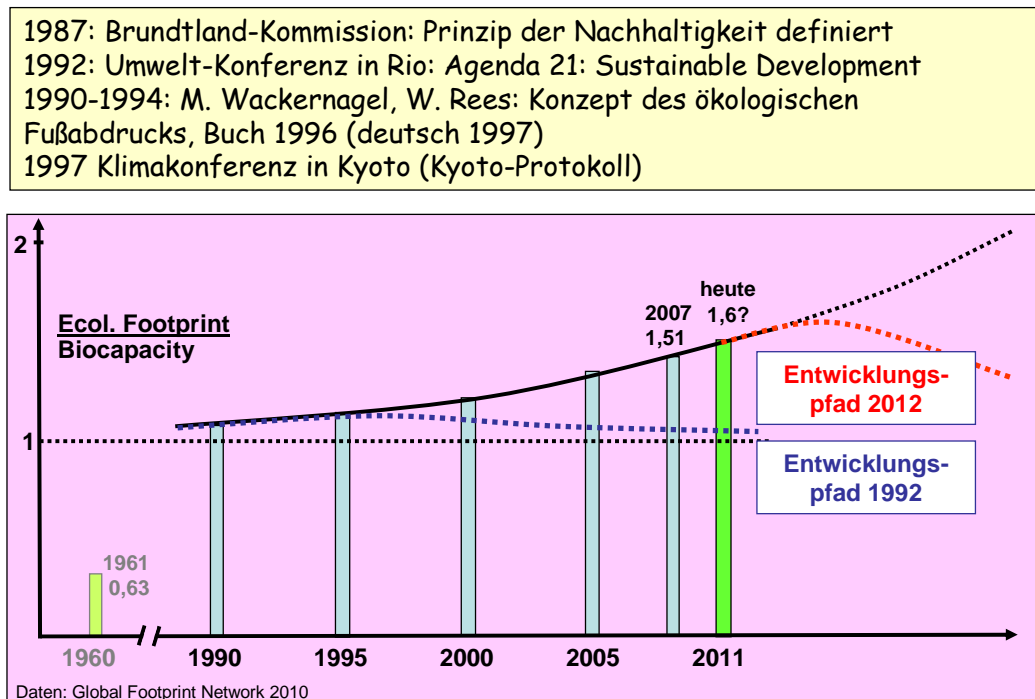


Abbildung 4: Der ökologische Fußabdruck

Man hätte erwarten können, dass die Menschheit spätestens ab 1992 eine „weiche Landung“ versucht hätte - durch angepasste Technologien und Änderung unseres Lebensstils (Abbildung 4, blaue Kurve). Mittlerweile besteht kein Zweifel daran, dass dies nicht geschehen ist. Es drängt sich sogar der Eindruck auf, dass sich die Industriestaaten über jedes vernünftige Maß hinaus verschuldet haben, um diese Route möglichst zu vermeiden. Dabei wurde Sustainable Development ständig als alternativlos propagiert. Stattdessen betrieben auch die wohlhabenden Länder eine ressourcenintensive Steigerung ihres Bruttosozialproduktes, die mit dem Begriff „Wachstum“ beschönigt wird. Ein Umschwenken auf einen Kurs, der wenigstens längerfristig als nachhaltig durchgehen könnte, wird immer schwieriger (Abbildung 4, rote Kurve).

2012, zwanzig Jahre nach der Konferenz in Rio, versucht die Rio+20-Konferenz dieser Fehlentwicklung durch Konzepte wie „Green Growth“ oder „Green Economy“ Rechnung zu tragen. Skeptiker sehen in diesen Begriffen allerdings eher den Ausdruck einer Krisenstimmung als Bezeichnungen für einen Aufbruch¹⁰. Ein Mitglied im Rat für Nachhaltige Entwicklung der Bundesregierung formuliert dies so: „Vergäben Ratingagenturen ihre Noten nach ökologischer Verschuldung, fielen alle Industriestaaten auf Ramschniveau.“¹¹ Auch Persönlichkeiten aus der Wirtschaft, sehen mit Nüchternheit, dass wir ein ungelöstes Problem haben. So meint der BASF-Vorstandsvorsitzende, Kurt Bock: „Wenn wir nichts an unserer Lebens- und Produktionsweise ändern, brauchen wir in Zukunft die Ressourcen von annähernd drei Erden, um die Menschheit zu versorgen.“¹²

6. Kohlenstoffbilanz der Menschheit heute

Der Kohlenstoffbedarf der Menschheit ist eine anschauliche Kennzahl für unseren gesamten Ressourcenverbrauch. Die moderne Förderung und Nutzung aller Metalle, Salze und Mineralien basiert auf dem Einsatz von (fossilem) Kohlenstoff.

Die Struktur des Kohlenstoffbedarfs zeigt Abbildung 5. Unser Bedarf an fossilem Kohlenstoff liegt heute bei 10 Mrd. t. Diese Menge wollen wir reduzieren, um Treibhausgase zu vermeiden. Wie steht es bei Biomasse? Der Bedarf der Menschheit an biogenem Kohlenstoff ist mit ebenfalls 10 Mrd. t gleich hoch wie der an fossilem Kohlenstoff.

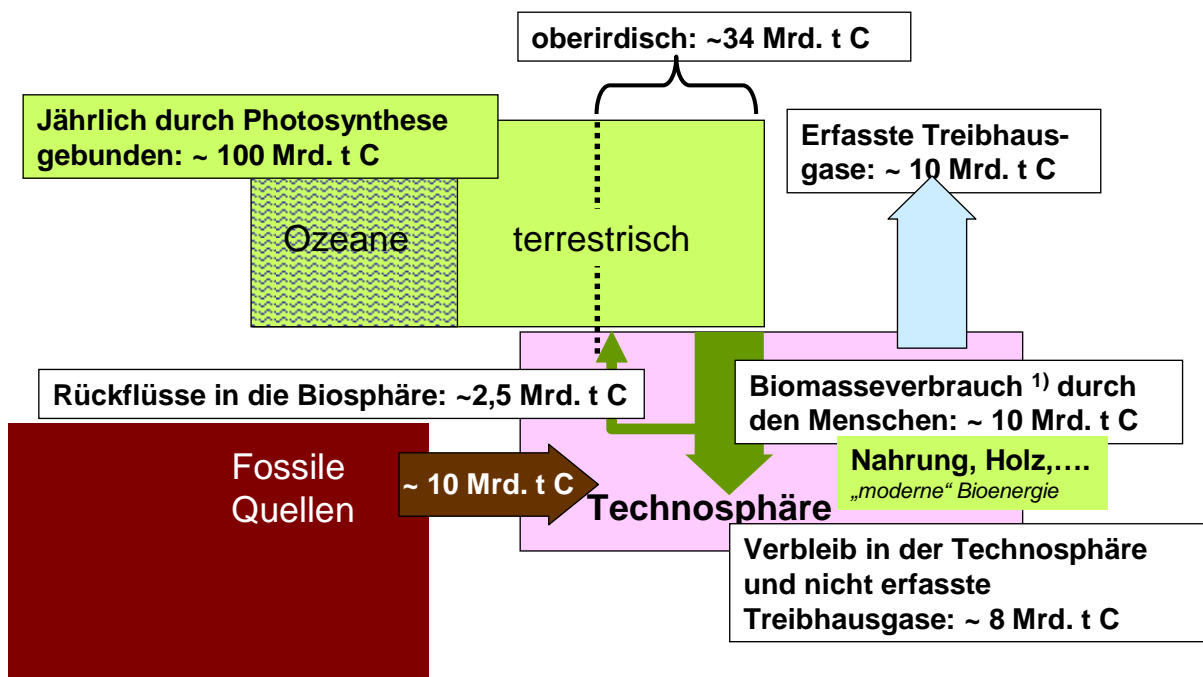


Abbildung 5: Kohlenstoffbilanz der Menschheit heute

Die jährlich durch Photosynthese gebundene Kohlenstoffmenge in Biomasse beträgt 100 Mrd. t, zwei Drittel davon auf dem Festland. Etwa 34 Mrd. t Kohlenstoff entstehen oberirdisch; bis auf wenige Ausnahmen - Kartoffeln, Zuckerrüben- ist das der Kohlenstoff, den wir nutzen. Würden wir alles mit Stumpf und Stiel verwerten, hätten wir unlösbare Erosionsprobleme. 10 Mrd. t leiten wir in die Technosphäre, 2,5 Mrd. t schleusen wir wieder in die Natur aus.

Diese Werte werden im Rahmen des HANPP-Projektes erarbeitet¹³. Der Begriff HANPP, Human Appropriation of Net Primary Production, beschreibt, in welchem Umfang der Mensch schon heute die Produktionsleistung der Photosynthese für sich in Anspruch nimmt. Marc Imhoff, ein Pionier auf dem Gebiet der Erfassung unseres biogenen Kohlenstoffbedarfs, kommt auf ähnliche Zahlen¹⁴. Als NASA-Biologe hat er 1995 erstmals Satellitenbeobachtungen der Pflanzenwelt mit FAO-Statistiken und anderen Quellen zusammengeführt. Eine gute Einführung in das Konzept HANPP findet sich in¹⁵. Hier zeigen sich auch die Schwierigkeiten, die Grenzen unseres Einflusses auf die Biosphäre zu

beschreiben. Haben wir unsere Wechselwirkung mit unserem Planeten schon richtig im Blickfeld?

Neben methodische und analytische Probleme tritt auch eine ethische Frage: Welche Rolle spielt der Mensch auf diesem Planeten: Ist er der Herr, der nach eigenem Ermessen schalten und walten kann, oder ist er ein Gast unter vielen, der den Bedarf der anderen Geschöpfe respektieren sollte? Anders formuliert: Kann es gut gehen, wenn eine einzige Spezies, die kaum ein Tausendstel der tierischen Biomasse ausmacht, zu Lasten von Millionen anderen Spezies der Fauna, ihren Anteil an der Nutzung der Pflanzenwelt weiter erhöht?

7. Der Kohlenstoffmetabolismus Deutschlands

Aus den eingangs genannten Daten des Umweltbundesamtes und der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, AGEB, sowie einer Studie des Öko-Instituts¹⁶ lässt sich der Verbrauch und Verbleib biogenen und fossilen Kohlenstoffs skizzieren (Abbildung 6).

Das Ergebnis zeigt den erstaunlich hohen Anteil an Bio-Kohlenstoff auch für Deutschland. Kohlenstoff in Biomasse steuert etwa 1/3 zu unserem Materialeinsatz bei, Kohlenstoff aus fossilen Energieträgern 2/3. Bei den ökologischen Rucksäcken ist es umgekehrt.

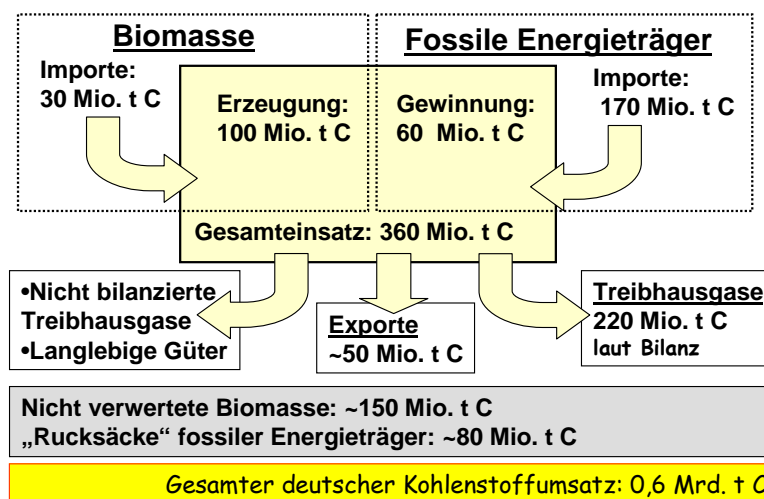


Abbildung 6: Der Kohlenstoffmetabolismus in Deutschland

Insgesamt benötigt Deutschland etwa 0,6 Mrd. t Kohlenstoff pro Jahr. Der Biomasseanteil liegt bei etwa 0,3 Mrd. t. Wir liegen im weltweiten Trend: Auch unser Biomassebedarf ist ebenso hoch wie der an fossilem Kohlenstoff!

Wenn die Menschheit insgesamt vor der Frage steht, ob ihrem Anspruch auf Biomasse Grenzen gesetzt sind, so gilt das verschärft für Großverbraucher wie Deutschland. Man sollte also erwarten, dass die deutsche Dekarbonisierungsstrategie dieser Tatsache Rechnung trägt.

8. Quintessenz aus der Leitstudie 2010

Das Energiekonzept der Bundesregierung wird regelmäßig mit Zahlen aus den Leitstudien bzw. Leitszenarien¹⁷ unterfüttert. Gegenüber 2005 soll bis 2020 der Anteil der erneuerbaren Energien fast verdreifacht werden. Deutschland erwartet in seiner Dekarbonisierungsstrategie

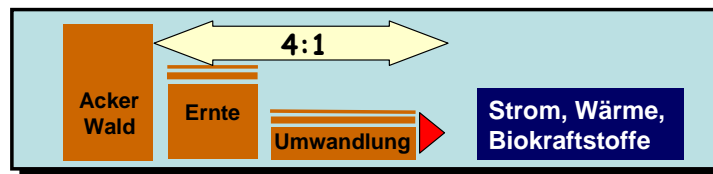
von der Biomasse einen wichtigen Beitrag – für Kraftstoffe, Wärme und Strom: Energie aus Biomasse soll sich um 500 PJ erhöhen und ihren Anteil am Endenergieaufkommen auf über 10 % erhöhen (Abbildung 7). Durch den Beitrag der erneuerbaren Energien insgesamt sollen die CO₂-Emissionen gegenüber 2005 noch einmal kräftig sinken. Wir werden so die Atmosphäre um 36 Mio. t Kohlenstoff entlasten. Biomasse mit einem Energiegehalt 500 PJ hat nach üblicher Umrechnung einen Kohlenstoffanteil von etwa 15 Mio. t.

Energieversorgung Deutschland [PJ/a]		
Basisszenario 2010 A		
	<u>2005</u>	<u>2020</u>
Endenergie	9240	8630
Beitrag EE	625	1725
davon Biomasse	436	932
Durch den Beitrag der EE vermiedene CO ₂ -Emissionen [Mio t/a]		
	<u>2005</u>	<u>2020</u>
	86	217
Entspricht C	23,5	59,2

Senkung der jährlichen Treibhausgas-Emissionen um 36 Mio. t C von 2005 bis 2020 durch:
 → kohlenstofffreie Energien
 → ...und Bioenergie

→ **Zusatzangebot an Bioenergie: ~500 PJ/a**
 → **Zusatzbedarf an Kohlenstoff ¹⁾: ~15 Mio. t/a**

→ **Zusatzbedarf an Kohlenstoff in Biomasse : ~60 Mio. t/a**



1) 1 GJ entspricht ~0,06 t Biomasse (trocken), bei 50% C-Anteil sind dies ~0,03 t C/GJ.

Abbildung 7: Quintessenz aus der Leitstudie 2010 und dem Leitszenario 2009 für Bioenergie

Nun ist Biomasse keine Endenergie, die uns wie Strom oder Kraftstoff zur Verfügung steht. Sie ist auch keine Primärenergie wie Rohöl oder Kohle, in der Mutter Natur schon die Leistung der räumlichen und energetischen Aufkonzentration geleistet hat. Biomasse hat einen vergleichsweise niedrigen Energieinhalt, sie ist komplex, enthält oft viel Wasser, muss großflächig angebaut und durch Ernte eingesammelt werden, bis sie - oft sehr aufwendig - zu einer verwertbaren Endenergieform aufbereitet wird. Für eine Kohlenstoffeinheit beim Nutzer muss etwa das Vierfache in der Natur durch Photosynthese entstehen. Für 15 Mio. t Kohlenstoff in Bio-Endenergie muss Mutter Natur also 60 Mio. t Kohlenstoff in Pflanzenmaterial bereitstellen. Wir vermeiden mit erneuerbaren Energien insgesamt (einschließlich Wind und PV) 36 Mio. t Kohlenstoff in Klimagasen zu Lasten von 60 Mio. t an Biokohlenstoff. Wir verschieben also ein Problem von einer gefährdeten Zone in eine andere, die ebenfalls unter Druck steht. Deshalb kann man verstehen, dass bei manchem Ökologen die Alarmglocken schrillen.

9. Die reale Entwicklung und die Absichten der Bundesregierung

Einige Zahlen des statistischen Bundesamtes zu den wichtigsten Kohlenstoffträgern zeigen zwei Aspekte der ökologischen Nah- und Fernwirkung Deutschlands (Abbildung 8)^{18,19}. Wir haben die heimischen Energieträger (z.B. Steinkohle) seit 1994 zugunsten von Energieimporten (z.B. Erdgas) zurückgefahren und insgesamt eine leichte Mengenreduktion

erreicht. Gleichzeitig steigt aber unser Bedarf an Biomasse sowohl aus heimischer Produktion als auch aus Importen.

Verbrauch [Mio. t]	1994	2005	2009	1994 → 2009
<u>Inländische Produkte</u>¹⁾				
Energieträger	278	228	199	- 28%
Biomasse	211	246	265	+ 26%
<u>Importe</u>¹⁾				
Energieträger	270	305	290	+ 8%
Biomasse	61	93	104	+ 70%
1) Direkte Werte –nicht umgerechnet in t C; jeweils ohne Rucksäcke				

Bioenergie im Energiekonzept der Bundesregierung

Die Bioenergie soll als bedeutender erneuerbarer Energieträger in allen drei Nutzungspfaden „Wärme“, Strom und „Kraftstoffe“ weiter ausgebaut werden. Die heimischen Biomassepotenziale sind vor allem durch Nutzungskonkurrenz sowie im Hinblick auf Naturschutz und die Biodiversität begrenzt. ... Darüber hinaus wird Deutschland zunehmend auf den Import von nachhaltigen Bioenergieträgern angewiesen sein. (S.10)

1) BMWi, BMU: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28.09.10

Abbildung 8: Deutschlands Weg in Richtung Nachhaltigkeit?

Die Einwohnerzahl Deutschlands war in diesem Zeitraum mit knapp 82 Mio. fast konstant, unser Bedarf an Kohlenstoffträgern ist aber gestiegen. Dabei hätte man hier ein deutliches Absinken erwartet nach den politischen Bekundungen seit der Konferenz in Rio. Einen besonderen Anlass zur Sorge gibt die zukünftige Entwicklung bei der Biomasse, wenn die Strategie der Bundesregierung greift (Zitate siehe Abbildung 8). Insgesamt verlagert Deutschland seine stofflichen Bedürfnisse immer stärker nach außen und so die damit verbundenen Probleme.

Andere Industrie- und Schwellenländer agieren genauso. Auf einem begrenzten Planeten hat der „Export“ von Problemen aber seine Grenzen. Es muss Alternativen geben.

10. Was ist zu tun?

Es gibt zwingende Gründe, unseren fossilen Kohlenstoffbedarf zügig zurückzufahren. Die simple Verschiebung in Richtung angeblich „klimaneutralem“ Bio-C ist keine Lösung. Sie konterkariert das Bemühen um den Einstieg in eine nachhaltige Entwicklung.

Es gibt eine Fülle von klugen Strategien, die es wert sind, verfolgt zu werden. Hier nur einige Beispiele:

- Konzentration auf wirklich „kohlenstofffreie“ Energieformen, also z.B. auf Windenergie, Erdwärme, Photovoltaik oder Wasserkraft.
- Effizienzsteigerung im Umgang mit Kohlenstoff (fossil und biogen). Dazu gehören die Kaskadennutzung (z.B. erst stofflich als „nachwachsender Rohstoff“ dann als Bioenergie) und ein kluges Stoffstrommanagement (Kreisläufe schließen, Abfälle nutzen, ...)

- Grundlagenforschung stärken. Beispielsweise würde die Biomasseherstellung mit Algen nicht zu Flächenkonkurrenz mit anderen pflanzlichen Systemen führen und könnte eine sehr effiziente Kohlenstoffquelle sein. Die Arbeiten stecken aber noch in den Kinderschuhen.
- Fortgeschrittene F&E-Aktivitäten effizienter gestalten. Die Entwicklung von Energiespeichern zählt zu den vordringlichsten Aufgaben auf diesem Gebiet.
- Wiederaufforstung: Mit klugem Boden- und Wassermanagement können heute unfruchtbar gewordene Flächen wieder fruchtbar gemacht werden. Das Potenzial dieser Option ist riesig²⁰.
- Den Wandel gestalten: Neben technische Themen tritt zunehmend eine neue Aufgabe, bei der sich Naturwissenschaftler meist schwer tun. Zusammen mit den Kollegen aus den Kulturwissenschaften, den Medien und der Politik müssen sie Wege finden, um sich selbst und den Bürgern die Grenzen unseres Wirtschaftens aufzuzeigen. Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen, WBGU, hat Mitte 2011 unter dem Titel „Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation“ einen umfangreichen Vorschlag für die Dekarbonisierung Deutschlands vorgelegt. Dieser Text^{21,22} befasst sich über weite Strecken mit der gesellschaftlichen Bedeutung dieses Vorhabens. Chemiker stoßen ins gleiche Horn. Amaroli und Balzani fassen ihr Buch²³ „Energy for a Sustainable World – from the Oil Age to a Sun-Powered Future“ mit ähnlichen Appellen zusammen. Sie sehen uns scheitern, wenn wir uns auf technische Aspekte beschränken.

Auch der Umgang mit den Entwicklungsländern ist eine gesellschaftliche Herausforderung: Das faire Teilen von Rohstoffen, Gütern und Know-how muss erreicht werden. Es lohnt sich, hier auch in die Rolle der Lernenden zu schlüpfen.

11. Kurswechsel

Der taiwanesischer Nobelpreisträger für Chemie, Yuan T. Lee, fordert in einem Editorial in der „Angewandten Chemie“²⁴ einen ernsthaften Kurswechsel unseres Lebensstils, unserer Wirtschaftsweise und der Wissenschaften. Seine Befunde und Ratschläge (Abbildung 9) lauten:

- Unsere westliche Gesellschaft ist „overdeveloped“ und deshalb nicht nachahmenswert. Wenn wir alle so leben würden wie die Amerikaner, bräuchten wir 5,4 Erden.
- Wir sollten uns nicht auf (fossilen) Kohlenstoff sondern auf Sonnenlicht als Energiequelle verlegen. (Der Siegeszug der asiatischen PV-Industrie zeigt, dass man in Asien die Botschaft versteht.)
- Die vielfältigen kulturellen Traditionen der Menschheit könnten helfen, neue Entwicklungspfade zu finden und alte Irrwege zu vermeiden.
- Ohne Wissenschaft wird es keine Umkehr in Richtung einer dekarbonisierten, nachhaltigen Entwicklung geben. Aber die Wissenschaft selbst wird sich fundamental ändern müssen, um die Bedeutung von Gemeinschaft neu zu verstehen und danach zu handeln.

Andere einflussreiche Gruppen äußern sich ähnlich. Seit 2007 treffen sich alle 2 Jahre Nobelpreisträger, führende Klima-, Umwelt- und Energieforscher und diskutieren den Stand unseres Planeten. Im letzten Jahr fand das Nobel Laureate Symposium in Stockholm statt. Die Versammlung fordert in ihrem „Stockholm Memorandum“²⁵ einen „Mind-shift for a Great Transformation“. Diese stark westlich geprägte Gruppe, fällt ein ähnlich hartes Urteil wie Y.T. Lee: Unsere Wirtschaftsweise zerstört die Elastizität der Erde. Ihre Regenerationskräfte schwinden. Wir gehen mit der Biosphäre ebenso töricht um wie mit der Atmosphäre. Neben das Klimaproblem, das mit unserem Bedarf an fossilem Kohlenstoff korreliert, treten zunehmend Gefahren, die aus unserem Anspruch auf pflanzlichen Kohlenstoff erwachsen²⁶.

First, everyone must accept this cold hard truth: the path by which Europe and the USA attained their riches is not to be emulated. ...
In truth, any society that develops by destroying the very natural basis of that development is „over-developed“, and should be seen as such.

Going back to the sun: We must re-establish the central role of the sun in human development. ... We simply must dedicate much more R&D and deployment resources toward this area.

We must tap into the wisdoms of our forbearers. They lived for thousands of years in relative harmony with their environment. ... The good news is, all countries have rich cultures and traditions, and all can do better than to blindly follow the developed world.

Science remains an indispensable force in human development. But it must transform itself ... :

- More focused on shared global problems
- Better at integrating diverse disciplines and knowledge systems
- More effective at working together with the rest of society

Abbildung 9: Was ist zu tun? Yuan T. Lee: Changing Course

Unser Verbrauch an Kohlenstoff ist aus dem Ruder gelaufen. Dies zwingt dazu, uns unserer Grenzen bewusst zu werden und entsprechend zu handeln.

Referenzen

1. Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel Regierungserklärung, 25. 03.10
2. Umweltbundesamt, Texte 02/08, Ressourcenverbrauch von Deutschland – aktuelle Zahlen und Begriffsbestimmungen
3. AGEB: Energiebilanzen für Deutschland
4. H.Haberl , Energy 31(2006), 89
5. Das Raumschiff Erde hat keinen Notausgang, edition unseld 2011, S.63, ISBN 978-3-518-06176-3
6. M. Latif: Bringen wir das Klima aus dem Takt, Fischer Taschenbuch Verlag, Frankfurt 2007, ISBN 978-3-596-17276-4, S. 65; Klimadaten zwischen 1990 und 1999; Siehe z.B auch DOE: Simplified Global Carbon Cycle, oder N. Armario, V. Balzani, Chem. Asian J. 2011,6, 771

7. Mathis Wackernagel, William Rees, Unser ökologischer Fußabdruck – wie der Mensch Einfluss auf die Umwelt nimmt, Birkhäuser Verlag, Basel 1997, ISBN 3-7643-5660-X
8. Fortschrittsbericht 2012 zur deutschen Nachhaltigkeitsstrategie Entwurf vom 01.05.11, Seite 120
9. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Basisdaten Bioenergie Deutschland, September 2011, S. 8
10. umwelt journal Rheinland Pfalz, Heft 55, Mai 2012
11. Angelika Zahrnt, BUND-Ehrenvorsitzende, umwelt journal Rheinland Pfalz, Heft 55, Mai 2012 S. 5
12. Kurt Bock, BASF-Chef, Rheinpfalz, 30.11.11
13. H. Haberl et al. PNAS, 104 (2007), 12943
14. M. Imhoff et al. Human Appropriation of Net Primary Production (HANPP) by country and product, Data distributed by the Socioeconomic Data and Application Center (SEDAC): <http://sedac.ciesin.columbia.edu/es/hanpp.html>
15. [http://www.eoearth.org/article/Global_human_appropriation_of_net_primary_production_\(HANPP\)_](http://www.eoearth.org/article/Global_human_appropriation_of_net_primary_production_(HANPP)_) (29.04.10)
16. Öko Institut 2004: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse
17. Leitstudie 2010, Tabellen 1, 10-4 (S. 6, 188); Leitszenario 2009, Tabelle 1, S. 8
18. Statistisches Bundesamt, Umweltnutzung und Wirtschaft, Tabellenband 2011 S. 23,24, 33-36
19. Die Werte in Abbildung 8 sind reine Mengenangaben und nicht in Kohlenstoff umgerechnet, sie berücksichtigen auch keine ökologischen Rucksäcke.
20. J. O. Metzger, A. Hüttermann, Naturwissenschaften 2009, 96, 279-288
21. WBGU: Hauptgutachten: Welt im Wandel, Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation, WBGU Berlin 2011, ISBN 978-3-936191-36-3
22. http://www.wbgu.de/wbgu_jg2011.pdf
23. Nicola Armaroli, Vincenzo Balzani, Energy for a Sustainable World – from the Oil Age to a Sun-Powered Future, Wiley-VCH, Weinheim 2011, S. 312-313; ISBN 978-3-527-32540-5
24. Y.T. Lee, A. W.-C. Yang, Angew. Chem. Int. Ed. 2011, 50, 10260-10261
25. The Stockholm Memorandum, 3rd Nobel Laureate Symposium Series on Global Sustainability , Stockholm, 16.-19.05.11; Informationen: www.globalsymposium2011.org
26. 3rd Nobel Laureate Symposium Series on Global Sustainability, Executive Summary of Scientific Background Reports; Informationen: www.globalsymposium2011.org

Dr. Hermann Pütter
 Gesellschaft Deutscher Chemiker
 Haardter Str. 1a
 67433 Neustadt
puetter-neustadt@t-online.de

Virtuelle Großanlagen – ein Ansatz zur systemkompatiblen Integration erneuerbarer Energiequellen in die Energieversorgung

Rainer Bitsch, Brandenburgische Technische Universität Cottbus

1. Einleitung

Die deutsche Energieversorgung befindet sich seit einigen Jahren im Umbruch: Nach einem „Wandel“ durch Deregulierung und Liberalisierung Mitte der 90er Jahre stehen wir nun durch den schnellen Ausstieg aus der Kernenergie vor einer umfassenderen „Wende“ mit neuen Herausforderungen.

Dabei ist es bisher noch nicht gelungen nach dem erfolgreichen technologischen Anschub – insbesondere bei Wind- und Solar-Energietechnologie – die erforderlichen begleitenden Maßnahmen bei Netzausbau und Speicherung hinreichend zu realisieren. Zudem fehlt es an den energie-wirtschaftlichen und -rechtlichen Rahmenbedingungen, um weitere Optimierungspotenziale mit innovativen Ansätzen aus Intelligenten Netzen / Smart Grids zu ermöglichen.

Wir stoßen daher in verschiedenen Bereichen unserer Energiesysteme zunehmend auf Engpässe und Risiken sowie Probleme in der weiteren Entwicklung.

Es gibt nämlich schon jetzt immer häufiger z. B. im Ostnetz Überlastsituationen, die nur noch unter unzulässiger Beeinträchtigung unserer östlichen und südöstlichen Netznachbarn mit folglich entsprechenden Beschwerden beherrscht werden können.

Der Grund liegt nach einer dena-Verlautbarung von 01.2012 in zu viel Wind- und Solar-Leistungseinspeisung und verzögertem Netzausbau.

Derartige Situationen sind seit mehr als zehn Jahren bekannt und wurden bzw. werden mit zunehmender Erschließung von Erneuerbaren Energiequellen (EEQ) in der Regelzone und Rückstand im Netzausbau immer häufiger.

Deutschland steht also derzeit vor der Frage, wie in Zukunft noch größere Mengen an installierter Leistung von EEQ bei weniger konventioneller KW-Leistung im deutschen Elektro-Energiesystem beherrscht können.

Es besteht somit dringender Handlungsbedarf, über unumgängliche klassische Ausbaumaßnahmen hinaus auch weiterführende Potenziale und Lösungen durch Intelligente Netze / Smart Grids sowie neue Konzepte mit Veredelungs-, Wandlungs-, und Speicher-Optionen in ganzheitlichem und systemverträglichem Ansatz zu nutzen [1].

Der Weg vom Wandel zur Wende von gestern über heute zu morgen sei an Abb. 1 erläutert.

Die Lösungsansätze gehen zurück auf Mitte der 90er Jahre entwickelte dezentrale Energieversorgungskonzepte und ermöglichen diese systemverträgliche Integration noch größerer Mengen dezentraler kleiner Energiewandlungsanlagen mittels durchgängiger Kommunikation und verteilter Intelligenz:

Gestern gab es eine klare Top-Down-Struktur mit vergleichsweise begrenzter Kommunikation; die wurde ausgeregelt von konventionellen Kraftwerken.

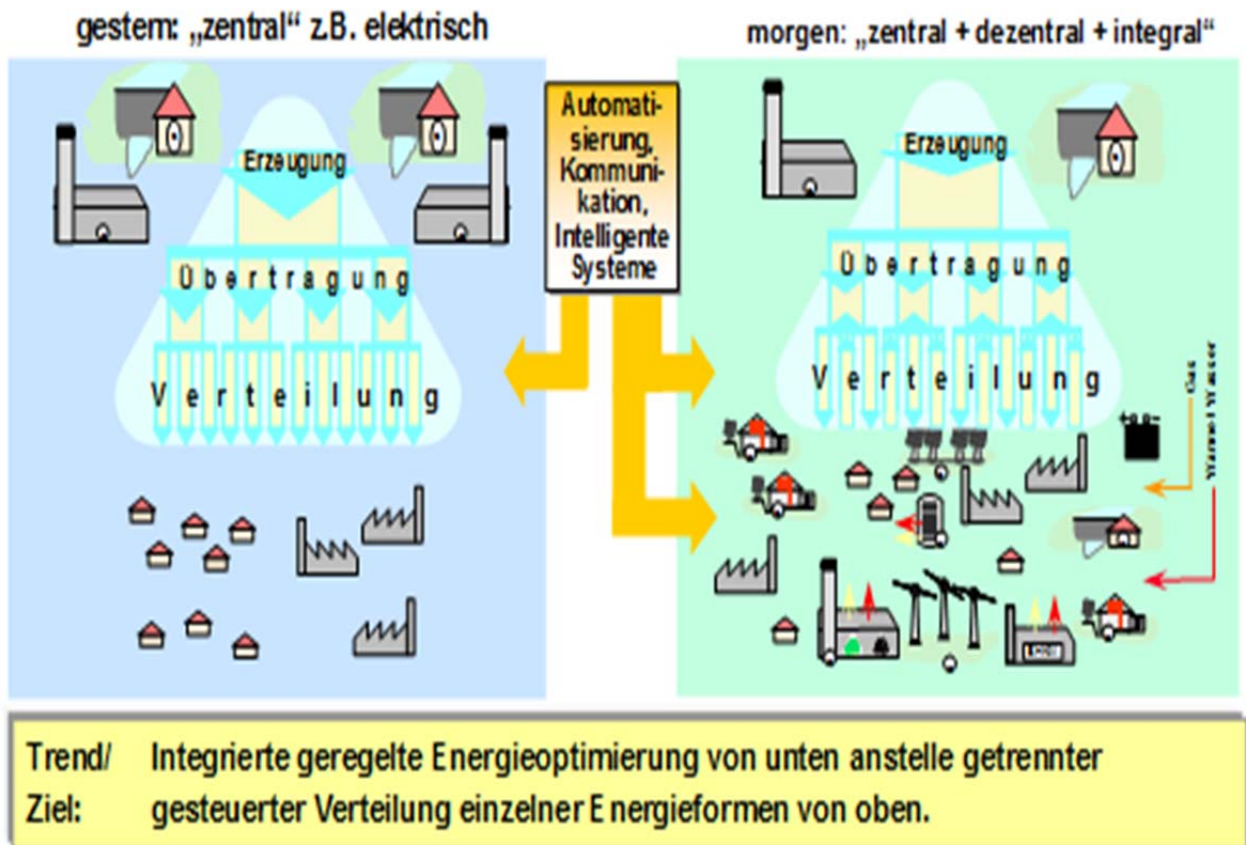


Abbildung 1: Wandel in der Energieversorgung von gestern bis morgen

Heute haben wir schon fast einen Teil von morgen mit 29 GW installierter Windleistung, 25 GW Solar, dazu KWK, Biomasse, kleine Wasserkraft etc. – also bald 60 GW installierter Leistung aus EEQ und zudem aus neuen Standorten bei installierter konventioneller KW-Leistung von 83 GW.

Volatile Last und volatile Erzeugung mit größerer Rückspeisung sind bei „normalen“ Wetterbedingungen noch ausregelbar durch konventionelle Kraftwerke; bei extremen EEQ-Einspeisungen aber nur mit Koordinierung durch Netzsicherheits-Management, oder aber ggf. Notmaßnahmen wie spontane Abschaltung oder Entlastung über Nachbarn s.o.

Morgen wird es deutlich weniger konventionelle KW geben, aber noch mehr verteilte Kleinanlagen sowie EEQ-Parks und viel mehr Kommunikation.

Zu volatiler Last und volatiler Erzeugung kommen vielleicht noch „volatile“ Standorte und auch Wechsel in den Regelzonen durch E-Mobility d. h. mobile Last mit Speichern und erhofftem Optimierungsbeitrag zum Netzbetrieb; d. h. es wird evtl. noch komplexer, wenn sich nicht die H₂-basierte E-Mobilität durchsetzt mit energetischer Entkopplung von Netz und Antriebssystem, sowie vermutlich günstigerer Lösung von der Infrastruktur her.

Die Ausregelung wird erfolgen durch die noch bestehenden konventionellen KWe und kann / muss zusätzlich auch durch Virtuelle Großanlagen, EE-Hybrid-KWe einschließlich marktorientierter Produktveredelung mit Einspeisemanagement effizient unterstützt werden.

Die Konzipierung eines derartigen dezentralen Energiesystems sei beispielhaft an Abb. 2 erläutert.

2. Das intelligente dezentrale Energiesystem

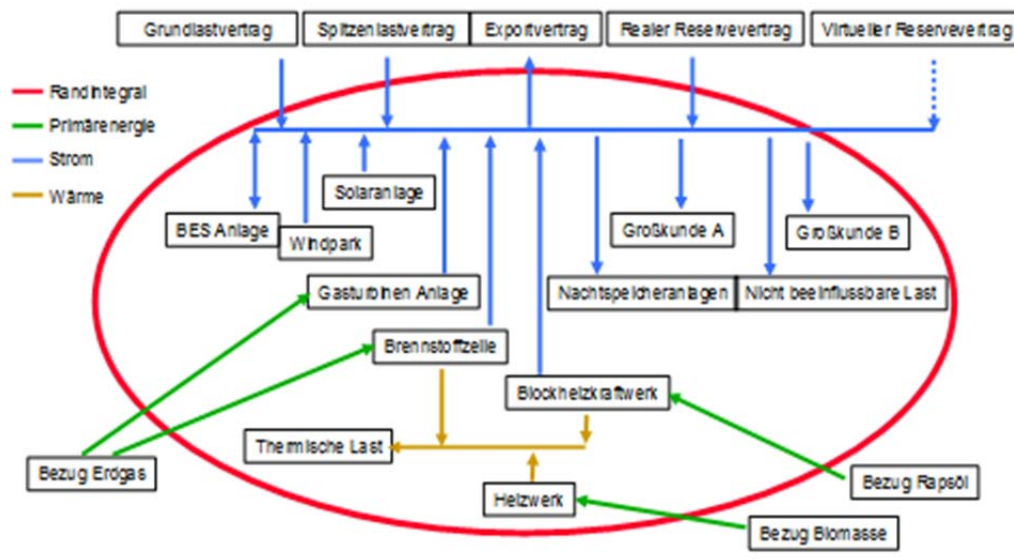


Abbildung 2: Beispielhafte Modellierung eines dezentralen Energiesystems

Zunächst wird ein netztopologisch klar abgegrenzter Raum definiert und eine Modellierung aller involvierten Elemente vorgenommen: Energiewandlungsanlagen, Speicher, Lasten aber auch Verträge zum Energieaustausch und Primärenergiebezug.

Die elektrische und thermische Sammelschiene (blau/beige) sind Netzknoten und zugleich Bilanzierungspunkte.

Hier gilt die Kirchhoff'sche Regel: Summe aller Einspeisungen = Summe aller Lieferungen

Hier kann nun eine Vielzahl von möglichen Kombinationen und Betriebsweisen gefunden und das Kostenminimum ermittelt werden.

Eine wesentliche Voraussetzung für eine betriebsfähige Lösung ist die netztopologische Clusterung des Randintegrals und die technische Restriktionsfreiheit innerhalb des Randintegrals, da z.B. nur ein überlastetes Element ggf. einen optimal geplanten Betrieb verhindern kann.

Für eine großflächige Optimierung (Abb. 3) verschiedener dezentraler Energiesysteme können diese kaskadiert in übergeordneten Ebenen zusammengefasst werden. Auf der Basis von Potenzialangaben mit Bandbreiten für den möglichen Betriebsablauf im bevorstehenden Planungszeitraum – z.B. 24 Stunden – der unterlagerten Ebenen wird eine Potenzialaggregation für den auf der überlagerten Ebene vorgenommen und die verpflichtende Profilvergabe für die unterlagerte Ebene festgelegt. So werden viele kW zu optimierten MW und viele MW zu optimierten GW.

Das intelligente dezentrale Gesamtsystem mit Prognose, optimierter Einsatzplanung und Online-Optimierung sowie Prozessanschluss mit kostenminimaler Kommunikation wird anhand von Abb. 4 erläutert.

Das Dezentrale Energiemanagementsystem DEMS verkörpert die Intelligenz des Gesamtsystems. Es basiert auf Prognosen zunächst des Wetters und davon abgeleitet der dargebotsabhängigen regenerativen Erzeugungen, sowie der Lasten. Davon wird eine optimierte Einsatzplanung über 24 Stunden im ¼ Stundenraster für alle Betriebselemente, Energiebezug, Energielieferung, Verträge und Reserven erstellt.

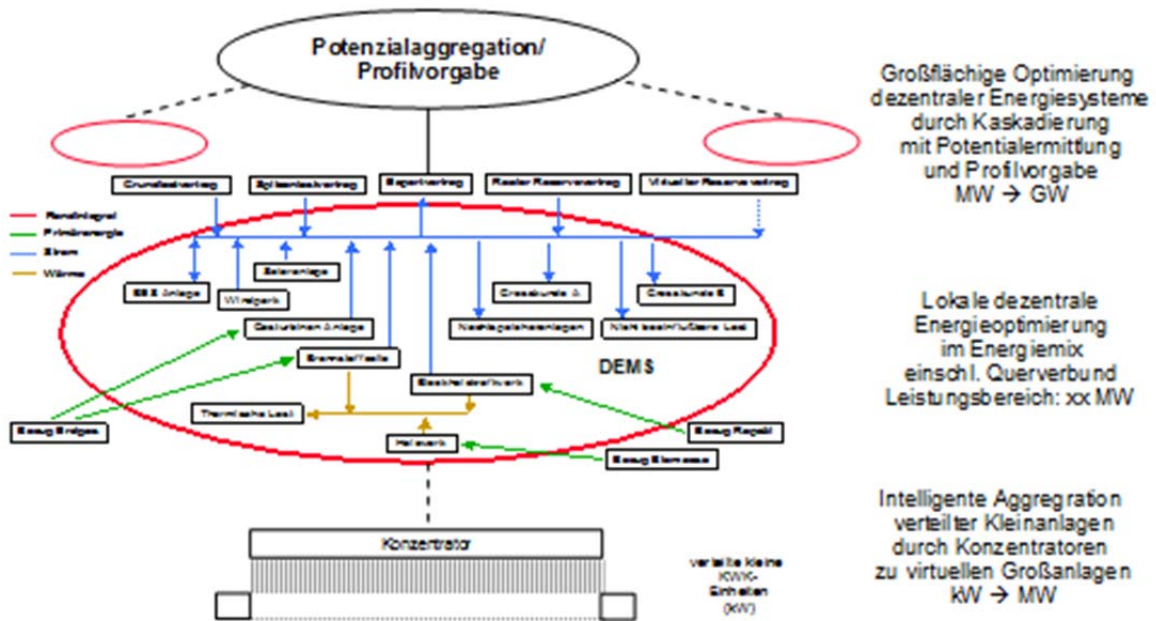


Abbildung 3: Großflächige Optimierung

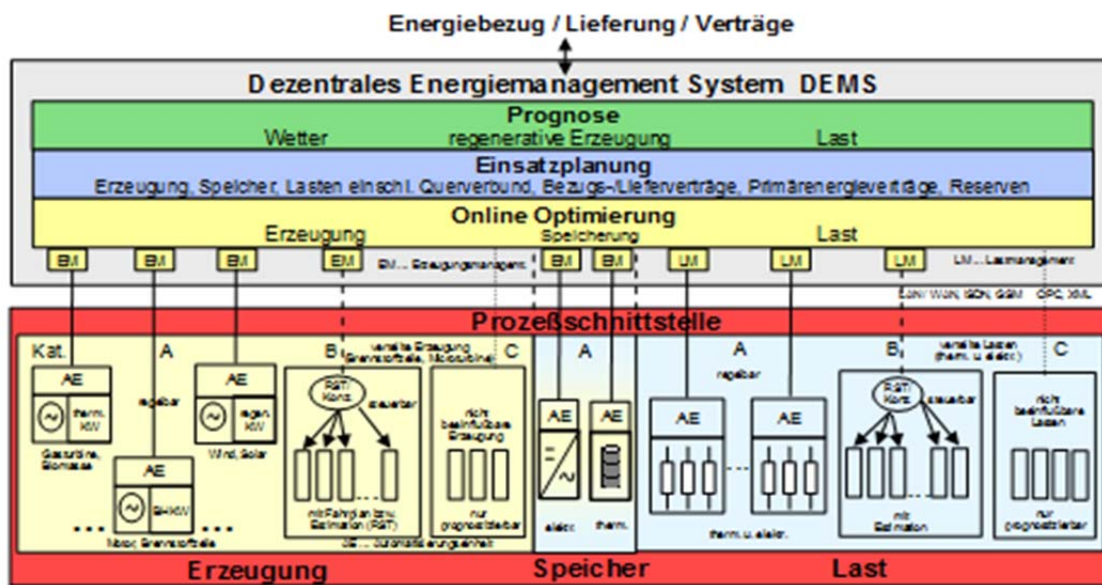


Abbildung 4: Intelligentes Dezentrales Gesamtsystem mit Prozessanschluss

Die natürlichen Schwankungen während der Planungsperiode werden durch eine Online-Optimierung mit Soll- / Ist-Wertaustausch über Last- bzw. Erzeugungsmanager und Standleitungen mit den optimierungsrelevanten Elementen korrigiert und so die geplanten 15 Minuten Zielwerte eingehalten.

Zur Kostenminimierung der Kommunikation werden die einzelnen Elemente je nach Bedeutung und Beitrag zur Optimierung nach A/B/C kategorisiert und mit Standleitung, Wahlleitung oder nur statischer Erfassung innerhalb der Funktionsgruppen Erzeugung, Speicher und Lasten vorgesehen.

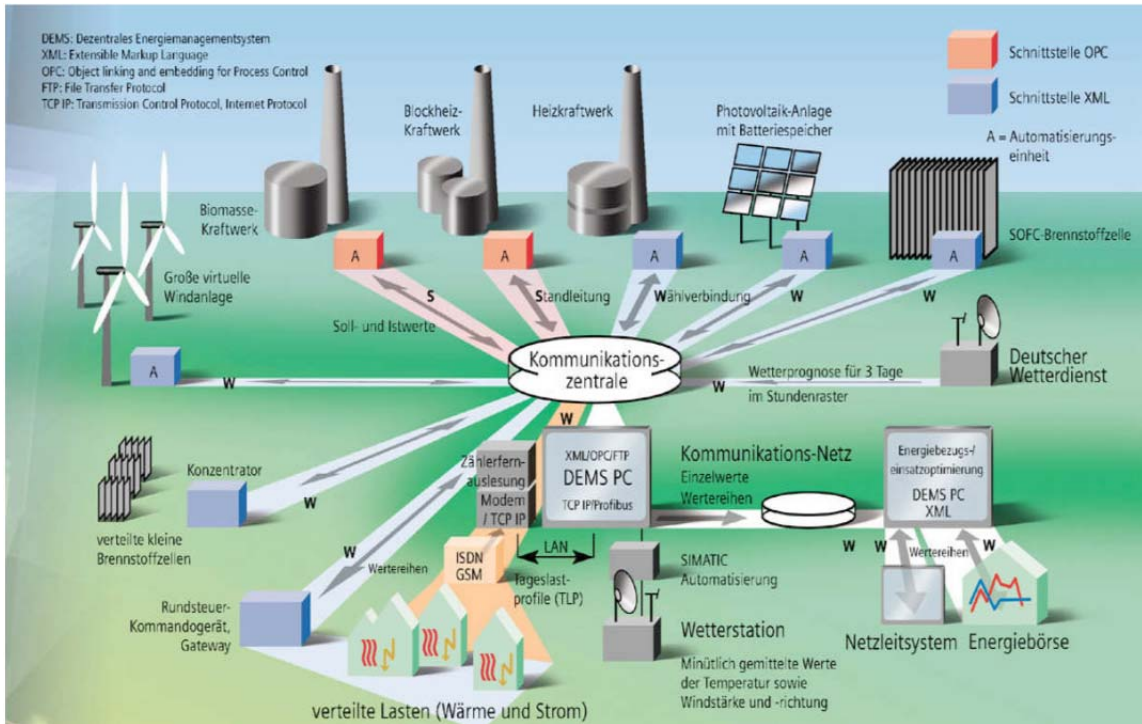


Abbildung 5: Kommunikation und Intelligenz eines Virtuellen großen Kraftwerks

Die Kommunikationsstruktur einer derartigen Großanlage ist mit ihrer Einbindung in die zugehörigen Korrespondenzsysteme wie Netzleitsystem, Energiebörse, Wetterdienst etc. in Abb. 5 dargestellt.

3. Die Virtuelle Großanlage mit Produktveredelung

Aus diesen intelligenten Aggregationen von verteilten realen kleinen Elementen ergeben sich Virtuelle große KWe bzw. Großanlagen allgemein – z. B. Virtuelle große Lastmaschinen –, die in ihrem Verhalten gegenüber dem Netz vergleichbar sind mit konventionellen Kraftwerken / Großanlagen, sofern der verantwortliche Betreiber für eine zuverlässige Planung auch alle betrieblichen Daten zum Bedienen und Beobachten, Monitoring, Diagnose, Service etc. zur Verfügung hat und berücksichtigen kann.

Ein Mangel an Netzdienstleistungen besteht bei EEQ mit leistungselektronischen Elementen im Wandlungsbereich, da im Falle eines Kurzschlusses im Netz nur wenig bzw. keine Kurzschlussleistung zur Begrenzung der Störung bereitgestellt werden kann; bei Altanlagen ist keine Blindleistung zur Spannungsregelung verfügbar.

Die Windenergie hat in Mitteleuropa das größte Potenzial, aber auch die größte Volatilität. Bekanntlich ist die Windleistungseinspeisung mathematisch gesehen chaotisch und trotz aller Fortschritte in den letzten Jahren nur bedingt prognostizierbar.

Das gilt insbesondere für zu erwartende Spitzenwerte und den Zeitpunkt des Auftretens. Das Risiko für den Betrieb einer Regelzone liegt vor allem in der Dynamik der Windleistungseinspeisung mit Änderungsgeschwindigkeiten von bis zu mehreren Hundert MW in 15 Minuten je nach Struktur der Regelzone.

Hier sind also für die Einspeisung im Sinne Systemverträglichkeit sowie Produktveredelung / Marktorientierung Eingriffe möglich bzw. erforderlich.

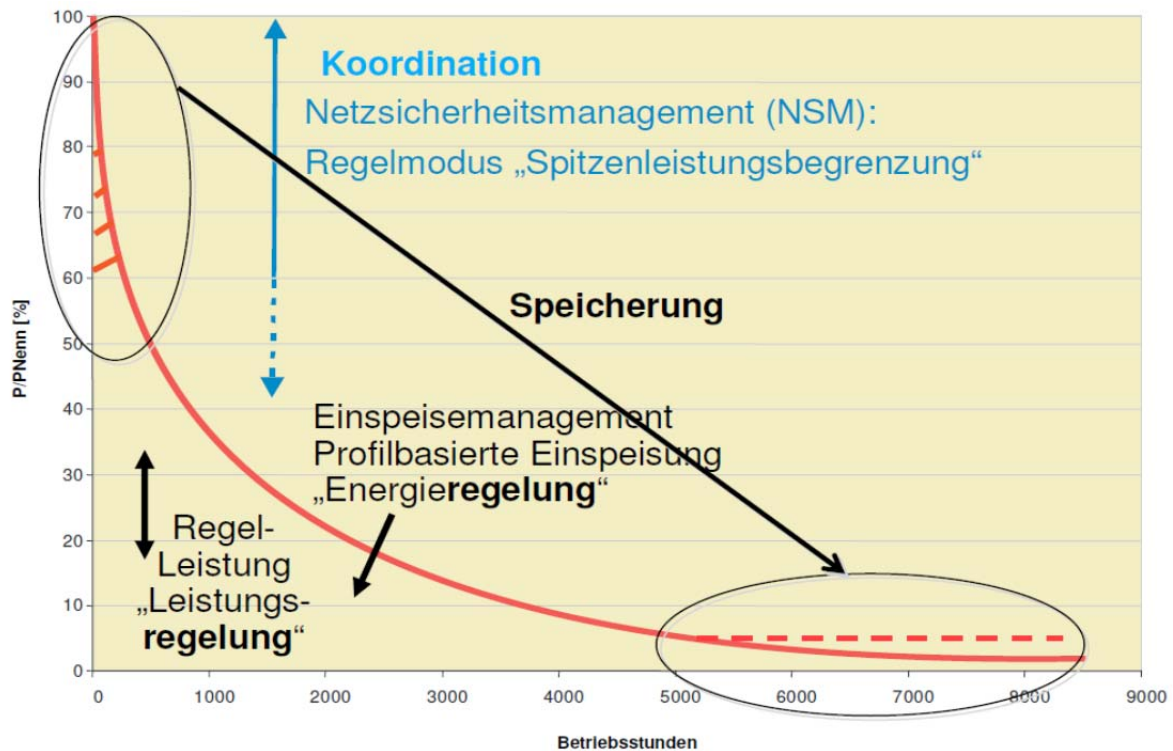


Abbildung 6: Klassische Optionen der Beeinflussung und Veredelung

Die klassischen Möglichkeiten der Veredelung werden anhand von Abb. 6 erläutert.

Die Windleistungsdauerlinie entspricht einer Onshore-Windsituation in Deutschland: Wenige Tage im Jahr mit einer Einspeisung von 100% Nennleistung, aber mehr als 100 Tage im Jahr weniger als 10% Nennleistung.

Spitzenlasten können am Rande ihrer Kapazität betriebene Elemente überlasten und zur Abschaltung durch Einrichtungen führen. Daher ist hier eine Koordination durch Netzsicherheitsmanagement mit Regelmodus „Spitzenleistungsbegrenzung“ üblich.

Falls ausreichende Speicherkapazität und freie Leitungskapazität zum Transport zur Verfügung stehen, kann eine Zwischenspeicherung und Rückspeisung nach Bedarf sinnvoll sein.

Eine konkrete Verbesserung der Systemverträglichkeit einer Windleistungseinspeisung ist die profilbasierte Einspeisung mit 15 Minuten-Raster im Regelmodus Energierreglung – zuweilen mit Anregelung (z.B. 80% in Dänemark) gefahren.

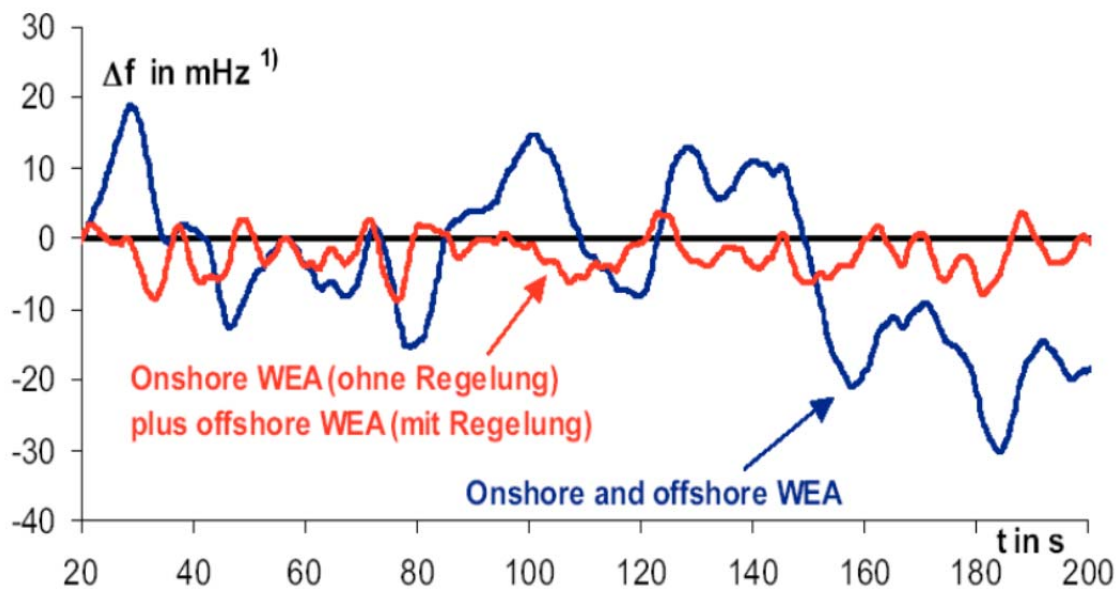
Im Regelmodus Leistungsregelung kann in einem gesicherten Arbeitspunkt mit ausgewählten WEA-Parks im Sinne einer Virtuellen großen Windanlage Regelleistung zur Stabilisierung einer Regelzone beigetragen werden.

Die Erhöhung der Systemstabilität durch Regelung von neuen, zu virtuellen Großanlagen zusammengefassten Windparks veranschaulicht Abb. 7.

Hier sind Ergebnisse einer Untersuchung von damals VET aus dem Jahre 2003 zur Netzdynamik und den Einfluss der Windeinspeisung auf die Frequenz dargestellt.

Der blaue Verlauf gilt für die Gesamtheit aller Onshore und Offshore WEA ohne Regelung und zeigt im dargestellten Zeitraum deutliche Frequenz-Schwankungen um 0 identisch mit 50 Hz.

Der rote Verlauf dagegen beinhaltet nur die Onshore WEA ohne Regelung und die Offshore WEA aber mit Regelung, was zu einer deutlichen Beruhigung und Stabilisierung der Frequenz führt. Daraus ergibt sich also eine überzeugende Darstellung einer möglichen Erhöhung der Systemverträglichkeit bzw. Veredelung des Produktes Windenergie.



1) incl. des Einflusses der Frequenz-Leistungsregelung des übrigen Netzes

Quelle: VET, 2003

Abbildung 7: Netzdynamik – Einfluss der Windeinspeisung

Ein noch weitergehender innovativer Lösungsansatz ist ein Erneuerbare Energien-Hybridkraftwerk (EE-HyKW) als besondere Ausprägung einer Virtuellen Großanlage [2] entsprechend Abb. 8.

4. Das Erneuerbare Energien – Hybridkraftwerk (EE-HyKW)

Die Grundstruktur dieses EE-HyKW ist gekennzeichnet durch einen Windpark mit 2000 MW installierter Leistung, dessen WEA in ein privat finanziertes Einsammelnetz einspeisen, das wiederum über ein Umspannwerk direkt an das 400 kV-Übertragungsnetz angeschlossen ist. An die Sammelschiene dieses Umspannwerkes sind zudem eine Elektrolyseanlage und ein GuD-Kraftwerk angeschlossen. Die Elektrolyseanlage wird zur Spitzenleistungsbegrenzung eingesetzt und produziert Wasserstoff. Dieser wird zunächst einem Speicher zugeführt und kann dann dem Wasserstoffmarkt – z.B. für Elektromobilität auf Basis von Wasserstoff – zugeleitet werden oder in begrenztem Umfang dem Erdgas im Erdgasnetz beigemischt und so auch in einem GuD-Kraftwerk heutiger Technik nach Bedarf teilweise rückverstromt werden. Das GuD-KW hat dabei in diesem Modell-HyKW die Aufgabe, die gesicherte Einspeisung geplanter systemverträglicher Lieferungen ergänzend zur direkten Windleistungseinspeisung nachhaltig zu ermöglichen. In dieser Modellrechnung wird jedoch von einem Betrieb des GuD-KW auf Basis von Biomasse / Bioerdgas aus der Region mit Zwischenspeicherung im Netz ausgegangen.

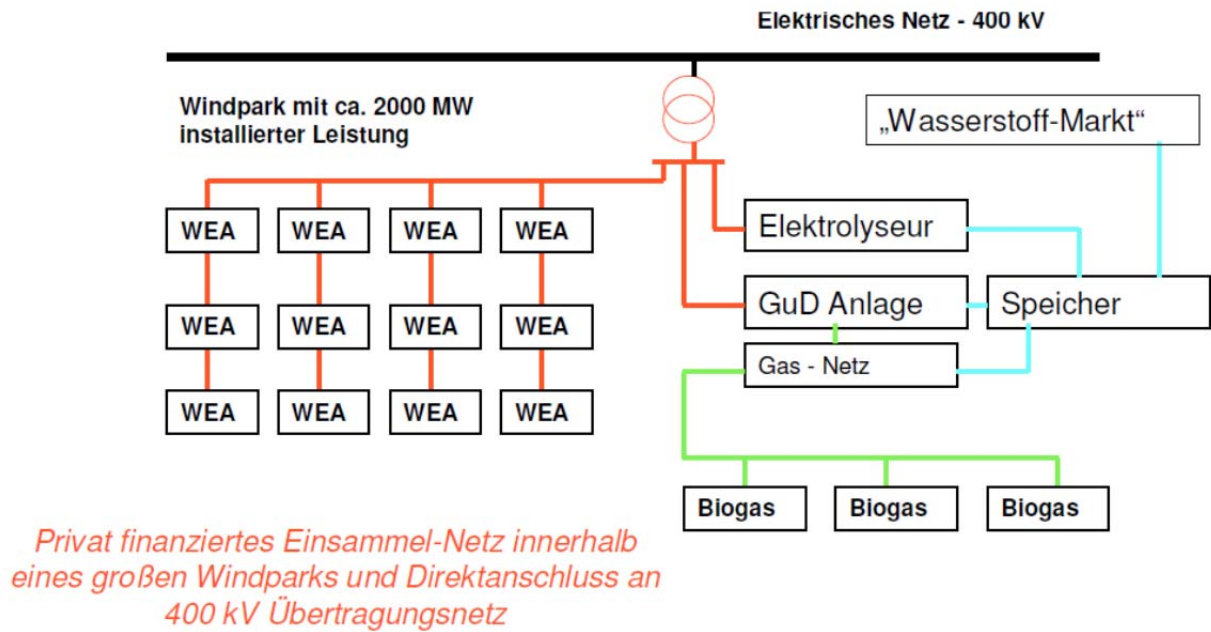


Abbildung 8: Grundstruktur eines EE-HyKW

In Zukunft ist auch der Bau von Wasserstoff-Transportnetzen, sowie die Entwicklung von Wasserstoff-Turbinen denkbar.

Die Energie- / Leistungsbilanz für ein realistisches Regionalmodell im Nordosten Brandenburgs ist in Abb. 9 wiedergegeben:

Die Leistungsdaten sowie die Energiebilanz für einen gesicherten Ganzjahresbetrieb beziehen sich auf konkrete Daten bzw. realistische Annahmen für die Umgebung des 400 kV-Einspeisepunkt Bertikow in der Uckermark. Die geordnete Windleistungsdauerkurve basiert auf Messungen im Zeitraum 02/2005 bis 10/2007. Eine installierte Leistung für Windenergie wird unter Berücksichtigung des theoretisch verfügbaren Restflächenpotenzials für die Region Uckermark-Barnim bis 2020 mit rund 1600 MW prognostiziert [3].

Unter Einbeziehung des erweiterten Umfeldes und in Erwartung von Repowering-Maßnahmen kann bis 2030 auch mit den im Modell angenommenen 2000 MW gerechnet werden.

Diese entsprechend der Windleistungsdauerlinie nur wenige Tage im Jahr auftretende Spitzenleistungseinspeisung von 2000 MW wird nun durch die o.g. Elektrolyseanlage auf 24% der Nennleistung – d. h. 480 MW – begrenzt. Damit werden im Betriebsmodus „Flat Power“, also konstanter Betrieb mit 100% Nennleistung, 62% der Windenergie – d.h. des Integrals unter der Windleistungsdauerlinie – direkt ins Übertragungsnetz eingespeist und 38% durch Elektrolyse mit 1520 MW Nennleistung in Wasserstoff umgewandelt und dem entsprechenden Markt zugeführt.

Die für den konstanten Ganzjahresbetrieb noch benötigten 950 GWh werden in diesem Modell auf Basis von regionaler Biomasse über Biogas und Aufbereitung zu Bioerdgas mit Zwischenspeicherung im Erdgasnetz durch das GuD-KW geplant und gesichert – d.h. systemverträglich – erzeugt.

Beispielhaft für einen integrierten und umfassenden regionalen Ansatz wurde in dieser Modellrechnung im Hinblick auf den üblichen Fruchtwechsels nur $\frac{1}{3}$ der landwirtschaftlichen

Nutzfläche einbezogen, ggf. könnte fehlendes Bioerdgas aber auch durch Zukauf über das Erdgasnetz beschafft werden.

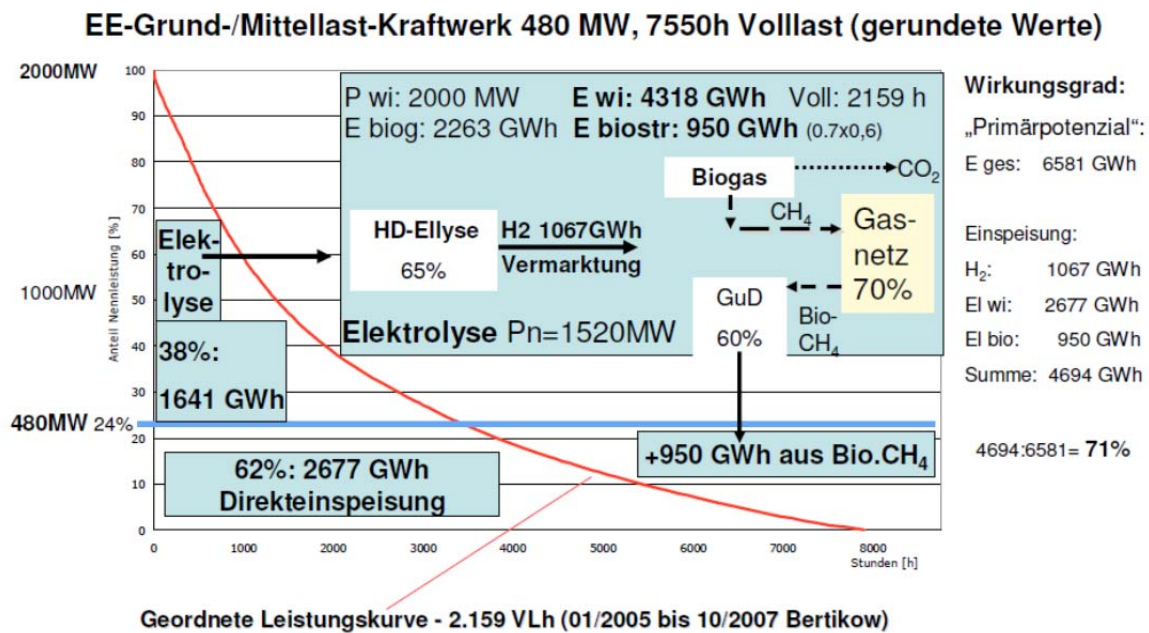


Abbildung 9: Leistungs- / Energiebilanz des Modell-EE-HyKW

Die sich dabei ergebenden unterschiedlichen Betriebsprofile bei verschiedenen Windperioden in den einzelnen Jahreszeiten sind in den Abbildungen 10 und 11 dargestellt.

Die gelb angelegte Fläche veranschaulicht die umfangreiche Spitzenleistungsbegrenzung und den Einsatz der Elektrolyseanlage zur Wasserstoffherzeugung.

Der rote Bereich der Direkteinspeisung unterstreicht den dominierenden Flat Power-Betrieb mit 24% der installierten WEA-Nennleistung. Dagegen ist der grün dargestellte Einsatz des GuD-KW mit Bezug von Bioerdgas aus Gasnetz bei diesen winterlichen Starkwindverhältnissen vergleichsweise gering: Wenig Volllast, mehr Teillast – allerdings auch hier noch von Dynamik geprägt.

Ein deutlich anderes Betriebsprofil ergibt sich bei Schwachwindverhältnissen im Sommer, wie das folgende Abb. 11 zeigt.

Hier ist wegen größerer Teillast- bzw. Flauteperioden die Spitzenleistungsbegrenzung und Leistungszuführung zur Elektrolyse vergleichsweise gering, ebenso auch die Direkteinspeisung ins Übertragungsnetz deutlich weniger als in Starkwindzeiten.

Der Einsatz des GuD-KW ist hier mit Teil- und Volllastbetrieb eher dominierend und garantiert die gesicherte Flat Power-Einspeisung.

Eine andere entscheidende Betriebsweise ist aber auch der verbrauchsorientierte Betrieb, der die Schwankungen über die Jahreszeiten und zudem innerhalb des 24 Stunden-Zyklus berücksichtigt: Tag- vs. Nacht-Verlauf, sowie tagsüber die Verbrauchszunahmen vornehmlich am Morgen und Abend. Dazu gibt die Vereinigung der europäischen Verbundnetzbetreiber UCTE z.B. für Deutschland an jedem dritten Mittwoch eines Monats das entsprechende Verbrauchsprofil heraus.

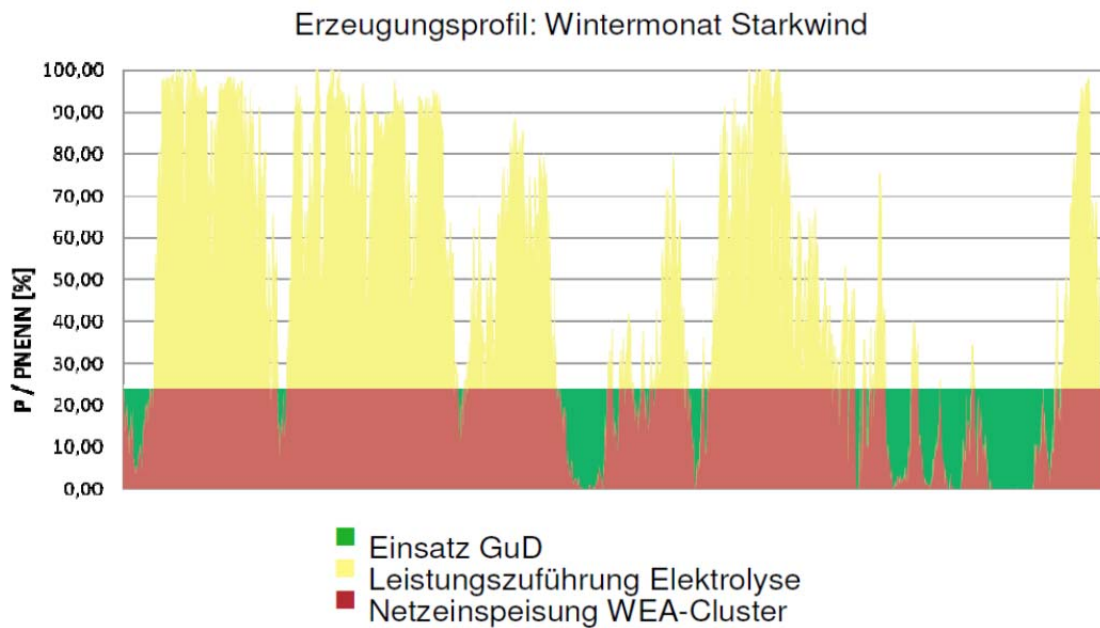


Abbildung 10: Erzeugungprofil für Betrieb mit Nennleistung / Flat Power bei Starkwind im Winter

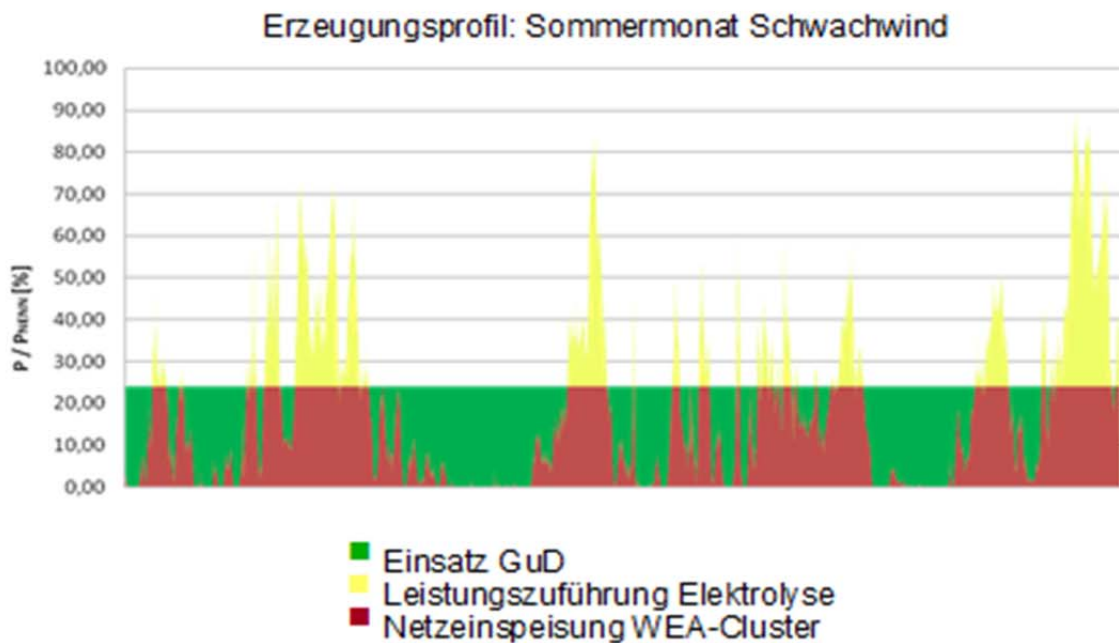


Abbildung 11: Erzeugungprofil für Betrieb mit Nennleistung/Flat Power bei Schwachwind im Sommer

Zur Überprüfung der Betriebsfähigkeit des EE-HyKW auch unter verbraucherorientierten Einspeisebedingungen wurden 24 optimierte Einsatzplanungen auf Basis dieser UCTE-Profile für Deutschland aus den Jahren 2005/06 gerechnet.

Das Ergebnis zeigt, dass diese Grundausslegung richtig ist und die Anforderungen erfüllt; unter Berücksichtigung von Sonn- und Feiertagsverbrauch ist ein Ganzjahresbetrieb möglich bei nur minimaler Abregelung entsprechend Abb. 10: Eine von 24 Planungen am 3. Mittwoch 03.2005.

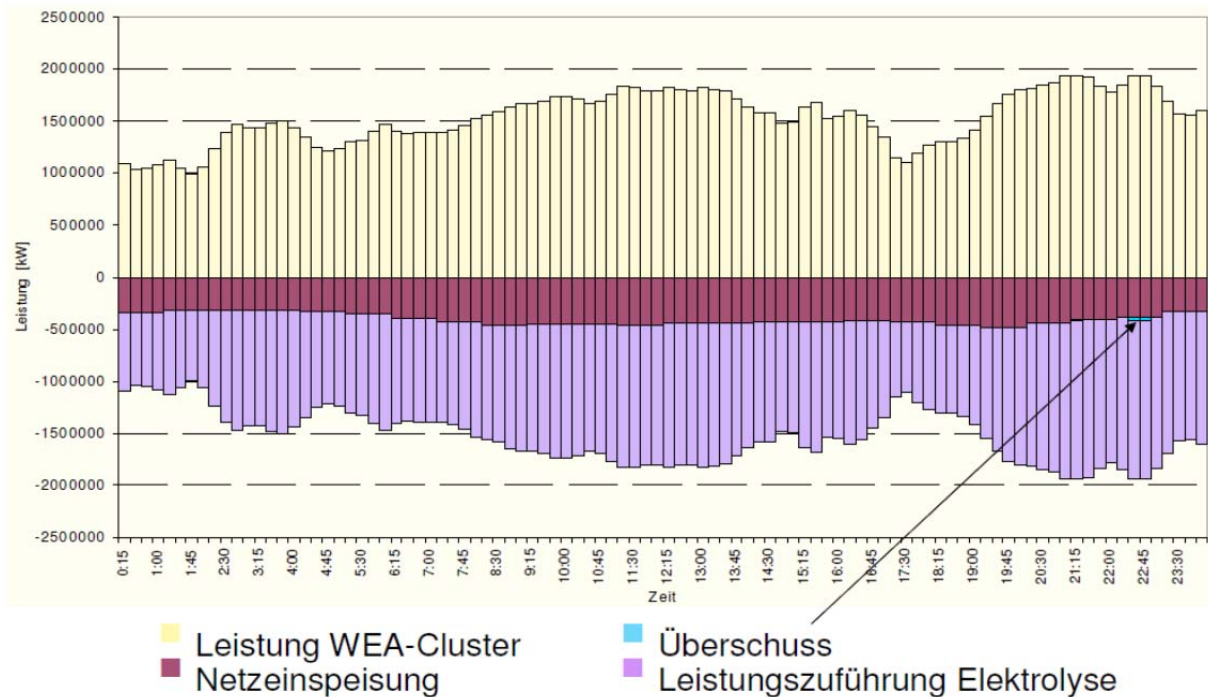


Abbildung 12: Verbrauchsorientierte Einsatzplanung

5. Stand der Technik für EE-HyKW

Abschließend stellt sich die Frage nach dem Stand der Technologien:

- Bei Biogas ist die Gaswäsche, sowie Trennung von CH_4 - CO_2 und damit die Einspeisung von Bio-Erdgas ins Erdgasnetz Stand der Technik, auch H_2 kann begrenzt ins Erdgasnetz mit eingespeist werden.
- Die Elektrolyse auf alkalischer Basis ist mit einem Wirkungsgrad von 65% verfügbar – allerdings nur begrenzt teillastfähig; die Hochtemperatur (HT)-Elektrolyse mit einem erwarteten Wirkungsgrad von ca. 80% und dynamischer Teillastfähigkeit befindet sich in Entwicklung. Sie wird als ideale Last für diese dynamische Einspeisung angesehen.
- GuD-Kraftwerke der 500 MW-Klasse mit 60% Wirkungsgrad im Teillastbereich sind im Netzbetrieb.
- Eine Pilotanlage für den Sabatier-Prozess zur CO_2 -Methanisierung mit H_2 ist in Betrieb, um die Auslegung großer kommerzieller Anlagen zu erproben. Die weitere Entwicklung des deutschen Energieszenarios wird zeigen, wo und inwieweit dieser Prozess sinnvoll zum Einsatz kommen kann.
- Ein EE-HyKW-Pilotprojekt ist als Enertrag-HyKW bei Prenzlau in der Uckermark seit 10.2011 mit 2 BHKW und rund 350 kW elektrisch und thermisch in Betrieb.
- Automatisierungs- und IT-Systeme im Sinne von SPS und Dezentralen Energiemanagementsystemen DEMS sind generell verfügbar, eine projektweise Anpassung ist jedoch erforderlich. DEMS wurde bereits Ende der 90er Jahre in Pilotprojekten und mit kontinuierlicher Weiterentwicklung auch zunehmend im kommerziellen Bereich eingesetzt. Aktuelle Beispiele sind das Pilotprojekt „IRENE“ (Integration regenerativer Energien und Elektromobilität) und „Schwarmstrom“ als kommerzieller Einsatz beim Energiedienstleister Lichtblick.

Die in Abb. 2 dargestellte Modellierung kann funktional und inhaltlich durch Integration weiterer Verbundprozesse und Bilanzierungsknoten projektspezifisch ausgebaut werden: z.B. im Falle des o.g. EE-HyKW (Abb. 8, 9) ggf. die Integration des Prozesses der Methanisierung von abgetrenntem Bio-CO₂ durch H₂ aus der Elektrolyse bei Spitzenleistungsbegrenzung.

6. Stromgestehungskosten und Erwartungen

Die Stromgestehungskosten wurden in der zugrunde liegenden Brandenburger Studie [2] ermittelt, unter der Prämisse einer möglichst vollständigen Nutzung der verfügbaren Windenergie und auf Basis eines Elektrolyse-Wirkungsgrades in 2020 von 65%. Der erzeugte Wasserstoff wurde als Erdgasbeimischung mit seinem thermischen Energieinhalt im Vergleich zum Erdgas und dem Marktpreis von Erdgas bewertet, sowie der regionale Hektarertrag von Silomais in Brandenburg in 2020 mit ca. 35 t Frischmasse pro Jahr angenommen. Damit ergaben sich Stromgestehungskosten von 15,6 ... 16,3 €/kWhel.

Dieses Ergebnis beinhaltet jedoch bereits jetzt erkennbare Verbesserungs- und Effizienzsteigerungspotenziale: Wesentlich ist dabei eine Steigerung des Elektrolyse-Wirkungsgrades auf ca. 80% durch Entwicklung der HT-Elektrolyse, Nutzung der Abwärme des GuD-KW im Gesamtprozess, sowie eine Reduzierung der installierten Leistung der Elektrolyseanlage durch mögliche regelbare Lasten im Eigenbedarf. Weiterhin sind auch die möglichen preislichen Konsequenzen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft zu betrachten. D.h. also, dass eine umfassende Gesamtoptimierung aller involvierten Prozesse im Sinne eines integrierten regionalen Energiewandlungszentrums, sowie der in Zukunft denkbaren Nutzungsvarianten des Wasserstoffs entsprechend dem heutigen Kenntnis- und Diskussionsstand – ggf. aber auch in einem anderen Energiemix – erforderlich ist. Dabei erscheint eine Annäherung an ca. 10 €/kWhel eventuell nicht unrealistisch.

7. Fazit und Rahmenbedingungen

- EE-HyKWe erlauben gesicherte Einspeisung systemkompatibler Stromprodukte
- EE-HyKWe bedürfen keiner Veredelung durch ÜNB, erhöhen den EEQ-Leistungskredit und senken die EEG-Ausgleichskosten.
- Der Sekundärenergieträger H₂ – mit Beimischung im Gasnetz bzw. in separatem H₂-Markt oder ggf. zur Methanisierung von CO₂ – entlastet das Elektro-Energiesystem bzgl. Ausbau und Betriebsführung, d.h. durch Reduzierung der Auslegungsspitzenwerte und kompensieren der Einspeisedynamik.
- Eine Implementierung dieser Lösungsansätze im gesetzlichen Rahmen mit Vergütungen / Anreizförderungen entsprechend dem Mehrwert gegenüber chaotischer Einspeisung ist erforderlich und gerechtfertigt.

Referenzen

1. Bitsch, R.: Virtuelle Großanlagen und ihre Bedeutung für die Integration von Erneuerbaren Energiequellen und Dezentralen Erzeugungen in bestehende Elektroenergiesysteme; Studie zur Entwicklung integrationsrelevanter Konzepte, Technologien und Rahmenbedingungen im Auftrag des Centrums für Energietechnologie Brandenburg CEBra, 2008

2. Schwarz, H., Bitsch, R., Fichtner, W.:
Netzintegration der Erneuerbaren Energien in Brandenburg. Studie des Centrums für Energietechnologie Brandenburg CEBra im Auftrag des brandenburgischen Wirtschaftsministeriums, Cottbus 2008
3. Schwarz, H., Pfeiffer, K. et. al.:
Fortführung der Studie zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Brandenburg im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg, Institut für Energietechnik der BTU Cottbus, 2011

Prof. Dr.-Ing. Rainer Bitsch
Brandenburgische Technische Universität Cottbus
CEBra - Centrum für Energietechnologie Brandenburg
Postfach 101344
03013 Cottbus
E-Mail: cebra@tu-cottbus.de
www.tu-cottbus.de/cebra

Hydro Electricity and Storage Capabilities in Norway – can they be useful for Europe?

Wilhelm G. J. Rondeel, HIT Telemark University College

Abstract

The electricity supply of Norway is nearly 100% based on hydro power. More than half the production capacity is from storage reservoirs, primarily established for coping with annual fluctuation in inflow to the reservoirs and seasonal variation in power demand.

Existing, mainly high-voltage direct - current cable, connections with mainly thermal power systems in neighbouring countries, are basically built for hourly power exchange (day – night), and for handling the power balance in dry or wet years, with energy shortage or surplus respectively. In a normal year the system is approximately in balance.

Within the economic, political and technical framework of the present regime, the conditions for a substantial exploitation of Norway's hydro power resources as a storage system to deal with the large fluctuations in production from intermittent wind and/or solar energy is presented.

Based on technological and economic facts, one of the main conclusions may be that some relatively modest expansion of the exchange capacity between Norway and the Continent may be realised in the near future, but will most probably only make a relatively small contribution to the challenges caused by increasing shares of intermittent power supply to the power system in Northern Europe.

On a larger scale power exchange as a solution to the challenge caused by fluctuating input from renewable sources most probably will have to compete with the installation of more gas fired power.

1. Introduction

The electricity supply of Norway is close to 100% based on hydro power. Some gas and biomass (waste) fired power, together limited to about 1 000 MW, is included in the total installed power capacity of about 29 000 MW onshore. The offshore sector is mainly supplied by local gas turbines with some heat recovery.

Electricity makes up for close to half of all onshore domestic energy consumption, which has as a consequence that the renewable share of total Norway's energy consumption onshore is about 60%.

As a large share of the electricity consumption is for domestic heating, with maximum demand during winter months when normally there is little inflow to the hydro reservoirs, large hydro power reservoirs are necessary. More than half the production capacity is accordingly from storage reservoirs.

These reservoirs are also important in handling the large annual variation of precipitation and inflow. The difference in energy production capacity from an extremely wet year to an extremely dry year is from more than 160 TWh down to below 100 TWh.

The largest reservoir (energy content), Blåsjø in the Ulla-Førre hydro-power complex, figure 1, may store up to 7.8 TWh.

Existing connections with thermally based power systems in neighbouring countries are built for both hourly power exchange (day – night), and for handling the power balance in dry or wet years. In a normal year the Norwegian system is at the present approximately in balance.



Figure 1: Energy storage reservoir

Hydro power is in principle an intermittent renewable source like solar or wind, but in contrast to wind or solar generation, the energy storage (dam) is often, but not always, a natural and integrated part of a hydro electric installation.

In addition to the storage possibility, the reservoir based hydro power system is well suited for short time power regulation, as the output may be regulated on short notice.

The hydro power storage system is currently exploited as a regulator in connection with varying wind power generation in the Nordic system. The cable connection between Norway and Denmark is an important power link when Danish wind power production experiences large fluctuations in power output.

Extending this capacity, and making a large scale exchange between Norway and Northern Europe possible in a future with increasing share of intermittent wind (and solar) power, might seem to be a natural development.

2. The Norwegian hydro power system

Hydro power installations may normally be categorized in two different types, the so-called “run of river” and the “reservoir” type. While the first one is characterized by a low head with usually relatively high flow volumes and low degree of control on power output, the reservoir type normally has a high head and within reasonable limits full control of power output. This makes the reservoir type suitable to adjust output to fit production to demand and to (higher) prices. These stations are often built with an installation that results in a relatively short utilisation period (annual energy production divided by installed capacity).

Historically the power installation has been optimized with regard to economy and energy output. As a consequence of this the Norwegian power system so far has had more than sufficient power capacity (MW) to meet the highest peak demand. The reservoir type represents ca. 60% of installed capacity in Norway (in TWh). Some reservoir type installations are built as back-up for dry years with reservoirs which may have a filling period (with normal precipitation) up to 3 to 4 years.

The average annual electricity production, and consumption, is about 123 TWh. The possible economically exploitable potential with present price expectations is up to 200 TWh. The potential is, in addition to price scenarios, also very much dependent on environmental protection policies. With the present policy, about 40 TWh is protected from commercial development.

To put things in a North European perspective it may be mentioned that if absolutely all precipitation falling on the Norwegian mainland should be exploited (strictly theoretical) for hydro power production, the annual production would be approximately equivalent to the present total German electricity consumption, which is about 600 TWh.

New hydro capacity presently being developed is typically relatively small scale projects with little or no storage capacity. Together with some expansion in installed wind power, this has as a main consequence that the installed power capacity, and to some lesser extent also the storage capability, may be further stressed in the future.

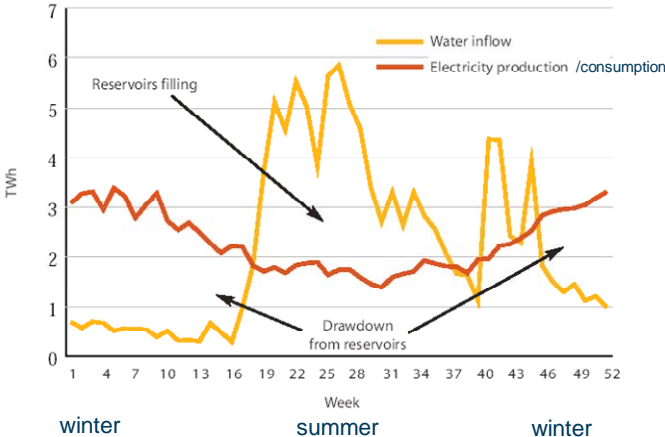


Figure 2: Storage reservoirs to adapt production to demand

In addition to the reservoir capacity available to cope with the challenge of handling variations in precipitation and demand, an exchange capacity with neighbouring countries is available. The total exchange capacity is about 5 000 MW. The highest exchange capacity is with Sweden (about 3 000 MW), which has an installed production mix of hydro and nuclear power. Experience has shown that all too often there is a correlation between abnormal precipitation situations in the two countries, which then implies that in dry years not much import to Norway may be expected from Sweden.

The exchange capacity with typically thermal production areas as Denmark and The Netherlands is therefore of special importance. The present total capacity through a limited number of subsea HVDC cables is about 1 700 MW. In addition to a systematic power exchange with export to the thermal systems during high demand (and prices) at daytime, and import at low demand at night, the power flow is strongly influenced by situations in which the hydro systems experiences extreme dry or wet periods.

The total installed power capacity in Norway is approximately 29 000 MW. Normally about 26 000 MW would be available during winter months, and the maximum demand recorded (2010) is 24 000 MW. See figure 3.

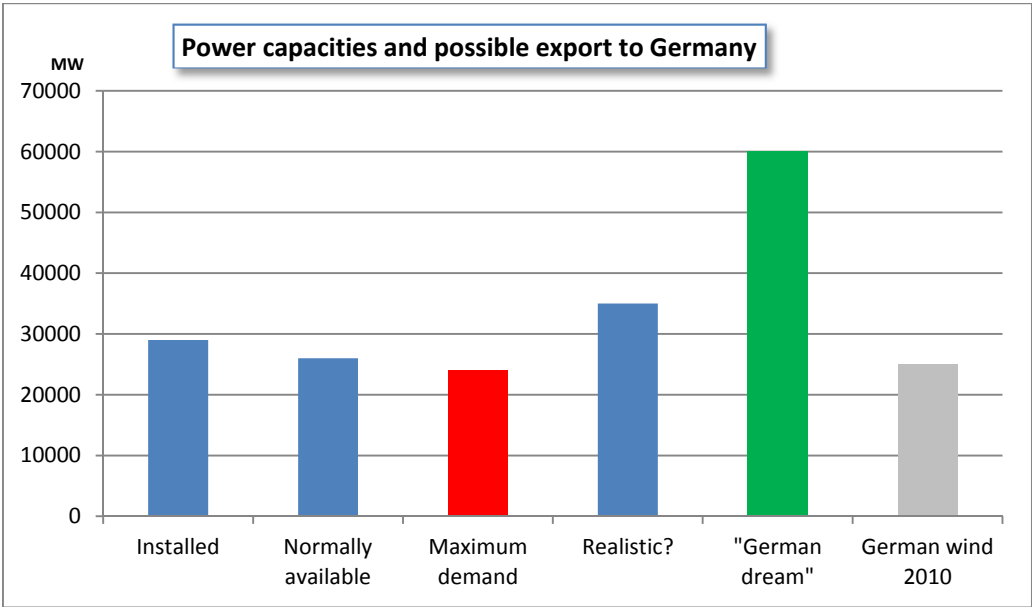


Figure 3: Power capacities – MW

In this context it is of interest to note that the present (2010) installed wind power capacity in Germany is of the same order of magnitude as the total installed hydro power capacity of Norway.

From the data presented above it may be concluded that the realization of a substantial and reliable power exchange with Germany, through new HVDC cable connections, will make new power (MW) installations in Norway necessary. Energy may then be stored in Norway by importing power when there is a surplus of wind power available and reducing the hydro power production. The stored water in the reservoirs may then later be utilized during periods with low wind power production. As a result the utilization time of the hydro system will be reduced, and the hydrological system (reservoir and a possible downstream river system) will experience larger and faster fluctuations.

Based on preliminary studies it has been assumed that the power capacity may be expanded to somewhere between 33 000 and 35 000 MW without unacceptable consequences regarding the environment (Indicated as a “realistic?” in figure 3). This would be sufficient to cover the increased demand related to the realization of approximately 3 to 5 new HVDC subsea cable connections. The possible controversial influences on the environment are caused by necessary reinforcements of onshore power lines and changes in the hydraulic system, rivers and reservoirs.

3. Large scale intermittent renewable energy challenges the power systems

In the following the focus will be limited to Northern Europe and specifically to the German system, as it is to be expected that the influence of intermittent power production from solar and wind will be the most pronounced in this country. This limitation is further motivated by

the proximity to Norway and actual plans for developing new direct power exchange capacity between these two countries.

As the wind is not always blowing, and the sun is not always shining, the power input from the renewables solar and wind to the supply system will by nature be intermittent. This has as a consequence that the so-called utilization time (also called capacity factor) will be relatively low compared with what may be obtained with nuclear or fossil fuelled power sources. The utilization time is defined as the annual number of hours at full capacity necessary to supply the total annual supply of energy from the actual energy source.

Electricity may normally not be stored as such on a scale that can correct the balance between supply from these renewable sources and demand. The challenge to the power system is further increased by the fact that the German wind and solar power are both characterized by having, in an international comparison, very low utilization factors. This is illustrated in figure 4 below.

While the installed capacity of renewables, according to some scenarios being presented, may constitute more than 50 % of the total German power capacity to be expected in 2020, the energy contribution on average will make up for only 25 to 30 percent of the assumed total.

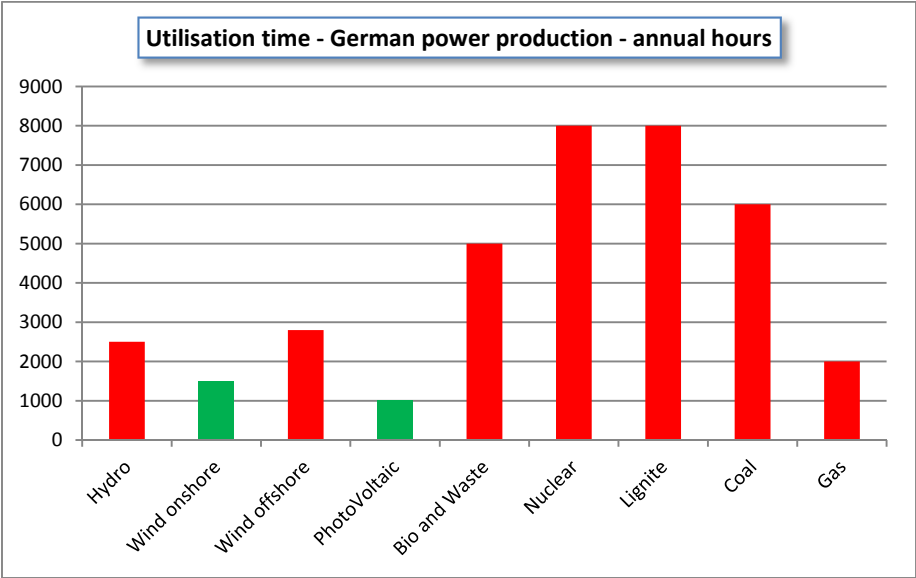


Figure 4: Experienced utilisation time of German power production

In the periods when power from the renewable sources are negligible, and demand is high, energy has to be supplied from other sources. This is a challenge that has proven manageable as long as the share of wind or solar in the system is limited. Power input from other sources is then adjusted to balance the system. If the share of these intermittent sources is increased to around 50 % or more of the total installed capacity, other solutions may prove necessary. During periods when the input from renewables is higher than demand, energy storage is needed if all power produced is to be utilized. This simplified and principal description of the challenge may to some extent be influenced by exchange possibilities with other power systems with different characteristics.

With the present German wind power capacity of more than 25 000 MW, one will find that the difference in energy output from this source (maximum – minimum) over a 48 hours

period may amount to about 1000 GWh. This variation in energy input may then be compared with the total installed (hydro pumped) electrical storage capacity presently available in Germany, which is about 50 GWh.

The total storage capacity in the Norwegian hydro system is about 84 000 GWh. As an immediate reflection it might seem more realistic to get the necessary energy storage capacity by a power exchange with Norway then to expand the German energy storage capacity with a factor of more than 20. It is of interest to note that the installed German pumped power (MW) capacity is close to 8 000 MW (about a factor 3 less than installed wind capacity), which may indicate that the capacity (MW) problem is less of a challenge than solving the energy storage capacity problem.

However, the exploitation of a power exchange with the Norwegian hydro power system as a solution is connected with a number of limitations and challenges. The greatest challenge might be to create the necessary infrastructure and capacities, such as new subsea HVDC cables between the two systems and onshore line connections, in addition to the extra generator capacity needed in Norway.

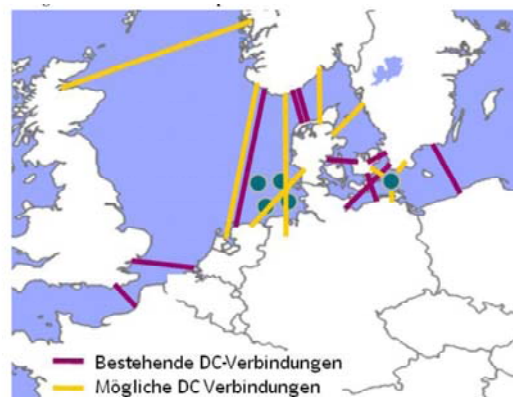


Figure 5: Power exchange connections between the Continent and Norway - Sweden

According to Hohmeyer [1]; “Europe needs 200 000 MW back up by quick response hydro power (PSP - Pumped Storage Plant) to cope with the effect of 100% renewable power in 2050. Part of this capacity, approximately 60 000 MW may be supplied from Norway”.

As has been earlier described, this capacity is far from being available from the Norwegian system, neither as installed generator capacity, nor as transmission capacity from the power plant and cross border into Germany. Assuming that the total system shall be as reliable at any time as the present system, this means that the extra exchange capacity more or less has to come in addition to the present system. Operating the Norwegian power system at triple capacity, 60 000 MW, in addition to the present installed close to 30 000 MW, will have dramatic effects on the environment. Both the hydrological system connected to the power installations, and the introduction of increased transmission capacity, may turn out to be highly controversial.

As already mentioned, figure 4, according to evaluations made by Norwegian authorities and some power companies, a realistic scenario seems to be that the total installed power capacity in the southern part of Norway may be increased by an expansion in existing power stations to somewhere between 33 000 and 35 000 MW. This may be realised without any substantial negative environmental consequences.

Within an assumed technical potential, hereby stressing the system closer to an assumed limit and accepting some negative environmental effects, the capacity might be further increased to somewhere between 10.000 and 20.000 MW. [2]

It is relevant to note that the possible realisation of one, or possibly two, new subsea cable connections with a total capacity of 2 800 MW between Norway and Germany have been in the planning for a number of years. Different opinions regarding the economics, ownership issues and consequences for the local (Norwegian) electricity prices, have been some of the points of national discussion. Expanding this capacity substantially will most probably be a great challenge.

4. The power market and economical realities

The Norwegian power market is integrated in the Nordic NordPool market, which is linked via connections through mainly Sweden and Denmark (limited extent also to The Netherlands – via the Nor Ned cable) with also the German power market. Within the capacity constraints of the present system, power is traded on a regular day to day basis.

The general rule is that electricity will be exchanged if the marginal price difference between two market areas is sufficiently large. The natural energy flow will be from an area with low prices to the area with the highest price. Expressed in a more common language, Norway will experience export when Norwegian power prices are low (lower than the receiving area), and have import when prices are high. In other words, export at high prices will normally not be the case. Large scale, continuous, export of hydro power from Norway will have to compete with the marginal production cost of available Continental thermal power. Profitability in large scale investments in new hydro (or wind) power intended for export, in an area that experiences surplus of installed capacity, may be difficult to achieve.

As the marginal cost of renewables are more or less zero, these producers will always be in production, if and when these resources are available. Therefore they will normally not determine the power pool prices. The pool price is normally assumed to be the marginal cost of the last MW produced necessary to match the demand. In spite of the fact that solar power normally is the most expensive source, due to the high capital cost, the solar power will never determine the power price in the market (except when input from renewables are in excess of the actual demand, and prices may be forced to zero!).

So far the power exchange between Norway and the thermally dominated market areas Denmark and The Netherlands has experienced profitability for the trading partners due to the following:

- Short term exchange – balancing power.

During normal inflow conditions there may be export of power at high prices during daytime, and import during low load and low prices at night. In addition there is some exchange caused by short time variation in Danish output of wind power, import at low prices and export from Norway at high prices.

In principle this is an exchange that may be close to neutral (generally a limited net export is experienced) in energy supply, and is more a kind of balancing power supply and a power capacity exchange. The effect of this exchange is that the Norwegian power system produces the same amount of energy, but during a shorter time period. Due to the price fluctuations and differences, the Norwegian power producers are indirectly paid for the balancing service.

- Longer term exchange – balancing the energy supply.

Larger scale export or import might take place during extreme inflow conditions to the hydro power system. Export will be normal when inflow is much higher than normal (and often combined with low consumption, as wet periods are often also mild periods), and import during dry periods with low inflow to the reservoirs. Again the Norwegian export will be at low prices, and import at higher prices. Typically it has been experienced that these relatively long exchange periods may have duration in the order of one year. The diagram in figure 6 shows the experienced exchange between Norway and neighbouring countries during the period 1997 to 2011, NVE [3].

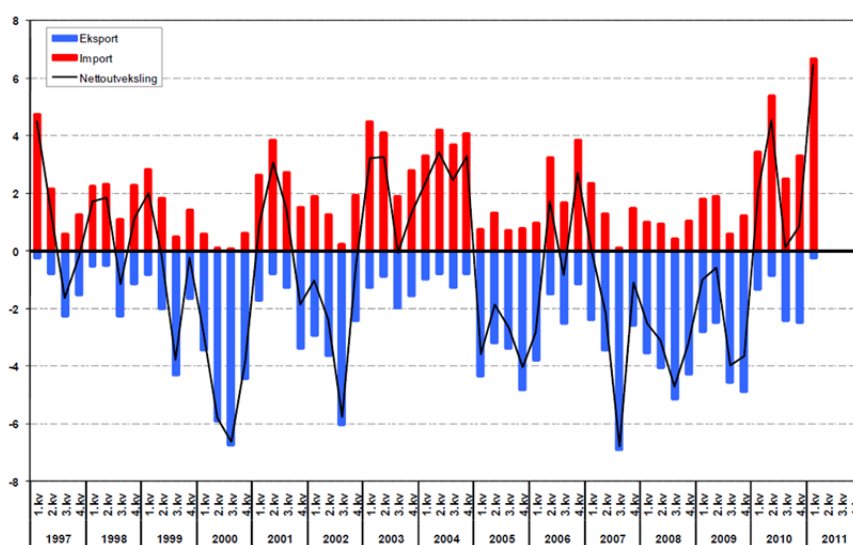


Figure 6: Quarterly total Norwegian power exchanges

A power exchange as described does not directly utilise any pumped storage as such. The hydro resources are being exploited during a shorter production period, resulting in a reduced utilisation time of the installations. The economic incentive to install more power capacity in a system with hydro reservoirs is to allow a producer to shift a limited production (by inflow) from periods with low prices to periods with higher prices.

Investments in pumping capacity might be realised if expected price differences in the local market (NordPool) are large enough to make this profitable. With an expected total energy efficiency of about 80 % for pumped storage, the necessary Norwegian systematic day/night price variations have to increase substantially before investments in pumping capacity may be profitable. See figure 7. The figure shows the average price structure in Germany and the south of Norway during the years 2002 to 2008. The Norwegian price variations are small, due to the dominating (sufficient), and easy to regulate, hydro power. German prices increase during peak hours, as sources with higher marginal cost are needed to cover peak demand.

Utilising pumping capacity to exploit the possibility to buy at normally lower prices during summer, or during longer wet periods, and store the energy to winter or dry periods with higher prices could possibly make investments profitable. A critical factor in this scenario is that the producer must have sufficient free storage capacity, and that the statistical risk of an overflow and subsequent loss during future unpredictable precipitation is limited.

The profitability of new exchange capacity between Norway and Germany, based on systematic price differences between the two markets, has been looked into by Aasheim [4].

The total costs of a new HVDC subsea cable is estimated to 1400 Million Euros. With a capacity of 1400 MW this is close to 1 M€MW (Source: Statnett.no). If reinforcements in power stations are required, investments in the order of 0.3 €MW has to be added. Investments in grid reinforcements are not included. (1€ is set to 8 NOK)

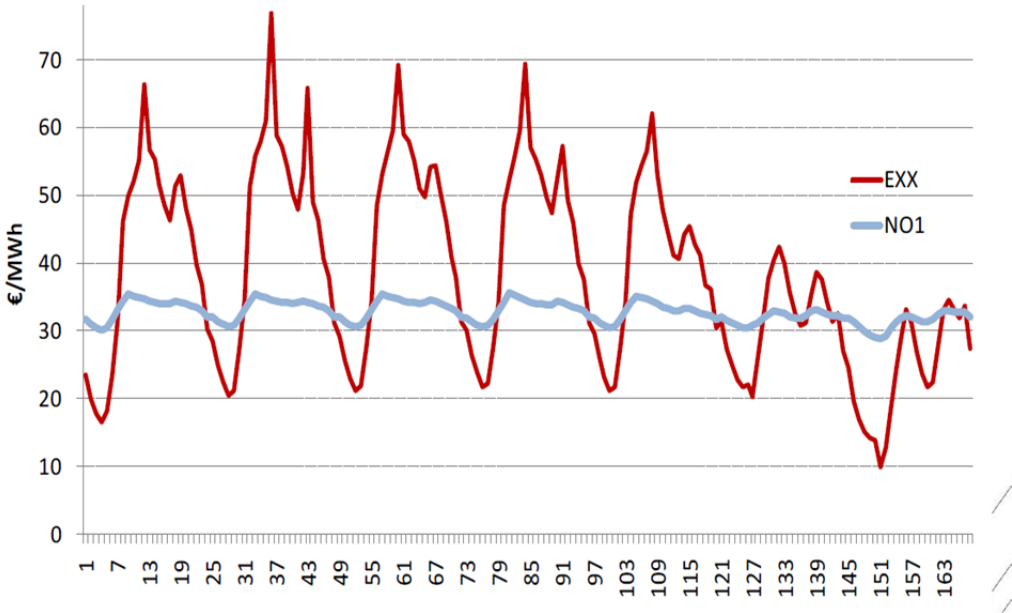


Figure 7: Average weekly and daily price variations Norway - Germany

Economical analysis based solely on the (historical) average price differences and investment cost referred to above, concludes that the profitability of a new cable and exchange capacity is uncertain. If increased exchange capacity makes investments in new capacity, both power and grid, necessary, - the economics becomes questionable.

On the other hand it is quite possible that future prices may differ more, especially if, or when, more wind power is connected to the system. In addition there are business opportunities in the already described exchange based on longer term variations caused by abnormal inflow conditions to the hydro power system.

Price differences between the two markets, Germany and Norway, as illustrated in figure 7, are caused by the fact that there are bottlenecks in the power transmission system. If a sufficiently large exchange capacity should be realised, the prices differences will be reduced, and the power exchange between the market areas will no longer be profitable. An exchange capacity increase limited to a few thousand MWs is not expected to make any significant reduction in the price differences.

However, increasing the capacity to a level that might be able to handle a substantial part of the challenge caused by the variations in output from German wind and solar power, as estimated earlier, will most probably lead to significantly reduced price differences. This could imply that investments in such an exchange capacity will not be realised based on normal economic incentives as these are experienced in the present power market.

5. What are the alternatives to cross border power exchange?

A German power market where large part of nuclear and coal fired base load is replaced by intermittent wind and solar power will need to have a back-up during low output from these sources. In addition the possible storage of surplus renewable power during periods where the power input is higher than demand would be very attractive.

A power exchange with the Norwegian, and to some extent also Swedish, hydro power represents one of a number of options. If large scale exchange should be developed, the total cost per capacity unit, as shown earlier, excluding central grid reinforcements, will be in the order of 1.3 M€/MW.

Another option is to rely on gas fired power as a back-up. (The storage of energy during surplus periods will then not be taken care of.) Gas fired power plants are the least expensive alternative per unit of power, and even if one should decide to go for a combined cycle plant with efficiency close to 60 %, the investments cost will be in the order of 0.8 M€/MW. A single cycle unit with lower efficiency would cost substantially less. Gas grid connection is not included. For the gas option the gas purchase contract and possible local gas storage possibilities will certainly have an influence on the total cost related to this solution.

Another technical option is to develop local energy storage in Germany; at least theoretically this could be new pumped storage capacity or compressed air storage. Restricting this evaluation to pumped storage (hydro) only, the assumed cost (strongly dependent on local conditions) seems to be in the order of 1.3 M€/MW, Vennemann et.al. [5]

As may be noticed this is comparable to the exchange solution, subsea cable plus power station reinforcements. Most probably the greatest obstacle for realising the local option are caused by natural, physical restrictions, such as finding an acceptable location which may provide the necessary reservoir(s) at sufficient difference in height. As mentioned earlier, it might seem that it is less challenging to solve the power problem (instantaneous and short term capacity – i.e. MWs) than finding a solution to the energy supply problem during periods with low renewable power input.

6. Conclusions

Whether the challenge posed by introducing a substantial amount of intermittent renewable energy sources to the power market in northern continental Europe can be solved by a power exchange with hydro power based Norway or not does not seem to have any clear answer.

Based on pure technical considerations, with Norway's about 85 TWh of storage capacity, a power exchange could theoretically make a substantial contribution. In practice the Norwegian resources might certainly be useful, but most probably the capacity will be limited to a level that most probably only will make a relatively small impact in comparison to the energy and power capacity that seems to be required.

Technical, practical, political and commercial limitations will be caused by a number of factors, such as:

- The operation of the Norwegian power system will be strongly influenced by a power exchange activity sufficiently large to handle a substantial part of the fluctuations in a power system in Northern Europe dominated by intermittent renewable power sources. Large scale power exchange may cause a significant negative influence of environmental character, both on the hydrological system and the necessity of extensive grid reinforcements.

- Large scale power exchange, in the order of 20 000 to 60 000 MW, will make large investments in power station capacity, national grid and HVDC subsea cables, necessary. Within some reasonable constraints in the power capacity level the cost benefit analysis may prove favorable, but this may not be the case when going to a larger scale.
- As long as the power exchange is to be based on the present market system, there will be a strong element of economical unpredictability and risk. Too much capacity may reduce the price differences between the markets, and thereby the profit implicit in the trading activity between them.
- Building a back-up capacity for missing input from renewable wind and solar by investments in gas fired power capacity seems to be the most economic and low risk solution. This will certainly appear favorable as long as most of the renewable power capacity is limited and the input from wind and solar can be absorbed in the market, also during periods with high input and low load.

Summing up, it might be concluded that some contribution to the energy storage challenge might be realized, but it seems rather unlikely that a power exchange with Norway can contribute with more than only a fraction of what seems to be needed in a possible future dominated by intermittent renewable power sources.

References

- [1] Olaf Hohmeyer, - University of Flensburg, “Pathways towards a 100 % renewable electricity system”, Special report SRU, October 2011
- [2] Sintef report – CEDREN TR A7126 – Solvang, Harby and Killingtveit, November 2011
- [3] NVE – quarterly reports – in Norwegian
- [4] A. Th. Aasheim NHH – “Possible profit in new HVDC cable for Norwegian – German power exchange?”- in Norwegian, 2010
- [5] P. Vennemann et.al. “Pumped storage plants – Status and perspectives”, VGB PowerTech, 4/2011

Prof. Wilhelm G.J. Rondeel
 HIT Telemark University College
 Pb. 203
 N-3901 Porsgrunn
 Tel.: + 47 35 02 62 00
 Fax: + 47 35 57 50 02
 postmottak@hit.no
 http://www.hit.no

Die Nutzung der Windenergie und erwartete technologische Entwicklungen der nächsten Jahre

Andreas Reuter, Fraunhofer IWES

1. Einleitung

Windenergie ist die älteste Form der Nutzung der erneuerbaren Energien und hat auch für die Zukunft das größte wirtschaftliche Potenzial. Im Folgenden soll die Motivation und die Möglichkeiten für den weiteren Ausbau dieser Technologie beschrieben werden. Die dafür notwendigen Entwicklungsschritte werden dargestellt und ein Ausblick auf langfristige Trends gegeben.

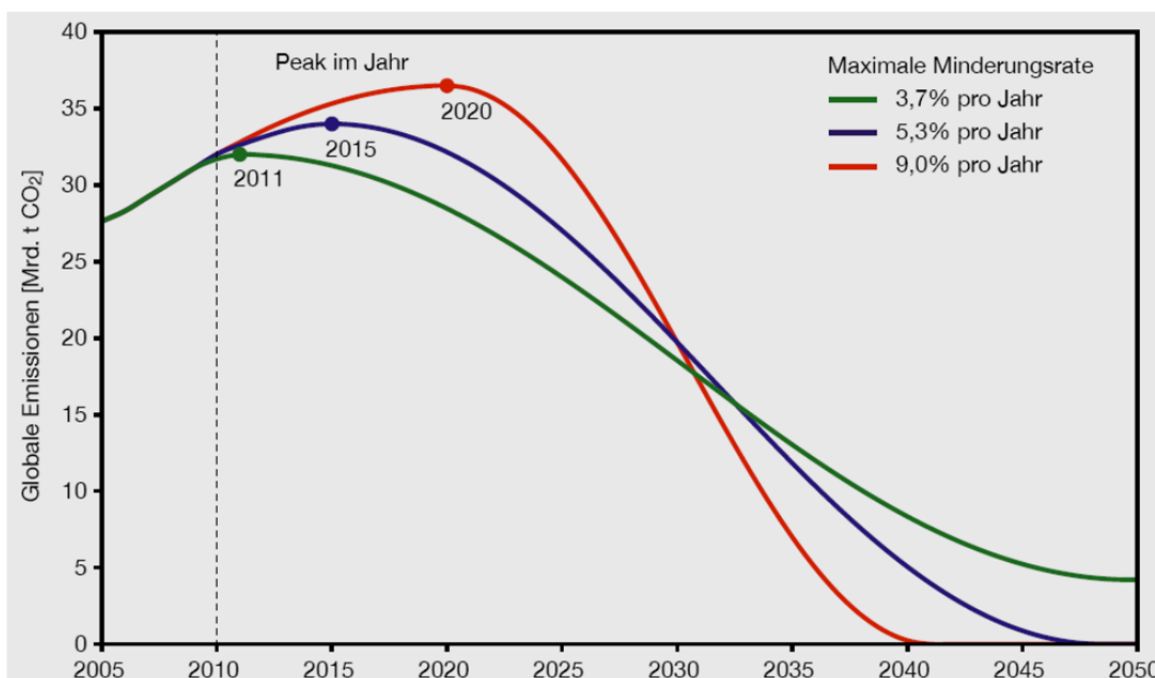


Abbildung 1: Szenarien zur CO₂-Reduktion /WBGU/

2. Klimawandel und Peak Oil

Die derzeit noch rasant wachsende Weltbevölkerung und das globale industrielle Wachstum führen zu einem weiter zunehmenden Energiebedarf. Da derzeit die Energiegewinnung noch weitestgehend auf fossiler Basis erfolgt, nimmt auch der CO₂-Ausstoß weiter zu. Im Jahr 2011 betrug die Zunahme der globalen CO₂-Emission noch 3,2%, insbesondere auch durch einen Ausbau der Kohlenutzung /IEA1/.

Soll allerdings die globale Zunahme der durchschnittlichen Temperatur auf 2° C begrenzt werden, sind erhebliche Anstrengungen zur Reduzierung des Ausstoßes von Treibhausgasen erforderlich. Je später mit einer Reduzierung begonnen wird, desto drastischer muss sie stattzufinden, um die zulässige Gesamtmenge an CO₂ in der Atmosphäre nicht zu überschreiten. Dieser Zusammenhang wird in der Abbildung 2 dargestellt.

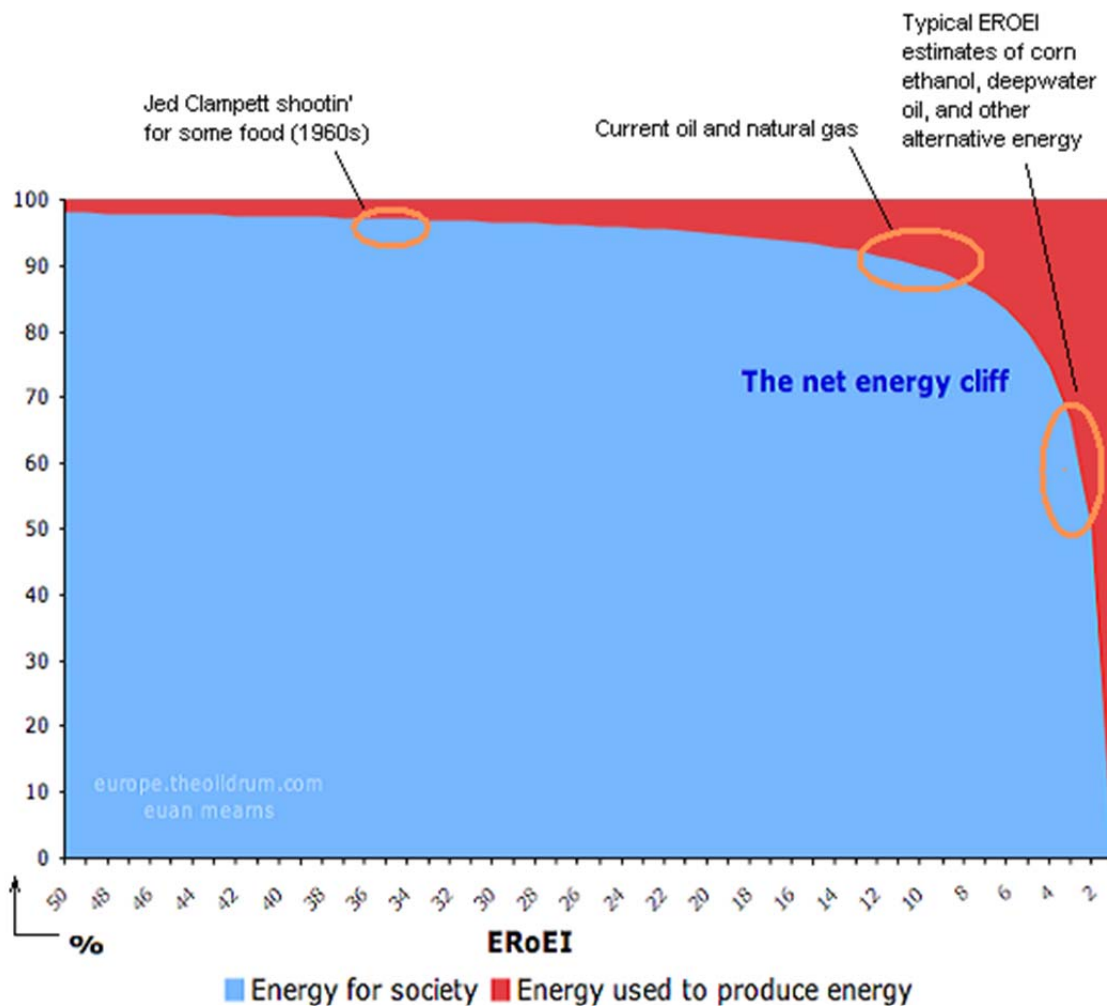


Abbildung 2: Net Energy Cliff – Abnahme der Effizienz beim Übergang zu unkonventionellen Ölressourcen (EROEI = Energy Returned on Energy Invested) /ASPOI/

Leider sind wir – wie oben beschrieben – sehr weit von diesen notwendigen Reduzierungen entfernt und müssen uns auf klimatische Konsequenzen einstellen.

Diese Entwicklung muss allerdings im Zusammenhang mit der Verfügbarkeit fossiler Brennstoffe, insbesondere von Öl, gesehen werden. Die bekannte Diskussion über die Fragestellung des Zeitpunktes der maximalen Ölförderung und der Konsequenzen einer Nachfrage, die das Angebot übersteigt, soll hier nicht wiederholt werden. Allerdings wird oft übersehen, dass nicht nur die maximale Fördermenge interessiert, sondern noch viel mehr die Frage nach der Effizienz der Förderung. Hier befinden wir uns in einem dramatischen Abwärtstrend. Während noch zu Beginn der 90er Jahre der Wirkungsgrad der Ölförderung bei 95% lag, ist er inzwischen für Neuerschließungen auf ca. 50-70 % abgefallen. Dieser Trend beruht auf der Nutzung unkonventioneller Reserven, z.B. der kanadischen Ölsande. Ein reduzierter Wirkungsgrad erhöht den CO₂-austoß, somit werden die Anstrengungen aller Effizienzmaßnahmen zunichte gemacht.

Dass die derzeitige Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen und die damit einhergehende Plünderung der globalen Ressourcen eine Ausnahmesituation in der Menschheitsgeschichte darstellt, zeigt die Abbildung 3, das einen langfristigeren Blick auf unsere Wirtschaftsweise erlaubt:

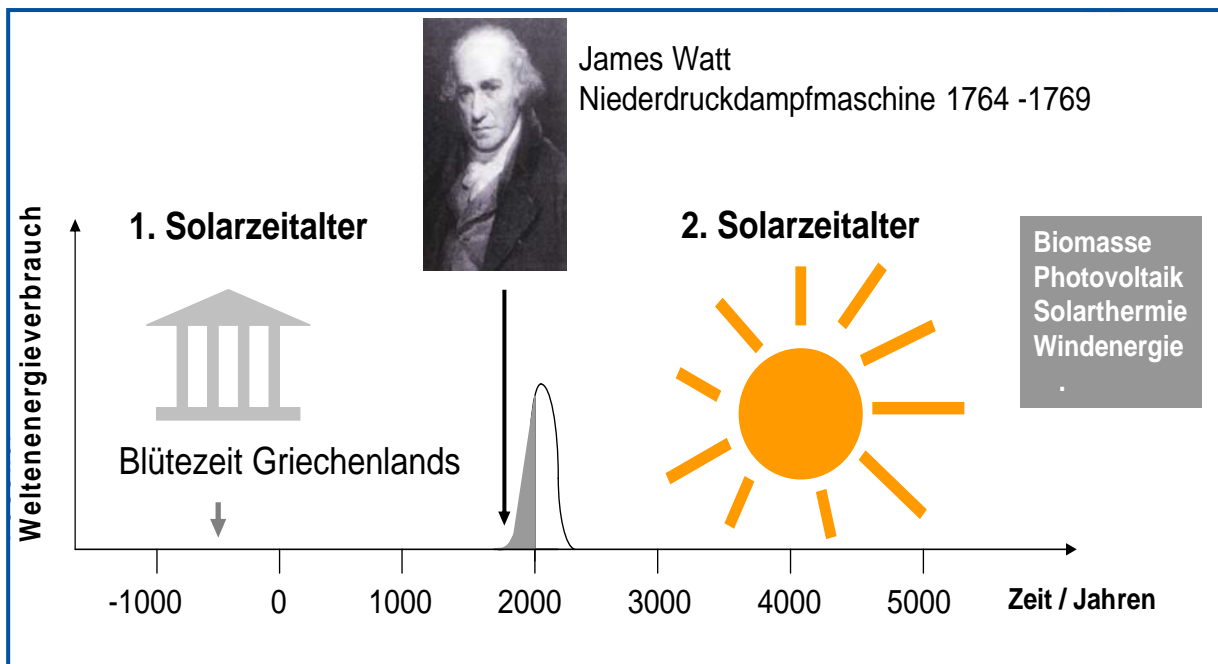


Abbildung 3: Historische und zukünftige Energieversorgung der Menschheit /FVEE1/

Somit sollte eine sehr große Motivation bestehen, sich mit der zügigen Transformation in eine nachhaltige Energieversorgung auseinanderzusetzen.

3. Erneuerbare Energien: verfügbare Ressourcen und Modelle zur Transition

Auch wenn die derzeitigen Entwicklungen noch keine Trendwende in Richtung einer nachhaltigen Energieversorgung erkennen lassen, hat es in den letzten Jahrzehnten erhebliche Fortschritte bei der Nutzung erneuerbarer Energien gegeben. Insbesondere hat sich auch das Verständnis bezüglich des Potenzials verändert. Noch vor wenigen Jahren war eine Vollversorgung mit regenerativen Energien für die meisten Menschen undenkbar oder nur mit erheblichen zivilisatorischen Einschränkungen vorstellbar. Inzwischen wird das vorhandene und technisch nutzbare Potenzial aber mehr und mehr wahrgenommen.

Aktuelle Studien zeigen, dass die verfügbaren und mit vorhandenen Technologien nutzbaren erneuerbaren Energien den globalen Bedarf weit übersteigen, von einer langfristigen Energieverknappung kann also nicht die Rede sein:

Die Nutzung ist also nur eine Frage der technologischen und wirtschaftlichen Umsetzung. Auch hier hat es regional erhebliche Fortschritte gegeben, beispielhaft kann dies an der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland gezeigt werden, wo innerhalb von 20 Jahren und parallel zur Entwicklung der Technologien inzwischen über 20 % des Stroms regenerativ erzeugt werden.

Auf der Basis derzeit zur Verfügung stehender Technologien hat der FVEE Szenarien für eine Vollversorgung Deutschlands erstellt und auch die Transition beschrieben, hier exemplarisch für die Stromversorgung in Abbildung 5 dargestellt.

In dieser und auch anderen vergleichbaren Studien wird in Deutschland der Windenergie das größte Potenzial eingeräumt, da sie mit Abstand die günstigste Form der Erneuerbaren ist.

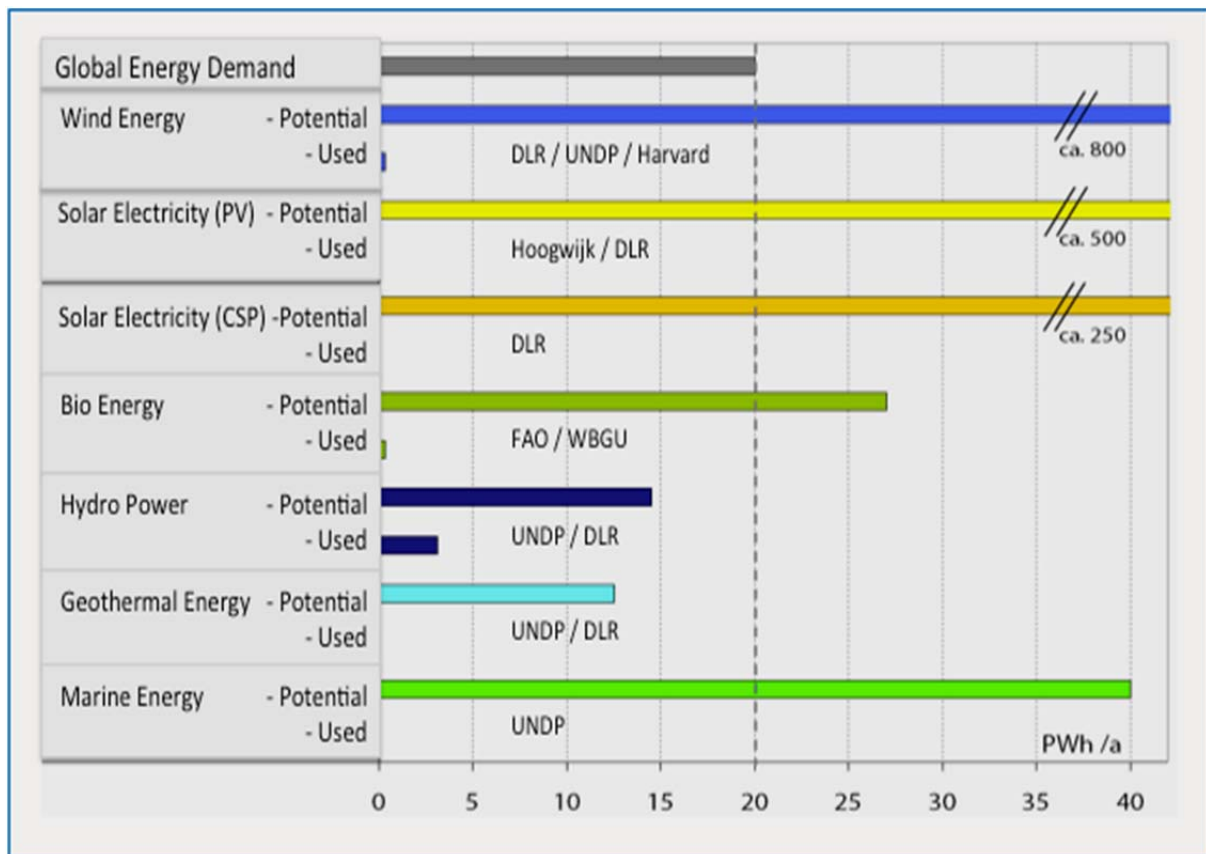


Abbildung 4: Globales nutzbares Potenzial der erneuerbaren Energien /FVEE 2/

Neben dem intelligenten Netzmanagement sind Speichertechnologien ein wesentlicher Baustein für eine Vollversorgung mit Energie aus Sonne und Wind. Pumpspeicherkraftwerke sind hier besonders geeignet, Schwankungen im Stromnetz zu kompensieren. Für große Mengen an Energie und für die Nutzung in Mobilitätsaufgaben erscheinen chemischen Speicher sehr vielversprechend. Insbesondere das Konzept der Verwendung von synthetisch erzeugtem Methan aus Windstrom kann sowohl zur Überbrückung von Flautezeiten dienen als auch als Treibstoff für Verkehrsaufgaben genutzt werden. Deutschland ist hier auch in einer guten Ausgangssituation, da bereits eine umfangreiche Infrastruktur vorhanden ist und die Umstellung daher kostenoptimiert durchgeführt werden kann.

4. Die Rolle der Windenergie in Deutschland: das 2% Szenario

Durch technische Optimierung konnte in den letzten Jahren zunehmend die wirtschaftliche Nutzung der Windenergie auf große Bereiche des Binnenlandes ausgedehnt werden. Eine aktuelle Studie zeigt, dass auch für die Zukunft noch ein erhebliches Potenzial für die onshore-Nutzung des Windes in Deutschland besteht. Hierfür wurden systematisch alle Flächen erfasst und in nutzbare, eingeschränkt nutzbare und ungeeignete eingeteilt. Werden in Deutschland 2% der Fläche, das ist ca. 20% der uneingeschränkt nutzbaren Fläche, für die Windenergienutzung harnggezogen, können 189 GW an Leistung installiert und damit ca. 65% des Strombedarfs gedeckt werden. Hierbei ist besonders interessant, dass auch Süddeutschland ein erhebliches Windpotenzial besitzt und eine lokale Nutzung den Bedarf an Leitungsbau von Nord nach Süd verringert./IWES1/

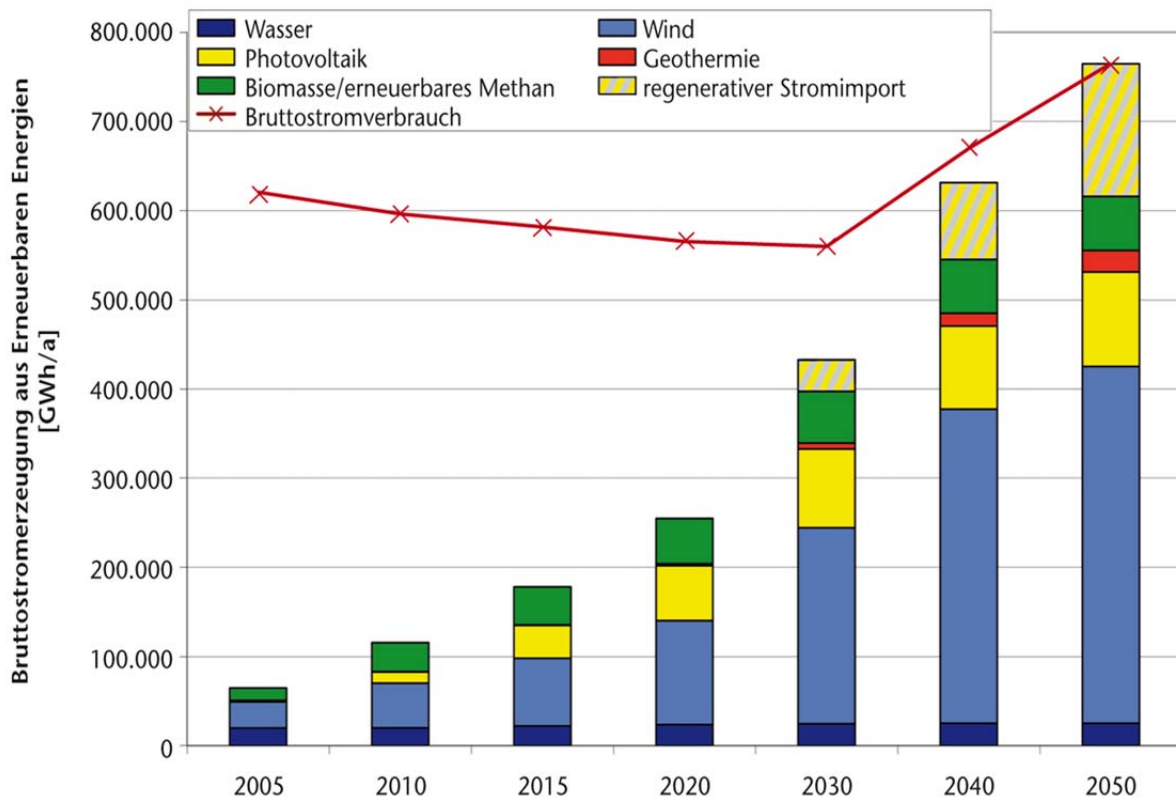


Abbildung 5: Transformationsszenario für die Stromversorgung in Deutschland /FVEE 3/

5. Technologische Entwicklungen on- und offshore

Ein wesentliches Merkmal der Technologieentwicklung der letzten 20 Jahre ist das rasante Größenwachstum der Anlagen. Zu Beginn der 90er Jahre waren Anlagen in der Größenordnung von 100 kW und 20-30 m Rotordurchmesser Stand der Technik, derzeit werden bereits 7,5 MW-Anlagen mit einem Rotordurchmesser von 175m erprobt und in Forschungsprojekten wird an der 20MW-Anlage gearbeitet. Auch auf der elektrischen Seite wurden erhebliche Fortschritte gemacht, moderne Windkraftanlagen arbeiten zur Optimierung des Wirkungsgrades drehzahlvariabel, die dafür verwendetet Leistungselektronik wirkt zudem netzstabilisierend.

Durch die Ähnlichkeitsgesetze bedingt, ist das Gewicht der Anlagen die größte Herausforderung. Über optimierte Regelungskonzepte und die Verwendung neuer Materialien soll die Wirtschaftlichkeitsgrenze weiter zu sehr großen Anlagen verschoben werden. Die bessere Ausnutzung von Standorten - und im offshore-Bereich der teuren Infrastruktur - sind die Basis für ein weiteres Größenwachstum.

Sehr große Bauteile und Anlagen erfordern auch die Entwicklung komplett neuer Fertigungs- und Logistikkonzepte. So ist zum Beispiel die Herstellung eines 80 m langen Rotorblattes aus Faserverbundwerkstoffen in Handarbeit langfristig nur schwer vorstellbar, da die Abmessungen der Form und die Materialmengen an die Grenzen der Handhabbarkeit stoßen. Die Automatisierung der Fertigung in enger Verknüpfung mit einer Anpassung und Optimierung des Entwurfsprozesses der Rotorblätter stellen einen der wichtigsten nächsten Technologieschritte dar.

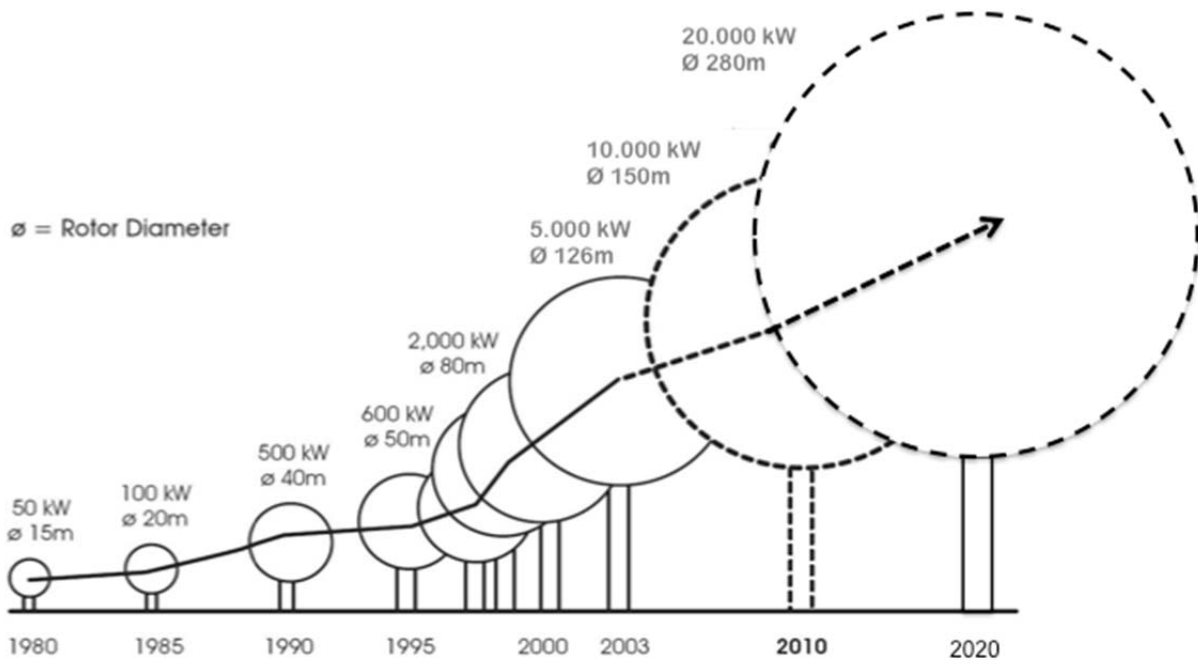


Abbildung 6: Größenwachstum der Windkraftanlagen seit 1980 und Ausblick /Reuter 1/

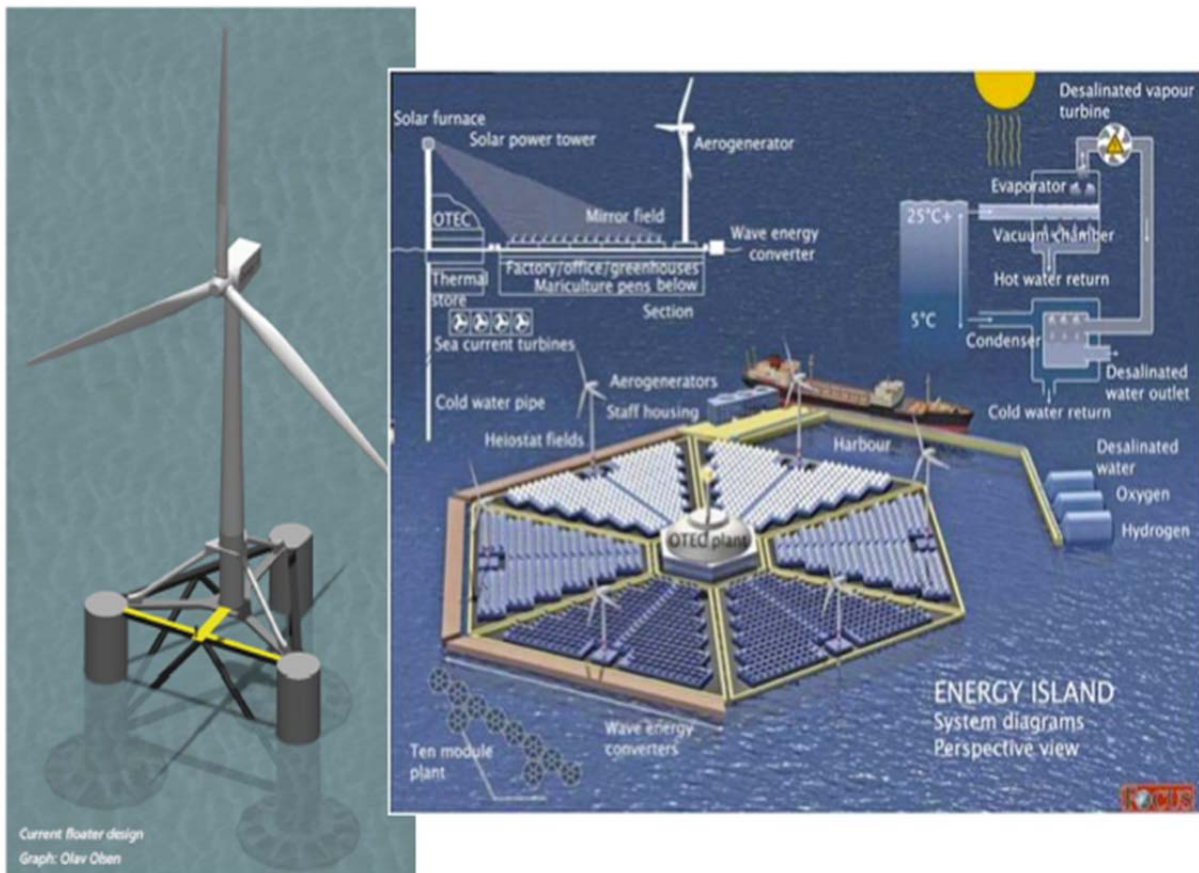


Abbildung 7: Schwimmende Windkraftanlagen heute und 2050 /Bard1, Focus1/

6. Ausblicke

Der sich abzeichnende Trend zu einer vollständigen Versorgung mit erneuerbaren Energien beschränkt sich nicht nur auf Deutschland. Für die Nutzung der Windenergie ist das Wind- und Flächenangebot in vielen Ländern allerdings noch ungünstiger als bei uns, daher wird in Gegenden mit Küstengewässern die Nutzung der offshore-Windenergie untersucht. Große Gewässertiefen bereits in unmittelbarer Küstennähe verhindern aber die direkte Verwendung der in Nordeuropa üblichen am Boden verankerten Windkraftanlagen. Daher wird in Südeuropa, Japan oder in den USA intensiv die Nutzung schwimmender Anlagen untersucht, erste Demonstrationsanlagen sind bereits in der Erprobung. In Projekten wie HiPRWind werden derzeit Konzepte für die nächste Dekade entwickelt.

Langfristig bietet dieser Ansatz erhebliches Potenzial und es ist denkbar, auch verschiedene Ansätze zur Energieerzeugung und Speicherung auf schwimmenden Plattformen zu kombinieren. So kann die Nutzung von Photovoltaik, Wind und Biomasse auf Algenbasis mit Osmosespeichern verbunden werden. Als Ergebnis entstehen „Energieinseln“, die bedarfsgerecht große Mengen von Energie für küstennahe Ballungszentren liefern können.

Referenzen

- /IEA1/ www.iea.org/newsroomandevents/news/2012/may/name,27216,en.html
- /WBGU1/ Prof. Dr. Hans Joachim Schellnhuber et al., Welt im Wandel, Gesellschaftsvertrag für eine große Transformation, Hauptgutachten, WBGU, Berlin 2011
- /ASPO1/ Dr. Euan Mearns, Unconventional Oil and Gas, a Game Changer?, ASPO2012, Wien 2012
- /FVEE1-3/ Prof. Dr. Jürgen Schmid et al. , Energiekonzept 2050 - Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien, FVEE, Berlin 2010
- /IWES1/ Dr. Kurt Rohrig, Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land, BWE, Berlin 2011
- /Reuter 1/ Prof. Dr. Andreas Reuter, Wann kommt die 20 MW-Anlage?, ForWind Vortragsreihe, Oldenburg 2011
- /Bard, Focus/ Jochen Bard, HiPRWind, High Power, high Reliability offshore Wind technology, Kassel 2012 http://www.focus.de/wissen/natur/umwelt-energie-von-der-insel_aid_237244.html

Prof. Dr.-Ing. Andreas Reuter
Fraunhofer IWES
Appelstr. 9a
30167 Hannover

Enhanced Geothermal Systems (EGS) - Potential and Stimulation treatments

Günter Zimmermann, Guido Blöcher, Ernst Huenges, Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ

1. Introduction

Conventional geothermal resources cover a wide range of uses for power production and direct use under profitable conditions. A large scientific and industrial community has been involved in developing Enhanced Geothermal Systems (EGS) in unconventional reservoirs (e.g. Tester et al., 2006). Optimum economic utilization of reservoirs can be achieved with profound analysis of the geological system and adequate planning (including reservoir modelling), and understanding of the processes and interaction of the “borehole – reservoir” system. This concept involves different tracks for enlarging access to heat at depth by improving exploration methods, drilling and reservoir assessment technology for deep geothermal resources, and the stimulation of low permeability reservoirs.

Stimulation treatments must be performed to enhance the productivity of low permeability geothermal reservoirs by inducing artificial fluid pathways. The subjects which have to be addressed in conjunction with the EGS concept include quantification of reservoir parameters using laboratory experiments as well as borehole measurements to monitor the reservoir characteristics. The aim is to study the long-term hydraulic flow, rock-fluid interaction, mechanical-hydraulic and thermal-hydraulic coupled processes, the recent stress field, and borehole stability. In conjunction with operational work, the aforementioned issues support mitigation strategies to avoid reservoir and storage impairment and hence lead to an increase in productivity and sustainability during later use.

2. Potential of EGS resources

EGS resources and reservoirs are more difficult to localise and to assess in contrast to conventional high-temperature steam reservoirs in volcanic environments. While volcanic resources are clearly indicated by obvious effects at the surface (e.g. geysers, fumaroles, etc.), unconventional and EGS resources leave mainly indirect traces (e.g. increased surface heat flow). Usually, they are water-dominated systems and characterised by a wide range of production temperatures. The lower temperature limit in unconventional reservoirs is defined by the current technical limitations in conversion of heat into electric energy. An EGS is defined by artificial improvement of the hydraulic conductivity of the reservoir (Fig. 1).

The site investigation covers the initial phase of an unconventional project. It provides an investigation scheme for possible EGS resources and reservoirs and includes a validation of appropriate exploration techniques in different geo-environments. The site investigation is subdivided in a first phase of site screening, describing best practice for the localization of a geothermal site. A scale-dependent workflow has been developed for this purpose (Huenges, 2010). It describes a step-by-step procedure, how to locate a reservoir using different geo-

scientific techniques. It introduces different tools and approaches to investigate resources on continental scale. While downscaling to regional and local scales, tools and approaches are adopted to the respective scale and the information of interest on the specific scale. A second phase on site characterisation shall increase the understanding of physical and chemical processes in the reservoir and define the key properties influencing the productivity of the reservoir. This provides an overview of the necessary evaluation and relevant geoscientific tools to characterise the thermal, hydraulic and chemical conditions of an EGS reservoir. Special emphasis should be given to the potential of predictive modelling of the enhancement of the hydraulic conditions of the later reservoir and performance assessment during production governed by the development of thermal, hydraulic and chemical condition in the later reservoir.

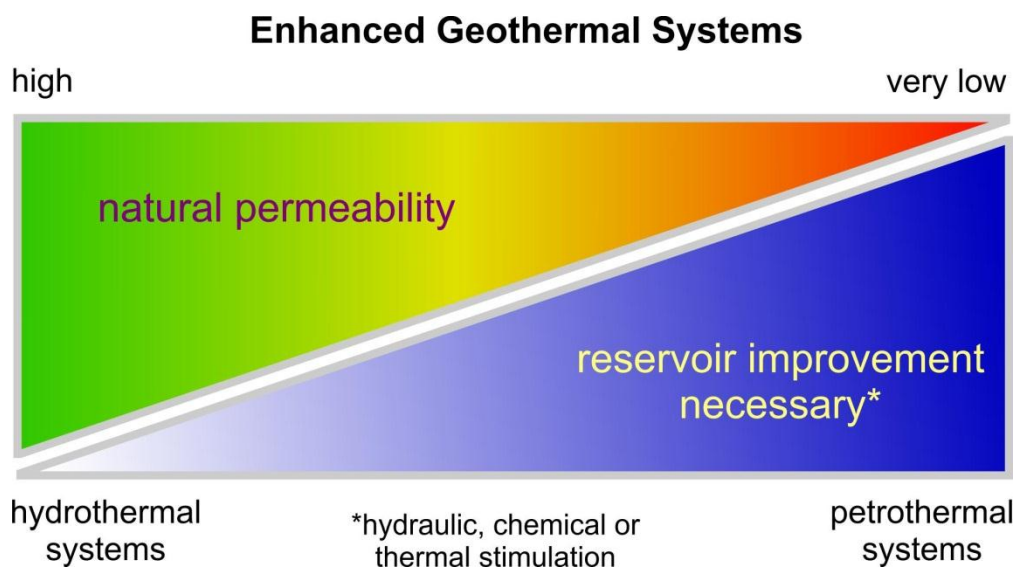


Figure 1: Potential for the enhancement of hydrothermal and petrothermal systems to develop an EGS

Geothermal energy in EGS is assessed using geothermal brine as carrier fluid in a number of wells for production and re-injection. In particular, the number and depth of wells strongly influences the financial planning. The energy is usually planned to be assessed in a doublet system with a production and re-injection well (Landau, Gross Schönebeck, Unterhaching, etc.). Energetically more complex systems are being developed using two or more wells, for example a triplet system in Soultz or an economically optimised multiple-well design (Huenges, 2010).

The high financial investment for well drilling goes along with a high risk of finding a non-productive reservoir or a reservoir in which production flow rates and temperatures obtained are not economically viable. The workflow has been developed to provide a best practice procedure offering an evaluation of the efficiency of different tools in different geological environments in order to minimize this risk. Other risks can also be identified. Excluding accident risks during drilling of borehole, the risk of high magnitude seismic events occurrence during hydraulic stimulation must be carefully taken into account, as public acceptance can be considered as a key factor of achievement of unconventional geothermal reservoir assessment.

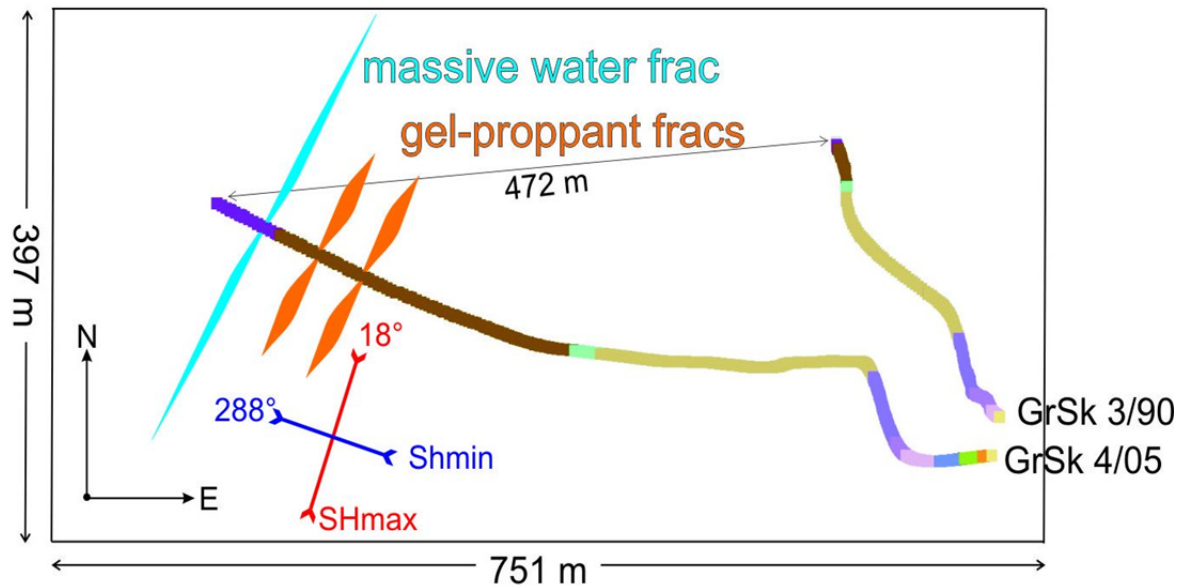


Figure 2: Multiple fracture treatments in the well GrSk4/05 of the Groß Schönebeck site in the North-German Basin. This well was drilled in the direction of minimum principle stress.

3. Stimulation concepts

Research at various sites confirmed that shearing rather than tensile fracturing is the dominant process (Baria et al., 1999). Natural joints, favourably aligned with the principal stress directions, fail in shear. As a consequence, formations with high stress anisotropy and hence, a high shear stress, should be best candidates for hydraulic fracturing in low permeable rock.

A method to increase the effective fracture area is the isolation of intervals in the borehole and the successive stimulation of these intervals (Zimmermann et al., 2010). With this approach a larger effective fracture area can be obtained than with one massive stimulation over a long open hole section (Fig. 2). Such strategy is also favourable to reduce the risk of creating larger seismic events of critically stressed reservoirs.

Cases of induced seismicity have been reported from hydraulic stimulation programs in geothermal wells (e.g. Majer et al., 2007), but not all geological formations are prone to these events. Induced seismic events, which could be felt at the surface, have been reported from hard rock environments. Since the permeability in these formations is a fracture-permeability, the pressures generated to fracture the formation can only diffuse through the fracture and fault network, which will lead to a reduction in effective stress. In sedimentary environments, due to their matrix porosity and permeability, elevated pressures will not focus on fracture and fault pathways, but diffuse through the porous matrix. A potentially considerable sedimentary coverage of a hydraulically stimulated hard rock formation will also damp induced seismic events.

Controlling the fracture propagation in the reservoir while stimulating or circulating is an important issue for all projects in low permeable rock (Baria et al., 2006). Microseismic monitoring gives 3D time-resolved pictures of event location and magnitude from which the fractured rock volume can be inferred. This method has evolved to the key technique to map the reservoir in HDR projects (Wallroth et al., 1996; Niitsuma, 2004). In EGS current projects (Soultz, France; Cooper Basin, Australia) the microseismic event distribution serves for the determination of the target area for new wells. More recently, microseismic monitoring has

become important to detect and to control larger seismic events, which might occur during stimulation in seismically active areas (Bommer et al., 2005; Majer et al., 2007).

Waterfrac treatments are applied in low permeable or impermeable rocks with high amounts of water to produce large-scale fractures with low width compared to the gel-proppant treatments (Mayerhofer et al., 1997). In general, waterfrac treatments produce long fractures in the range of a few 100 meters with low apertures of approximately 1mm and hence low conductivity. The success of the treatment depends on the self-propping of the fractures, i.e. fractures remaining residually open after pressure release. This characteristic is strongly attributed to the potential of shear displacement.

The flow rate during waterfrac treatments can be constant during the whole treatment or vary in a cyclic manner (Fig. 3) with several high flow rates followed by low stages (Zimmermann et al., 2010). Simulations have shown that the impact of high flow rates for the fracture performance is better, even if the intervals are limited in time, compared to a constant flow rate.

Enhancing the treatment design comprises adding some abrasive agent in the fluid during the high flow rates such as sand or proppants (Walker et al, 1998). This will help to support the sustainability of conductivity of the fractures created. Using a proppant suspending agent like a linear gel, which gives the proppant mechanical suspension while travelling through the frac, will allow the proppant to travel to the tip of the fracture (Mayerhofer et al., 2000).

Gel-proppant treatments are used to stimulate reservoirs with cross-linked gels consisting of polymers to obtain high viscosities in the range of up to 1 Pa s in conjunction with proppants of a certain mesh size (typically 0.5 to 1 mm; e.g. Legarth et al., 2005). These gels enclose a so called breaker to undo the cross-linking after the proppants are placed in the fracture. These treatments can be applied in a wide range of formations with varying permeability and a good control of stimulation parameters (Cleary, 1994). Placing the appropriate concentration and type of proppant in the fracture are critical parameters for the success of the hydraulic fracturing treatment (Zimmermann & Reinicke, 2010). The produced fractures have a short length of about 50-100m, but a higher aperture of up to 10mm compared to the waterfracs. It is especially used to bypass the wellbore skin in high permeable environments. In general, this kind of treatment is more expensive than a waterfrac treatment.

Typically, the gel-proppant treatments start with a datafrac (also called minifrac) (Fig. 4) to obtain information about friction and tortuosity of the perforated interval. In this datafrac one would first pump an linear gel (medium viscosity gel with viscosity in the range of 0.1 Pa s) which would give an indication if any near-wellbore problems exist which could potentially adversely affect the placement of the frac treatment. This would then be followed by pumping a cross-linked gel which would give an idea of leakoff (i.e. fluid loss due to the permeability of the rock) as well as help predict closure pressures, fracture geometry and if there is any indication of pressure dependent leakoff.

The mainfrac treatment followed after these pretesting is an injection of gel-proppants with a stepwise increase of proppant concentration with a high viscous cross-linked gel into the fracture. The result of the treatment, i.e. the propagation of the fracture, mainly depends on the slurry rate and the concentration of proppants added and their variation as a function of time.

An adjustment during the treatment is possible and often necessary to avoid a screen-out of the well. One can adjust the treatment varying the flow rate and the proppant concentration in case the pressure progression suspect a failure of the treatment.

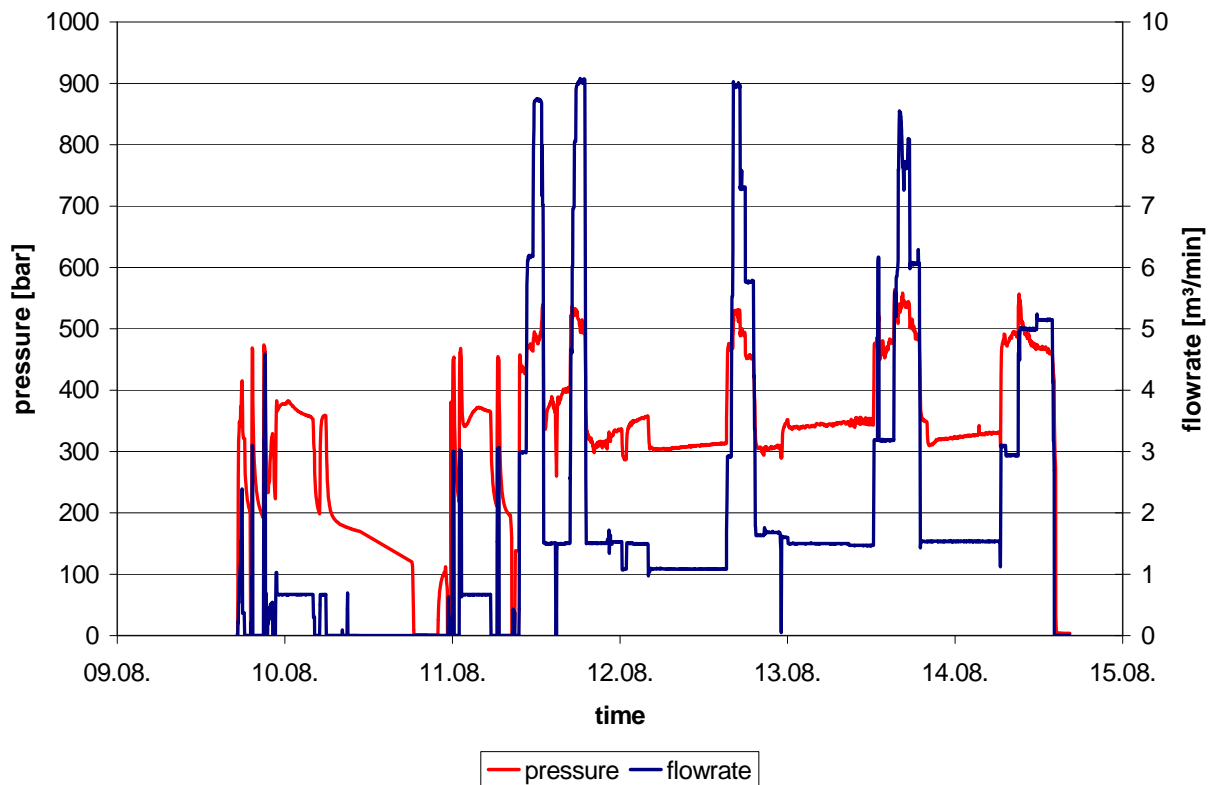


Figure 3: Waterfrac treatment with cyclic variation of flow rate (Zimmermann et al., 2010)

In hybrid frac treatments (Rushing & Sullivan, 2003), water or linear gel is pumped first to generate fracture length. Then a gel-pad with cross-linked gel is injected, followed by proppants or sand of a certain mesh size with a cross-linked gel to fill the fracture. This method can be applied to low-permeable reservoirs and provide sustainable production rates.

Thermal stimulation has been actively used in high enthalpy geothermal fields in volcanic and metamorphic settings to increase the productivity of wells (e.g. Charlez et al., 1996). The injection of cold water leads to a cooling of the rock in the near well bore environment, or adjacent to existing natural or induced fractures. The cooling of the rock matrix induces a tensile component of stress (thermo elastic stress) near the injection well or adjacent to the injection surface. The value of this thermally induced tensile stress depends on the shape of the cooled region, the thermal and elastic rock properties, the difference between the down hole and surface water temperatures, as well as the injection rate. Various numerical models have been developed to explain and predict thermally induced fracturing in sedimentary rocks. Conditions are also discussed, under which secondary fractures perpendicular to the primary main fracture may open.

Matrix acidizing treatments are designed to remove near wellbore damage, primarily associated with plugging of pores by siliceous particles as the consequence of drilling, completion or stimulation (Economides and Nolte, 2000). Matrix stimulation is accomplished by injecting a fluid with low pH (e.g. acid) to dissolve and/or disperse materials that impair well production and is mainly used to treat the near-wellbore region (Zimmermann et al., 2011). In a matrix acidizing treatment, the acid used is injected at a pressure low enough to prevent formation fracturing (Rae and di Lullo, 2003).

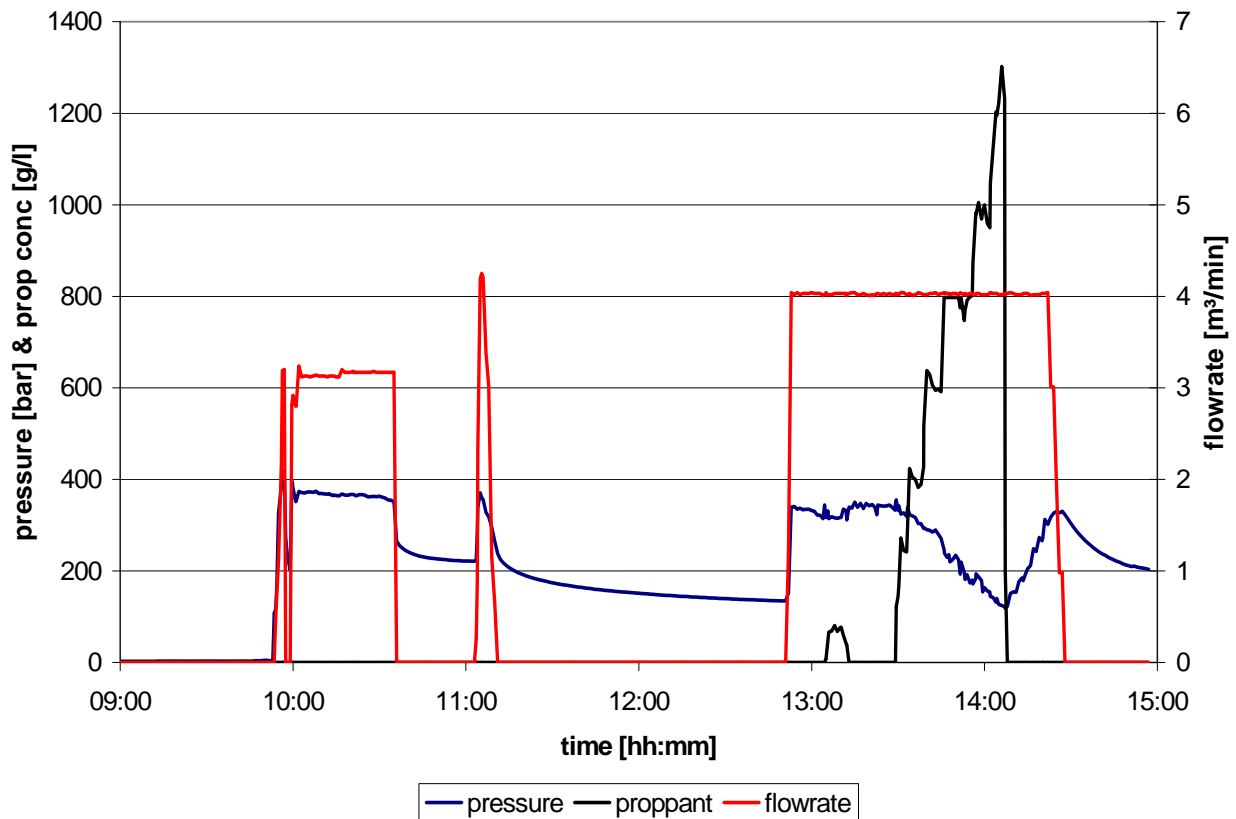


Figure 4. Gel-proppant treatment including a pretest (datafrac), step rate test and then main treatment, where proppants in conjunction with gel is transported into the fractures (Zimmermann & Reinicke, 2010)

Acid fracturing combines hydraulic fracturing and acid injection. The goal is to produce a conductive fracture, with the exception that the conductivity is achieved by acid etching instead of hydraulic fracturing (Economides and Nolte, 2000).

4. Conclusion

Some lessons were learned from the experiences of the stimulation concepts applied to develop an EGS. The achievements of hydraulic fracturing treatments and gel-proppant treatments indicate that the stimulation methods should be designed individually depending on the reservoir rock properties, stratigraphic sequences, and structural geological setting to achieve best results. If hydraulic fracturing is performed, the sustainability of fracture openings must be assured. In case of generating mostly tensile fractures with minor shear displacement, supporting procedures like adding meshed sand or proppants should be performed to keep the fractures open. This is especially the case for production wells with reduced formation pressure during production. During the stimulation treatments, the propagation of fractures and the final extension can be controlled by the flow rate, the treatment duration, and the utilization of fluids with different viscosities (linear or cross-linked gels). This opens the possibility to control the propagation of the fracture in height and length and leads to an optimal connection to the reservoir rocks. Designing a special concept of the well path, including sub horizontal sections in the reservoir and special alignment according to the stress field, offers the possibility for multiple fracture treatments in a well to develop the geothermal field.

References

- Baria, R., Baumgärtner, J., Rummel, F., Pine, R.J., Sato, Y., 1999. HDR/HWR reservoirs: concepts, understanding and creation. *Geothermics*, 28, 533-552.
- Baria, R., Jung, R., Tischner, T., Nicholls, J., Michelet, S., Sanjuan, B., Soma, N., Asanuma, H., Dyer, B., and J.Garnish, 2006. Creation of an HDR reservoir at 5000 m depth at the European HDR project. Proceedings Thirty-First Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, SGP-TR-179.
- Bommer, J.J., Oates, S., Cepeda, J.M., Lindholm, C., Bird, J., Torres, R., Marroquín, G., Rivas, J., 2005. Control of hazard due to seismicity induced by a hot fractured rock geothermal project. *Eng. Geology*, 83 (4), 287-306.
- Charlez, P., Lemonnier, P., Ruffet, C., Boutéca, M. J., 1996. Thermally Induced Fracturing: Analysis of a Field Case in North Sea. SPE, paper 36916.
- Cleary, M.P., 1994. Critical Issues in Hydraulic Fracturing of High-Permeability Reservoirs. SPE, paper 27618.
- Economides, M.J., Nolte, K.G., 2000. Reservoir Stimulation, 3rd Edition. Wiley and Sons Ltd., United Kingdom.
- Huenges, E. (2010): Geothermal Energy Systems : Exploration, Development and Utilization, Ed. E. Huenges, Wiley-VCH, 463.
- Kwiatek, G., Bohnhoff, M., Dresen, G., Schulze, A., Schulte, T., Zimmermann, G., Huenges, E. (2010). Microseismicity induced during fluid-injection: A case study from the geothermal site at Groß Schönebeck, North German Basin, *Acta Geophysica*, 58, 995-1020
- Legarth B., Huenges, E., Zimmermann, G., 2005. Hydraulic fracturing in a sedimentary geothermal reservoir: Results and implications. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, 42, 1028–1041.
- Majer, E.I., Baria, R., Stark, M., Oates, S., Bommer, J., Smith, B., Asanuma, H., 2007. Induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems, *Geothermics*, 36, 185-222.
- Mayerhofer, M.J., Richardson, M.F., Walker Jr., R.N., Meehan, D.N., Oehler, M.W., Browning Jr., R.R., 1997. Proppants ? We don't Need No Proppants. SPE, paper 38611.
- Mayerhofer, M.J., Walker Jr., R.N., Rutledge, J.T., 2000. East Texas Hydraulic Fracture Imaging Project: Measuring Hydraulic Fracture Growth of Conventional Sandfracs and Waterfracs. SPE, paper 63034.
- Niitsuma, H. (2004): Detection of hydraulically created permeable structures in hdr/hwr reservoir by high resolution seismic mapping techniques. Elsevier Geo-Engineering Book Series, Volume 2, 73-79.
- Rae, P., di Lullo, G., 2003. Matrix Acid Stimulation - A Review of the State-Of-The-Art. SPE, paper 82260.
- Rushing, J.A., Sullivan, R.B., 2003. Evaluation of a Hybrid Water-Frac Stimulation Technology in the Bossier Tight Gas Sand Play. SPE, paper 84394.
- Tester, J.W., Anderson, B.J., Batchelor, A.S., Blackwell, D.D., DiPippo, R., Drake, E.M., Garnish, J., Livesay, B., Moore, M.C., Nichols, K., M., Petty, S., Toksöz, M.N., Veatch Jr., R.W., Baria, R., Augustine, C., Murphy, E., Negraru, P., Richards, M., 2006. The Future

of Geothermal Energy: Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st century. Massachusetts Institute of Technology, ISBN: 0-615-13438-6.

Walker, Jr., R.N., Hunter, J.L., Brake, A.C., Fagin, P.A., Steinsberger, N., 1998. Proppants, We Still Don't Need No Proppants - A Perspective of Several Operators. SPE, paper 49106.

Wallroth T., Jupe A.J., Jones R.H. (1996): Characterisation of a fractured reservoir using microearthquakes induced by hydraulic injections. *Marine Petroleum Geology*, 13(4), 447-455.

Zimmermann, G.; Blöcher, G.; Reinicke, A.; Brandt, W. (2011): Rock specific hydraulic fracturing and matrix acidizing to enhance a geothermal system - Concepts and field results. *Tectonophysics*, 503, 1-2, 146-154.

Zimmermann, G., Moeck, I., Blöcher, G. (2010). Cyclic waterfrac stimulation to develop an Enhanced Geothermal System (EGS) – Conceptual design and experimental results, *Geothermics*, 39, 59-69.

Zimmermann, G., Reinicke, A., 2010. Hydraulic stimulation of a deep sandstone reservoir to develop an Enhanced Geothermal System: Laboratory and field experiments. *Geothermics*, 39, 70-77.

Dr. Günter Zimmermann, Dr.-Ing. Guido Blöcher, Prof. Dr. Ernst Huenges
Helmholtz-Zentrum Potsdam
Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ
Telegrafenberg
D-14473 Potsdam
Tel.: +49 331 288 1458
Fax: +49 331 288 1577

Schiefergas: eine unkonventionelle Ressource für den Energiemix der Zukunft?

A. Hübner und B. Horsfield, Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ

Zusammenfassung

Unkonventionelle fossile Brennstoffe haben grundlegende Änderungen in der Energiepolitik und der Nutzung verschiedener Energieressourcen bewirkt. Schiefergas ist der derzeit am stärksten diskutierte unkonventionelle Energierohstoff. Neue Schätzungen der weltweiten Schiefergas-Ressourcen liegen in der Größenordnung der weltweiten konventionellen Erdgasreserven. Wissenschaftliche und technische Innovationen spielen eine Schlüsselrolle für die zukünftige Schiefergasförderung in Europa. Ob sich die Produktion von Schiefergas in Europa etablieren wird, hängt daneben von der öffentlichen Wahrnehmung und dem Grad der Akzeptanz ab. Aktuelle wissenschaftliche Studien zu den Risiken der Schiefergasproduktion deuten darauf hin, dass aus geowissenschaftlicher bzw. technologischer Sicht die Risiken insgesamt handhabbar erscheinen.

Das Deutsche GeoForschungsZentrum GFZ befasst sich aktiv mit dem Für und Wider der Schiefergasförderung. GASH (Gas Shales in Europe) und GeoEn (Geoenergie) sind die wichtigsten wissenschaftlichen Projekte, um die Bildung von Schiefergas in Raum und Zeit zu untersuchen. E-SOP (European Sustainable Operating Practices) und SHIP (Shale Gas Information Platform) befassen sich mit den möglichen Auswirkungen der Produktion und damit, wie negative Folgen abgeschwächt oder verhindert werden können.

1. Einleitung

Trotz aller Anstrengungen zur bevorzugten Nutzung von umweltfreundlichen und erneuerbaren Energien sind fossile Brennstoffe global betrachtet weiterhin die wichtigste Energiequelle. Sie machen derzeit ca. 80 % des globalen Primärenergieverbrauchs aus. Projektionen der zukünftigen Nutzung verschiedener Energiequellen zeigen, dass fossile Brennstoffe auf absehbare Zeit ein dominanter Teil des weltweiten Energiemixes bleiben werden [1, 2].

Eine zunehmend wichtige Rolle spielt dabei Erdgas [1]. Aufgrund der im Vergleich zu anderen fossilen Brennstoffen niedrigen Kohlenstoffemissionen bei der Verbrennung und aufgrund seiner flexiblen Verfügbarkeit wird Erdgas gemeinhin als die wichtigste Brücke in eine Zukunft der erneuerbaren Energien betrachtet. Auch die EU sieht Erdgas als wichtige Säule im europäischen Energiemix der kommenden Jahrzehnte [3], wobei unkonventionelles Gas, vor allem Schiefergas, aufgrund der weltweiten Erschließung neuer Ressourcen an Bedeutung gewinnt. Schätzungen der weltweiten Schiefergasmenge wurden vor kurzem auf „25.300 trillion (10^{12}) cubic feet risked global gas-in-place“ [4] nach oben korrigiert und sind ähnlich hoch wie derzeitige Abschätzungen der konventionellen Erdgasreserven. Auch in Europa werden große Mengen an Schiefergas vermutet, vor allem in Polen und Frankreich

[4]. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) hat für Deutschland ein bedeutendes Potenzial an Schiefergas errechnet [5] und betont: „Schiefergas aus heimischen Vorräten könnte dazu beitragen, den auf die Erschöpfung der bekannten Lagerstätten zurückzuführenden Rückgang der Erdgasförderung Deutschlands aufzufangen.“ [6]

Für Europas eigene Schiefergasvorkommen werden wissenschaftliche und technologische Innovationen eine Schlüsselrolle dabei spielen, welche Dimension die künftige Förderung haben wird. Gleichzeitig spielen die öffentliche Wahrnehmung und Akzeptanz eine zunehmend wichtige Rolle für die Schiefergaserschließung. Forschungseinrichtungen weltweit betreiben grundlagenorientierte und angewandte Forschung zu Schiefergas und untersuchen die Bildung und Vorkommen von Schiefergas in Raum und Zeit. Das trägt dazu bei, Exploration und Produktion von Schiefergas effizienter und umweltverträglicher zu gestalten. Verschiedene vom Deutschen GeoForschungsZentrum GFZ initiierte und koordinierte Projekte sind auf Schiefergas ausgerichtet (s. Kap. 3).

Gleichzeitig übernehmen Forschungseinrichtungen eine zunehmend wichtige Rolle bei der Vermittlung von Forschungsergebnissen bzw. des Standes wissenschaftlicher Diskussionen. Der Grund ist ein starkes Informationsbedürfnis der Öffentlichkeit (Bürger, Politiker) zu energiebezogenen Themen wie Schiefergas. Die Wissenschaft ist besonders geeignet dabei eine Führungsrolle als „honest broker“ zu übernehmen, da Forschung ergebnisoffen und unabhängig von externen Interessen durchgeführt wird. Das Deutsche GeoForschungsZentrum GFZ betreibt für diese Informationsvermittlung die Shale Gas Information Platform SHIP (<http://www.shale-gas-information-platform.org>), siehe Kap. 4.

2. Vorteile und Risiken

Schiefergas besitzt eine positive Treibhausgasbilanz, wenn Erdgas Kohle und Erdöl als Energierohstoffe ersetzt. Dafür ist es allerdings entscheidend, dass Schiefergas mit den besten verfügbaren Technologien gewonnen wird (wie z.B. jüngst von der U.S. EPA vorgeschrieben für Bohrungen ab 2015 [7]). Diese Technologien sind vorhanden und werden kontinuierlich weiterentwickelt [8], werden jedoch aus Kostengründen nicht überall eingesetzt. Ein weiterer Vorteil für Länder mit Schiefergasvorkommen besteht in einer verbesserten Energieversorgungssicherheit durch die Nutzung einer heimischen Energiequelle. In Ländern, in denen Schiefergas in großen Mengen gefördert wird (USA und Kanada), sind zudem hohe Steuereinnahmen zu verzeichnen und viele neue Arbeitsplätze geschaffen worden [9].

Gleichzeitig wird über die Umweltauswirkungen der Schiefergasförderung diskutiert. Die Meinungen zu Umweltrisiken, wie zum Beispiel die Grundwasserverunreinigung oder die seismische Aktivität, gehen weit auseinander. Die Industrie behauptet, die Risiken seien gering und kontrollierbar, während Umweltgruppen oft das Gegenteil behaupten. Voreingenommene Darstellungen der Risiken können auf beiden Seiten beobachtet werden.

2.1 Wissenschaftliche Risikostudien

Mehrere wissenschaftliche Studien und von staatlichen Behörden beauftragte Gutachten werden gerade erstellt [10], andere sind schon veröffentlicht. Der Tenor der schon publizierten Studien ist, dass aus geowissenschaftlicher bzw. technologischer Sicht die Risiken geringer sind als häufig von Schiefergaskritikern dargestellt und insgesamt handhabbar erscheinen.

Die „Risikostudie Fracking“ [11] vom April 2012 beispielsweise stellt fest: „Fracken in unkonventionellen Lagerstätten ist mit einer neuen Dimension von Risiken verbunden [...]. Die Prüfung der Risiken hat gezeigt, dass eine langsame Entwicklung des Frackens in unkonventionellen Lagerstätten in vorsichtigen Schritten möglich sein sollte – es gibt keinen sachlichen Grund für ein grundsätzliches Verbot.“

Auch die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) hat mögliche Auswirkungen auf die Umwelt bewertet und stellt im Juni 2012 anlässlich der Veröffentlichung der Studie „Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland“ [4] fest: „Sofern die gesetzlichen Regelungen eingehalten, die erforderlichen technischen Maßnahmen getroffen und standortbezogene Voruntersuchungen durchgeführt werden, ist aus geowissenschaftlicher Sicht ein umweltverträglicher Einsatz dieser Technologie möglich. Fracking und Trinkwasserschutz sind grundsätzlich vereinbar.“[5]

Die Universität Texas publizierte im Februar 2012 eine umfassende Studie „Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development“ [12] und ging darin auch auf Grundwasserverschmutzung und andere Umwelteinflüsse ein. Die Forscher stellten fest, dass es in den großen Schiefergas-Gewinnungsgebieten in den USA (Barnett, Marcellus und Haynesville shales) keine Anzeichen für Grundwasserverschmutzung durch Hydraulic Fracturing gab. Zugleich wird das Risiko für das Grundwasser durch Unfälle wegen unsachgemäßer Handhabung von z.B. Frac-Fluiden größer eingeschätzt als das untertägige Risiko durch den eigentlichen Prozess des Hydraulic Fracturing:

- no evidence of aquifer contamination from hydraulic fracturing chemicals in the subsurface by fracturing operations
- no leakage from hydraulic fracturing at depth
- Surface spills of fracturing fluids appear to pose greater risks to groundwater sources than from hydraulic fracturing itself.

3. Wissenschaft und Technologie

Bislang hat sich die Erforschung von europäischem Schwarzschiefer auf die „konventionellen“ Speichergesteins-Eigenschaften konzentriert. Viele für Schiefergas relevante Fragen zu Eigenschaften wie der Adsorption, der Porosität, der Durchlässigkeit, der Sprödigkeit usw. blieben offen. Das Interesse an Genehmigungen zur Exploration von Schiefergas in Europa geht somit einher mit der Notwendigkeit von Grundlagenforschung zu Gasschiefern. Ein verbessertes geowissenschaftliches Prozessverständnis kann unter anderem auch zu einer effizienteren Schiefergasförderung beitragen, und das nicht nur in Europa. Verschiedene vom Deutschen GeoForschungsZentrum GFZ initiierte und koordinierte Projekte sind auf Schiefergas ausgerichtet. Die Forschung zu europäischem Schiefergas hat mit dem Start des Projektes „Gas Shales in Europe“ (GASH) im Jahr 2009 sowie etwas früher im Jahr 2008 mit dem Projekt „GeoEnergie“ (GeoEn) begonnen.

3.1 GASH – Gas Shales in Europe

Das von der Industrie finanzierte Projekt GASH (<http://www.gas-shales.org>) ist die erste interdisziplinäre europäische Forschungsinitiative zu Schiefergas und umfasst Forschungsprojekte sowie die Entwicklung einer Datenbank. Die Forschungspartner des GFZ

sind führende geowissenschaftliche Einrichtungen in ganz Europa. Die beteiligten Unternehmen fungieren nicht nur als Geldgeber. Sowohl die Unternehmen als auch die wissenschaftlichen Partner unterstützen GASH, indem sie den Zugriff auf Proben- und Datenmaterial ermöglichen oder ihre eigenen Analyseeinrichtungen zur Verfügung stellen.

Eines der Hauptprobleme der europäischen Schiefergasexploration ist der Zugriff auf relevantes Datenmaterial in Bezug auf aussichtsreiche stratigraphische Horizonte, die nationale Grenzen überschreiten. Um diesem Problem beizukommen, wird eine GIS-basierte Datenbank entwickelt (European Black Shale Data Base, EBSD). Die Datenbank wird Datenmaterial aus 32 europäischen Ländern enthalten.

Die GASH-Projekte zur Grundlagenforschung an Gasschiefern arbeiten auf verschiedenen Skalen, von Nanometer bis zur Becken-Skala. Der wissenschaftliche Ansatz von analytisch orientierten Teilprojekten erfordert Kernmaterial aus genau definierten Gesteinshorizonten. Da das meiste zugängliche Kernmaterial größtenteils aus Bohrungen stammt, die vor Jahren oder sogar Jahrzehnten abgeteuft wurden, besteht im GASH-Projekt großer Bedarf an jüngerem Probenmaterial, um physikalische und chemische Eigenschaften sinnvoll bestimmen zu können. Aus diesem Grund wurde im Jahr 2010 im kambro-ordovizischen Alaunschiefer auf der Insel Bornholm (Ostsee) gebohrt. Die nächste Bohrung ist im Posidonienschiefer des Unteren Jura in Norddeutschland geplant. Parallel dazu wird Kernmaterial aus den USA (Barnett und Haynesville Shale) zum Vergleich analysiert.

Die Themen der Teilprojekte im Reservoirmaßstab (von Nanometer bis Meter) umfassen geomechanische, physikalische, chemische und mikrobiologische Aspekte, die jeweils in einem ganzheitlichen Ansatz interpretiert werden. Die Gesamtziele bestehen darin, die vorhandene Gasmenge und die Förderbarkeit zu ermitteln sowie darin, die entsprechenden Einflussgrößen quantitativ zu erfassen. Einige Teilprojekte in GASH konzentrieren sich auf Merkmale auf der Sedimentbeckenskala. Für ausgewählte europäische Sedimentbecken (z.B. das Niedersächsische und das West-Niederländische Becken) wurden Studien zur Beckenmodellierung durchgeführt. Ziel ist es, den zeitlichen Ablauf der Gasbildung in Zusammenhang mit dem Wärmefluß, den Porenbildungsprozessen und den petrophysikalischen Eigenschaften zu ermitteln. Diese Untersuchungen werden von Analog-Studien in Schiefergaslagerstätten in den USA unterstützt.

3.2 GeoEn – Geoenergien

Das Projekt GeoEn (<http://www.geoen.de>) wird vom deutschen Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördert. Die Forschung konzentriert sich in diesem Projekt unter anderem auf Sedimentologie, Diagenese, Geomechanik, Beckenmodellierung, Gaspotential und die Gasadsorption/-desorption organischer Stoffe aus organik-reichen Karbonschichten im Nordostdeutschen Becken.

Es wird unter anderem der Frage nachgegangen, ob Ostdeutschland über ein signifikantes Schiefergaspotential verfügt und, wenn dies der Fall ist, in welchem Gestein und in welchen Tiefen dieses vorkommt. Drei Teilprojekte in GeoEn versuchen Antworten auf diese Fragen zu finden und konzentrieren sich in einer ersten Phase auf die Bundesländer Sachsen-Anhalt, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg. Die Projekte nutzen Gesteinsproben aus tiefen Forschungsbohrungen, die noch zu DDR-Zeiten erbohrt wurden und heute für Forschungszwecke durch das Geologische Landesamt zur Verfügung stehen. In einer späteren Phase des Projekts wurden Gesteinsproben aus Nordrhein-Westfalen in das Forschungsprogramm einbezogen.

3.3 Die E-SOP-Initiative (European Sustainable Operating Practices)

Die E-SOP-Initiative ist eine Forschungskoooperation zwischen Wissenschaftlern, Akteuren der Wirtschaft, Regierungsvertretern und anderen Interessengruppen in Europa. E-SOP verfolgt das Ziel, nachhaltige Betriebspraktiken und Sicherheitsstandards im Bereich der unkonventionellen Gasförderung zu entwickeln und diese auch in Demonstrationsvorhaben anzuwenden. Die Initiative wird vom Gas Technology Institute GTI (Des Plaines, Illinois) und dem Deutschen GeoForschungsZentrum GFZ in Zusammenarbeit mit dem Environmentally Friendly Drilling Program (EFD) Europe geleitet.

E-SOP befasst sich mit den möglichen Auswirkungen auf die Trinkwasserversorgung und -qualität und auf die Luftqualität und bearbeitet Themen wie Lärmbelastung, Abwasser und Feststoffabfall, Treibhausgasemissionen, LKW-Verkehr sowie Flächenverbrauch. Der Bedarf von Bevölkerung und Entscheidungsträgern an umfassenden und transparenten Informationen zu den Vorteilen und Risiken von Schiefergas wird von E-SOP ebenfalls abgedeckt.

4. Unvoreingenommene Meinungsbildung

Obwohl man auf eine langjährige Erfahrung mit den einzelnen bei der Schiefergasförderung angewandten Technologien zurückgreifen kann, ist weitere Forschung und Entwicklung für eine umweltfreundlichere Schiefergasförderung nötig. Diese Notwendigkeit wird auch in wissenschaftlichen Studien sowie Medienberichten zu Umweltfragen hervorgehoben. Dabei geht es um Themen wie induzierte Seismizität, Gasaustritt aus Bohrungen in grundwasserführende Schichten, die mögliche Toxizität der beim Hydraulic Fracturing verwendeten Stoffe und Recycling oder Entsorgung von Flowback aus den Bohrungen. Die Meinungen zu den Umweltrisiken bei der Schiefergasproduktion gehen in der Öffentlichkeit weit auseinander. Erst neuerdings befassen sich auch wissenschaftliche Studien mit den Umweltrisiken (s. Kap. 2).

Mit der Shale Gas Information Platform SHIP (<http://www.shale-gas-information-platform.org>) leistet das Deutsche GeoForschungsZentrum GFZ einen Beitrag zur öffentlichen Diskussion im Zusammenhang mit der Erkundung und Förderung von Schiefergas. SHIP bringt die wissenschaftliche Perspektive in die Diskussion ein, um die Vor- und Nachteile auf Grundlage sachlicher Argumente statt auf Spekulationen zu diskutieren. SHIP bietet neben umfassenden und grundlegenden Informationen ein Diskussionsforum über die ökologischen Herausforderungen und potentiellen Umweltrisiken. Außerdem stellt SHIP die aktuellen wissenschaftlichen Ergebnisse und „best practice“-Ansätze vor und baut dabei auf ein Netzwerk aus internationalen Experten auf.

Referenzen:

[1] IEA, 2011: World Energy Outlook 2011

[2] U.S. EIA, 2011: International Energy Outlook 2011

[3] European Commission, 2011: Energy Roadmap 2050

[4] U.S. EIA, 2011: World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States

[5] BGR, 2012a: Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland

- [6] BGR, 2012b: Neue BGR-Studie zum Schiefergas-Potenzial in Deutschland; Pressemitteilung
- [7] U.S. EPA, 2012: Oil and Natural Gas Sector: New Source Performance Standards and National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants Reviews
- [8] U.S. EPA: Natural Gas STAR Program
- [9] IHS, 2011: The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States
- [10] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten“; Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen: "Gutachten mit Risikostudie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung"; U.S. EPA: Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources
- [11] C. Ewen, D. Borchardt, S. Richter und R. Hammerbacher, 2012: Risikostudie Fracking – Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen (Übersichtsfassung).
- [12] Groat C.G. und Grimshaw T.W., 2012: Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development

Dr. Andreas Hübner und Prof. Dr. Brian Horsfield
Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ
Sektion 4.3, Organische Geochemie
Telegrafenberg
D-14473 Potsdam
Tel.: +49 331 288 2329
Fax: +49 331 288 1529

Perspektiven für Solarthermische Kraftwerke im Sonnengürtel

Bernhard Hoffschmidt, Spiros Alexopoulos, Solar-Institut Jülich (SIJ), FH Aachen

1. Potenzial

"Vom physikalisch-technischen Gesichtspunkt aus gibt es keine Zweifel daran, dass solarthermische Kraftwerke eine der besten Optionen für die Bereitstellung der weltweit benötigten großen Mengen CO₂-freien Stroms darstellen. Will man diese besonders geeignete Technik nicht versäumen, müssen jetzt dringend die notwendigen Schritte getan werden." Zu diesem Schluss kommt die Deutsche Physikalische Gesellschaft (DPG) in einer 2005 veröffentlichten Studie in Anbetracht schwindender fossiler Brennstoffreserven und wachsender Probleme im weltweiten Klimawandel.

Und das ist nicht verwunderlich, wenn man bedenkt, dass auf ein Quadrat von etwa 800 km x 800 km Fläche in der nordafrikanischen Sahara ein Solarstrahlungsanteil entfällt, der dem gesamten weltweiten Primär-Energiebedarf entspricht – unter Berücksichtigung eines Umwandlungswirkungsgrads von 10 %.

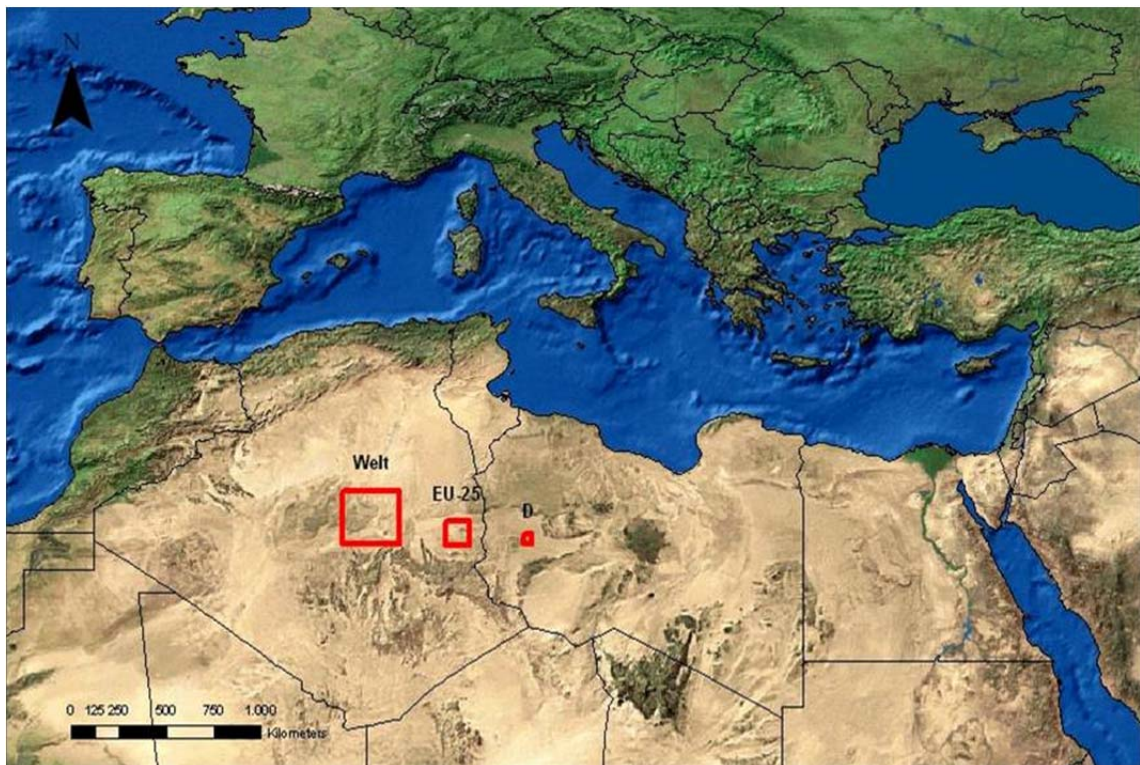


Abbildung 1: Potenzial der solarthermischen Kraftwerke

Betrachtet man die Edel-Endenergie "Elektrizität" in ihrem globalen Bedarf, so lässt sich sagen, dass nur etwa 1 % der Fläche der Sahara ausreichen würde, um mit solarthermischen

Kraftwerken den gesamten derzeitigen Elektrizitätsbedarf der Erde zu decken (siehe Abbildung 1).

Und ein weiterer Vergleich: Ein solarthermisches Kraftwerk in der Größe des Nasser-Stausees (Assuan, ca. 5250 km² Fläche) entspricht gemäß einer fundierten Studie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. energetisch in etwa der Mineralölproduktion der Länder des Mittleren Ostens.

Solarthermische Kraftwerke stellen eine bedeutende Technologieoption für einen nachhaltigen Energiemix der Zukunft dar. Sie konzentrieren die Strahlung der Sonne, erzeugen Wärme und wandeln diese mit konventioneller Kraftwerkstechnik in Strom um. Die Wärme kann auch gespeichert werden, so dass der Betrieb während des Durchzugs von Wolken möglich ist und bis in die Abendstunden hinein verlängert werden kann.

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit haben solarthermische Kraftwerke zumindest im Sonnengürtel der Erde eine gute Perspektive, mittelfristig erheblich zur nachhaltigen Energieversorgung beizutragen, da sie auf der einen Seite über ein riesiges Flächenpotential verfügen, das mit keiner alternativen Nutzung konkurriert, auf der anderen aufgrund ihres Kostensenkungspotentials in einem überschaubaren Zeitraum wirtschaftlich konkurrenzfähig zu fossilen Alternativen sein könnten.

Konzentrierende Solarsysteme können theoretisch deutlich höhere Temperaturen erreichen, ohne dass ihr thermischer Wirkungsgrad dabei deutlich sinkt. Nach dem Carnot-Gesetz bedeutet dies einen besseren Umwandlungswirkungsgrad des nachgeschalteten Kreisprozesses, so dass mit weniger Kollektorfläche dieselbe Menge an Elektrizität erzeugt werden kann. Da die Kosten der Kollektoren einen signifikanten Anteil an den Investitionskosten der Gesamtanlage darstellen, könnte mit dieser Strategie eine deutliche Kostensenkung erzielt werden.

Zu den solarthermischen Kraftwerken gehören neben der Parabolrinne und dem Solarturm, der Fresnel-Kollektor und die Dish-Stirling Maschine.

Parabolrinnenkollektoren könnten Temperaturen bis zu 550°C erzielen und damit ein kommerzielles Dampfkraftwerk optimal antreiben. Das heutzutage in kommerziellen Systemen verwendete Wärmeträgermedium Thermoöl ist allerdings in der Anwendungstemperatur auf 400°C beschränkt.

Turmsysteme können Temperaturen über 1000°C erzielen, da sie durch die zweiachsige Nachführung eine deutlich höhere Konzentration erzielen können. Damit wird die Möglichkeit eröffnet, hocheffiziente Gas- und Dampfturbinen Kraftwerke solar zu betreiben, die erheblich höhere Wirkungsgrade und geringere spezifische Kosten als Dampfsysteme aufweisen.

Der Fresnel-Kollektor und die Dish-Stirling Maschine sind weitere vielversprechende solarthermische Technologien, die in Europa und USA erprobt werden.

2. Vorteile von CSP

Die solarthermischen Systeme zur Stromerzeugung haben sowohl direkte als auch übergeordnete Vorteile. Direkte Vorteile sind die Möglichkeit der großtechnischen Erzeugung und der Beitrag zur Spitzenlastanforderung und «Service» Unterstützung des Netzbetriebs. Übergeordnete Vorteile sind der steigende Wert mit steigendem Anteil regenerativer Erzeuger im System sowie die Möglichkeit zur Feuerung als

Transformationstechnologie. Weitere Vorteile sind die Speicherung und die Hybridisierung entweder mit konventionellen Brennstoffen oder mit Biomasse.

3. Parabolrinne

Parabolrinnen-Kollektoren sind einachsige der Sonne nachgeführte konzentrierende Solarkollektoren. Ihre Einsatzgebiete sind größere Solarsysteme, bei denen die Betriebstemperaturen im Bereich von über 80°C bis mindestens 400°C liegen. Ihr Reflektor folgt der Form eines parabolischen Zylinders, der ideale Fokus ist eine gerade Linie, die Fokallinie. In der Position der Fokallinie befindet sich das sogenannte Absorberrohr, das die konzentrierte Strahlung absorbiert und so bei Temperaturen bis zu typischer Weise 400°C an das hindurch strömende Wärmeträger-Fluid überträgt. An der Oberfläche des Absorberrohres herrschen Flussdichten der Sonnenstrahlung bis zur etwa 100-fachen Einstrahlung. Das Wärmeträger-Fluid ist Wasser/ Dampf, Thermo-Öl oder auch Salzschnmelze.

Um hohe Wirkungsgrade bei den Betriebstemperaturen zu erreichen, wird zusätzlich zu einer selektiven Beschichtung zur Isolation ein Vakuum zwischen innerem Absorberrohr und dem konzentrischen äußeren Glasrohr erzeugt. Der Reflektor muss mit ausreichender geometrischer Präzision und Widerstandsfähigkeit gegen alle aufkommenden Windlasten die einfallende Solarstrahlung effizient reflektieren. Eisenarmes Glas, einachsige gekrümmt und mit rückseitiger Verspiegelung ist aufgrund der dauerhaft guten Reflektivität für das solare Spektrum und wegen bester Beständigkeit gegen Kratzer hervorragend geeignet.

Parabolrinnen-Kraftwerke sind die am meisten erprobte Technologie, Sonnenenergie in Großkraftwerken zu nutzen. Parabolrinnen-Kraftwerke werden in Kalifornien seit 1985 erfolgreich kommerziell betrieben. Zwischen 1984 und 1991 wurden insgesamt neun Rinnenkraftwerke mit einer installierten Gesamtleistung von 354 MWe errichtet. Sie haben bereits über zwölf Milliarden Kilowattstunden Solarstrom produziert und damit umgerechnet etwa 12 Millionen Menschen ein Jahr lang mit Strom versorgt. Die Parabolrinnenkraftwerke in Kalifornien werden mit Thermoöl als Wärmeträgermedium betrieben, und auch die derzeit in Planung befindlichen kommerziellen Projekte basieren auf dem synthetischen Öl.

Wie bei konventionell befeuerten Kraftwerken, auch Atomkraftwerken, wird der Strom in Parabolrinnen-Kraftwerken mit einer Dampfturbine und angeschlossenem Generator erzeugt. Der benötigte Dampf wird allerdings nicht durch die Verbrennung fossiler Energieträger erzeugt, sondern mit Hilfe der Sonnenenergie. Die Solarstrahlung wird mit großen Reihen von Parabolspiegeln aufgefangen und gebündelt. Die gewonnene Hitze reicht aus, um den benötigten Dampf zu erzeugen. Abbildung 2 zeigt ein Beispiel eines Parabolrinnenkollektors.

Direkt-verdampfende Kollektoren sind eine interessante Alternative zum Thermoöl. Vorteile liegen in der Möglichkeit höherer Frischdampftemperaturen. Damit verbunden sind höhere Prozesswirkungsgrade, Kostenvorteile sowie ökologische Vorteile.

Im Rahmen des EU geförderten Projekts DISS wurde auf der Plataforma Solar in Almeria ein 500 m langer Kollektorstrang und eine entsprechende Wasserdampfconditionieranlage in Betrieb genommen. Die Testanlage ist so flexibel ausgelegt, dass alle drei ausgewählten Betriebskonzepte, nämlich Rezirkulation, Zwangsdurchlauf und Einspritzkonzept für die Dampferzeugung erprobt werden konnten. Es konnte gezeigt werden, dass die Direktverdampfung in Parabolrinnenkollektoren technisch beherrschbar ist.



Abbildung 2: Beispiel einer Parabolrinne, Quelle: DLR

Ein weltweit größter Standort für Parabolrinnen befindet sich in der Hochebene von Guadix - im südspanischen Andalusien. Dort stellen die 50-MW-Parabolrinnen-Kraftwerke AndaSol-1 und AndaSol-2 mit ihren Solarfeldern von je 562.440 m² mit Abstand die größten Solarkraftwerksprojekte in Spanien dar. Andasol-1 versorgt bis zu 200.000 Menschen mit klimafreundlichem Strom und spart im Vergleich zu einem modernen Steinkohlekraftwerk jährlich 149.000 Tonnen Kohlendioxid ein. Als Kollektor kommt der EuroTrough zum Einsatz, der mit Förderung der EU entwickelt wurde und der beim Forschungszentrum PSA (Plataforma Solar de Almería) erfolgreich getestet worden ist.

Der Parabolrinnen-Kollektor EuroTrough wurde für verschiedene Anwendungen im Temperaturbereich 200-400°C von einem europäischen Konsortium aus Industrie und Forschung entwickelt. Er basiert auf den jahrelangen Erfahrungen aus Kalifornien. Das erreichte Ziel der von der europäischen Kommission finanziell unterstützten Arbeiten war die Gewichts- und Kostenreduzierung bei gleichzeitiger Wirkungsgrad-Steigerung. Die Tragstruktur des Kollektors wurde unter Beibehaltung der bewährten Kollektorgeometrie als sogenannte Torque-Box ausgeführt. Die Fachwerkstruktur aus verzinktem Stahlrohr zeichnet sich durch geringes Gewicht, hohe Steifigkeit auch unter Windlast und Vorteile bei Fertigung, Transport und Montage aus. Die Konstruktion erlaubt die kostengünstige Aufstellung auf Geländen mit bis zu 3 % Neigung.

Die Apertur des Kollektors hat eine Breite von 5,8 m bei 100 oder 150 Metern Länge je Kollektor-Einheit. Die Spiegelfacetten von je ca. 2,5 m² sind zylinder-parabolisch mit der Brennweite 1,71 m aus eisenarmem Floatglas der Stärke 4 mm in einem Glasbiege-Ofen gefertigt. Das Absorberrohr ist zur Minimierung der thermischen Verluste mit einem Glashüllrohr und Vakuum versehen. Als Wärmeträger-Fluid kann Thermo-Öl oder Wasser/Dampf zum Einsatz kommen.

Neben Andasol-1 und den Schwesterprojekten Andasol-2 und -3 in Spanien befinden sich weitere Projekte mit einer Gesamtleistung von mehr als 2.000 Megawatt weltweit in Planung. Der Schwerpunkt liegt dabei auf den Regionen Spanien, USA, China und Nordafrika.

4. Solarturm

Die Entwicklung bei den Solarturmkraftwerken zielt darauf ab, die im Vergleich zu Parabolrinnen höhere Konzentration der Solarstrahlung dazu zu nutzen, den angeschlossenen Kraftwerksprozess bei höherer Temperatur und damit mit besserem Wirkungsgrad zu betreiben. Die höhere Temperatur stellt außerdem einen Vorteil bei der Speicherung der thermischen Energie dar, da weniger Speichervolumen pro kWh notwendig wird. Kurzfristig zielen die Entwicklungen darauf ab, die Wärme aus den Solartürmen in Dampfkraftwerke einzukoppeln. Im Vergleich zu Parabolrinnen, die aufgrund der begrenzten Temperaturstabilität des Thermoöls mit Dampftemperaturen von max. 370°C arbeiten, lassen sich in Turmkraftwerken die üblichen Dampfstände konventioneller Kraftwerke (540-565°C) erzielen.

Unterschiedliche Wärmeträger können dabei eingesetzt werden. Während die amerikanische Industrie eine Salzschnmelze als Wärmeträger und Speichermedium vorsieht, bevorzugt die europäische Industrie Luft oder Wasser/Dampf als Wärmeträger und nutzt Festbett-Schüttungen zum Speichern der thermischen Energie.

In solarthermischen Turmkraftwerken wird die Solarstrahlung mit Hilfe von Spiegeln gebündelt und auf einen Receiver gelenkt, der sich auf der Spitze eines Turmes befindet. Mit den dort entstehenden sehr hohen Temperaturen wird über einen Kraftwerksprozess Strom erzeugt.

In Jülich in Deutschland wurde das weltweit erste solarthermische Turmkraftwerk, das Luft als Wärmeträgermedium einsetzt, gebaut. Die Erstellung der ersten Versuchs- und Demonstrationsanlage in Jülich mit einer Leistung von 1,5 Megawatt erfolgte in Public Private Partnership von KAM als Generalunternehmer, den Stadtwerken Jülich als Betreiber und den Forschungseinrichtungen DLR sowie dem Solar-Institut Jülich für die wissenschaftliche Begleitung. Abbildung 3 zeigt ein Bild des Solarturmkraftwerks Jülich.

Die Anlagengröße wurde so gewählt, dass die Erfahrungen hinsichtlich Betrieb und Design der Anlage auf große Systeme mit einer Leistung von bis zu 100 MW_e für Anwendungen im Sonnengürtel der Erde übertragbar sind. Mit einer Spiegelfläche von insgesamt etwa 18.000 m² wird Luft zur Erzeugung von Wasserdampf auf 680°C erhitzt, um mit dem Wasserdampf Strom zu erzeugen und in das öffentliche Netz einzuspeisen.

Das solarthermische Kraftwerk in Jülich dient als Referenz für zukünftige kommerzielle Projekte in den Solarmärkten Südeuropas und Nordafrikas. Das Solarturmprojekt wurde von den Ländern Nordrhein-Westfalen und Bayern sowie vom Bund gefördert.

Herzstück des Solarturmkraftwerks ist der Receiver. Dieser besteht aus einer Vielzahl von einzelnen quadratischen Absorbern aus einer speziellen porösen Keramik, die sich durch die einfallenden Sonnenstrahlen erhitzen. Umgebungsluft von außen und erkaltete Luft aus dem Luftkreislauf wird angesaugt und bis auf 700°C aufgeheizt. Die heiße Luft wird dann zur Erzeugung von Wasserdampf und zum Antrieb einer Turbine genutzt. Im letzten Schritt wandelt ein Generator die Rotationsenergie der Turbine in elektrischen Strom um, der auf der Mittelspannungsebene in das öffentliche Netz eingespeist wird.

Die erhitzte Luft kann auch einem thermischen Speicher, bestehend aus einem keramischen Festbett innerhalb eines isolierten Stahltanks, zugeführt werden. Wenn die Sonne nicht scheint, kann Wärme aus dem Speicher abgeleitet und wiederum Wasserdampf und damit Strom erzeugt werden. Zeitpunkt und Umfang der Stromeinspeisung sind auf diese Weise exakt berechenbar.



Abbildung 3: Solarturmkraftwerk Jülich, Quelle: DLR

Bei dem Solarturmprinzip entfallen aufwändige Bodenarbeiten. Dieser Solarkraftwerkstyp lässt sich problemlos auch in hügeligem Gelände errichten, was die Suche und Auswahl geeigneter Standorte erheblich vereinfacht und die Einsatzmöglichkeiten steigert. In gebirgigen Regionen sind sogar Varianten ohne Turmkonstruktion denkbar, wenn das Receiversystem auf einer dem Spiegelfeld gegenüber liegenden Bergflanke eines Tales installiert wird.

Die in der jüngsten Vergangenheit entwickelten keramischen Bauteile des offenen volumetrischen Receivers ermöglichen deutlich höhere Prozesstemperaturen und damit prinzipiell höhere Solarabsorber- und Kreisprozesswirkungsgrade als sie bei Parabolrinnensystemen erreicht werden können. Daraus resultiert in dem Ziel der elektrischen Energieerzeugung auch grundsätzlich ein höherer exergetischer Gütegrad des Gesamtprozesses. Durch den Einsatz einfacher kostengünstiger Wärmespeicher können die Nutzungszeiten unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten erweitert werden. Der primäre Wärmeträger Luft besitzt zwar eine geringere Wärmekapazität als Wasser oder Salzsäure, ist aber unbegrenzt verfügbar, kostenlos, ungiftig und kann in dem Heißgaskreis praktisch drucklos und damit technisch absolut sicher und zuverlässig geführt werden. Darüber hinaus bleibt der Gesamtprozess leicht regelbar. Es sind keine aufwändigen Maßnahmen zur Haltung bestimmter Bereitschaftstemperaturen durch Begleitheizungen nötig. Die An- und Abfahrzeiten können kurz gehalten werden. Es fallen keine Schadstoffe an, die umständlich entsorgt werden müssten.

Und letztlich ist dieses technische Grundkonzept leicht "hybridisierbar", d.h. eine entsprechend erweiterte Kraftwerksanlage kann in Kombination mit einer Gasturbine auch gänzlich bedarfsorientiert betrieben werden. Wird hierzu Biogas verfeuert, bleibt die CO₂-Neutralität weitgehend erhalten.

Der Solarturmkraftwerk Jülich ist seit Juli 2011 im Besitz des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) e.V.

Im Rahmen der Errichtung des Kraftwerks wurde auf etwa halber Höhe des Turms eine Möglichkeit geschaffen, parallel zum Kraftwerksbetrieb und nahezu ohne diesen zu

beeinflussen, Experimente im Leistungsbereich 100-1000 kW durchzuführen. Demnächst werden Versuche im großen Maßstab parallel zum regulären Betrieb des solarthermischen Versuchskraftwerks auf der Forschungsplattform stattfinden können. Dies beschränkt sich nicht nur auf rein solarthermische Versuche, sondern umfasst aufgrund der Möglichkeiten, die die Forschungsplattform bietet, auch solar-thermochemische Versuche, wie die Wasserspaltung zur Wasserstoffproduktion. Des Weiteren können im Rahmen der Begleitforschung und Optimierung des Kraftwerksbetriebs Prototypen, z.B. im Bereich der Heliostaten oder auch in der Receiver-Technologie, erstmalig im größeren Maßstab erprobt und evaluiert werden. Auf der Forschungsplattform können somit Komponenten getestet werden, bevor sie in diesem Kraftwerk sowie in geplanten Nachfolgeprojekten eingesetzt werden. So bietet sich eine einmalige Kooperation von Anlagenbauer, Anlagenbetreiber und Forschung zur zielgerichteten Fortentwicklung der entscheidenden Komponenten und des Gesamtsystems solarthermischer Turmkraftwerke.

Ein weiteres thermisches Solarkraftwerk PS10, das Wasserdampf als Wärmeträgermedium verwendet, ging in Spanien mit 11 MW ans Netz und versorgt 10.000 Einwohner Sevillas mit Strom. Der Bau wurde im Jahr 2006 abgeschlossen mit einem über 100 m hohem Solarturm und ausrichtbaren Spiegelflächen (Heliostaten) in der Gesamtgröße von 100 Fußballfeldern. Der Solarturm PS10 war der erste kommerziell genutzte Solarturm in Europa. Die Energie wird durch eine Turbine erzeugt, die über Wasserdampf angetrieben wird. 624 riesige Heliostate, die dem Verlauf der Sonne folgen, fangen Solarenergie ein und lenken die Strahlen konzentriert auf einen Punkt am oberen Ende des Solarturms. Jeder Spiegel ist halb so groß wie ein Tennisplatz und das erhitzte Wasser hat eine Temperatur von bis zu 285°C.

Nahe Sevilla ist im Jahr 2009 ein weiteres Solarturmkraftwerk in Spanien errichtet worden. Mit einer Nennleistung von 20 Megawatt (MW) verfügt PS20 über die doppelte Kapazität des Vorgängermodells PS10 und soll genügend sauberen Strom für 10.000 Haushalte erzeugen. So können ungefähr 10.900 Tonnen CO₂-Emissionen vermieden werden, die bei der Stromerzeugung in herkömmlichen Kraftwerken anfallen würden.

In der Nähe von Sevilla in Andalusien wird ein mit einer Leistung von 19 MW_e kommerzielles Solarturmkraftwerk errichtet. „Solar Tres“ wird geschmolzene Salze zur Übertragung der Wärme im Inneren des Receivers statt des sonst in solarthermischen Parabolrinnenkraftwerken verwendeten Thermo-Öls benutzen. Am zentralen Receiver entstehen durch die Konzentration des Sonnenlichts Temperaturen von über 850°C, die das Salz auf etwa 565°C erhitzen.

In den USA wird das bislang größte Solarturmprojekt des Landes realisiert. Die Anlage entsteht im Ivanpah Solar Complex von BrightSource in der südkalifornischen Mojave-Wüste und soll ab Ende 2011 rund 35.000 amerikanische Haushalte mit Solarstrom versorgen.

5. Fresnel

Fresnel-Kollektoren bestehen aus der Sonne einachsigen nachgeführten Spiegelfacetten. Abbildung 4 zeigt einen Fresnel Kollektor.

Die Spiegel sind parallel angeordnet und konzentrieren das Sonnenlicht auf ein mehrere Meter darüber liegendes Absorberrohr. Ein Sekundär-Reflektor oberhalb des Absorberrohrs lenkt zusätzlich Strahlung in die Brennlinie.

Im Absorberrohr zirkuliert als Wärmeträger Wasser, das verdampft und überhitzt werden kann. Die so gewonnene thermische Energie wird dann in einer Dampfturbine in Elektrizität umgewandelt.

Ein Kollektor zum Beispiel mit 24 Meter Breite und 1.000 Meter Länge könnte im Absorberrohr Dampf mit mehr als 500°C für eine Stromleistung von ca. 5 MW produzieren. Jede der 48 Spiegellamellen besteht aus einer Reihe von 500 Spiegeln mit 0,5 Meter Breite und 2 Meter Länge. Mehrere Kollektoren können zu Kollektorfeldern verschaltet werden, um Kraftwerkleistungen von mehreren hundert MW zu erreichen.

Bei den dafür erforderlichen Bauteilen handelt es sich zu einem hohen Anteil um kostengünstige Standardkomponenten, die fast weltweit verfügbar sind, eine hohe lokale Wertschöpfung ermöglichen und damit auch Wettbewerbsvorteile gegenüber Konkurrenztechnologien erwarten lassen.

Darüber hinaus ist die Fresnel-Technik unempfindlich gegen Windlasten und erlaubt eine hohe Landausnutzung. Ebenso wie Parabolrinnen fokussieren auch Fresnel-Kollektoren die direkte Solarstrahlung auf eine Brennlinie, um ein Absorberrohr zu erwärmen. Während die Parabolrinne derzeit noch weitgehend auf der Basis eines Thermoöls als Arbeitsmedium arbeitet, wird beim Fresnel-Kollektor Wasser direkt im Rohr verdampft.

Im Gegensatz zu Parabolrinnen-Kollektoren haben die Spiegel eine geringere Krümmung und sind dadurch preisgünstiger in der Herstellung. Der Strahlungsempfänger hat oberhalb des Absorberrohrs außerdem einen gewölbten Sekundärspiegel. Dieser lenkt die Sonnenstrahlen, die den Absorber nicht direkt treffen, in einem zweiten Reflexionsschritt auf das Rohr.

Optimierungspotenziale im Bereich der Receiver- und der Sekundäroptik sowie unterschiedliche kommerzielle Konzepte wurden theoretisch untersucht. Technische und wirtschaftliche Voraussagen müssen jedoch über Demonstrationsprojekte verifiziert werden, denn der Verweis auf reale Referenzprojekte ist entscheidend für den kommerziellen Erfolg.

Zum Erreichen des technischen Nachweises unter realen Betriebsbedingungen wird derzeit auf der Plataforma Solar de Almería in Südspanien ein 100 m langer Kollektorstrang getestet. Diese Versuchs- und Demonstrationsanlage erbringt eine thermische Leistung von ca. 1 Megawatt. Eine Besonderheit dieser Demoanlage liegt in der hohen Temperatur des



Abbildung 4: Beispiel eines Fresnel Kollektors, Quelle: DLR

Arbeitsmediums. Während des Testbetriebs wurden erstmals Temperaturen von 450°C überschritten, um höhere Wirkungsgrade zu erzielen. Diese Temperaturen liegen dabei deutlich über der Grenze, die bei Parabolrinnenanlagen mit dem Wärmeträger Öl und anderen Kollektoren möglich sind.

6. Dish-Stirling

Dish-Stirling-Systeme sind Anlagen zur dezentralen solarthermischen Stromerzeugung, die direkte Sonnenstrahlung nutzen (siehe Abbildung 5). Ihre elektrische Leistung liegt typischerweise zwischen 5 und 50 kW. Durch diesen Leistungsbereich und die Möglichkeit, mehrere Systeme zu einer „Farm“ zusammenzuschalten, sind die Dish-Stirling-Systeme für einen weiten Einsatzbereich geeignet. Leistungen von 5 kW bis in den MW Bereich können damit abgedeckt werden und bieten einen Ersatz für die heute weit verbreiteten Diesel-Aggregate.



Abbildung 5: Beispiel eines Dish-Stirling-Systems

Eine rotationssymmetrisch parabolisch gekrümmte Konzentratorschale mit kurzer Brennweite bündelt Solarstrahlung auf den nahe seines Brennpunktes angeordneten Receiver mit der Stirlingeinheit. Da gerichtete (direkte) Solarstrahlung konzentriert wird, müssen Konzentrador und Stirlingeinheit kontinuierlich zweiachsig der Sonne nachgeführt werden. Der Receiver ist das Bindeglied zwischen Konzentrador und Stirlingmotor und damit ein hochbeanspruchtes Bauteil. Er absorbiert die Strahlung und führt sie als Hochtemperaturwärme dem Stirlingmotor zu, der sie über den Stirling-Kreisprozess in

mechanische Energie wandelt. Ein direkt an die Kurbelwelle des Stirlingmotors gekoppelter Generator formt diese dann in elektrische Energie um.

Anfang und Mitte der 80er Jahre wurden in den USA in mehreren Projekten die ersten modernen Dish-Stirling-Anlagen mit 25 kW elektrischer Leistung gebaut. Heute wird weiter in den USA an der Markteinführung der Dish-Stirling-Technologie gearbeitet.

Auch in Europa wird an der Entwicklung von Dish-Stirling Systemen gearbeitet. Die Abbildung zeigt das Ergebnis einer von der EU geförderten EuroDish Anlage, die in drei Referenzländern aufgestellt und erprobt wurde. Sie leistet 10 kW und etwa 120 kWh an einem guten Sonnentag im Sonnengürtel der Erde.

Da der Konzentrator im Betrieb stets exakt auf die Sonne ausgerichtet sein muss, wird er in zwei Achsen beweglich montiert. Er hat einen 8,5 m Durchmesser und wird als dünnwandige Sandwichschale aus faserverstärktem Epoxidharz ausgeführt.

Die Jahresenergieausbeute wird beim EuroDish gesteigert, indem der Konzentrator rund 25 % über der Nennleistung des Stirlingmotors ausgelegt wurde. Deshalb muss zwar bei Einstrahlungen über 850 Watt pro Quadratmeter überschüssige Wärme abgeführt werden, aber der Motor arbeitet auch bei geringerer Einstrahlung mit hohem Wirkungsgrad.

Bislang existiert eine Reihe von Prototypen, die ihre Leistungsfähigkeit über etliche tausend Stunden Betrieb bereits nachgewiesen haben.

Die Kosten könnten am Ende der Lernkurve bei 10 bis 20 c/kWh liegen, also für netzferne Versorgungsaufgaben gut geeignet sein.

7. Zukünftige Markt- und Kostenentwicklung und Zukunftsperspektiven

Für den wirtschaftlichen Einsatz von solarthermischen Kraftwerken sind die sonnenreichen Gebiete im Sonnengürtel der Erde ideal.

Nach diversen Studien werden bis 2010 mindestens 2.000 MW an solarthermischen Kraftwerken auf der ganzen Erde installiert und bis 2020 mindestens 20.000 MW.

Alleine in Spanien sind 2009 an solarthermischen Kraftwerken 200 MW fertig gestellt oder im Bau. Nach Angaben von IDAE sind für die Jahre 2010 und 2011 jeweils ca. 850 MW an installierter Leistung geplant. Auch in den USA gibt es eine große Anzahl von solarthermischen Kraftwerken, die in Planung sind. Diese Daten zeigen einen stark wachsenden Markt mit Wachstumsraten über 50 % weltweit für den Zeitraum bis 2020.

Nach einer Studie von Greenpeace & EREC werden bis 2030 138.000 MW und bis 2040 267.000 MW an installierter Leistung vorhergesagt.

Abschätzungen auf Basis detaillierter Studien besagen eine Massenproduktion und Skalierung, die zu einer 25 – 30 % Kostenreduktion führen wird, sowie technische Verbesserungen die eine 20 – 30 % Kostenreduktion erzielen werden.

Es wird ein Durchbruch in den folgenden Gebieten in den nächsten Jahren erwartet:

- Oberflächenreflektoren (Lebensdauer)
- Wärmeübertragungsmedien für höhere Temperaturen (Stabilität und Kosten)
- Fortschrittliche Kraftwerksprozesse (Solares Design)
- Speichersysteme (Anpassung auf Temperaturen und Wärmeübertragungsmedien).

Stromgestehungskosten unter 9 €/kWh erscheinen realistisch basierend auf Technologien, die im Labormaßstab bereits realisiert worden sind.

Die beteiligte Industrie schätzt, dass bei einem stetigen Ausbau auf etwa 15 bis 20 GW weltweit bis 2020 bei gleichzeitiger Fortsetzung von Forschung und Entwicklung die volle Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Mittellaststrom aus fossilen Energieträgern und bis 2030 gegenüber Grundlaststrom an guten Standorten erreicht wird. Insbesondere die Möglichkeit, kostengünstig Energiespeicher zu integrieren oder durch Zufeuerung von fossilen und biogenen Brennstoffen Strom bedarfsgerecht zu produzieren, erlaubt, langfristig sehr große Anteile der Stromerzeugung durch solarthermische Kraftwerke zu decken. Absatzgebiete für solarthermische Kraftwerktechnologien bestehen in den Sonnenregionen der Erde, wobei Nord-Afrika ein langfristiges Zielgebiet für Europa ist.

In der MENA Region gibt es begünstigende Faktoren für den Aufbau von solarthermischen Kraftwerken. Hervorzuheben ist die Nähe zu Europa mit seinem Appetit auf CO₂-freie Stromerzeugung und die schnell wachsende lokale Nachfrage. Ein weiterer Faktor ist die Größe und die Qualität der solaren Ressource. Das solare Potential der solarthermischen Kraftwerke ist in Europa ca. 2000 TWh wobei in der MENA Region 300 hundert mal mehr mit insgesamt über 600.000 TWh.

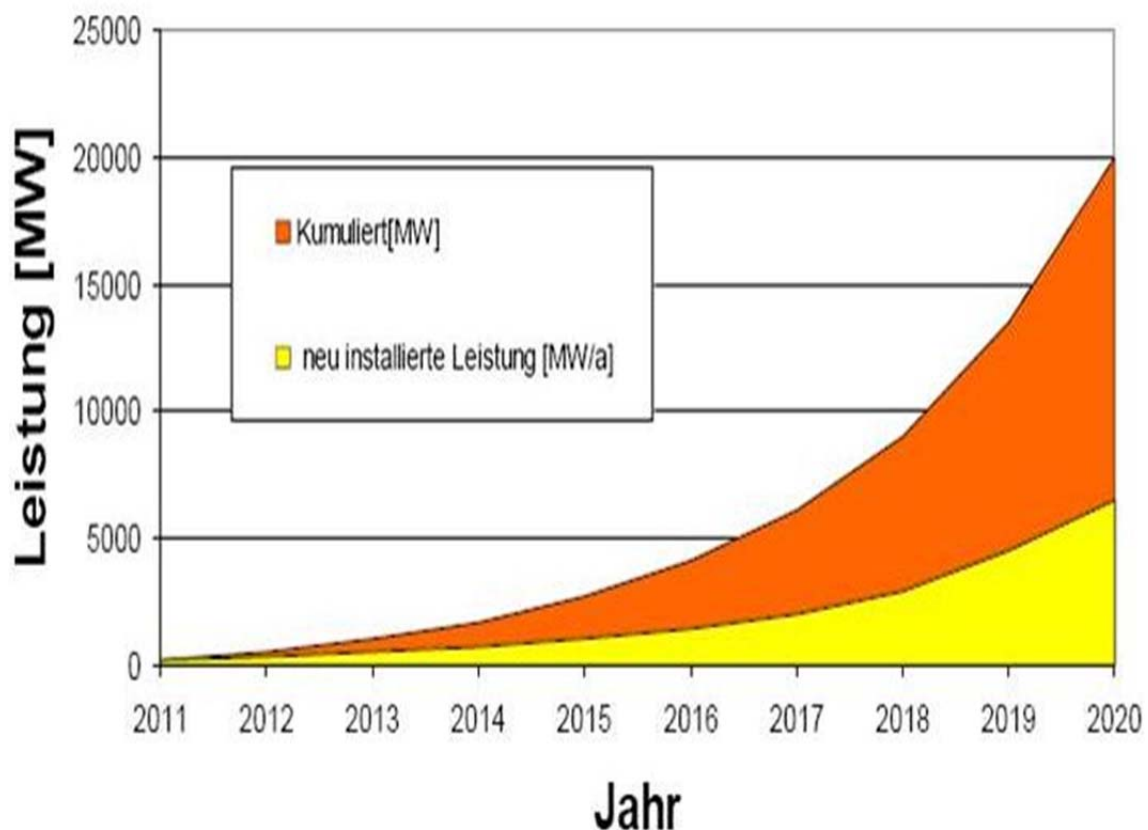


Abbildung 6: Ausbau solarthermischer Kraftwerke im Mittelmeerraum gemäß ESTELA

Es gibt aber auch Probleme wie zum Beispiel die Investitionsbedingungen und Eigentumsverhältnisse, die Förderregime und die Subventionsschemas und Kontinuität der

Initiativen sowie die Prioritätssetzung auf den Export oder auf die Eigennutzung in der MENA Region.

Neben den rasch wachsenden Energiemärkten im Sonnengürtel der Erde existieren schon heute die technischen Voraussetzungen, um den dort erzeugten Strom auch in Mitteleuropa zu nutzen, wenn entsprechende Netzwerkkapazitäten für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ausgebaut werden.

Nach der ESTELA Studie ist es möglich 20 GW von solarthermischen Kraftwerken in nordafrikanischen Staaten zu bauen, da die Technologie kommerziell verfügbar ist. Überdies wird solch ein Plan die industrielle Entwicklung der Nordafrikaregion fördern, weil viele Komponenten dort erzeugt werden können.

Abbildung 6 zeigt eine Vorhersage für den Ausbau solarthermischer Kraftwerke im Mittelmeerraum bis zum Jahr 2020.

Ein großer Teil der in Nord-Afrika produzierten Elektrizität kann nach Europa transportiert werden. Eine solche Technologie wird bereits in vielen Off-Shore Projekten in Europa benutzt und es wird erwartet, eine weitere Verbesserung hinsichtlich der Preise und der Leistungsfähigkeit zu erreichen.

Die wichtigsten zukünftigen Herausforderungen in der MENA Region sind die Erzielung einer Preisparität mit fossilen Energieträgern in den kommenden 10 bis 15 Jahren, die Bildung einer geeigneten Netzinfrastruktur und von Marktmechanismen zur Integration großer Anteile von CSP in der MENA Region (Potenziell auch für den Export). Eine weitere Herausforderung sind die angemessenen politischen und ökonomischen Randbedingungen in der MENA Region für Langzeitinvestitionen in CO₂-freie Technologien.

Referenzen

- R. Pitz-Paal, B. Hoffschmidt: Ziele bei der Entwicklung von solarthermischen Kraftwerken
Solarthermische Kraftwerke –Technologie und Perspektiven, FVS Themen 2002
- R. Pitz-Paal: Solarturmkraftwerkssysteme, FVS Themen 2002
- G. Eisenbeiß, M. Geyer: Solarenergie aus dem Sonnengürtel, SolarPACES, 2002
Solarthermische Kraftwerke, BINE Projektinfo, 2/1993
- S. Fischer: Sonnige Aussichten für solar thermische Kraftwerke, Energy 2.0, Mai 2009
- Jenseits von Spanien Das Solarthermische Versuchs- und Demonstrationskraftwerk Jülich,
38, DLR Nachrichten, 120
- F. Göhring, K. Hennecke, B. Hoffschmidt, M. Schmitz, P. Schwarzbözl: 500kW-
Forschungsplattform im Solarturm Jülich für Experimente mit hochkonzentrierter
Solarstrahlung
- D. Laing, W. Schiel, P. Heller: Dish-Stirling-Systeme, FVS Themen 2002
- R. Pitz-Paal, H. Müller-Steinhagen, W. Platzer: Strom aus solarthermischen Kraftwerken
in: Forschungsziele 2010, Forschungsverbund Erneuerbare Energien FVEE (2010)

R. Pitz-Paal, W. Platzer: Solarthermische Kraftwerke – Europäische Potenziale kostengünstig erschließen, FVS Themen 2006

Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future EASAC policy report, 16 November 2011

Prof. Dr. Bernhard Hoffschmidt, Dr.-Ing. Spiros Alexopoulos
Solar-Institut Jülich (SIJ), FH Aachen
Aachen University of Applied Sciences
Heinrich-Mußmann-Str. 5
D-52428 Jülich
Tel. 0241.6009 53532
Fax 0241.6009 53570
info@sj.fh-aachen.de

Windstrom und Wasserstoff – Eine Alternative

Dennis Krieg, Thomas Grube, Michael Weber, Detlef Stolten, RWTH Aachen, Forschungszentrum Jülich GmbH

Zusammenfassung:

Es wird ein Energieversorgungskonzept für Deutschland aufgestellt und diskutiert. Das Modell erlaubt eine Reduktion des CO₂-Austoßes um 55% gegenüber 1990. Es basiert auf Windenergie, Elektrolyse, Wasserstoffnutzung mit Brennstoffzellen im Straßenverkehr und der Residuallastdeckung mit Erdgaskraftwerken.

Keywords: Brennstoffzellen, Energiespeicher, Windenergie, Elektrolyse, Residuallast, Emission, Klimaziele

1. Einleitung

Die Energietechnik ist weltweit derzeit einem starken Wandel unterworfen. Die allgemein anerkannten Treiber dazu sind Klimawandel, Energieversorgungssicherheit, industrielle Wettbewerbsfähigkeit und lokale Emissionen. Diese Treiber sind weltweit anerkannt, wobei ihre Wertigkeit je nach Land unterschiedlich gesehen wird. Nach dem durch eine Naturkatastrophe ausgelösten Kernkraftwerksunfall in Fukushima haben sich mehrere Länder von der Kernkraft abgewandt. In Deutschland hat dies zu einem breiten politischen Konsens aller Parteien gegen die weitere Kernkraftnutzung geführt. Auch in Japan zeichnet sich allmählich zunehmender Widerstand der Bevölkerung ab. Gleichzeitig sollen die Emissionen der Klimagase weiter reduziert werden. Bezogen auf 1990 wird eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 40 % bis 2020, 55 % bis 2030, 70 % bis 2040 und 80-95 % bis 2050 angestrebt [1]. Hierzu werden häufig als *Grand Challenges* Erneuerbare Energien, Elektromobilität, effiziente Kraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung gesehen. Unter den oben genannten Forderungen zur Reduktion der Klimagase bleiben von diesen vier großen Themen nur noch zwei übrig, nämlich Erneuerbare Energien und Elektromobilität auf der Basis erneuerbarer Energien. Weder Kraft-Wärme-Kopplung noch hocheffiziente zentrale Kraftwerke auf der Basis fossiler Energien können den oben genannten Forderungen für 2040 oder 2050 standhalten. Im Rahmen dieser Themenfelder gilt es die Game Changers zu identifizieren, also die großen Technologien, die in der Lage sind, zu den oben genannten Zielen quantitativ beizutragen. Dies schließt die Forderung ein, daß sie auf der Zeitachse darstellbar sein müssen. Es kommen also nur Techniken in Frage, die etwa 20 Jahre vor dem CO₂ Reduktionsziel die Forschung verlassen haben, sodaß etwa 10 Jahre für die industrielle Entwicklung und 10 Jahre für die Marktdurchdringung zur Verfügung stehen. Solche Technologien sind etwa Windkraftanlagen, Solaranlagen und auch Pkw-Brennstoffzellen. Wenn das Ziel für 2050 betrachtet wird, können nach 2030 noch lediglich Missing Links, also notwendige Technologien zur Verknüpfung erforscht

werden. Dies betrifft natürlich nicht Forschungsarbeiten für Technologien einer zweiten Generation zur Erfüllung der Ziele. Effiziente wasserstoffbetriebene Kraftwerke zur Kompensation der fluktuierenden erneuerbaren Energien, also insbesondere wasserstoffbetriebene Gasturbinen, werden zunehmend bedeutend werden. Als Maßstab für diese Entwicklung dient beispielsweise Dänemark. Bis 2035 sollen Strom und Wärme vollkommen fossilfrei angeboten werden [2]. Dies ist insbesondere auch deshalb bemerkenswert, weil Dänemark nicht über Kernkraft verfügt und daher nur auf erneuerbare Energien zurückgreifen kann. Für eine Übergangszeit kann die fluktuierende Stromeinspeisung der erneuerbaren Energien mit Erdgaskraftwerken kompensiert werden. Letztere können später auf CO₂-freien Betrieb umgestellt werden, indem sie Wasserstoff verwenden.

2. Status der CO₂-Emissionen

In Deutschland wurden 2010 insgesamt 920 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent emittiert. Tabelle 1 zeigt die CO₂-Emittenten und deren Anteil an den Gesamtemissionen. Den größten Anteil nimmt die Stromerzeugung mit 32%-Punkten ein. Auf den Energiesektor entfallen insgesamt 37%. 11 % werden im Bereich Haushalte sowie 16 % in den Bereichen Gewerbe und Industrie verursacht. Im Verkehr entstehen 11%-Punkte des CO₂-Ausstoßes durch Pkw und 6 %-Punkte durch Schwerlast- sowie Bahn-, Schiffs- und Flugverkehr [3]. Der CO₂-Ausstoß in Deutschland wurde von 1990 bis 2009 um 26% reduziert. Um allerdings eine Einsparung von mindestens 80% zu erreichen, müssen große Bereiche praktisch CO₂-frei gestaltet werden. Dazu zählen der Stromsektor und der Pkw-Verkehr, die mit dem hier diskutierten Konzept vergleichsweise einfach und kostengünstig umgestellt werden können. Darüber hinaus ist Potenzial im Bereich der Haushalte sowie bei Gewerbe und Industrie zur CO₂-Einsparung vorhanden. Im Schwerlastverkehr werden sich Einsparungen nur schwierig, voraussichtlich durch Biokraftstoffe, erreichen lassen.

Tabelle 1: CO₂-Emittenten und deren Anteil an den Gesamtemissionen [3]

CO ₂ -Emittent		Anteil an Gesamtemissionen [%]	
Energiesektor (davon Strom)		37 (32)	
Transport	Pkw	17	11
	Güter-/ sonstiger Transport		6
Haushalte		11	
Industrie		19	
Handel & Gewerbe		4	
Landwirtschaft		8	
Sonstige		4	
Summe		100	

Die direkten CO₂-Emissionen nehmen mit etwa 800 Mio. t den größten Anteil an den Gesamtemissionen ein. Es ist allerdings zu beachten, dass auch andere Stoffe trotz ihrer sehr geringen Quantität einen großen Einfluss haben, weil sie über einen wesentlich

höheren Äquivalenzfaktor verfügen. Der Äquivalenzfaktor gibt an, wie viel stärker sich die gleiche Menge eines Stoffes im Verhältnis zu CO₂ auf das Klima auswirkt. CO₂ wird dabei als Referenzwert mit 1 angegeben. Der Einfluß ist zeitabhängig, wie Tabelle 2 zeigt. In der Literatur werden im Allgemeinen Äquivalenzfaktoren verwendet, die auf 100 Jahre bezogen werden.

Tabelle 2: CO₂-äquivalente Emissionsfaktoren [4]

Treibhausgas	CO ₂ -äquivalenter Emissionsfaktor		
	20 Jahre	100 Jahre	500 Jahre
CO ₂	1	1	1
CH ₄	72	25	7,6
N ₂ O	289	298	153
HFC	437 – 12.000	124 – 14.800	38 – 12.200
PFC	5.200 – 8.630	7.390 – 17.700	9.500 – 21.200
SF ₆	16.300	22.800	32.600

3. Strategische Konsequenzen

Aus den vorangegangenen Überlegungen können folgende Konsequenzen gezogen werden:

- Nur Elektromobilität auf der Basis von Batterien oder Brennstoffzellen kann die strikten Vorgaben erreichen, da sie am Fahrzeug keine CO₂ Emissionen aufweisen.
- Nur erneuerbare Energien erfüllen die Vorgaben zur CO₂-freien Stromerzeugung.
- Erneuerbare Energien fluktuieren stark und benötigen daher sehr große Speicherkapazitäten, die weit über bestehende Speicherung hinausgehen.
- Windkraft mit Wasserelektrolyse und Elektromobilität kann ein Gesamtsystem darstellen, das den Anforderungen gerecht wird.
- Für dieses System gilt es zu prüfen, ob es technisch durchgängig darstellbar ist und ob es wirtschaftlich sein kann. Dabei soll das System mit möglichst wenigen Koimponenten erreicht werden, um auch Kostensenkungspotentiale wirksam greifen zu lassen und es sollen möglichst weit entwickelte Komponenten eingesetzt werden.

4. Leistungsdichte als wesentliches Charakteristikum erneuerbarer Energien und deren Speichermedien

Das wichtigste Argument für die Auswahl erneuerbarer Techniken sollte nicht die potentielle Leistung sein, die die Natur als Primärenergie zur Verfügung stellt, sondern die Leistungsdichte. Die Leistungsdichte dient als Maß für den Aufwand, der betrieben werden muss, um die Energie aufkonzentrieren und damit in Strom umwandeln zu können. Den Bezugspunkt stellt die aktive Fläche des technischen Aggregates dar, dies ist z.B. bei der Photovoltaik die Zellfläche. Während Wasserkraft im Bereich einiger Kilowatt pro Quadratmeter liegt, liegt die Leistungsdichte von Windkraft bei etwa 150 W/m² und die von Photovoltaik bei etwa 15 W/m². Es liegt als immer etwa eine Größenordnung zwischen

diesen Techniken. Die Leistungsdichte ist letztlich für die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energie wichtiger als das Gesamtpotential, da eine hohe Leistungsdichte den technischen Aufwand zur Konzentration und Nutzbarmachung der erneuerbaren Primärenergie verringert. Das untermauert auch eindrucksvoll der Ist-Zustand der installierten Kapazität in Abbildung 1. Wasserkraft ist in Deutschland praktisch voll ausgebaut, Windkraft und Photovoltaik bieten hingegen noch große Zubaumöglichkeiten. Aufgrund der höheren Leistungsdichte wird für das folgende Szenario die Windkraft ausgewählt. Nach realistischen Schätzungen liegt allein das Windpotenzial on-shore bei 189 GW [5]. Andere, erneuerbare Primärenergien werden auf dem heutigen Stand belassen. Hierdurch wird das Szenario möglichst einfach und nachvollziehbar gehalten.

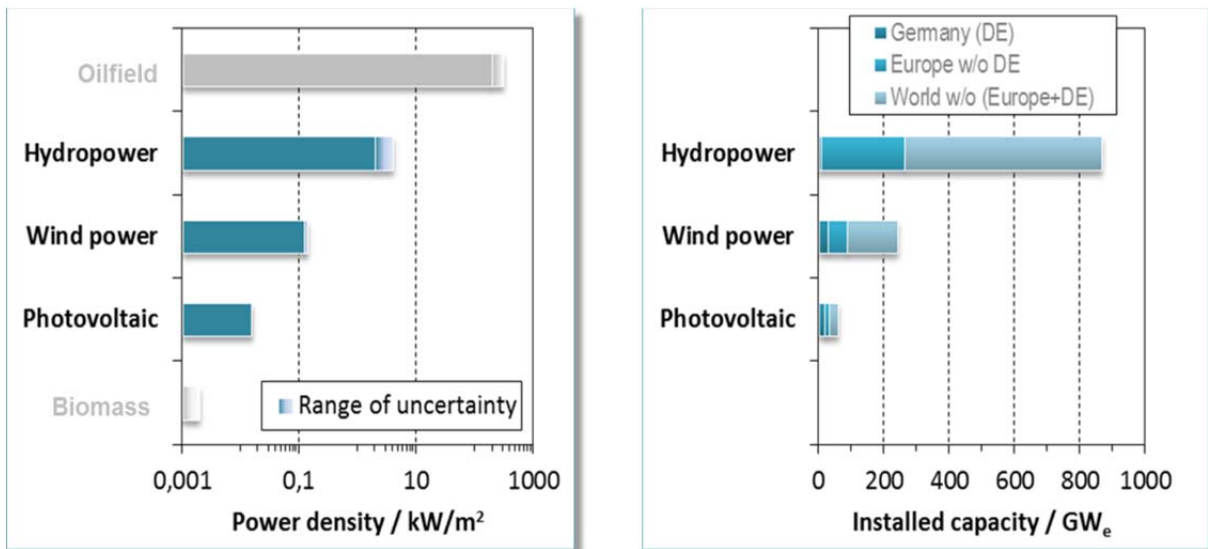


Abbildung 1: Leistungsdichte und installierte Kapazität erneuerbarer Energien im Vergleich

Ähnliche Überlegungen gelten bei der Auswahl des bevorzugten Speichermediums. Lithiumionenbatterien liegen heute bei einer Speicherdichte von etwa 2 MJ/l und werden, um eine lange Lebensdauer zu erreichen, nur zu etwa 50% be- und entladen. Damit ergibt sich eine effektive Speicherdichte von etwa 1 MJ/l bzw. 0,5 MJ/kg. Wasserstoff in einem Autotank bei 700 bar hat eine volumenspezifische Speicherdichte von etwa 4 MJ/l und etwa 4 MJ/kg jeweils einschließlich des Tanks sowie eine physikalische Speicherdichte im flüssigen Zustand von 8,46 MJ/l. Dieses sind die beiden für Elektromobilität infrage kommenden Energiespeicher. Benzin hingegen hat eine im Vergleich hervorragende Speicherdichte von 37 MJ/l des reinen Kraftstoffes bei einem vernachlässigbaren Eigenvolumen des Tanks und etwa knapp 30 MJ/kg einschließlich des Tanks. Aufgrund der 4-6 Mal höheren Speicherdichte von Wasserstoff gegenüber Batterien wird dieser als Speichermedium ausgewählt. Eine Zusammenstellung verschiedener Speicherdichten zeigt Tabelle 3.

Tabelle 3: Speicherdichte von Benzin und Ethanol im Vergleich zu Wasserstoff und Batterien.

* Technische Speicherdichten von Benzin und Ethanol abgeschätzt für einen Kunststofftank mit 60 l Fassungsvermögen und einer Masse von 10 kg;
 ** Physikalische Speicherdichte von Li-Ionen Batterien gilt für Elektrodenmaterialien des Graphit-LiCoO₂ Systems.

	Physikalische Speicherdichte		Technische Speicherdichte	
	[MJ/l]	[MJ/kg]	[MJ/l]	[MJ/kg]
Benzin	32 [6]	43 [6]	30 *	35 *
Ethanol	21 [6]	27 [6]	19 *	22 *
Wasserstoff bei 700 bar	5	120	3 [7]	6 [7]
Li-Ion Batterien	5 **	1,5 **	0,72	0,36 [8]

5. Erneuerbares Szenario mit konstanter Anzahl von Windkraftanlagen

Momentan hat die Stromerzeugung ihren Schwerpunkt sehr stark im Bereich der fossilen Energieträger und der Nuklearenergie. Fast 4/5 des Stroms wird mit Kernenergie, Braun-, Steinkohle oder Gas produziert. Der Anteil der Windenergie liegt zum Vergleich bei nur ca. 6%. Die Verteilung der Stromerzeugung nach Primärenergien in Deutschland im Jahre 2010 ist im folgenden Bild dargestellt.

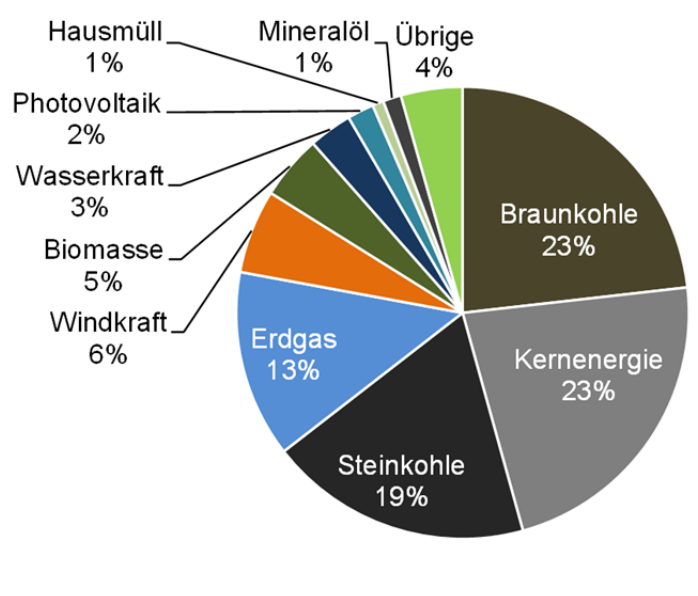


Abbildung 2: Verteilung der Stromerzeugung von 490 TWh im Jahre 2010 in Deutschland auf die Primärenergien

Die Verteilung der installierten Windkraftanlagen in Deutschland im Jahre 2010 zeigt das folgende Bild. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche, gewichtete Leistung von 1,23 MW pro Windkraftanlage¹.

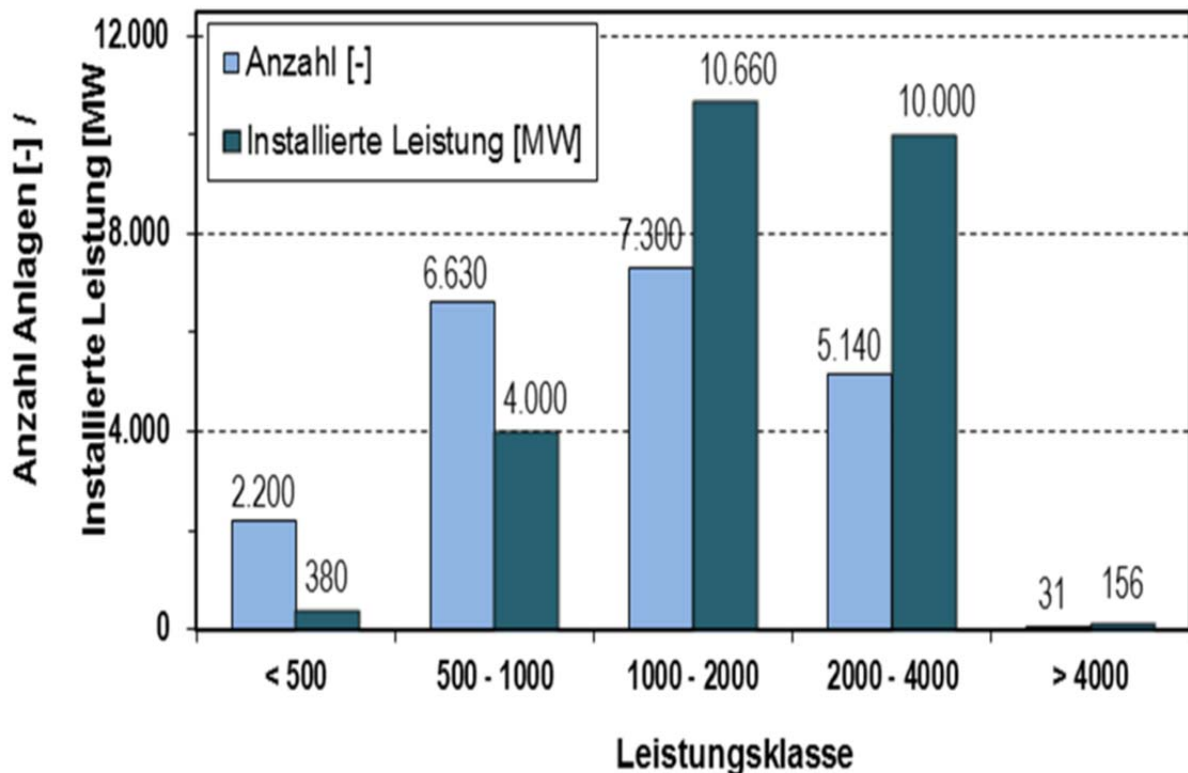


Abbildung 3: Verteilung der installierten Windkraftanlagen in Deutschland auf die verschiedenen Leistungsklassen im Jahre 2010; Daten aus [9]

Auf Basis der oben dargestellten Argumentationen und Daten wird ein Szenario mit möglichst einfachen Parametern entworfen. Im Detail werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Anzahl der Onshore-Windkraftanlagen wird auf dem Stand von Ende 2011 konstant gehalten. Dies sind ca. 22.500 Anlagen. Ihr Durchschnittswert wird von 1,23 MW pro Anlage auf 7,5 MW pro Anlage angehoben und die Auslastung von knapp 1400 auf 2000 Volllaststunden². Der letzte Wert wird bereits heute von 3 MW Anlagen im bundesweiten Mittel bei on-shore Anlagen leicht übertroffen [10].
- Die Offshore-Windenergie wird auf 70 GW ausgebaut [11], ihre Volllaststunden werden mit 4000 h/a angenommen.
- Die Photovoltaik wird mit der Ende des Jahres 2011 installierten Leistung von 24,8 GW zeitabhängig berücksichtigt.

¹ Installierte Leistung / Anzahl Anlagen

² Mit steigender Nabenhöhe und Größe erhöhen sich Leistung und Volllaststunden.

- Der Beitrag anderer erneuerbarer Energien wird auf dem Niveau von 2010 als zeitlich konstant angenommen³. Sie tragen somit weder zu den Fluktuationen noch zu deren Glättung bei.
- Die Fluktuationen von Wind- und Solarenergie werden im Bedarfsfall vollständig über Gaskraftwerke kompensiert. Andere fossile Energieträger werden nicht mehr benutzt. Unterhalb von 700 Stunden Betrieb pro Jahr werden offene Gasturbinen eingesetzt, oberhalb Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke. Der Teillastbetrieb wird mit einem Wirkungsgradabschlag von 15% auf den Wirkungsgrad bei Nennleistung berücksichtigt. Dies bedeutet, dass pauschal angenommen wird, dass die Kraftwerke mit 85% des Wirkungsgrades bei Nennleistung arbeiten.
- Überschüssige Stromerzeugung wird zur Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse genutzt, über ein Wasserstoffpipelinenetz an Tankstellen verteilt und in Brennstoffzellen-Pkw verwendet. Für die Elektrolyse wird ein Wirkungsgrad von 70%⁴ und eine Mindestauslastung von 1000 h/a angenommen. Das bedeutet, daß bei extremen Windspitzen die Windenergie nicht genutzt wird. Die saisonale Speicherung erfolgt in Salzkavernen. Der Wasserstoffverbrauch im Fahrzeug wird mit 1 kg Wasserstoff pro 100 km veranschlagt. Es wird von einer durchschnittlichen Fahrleistung von 11.400 km pro Jahr für das Auto ausgegangen; vgl. Kapitel 6.
- Im Bereich der Hauswärmeversorgung wird die Hälfte des 2010 verbrauchten Erdgases eingespart. Dieses könnte bei Bedarf zur Stromerzeugung verwendet werden.

Abbildung 4 zeigt zwei ‚Momentaufnahmen‘ der Szenarioberechnung. Dabei wird die vertikale Netzlast, also der benötigte Strom, der von den Kraftwerken zu den Kunden über das Stromnetz transportiert wird, mit der eingespeisten Strommenge verglichen. Überschüsse werden per Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und Defizite mit Gaskraftwerken ausgeglichen. Zu erkennen ist, dass die Wintermonate einen größeren Überschuss bereitstellen als die Sommermonate, weil Wind einen ausgeprägten, saisonalen Charakter hat.

Das Szenario wurde bewusst einfach und mit wenigen Komponenten gestaltet. Es soll in einem durchgängigen Konzept die Machbarkeit der erneuerbaren Energieversorgung aufzeigen. Der Beitrag anderer Energiespeicher und des transnationalen Stromaustauschs wird hier zunächst vernachlässigt. Die Besonderheit liegt in der engen Verzahnung zwischen den stationären Sektoren und dem Transportsektor. Das Bindeglied stellt dabei der Wasserstoff dar. Für seine Verwendung gibt es im Hinblick auf die sehr großen Mengen zwei grundlegende Optionen: die netzgebundene Rückverstromung und die Verwendung als Treibstoff. Der Wirkungsgrad der Rückverstromung mit oder ohne Erdgasnetzeinspeisung wird maximal der der Erdgasverstromung entsprechen. Wird der Wasserstoff zuvor zur Methanisierung von CO₂ verwendet, sinkt der Wirkungsgrad. Wasserstoff, der als Treibstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen Verwendung findet, reduziert bereits den Energiebedarf (Tank-to-Wheel) um etwa 50% im Vergleich zu benzingetriebenen Fahrzeugen (Abbildung 5). Gleichzeitig ist die auf den Heizwert bezogene, vermiedene CO₂-Emission der erdölbasierten Treibstoffe um 25 % höher als die von Erdgas, so dass die Verwendung

³ Eingespeiste Arbeit [TWh/a] / 8760 [h/a]

⁴ Bezogen auf den Heizwert

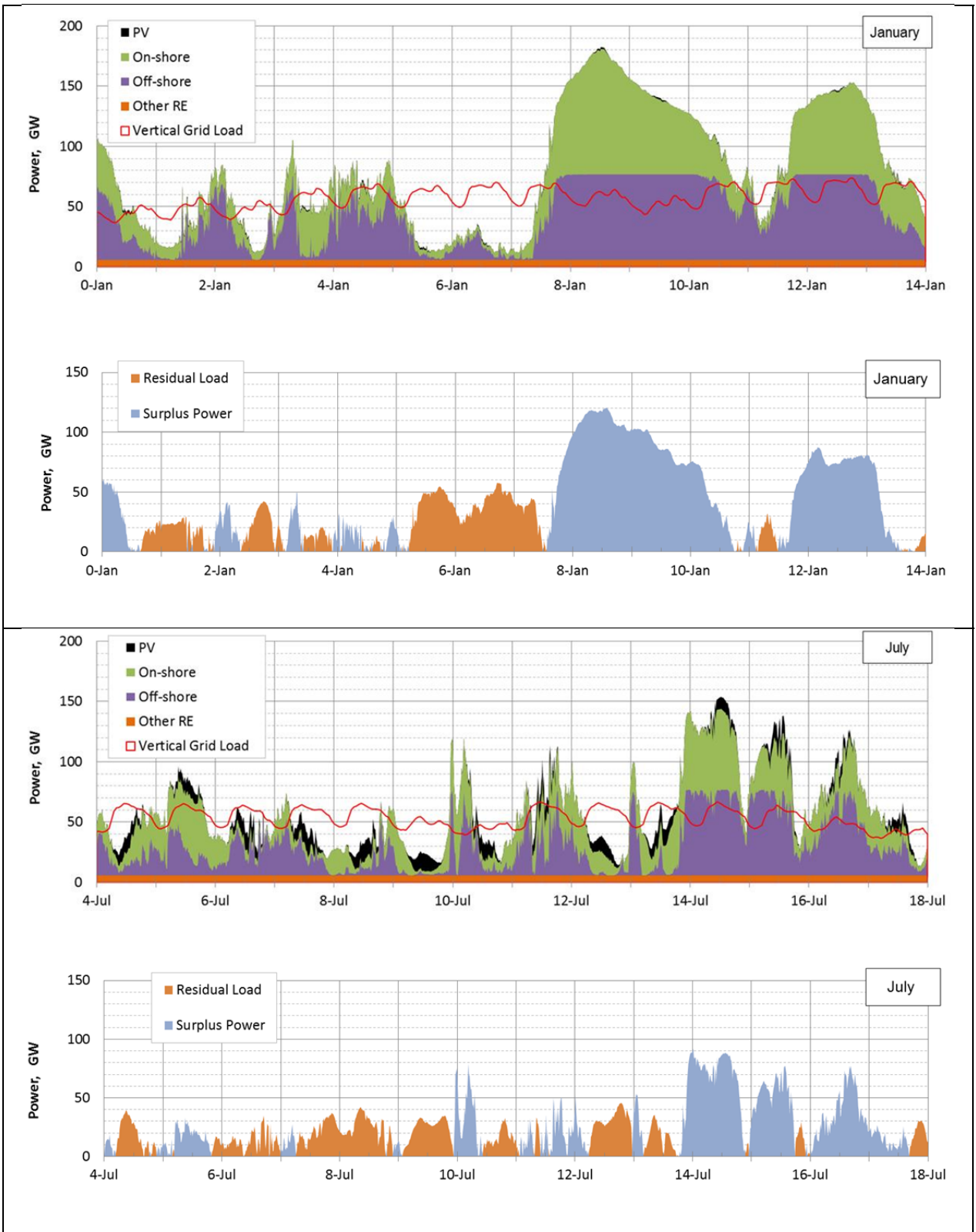


Abbildung 4: Vergleich von berechneter Energieeinspeisung, vertikaler Netzlast im Jahr 2010 und dem resultierenden Überschuss/Defizit

im Straßenverkehr zusammen 2,5 mal so viel CO₂-Entstehung vermeidet wie die Rückverstromung in Kraftwerken. Die Methanisierung wird heute auch als ein Weg der Energiespeicherung diskutiert, bei der die vorhandenen Transportmöglichkeiten und Techniken verwendet werden können. Es ist allerdings zu beachten, dass dies eine Verschiebung der CO₂-Emission vom Kohlekraftwerk zum flexibleren Gaskraftwerk bewirkt und damit keine CO₂-Vermeidung in der geforderten Größenordnung erlaubt. Plakativ gesehen kann eine doppelte Verwendung des C-Atoms nur zu einer Reduktion des CO₂ von 50% führen, nicht von 80% oder mehr. In der Realität liegt der Wert sehr viel niedriger, da erhebliche Verluste beim Handling und bei den Umwandlungsschritten des CO₂ auftreten. Desweiteren ist dieser Weg mit erheblichem technischen Aufwand verbunden, was ihn ökonomisch fragwürdig macht. Es ist daher ökologisch und ökonomisch attraktiver, den Wasserstoff im Verkehr zu verwenden, um Benzin und Diesel langfristig zu ersetzen.

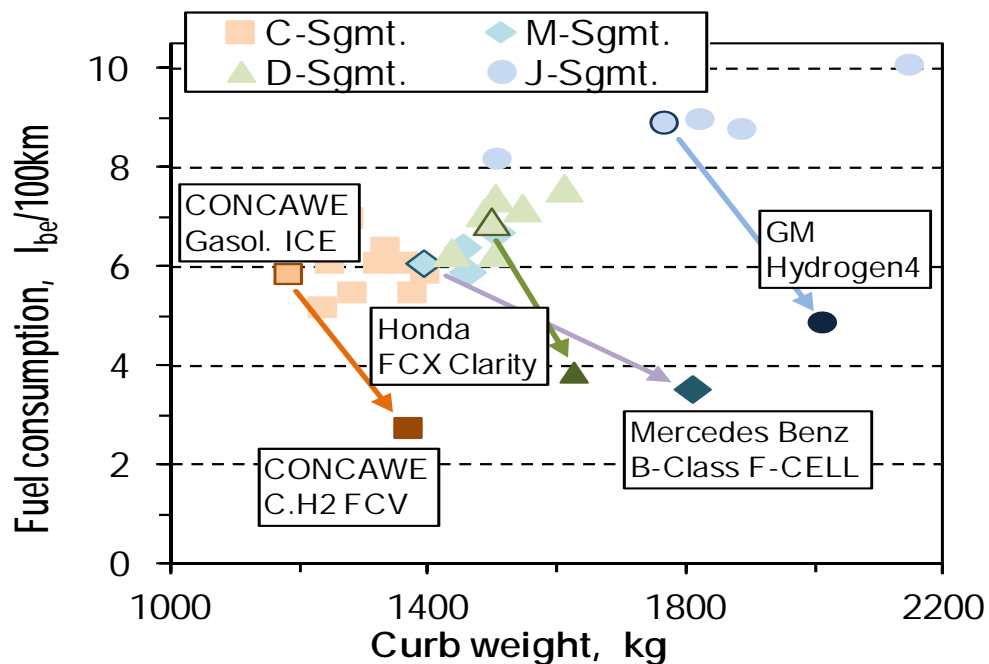


Abbildung 5: Energiebedarf von Brennstoffzellen-Pkw-Demonstratoren und aktuellen Benzinfahrzeugen

Der Wechsel von Verbrennungsmotoren hin zu Brennstoffzellen hat insbesondere Auswirkungen auf den Verbrauch und das Gewicht des Fahrzeugs. Abbildung 5 zeigt den aktuellen Vergleich von Treibstoffverbrauch und Leergewicht in unterschiedlichen Fahrzeugsegmenten. Mit C wird die Mittelklasse, mit D die obere Mittelklasse und mit M bzw. J der Van/Mehrzweckfahrzeugbereich bzw. der Geländewagenbereich gekennzeichnet. In allen Segmenten ist klar zu erkennen, dass der Verbrauch sinkt, während das Leergewicht steigt. Überschlüssig kann festgehalten werden, dass der Verbrauch sich etwa halbiert, während das Gewicht zunächst um etwa 10 – 20% steigt. Es wird davon ausgegangen, daß diese Gewichtssteigerung bei Fahrzeugen zukünftiger Generationen wieder abgebaut werden kann, was hier im Rahmen konservativer Annahmen nicht berücksichtigt wurde.

6. Vorgehensweise

Die Berechnungen beruhen auf den von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Viertelstundendaten für Wind- und PV-Einspeisung sowie für die vertikale Netzlast. Die Windprofile des Jahres 2010 werden entsprechend obiger Vorgaben skaliert; die Anhebung der Auslastung geschieht durch Anwendung einer Verstärkungsfunktion, die vorwiegend auf den unteren Leistungsbereich wirkt. Die PV-Vorhersageprofile des Jahres 2010 werden für die Zeiten, wo sie von einzelnen Netzbetreibern noch nicht veröffentlicht wurden, von 50 Hertz übernommen und so skaliert, dass sich für jeden Netzbetreiber die exakt gemessene Jahressumme ergibt. Im Anschluss werden sie zunächst noch einmal linear datumsabhängig skaliert, um den unterjährigen Zubau zu berücksichtigen und schließlich wieder auf die installierte Leistung laut Szenario skaliert. Für Elektrolyseure wird ein Wirkungsgrad von 70%_{LHV} angenommen – als Mindestauslastung des letzten zugebauten Elektrolyseurs werden 1000 Vollaststunden angesetzt. Für Gaskraftwerke wird wegen des dynamischen Betriebs ein 15 %-iger Abschlag auf heutige, über verschiedene Hersteller gemittelte Nennlastwirkungsgrade, 58,5 % (GuD) beziehungsweise 36,5 % (Gasturbine) angewendet. Das bedeutet, dass pauschal angenommen wird, dass die Kraftwerke im Durchschnitt mit 85% ihrer Nennlastwirkungsgrade arbeiten. Die Anteile der jeweiligen Kraftwerke werden im Folgenden diskutiert.

7. Anmerkung zu den Annahmen

Unter der Maßgabe, von heute verfügbaren Technologien auszugehen, wurde der spezifische Kraftstoffverbrauch für Pkw mit Brennstoffzellen gemäß des heutigen Stands mit 3,3 Litern Dieseläquivalent oder 1 kg Wasserstoff je 100 km angenommen [12]. Es wurde eine Fahrleistung von 11.400 km angenommen. Im Vergleich dazu liegt die durchschnittliche Fahrleistung aktuell bei ca. 14.900 km. Zu erwartende Verbrauchsreduktionen würden die Fahrzeuganzahl, die sich mit der laut Szenario ermittelten Wasserstoffmenge versorgen ließe, erhöhen. Dem steht eine im Zeitverlauf wachsende Flotte von Fahrzeugen bei nur leicht absinkender jährlicher Fahrleistung gegenüber. Die Studie GermanHy geht beispielsweise von einem Pkw-Bestand von 52,1 Mio. Pkw im Jahr 2050 aus [13]. In [14] werden 41,7 Mio. für das Jahr 2011 genannt. Die über alle Antriebsarten gemittelten Fahrleistungen reduzieren sich laut Shell Pkw-Szenarien [15] von heute etwa 12.200 km auf etwa 11.900 km im Jahr 2030. Ein andere Angabe zu aktuellen Pkw-Fahrleistungen gibt [16] mit 11.400 km. Es wird in erster Näherung angenommen, dass sich die steigende Fahrzeuganzahl und die verringerte Laufleistung pro Jahr aufheben werden. Als Wasserstoffverbrauch pro 100 km wurde der Wert jetziger Brennstoffzellenfahrzeuge angenommen; für Fahrzeuge zukünftiger Generationen werden allgemein 0,7 kg H₂/100 km erwartet. In ähnlicher Weise kompensieren sich die Annahme, daß die Anzahl der Windturbinen auf den heutigen Stand eingefroren wurde und die in der Realität möglicherweise nicht überall erreichbare Erhöhung der mittleren Windturbinenleistung auf 7,5 MW. Der auf der Transmissionsebene anfallende Netzverlust ist zwar nicht in der vertikalen Netzlast enthalten, wird aber in den amtlichen Statistiken bisher nicht einzeln ausgewiesen. Da er – wenn Gaskraftwerke nah am Verbraucher gebaut werden – nur bei starker Einspeisung der Erneuerbaren erheblich relevant wird, lässt er sich durch einen geringen zusätzlichen Ausbau der Erneuerbaren auch weitgehend kompensieren, da er sich im Bereich weniger %-Punkte bewegt.

8. Energie- und CO₂-relevante Ergebnisse

Mit diesem Energiesystem kann sowohl die Netzlast von in Summe 488 TWh (2010) gedeckt, als auch der Verkehr mit 5,4 Mio. t Wasserstoff, entsprechend 257 TWh Primärenergie, versorgt werden. Die Netzlastdeckung teilt sich wie folgt auf die Energieträger auf: 75 % Wind und PV, 10 % sonstige erneuerbare Energien und 15 % Erdgas (Abbildung 6). Mit dem Wasserstoff kann der Großteil der Fahrzeuge im Straßenverkehr versorgt werden. Werden die Verhältnisse zwischen den Fahrzeugzahlen entsprechend den Annahmen der GermanHy-Studie für 2050 [13] gewählt, sind dies 28 Mio. PKW, 2 Mio. leichte Nutzfahrzeuge und 47.000 Busse – d.h. 68- respektive 62- und 55 % des jeweiligen deutschen Bestandes im Jahr 2011. Zur Deckung der Residuallast reicht die heute verstromte Erdgasmenge aus.

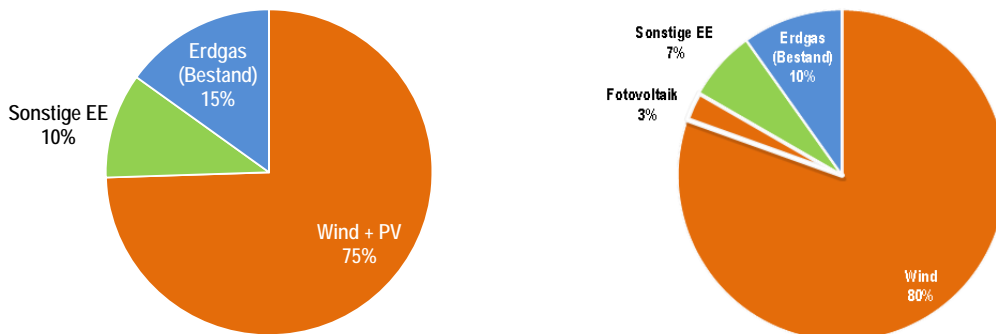


Abbildung 6: Anteile der Energieträger an der Stromerzeugung laut Szenario
 Links: Vertikale Netzlast (488 TWh_{el})
 Rechts: Gesamterzeugung, inkl. Strom für Elektrolyse (745 TWh_{el})

Durch die Substitution von erdölbasierten Treibstoffen im Verkehrssektor werden mit der gegebenen Wasserstoffmenge knapp 9 %-Punkte des CO₂-Gesamtausstoßes des Jahres 2009 eingespart. Die Einsparung im Stromsektor beträgt 27 %-Punkte. Der Anteil der Stromerzeugung für die öffentliche Versorgung an den CO₂-Emissionen reduziert sich auf 5,4 % der verbleibenden Gesamtmenge.

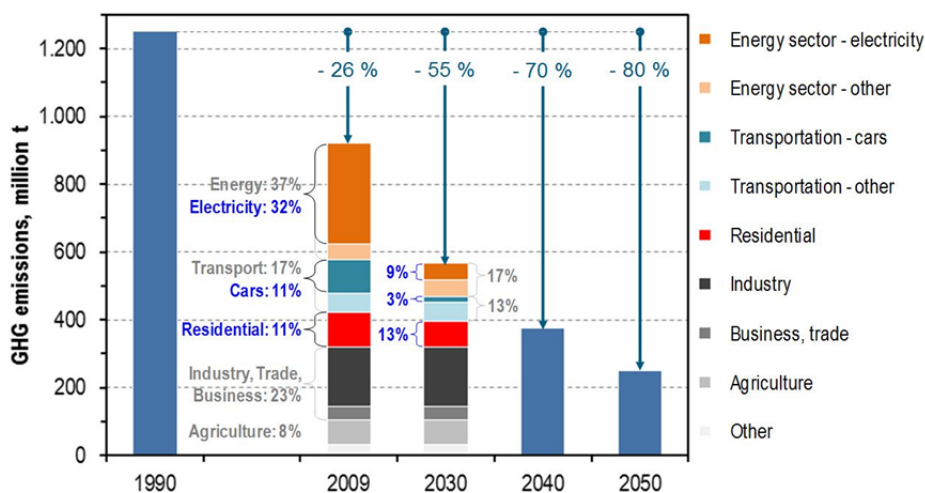


Abbildung 7: Beiträge zur Reduktion der CO₂-Emissionen

Unter Berücksichtigung der zwischen 1990 und 2009 bereits erfolgten Gesamtreduktion um 26,5 % können damit gegenüber 1990 insgesamt 697 Mio. t CO₂ beziehungsweise 55 % eingespart werden (Abbildung 7). Es verbleiben Emissionen in Höhe von 567 Mio. t CO₂-Äquivalent. Die Emissionsvorgabe für 2030 kann damit bereits mit den vorgeschlagenen Maßnahmen umgesetzt werden. Weitere Reduktionen sind technisch möglich, müssen aber auf ihre Umsetzbarkeit und ihren ökonomischen Einfluss hin untersucht werden.

9. Brennstoffzellenfahrzeuge

Die Emissionen der Pkw, die jährlich über 100 Mio. t CO₂ betragen, sollen zukünftig durch den Einsatz von Brennstoffzellen und Wasserstoff auf ein Minimum reduziert werden. Im Idealfall werden zukünftig keine Treibhausgase mehr durch Pkw selbst freigesetzt. Um dies allerdings zu erreichen, müssen neben technischen Anforderungen auch die Kundenwünsche berücksichtigt werden. Es ist grundsätzlich vorstellbar, dass sich das Mobilitätsverhalten der Bürger zukünftig ändern wird, allerdings wird ein System auf Dauer sich nicht durchsetzen können, wenn die Einschränkungen zu gravierend sind. Die Automobilhersteller sind daher darum bemüht Brennstoffzellenfahrzeuge vergleichbar zu konventionellen Fahrzeugen zu gestalten. Dies umfasst z.B. die Reichweite, die Tankdauer, die Dynamik, die Kaltstartfähigkeit und natürlich die Anschaffungskosten. Exemplarisch wird der Stand der Technik in Tabelle 4 durch die Brennstoffzellen-B-Klasse von Daimler gezeigt. Andere Hersteller wie Honda, GM, Toyota, etc. entwickeln ebenfalls Brennstoffzellenfahrzeuge, die technisch vergleichbar sind. Die Tabelle zeigt, dass die Fahrzeuge bezüglich ihres technischen Standes weitgehend das Niveau von konventionellen Fahrzeugen erreicht haben. Verbesserungen sind noch bei den Kosten und der Lebensdauer zu erzielen. Die Kosten für das Brennstoffzellensystem sollen langfristig von 49 \$/kW auf 30 \$/kW gesenkt werden und damit einen Brennstoffzellenantrieb ermöglichen, der den Kosten des heutigen Antriebsstranges entspricht [17]. Die Lebensdauer soll von den heutigen 2.500 h auf 5.000 h erhöht werden [17]. Dies entspräche etwa 200.000 bis 250.000 km Laufleistung. Die Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen ist für 2014 geplant [18].

Tabelle 4: Daten der B-Klasse von Daimler mit Elektromotor und Brennstoffzelle [19]

Kriterium	Einheit	Wert
(Netto-)Leistung	[kW/PS]	100/136
Drehmoment	[Nm]	290
Höchstgeschwindigkeit	[km/h]	170
Treibstoffverbrauch	[l _{Dieseläquivalent} /100 km]	3,3
CO ₂ -Ausstoß	[g/km]	0
Reichweite	[km]	385
Batteriekapazität/-leistung	[kWh/kW]	1,4/35
Kaltstartfähigkeit	[°C]	-25

10. Wasserstoff-Pipelinesystem und Speicherung

Neben Fahrzeugen und Herstellung von Wasserstoff ist auch eine Distributionsinfrastruktur erforderlich, um den Wasserstoff sicher, energieeffizient und kostengünstig zu verteilen. Wasserstoff verfügt gravimetrisch über eine sehr hohe Energiedichte, vgl. Tabelle 3, hat aber eine sehr geringe Dichte und muss daher auf hohe Drücke gebracht werden, um eine ausreichende Reichweite sicherzustellen. Der Transport in Pipelines, ähnlich wie beim Erdgas, bietet sich daher an. Der Transport in Lkw ist bei großen Mengen zu aufwändig und die Verflüssigung benötigt ca. 1/3 der im Wasserstoff gebundenen Energie und ist damit ebenfalls aufwändig und teuer.

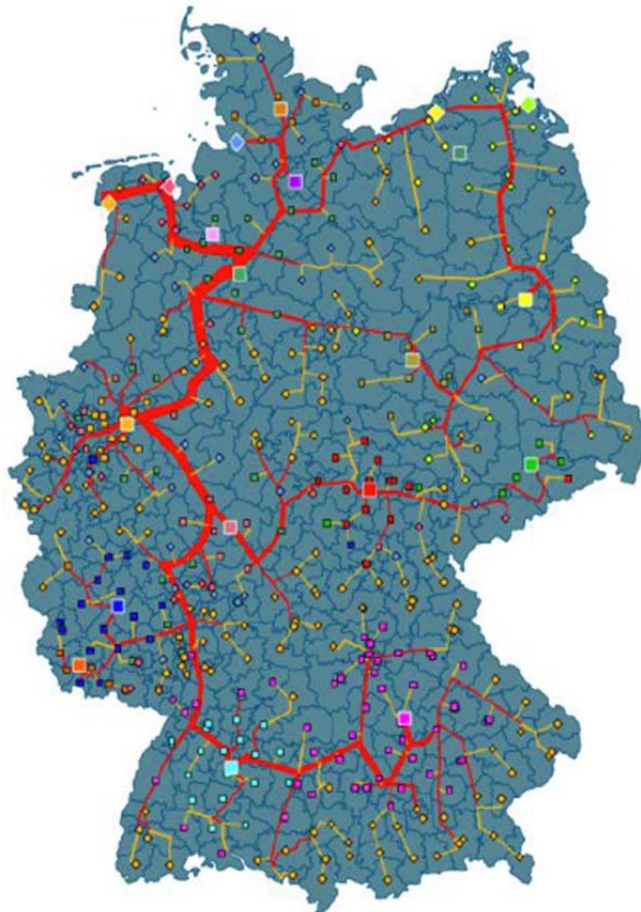


Abbildung 8: Wasserstoff-Pipelinesystem für Deutschland [20]

Ein Pipelinesystem, vgl. Abbildung 8, hätte bei einer flächendeckenden Versorgung eine Länge von ca. 12.000 km im Transmissions- und ca. 31.000 – 47.000 km im Distributionsnetz [20]. Es wird angenommen, dass 9.800 bestehende Tankstellen auf Wasserstoff umgestellt bzw. damit erweitert werden; das entspricht einer Vollversorgung von Deutschland. Eine klare Trennung zwischen Transmissionsnetz und Distributionsnetz wird deshalb vorgenommen, weil dies technisch leichter umzusetzen ist und auch beim Aufbau der Netze wesentliche Vorteile bietet, vgl. [20]. Die Kosten werden bei ca. 6-7 bzw. 13-19 Mrd. € liegen und umfassen auch die Kompressoren [20].

Im Szenario werden 5,4 Mio. t Wasserstoff im Jahr hergestellt. Die maximale Leistung, die mindestens 1000 h/a erreicht, liegt bei 84 GW. Wird eine konstante Abnahme unterstellt,

ergibt sich aus dem saisonal unterschiedlichen Eintrag der Windenergie eine Speicherkapazität von 800.000 t, also etwa 15% des erzeugten Wasserstoffs. Dies entspricht einem Speichervolumen von 9 Mrd. m³ bzw. einer chemisch gebundenen Energie von 27 TWh_{LHV}⁵. Bei einer Reserve von 60 Tagen, würden ca. 90 TWh_{LHV} benötigt. Alle Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland haben zurzeit zusammen eine Speicherkapazität von 0,04 TWh_{el}. Damit liegen Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland drei Größenordnungen unter dem Bedarf der saisonalen Speicherung und kommen nicht zum saisonalen Ausgleich in Frage. Als einzige Technologie bleibt noch Gasspeicherung übrig.

11. Kostenabschätzung

Um eine Wasserstoffinfrastruktur zu realisieren, sind mehrere Komponenten erforderlich. Deren Investitionskosten sind in Tabelle 5 angegeben. Der größte Anteil entfällt auf die Herstellung mittels Elektrolyse. Auf die Tankstellen entfallen ca. 20 Mrd. € und auf die Spitzenstromerzeugung ca. 24 Mrd. €. Für das Wasserstoffnetz kann von Kosten zwischen 19 Mrd. € und 25 Mrd. € ausgegangen werden. Im Vergleich dazu fielen für das deutsche Erdgasnetz zwischen 1995 und 2010 Investitionskosten in Höhe von 37 Mrd. € an [20]. Schließlich muss für die Salzkavernenspeicher ein Aufschlag von 5 – 15 Mrd. € berücksichtigt werden, je nach Annahme der rein saisonalen Speicherung oder auch einer 60 Tage Reserve. Die Brennstoffzellenfahrzeuge werden zunächst mit einem Aufschlag in der Investition gerechnet, der einem Dieselhybrid entspricht. Es wird davon ausgegangen, daß dieser langfristig langfrisitig in zukünftigen Fahrzeuggenerationen wieder abgebaut werden kann, vgl. [17].

Tabelle 5: Komponenten und Investitionskosten für die Bereitstellung von Wasserstoff

Komponente	Annahmen	Kosten [Mrd. €]
Wasser-Elektrolyseure	84 GW @ 500 €/kW	42
Pipelinesystem	-	19 – 25
Kavernenspeicher	Saisonaler Ausgleich 60-Tage-Reserve	5 15
Tankstellen (9.800)	Neubau: 2 Mio. €/Tankstelle Umbau: 1 Mio. €/Tankstelle	20
Spitzenstromaggregate (GT, GuD)	Insgesamt 42 GW (GT & GuD)	24
Summe Kosten Infrastruktur	-	110 – 126
Brennstoffzellenfahrzeuge	28 Mio. Fahrzeuge à 5000 €/Fahrzeug	140
Gesamtkosten	-	250 – 266

Neben dem Einsatz von Wasserstoff als Energieträger für Brennstoffzellenfahrzeuge sind auch andere Einsatzgebiete denkbar. So könnte der Wasserstoff z.B. direkt ins Gasnetz eingespeist oder methanisiert werden. Beides ist technisch möglich. Wie bereits geschildert wurde, wäre die CO₂-Einsparung wesentlich kleiner, so dass es ökologisch nicht attraktiv ist. Ein monetärer Vergleich zeigt, dass es auch ökonomisch sinnvoll ist, Kraftstoff anstelle

⁵ LHV: Lower heating value; unterer Heizwert

von Erdgas durch Wasserstoff zu ersetzen. Würde der Wasserstoff im Verkehrssektor eingesetzt, würde der Verbrauch um die Hälfte gesenkt und es ergäbe sich überschlägig vor Steuern eine Differenz von 63 ct/l_{Benzinäq.} Das bedeutet, dass auch Steuern erhoben werden könnten. Im Erdgasnetz oder bei der Methanisierung müsste der Wasserstoff hingegen als zusätzlicher Kostentreiber verbucht werden. Pro Liter Benzinäquivalent fiel ein Aufschlag von 41 bzw. 50 ct an. Der Preis von Erdgas ist zu niedrig, als das sich unter den gegebenen Bedingungen eine positive Differenz einstellen könnte. Der Grund dafür liegt im niedrigen Verkaufswert eines Energieträgers, der hauptsächlich zum Heizen verwendet wird. Oder anders formuliert: mit ‚teurem‘ regenerativen Strom erzeugter elektrolytischer Wasserstoff sollte nicht zum Ersatz von ‚billigem‘ fossilen Brennstoff verwendet werden. Andere Möglichkeiten im Bereich der Haushalte, wie z.B. verbesserte Isolierungen und Wärmepumpen etc., erscheinen ökologisch und ökonomisch wesentlich attraktiver.

Tabelle 6: Vergleich der Vergütungen für Wasserstoff in verschiedenen Einsatzgebieten

Annahmen	Berechnung	DifferenzVerg.-Kosten
Direkte Energiekosten für Wasserstoffherstellung mit Windstrom		
Stromkosten: 6 ct/kWh _{el} ; Elektrolyse-Wirkungsgrad: 70%; 1 l Benzin = 9 kWh [21]	$6 \text{ ct/kWh}_{el} / 0,7 = 8,6 \text{ ct/kWh}_{H2}$ $\approx 77 \text{ ct/l}_{Benzin\ddot{a}q}$	-
Vergütung als Kraftstoff im Straßenverkehr		
Herstellungskosten: 70 ct/l _{Benzin} ; Wirkungsgrad-Verbesserung um Faktor 2 (BZ/Verbr.-Motor)	$70 \text{ ct/l}_{Benzin} * 2 = 1,4 \text{ €l}_{Benzin\ddot{a}q}$ <i>Steuerzuschlag von $\approx 100\%$ möglich</i>	63 ct/l_{Benzin}
Vergütung bei direkter Einspeisung ins Erdgasnetz		
Einkaufspreis 4 ct/kWh	$4 \text{ ct/kWh} * 9 \text{ kWh/l}_{Benzin} = 36$ ct/l_{Benzinäq} <i>Zusätzlich müssten bei heute vergleichbarem Steuerniveau Steuern von 18 ct/l_{Benzin} erhoben werden, die hier nicht berücksichtigt sind</i>	-41 ct/l_{Benzin}
Vergütung bei Erdgasersatz durch Methanisierung		
Vergütung: 4 ct/kWh; Wirkungsgrad: 75%	$36 \text{ ct/l}_{Benzin} * 0,75 = 27 \text{ t/l}_{Benzin\ddot{a}q}$	-50 ct/l_{Benzin}

Wenn die Überschussstrommenge komplett in das Erdgasnetz als Wasserstoff eingespeist würde, würde das nach diesen Annahmen eine neue Subventionsfalle in Höhe von 8,2 Mrd. € pro Jahr kreieren, im Falle der Methanisierung sogar von 10 Mrd. € pro Jahr⁶, was weit mehr als der Hälfte es heutigen EEG Betrages entspricht. Im Falle der Nutzung im Verkehr errechnet sich eine Marge von 12,6 Mrd. € jährlich, aus der die Abschreibungen und Betriebskosten von Elektrolyseuren, Pipelines und Tankstellen beglichen werden könnten. Bei der Nutzung im Verkehr wäre die heutige Steuerquote haltbar, bei gleichen anlegbaren Kosten für den Endverbraucher.

⁶ 275 TWh Primärenergie, umgewandelt mit 70% Wirkungsgrad zu Wasserstoff und bei 9 kWh / 1 Benzinäquivalent mit 41 ct/ l Benzinäq. bzw. 50 ct/l Benzinäq. Subvention/Verlust bewertet.

12. Diskussion der Ergebnisse

Das CO₂-Reduktionsziel der Bundesregierung für 2030, von -55% gegenüber 1990 wird mit dem beschriebenen Szenario voll erreicht.

Wesentliche Elemente sind der massive Ausbau der Windenergie und die Speicherung von Überschussenergie in Form von Wasserstoff, dessen Überführung in den Straßenverkehr und seine Verwendung in hocheffizienten Brennstoffzellenantrieben. Diese Verwendung des Wasserstoffs ist einerseits die mit dem höchsten CO₂-Vermeidungspotential – gegenüber allen Varianten der netzgebundenen Rückverstromung, und andererseits erlaubt sie den höchsten Erlös unter den Massenanwendungen.

Zusätzlich zu 22 GW an existenten Gaskraftwerken werden 42 GW an neuer Kapazität benötigt. Ab einer Auslastung von 700 Volllaststunden werden GuD-Anlagen eingesetzt, welche 68 TWh erzeugen. Einfache Gasturbinenanlagen produzieren hingegen nur 5,5 TWh. Zudem werden bei der gewählten Kappungsgrenze 84 GW an Elektrolyseurkapazität benötigt, 9 Mrd. Nm³ an Gasspeicherkapazität, 9.800 Tankstellen und 43-59.000 km Pipeline, wenn alle Tankstellen per Pipeline angeschlossen werden, wobei der höhere Wert einen Umwegfaktor von 1,5 für lokale Verteilnetze beinhaltet.

13. Zusammenfassung

Der Vergleich der Jahregänge von Netzlast und Stromangebot bei deutlichem Ausbau der Windkraft *On-shore* und *Off-shore* zeigt:

- Der Strombedarf kann unter Verzicht auf Kernkraft, Kohle und Mineralöl und ohne Erhöhung der Erdgaseinfuhren ganzjährig gedeckt werden.
- Die Verbindung des Stromerzeugungssektors und des Verkehrssektors über gespeicherten Wasserstoff bringt wirtschaftlich deutliche Vorteile.
- Nur über Gasspeicherung, vorzugsweise über Wasserstoff, lassen sich die großen saisonalen Schwankungen der erneuerbaren Energie in Deutschland ausgleichen.
- Wasserstoff bietet die sinnvollste großtechnische Speichermöglichkeit, weil
 - andere Möglichkeiten, wie z.B. Pumpspeicher, Druckluftspeicher oder Batterien, nicht über genügend potenzielle Kapazitäten verfügen.
 - die Methanisierung ökonomisch nicht darstellbar ist.
- Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung beträgt dann etwa 90%; wobei 34% der Erzeugung als Überschuss in die Elektrolyse gehen.
- Zeitliche Überproduktion von Strom muß sinnvoll verwendet werden, da die Menge zu groß ist, um sie nicht zu nutzen. Das Wort Überschußstrom ergibt sich nur aus der heutigen Limitierung, daß wir Strom nicht geeignet speichern können. Das Szenario zeigt, daß 257 TWh von 745 TWh Überschußstrom sind, also 34%. Dies macht eine wirtschaftliche Verwendung obligatorisch.
- Überschüsse aus der Stromproduktion reichen u.a. zur Versorgung von 28 Mio. Brennstoffzellen-Pkw mit Wasserstoff. Auf Basis typischer Verbrauchsdaten des Jahres 2010 werden durch Wasserstoff im Verkehr 81 Mio. t_{CO2} entsprechend 6,5% der Gesamtemission von 1990 einspart.

- Im Stromsektor werden bezogen auf 1990 20%-Punkte und im Hauswärmebereich 2,2%-Punkte eingespart. Zusammen mit den 2009 bereits erreichten 26,5%-Punkten ergibt sich eine Reduktion von 55 %. Die Vorgaben bis 2030 sind damit erfüllt.
- Die Investitionen sind überschaubar. So fallen im Erwartungswert für die gesamte Wasserstoffinfrastruktur, d.h. inkl. Pipeline, Elektrolyseuren, Speichern und Tankstellen, Kosten von etwa 100 Mrd. € an. Vergleichsweise wurden für das Erdgasnetz zwischen 1995 und 2010 etwa 37 Mrd. € für Wartung, Instandhaltung und neue Rohre aufgewendet. Die Windturbinen wurden nicht als Investitionen berücksichtigt, da hier von der zukünftigen Einspeisevergütung von 6 ct/kWh ausgegangen wird.
- Die Studie berücksichtigt keine zeitliche und örtliche Auflösung. Dies ist in folgenden Arbeiten vorgesehen. Es werden nur Investitionskosten betrachtet. Folgearbeiten sollen auch Stromerzeugungskosten ermitteln.
- Weitere Maßnahmen, die die CO₂ Emissionen über die hier angestrebten 55% reduzieren können, umfassen:
 - Biotreibstoffe in Anwendungsgebieten, die sich für Brennstoffzellen und Batterien nicht eignen, wie Schwerlast- und Flugverkehr.
 - Energiesparmaßnahmen generell.
 - Kombination verschiedener Maßnahmen, wie Smart Grids, Wärmepumpen, etc.
 - Berücksichtigung anderer Erneuerbarer Energien, als der hier schwerpunktmäßig behandelten.

Referenzen

- [1] Deutsche Bundesregierung (2011) Eckpunktepapier. Beschluss vom 6.6.2011
<http://www.bmu.de/energiewende/downloads/doc/47467.php>
- [2] Programm der dänischen Regierung, Oktober 2011;
http://www.stm.dk/publikationer/Et_Danmark_der_staar_sammen_11/Regeringsgrundlag_okt_2011.pdf
- [3] Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen – 1990 - 2009 (Endstand: 17.01.2011), Umweltbundesamt 2011
- [4] IPCC, 4th Assessment Report, Technical Summary, 2007, S. 32-33
- [5] Bofinger, S.; Callies, D.; Scheibe M.; Saint-Drenan, Y.-M.; Rohrig, K. (2011) Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land – Kurzfassung. Studie in der Bearbeitung von Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, herausgegeben vom Bundesverband Windenergie e.V., Berlin, 2011
- [6] JEC – Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context - Tank-to-Wheels Report. European Commission, Joint Research Centre, 2011.
- [7] Helmolt, R. von (2009): Brennstoffzellen-oder Batteriefahrzeug? Ähnliche Antriebe, unterschiedliche Infrastruktur, In proceedings: f-cell 2009, Stuttgart, 2009

- [8] Jossen, A.; Weydanz, W. (2006): Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen. Printyourbook Inge Reichardt Verlag: Untermeitingen, 2006. ISBN 3-939359-11-4
- [9] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Windmonitor (http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=48&lang=de)
- [10] BWE (2011) Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land – Kurzfassung. Bundesverband WindEnergie e.V. (Hrg.), Berlin, Mai 2011
- [11] BMU (2011) Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hg.), Berlin, Juni 2011
- [12] Angaben für Mercedes-Benz B-Klasse F-CELL, www.daimler.com, zuletzt besucht am 03.02.2012
- [13] BMVBS (2009) GermanHy - Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050? Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.
- [14] Pkw-Anzahl in Deutschland. www.destatis.de, zuletzt besucht am 03.02.2012
- [15] Shell Pkw-Szenarien bis 2030. www.shell.de, zuletzt besucht am 03.02.2012
- [16] DESTATIS
- [17] Papageorgopoulos, D.: Fuel Cells – Session Introduction; 2012 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting; May 15, 2012.
- [18] Dieter Zetsche im Interview mit der F.A.Z.; 10. September 2011.
- [19] Angaben von Daimler; <http://media.daimler.com/dcmmedia/>
- [20] BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Energiedaten - Gasnetze in Deutschland
- [21] JEC - Joint Research Center EUCAR CONCAVE (2011) Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains, WtT-Appendix 1, Version 3c.
- [22] BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Energiedaten - Gasnetze in Deutschland
- [23] JEC - Joint Research Center EUCAR CONCAVE (2011) Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains, WtT-Appendix 1, Version 3c.

Dennis Krieg, Thomas Grube, Dr.-Ing. Michael Weber, Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten

Forschungszentrum Jülich GmbH
 Institut für Energie- und Klimaforschung - IEK-3
 Elektrochemische Verfahrenstechnik
 52425 Jülich
 Deutschland
 und
 Lehrstuhl für Brennstoffzellen
 RWTH Aachen University
www.fz-juelich.de/iek/iek-3

Die Kosten und Risiken der Energiewende¹

Manuel Frondel, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI)

Zusammenfassung:

Der vorliegende Beitrag zeigt, dass die volkswirtschaftlichen Kosten für den Ausbau der Erneuerbaren weitaus höher liegen als jene, die durch den vorzeitigen Atomausstieg verursacht werden. Die direkten Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren bis zum Jahr 2030, welche sich aus der Differenz der Einspeisevergütungen für grünen Strom und dessen Wert, bemessen in Börsenstrompreisen, ergeben, werden von Erdmann (2012:49) auf 238 Mrd. Euro taxiert. Eine der Hauptursachen für diese enormen Kosten ist der in den vergangenen Jahren nahezu exponentiell erfolgende Zubau der Photovoltaikleistung im wenig sonnenverwöhnten Deutschland. Will man die für die Verbraucher neu hinzukommenden Kosten effektiver als bislang begrenzen, dann führt an einer Zubaubeschränkung für Photovoltaik, wie sie der Sachverständigenrat für Umweltfragen seit Jahren fordert, kein Weg vorbei.

1. Einleitung

Ein Jahr nach der sogenannten Energiewende, mit der die deutsche Politik auf die Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima im Jahr 2011 reagierte, sind die Preise für Strom und Kohlendioxid-Zertifikate an der Strombörse in Leipzig niedriger als vor dem die Katastrophe auslösenden Erdbeben. Es stellt sich damit die Frage, ob die Rückkehr Deutschlands zu dem im Jahr 2000 unter der damaligen rot-grünen Bundesregierung vereinbarten Kernenergieausstieg ohne größere finanzielle Konsequenzen für die Verbraucher bleiben wird, wie es von der einen oder anderen Stimme aus der Politik vorschnell propagiert wird.

Vor diesem Hintergrund beschäftigt sich dieser Beitrag mit den volkswirtschaftlichen Kosten, die mit der Energiewende verbunden sind. Diese setzen sich zum einen aus den Kosten zusammen, die sich aus dem vorzeitigen Abschalten der deutschen Kernkraftwerke ergeben. Diese sollten nach dem Energiekonzept aus dem Jahr 2010 durchschnittlich um 12 Jahre länger laufen, als es der rot-grüne Ausstiegsbeschluss aus dem Jahr 2000 vorsah. Neben dem vorzeitigen Kernenergieausstieg, welcher als die eigentliche Energiewende zu bezeichnen ist, verursacht der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland immense Kosten. Dieser Ausbau wird freilich bereits seit mehr als zwei Jahrzehnten vorangetrieben, aber dennoch fälschlicherweise häufig als Konsequenz des Umdenkens dargestellt, das durch die Erdbeben- und Flutkatastrophe in Japan ausgelöst wurde.

Der vorliegende Beitrag zeigt, dass die volkswirtschaftlichen Kosten für den Ausbau der Erneuerbaren weitaus höher liegen als jene, die durch den vorzeitigen Atomausstieg verursacht werden. Diese belaufen sich gemäß der Energieprognose 2009, einer Studie, die

¹ Dieser Beitrag stellt eine Aktualisierung und Adaption des folgenden, in der Zeitschrift für Energiewirtschaft erschienen Artikels dar: Frondel, M., Ritter, N., aus dem Moore, N. Schmidt, C.M., (2011) Die Kosten des Klimaschutzes am Beispiel der Strompreise für private Haushalte. Zeitschrift für Energiewirtschaft 35(3), 195-207.

das RWI im Jahr 2009 in Zusammenarbeit mit anderen Instituten für das Bundeswirtschaftsministerium angefertigt hat, auf weit mehr als 120 Mrd. Euro in heutigen Preisen (Fahl et al. 2010). Um diesen Betrag fällt nach der Energieprognose das deutsche Bruttoinlandsprodukt (BIP) bis zum Jahr 2030 geringer aus als im Falle einer Laufzeitverlängerung der Atommeiler um durchschnittlich acht Jahre. Da die Laufzeiten nach dem Energiekonzept der Bundesregierung vom Herbst 2010 tatsächlich um durchschnittlich 12 Jahre hätten verlängert werden sollen, sollten die Kosten für den Mitte 2011 gesetzlich beschlossenen vorzeitigen Kernenergieausstieg tatsächlich noch deutlich höher liegen. Zweifellos dürften insbesondere die Strompreise infolge der sehr abrupten Wendung in der deutschen Energiepolitik im Frühjahr 2011 höher ausfallen als ohne diesen weltweit viel beachteten Schritt. Dies ist das einhellige Resultat zahlreicher Studien, welche die Folgen der Energiewende abzuschätzen versuchen (Ökoinstitut 2011, IEK-STE 2011).

Weitaus höhere Kosten entstehen der Gesellschaft allerdings durch den völlig unkoordinierten und bislang kaum gebremsten Ausbau der Erneuerbaren. Die direkten Kosten dieses Ausbaus bis zum Jahr 2030, welche sich aus der Differenz der Einspeisevergütungen für grünen Strom und dessen Wert, bemessen in Börsenstrompreisen, ergeben, liegen nach Berechnungen von Erdmann (2012:49) bei 238 Mrd. Euro. Eine der Hauptursachen für diese enormen Kosten ist der in den vergangenen Jahren nahezu exponentiell erfolgende Zubau der Photovoltaik im wenig sonnenverwöhnten Deutschland:² Allein im Jahr 2010 wurden rund 75 % derjenigen Photovoltaikleistung zugebaut, die zuvor in den Jahren von 2000 bis 2009, mithin in einem ganzen Jahrzehnt, in Deutschland installiert wurden (Tabelle 1). Im Jahr 2011 gab es mit rund 7 500 Megawatt (MW) – davon allein rund 3 000 MW im Dezember – einen erneuten Zubaurekord (BNetzA 2012).

Tabelle 1: Installierte Kapazität und jährlicher Zubau an Photovoltaik in Megawatt (MW)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Zubau	53	110	110	139	670	951	843	1 271	1 950	3 794	7 406
Kapazität	76	186	296	435	1 105	2 056	2 899	4 170	6 120	9 914	17 320

Quellen: BMU (2011b)

Daher gilt hier der Abschätzung der Höhe der Subventionierung der Photovoltaik das besondere Augenmerk. Berechnungen zeigen, dass die Förderung der erneuerbaren Energien durch das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG), welche letztlich vom Stromverbraucher in Form der sogenannten EEG-Umlage mit der Stromrechnung zu bezahlen ist, aller Voraussicht nach auch in den nächsten Jahren deutlich steigen wird – trotz des Versprechens der Bundesregierung, die Umlage für Erneuerbare werde nicht nennenswert über den Wert des Jahres 2011 von rund 3,5 Cent je Kilowattstunde (kWh) ansteigen. Eine Studie der TU Berlin kommt zu einem ganz anderen Schluß: Diese geht von einem zusätzlichen Anstieg der EEG-Umlage um bis zu 2,5 Cent je kWh bis zum Jahr 2025 aus (Erdmann 2011:59). Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber gehen gar von deutlich stärkeren Anstiegen aus und lassen für das Jahr 2013 eine EEG-Umlage zwischen 4,8 und 5,3 Cent je kWh erwarten.

² Das RWI warnt seit dem Jahr 2007 vor der nun eingetretenen Kostenexplosion durch den Zubau von Photovoltaik in Deutschland, siehe z. B. Frondel, Ritter, Schmidt (2008) oder Frondel, Ritter, Schmidt, Vance (2010a).

Will man die für die Verbraucher neu hinzukommenden Kosten effektiver als bislang begrenzen, dann führt an einer Zubaubeschränkung für Photovoltaik, wie sie viele andere Länder, wie etwa Spanien, seit Jahren haben, kein Weg vorbei (Bode, Großcurth 2010: 22). So fordert der Sachverständigenrat für Umweltfragen in seinem Gutachten aus dem Jahr 2011 den jährlichen Zubau an Photovoltaikleistung zu begrenzen (SRU 2011: 448). Olav Hohmeyer, ehemaliges Mitglied dieses Sachverständigenrats, schlug als Obergrenze für die jährlich neu installierte Leistung maximal 1 000 MW vor (Die Zeit 2011).

Eine solche Limitierung des Zubaus als Maßnahme zur Kostendämpfung, welche in den Medien oft auch Deckelung genannt wird, kann nicht durch starke Reduzierungen der Einspeisevergütungen für Photovoltaik ersetzt werden, wie die Erfahrungen aus der Vergangenheit zeigen: Trotz der zusätzlichen unterjährigen Senkungen der spezifischen Vergütungen für Solarstrom ist das Subventionsvolumen für die im Jahr 2010 installierte Anlagengeneration explodiert. Auch der erneute Zubaurekord des Jahres 2011 ist ein weiteres Beispiel dafür, dass durch eine Senkung der Vergütungen für Solarstrom keine wirksame und zielgenaue Steuerung der neu installierten Leistung erreicht werden kann. Statt der im EEG avisierten Zielgröße von 3 500 MW wurden 2011 bekanntlich mehr als das Doppelte an PV-Leistung installiert. Umso bedauerlicher ist, dass mit der jüngsten Novellierung der Photovoltaikförderung im Jahr 2012 einmal mehr auf eine Limitierung des jährlichen Zubaus verzichtet wurde. Welche Konsequenzen dies aller Voraussicht nach für die Konkurrenzsituation der erneuerbaren Energietechnologien untereinander und die Netzstabilität haben wird, wird im Folgenden erläutert.

2. Strompreis treibende Effekte von Erneuerbaren

Wie die Ökosteuern und viele andere Politikmaßnahmen ist die Förderung der alternativen Stromerzeugung – durch das im April 2000 in Kraft getretene EEG – vorwiegend klimapolitisch motiviert. Mit bis zu knapp 25 ct/kWh für Solarstrom fiel die durch das EEG gewährleistete Vergütung zu Beginn des Jahres 2012 noch immer besonders generös aus. Die Gründe für die Notwendigkeit derart hoher finanzieller Anreize liegen in der nach wie vor geringen technologischen Effizienz der Photovoltaikanlagen, mit denen Solarstrom produziert wird, sowie in der geringen Sonnenscheindauer in Deutschland.

Im Jahr 2011 betrug die Vergütung für Solarstrom mit bis zu rund 29 ct/kWh mehr als das Dreifache der Anfangsvergütung von an Land erzeugtem Windstrom. Dieser wird nach dem EEG in den ersten fünf Jahren nach Installation der Anlage mit rund 9 ct vergütet, während je nach Windstromertrag für die restlichen 15 Jahre lediglich 4,2 ct/kWh gewährt werden. Zum Vergleich: Die Preise für Grundlaststrom an der Strombörse in Leipzig lagen im Jahr 2010 unter 5 ct/kWh und befanden sich zu Beginn des Jahres 2012 etwas über diesem Niveau.

Dank der großzügigen Vergütungen und einem aus dem scharfen Wettbewerb mit ausländischen Herstellern resultierenden Preisverfall kam es in den Jahren 2009 und 2010 praktisch jeweils zu einer Verdopplung der jährlich neu installierten Leistung an Photovoltaik: Während die Zubauleistung im Jahr 2008 bei rund 1 950 MW lag, wurden im Jahr 2009 rund 3 800 MW und im Jahr 2010 sogar ca. 7 400 MW an zusätzlicher Photovoltaikleistung in Deutschland installiert (Tabelle 1).

Das exponentielle Wachstum der am großzügigsten geförderten alternativen Stromerzeugungstechnologie konnte nicht ohne gravierende Folgen bleiben und war neben der ebenfalls stark geförderten Stromerzeugung auf Basis von Biomasse in den vergangenen Jahren die Hauptursache für den signifikanten Anstieg der EEG-Umlage. So erhöhte sich die EEG-Umlage, mit der die Einspeisevergütungen auf die Stromrechnungen der Verbraucher

umgelegt werden, – um ein Jahr zeitversetzt zum explosionsartigen Photovoltaikausbau – von rund 1,3 ct/kWh im Jahr 2009 auf etwas mehr als 2 ct/kWh im Jahr 2010. Im Jahr 2011 betrug die EEG-Umlage gar 3,53 ct/kWh und lag damit um rund 70% höher als im Jahr 2010.

Im Jahr 2010 mussten insgesamt rund 12,8 Mrd. € an Vergütungen zur Förderung der Erneuerbaren auf Grundlage des EEG gezahlt werden (Schiffer 2012: 68). Für das Jahr 2011 betragen die Einspeisevergütungen 16,4 Mrd. Euro (ÜNB 2012), etwas weniger als die Prognosen, die gar von 17,1 Mrd € ausgegangen waren (Abbildung 1). Ein solch starker Anstieg verwundert nicht, wenn man bedenkt, dass die Politik bei der Förderung der Erneuerbaren bislang der Kosteneffizienz keine nennenswerte Aufmerksamkeit geschenkt hat. Dies zeigt sich deutlich an der stetigen Zunahme der durchschnittlichen Einspeisevergütung je kWh „grünen Stroms“ seit Bestehen des EEG.

Bei einer Orientierung am Primat der Kosteneffizienz, das nach ökonomischem Verständnis jeglichen Klimaschutzbemühungen zugrunde liegen sollte und das für jeden investierten Euro die maximal mögliche Treibhausgaseinsparung verlangt, würden hingegen die mittleren Vergütungen je Kilowattstunde sukzessive sinken. Stattdessen ist nach dem Jahr 2004 ein besonders prononcierter Anstieg der mittleren Vergütungen zu beobachten, nicht zuletzt infolge der Erhöhung der Einspeisevergütung für Solarstrom im Sommer 2004 und der dadurch angeregten Installation von Photovoltaikanlagen.

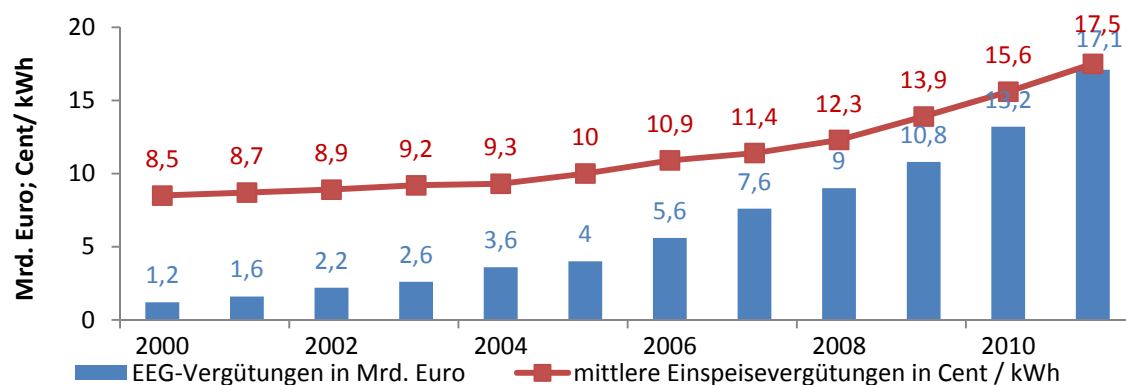


Abbildung 1: Einspeisevergütungen für „grünen Strom“ und durchschnittliche Einspeisevergütung je kWh. Quellen: BDEW (2012), ÜNB (2011)

Mittlerweile machen die jährlichen Vergütungen für Solarstrom bereits etwa 40% der von den Stromverbrauchern letztendlich durch ihre Stromrechnungen zu finanzierenden Einspeisevergütungen für „grünen Strom“ aus (Tabelle 2), obwohl Photovoltaik im Jahr 2010 nur einen Anteil von 14,5% an der per EEG geförderten Stromerzeugung besaß (ÜNB 2011). Mit rund 2% war der Anteil von Solarstrom an der gesamten inländischen Bruttostromerzeugung im Jahr 2010 (Schiffer 2011: 56-57) noch immer gering, obwohl der bis Ende des Jahres 2010 erfolgte Ausbau der Photovoltaik die deutschen Stromverbraucher in Summe und heutigen Preisen bereits knapp 81,5 Mrd. € kostet (Frondel et al. 2011: 201).³ Ein weiteres starkes Anwachsen dieser Summe ist mit der Fortsetzung der bislang unlimitierten Photovoltaikförderung vorprogrammiert. Jüngste Schätzungen des RWI haben ergeben, dass bedingt durch den erneuten Zubaurekord von 7 500 MW im Jahr 2011 für alle zwischen April

³ Die Größenordnung dieser seit mehreren Jahren kontinuierlich vom RWI berechneten Zahlungsverpflichtungen wurde von einer Studie des Wuppertal Instituts (Lechtenbömer, Samadi 2010) nolens volens bestätigt (Frondel et al. 2010b).

2000 und Ende 2011 in Deutschland installierten Photovoltaikanlagen nun insgesamt bereits knapp 100 Mrd. € an Subventionen anfallen (Fronde, Schmidt, Vance 2012).

Angesichts dieser Summen erscheint es wenig verwunderlich, dass selbst der Sachverständigenrat für Umweltfragen in seinem Sondergutachten „Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung“ den teuren Ausbau der Photovoltaik als eine Gefährdung der nationalen Ziele für erneuerbare Energien betrachtet (SRU 2011). Hierdurch könnte die Akzeptanz der alternativen Technologien zur Stromerzeugung bei der Bevölkerung Schaden nehmen – eine Befürchtung, die auch in einem Appell zur Rettung des EEG von Befürwortern der Förderung von erneuerbaren Energien aus der Wissenschaft im Dezember 2010 geäußert wurde (Erdmann et al. 2010).

In der Tat scheint die EEG-Umlage von 3,59 ct/kWh im Jahr 2012 die Zahlungsbereitschaft der Mehrheit der privaten Haushalte für erneuerbare Energien deutlich zu überschreiten. So lägen nach einer Studie von Grösche und Schröder (2011) die mehrheitsfähige hypothetische EEG-Umlage für einen Anteil an grünem Strom von rund 17%, wie er im Jahr 2010 zu verzeichnen war, bei lediglich 1,3 ct/kWh. Mehrheitsfähig bedeutet, dass die bekundete Zahlungsbereitschaft von 50% der für die Studie befragten Personen unter dem Medianwert von 1,3 ct/kWh liegt.

Hierbei ist zu beachten, dass die Ergebnisse von solchen Studien über bekundete, anstatt tatsächlich offenbarter Präferenzen die wahre Zahlungsbereitschaft der Teilnehmer tendenziell überschätzen, da die Befragten lediglich Willensbekundungen äußern, die mit keinerlei finanziellen Konsequenzen verbunden sind. Es ist davon auszugehen, dass die Zahlungsbereitschaft niedriger ausfällt, wenn sich die Befragten für tatsächlich existierende, in der Regel teure Ökostromangebote entscheiden müssten. Grösche und Schröder (2010: 12) schlussfolgern aus den Resultaten ihrer Studie, dass eine den Wählerwillen berücksichtigende Energiepolitik beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren auf Kosteneffizienz achten sollte, eine Empfehlung, die auch Seeliger et al. (2011: 50) in einer vom Bundeswirtschaftsministerium in Auftrag gegebenen Studie über die Ursachen der Kosten für Energie in Deutschland aussprechen.

Tabelle 2: Einspeisevergütungen (Mrd €) und Anteile der bedeutendsten Technologien

(Mrd €)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Windkraft	64,5 %	65,1 %	63,7 %	54,3 %	47,1 %	44,5 %	39,5 %	31,5 %	25,2 %
Biomasse	10,4 %	12,5 %	14,1 %	17,7 %	23,0 %	27,4 %	29,9 %	34,3 %	32,2 %
Photovoltaik	3,7 %	5,9 %	7,8 %	15,1 %	20,3 %	20,2 %	24,6 %	29,3 %	38,6 %
Vergütung	2,23	2,61	3,61	4,40	5,61	7,59	9,02	10,8	13,2

Quellen: für 2002 bis einschließlich 2009: BDEW 2001-2010. Für 2010: ÜNB (2011)

3. Künftige Kostenanstiege infolge des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren

Für das Jahr 2012 rechnen Experten mit einer neu installierten Photovoltaikleistung von 8 000 MW und somit mit einem weiteren Rekordjahr. Infolgedessen wird der Kosten-Tsunami weiter anschwellen: Zu den unabwendbaren rund 100 Mrd. € für den bislang ungebremsen Ausbau der Photovoltaik in Deutschland kämen nach jüngsten Berechnungen des RWI weitere 11,7 Mrd. € hinzu, falls sich die Erwartungen für 2012 erfüllen und der jährliche

Zubau, entsprechend der im EEG verankerten Zielgröße, in den übrigen Jahren bis zur Erreichung der jüngst festgelegten Förderobergrenze bei 3 500 MW liegt. Am Ende eines solch vehementen Photovoltaikausbaus läge die in Deutschland im Jahr 2020 insgesamt installierte Photovoltaikleistung bei der Förderobergrenze von 52 000 MW (Abbildung 2), mithin bei mehr als der Hälfte der heutigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten zur Stromerzeugung.

Dies bedeutet allerdings keineswegs, dass mit dem Photovoltaikausbau in Zukunft immer mehr auf konventionelle Kraftwerke verzichtet werden kann. Vielmehr muss der bestehende konventionelle Kraftwerkspark aufrechterhalten werden, um einen Ersatz für jene Zeiten zu haben, in denen die Sonne nicht scheint. So würden an einem Winterabend selbst 60 000 MW Photovoltaikleistung nicht eine einzige Kilowattstunde Strom erzeugen, sodass die Nachfrage vollkommen von anderen Technologien gedeckt werden müsste. Bei gleichzeitiger Windstille bliebe die Deckung der im Winter besonders hohen Lastspitze dann weitgehend den konventionellen Kraftwerken überlassen.

Kurzum: Trotz eines potentiellen Ausbaus der Photovoltaik auf weit mehr als die Hälfte des Umfangs des konventionellen Kraftwerksparks bedarf es in Ermangelung kostengünstiger Speichertechnologien auch künftig einer kompletten doppelten Erzeugungsinfrastruktur (Bode 2010: 646), bestehend einerseits aus den Photovoltaikanlagen und andererseits aus dem konventionellen Backup für den Totalausfall der Sonnenlichtverstromer des nachts und im Winter. Dadurch wird eine Fortsetzung des Photovoltaikausbaus die Stromverbraucher in doppelter Weise besonders teuer zu stehen kommen: Zum einen, weil es noch immer die teuerste Technologie zur Stromerzeugung darstellt und zum anderen, weil die Photovoltaikleistung zu weit mehr als der Hälfte der 8 760 Stunden eines Jahres bei Null liegt. Dies lässt Bode (2010: 646) die Frage aufwerfen, „ob die Förderung der Photovoltaik nicht bereits heute vollständig eingestellt werden sollte (...)“?

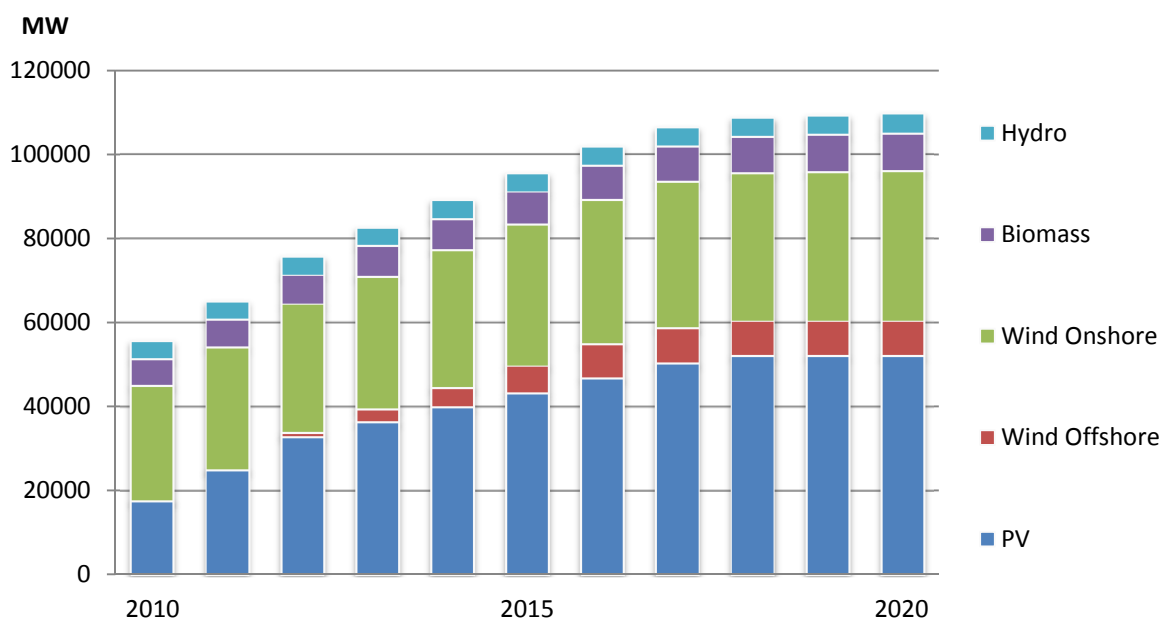


Abbildung 2: Potentieller Kapazitätswachstum an erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien. Quellen: PV und Offshore Wind: eigene Berechnungen, Übrige: BMU Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.

Mit gutem Grund: Sowohl das Investieren in neue Kraftwerke als auch das Vorhalten bestehender Kraftwerke, die zur Absicherung bei Ausfällen von Wind- und Sonnenstrom erforderlich sind, wird zunehmend unattraktiver: Nach Abbildung 2 könnten ab 2013 sämtliche konventionellen Kraftwerke aufgrund des durch das EEG gewährleisteten Vorrangs der Einspeisung von „grünem“ Strom temporär zur Untätigkeit verdammt werden, wenn die gesamte installierte Leistung an Erneuerbaren die zur Deckung der Nachfragenspitzen nötige maximale Kapazität von etwa 75 000-89 000 MW übersteigen würde. Im Jahr 2020 dürften die gesamten Erneuerbarenkapazitäten gar den Umfang des konventionellen Kraftwerksparks von rund 100 000 MW bei weitem überschritten haben (Abbildung 2).

In jüngerer Zeit getätigte Investitionen in schnell reagible und zur Lastsicherung besonders geeignete Erdgaskraftwerke bleiben aufgrund ihrer tendenziell sinkenden Einsatzzeiten nur rentabel, wenn das Strompreisniveau entsprechend ansteigt. Darüber hinaus werden die Kosten für Regelenergie und den Einsatz von Reservekapazitäten bei tendenziell geringer werdenden Einsatzzeiten der Reservekraftwerke ansteigen. Diese ebenfalls hohen Kosten, die in den obigen Kostenschätzungen nicht berücksichtigt sind, werden den Strompreis langfristig in die Höhe treiben. Nur wenn die Strompreise an der Börse künftig deutlich steigen, bleibt das Vorhalten konventioneller Reservekapazitäten attraktiv. Behauptungen, der weitere Ausbau der Erneuerbaren würde bis 2020 einen den Strompreis dämpfenden Effekt haben (Traber et al. 2011), sind daher wenig haltbar (Erdmann 2011).

Hinzu kommen Kosten für den zwingend erforderlichen Stromnetzausbau. Dieser stellt im Vergleich zu anderen Möglichkeiten, etwa der Speicherung von Strom, eine kostengünstigere Variante dar, um der Volatilität der Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom zu begegnen. So schätzt die dena-Netzstudie II die Kosten des dafür bis 2020 nötigen Netzaus- und -neubaus von 3 600 Kilometer auf rund 1 Mrd. € pro Jahr (dena 2010b: 13). Dadurch würden sich die Netznutzungsentgelte für private Haushalte um 0,2 ct/kWh erhöhen (dena 2010b: 16). Allerdings ist es höchst fraglich, ob der bezifferte Netzausbau rechtzeitig bis 2020 abgeschlossen sein wird. Von den in der dena-Netzstudie I ermittelten Netzausbaumaßnahmen in Höhe von 850 km, die bis 2015 erfolgen sollen, waren bis zum Abschluss der Netzstudie II gerade einmal 90 km realisiert (dena 2010b: 3).

Entgegen anders lautender Behauptungen muss überdies festgestellt werden, dass der Anstieg der dezentralen Stromversorgung mittels Photovoltaikanlagen keine Einsparungen beim Netzausbau erwarten lässt. Im Gegenteil: Die stark schwankende Einspeisung von Solarstrom wird mit der weiter deutlich zunehmenden Einspeisung von Solarstrom zusätzliche Investitionen in Verteilnetze und die Netzsteuerung erforderlich machen (Bischkowski et al. 2011: 58). Der starke Zubau an Photovoltaik-Kapazitäten stellt insbesondere die Mittel- und Niederspannungsnetze vor Herausforderungen und erfordert zur Einhaltung der zulässigen Bandbreite von Spannungsschwankungen Netzverstärkungen und den Ausbau dieser Netze (Roland Berger 2010).

Nicht zuletzt nehmen die Konflikte um den Einspeisevorrang der Erneuerbaren zu, welche die Kosten für die Verbraucher zusätzlich in die Höhe treiben: Mit dem starken Ausbau der Kapazitäten wird die Konkurrenzsituation unter den erneuerbaren Technologien von Jahr zu Jahr massiver, etwa wenn bei Sonnenschein und blauem Himmel gleichzeitig der Wind stark weht. Es stellt sich dann die Frage, welchen der erneuerbaren Energietechnologien in diesem Fall der Vorrang eingeräumt werden soll, um die kurzfristig fixe Nachfrage zu befriedigen, bzw. welchen regenerativen Anlagen die Stromerzeugung untersagt werden muss, wenn es an Nachfrage sowie absehbar an Speichertechnologien mangelt und der nötige Stromnetzausbau aller Voraussicht nach bis dahin nicht im erforderlichen Ausmaß erfolgt. Es steht zu befürchten, dass es vorwiegend die größeren Anlagen und Anlagenparks – und somit

die weniger ineffizienten unter den alternativen Stromerzeugern – sein könnten, die in solchen Situationen vom Netz gehen werden, da das Abschalten einer großen Zahl an kleinen, dezentralen Photovoltaikanlagen mit großem Aufwand verbunden sein dürfte.

Im novellierten EEG, das zum Jahr 2012 wirksam wurde, werden Entschädigungen für nichtproduzierten Solarstrom garantiert, falls Photovoltaikanlagen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität abgeschaltet werden müssen (BMU 2011c). Solche Entschädigungszahlungen, wie sie auch für das Abschalten von Windkraftanlagen zum Zwecke des Netzmanagements festgelegt wurden, haben massive Fehlanreize zur Folge: Dadurch werden tendenziell weitaus mehr Kapazitäten zur Stromerzeugung aufgebaut als in einem unregulierten Strommarkt ohne einen weiteren Ausbau der Erneuerbaren. Das Resultat sind riesige, sehr teuer bezahlte Überkapazitäten.⁴

Damit besteht bei einem weiteren ungebremsten Ausbau der Photovoltaik in einigen wenigen Jahren die Gefahr, dass es zeitweise zu starken Verdrängungseffekten kommt, wie sie heute bereits bei konventionellen und alternativen Technologien beobachtbar sind und sich vermehrt in negativen Strompreisen an der Börse äußern: Anstatt Grundlastkraftwerke abzuschalten, bei denen das An- und Abschalten mit hohen Kosten verbunden ist, kann es für deren Betreiber lohnenswert sein, Strom nicht nur kostenlos abzugeben, sondern für die Abgabe sogar etwas zu bezahlen. Zu den dann an der Strombörse auftretenden negativen Preisen muss aber auch der mit erneuerbaren Technologien erzeugte Strom abgegeben werden. Daraus resultieren weitere Kosten für die Stromverbraucher, die zur EEG-Umlage hinzukommen (Bode 2010: 644).

Alle diese Kosten für den Ausgleich beim Auftreten negativer Preise, für Regelenergie, für den Einsatz von Reservekapazitäten und für den Netzausbau sind relativ schwer quantifizierbar, werden aber mit dem zunehmenden Anteil der Erneuerbaren immer substantieller und sind zu den durch die EEG-Umlage entstehenden Kosten für die Verbraucher hinzuzurechnen. Erdmann (2011) hat diese indirekten Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren auf rund 85 Mrd. Euro bis zum Jahr 2030 beziffert. Diese kommen zu den von Erdmann (2012) auf rund 238 Mrd. Euro taxierten direkten Kosten hinzu.

Die Berechnungen von Frondel et al. (2011) zu den Kosten der Photovoltaikförderung bestätigen die Größenordnung der von Erdmann ermittelten direkten Kosten. Wenn beispielsweise sämtliche der bereits genehmigten Wind-Offshore-Parks tatsächlich in Betrieb gehen, kämen nach Berechnungen von Frondel et al. (2011) durch den Ausbau von knapp 8 400 MW an Offshore-Windkapazitäten weitere knapp 19 Mrd. € an realen Kosten auf die Verbraucher hinzu. Möglicherweise aber ist mit einem noch stärkeren Zubau der Windkraft vor Deutschlands Küsten zu rechnen, da die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) neuerdings Kredite im Volumen von insgesamt 5 Mrd. Euro für den Bau von Offshore-Windparks zur Überwindung von Finanzierungsproblemen bereitstellt (BMU 2011d).

Somit werden sich die Strompreise für deutsche Haushalte, welche in der Europäischen Union ohnehin an der Spitze liegen (Eurostat 2011, BMWi 2011a), künftig noch weiter von den Preisen entfernen, die ihre Nachbarn in Frankreich oder den Niederlanden zu zahlen haben. Und dies, obwohl die deutschen Haushalte bereits zwischen 2000 und 2010 mit 56% den

⁴Dabei wurden auch ohne diese zusätzlichen finanziellen Anreize im vergangenen Jahrzehnt alternative Stromerzeugungskapazitäten im Übermaß gebaut, die bedauerlicherweise wenig zur gesicherten Kraftwerksleistung in Deutschland beitragen. So liegt der sogenannte Leistungskredit der in Deutschland Ende 2010 vorhandenen Windanlagenkapazität von rund 27 000 MW bei etwa 7 %. Das heißt: Es können durch diese Windkraftkapazitäten de facto lediglich auf 1 900 MW an konventioneller Kraftwerksleistung, mithin nur auf 7 % der bis Ende 2010 installierten Windkraftleistung, verzichtet werden (EWEA 2009, 2010).

höchsten Anstieg der Strompreise in der EU hinzunehmen hatten (Fronzel et al. 2011: 204). Lediglich Dänemarks Haushalte haben noch höhere Strompreise zu verkraften – auch weil sie via Stromrechnung die Windstromerzeugung an Land und vor Dänemarks Küsten zu finanzieren haben.

4. Schlussfolgerung und Politikempfehlung

Mit der 2012 wirksam werdenden EEG-Novelle wurde das bisherige Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energietechnologien an der Stromerzeugung von rund 17% im Jahr 2010 bis auf 30% im Jahr 2020 zu steigern, ein weiteres Mal erhöht, auf nunmehr 35%. Bis zum Jahr 2050 soll dieser Anteil auf 80% gesteigert werden. Werden diese Ziele mit derselben Vehemenz wie bislang verfolgt – und dies ist als Folge der Energiewende wahrscheinlich –, ist es nur eine Frage weniger Jahre, bis es durch den nach wie vor politisch forcierten Photovoltaik-ausbau und den zur Zielerreichung ebenfalls nötigen Bau von Windparks vor deutschen Küsten zu einer massiven Konkurrenz der Erneuerbaren untereinander kommen wird.

Es stellen sich dann die bislang kaum diskutierten Fragen, welchen der erneuerbaren Energietechnologien in diesem Fall der Vorrang eingeräumt werden soll bzw. welchen regenerativen Anlagen die Stromerzeugung untersagt werden muss und ob das Nichtproduzieren von grünem Strom zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität auch weiterhin finanziell belohnt wird. Darüber hinaus ist bei einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren ohne einen ebenso starken Ausbau der Netze und von Speicherkapazitäten mit wachsenden Problemen bei der Aufrechterhaltung der Netzstabilität zu rechnen (BMWi 2011b: 23).

Die Politik wäre daher gut beraten, wenn sie die Ausgangshypothese für die Steigerung des Anteils der Erneuerbaren auf 80 % bis 2050 noch einmal grundlegend überdenkt. Diese Hypothese besteht darin, dass allein mit dem Ausbau der erneuerbaren Energietechnologien die optimale Umstrukturierung unseres Stromversorgungssystems im Hinblick auf seine weitgehende Dekarbonisierung gelingt (Holm-Müller, Weber 2010). Dem ist auf das Heftigste zu widersprechen: Der optimale Weg in Richtung einer weitgehenden Dekarbonisierung unserer Stromversorgung dürfte mit sehr großer Sicherheit in einer technologieoffenen Suche nach einem Stromerzeugungsportfolio bestehen, das aus einem Mix aus kohlendioxidarmen und –freien Technologien besteht. Darin könnte möglicherweise die Kernfusion ebenso ihren Platz haben wie regenerative Stromerzeugungsanlagen. Auch die Kohlestromerzeugung mit Kohlendioxidabscheidung und anschließender Lagerung könnte in einem solchen Mix vertreten sein.

Um ihre Ausgangshypothese und mögliche, dem EEG überlegene Formen der Förderung der Erneuerbaren in Ruhe überdenken zu können, sollte die Politik ein mehrjähriges Moratorium für die Erneuerbaren erlassen und die durch das EEG gewährten Förderanreize für diesen Zeitraum aussetzen. Damit würde sich die Politik Zeit für den unabdingbaren Ausbau der Netz- und Speicherinfrastruktur erkaufen und zugleich der Forderung des Sachverständigenrats für Umweltfragen entsprechen, die eine Begrenzung des jährlichen Zubaus an Photovoltaikleistung auf einem niedrigerem Niveau verlangt, um so die Kosten für die Verbraucher in Grenzen zu halten und der stark zunehmenden Konkurrenz unter den Erneuerbaren frühzeitig zu begegnen.

Danksagung

Ich möchte Fabian Scheffer für sehr hilfreiche wissenschaftliche Vorarbeiten und Anna Juschka für das Anfertigen von Graphiken und das Korrekturlesen des Textes sehr herzlich danken.

Referenzen

- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2001-2010), EEG-Jahresabrechnung 2000 bis EEG-Jahresabrechnung 2009. Berlin.
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2012), Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011). Berlin. Internet: [http://bdew.de/internet.nsf/id/3564E959A01B9E66C125796B003CFCCE/\\$file/BDEW_Energie-Info_EE_und_das_EEG_\(2011\)_23012012.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/id/3564E959A01B9E66C125796B003CFCCE/$file/BDEW_Energie-Info_EE_und_das_EEG_(2011)_23012012.pdf)
- Bischkowsky, T., Gatzel, C., Perner, J., Schulte, F., Zähringer, M. (2011) Photovoltaik in Deutschland – auf dem Weg zur Netzparität? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61 (4): 55–58.
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010), Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009. Internetupdate der Druckausgabe, Stand: Dezember 2010. Berlin.
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011a), „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitstudie 2010)“, Februar 2011. Berlin.
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011b), „Erneuerbare Energien 2010“, Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2010 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Vorläufige Angaben, Stand 23. März 2011, Berlin.
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011c), Eckpunkte der EEG-Novelle sowie sonstige Neuerungen für erneuerbare Energien. Stand: 30.06.2011. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/47469/4590/>
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2011a), Energiestatistiken. Zahlen und Fakten, Nationale und Internationale Entwicklung. Stand 13. Januar 2011. Berlin.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2011b), Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Januar 2011. Berlin.
- Bode, S. (2010), Erneuerbare Energien im Strommarkt – heute und morgen. Wirtschaftsdienst 90 (10): 643-647.
- Bode, S. und H. Groscurth (2010), Photovoltaik in Deutschland: Zu viel des Guten. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60 (8): 20–23.
- BNetzA (2012) Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen sowie Einzelangaben aus der Datenerhebung. Bundesnetzagentur, <http://www.bundesnetzagentur.de/>
- dena – Deutsche Energie Agentur (2010a), Offshore-wind, Übersichtstabelle Windparks. Stand Oktober 2010. Berlin. internet: www.offshore-wind.de.
- dena – Deutsche Energie Agentur (2010b), dena-Netz-Studie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025. Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe. Deutsche Energie Agentur. Berlin.

- Die Zeit (2011), "Den Ausbau bremsen", Der Flensburger Ökonom und Ökologe Olav Hohmeyer über den Sonnenstrom und ökogerechte Versorgung, Ausgabe Nr. 5, 27.01.2011, Hamburg.
- Erdmann, G. (2012) Jüngste Trends im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62 (3): 47–50.
- Erdmann, G. (2011) Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Studie der Technischen Universität Berlin im Auftrag der Vereinigung der Bayrischen Wirtschaft (vbw), der Bayrischen Chemieverbände, dem Verband der Bayrischen Papierfabriken und dem Verband der Bayrischen Energie- und Wasserwirtschaft, Juli 2011.
- Erdmann, G., M. Fishedick, C. von Hirschhausen, O. Hohmeyer, E. Jochem, C. Kemfert, F. Matthes, M. Pehnt, M. Ragwitz und J. Schmid (2010), Dringender Appell zur Rettung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes seitens deutscher Energiewissenschaftler. Freiburg. Internet: www.oeko-institut.de/oekodoc/1107/2010-150-de.pdf.
- Eurostat (2011), Strompreise für private Haushalte - [ten00115]. Luxemburg. Internet: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>.
- EWEA (2009) Integrating Wind — Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power (Tradewind). European Wind Energy Association, Brüssel.
- EWEA (2010) Powering Europe: wind energy and the electricity grid. European Wind Energy Association, Brüssel.
- Fahl, U., M. Blesl, A. Voß, M. Frondel, A. Löschel und T. Mennel (2010), Energieprognose 2009: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (9): 30–34.
- Fronde, M., Ritter, N., aus dem Moore, N. Schmidt, C.M., (2011) Die Kosten des Klimaschutzes am Beispiel der Strompreise für private Haushalte. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 35(3), 195-207.
- Fronde, M., N. Ritter, Ch.M. Schmidt, C. Vance (2010a) Economic Impacts from the Promotion of Renewable Energy Technologies: The German Experience. *Energy Policy* 36 (4): 4198–4204.
- Fronde, M., Ch.M. Schmidt und N. aus dem Moore (2010b), Eine unbequeme Wahrheit – Die frapierend hohen Kosten der Förderung von Solarstrom durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz. RWI Positionen #40. Essen.
- Fronde, M., N. Ritter and Ch.M. Schmidt (2008), Germany's Solar Cell Promotion: Dark Clouds on the Horizon. *Energy Policy* 36 (4): 4198–4204.
- Fronde, M., C. M. Schmidt und C. Vance (2012), Germany's Solar Cell Promotion: An Unfolding Disaster. *Ruhr Economic Papers* #353. RWI, RUB.
- Grösche, P. und C. Schröder (2010), Kosteneffizienter Ausbau der erneuerbaren Energien – Die mehrheitsfähige EEG-Umlage. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (6): 8–12.
- Grösche, P. and C. Schröder (2011), Eliciting public support for greening the electricity mix using random parameter techniques. *Energy Economics* 33 (2): 363–370.
- Holm-Müller, K., Weber, M. (2010) Plädoyer für eine instrumentelle Flankierung des Emissionshandels im Elektrizitätssektor.
http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/06_Hintergrundinformationen/2010_06_Emissionshandel_Strom.pdf?__blob=publicationFile

IEK-STE (2011) Transformation des Stromerzeugungssystems mit forciertem Ausstieg aus der Kernenergie – Ein Beitrag zur Diskussion nachhaltiger Energiesysteme nach dem Reaktorunfall in Fukushima. Institut für Energie- und Klimaforschung. Systemforschung und Technologische Entwicklung. STE-Research Report 06/2011, Forschungszentrum Jülich.

Lechtenböhrer, S. und S. Samadi (2010), Kurzanalyse zur aktuellen Diskussion um die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung verbundenen Kosten und Nutzen. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Wuppertal.

Ökoinstitut (2011) Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO₂-Preiseffekte. Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland.

Roland Berger (2010) Auswirkungen des Photovoltaik-Ausbaus auf die Verteilernetze. Roland Berger Strategy Consultants. Berlin.

Schiffer, H.-W. (2011), Der deutsche Energiemarkt 2010. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61 (3): 50–63.

Schiffer, H.-W. (2012), Der deutsche Energiemarkt 2011. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62 (3): 60–73.

Seeliger, A., Perner, J., Riechmann, C., Trhal, N., Fürsch, M., Nagl, S., Lindenberger, D. (2011), Energy Costs in Germany – Developments, Drivers and International Comparison. Zeitschrift für Energiewirtschaft 35: 43-52.

SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Berlin.

Traber, T., C. Kemfert und J. Diekmann (2011), Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien. DIW-Wochenbericht 78 (6): 2–9.

UBA – Umweltbundesamt (2010), Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2008 und erste Schätzung 2009. Dessau. Internet: www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/co2-strommix.pdf.

ÜNB (2011) EEG-Mengentestat 2010 per 31.7.2011 der Übertragungsnetzbetreiber. http://www.eeg-kwk.net/de/file/EEG_2010_Public.pdf

ÜNB (2012) EEG-Jahresabrechnung 2011, Übertragungsnetzbetreiber. http://www.eeg-kwk.net/de/file/EEG-Jahresabrechnung_2011.pdf

Prof. Dr. Manuel Frondel
Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI),
Hohenzollernstr. 1-3
45128 Essen,
frondel@rwi-essen.de

Challenge Energy Transition: Managing Volatility and Integrating Renewables into the Energy System

Holger Gassner, RWE Innogy GmbH

1. Introduction

The share of renewable energies in the world's energy mix is increasing. There are several reasons why the path towards a higher share of renewables is necessary. Besides the most often mentioned argument of climate change, increasing energy demand and declining cheap fossil fuel resources force the world to explore new energy sources and implement new solutions.

Due to these new solutions often being more expensive in their infancy, as the technology evolves, politicians worldwide are promoting support schemes for renewable energies. Europe, especially Germany, is leading the way in implementing ambitious targets in energy policy, to deploy renewable capacities in a very short time period. The target is to have at least 34 % of electricity generation from renewables by 2020 in the EU.¹ Germany's target of 50 % renewables by 2030 is even more ambitious.

In Germany, the success of renewable energy developments up to now has mainly been based upon priority access to the grid and attractive financial support. As the share of renewable energy developments was very small, neither the technical nor the price effects were noticeable in the existing system.

However, the technical and economic challenges of implementing or even complementing renewable energies into the existing energy mix and market designs are increasingly in the focus of the political debate.

As Germany is one of the countries with the highest share of renewables in Europe, this article will concentrate on the challenges witnessed in Germany. However, some of these challenges could also be seen as typical of those faced by other countries focusing on increased renewable energy generation, e.g. Spain and, in the long run, Europe in general.

Initially, the industry focus around renewable technology deployment was on cost reduction and volume. Little or no attention was paid to the future development of grid infrastructure and the rebound effects on the existing energy mix.

In the most recent years, mainly wind – up to now mostly onshore – was added to the electricity system, which is, next to hydropower, the most mature and low-cost renewable technology available. Also, the share of photovoltaic (PV) is rapidly increasing, due to attractive support schemes and, in parallel, decreasing module prices on world markets. By the end of 2011, the electricity produced from wind energy in Germany alone was 46.5 terawatt-hours (TWh).² Estimates for 2030 suggest electricity produced from onshore wind will equate to 77.4 TWh, approximately 30 % of the total renewable electricity generation target; offshore wind accounting for 25 % and PV, with 41.4 TWh, equating to another 16 %.³

Both wind and PV technologies are weather-dependent and therefore can be intermittent by their nature. This has an impact on the entire electricity system, which, up until now, has been based on continually available and dispatchable electricity production. What effects does this high share of volatile production have?

2. Intermittency of Renewable Energy Sources

The stormy weather of the last weeks of 2011 brought a record for wind energy in Germany. December 2011 was the first month after a long period of light winds in which the turbines rotated most of the time. That month, wind turbines in Germany produced nearly 8 billion kWh of electricity. That is about one-sixth of their total production of 44.3 billion kWh in 2011. To balance supply and demand across the network and allow so much wind energy into the system, conventional capacities, which had ensured electricity production during the low-wind month before, had to be constrained off. The challenges are how to deal with steep load ramps and how to bridge periods with high generation from renewables and periods with low generation from renewables. The challenges increase with the amount of renewables in the system. Having more renewable generation means that, over time, conventionally produced electricity will decrease. As conventional power plants must earn their money by selling power to the wholesale markets, the reduced production hours threaten their economics. This is valid for existing and also for new-build power plants, if wholesale electricity prices do not increase significantly.

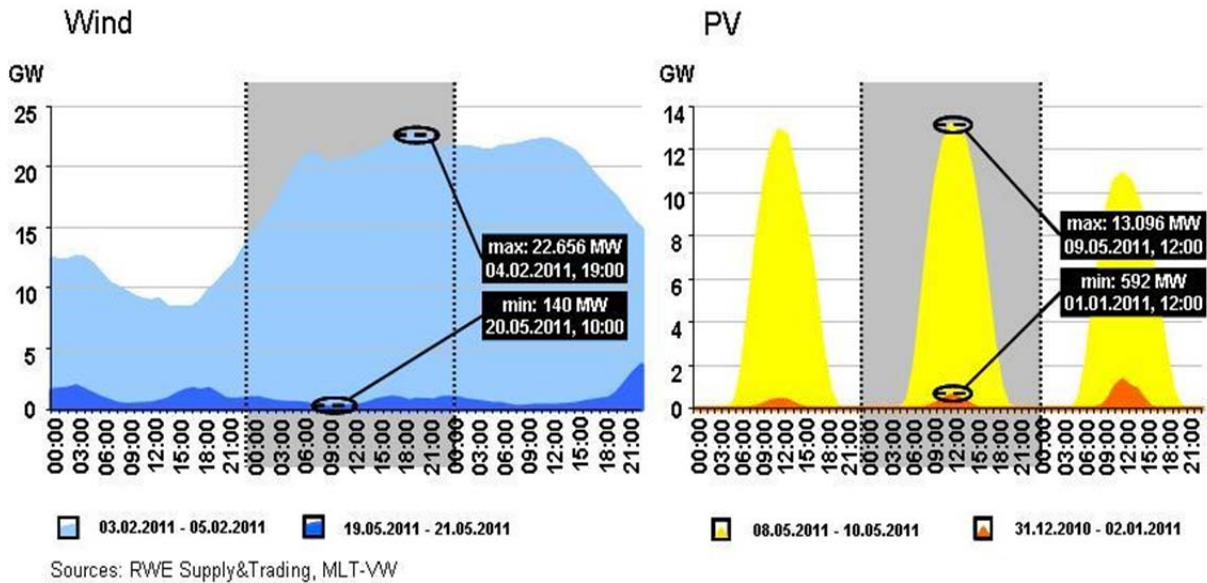


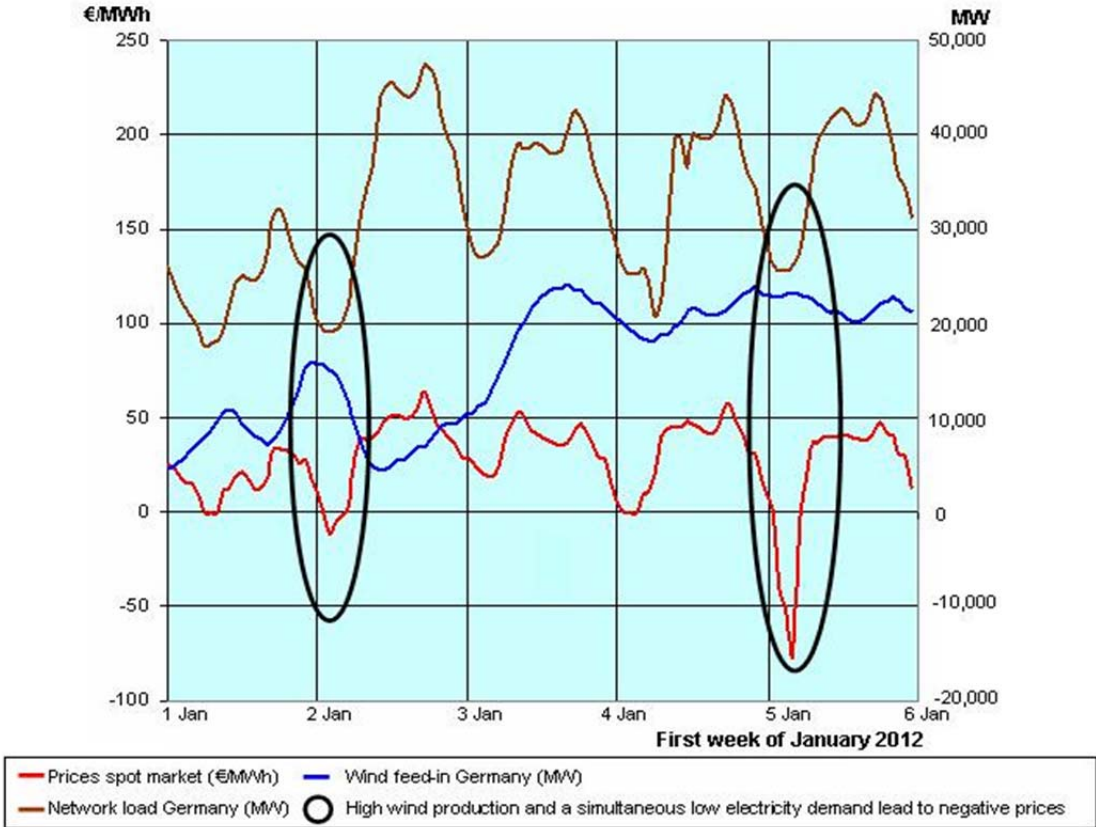
Figure 1: Volatility of Wind and PV feed-ins: impact of the intermittency of renewable energy sources

However, independently of the share of renewables, there will be times, even in the future, where generation capacity must bridge periods with less wind or sun. Looking back into the weather statistics, for example in Germany over the last few years, every year there was a period of more than 10 days where the real performance of wind was below 10 % of the available generation capacity.

There is no obvious indication that this effect will not occur in the future and therefore back-up capacity is essential. To illustrate this intermittency, *Figure 1* compares wind and PV feed-ins for two periods (February and May 2011 for wind feed-ins and December 2010/January 2011 and May 2011 for PV feed-ins). On 4 February 2011 a wind power generation of 22,656 MW was observed and on 20 May 2011 one of only 140 MW. PV feed-ins varied from 592 MW on 1 January 2011 to 13,096 MW on 9 May 2011. Thus, in the first half-year of 2011 variations in wind feed-ins of 23 gigawatts (GW), and in PV feed-ins of 13 GW, could be observed.

Another effect is that the intermittency and the priority access of renewables⁴ lead to unpredictable electricity prices on the spot market of the German electricity exchange European Energy Exchange (EEX). High electricity supply, due to high production from wind power and a simultaneous low electricity demand, can lead to negative prices. In the case of negative prices electricity consumers are paid for their consumption, which signals a flaw in the functioning of the electricity market.

Figure 2 shows a constellation on the EEX for the first days of January 2012, in which negative prices occurred. Even the newly introduced market premium was not able to avoid this effect.



Sources: EPEX Spot; ENTSO-E; Transparenzplattform EEX

Figure 2: Increasing unpredictability of electricity prices due to volatility of renewables

A special characteristic of PV is peak production during noon. Power generation peaks twice a day for just a few minutes around 12:00 and 6:00 p.m., when households demand most of

their electricity. Due to natural conditions, PV also feeds in most electricity at 12:00, the time of day with the strongest solar radiation. The bell curve-shaped generation graph only increases in its scale. Consequently the energy supply increases and, according to economic principles, the electricity price decreases. This phenomenon has a negative impact on the conventional power plant fleet. The merit order shifts to the right. Peak-load plants, such as gas or hard coal plants, run below full capacity, reduce their hours or are switched off completely. This effect due to PV brings down the wholesale price and also decreases the attractiveness of pumped-storage new builds, as they benefit from large base–peak spreads at the same time.

This is in total contradiction to the need for new builds, as both generation technologies – gas and pump storage – are always named as the two perfect complements to intermittent renewables, but the rebound effects from renewables in the existing system have to be considered carefully.

What options are available to integrate and deliver an increasing share of mainly intermittent renewable energies?

Option 1 – Grid Extension

The existing German distribution and transport grid guarantees the transport of every kWh of electricity produced to the end consumer, to cover the demand in time and to ensure security of supply. Currently, as the main generation centres move away from the existing load centres, a new grid infrastructure is needed. This is the most important measure to integrate renewable generation, if it is possible to transport and deliver the electricity in time. As the expansion and new build of transmission lines takes a long time and has started too late compared with the increase in renewable generation capacity, the grid will be a critical bottleneck in the coming years. Having a massive increase in wind energy capacities (on- and offshore) in the northern part of Germany, and PV capacities – on the distribution network level – in the southern part, running a stable grid will be a challenge. As a direct result, constraint measures by one exemplary German grid operator (TenneT) increased from two in 2003 to 156 in 2009. In a short time period of only approximately 45 days in 2011 (half of March plus April), 523 constraint measures took place.

The necessary grid extension, at least for Germany, has been investigated in the German Energy Agency's (dena) Grid Study. According to this study, Germany will need up to 4,500 km of new high-voltage transmission lines by 2020. So far, only 214 km have been realised¹.

Looking beyond the German border, it is obvious that, next to the national grid capacities, interconnector capacities between countries also need to be enhanced. The link to Norway is especially important to, for example, transport the above mentioned production from pumped-storage capacities. Germany is also dependent on energy transfer to and from the Netherlands, Switzerland, the Czech Republic and Poland.

In the long run, only an integrated European energy market will help overcome the challenges of rebuilding the electricity system. Therefore, the measures suggested by Commissioner Oettinger to support and accelerate grid extensions and interconnectors are crucial.

But to realise concepts such as an offshore grid or stable power generated in the desert of North Africa, we need a European approach to grid regulation to gain trust from investors for

¹ Of the grid expansion measures totalling 850 km determined in the dena Grid Study I.

such projects. Having support schemes in place does not fulfil the need for future regulation of grid infrastructure.

Option 2 – Flexible Conventional Plants

As already mentioned, a higher share of renewables will have a further impact on the operation of the conventional power plant fleet. To ensure electricity supply during downtimes of wind and solar plants, we will need conventional back-up generation to balance electricity supply and demand at any one time. Due to their high utilisation period, lignite and nuclear plants, as well as run-of-river plants, operate mainly as base-load plants. Gas and hard coal plants operate as peak-load plants. However, even these are highly dispatchable. Therefore the decision by the German government to phase out nuclear energy in Germany by 2022 will increase the need for new balancing and back-up power plants.

Beside technical challenges, such as shorter start-up and shut-down periods or general enhancements, the main problem relates to the financial aspect. The market has to pay for the needed flexibility. Investments in new power plants are only economically feasible if the weighted average production costs are lower than the average electricity price. The production costs are strongly dependent on the operating times of the power plants. Due to the high share of renewables, the conventional power plants will have, on average, fewer operating hours. Accordingly, the cost per amount of energy produced will increase. Against the background of currently low electricity prices and continuously high gas prices (oil indexation is currently maintained), this is not economically feasible. The clean spark spread has been negative in recent years.

Option 3 – Storage Capacities

Managing increased intermittency also calls for more storage capacities. Like flexible conventional plants, storage facilities are also able to balance energy to manage the generation from wind and solar power. They can decouple electricity consumption and supply from each other. This can minimise the above-mentioned cost-intensive availability of conventional capacities.

Currently, the amount of pumped storage connected to the German grid could not supply Germany with electricity in the long term. To overcome, for example, 10 days without wind in the winter months, we would need about 313 times today's pumped-storage production capacity of approximately 40 GWh.

Massive new builds of storage capacities, such as pumped-storage hydropower plants, would be necessary. Besides massive protest against big new builds, the entire potential for hydro pumped storage is limited in Germany, which makes the potential outside Germany very interesting. The Scandinavian hydropower potentials – Norway with approximately 84 TWh and Sweden with approximately a further 30 TWh – are many times larger than the technically available capacities in the Alpine region, with some 30 TWh. So a possible expansion of capacities can be considered as realistic in regard to technical potential, when including foreign countries, but the question of cost-efficiency has to be considered separately.

However, the realisation of this is, at the moment, highly questionable because, from a technical point of view, even the interconnector capacities from Germany to the Scandinavian region are still to be delivered. In addition, the arbitrage between the electricity price levels must be sufficient (this was not the case in 2008) because the interconnector will not be supported by German grid regulation.

Electric vehicles will soon be an everyday sight in city traffic. The batteries in modern electric vehicles can also contribute to the necessary storage capacities. Since most vehicles are parked for an average of 95 % of the time, their batteries could be used to let electricity flow from the car to the power lines and back. The potential is less significant than that of pumped-storage plants but, as one solution among many, it is worth mentioning. However, there is still a need for considerable improvement in the capacity, safety and affordability of batteries.

In addition to pumped-storage solutions, further affordable storage options, such as adiabatic compressed-air reservoirs and methanisation² have to be investigated. But besides their technical realisation, they must also be economically feasible compared with the other options already mentioned above.

Alternatively, the decentralised use of open-cycle gas turbines is competitive with pumped-storage hydropower plants. They are also a quickly available back-up capacity with a high load gradient. Due to their low capacity, of mostly 50–100 MW, they can be relatively easily used in an increasingly decentralised generation and distribution system. They can also be used to support the grid at critical demand points. Moreover, they have lower investment costs and, therefore, may be more acceptable to society than, for example, large pumped-storage plants.

Option 4 – Electricity Imports

Historically, Germany has been a net exporter of electricity. The existing capacities allowed stable security of supply and a net export. The increase in renewable capacities leads to even more exports. However, since Germany shut down its eight nuclear power plants in spring 2011, it has been importing electricity from France and the Czech Republic. The imports have amounted up to 3,000 and 2,000 MW, respectively (see *Figure 3*).

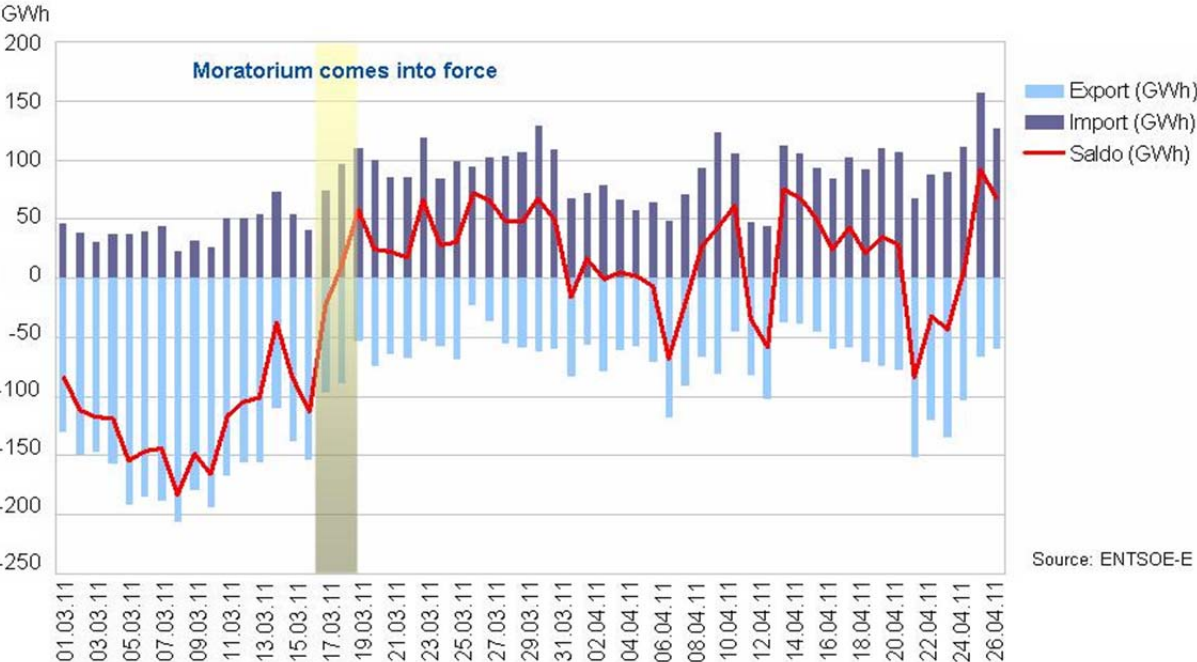


Figure 3: Development of German electricity imports due to the Moratorium on nuclear energy

² Methanisation allows the storage of synthetic gas within the existing gas grid and re-electrification via open-cycle gas turbines when necessary.

Germany will, at least in the short term, be dependent on electricity imports. Even in the long run, the energy concept of the German government stipulates a share of almost 10 % electricity imports until 2030 and almost 30 % until 2050. This has also to be seen in a European context, as the other European countries also plan on significant electricity imports.

Option 5 – Demand-side Management

The last option considers the demand side. The principle of so-called demand-side management (DSM) is to encourage the consumer to use less electricity during peak hours. The consumer should shift the times of electricity use to off-peak times such as night-time, weekends and times when plenty of renewable energy is produced. The energy system would benefit from the corresponding smoothing of the load curve because a reduced peak demand avoids the operation of expensive peak-load power plants. Also, the consumer would benefit from the cost advantages.

One of the words currently most used in the discussion surrounding DSM is perhaps ‘smart’. A smart grid is an electricity network that can intelligently integrate the actions of all users connected to it in order to efficiently deliver electricity supplies.

With a smart grid, not only the consumer but also the grid operator has access to the consumer units and can regulate their consumption depending on the load level of the energy system (peak or off-peak). It will unavoidably lead to temporary shutdowns of individual consumers, such as industrial enterprises, for example.

To realise the vision of a smart grid, customer involvement in grid control has to be increased. To make this possible, information and communication technology is needed to connect to the devices inside the house. Thus, a wholly new market of home appliances arises. The European Commission recently launched an ambitious Energy Infrastructure Package⁵ that promises to deliver the hardware aspects of a smart grid.

3. Conclusions

Energy transition means more than just extending renewable capacities. It means the rebuild of the energy system in total. Regardless of what the energy transition will look like, it is a fact that it will involve a combination of, at least, the infrastructure measures outlined above. There is no all-in-one solution. All stakeholders must be aware that the upcoming transition period will be a very tough time for society as a whole and will require a lot of effort until all grid and integration measures are implemented.

References

1 Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC, *Official Journal of the European Union*, 2009. Available at:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:EN:PDF>

2 AG Energiebilanzen, Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2011 nach Energieträgern, 2012. Available at:

http://www.ag-energiebilanzen.de/component/download.php?filedata=1326461230.pdf&filename=BRD_Stromerzeugung1990-2011%2020Dez2011.pdf&mimetype=application/pdf

3 EWI, GWI, Prognos, Energieszenarien 2011, 2011. Available at:

http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf

4 In Germany, renewables receive priority access to the grid pursuant to the Renewable Energy Sources Act (EEG).

5 European Commission, COM(2011) 658 final, Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC, 2011. Available at:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0658:FIN:EN:PDF>

Holger Gassner

Head of Markets and Political Affairs / Corporate Responsibility,

RWE Innogy GmbH

Gildehofstr. 1

D-45127 Essen

Tel.: +49 (0) 201 12 14072

Fax: +49 (0) 201 12 12 14072

Energieszenarien für Deutschland: Stand der Literatur und methodische Auswertung

T. Kronenberg, D. Martinsen, T. Pesch, M. Sander, W. Fischer, J.-Fr. Hake, W. Kuckshinrichs, P. Markewitz, Forschungszentrum Jülich GmbH

Zusammenfassung

Im vorliegenden Beitrag wird eine Auswahl von Szenarien für das Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland ausgewertet und gegenübergestellt. Die Ergebnisse der Szenarien weisen eine beträchtliche Bandbreite auf. Gewisse Trends wie z.B. eine deutliche Zunahme der Bedeutung von erneuerbaren Energien und eine beträchtliche Verbesserung der Energieeffizienz sind allen Szenarien gemein, allerdings in unterschiedlichem Ausmaß. Erhebliche Unterschiede bestehen in der erwarteten wirtschaftlichen Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts, das in manchen Szenarien deutlich schneller wächst als in anderen, und in der bis 2030 oder 2050 erreichten Emissionsminderung. Diese Unterschiede resultieren u.a. aus unterschiedlichen Zielvorstellungen. Zukünftige Arbeiten zu Energieszenarien sollten mehr Transparenz im Hinblick auf die unterstellten Ziele, die verwendeten Methoden und die zugrunde liegenden Daten anstreben.

1. Einleitung

Die Energie- und Klimapolitik der Bundesrepublik Deutschland wird in zunehmenden Maß vom Leitbild der *nachhaltigen Entwicklung* geprägt. Auch wenn über eine präzise Definition und Operationalisierung dieses Leitbilds noch diskutiert wird, sind einige wesentliche Merkmale einer Entwicklung, die das Adjektiv „nachhaltig“ verdient, bereits deutlich geworden. Dazu gehört allem voran das Ziel der intergenerationellen Gerechtigkeit. Dieses geht über das traditionelle Ziel der sozialen Gerechtigkeit, das sich auf eine gerechte Verteilung von Einkommen und Vermögen innerhalb der gegenwärtig lebenden Generationen konzentriert, hinaus und erfordert eine gerechte Verteilung von Einkommen, Vermögen und natürlichen Ressourcen zwischen den gegenwärtigen und zukünftigen Generationen. Da der zeitliche Abstand zwischen zwei Generationen üblicherweise zwei Jahrzehnte und mehr umfasst, muss eine Politik mit dem Ziel der nachhaltigen Entwicklung auf einer entsprechend langfristigen Analyse und Planung aufsetzen. Ein angemessenes Werkzeug für wissenschaftliche Untersuchungen, die sich auf Zeiträume von mehreren Jahrzehnten beziehen, stellt die *Szenarienanalyse* dar.

Das Energiesystem spielt aufgrund der damit verbundenen Umweltbelastungen und der begrenzten Verfügbarkeit von fossilen Rohstoffen, aber auch aufgrund seiner wirtschaftlichen Bedeutung, eine hervorgehobene Rolle in der Diskussion um eine nachhaltige Entwicklung. Aus diesem Grund ist in den letzten Jahren eine beträchtliche Anzahl von Szenarien zur Entwicklung des Energiesystems entstanden. All diese Szenarien beschreiben mögliche Entwicklungen, die das Energiesystem in den kommenden 20 bis 40 Jahren durchlaufen könnte. Einige Szenarien weisen einen eher prognostischen Charakter auf und versuchen, eine möglichst wahrscheinliche Entwicklung zu beschreiben. Andere Energieszenarien beschäftigen sich mit der Frage, in welcher Form das Energiesystem zukünftig gestaltet werden sollte, um einerseits eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten und andererseits

die Belastungen für die Umwelt ebenso wie die Kosten für die Energieverbraucher in einem akzeptablen Umfang zu halten.

Tabelle 1: Liste der ausgewählten Studien

Kürzel	(Kurz-)Titel	Auftraggeber / Herausgeber
ENREPIV	Energierport IV	BMWi [BMWi, 2005]
SZEN2007	Energieszenarien für den Energiegipfel 2007	BMWi [EWI/Prognos, 2007]
EET2007	European Energy and Transport - Trends to 2030. Update 2007	Europäische Kommission [European Commission, 2008]
PolIV	Politiksznarien für den Klimaschutz IV	BMU/UBA [Markewitz & Matthes, 2008]
PRIMES2008	Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables	Europäische Kommission [Capros et al., 2008]
ESSO2008	Energieprognose 2008	ESSO [ExxonMobil, 2008]
EWI2008	Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030	VDEW et al. [EWI & EEFA, 2008]
BMU2008	Leitstudie 2008	BMU [BMU, 2008]
ShellPKW	Shell PKW-Szenarien bis 2030	Shell [Shell, 2009]
BMU2009	Leitszenario 2009	BMU [BMU, 2009]
STE2009	Future Climate Engineering Solutions	VDI et al. [Danish Society of Engineers, 2009]
ÖKO2009	Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken	WWF [Öko-Institut & Prognos, 2009]
ESSO2009	Energieprognose 2009–2030	ESSO [ExxonMobil, 2009]
PolV	Politiksznarien für den Klimaschutz V	BMU/UBA [UBA, 2009]
FfE2009	Energiezukunft 2050	EnBW, E.ON Energie, RWE Power, Vattenfall Europe [FfE, 2009]
IWES2009	Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche	Bundesverband Erneuerbare Energie [Fraunhofer IWES, 2009]
IER2009	Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 Energieprognose 2009	BMWi [IER et al., 2009]
ShellLKW	Shell Lkw-Studie	Shell [Shell, 2010]
FVEE2010	Energiekonzept 2050	FVEE [FVEE, 2010]
UBA2010	Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerb. Quellen	UBA [UBA, 2010]
EET2009	EU energy trends to 2030. Update 2009	Europäische Kommission [European Commission, 2009]
SZEN2010	Energieszenarien für ein Konzept der Bundesregierung	BMWi [EWI et al., 2010]
BMU2010	Leitstudie 2010	BMU [DLR et al., 2010]
SRU2011	Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung	Sachverständigenrat für Umweltfragen [SRU, 2011]

Quelle: Eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Die zahlreichen Energieszenarien, die von verschiedenen Instituten erstellt werden, beruhen auf unterschiedlichen Annahmen über zukünftige Entwicklungen im Energiesystem. Dies betrifft technologische Entwicklungen, beispielsweise Effizienzverbesserungen bei relativ neuen Anwendungen im Bereich der erneuerbaren Energien, ebenso wie bestimmte Entwicklungen im Bereich von Politik und Wirtschaft. Zusätzlich werden unterschiedliche politische Ziele unterstellt und es kommen unterschiedliche Methoden zur Modellierung technologischer und wirtschaftlicher Zusammenhänge zum Einsatz. Die Folge davon ist eine beträchtliche Bandbreite an Energieszenarien und der darin beschriebenen möglichen Zukünfte.

Das Ziel des vorliegenden Papiers ist es, diese Fülle an Energieszenarien genauer zu analysieren, zu strukturieren und gegenüberzustellen. Die Autoren hoffen, dadurch zu einem besseren Verständnis der bestehenden Energieszenarien und der Unterschiede zwischen diesen beizutragen. Außerdem werden methodische und inhaltliche Schwachstellen der bestehenden Szenarien diskutiert, die bei der Erstellung von neuen Energieszenarien wenn möglich behoben werden sollten. Zu diesem Zweck wurde eine Reihe von Szenarien für das deutsche Energiesystem zur Analyse ausgewählt.

2. Szenarienauswahl

2.1. Auswahlkriterien

Das erste Auswahlkriterium für die zu untersuchenden Studien bestand darin, dass sie einen starken Energiebezug haben sollten und ihr Fokus auf Deutschland liegen sollte. Außerdem sollten sie sich durch eine gewisse Relevanz für die energiepolitische Diskussion auszeichnen. Letztere wird unter anderem dadurch erreicht, dass hinter den Studien ein Auftraggeber steht, der aus politischer oder wirtschaftlicher Sicht von hoher Bedeutung ist. Dies ist der Fall bei Regierungsstellen wie z.B. BMWi oder BMU, Verbänden (z.B. VDEW oder VDI) oder bestimmten Nichtregierungsorganisationen (z.B. WWF). Auch Studien, bei deren Herausgeber es sich um große Unternehmen der Energiewirtschaft (Shell, Esso) handelt, erfüllen das Kriterium der energiepolitischen Relevanz. Ferner wurde beschlossen, nur einigermaßen aktuelle Studien in die Analyse einzubeziehen. Aus diesem Grund wurden nur Studien, die zwischen 2005 und 2011 veröffentlicht wurden, ausgewählt.

Anhand dieser Kriterien wurden 24 Studien für eine weitergehende Analyse ausgewählt. Da in mehreren Studien eine gewisse Bandbreite an unterschiedlichen Szenarien beschrieben wird, waren somit etwa 70 Einzelszenarien zu analysieren. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die ausgewählten Studien und die im Folgenden verwendeten Kürzel.

2.2. Eigenschaften der ausgewählten Szenarien

Die wesentlichen *Eigenschaften* der ausgewählten Szenarien sind in Tabelle 2 aufgeführt. Bei der *Szenarienweite* wird einerseits die geografische Abdeckung (Deutschland, Europa) und andererseits die sektorale Systemgrenze (Energiesystem, Gesamtwirtschaft, andere Teilbereiche wie z.B. Verkehr) berücksichtigt. Da es sich um Szenarien mit einem starken Energiebezug handelt, ist in der Auswahl eine beträchtliche Anzahl von Szenarien enthalten, die sich ausschließlich auf das Energiesystem Deutschlands beziehen. Einige Szenarien enthalten einen weiteren geografischen Rahmen und beziehen sich auf das Energiesystem der gesamten EU. Andere Szenarien beschränken sich ebenfalls auf Deutschland, beziehen aber neben dem Energiesystem auch andere Bereiche wie z.B. den Strommarkt oder den

Güterverkehr mit in die Analyse ein. Eine kleine Anzahl von Szenarien beschäftigt sich außerdem mit der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung und nimmt eine Wirkungsanalyse auf makroökonomischer Ebene vor.

Tabelle 2: Eigenschaften der Szenarien

Studie	Szenarienweite	Szenarien	Horizont
ENREPIV	Energiesystem D	1. Referenzszenario 2. Ölpreisvariante	2030
SZEN2007	Energiesystem D	1. Koalitionsvertrag (KV) 2. Erneuerbare Energien (EE) 3. Laufzeitverlängerung (KKW)	2020
EET2007	Energiesystem EU Einzelne Staaten	1. Referenzszenario PRIMES UPDATE 2007	2030
PolIV	Sektorale Betrachtung + Integration mit Energiesystemmodell D	1. Ohne-Maßnahmen-Szenario (OMS) 2. Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) 3. Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)	2030
PRIMES2008	Energiesystem EU	Insgesamt 9 Szenarien: 1. Baseline-Szenario (BL) 2. Ziele ohne EE-Zertifikathandel RSAT 3. Ziele mit EE-Zertifikathandel NSAT 4. Hohe Energiepreisen HOG-BL Weitere: RSAT-CDM, NSAT-CDM, CES, CES-CDM, HOG-CES	2030
ESSO2008	Energiesystem D	1. Kernenergie bis 2020 & kein CCS 2. Kernenergie bis 2030 & CCS ab 2021	2020
EWI2008	Stromsektor D + makroökonomische Wirkungsanalyse	1. Umsetzung der klimapolitischen Ziele der EU für 2020 2. Möglichst kostengünstige Erfüllung der THG-Reduktionsziele 3. Variante zu 2, mit Auktionierung der ETS- Zertifikate 4. Berücksichtigung weitergehender Ziele mit Kernenergieausstieg	2030
BMU2008	Teilmodelle + Trendfortschreibung + Experteneinschätzung	6 Szenarien: Leitszenario + Effizienzsznarien E1-E3 + Defizitszenarien D, D2	2050

ShellPKW	Personenverkehr D Basis: Demographie, wirtschaftliche und technische Entwicklung.	1. Sozioökonomisches Leitszenario 2. Trend-Szenario „Automobile Anpassung“ 3. Alternativ-Szenario: Auto-Mobilität im Wandel	2030
BMU2009	Teilmodelle + Trendfortschreibung + Experteneinschätzung	1. Leitszenario 2009: Fortschreibung BMU Leitstudie 2008	2050
STE2009	Energiesystem D	1. Referenz: BAU 2. CA: -77% CO ₂ bis 2050, mit CCS 3. CB: -77% CO ₂ bis 2050, ohne CCS 4. CC: -77% CO ₂ bis 2050, mit CCS, KKW-Laufzeit 60 Jahre	2050
ÖKO2009	Teilmodelle D für Endverbrauchssektoren + EU27-Kraftwerksmodell	1. Referenzszenario (mit/ohne CCS) 2. Innovationsszenario, mit Ziel 95%-CO ₂ Reduktion (mit/ ohne CCS)	2050
ESSO2009	Keine Angabe. Erdgasspezifisch	1. Prognoserechnung für Erdgas	2030
PolV	Sektorale Modelle Integration mit Energiesystemmodell D (IKARUS)	1. Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) 2. Strukturwandel-Szenario (SWS) mit zusätzlicher Maßnahmen/ Vorgaben	2030
Ffe2009	Hochrechnung D von Nutzenergie (detailliert) zur Primärenergie	1. Referenzszenario 2. Erhöhte Technikeffizienz 3. Umweltbewusstes Handeln (Wie 2 + Komforteinbußen, Bedarfsenkung)	2050
IWES2009	Strommodell, Strommarktmodell	1. BEE-Szenario „Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft“	2020
IER2009	Sektorenmodelle Energiesystemmodell Makroökonomie Strommarktmodell	1. Referenzszenario mit KE-Ausstieg, 40, 60 J Laufzeit 2. 6 Sensitivitätsszenarien Wirtschaft, Ölpreis, Klimaschutz, Bevölkerung	2030, Ausblick 2050
ShellLKW	Güterverkehr D	1. Trend-Szenario 2. Alternativ-Szenario mit geringerem Verbrauch und alternative Kraftstoffe	2030
FVEE2010	Sektorale Trendfortschreibungen	1. 100%-EE Szenario	2050
UBA2010	Strommodell + Zusatzmodule für Wind,	100% EE in 2050:	2050

	PV, Speicher, Lastmanagement	<ol style="list-style-type: none"> 1. Szenario „Regionenverbund“: 2. Szenario „International-Großtechnik“ mit int. Stromaustausch 3. Szenario „Lokal-Autark“: Dezentrale, Stromversorgung ohne Stromimport 	
EET2009	Energiesystem EU	<ol style="list-style-type: none"> 1. Baseline-Szenario mit bisheriger Energie- und Klimapolitik 2. Reference-Szenario mit EU Ziele (2009/28/EC, 2009/406/EC) 	2030
SZEN2010	Endsektorenmodelle Strommodell Energiesystem D Makroökonomie	<ol style="list-style-type: none"> 1. Referenzszenario mit KKW-Ausstieg 2. Varianten mit KKW-Laufzeit (+4,+12,+20,+28) 	2050
BMU2010	Strommodell D	<ol style="list-style-type: none"> 1. Basisszenario 2010 A: KKW bis 2022, Elektromobilität bis 2050 33%. 2. Basisszenario 2010 B: KKW bis 2022. Elektromobilität bis 2050 66%. 3. Basisszenario 2010 C: Wie 2010A mit KKW Laufzeit + 12 J 4. Szenario B-100%-S/H2: Wie 2010 B + 100% EE Strom bis 2050 	2050
SRU2011	Strommodell D	<p>Jeweils mit zwei Stromnachfragen 500TWh (a) und 700TWh (b)</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Selbstversorgung 2. Netto-Selbstversorgung, Austausch mit DK/NO 3. Maximal 15% Nettoimport aus DK/NO 4. Maximal 15% Nettoimport aus Europa und Nordafrika 	2050

Quelle: Eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Der *zeitliche Horizont* reicht bei den meisten Szenarien bis 2030, in manchen Fällen auch bis 2050. Tendenziell ist festzustellen, dass die älteren Szenarien (vor 2009) eher bis 2030 reichen und die neueren Szenarien meistens bis 2050. Der Analysezeitraum hat sich also deutlich vergrößert. Bisher gibt es allerdings kein Szenario, das über das Jahr 2050 quantitative Rechnungen vornimmt¹.

¹ In der Klimaforschung werden extrem langfristige Szenarien konstruiert, z.B. die Szenarien der internationalen Gruppe, an der auch das PIK beteiligt ist [Meinshausen et al., 2011]. Diese sind allerdings thematisch anders gelagert als die hier untersuchten Szenarien mit einem Fokus auf Energie.

Der *Charakter* eines Szenarios wird durch seine inhaltliche Ausrichtung und Zielsetzung bestimmt. Es wird unterschieden zwischen zielorientierten, normativen Szenarien einerseits und Abbildung des Szenarios ab. Normative Szenarien sind rückblickende Szenarien in dem Sinne, dass sie zunächst ein bestimmtes Ergebnis (die Zielerreichung) für einen zukünftigen Zeitpunkt postulieren, sich dann von dort aus zurück zur Gegenwart arbeiten und dabei die Entwicklungen, die zum Erreichen des Ziels angestoßen werden müssen, identifizieren. Indikative Szenarien dagegen beginnen in der Gegenwart, treffen bestimmte Annahmen über das Verhalten der relevanten Akteure (Haushalte, Firmen, öffentliche Einrichtungen) und verfolgen dann die Effekte dieser Entscheidung über einen gewissen Zeitraum. Ein indikatives Szenario muss nicht unbedingt eine besonders wünschenswerte Zukunft beschreiben. Im Gegenteil, es ist durchaus möglich, mit dieser Methode die Effekte von äußerst widrigen Ereignissen (zum Beispiel Naturkatastrophen oder schwere politische Krisen) zu analysieren und sogenannte „Worst-Case-Szenarien“ aufzustellen. Andere Arten von indikativen Szenarien sind Status-Quo-Szenarien (die Parameter werden konstant gehalten), Business-As-Usual-Szenarien (Parameter entwickeln sich entlang von extrapolierten Trends), Referenzszenarien (Parameter nehmen Werte an, die man für „wahrscheinlich“ hält) und explorative Szenarien (Parameter nehmen unwahrscheinliche aber mögliche Werte an). Mit dieser Technik kann ein ganzer Fächer möglicher Zukünfte aufgespannt werden, was die Berücksichtigung der vorhandenen Risiken und Unsicherheiten ermöglicht.

Unter den ausgewählten Szenarien (Tabelle 1) finden sich mehrere Szenarien von prognostischer und normativer Natur. Die „Energieprognose 2009“ [[IER et al., 2009](#)] stellt, wie schon der Titel nahelegt, ein Beispiel für einen eher prognostischen Ansatz dar. In dieser Studie werden Entwicklungen beschrieben, die von den Autoren für wahrscheinlich gehalten werden. Die Erreichung von bestimmten Politikzielen wird nicht vorausgesetzt. Stattdessen wird zunächst eine mögliche Zukunft beschrieben; im Nachhinein wird überprüft, ob in dieser Zukunft die Nachhaltigkeitsziele der Bundesregierung erfüllt werden. Mit Hilfe dieser Technik können die Autoren der Frage nachgehen, ob die im Szenario unterstellten politischen Maßnahmen ausreichen, um die Zielerreichung zu gewährleisten. Einen normativen Szenarienansatz findet man dagegen zum Beispiel in der Studie des Sachverständigenrats für Umweltfragen [[SRU, 2011](#)]. Darin wird ein bestimmtes politisches Ziel postuliert (hier: eine Stromversorgung, die zu 100 Prozent auf erneuerbaren Energien beruht). Davon ausgehend werden Maßnahmen vorgeschlagen, die zur Erreichung dieses Ziels geeignet scheinen. Eine klare Trennung zwischen normativen und prognostischen Szenarien ist allerdings nicht immer eindeutig möglich. In zahlreichen Studien sind sowohl prognostische als auch normative Elemente zu finden.

3. Gegenüberstellung der zentralen Ergebnisse

Vor dem Hintergrund einer nachhaltigen Energieversorgung sind zahlreiche Aspekte zu beachten. Eine gewisse Schwerpunktsetzung bei der Ergebnisdarstellung ist aber zu beobachten und wird auch im Folgenden angewendet. Besondere Aufmerksamkeit wird in fast allen Szenarien den CO₂-Emissionen gewidmet, weil das Ziel des Klimaschutzes in der deutschen Energiepolitik große Beachtung findet. Auch das Bruttoinlandsprodukt (BIP) ist von großer Bedeutung, zum einen weil eine starke Korrelation zwischen BIP und Energienachfrage besteht und zum anderen weil das Wachstum des BIP andere Politikfelder (Beschäftigung, Finanzierung staatlicher Aufgaben) in hohem Maße beeinflusst. Für das

Energiesystem an sich sind vor allem der Primärenergieverbrauch und die Stromerzeugung von Interesse².

Bei einer Gegenüberstellung der zentralen Ergebnisse muss beachtet werden, dass nicht alle Szenarien vergleichbare Ergebnisse darstellen. So werden etwa die CO₂-Emissionen in manchen Szenarien quantitativ angegeben; andere Szenarien dagegen gehen auf die Höhe der Emissionen nicht näher ein.

3.1. CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen in den verschiedenen Studien variieren relativ stark (Abbildung 1). Sie lassen sich aber in drei Kategorien einteilen, wobei dann die Unterschiede innerhalb einer Kategorie weniger stark ausfallen.

In der ersten Kategorie werden die Referenz- oder Business-as-usual-Szenarien, d.h. Szenarien mit einer Fortschreibung der heutigen (oder im Studienjahr bekannten) Maßnahmen zur Energieeffizienz bzw. Emissionsminderung, eingeordnet. In der normierten Darstellung (1990 = 1) in Abb. 1 ergeben sich CO₂-Minderungen von etwa 37 bis 49 Prozent bis 2050 im Vergleich zu 1990.

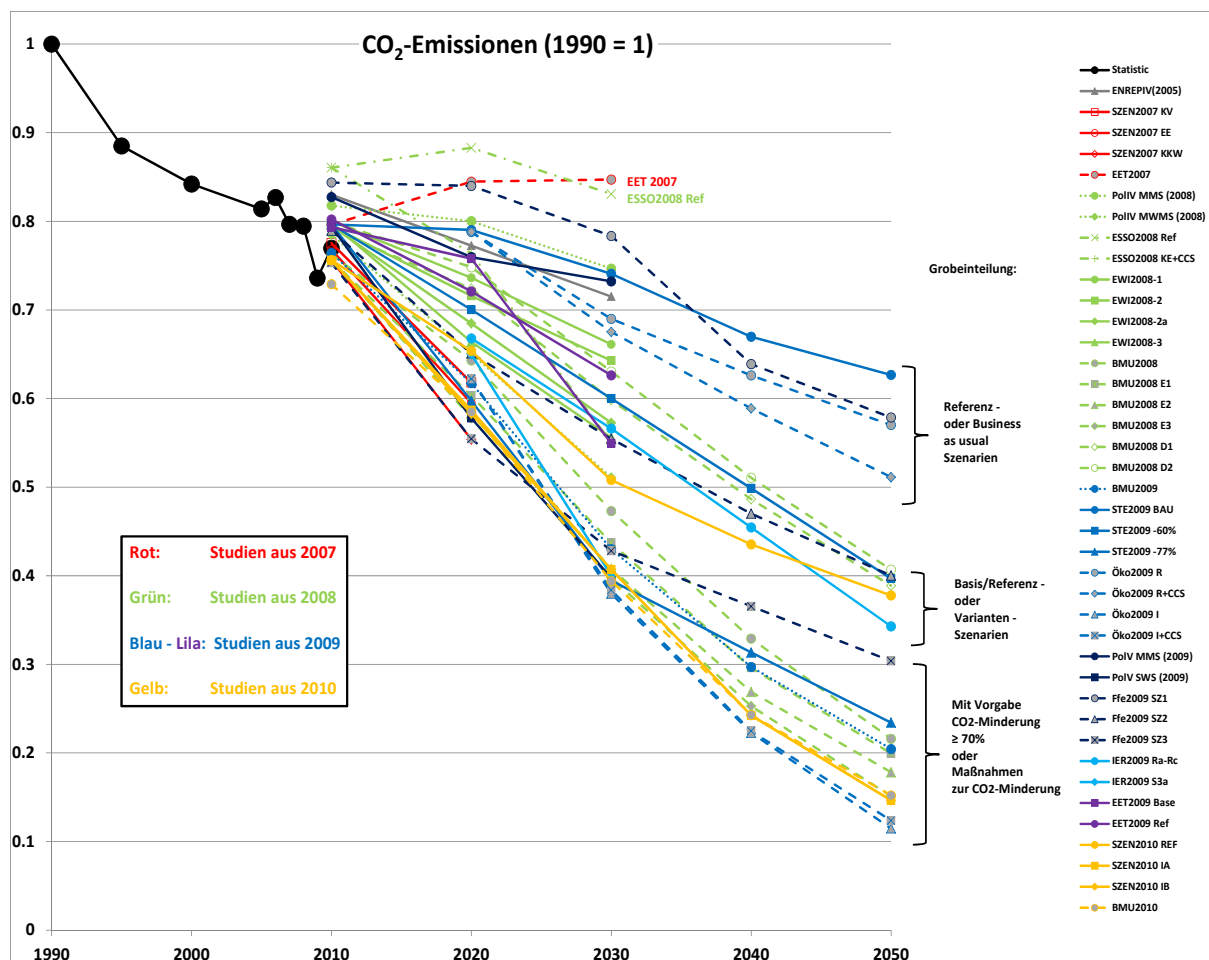


Abbildung 1: CO₂-Emissionen (Quelle: eigene Darstellung)

IEK-STE 2012

² Im Energiekonzept der Bundesregierung spielt auch die Wärmeerzeugung eine wichtige Rolle, dieser wird aber in den meisten der hier untersuchten Szenarien noch nicht Rechnung getragen.

In der zweiten Kategorie gruppieren sich Szenarien, die auf Basis- oder Referenzszenarien als Varianten aufsetzen, die aber keine sehr strengen Vorgaben zur Emissionsminderung enthalten.

Zu der dritten Kategorie gehören Szenarien mit einer oberen Grenze für die Emissionen (Minderung $\geq 70\%$ bis 2050) oder wo Maßnahmen vorgegeben sind, die zu einer CO₂-Minderung von mindestens 70% bis 2050 führen. Je nach Studie ergeben sich CO₂-Reduktionen von 70 bis 89% im Zeitraum 1990 - 2050. Im Mittel gehen die CO₂-Emissionen um ca. 80% im Vergleich zu 1990 zurück. Dies ist auch die Zielsetzung der Bundesregierung in ihrem neuen Energiekonzept vom Juni 2011.

3.2. Bruttoinlandsprodukt

Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) gilt als zentrale Messgröße für den langfristigen wirtschaftlichen Erfolg eines Landes³. Deswegen gehen zahlreiche (wenn auch nicht alle) Szenarien auf die Entwicklung des BIP unter den beschriebenen Umständen ein. Dabei ist festzustellen, dass in manchen Szenarien das BIP deutlich schneller wächst als in anderen und somit bis zum Jahr 2050 (bzw. 2030) beträchtliche Abweichungen in der Höhe des BIP festzustellen sind. Die Entwicklung des BIP in den Szenarien, welche Angaben über das BIP machen, ist in Abbildung 2 dargestellt.

Bis zum Jahr 2010 liegen Daten des statistischen Bundesamts (Destatis) über die tatsächliche BIP-Entwicklung vor; diese sind ebenfalls in Abbildung 2 dargestellt. Auffällig ist der deutliche Rückgang des BIP im wirtschaftlichen Krisenjahr 2009. Dieser hat dazu geführt, dass die älteren Szenarien bereits im Jahr 2010 BIP-Werte aufweisen, die teilweise weit über dem tatsächlichen Wert liegen (vor allem PolIV). Zudem kann man beobachten, dass die älteren Szenarien wie z.B. EWI2008 von einem bis 2030 rasch ansteigenden BIP ausgehen, wohingegen die neueren Szenarien, die im Jahr 2009 oder später veröffentlicht wurden, einen deutlich langsameren Anstieg des BIP beschreiben. Der Eindruck der schweren weltweiten Wirtschaftskrise scheint also die Erwartungen in Bezug auf die langfristigen Wachstumsperspektiven beeinflusst zu haben.

Aus rein ökonomischer Sicht ist ein rasches BIP-Wachstum wünschenswert, weil dies zur Verringerung der Arbeitslosigkeit beiträgt, die Bedienung ausstehender Schulden erleichtert und im Allgemeinen das Potential der Volkswirtschaft zur Erfüllung menschlicher Bedürfnisse (materieller Konsum, Bildung, Kultur, Gesundheit) erhöht. Andererseits führt ein rasch wachsendes BIP bei gegebener Technologie und gegebenen Verbrauchsmustern zu ebenso rasch wachsenden CO₂-Emissionen und sonstigen Umweltbelastungen.

Wenn die Emissionen gemäß politisch gesetzten Zielen in einem bestimmten Rahmen abnehmen sollen, werden also bei raschem BIP-Wachstum höhere Anforderungen an die Entwickler von neuen Technologien, die Investoren und die Konsumenten gestellt. Erstere müssen größere Erfolge bei der Entwicklung von emissionsarmen Technologien erzielen; Letztere müssen eventuell ihre Konsummuster in größerem Maße anpassen und weniger emissionsintensive Produkte nachfragen. Mit anderen Worten: In Szenarien mit niedrigem BIP-Wachstum ist es relativ einfach, ein gegebenes Emissionsziel zu erreichen, wohingegen

³ Das BIP pro Kopf wird gelegentlich auch als Wohlfahrtsindikator interpretiert. Diese Interpretation ist mit Schwierigkeiten behaftet, weil das BIP pro Kopf zum einen nicht die Verteilung des BIP berücksichtigt und zum anderen wesentliche wohlfahrtrelevante Faktoren nicht darin enthalten sind. Andererseits besteht ein starker Zusammenhang zwischen dem BIP-Wachstum und manchen dieser Faktoren (z.B. zwischen BIP-Wachstum und Arbeitslosigkeit).

in einem Szenario mit hohem BIP-Wachstum erklärt werden muss, woher die nötigen Effizienzgewinne kommen, die eine stärkere Entkopplung von BIP und Emissionen ermöglichen.

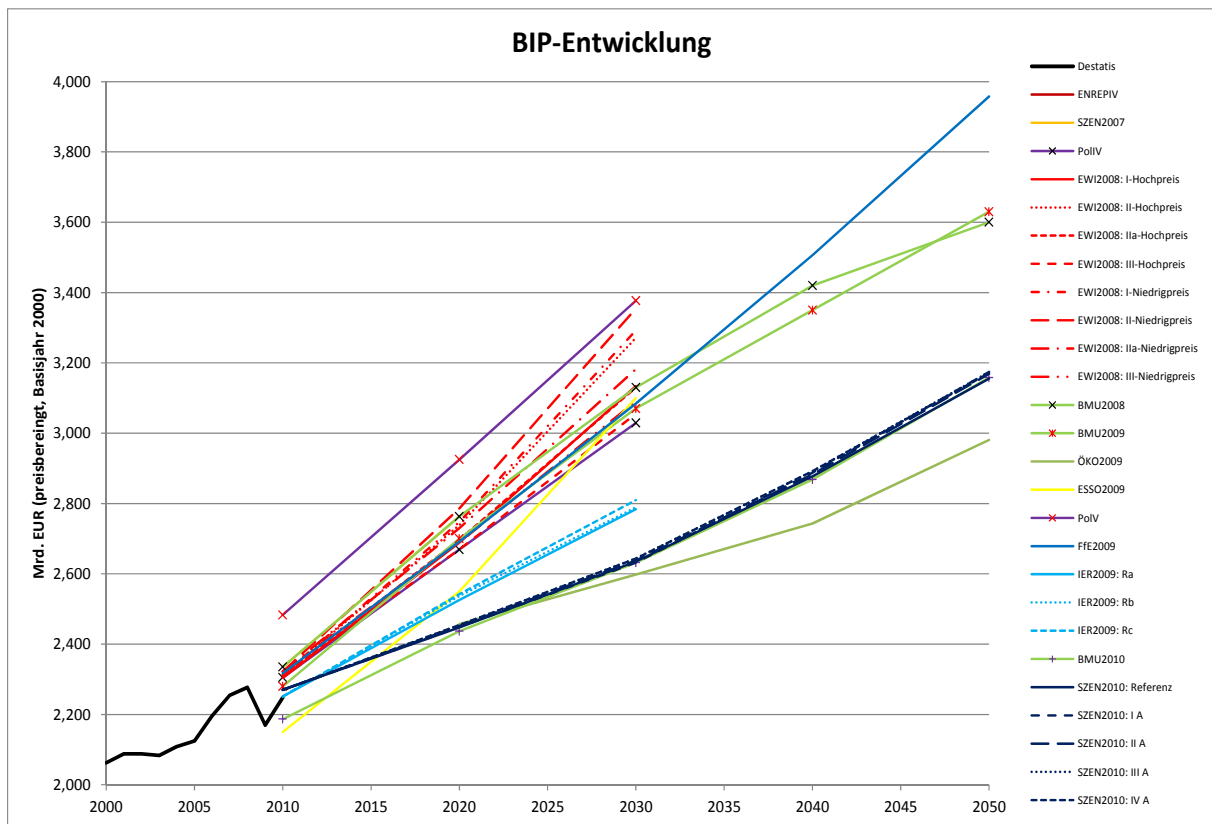


Abbildung 2: BIP-Entwicklung (Quelle: eigene Darstellung)

IEK-STE 2012

Diese Zusammenhänge lassen vermuten, dass die Szenarien mit hohen Reduktionszielen eine relativ schwache BIP-Entwicklung aufweisen (und umgekehrt). Abbildung 2 zeigt, dass dies teilweise zutrifft. Die schwächste BIP-Entwicklung ist im Szenario „ÖKO2009“ zu beobachten. Dieses Szenario weist in Abbildung 1 die stärkste Emissionsreduzierung auf. Das höchste BIP im Jahr 2050 wird im Szenario „FfE2009“ erreicht (Abbildung 2). Dieses Szenario ist in Abbildung 1 mit einem deutlich geringeren Rückgang der Emissionen verbunden. Auch bei den anderen Szenarien zeigt sich ein gewisser Zusammenhang zwischen BIP und CO₂-Emissionen.

Abbildung 3 zeigt die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten des BIP, die in den meisten Szenarien nicht explizit ausgewiesen werden, aber durch eigene Rechnungen der Autoren ermittelt bzw. geschätzt werden konnten. Auch in dieser Grafik wird deutlich, dass ÖKO2009 tatsächlich eine Zukunft mit einem vergleichsweise schwachen BIP-Wachstum beschreibt. Allerdings sind die durchschnittlichen Wachstumsraten in SZEN2010 nur unwesentlich größer; sie bewegen sich ebenfalls unter einem Prozent pro Jahr. Bei den älteren Szenarien wie PolIV und EWI2008 dagegen sind Wachstumsraten von 1,5 Prozent und mehr zu verzeichnen (jedenfalls bis 2030). Der Vergleich von Abbildung 2 und Abbildung 3 macht deutlich, dass geringfügige Abweichungen in der Wachstumsrate des BIP sich über die

Jahrzehnte hinweg zu beträchtlichen Abweichungen im *Niveau* des BIP summieren können. So liegt das BIP bei FfE2009 im Jahr 2050 um fast ein Drittel höher als bei ÖKO2009.

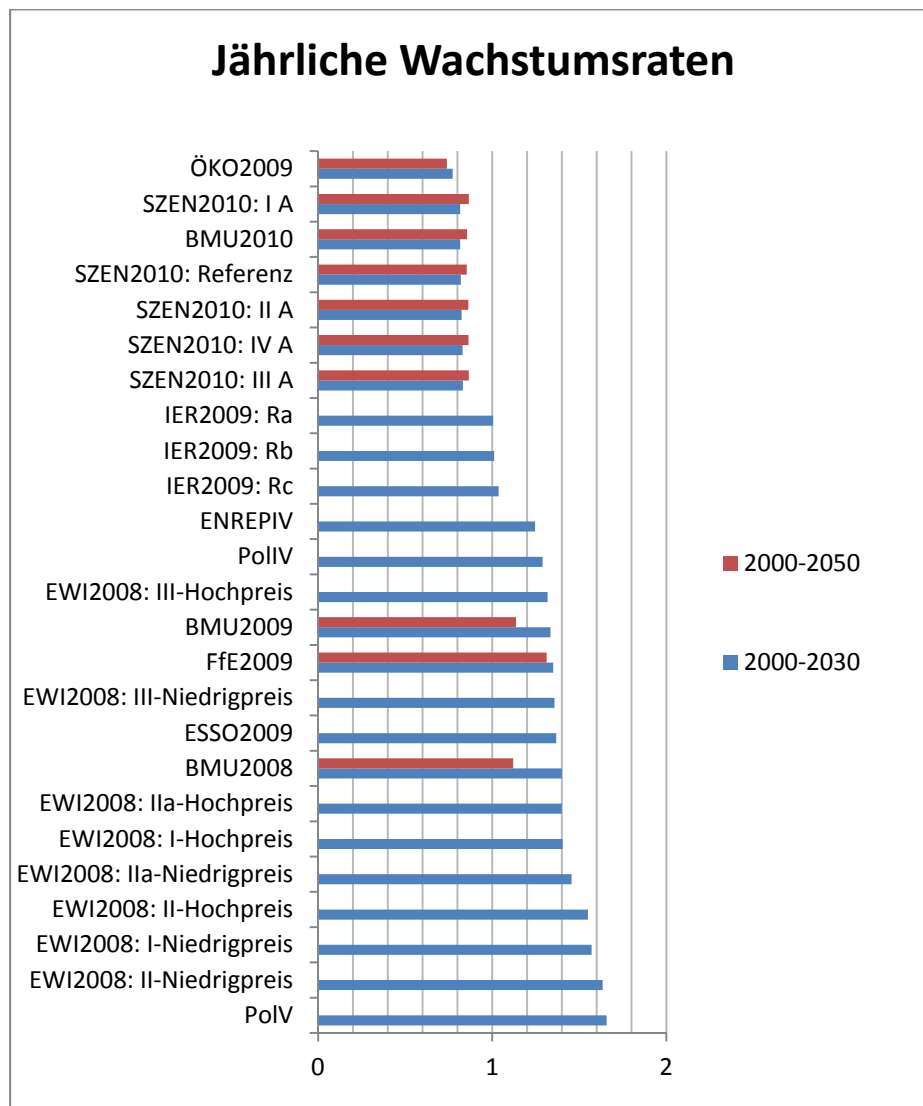


Abbildung 3: BIP-Wachstum pro Jahr (Quelle: eigene Darstellung)

IEK-STE 2012

3.3. Primärenergieverbrauch

Die Projektionen des Primärenergieverbrauchs in den verschiedenen Studien weisen eine starke Streuung auf (Abbildung 4). Bereits im Basisjahr 2010 kommt es zu nennenswerten Abweichungen, deren Ausmaß im Wesentlichen vom Zeitpunkt der Erstellung einer Studie abhängt. Dies ist in erster Linie auf den starken Einbruch des Primärenergieverbrauchs im Jahre 2009 zurück zu führen, der einhergehend mit der Wirtschaftskrise als Folge der Finanzkrise von 2007/2008 eingetreten ist. Bei näherer Betrachtung der Annahmen und Voraussetzungen lässt sich ähnlich wie für die Projektionen der CO₂-Emissionen eine Klassifizierung der Szenarien vornehmen.

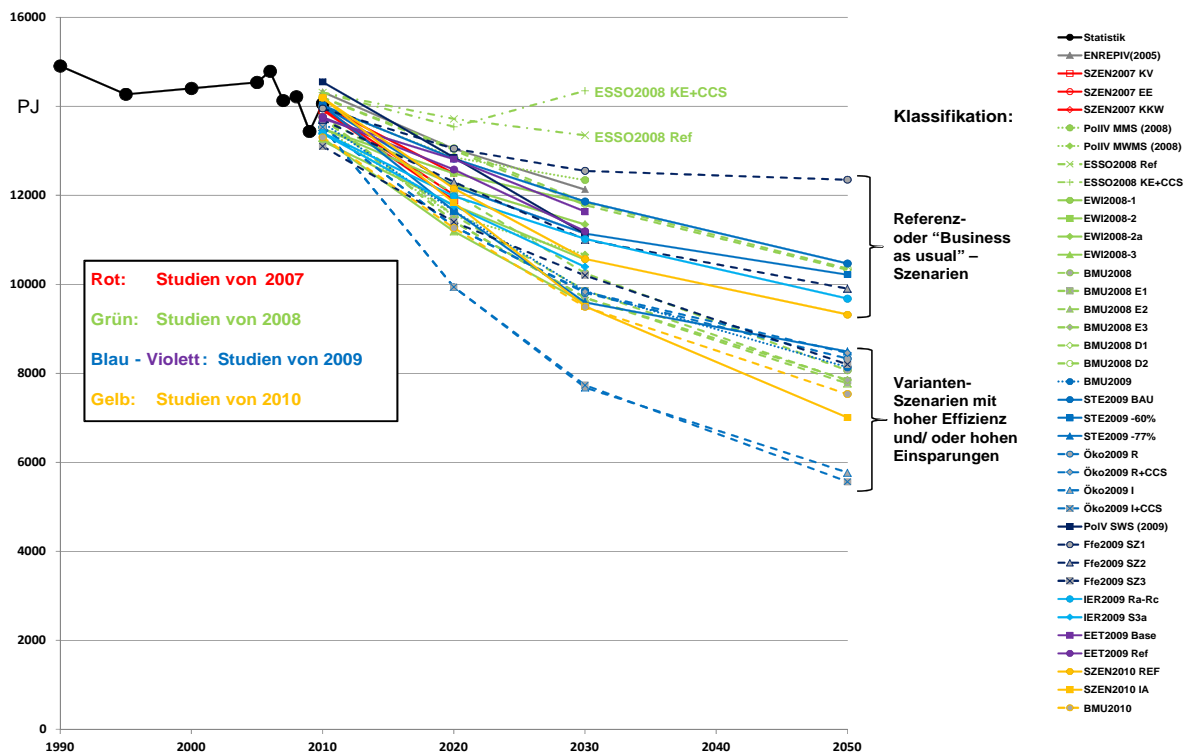


Abbildung 4: Primärenergieverbrauch (Quelle: eigene Darstellung)

IEK-STE 2012

In der ersten Klasse werden die Referenz- oder Business-as-usual-Szenarien zusammengefasst. In diesen Szenarien wird weitestgehend eine Fortschreibung der Entwicklungen im Bereich der Energieeffizienz und Energieeinsparung zugrunde gelegt. Im Vergleich zu 2010 ergeben sich Rückgänge des Primärenergieverbrauchs zwischen 25% und 34% bis 2050. Treiber dieser Entwicklung sind in nahezu allen Studien Annahmen hinsichtlich zukünftig zurückgehender Bevölkerungszahlen sowie steigender Primärenergieträgerpreise, die den Einsatz effizienterer Technologien induzieren.

Die zweite Kategorie von Szenarien umfasst Variantenrechnungen, in denen deutlich höhere Effizienzverbesserungen und/ oder Energieeinsparungen angenommen werden. Diese Szenarien bauen zum Teil auf entsprechenden Referenzszenarien auf, wobei unterschiedliche Effizienz- und Einsparmaßnahmen zusätzlich berücksichtigt werden. Zum Teil handelt es sich jedoch auch um einzelne Zukunftskonzepte, bei denen ein geringer Verbrauch von Primärenergie im Vordergrund steht. Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs in dieser Gruppe beträgt bis 2050 zwischen 38 % und 59%. Die Zielsetzung der Bundesregierung – Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 50% bis 2050 vgl. mit 2008 - reiht sich ebenfalls in dieser Gruppe von Szenarien ein.

3.4. Stromerzeugung

Hinsichtlich der absoluten Stromerzeugung können die Szenarien in zwei grundlegende Gruppen eingeteilt werden:

Die meisten Trend- oder Referenzszenarien gehen von einem zunehmenden Stromverbrauch bis zum Zieljahr der Vorausschau aus. Den absoluten Spitzenwert erreicht dabei IER 2009 Rc - ein Referenzszenario mit einer 60-jährigen Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke - mit

einem Stromverbrauch von 663 TWh im Zieljahr 2030. Den höchsten Wert für das Jahr 2050 weist das Basisszenario 2010a aus BMU2010 mit 637 TWh auf. Einen anderen Trend beschreiben die Referenzszenarien von ÖKO2009 - ohne CCS - und SZEN2010. Während im ersten Fall ein relativ moderater Rückgang von 554 TWh auf 520 TWh unterstellt wird, legen die Energieszenarien eine deutlichere Entwicklung zugrunde, bei der die Bruttostromerzeugung von ca. 579,6 TWh auf 488,3 TWh abnimmt. Dies ist zugleich der niedrigste Wert, der in einem Referenzszenario für das jeweilige Zieljahr angegeben wird.

Dagegen beschreiben die Zielszenarien durchgehend eine Entwicklung, bei der sich die Stromerzeugung deutlich verringert. Den niedrigsten Wert gibt dabei mit lediglich 320 TWh das Szenario IVB aus SZEN2010 an. Damit wird impliziert, dass eine Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken um 28 Jahre bei einem vorgegebenen Satz von Nachrüstkosten zu größeren Einsparungen führt als die 2,3% bis 2,5% pro Jahr die für die Szenarien II und II vorgeschlagen wurden. Insgesamt beschreiben die Zielszenarien aus SZEN2010 Entwicklungen, bei denen die Bruttostromerzeugung sehr deutlich und quasi linear abnimmt. Darin unterscheiden sie sich wesentlich von den Zielszenarien aus ÖKO2009, die ebenfalls 2050 als Zieljahr nehmen. Hier gehen die Werte am deutlichsten bis 2040 zurück. Dann schwächt sich die Entwicklung ab und die Bruttostromerzeugung bleibt bis zum Jahr 2050 entweder stabil auf 405 TWh – Innovationsszenario ohne CCS – oder geht vergleichsweise geringfügig um 7,7 TWh auf 368,8 TWh zurück. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass ÖKO2009 die Nettostromerzeugung angibt, SZEN2010 dagegen die Bruttostromerzeugung.

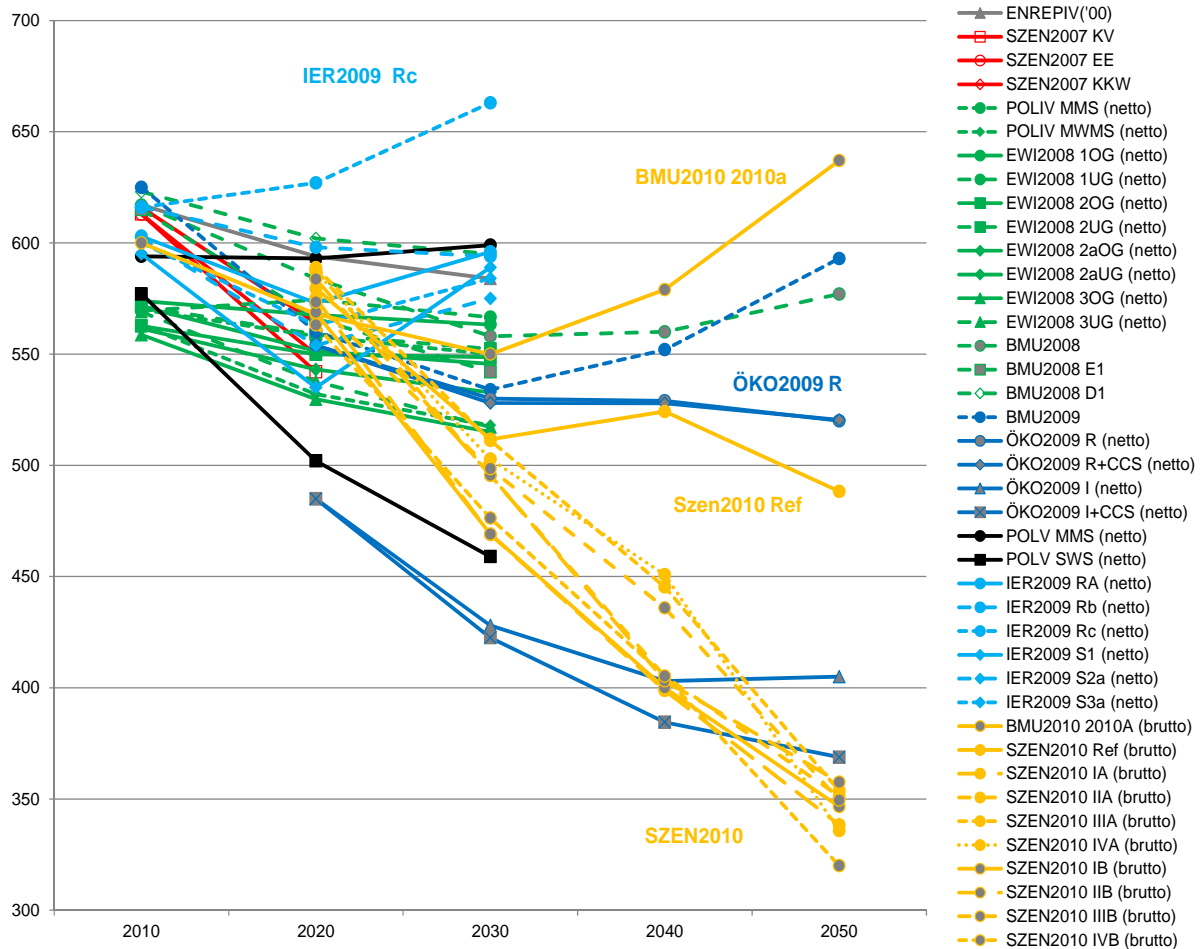


Abbildung 5: Bruttostromerzeugung Quelle: Eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Wird der Energiemix in den verschiedenen Referenzszenarien betrachtet, so fallen ebenfalls deutliche Unterschiede auf, die allerdings nur teilweise aus den Modellrechnungen selbst folgen. So sind die unterschiedlichen Stellenwerte der Kernenergie sowie der Erneuerbaren in SZEN2007 und SZEN2010 neben den unterschiedlichen Zieljahren 2010 sicher auch den veränderten politischen Rahmenbedingungen geschuldet. Auch Szenarien, die dasselbe Zieljahr haben und mit geringem zeitlichem Abstand veröffentlicht wurden, unterscheiden sich in Einzelheiten, beschreiben aber grundsätzlich denselben Energiemix. Dieser ist geprägt von der dominierenden Rolle der erneuerbaren Energieträger und ähnlich großen Beiträgen von Kohle und Erdgas. Übereinstimmend mit den energiepolitischen Grundsatzentscheidungen spielt die Kernenergie keine Rolle mehr.

3.5. Zwischenfazit

Als Zwischenfazit bleibt festzuhalten, dass in allen aktuellen Szenarien die CO₂-Emissionen sinken, während das BIP weiter wächst. Dies ist nur möglich, wenn eine zunehmende „Entkopplung“ von BIP und CO₂-Emissionen eintritt. Die Daten aus der umweltökonomischen Gesamtrechnung (UGR) zeigen, dass die CO₂-Intensität (CO₂-Emissionen geteilt durch BIP) in den vergangenen Jahren tatsächlich gefallen ist. Ob dieser Trend sich in Zukunft fortsetzt, verstärkt oder abschwächt, hängt von diversen technologischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Faktoren ab. Eine einfache „Trendfortschreibung“ wird diesen Themen nicht gerecht. Daraus folgt, dass eine entsprechende Analyse der zukünftigen Entkopplung von BIP und Emissionen zur Aussagekraft eines Szenarios beitragen kann.

Davon abgesehen ist zu beobachten, dass Szenarien mit sehr geringen CO₂-Emissionen in 2050 tendenziell auch von einem niedrigen BIP in 2050 ausgehen. Das Szenario mit dem höchsten BIP in 2050 (FfE2009) weist in Abbildung 1 eher geringe Emissionsminderungen aus. Umgekehrt beschreibt das Szenario mit dem niedrigsten BIP in 2050 (ÖKO2009) die deutlichsten Emissionsminderungen. Zwischen den politischen Zielen „Emissionsminderung“ und „Wohlfahrtssteigerung“ scheint also ein gewisser Konflikt zu bestehen (wenn das BIP als Wohlfahrtsindikator interpretiert werden kann, s. Abschnitt 3.2).

Schließlich ist festzustellen, dass das erwartete BIP-Wachstum in neuen Studien (2010, 2009) deutlich geringer ist als in älteren Studien. Es drängt sich die Frage auf, ob hier die Finanz- und Wirtschaftskrise, die in den Jahren 2008/1009 die deutsche Wirtschaft mit voller Wucht traf, die Autoren der Szenarien und ihre Erwartungen über die langfristige wirtschaftliche Entwicklung beeinflusste. Ob die Krise tatsächlich einen Einfluss auf die langfristige Wachstumsrate hat, ist nicht a priori klar. Wegen der hohen Bedeutung des BIP für Energienachfrage und andere Politikziele sollte ein nachhaltiges Energieszenario sich aber mit den Determinanten des langfristigen BIP-Wachstums und den Wechselwirkungen zwischen BIP und Energie- und Klimapolitik intensiver auseinandersetzen.

4. Energieszenarien aus interdisziplinärer Sicht

Bei dem Leitbild der Nachhaltigkeit handelt es sich um ein multidimensionales Konzept, das sowohl ökologische als auch wirtschaftliche und gesellschaftliche Aspekte beinhaltet. Die gesamte Bandbreite der Nachhaltigkeitsforschung kann deswegen nur mit einer interdisziplinären Herangehensweise abgedeckt werden. Aus diesem Grund wird im Folgenden diskutiert, inwiefern die Szenarien einem interdisziplinären Ansatz gerecht

werden. Aus Gründen der Zweckmäßigkeit liegt der Schwerpunkt auf einer politik- und wirtschaftswissenschaftlichen Beurteilung, allerdings sollten im Rahmen von weitergehenden Forschungen auch weitere Perspektiven (z.B. Sozialwissenschaft und Umweltforschung) berücksichtigt werden.

4.1. Politikwissenschaftliche Kriterien der Szenarienformulierung

Die systematische Erarbeitung politischer und gesellschaftlicher Entwicklungslinien gilt als die „*Achillesferse modellgestützter Energiesysteme*“ [[Weimer-Jehle & Kosow, 2011](#)]. Tatsächlich scheinen sich die Energieszenarien der verschiedenen Disziplinen gegenseitig gar nicht wahrzunehmen, obwohl sie sich in Methodik und Analyseebene eigentlich ideal ergänzen sollten: Technische und wirtschaftliche Szenarien – zumindest die in dieser SWOT-Analyse berücksichtigten – setzen schwerpunktmäßig quantitative Methoden ein, um die Entwicklung von Energietechniken, Energieverbrauch, Energiemix etc. für Deutschland oder die EU zu beschreiben. Politikwissenschaftliche Szenarien im deutschsprachigen Raum verwenden dagegen hauptsächlich qualitative Instrumente und konzentrieren sich auf die außenwirtschaftliche Energieversorgungssicherheit [[Schröder & Tull, 2008](#)] sowie die internationalen Verträge und Organisationen im Energie- und Klimasektor [[Au et al., 2011](#)]. Dabei wird aus einer politikberatenden Perspektive auch untersucht, welche Regelungssysteme besonders geeignet sind, um klima- und energiepolitische Ziele zu erreichen und welche Zeitfenster voraussichtlich bestehen werden, um diese Regelungssysteme einzuführen [[Au et al., 2011](#)]. Neuere methodische Ansätze versuchen diese Bruchlinie zu überwinden, konzentrieren sich aber wiederum auf die etablierten quantifizierbaren Inputfaktoren technisch-wirtschaftlicher Energieszenarien [[Weimer-Jehle & Kosow, 2011](#), [Weimer-Jehle, 2008](#)]. Auch unterschätzen die Autoren den Umfang modellgestützter und überhaupt empirischer politikwissenschaftlicher Forschung, wenn sie diese auf „*qualitative insights and implicit mental models produced by experts*“ reduzieren und daraus zu Unrecht ein grundlegendes Problem für den sozialwissenschaftlichen Einsatz mathematischer Modelle ableiten wollen [[Weimer-Jehle, 2008](#)]⁴. Ein Ziel innovativer Energieszenarien sollte es daher sein, die interdisziplinäre „Sprachlosigkeit“ in der Szenarienentwicklung zu überwinden und zugleich den Umfang der berücksichtigten politikwissenschaftlichen Faktoren auszuweiten. Um den möglichen politikwissenschaftlichen Beitrag zu untersuchen, sollen in der Folge zunächst die vorliegenden politikwissenschaftlichen (Energie-)Szenarien und Vergleichsstudien kurz beschrieben werden. An die Darstellung der SWOT-Analyse schließt sich dann eine abschließende Bewertung möglicher Beiträge der STE-Szenarien an.

⁴ Tatsächlich gibt es einige derartige Modelle, die sich mit Wahlverhalten, politischen Entscheidungsprozessen aber auch den internationalen Beziehungen beschäftigen [Johnson, 1999]. Modelle in dieser Teildisziplin umfassen die gesamte Spannbreite von aggregierten Modellen für das internationale System [Gruhn, 1987] bis hin zu agentenbasierten Simulationen von staatlichem Verhalten [Pepinsky, 2005]. Einzelne Autoren kommen daher, teilweise auch aufgrund der Erfolge des Empirical Implications of Theoretical Models Projekts [Political Science Program of the National Science Foundation, 2002] zu der Einschätzung, dass die Politikwissenschaft sogar weitgehend von der Modellierung dominiert wird [Clarke & Primo, 2007]. Unabhängig davon, ob und wieweit diese Aussage zutrifft, kann festgehalten werden, dass Modellierung eine etablierte Methode in der Politikwissenschaft ist.

4.2. Vorliegende politikwissenschaftliche (Energie-)Szenarien und Vergleichsstudien

Von den verschiedenen EU-Projekten, die (Energie-)Szenarien inventarisieren und vergleichen, sind für diese SWOT-Analyse besonders die Ergebnisse des *Energy Foresight Network* (EFONET, <http://www.efonet.org/>) und der Expertengruppe *Global Europe 2030-2050* (http://ec.europa.eu/research/social-sciences/fwl-experts-groups_en.html) relevant⁵. EFONET vergleicht in seinen Studien verschiedene nationale und internationale Energieszenarien, die über einen Zeitraum von ca. 40 Jahren entstanden sind. Im deutschen Landesbericht wird SZEN2007 mit ENREPIV, der DENA-Netzstudie, der DLR-Leitstudie 2007 und EET2007 hauptsächlich in Hinblick auf Szenarienergebnisse verglichen [Cabrera et al., 2009]. Die in der STE-SWOT-Analyse untersuchten sozialwissenschaftlichen Kriterien werden vom EFONET-Projekt weder hier noch in einer historischen Vergleichsanalyse behandelt, die allerdings ohnehin ausschließlich mathematische Modelle als methodisches Bewertungskriterium berücksichtigt [Panzer et al., 2009]. Auch Dogan Keles, Dominik Möst und Wolf Fichtner vergleichen technisch-wirtschaftliche deutsche Energieszenarien, wobei sie konkret die Ölpreisvariante von ENREP IV, das Leitszenario 2007 des BMU, die Wasserstoffstudie der DENA und die Variante mit Laufzeitverlängerung von EW12008 berücksichtigen. Neben grundlegenden methodischen Kritikpunkten an der Szenarienformulierung benennen sie Sensitivitätsanalysen für die exogenen Szenarientreiber, beispielsweise die Rohstoffpreise, als einen Ansatzpunkt für innovative Weiterentwicklungen [Keles et al., 2011]. Die Studie der Expertengruppe *Global Europe 2030-2050* bezieht sich ausdrücklich auf sozialwissenschaftliche Szenarien, aus denen sie ein gemeinsames Trendszenario ableitet. Zwar geht auch diese Studie in erster Linie inhaltsanalytisch vor und sucht zunächst nach Politikthemen, die durch Foresight-Aktivitäten Legitimität und Aufmerksamkeit erhalten haben. Daneben nennt sie aber auch acht methodische Bereiche, in denen die untersuchten Szenarien Verbesserungsmöglichkeiten zeigen. Dies sind im Einzelnen die Folgenden: Analyse und Einbindung von Akteuren, die genauen Beziehungen zwischen sozialen Strukturen und Akteuren, die geographischen und regionalen Szenariengrenzen, die verschiedenen Aspekte des *horizon scanning* - also die kontinuierliche, systematische Suche nach neuen Entwicklungen, Trends und Schlüsselakteuren -, die Wirtschaftsstruktur des Jahres 2030 und inhaltliche Themen, die in den Szenarien nicht berücksichtigt werden [Braun, 2010b]. Aufgrund der großen Zahl der berücksichtigten Szenarien kann vorerst angenommen werden, dass die Bearbeitung dieser „Schwächen“ einen innovativen Forschungsbeitrag leisten kann. Trotz der großen Fallzahl stellt sich allerdings die Frage, wie repräsentativ die Datenlage ist, auf der diese Ergebnisse beruhen. So wird die deutsche Szenarienlandschaft mit lediglich zwei Studien - *Stadt 2030* [Göschel, 2003] und eine 2010 veröffentlichte vorläufige Fassung von SRU2011 – nur punktuell berücksichtigt [Braun, 2010a].

⁵ Daneben gibt es die European Foresight Platform (<http://www.foresight-platform.eu>) als Plattform zur Vernetzung von Projekten und Forschern zu Foresight-Aktivitäten, sowie eine Reihe von Projekten zur Entwicklung langfristiger Modelle für die Zeit nach 2050 (<http://www.vleem.org/index.html>; <http://www.pact-carbon-transition.org/index.html>) sowie Modelle, Simulationen und Szenarien zur Fragen der Energieversorgungssicherheit (<http://www.polinares.eu/>), zu den Wechselwirkungen zwischen Energiesystemen und der Umwelt (<http://www.pashmina-project.eu/>) sowie zu Wahrnehmungen und sozialer Akzeptanz von Nachhaltigkeitsinstrumenten (<http://www.kwi-nrw.de/home/projekt-76.html>). Ergebnisse dieser Projekte liegen vor oder werden für 2011 erwartet und können damit für die Helmholtzszzenarien berücksichtigt werden.

Im deutschen Sprachraum liegen besonders zwei politikwissenschaftliche Energieszenarien vor: Die *Stiftung Wissenschaft und Politik* beschreibt zusammen mit der *Daimler Stiftung* verschiedene Pfade, entlang derer sich die Rahmenbedingungen für die Energiesicherheit der EU bis zum Jahr 2030 entwickeln können [[Schröder & Tull, 2008](#)]. Die Projektgruppe *Global Governance 2020* entwickelt unterschiedliche Szenarien zu der Frage, wie eine internationale Klimaschutzpolitik institutionell umgesetzt werden wird [[Au et al., 2011](#)]. Beide Szenarien verwenden die *Cross-Impact-Matrix* Methode [[Gordon & Hayward, 1968](#)], die sie mit *Delphi*-Instrumenten der Expertenbefragung [[Dalkey, 1969](#)] verbinden. Beide formulieren aufgrund ihrer Ergebnisse konkrete Politikempfehlungen. Keine von ihnen berücksichtigt die hier analysierten modellgestützten Energieszenarien, und können damit auch den trotz der methodischen Unterschiede bestehenden Mehrwert einer interdisziplinären Szenarienformulierung nicht realisieren.

4.3. Wirtschaftswissenschaftliche Fundierung der Szenarien

Die modernen Wirtschaftswissenschaften haben sich mehr oder weniger seit ihrem Entstehen im späten 18. Jahrhundert mit verschiedenen Aspekten der Nachhaltigkeit beschäftigt. Thomas Malthus, einer der frühen „klassischen“ Ökonomen, sorgte sich um den drohenden Konflikt zwischen einer ständig wachsenden Bevölkerung und der begrenzten Fläche an landwirtschaftlich nutzbarem Land in Großbritannien [[Malthus, 1826](#)]. Auch wenn die von Malthus befürchteten Hungersnöte dank technischer Fortschritte nicht eingetreten sind, tauchten die speziellen Probleme der natürlichen Ressourcen, ihrer begrenzten Verfügbarkeit und ihrer Nutzung über längere Zeiträume immer wieder in den Wirtschaftswissenschaften auf. Auf den Arbeiten von Pigou und Coase wurde das Feld der Umweltökonomie aufgebaut [[Pigou, 1932](#), [Coase, 1960](#), [Sturm & Vogt, 2011](#)], in den 1970er Jahren entstand unter dem Eindruck der Ölkrise die Ressourcenökonomie [[Solow, 1974](#), [Stiglitz, 1976](#), [Dasgupta & Heal, 1974](#)], und Ende der 1980er Jahre wurde im Zuge der interdisziplinären Zusammenarbeit zwischen Ökonomen und Naturwissenschaftlern das Feld der Ökologischen Ökonomie geboren [[Costanza et al., 2001](#), [Daly, 2007](#)]. Im Rahmen der Nachhaltigkeitsforschung fand auch die ökonomische Wachstumstheorie einige Beachtung, die stark von Robert Solow beeinflusst wurde, der wiederum auch die Grundlagen der Ressourcenökonomie entscheidend prägte [[Solow, 1956](#), [Solow, 1957](#), [Solow, 1974](#)].

Angesichts der beträchtlichen wirtschaftswissenschaftlichen Literatur zu Fragen der Umweltnutzung und dem konfliktreichen Spannungsbogen zwischen Wirtschaftswachstum, Ressourcenknappheit, Emissionen und Entsorgungsfragen ist es relativ überraschend, dass sich in den oben beschriebenen Energieszenarien nur wenige Anknüpfungspunkte zu dieser Literatur finden. Als Beispiel sei ein klares Verständnis des Begriffs der „Nachhaltigkeit“ genannt. Zwar finden sich in der ökonomischen Fachliteratur unterschiedliche Interpretationen dieses Leitbilds, aber für jede Interpretation existiert eine klare und eindeutige Definition [[Perman et al., 2003, Kap. 4](#)]. So wird etwa die „schwache Nachhaltigkeit“ definiert durch die Bedingung, dass der Nutzen des repräsentativen Individuums im Zeitverlauf nicht abnehmen darf. Die „starke Nachhaltigkeit“ dagegen erfordert die Erhaltung des natürlichen Kapitalstocks. Aus beiden Konzepten ergeben sich natürlich zahlreiche methodische Fragen, beispielsweise zur Messbarkeit von Nutzen und natürlichem Kapitalstock. Auch ethische Probleme werden aufgeworfen, da in der Realität das „repräsentative Individuum“ nicht existiert und eine Gewichtung der Interessen verschiedener Individuen vorgenommen werden muss. Diese Fragen sind in der ökonomischen Literatur vielfach diskutiert worden; die dabei gewonnenen Einsichten werden aber in den hier

besprochenen Energieszenarien kaum aufgenommen. Stattdessen wird in vielen Fällen von Nachhaltigkeit gesprochen, ohne dass der Begriff näher definiert würde, was aus wirtschaftswissenschaftlicher Sicht nicht zufriedenstellend ist. Ein Kriterium für ein aussagekräftiges Szenario sollte deswegen die Entwicklung eines *konsistenten Nachhaltigkeitskonzeptes* und eine darauf aufbauende *Bewertung* des Szenarios aus Nachhaltigkeitssicht sein.

Aus dem häufig unklaren Nachhaltigkeitsbild ergeben sich weitere Lücken. So werden mehrere zentrale Aspekte der wirtschaftlichen und sozialen Nachhaltigkeit, wie zum Beispiel Beschäftigung/Arbeitslosigkeit und die Verteilung des Einkommens innerhalb einer Generation, in den meisten Szenarien nicht oder nur am Rande thematisiert. Die ökonomische Literatur hat sich ausgiebig mit den Zusammenhängen und Konflikten zwischen umweltpolitischen und wirtschaftspolitischen Zielen beschäftigt; quantitative Modelle zur Beschreibung dieser Zusammenhänge existieren [[Kronenberg, 2007](#)]. Ein weiteres Kriterium bei der Bewertung von Energieszenarien sollte deswegen die Verwendung von *gesamtwirtschaftlichen Modellen* sein, die dem aktuellen Forschungsstand entsprechen und die Wechselwirkungen zwischen den Energiemärkten und den wichtigsten makroökonomischen Größen (BIP, Beschäftigung, Einkommensverteilung) beschreiben.

Neben der makroökonomischen Ebene ist schließlich auch die mikroökonomische Analyse von großer Bedeutung. Die Mikroökonomie widmet sich vor allem dem Verhalten von einzelnen Akteuren (Haushalten, Firmen) in Abhängigkeit von den Anreizen, die ihnen von den Märkten und der Politik geboten werden. Ein aussagekräftiges Szenario sollte deswegen die *Maßnahmen* beschreiben, mit denen die im Szenario angenommenen Entwicklungen umgesetzt werden. Aus wirtschaftswissenschaftlicher Sicht zählen dazu vor allem wirtschaftspolitische und rechtliche Maßnahmen wie etwa Steuern auf umweltbelastende Produkte, die Erteilung von handelbaren Emissionszertifikaten, direkte Regulierungen wie z.B. die Pflicht zum Einbau von Katalysatoren und vieles mehr.

5. SWOT-Analyse

Aufbauend auf den vorangegangenen Ausführungen wird im Folgenden eine SWOT-Analyse durchgeführt, um die Szenarien anhand einer Reihe von Kriterien zu bewerten und einzuordnen. Die Kriterien wurden unter Berücksichtigung der oben ausgeführten Argumente entwickelt. Im Einzelnen wurden die folgenden Kriterien verwendet:

- 1) **Methodische Fundiertheit:** Werden alle relevanten Aspekte mit adäquaten Methoden (z.B. Modellen) abgehandelt? (s. Abschnitt 4.3)
- 2) **Transparenz von Methoden und Daten:** Sind die Methoden und Daten nachvollziehbar? Sind sie transparent dargestellt?
- 3) **Rahmenszenarien:** Werden konsistente Rahmenszenarien (z.B. Entwicklung der weltweiten Energiemärkte und Klimapolitik) aufgebaut?
- 4) **Akteure, Verhalten, Institutionen:** Werden Akteure und ihre Verhaltensweisen realistisch dargestellt? Wird der Einfluss von Institutionen berücksichtigt?
- 5) **Maßnahmen:** Werden Maßnahmen zur Erreichung der beschriebenen Entwicklung (z.B. Effizienzgewinne im Gebäudesektor) vorgeschlagen und analysiert? (s. Abschnitt IV.3)

- 6) **Nachhaltigkeitskonzept und -bewertung:** Wird ein wissenschaftlich fundiertes Nachhaltigkeitskonzept verwendet? Wird darauf aufbauend eine Nachhaltigkeitsbewertung vorgenommen? (s. Abschnitt 4.3)

5.1. Ergebnisse

5.1.1. Methodische Fundiertheit

Die Stärken und Schwächen von Studien sind häufig eng verknüpft mit den Stärken und Schwächen des methodischen Vorgehens und - sofern vorhanden - verwendeter Modelle. Obwohl es sich bei allen betrachteten Studien um Studien mit Energiebezug handelt, muss dabei die Systemweite der einzelnen Studien berücksichtigt werden. So beschränken sich einige Studien auf die Betrachtung einzelner Sektoren, wie z.B. dem Verkehrssektor in ShellPKW. In einem solchen Fall kann es durchaus akzeptabel sein, auf die Betrachtung anderer Sektoren zu verzichten, sofern keine intersektoralen Zusammenhänge und Einflüsse bestehen. In anderen Fällen ist die detaillierte Betrachtung von verschiedenen Sektoren unumgänglich, um fundierte Aussagen treffen zu können, beispielsweise bei Analysen des gesamten Energiesystems. Die Bewertungskriterien für die methodische Fundierung für die Systembereiche Energiesystem, Strommarkt, Stromnetz sowie Makroökonomie sind in Abb. 6 dargestellt. Es wird je nach Detaillierungs- und Komplexitätsgrad in die Gruppen „-: Nicht berücksichtigt“, „X: Berücksichtigt, aber nicht methodisch ausgearbeitet“, „○: Einfache methodische Ausarbeitung“ sowie „●: Komplexe methodische Ausarbeitung“ unterschieden.

Wird z.B. ausschließlich der Stromsektor untersucht und die Auswirkungen auf das weitere Energiesystem vernachlässigt, wie dies beispielsweise in den Studien SRU2011 oder IWES2009 der Fall ist, folgt für die Kategorie Energiesystem die Bewertung „-“. Studien, in denen Auswirkungen qualitativ in Form von Expertenwissen angegeben werden, Beispiele für die Kategorie Energiesystem hierzu sind EWI2008 oder BMU2008, erhalten die Bewertung „X“. Bei der Verwendung von Teilmodellen, Trendfortschreibungen oder Lernkurven ergibt sich die Bewertung „○“. Zu dieser Gruppe zählt für die Kategorie Energiesystem bspw. die Studie FVEE2010. Die Bewertung „●“ setzt eine fundierte methodische Ausarbeitung voraus. Im Bereich des Energiesystems gilt dies vor allem für Energiesystemmodelle wie z.B. IKARUS-LP in Pol IV – V, das Zukunftsenergiemodell ZEN in Ffe2009, TIMES PanEU in IER2009 oder das PRIMES-Modell in EET2009.

Eine besonderer Fokus bei der Analyse der betrachteten Studien liegt auf der Behandlung des Stromsektors, da dieser Bereich mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien sowohl bereits heute als auch zukünftig einem besonders starken Wandel unterliegt. Beim Stromsektor wird hier zwischen dem Strommarkt sowie dem Stromnetz unterschieden. Die Bewertung „-“ erfolgt im Bereich Strommarkt für Studien, die gar keine Betrachtung des Sektors vornehmen, bspw. ShellPKW und ShellLKW. Studien wie ESSO2009, in denen qualitativ auf Auswirkungen auf den Strommarkt eingegangen wird, werden mit „X“ gekennzeichnet. Einfache Strommarktmodelle, die z.B. auf Trendfortschreibungen oder Lernkurven beruhen oder einen geringen Detaillierungsgrad aufweisen, erhalten die Bewertung „○“. Hierzu gehört u.a. das KODARES-Modell in BMU2009. Komplexe Strommarktmodelle mit hoher zeitlicher Auflösung, hohem technischen Detaillierungsgrad und der Abbildung von Marktmechanismen erhalten die höchste Bewertung „●“. Beispiele hierzu sind das Modell E2M2 in IER2009, SimEE in UBA2010 sowie BMU2010, Remix in BMU2010 und SRU2011 oder auch DIME in SZEN2010.

Gruppe	Energiesystem	Strommarkt	Stromnetz	Makroökonomie
- (0) Nicht berücksichtigt	Auswirkungen auf das Energiesystem als Ganzes werden vernachlässigt.	Auswirkungen auf den Strommarkt werden nicht betrachtet.	Auswirkungen auf das Stromnetz werden nicht betrachtet.	Makroökonomische Auswirkungen werden nicht betrachtet.
X (1) Berücksichtigt, aber nicht methodisch ausgearbeitet	Auswirkungen auf das Energiesystem als Ganzes werden anhand von Expertenwissen qualitativ beschrieben.	Auswirkungen auf den Strommarkt werden anhand von Expertenwissen qualitativ beschrieben.	Auswirkungen auf das Stromnetz werden anhand von Expertenwissen qualitativ beschrieben.	Makroökonomische Auswirkungen werden anhand von Expertenwissen qualitativ beschrieben.
o (2) Einfache methodische Ausarbeitung	Einfache Berücksichtigung von Einflüssen auf das Energiesystem, z.B. anhand von Trendfortschreibungen und/oder Teilmodellen.	Der Strommarkt wird anhand eines einfachen Modellansatzes (z.B. geringe zeitl. Auflösung, grobe Technologie-struktur, fehlende Abbildung von Marktmechanismen) oder anhand von Trendfortschreibungen und Lernkurven untersucht.	Auswirkungen werden anhand eines einfachen Stromnetzmodells (grobe Auflösung, Berücksichtigung weniger technischer Parameter, usw.) untersucht.	Einfache Berücksichtigung von Einflüssen anhand von Trendfortschreibungen und/oder Teilmodellen.
• (3) Komplexere methodische Ausarbeitung	Fundamentales Energiesystemmodell.	Komplexes Strommarktmodell.	Detailliertes Stromnetzmodell.	Komplexe makroökonomische Wirkungsanalyse.

Abbildung 6: Konkretisierte Bewertungskriterien zur methodischen Fundiertheit (1)
(Quelle: eigene Darstellung) IEK-STE 2012

Im Bereich der Stromnetze führt eine gänzliche Vernachlässigung des Netzes zu der Bewertung „-“. Ein Beispiel hierzu sind die Studien Pol IV und Pol V. Die Kennzeichnung „X“ steht für Studien, in denen anhand von Expertenwissen auf das Netz eingegangen wird oder zu mindestens Annahmen für das zukünftige Stromnetz genannt werden. Beispiele sind die Studien FVEE2010 oder SRU2011, in denen schlichtweg von einem barriere- und engpassfreien Stromnetz ausgegangen wird oder auch die Studie BMU2010, in der qualitativ

angegeben wird, dass die Netze zukünftig ausgebaut werden müssen. Vereinfachte quantitative Stromnetzmodelle wie in Ffe2009, in der eine verbrauchsspezifische Verlustkennzahl eingeführt wird, werden mit „○“ bewertet. Detaillierte Stromnetzmodelle erhalten die Bewertung „●“, im Rahmen der betrachteten Studien wird diese Wertung jedoch nicht erreicht.

Von besonderem Interesse bei Szenarien sind die Auswirkungen von Transformationsprozessen auf die Volkswirtschaft und deren Rückwirkung. Inwieweit diese Auswirkungen betrachtet werden, wird in der Kategorie „Makroökonomie“ analysiert. In einigen Studien, z.B. UBA2010 oder SRU2011, werden diese Aspekte überhaupt nicht berücksichtigt, demzufolge resultiert in solchen Fällen die Bewertung „-“. Vielfach werden die Auswirkungen jedoch punktuell oder grob vereinfacht anhand von Expertenwissen diskutiert (Bewertung „X“). Beispiele hierzu sind die Studien STE2009 oder auch Pol IV und Pol V. Die Bewertung „○“ ist für vereinfachte makroökonomische Modelle vorgesehen, hierzu zählt z.B. die Studie FVEE2010, in der eine Differenzkostenbetrachtung des erwarteten Mengengerüsts vorgenommen wird. Komplexere makroökonomische Modelle werden mit „●“ bewertet. Beispiele für diese Kategorie sind das NEWAGE-Modell in IER2009, das Strukturmodell EEFA in EWI2008 oder auch PANTA RHEI in SZEN2010.

Gruppe	Haushalte	GHD	Industrie	Verkehr
- (0) Nicht berücksichtigt	Der jeweilige Sektor wird nicht betrachtet und geht nicht erkennbar als Einflussgröße, z.B. als Nachfragevektor, in die weiteren Betrachtungen ein.			
X (1) Berücksichtigt, aber nicht methodisch ausgearbeitet	Der Sektor wird den Betrachtungen zugrunde gelegt. Entwicklungen der Nachfragen oder ggf. intersektorale Wirkungen werden anhand von Expertenwissen (intern/extern) berücksichtigt.			
○ (2) Einfache methodische Ausarbeitung	Unter Verwendung einfacher Teilmodelle, Trendfortschreibungen oder Lernkurven wird der jeweilige Sektor genauer betrachtet.			
● (3) Komplexere methodische Ausarbeitung	Es existiert ein umfassendes Modell, um Wirkungen auf den Sektor bzw. Auswirkungen durch den Sektor zu untersuchen. Alternativ ist der Sektor ein detailliert modellierter Teil eines komplexen Systemmodells			

*Abbildung 7: Konkretisierte Bewertungskriterien zur methodischen Fundiertheit (2)
(Quelle: eigene Darstellung) IEK-STE 2012*

In Abbildung 7 sind die Bewertungskriterien für die Abbildung der Nachfragesektoren Haushalte, GHD, Industrie sowie Verkehr dargestellt. Analog zu dem Vorgehen in Abbildung 6 führt ein höherer Detaillierungs- und Komplexitätsgrad bei der Berücksichtigung des jeweiligen Sektors zu einer höheren Bewertung.

Die Analyse anhand der genannten Kriterien führt zu der SWOT-Matrix 1/3 in Abbildung 9, in der alle betrachteten Studien berücksichtigt sind.

Es zeigt sich, dass insbesondere im Betrachtungsbereich „Strommarkt“ häufig eine der beiden Kategorien „○“ oder „●“ erreicht wird. Das deutet darauf hin, dass Strommarktmodelle mit einer hohen zeitlichen Auflösung inzwischen zum Stand der Technik gehören. Das gilt insbesondere für Studien, in denen ein zukünftig hoher Anteil an erneuerbaren Energien Bestandteil der Szenarien ist.

Anders sieht es für Stromnetze aus. In den betrachteten Studien wird das Netz zumeist gar nicht oder nur rudimentär berücksichtigt.

Auch im Bereich der volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Transformationen des Energiesystems lässt sich beobachten, dass insbesondere in einigen der letzten betrachteten Studien eine makroökonomische Wirkungsanalyse anhand von Modellen bzw. Modellansätzen vorgenommen wird. Bisher sind diese Modelle zumeist der energiesystematischen Analyse nachgeschaltet, so dass diese keinen Einfluss auf das Ergebnis der Energiesystementwicklung nehmen, sondern lediglich die Auswirkungen beschreiben.

Mit welchem methodischen Tiefgang die Endenergiesektoren Haushalte, GHD, Verkehr und Industrie in den Studien behandelt werden variiert beträchtlich, wobei zu beobachten ist, dass im Rahmen einer Studie häufig gleichermaßen detailliert auf jeden einzelnen Sektor eingegangen wird. Das führt entsprechend häufig zu einer einheitlichen Bewertung der einzelnen Sektoren innerhalb einiger Studien. Eine Ausnahme bildet z.B. die Studie ShellPKW, in der ein spezieller Fokus auf dem Verkehrssektor liegt.

Eine Studie, die für jeden Endenergieverbrauchssektor ein detailliertes Modell zur Verbrauchsermittlung einsetzt („●“), ist z.B. „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (SZEN2010). Dies gilt auch für weitere Studien, wie z.B. PRIMES2008 oder EET2009, häufig wird jedoch wie in der Studie STE2009 lediglich ein Nachfragevektor für den Endenergieverbrauch der einzelnen Sektoren vorgegeben („X“).

5.1.2 Transparenz von Methoden und Daten

Für die Nachvollziehbarkeit von Analysen und die Interpretation der Ergebnisse ist eine transparente Darstellung von zugrunde gelegten Daten und verwendeten Methoden von entscheidender Bedeutung.

Analog zu dem bisherigen Bewertungsschema wird der Grad der Transparenz gemäß Abbildung 8 in 4 Stufen unterteilt. In Gruppe „-“ werden Studien eingestuft, bei denen gar keine Angaben zur methodischen Vorgehensweise bzw. der genutzten Daten gemacht werden. Von Stufe zu Stufe nimmt der Detailgrad der Transparenz zu. Entsprechend steht Gruppe „●“ für Studien mit sehr detaillierten Angaben zur Vorgehensweise bzw. Datenherkunft. Diese Studien sind dadurch geprägt, dass entsprechende Angaben entweder in einleitenden Kapiteln oder aber in ausführlichen Anhängen zu finden sind.

Die Ergebnisse der Analyse sind den letzten beiden Zeilen in Abbildung 9 zu entnehmen.

Als Beispiel für ein Studie, in der sowohl eine detaillierte Angabe der verwendeten Methoden als auch der verwendeten Daten erfolgt, sei „Politiksznarien für den Klimaschutz IV“ (POLIV) genannt. In Kapitel 3 der Studie, im Vorfeld der Diskussion der eigentlichen Szenarien, werden zunächst demographische, wirtschaftliche und andere Rahmendaten für die Szenarienentwicklung beschrieben. Dabei wird detailliert auf die Herkunft der zugrunde gelegten Daten eingegangen und ebenfalls nachvollziehbar dargestellt, warum man sich für die ausgewählte Datengrundlage entschieden hat. In Kapitel 4 werden dann detailliert das methodische Vorgehen und im speziellen die verwendeten Modelle beschrieben. Da diese

Studie von verschiedenen Projektpartnern durchgeführt wurde, sind auch die entsprechenden Verantwortungsbereiche der einzelnen Partner gekennzeichnet. Auf diese Weise ist es möglich, weitere Informationen zu den einzelnen Teilmodellen anhand von wissenschaftlichen Veröffentlichungen der Projektpartner zu erhalten.

Gruppe	Methodentransparenz	Datentransparenz
- (0) Nicht berücksichtigt	Es werden keine Angaben zur methodischen Vorgehensweise gemacht.	Es wird nicht erläutert ob bzw. welche Daten zugrunde gelegt werden.
X (1) Berücksichtigt, aber nicht methodisch ausgearbeitet	Das methodische Vorgehen kann erahnt werden.	Daten werden angegeben, jedoch Herkunft oder Begründung für Verwendung unklar
o (2) Einfache methodische Ausarbeitung	Grobe Angabe des methodischen Vorgehens	Daten werden angegeben und Datenherkunft sowie Begründung für Verwendung der Daten sind erkennbar.
• (3) Komplexere methodische Ausarbeitung	Detaillierte Angabe des methodischen Vorgehens.	Detaillierte Angabe der verwendeten Daten und Begründung für deren Verwendung

Abbildung 8: Konkretisierte Bewertungskriterien zur Transparenz von Methoden und Daten (Quelle: eigene Darstellung) IEK-STE 2012

Eine Studie, die sowohl in der Kategorie Datentransparenz als auch Methodentransparenz in Gruppe „-“ eingeteilt wurde, ist die „Energieprognose 2009-2030“ von Esso (ESSO2009). Die einzigen Prämissen, die am Anfang der Studie genannt werden, sind angenommene Entwicklungen für das Bruttoinlandsprodukt und die Bevölkerung Deutschlands. Es wird jedoch nicht dargelegt, woher die Daten stammen und warum man sich für diese Datengrundlage entschieden hat. Im Bereich der Datentransparenz wurde auch deswegen nicht zu mindestens eine Einteilung in Gruppe „X“ vorgenommen, da in Hinblick auf die Aussagen wie zum Beispiel zu zukünftigem Primärenergieverbrauch und dem Stromerzeugungsmix ganz wesentliche Angaben, z.B. zu hinterlegten Preisentwicklungen, fehlen. Welche Methoden oder gar Rechenmodelle eingesetzt wurden, um zu den präsentierten Ergebnissen zu gelangen, erschließt sich dem Leser ebenfalls nicht.

Es ist zu beobachten, dass der Leser bezüglich des methodischen Vorgehens bei einigen Studien im Unklaren gelassen wird, so dass es mitunter schwer ist, die Ergebnisse nachzuvollziehen. Gleiches gilt für die zugrunde gelegte Datenbasis.

5.1.3 Szenarienbegründung/ Rahmenszenarien

Die Einbettung in übergreifende Rahmenszenarien verbessert nicht nur die Interpretierbarkeit quantitativer Energieszenarien. Sie ermöglicht es auch, wichtige Treiber der Szenarienformulierung schlüssig aus unterschiedlich wahrscheinlichen Zukunftsentwürfen abzuleiten,

statt die entsprechenden Werte „nur“ ex ante aufgrund individueller Einschätzungen festzusetzen [[International Panel on Climate Change, 2000](#), [Camerer et al., 2005](#)]. Die Einbettung quantitativer Szenarien in solche *storylines* – bzw. allgemeiner die schlüssige Verbindung quantitativer und qualitativer Szenarien(-elemente) für unterschiedliche Ebenen des Energiesystems – ist damit ein entscheidendes Kriterium, um die Qualität vorliegender Energieszenarien zu beurteilen. Die konkreten Bewertungskriterien für die *storylines* werden in Tabelle 3 angegeben.

Betrachtungsbereich	ENREPIV	SZEN2007	EET2007	PoIV	PRIMES2008	ESSO2008	EWI2008	BMU2008	ShellPKW	BMU2009	STE2009	ÖKO2009	Esso2009	PoIV	FIE2009	IWES2009	IER2009	ShellKW	FVEE2010	UBA2010	EET2009	SZEN2010	BMU2010	SRU2011
Energiesystem	X	X	●	●	●	X	X	X	-	X	●	●	X	●	●	-	●	-	○	X	●	○	○	-
Strommarkt	●	●	○	●	○	-	●	○	-	○	○	●	X	●	●	●	●	-	○	●	○	●	●	●
Stromnetz	X	X	○	-	○	-	X	X	-	X	-	X	-	-	○	-	X	-	X	X	○	X	X	X
Makroökonomie	X	X	○	X	○	-	●	○	-	○	X	X	-	X	X	-	●	-	○	-	○	●	○	-
Haushalte	●	●	●	○	●	X	○	X	-	X	X	●	-	○	○	-	○	X	○	X	●	●	X	X
GHD	●	●	●	○	●	-	○	X	-	X	X	●	-	○	○	-	●	X	X	X	●	●	X	X
Industrie	●	●	●	○	●	-	○	X	-	X	X	●	-	○	○	-	●	X	X	X	●	●	X	X
Verkehr	●	●	●	●	●	X	○	X	●	X	X	●	X	●	○	-	○	○	X	X	●	●	X	X
Methodentransparenz	○	○	●	●	●	-	●	○	○	○	-	●	-	●	●	○	●	X	X	X	●	○	○	●
Datentransparenz	●	●	○	●	○	X	●	X	○	X	-	●	-	●	●	○	●	●	○	○	○	●	X	○

Abbildung 9: SWOT-Matrix, Teil 1/3 (Quelle: eigene Darstellung)

IEK-STE 2012

Eine vollständige Übersicht der Bewertungsergebnisse findet sich in Abbildung 10. An dieser Stelle soll besonders auf Szenarien mit komplexer ausgearbeiteten *storylines* eingegangen werden. Dabei wird unterschieden zwischen Rahmenszenarien, die sich auf die weitere internationale Umwelt beziehen und solchen, die mögliche Rahmenentwicklungen für Deutschland beziehungsweise die EU beschreiben. Für die internationale Ebene haben besonders EET2007, PRIMES2008 und ShellPKW komplexere *storylines* formuliert. EET2007 entwirft zwar auch nur ein einziges Rahmenszenario. Dieses wird aber mit den Modellen PROMETHEUS und POLES erarbeitet und ist somit methodisch fundierter als bloße Trendfortschreibungen. PRIMES2008 entwirft insgesamt elf Rahmenszenarien, wobei unterschiedliche Szenarientypen mit variierenden Werten für verschiedene Deskriptoren verbunden werden. Formuliert werden hauptsächlich zwei Trendszenarien mit variierenden Öl- und Gaspreisen sowie sechs Zielszenarien mit variierenden Politikmaßnahmen aus dem Instrumentenbündel *Erneuerbare-Energien-Handel*, *Clean Development Mechanisms* und *Emissionsrechtehandel*. Zusätzlich wird eingemischtes Szenario formuliert, dass die kosteneffiziente Lösung unter hohen Öl- und Gaspreisen sucht, sowie zwei Extremszenarien, bei denen nur eines der beiden berücksichtigten EU-Ziele erreicht wird. In diesen Szenarien

wird also entweder das CO₂-Minderungsziel oder das Erneuerbare-Ausbauziel verfehlt. Shell PKW übernimmt die beiden Rahmenszenarien der Shell Energy Scenarios und verbindet sie mit prognostizierten Trends, die in beiden Szenarien stabil sind – „harte Wahrheiten“ – und mit einem ebenfalls stabilen quantitativen Szenario zu den wichtigen soziökonomischen Rahmendaten. „Scramble“ beschreibt eine Entwicklung, in der Effizienzmaßnahmen einen geringen Stellenwert für die internationale Energiepolitik haben und Entscheidungsträger energiepolitische Fragen erst aufgrund externen Kostendrucks bearbeiten. Eine systematische weltweite Energie- und Klimapolitik wird nicht entwickelt. „Blueprint“ beschreibt dagegen eine Zukunft, in der die internationale Energie- und Klimapolitik planmäßig und koordiniert im Sinne eines nachhaltigen Wandels – der Begriff wird nicht näher erläutert – umgestaltet wird. Obwohl die Shell Energy Scenarios diese Begriffe nicht verwenden, kann Scramble eher als Trend- und Blueprint eher als Zielszenario bezeichnet werden. Beide Rahmenszenarien greifen wiederum Elemente der umfassenderen *Shell Global Scenarios* auf [Shell, 2005].

Tabelle 3: Konkretisierte Bewertungskriterien zur Szenarienbegründung

- (0) Nicht berücksichtigt	Keine Rahmenszenarien
X (1) Berücksichtigt, aber nicht methodisch ausgearbeitet	Rahmenszenarien werden entweder als einheitlicher Trend aus aktuellen Daten entworfen oder aus anderen Studien übernommen. Deskriptoren werden nicht variiert.
○ (2) Einfache methodische Ausarbeitung	Verschiedene Rahmenszenarien werden formuliert. Variation erfolgt nicht über Deskriptoren, sondern über unterschiedliche Annahmen zu zukünftigen Politikinstrumenten
● (3) Komplexere methodische Ausarbeitung	Verschiedene Rahmenszenarien werden formuliert, indem klar definierte Deskriptoren variiert werden.

Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Insgesamt kann die methodische Fundierung der Rahmenszenarien, besonders für die internationale Umwelt, gegenüber vorliegenden Energieszenarien deutlich ausgebaut werden.

5.1.4 Akteure

Annahmen über Natur und Verhalten der relevanten Akteure in einem Energiesystem schlagen sich in der Formulierung einschlägiger Szenarien und Modelle nieder. So wird ein Modell, das von einem einheitlichen und vollständig rationalen (hyperrationalen) Akteur ausgeht zu anderen Ergebnissen kommen als eines, dass eine Vielzahl beschränkt rationaler Akteure voraussetzt. Zwar hängt das letztendlich gewählte Akteurbild auch von den jeweiligen Szenarientypen und Analyseebenen ab. Dennoch sind komplexere Akteurbilder zur Beschreibung tatsächlichen Verhaltens grundsätzlich besser geeignet.

Komplexere Akteurbilder, die auch nicht-rationalistische Faktoren berücksichtigen, liegen explizit nur in den Studien BMU2008 und 2009 sowie in FfE2009 vor. Die beiden BMU-Studien berücksichtigen zumindest für den Wärmesektor, für den eine Vielzahl von Akteuren unterstellt wird, auch Gewohnheiten und Vorlieben als nicht-rationalistische Faktoren. Verhaltensänderungen erfolgen in diesem Bild nicht nur über veränderte materielle Anreize sondern auch über die Verarbeitung neuer Informationen, beispielsweise und hauptsächlich zum Klimawandel. In FfE2009 ergibt sich die Energienachfrage aus einer Summe von energiebezogenen Sekundärbedürfnissen, die wiederum aus der Bedürfnispyramide nach Maslow abgeleitet werden. Daneben vertreten einige Studien das Bild eines eingeschränkt rationalen Akteurs, der in seiner Kosten-/Nutzenkalkulation bestimmten Grenzen unterliegt. So berücksichtigt EET2007 die Risikoaversion von Akteuren in Risikoprämien, die über subjektive Diskontraten in die Modellierung eingebaut werden. In POLIV wird der Mangel an Informationen, dem die meisten Akteure unterliegen, über eine Unschärferelation im Modell ELIAS berücksichtigt. ÖKO2009 berücksichtigt Verhaltensschwankungen über je einen Zufallseinfluss in jeder der 35 Verhaltensgleichungen und EET 2009 legt der Modellierung ein Akteurverhalten zugrunde, dass auch durch Gewohnheiten, Risikoaversion, Komfort und Trägheit beeinflusst wird. Eingeschränkt rationalistisches Verhalten wird in den vorliegenden Szenarien bereits berücksichtigt und für die Anwendung in Modellen quantifiziert. Eine Synthese der vorliegenden Ansätze, die ein umfassendes Bild der bestehenden Rationalitätsgrenzen bieten würde, steht noch aus⁶.

SWOT-Matrix Teil 2/3	ENREPIV	SZEN2007	EET2007	PoIV	PRIMES2008	ESSO2008	EWI2008	BMU2008	ShellPKW	BMU2009	STE2009	ÖKO2009	Esso2009	PoIV	FfE2009	IWES2009	IER2009	ShellKW	FVEE2010	UBA2010	EET2009	SZEN2010	BMU2010	SRU2011
Rahmenszenarien international	X	X	•	-	•	-	o	-	•	-	X	X	-	X	X	-	•	-	-	-	X	-	o	-
Rahmenszenarien national (EU)	X	o	-	o	-	o	o	o	-	o	-	o	-	o	•	-	•	X	-	•	o	o	o	•
Akteure und Verhalten	-	-	o	o	-	X	X	•	X	•	-	o	-	-	•	-	-	-	-	-	o	X	X	X
Institutionen	-	-	-	X	X	X	X	X	-	X	-	o	-	o	o	-	-	-	-	-	o	-	X	o

Abbildung 10: SWOT-Matrix, Teil 2/3 (Quelle: eigene Darstellung)

IEK-STE 2012

⁶ In diesem Rahmen sollte auch der mögliche Beitrag jüngerer Erkenntnisse der Neurowissenschaften [Camerer et al., 2005] für die Modellierung geprüft werden.

Tabelle 4: Konkretisierte Bewertungskriterien zum Akteurbild

- (0) Nicht berücksichtigt	Akteure und Verhalten werden nicht ausdrücklich berücksichtigt; oft rein technische Szenarien
X (1) Berücksichtigt, aber nicht methodisch ausgearbeitet	Implizit einheitlich-rationalistischer Akteur
o (2) Einfache methodische Ausarbeitung	Eingeschränkt rationalistisches Akteurbild; Modelle berücksichtigen Eigenschaften wie Unsicherheiten, mangelnde Informationen und Risikoaversion
• (3) Komplexere methodische Ausarbeitung	Nicht (ausschließlich) rationalistisches Akteurbild; nicht-rationalistische Akteureigenschaften werden ausdrücklich berücksichtigt

Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

5.1.5 Institutionen

Institutionen steuern das Verhalten der Akteure, indem sie Anreize setzen und Handlungsoptionen ermöglichen oder verschließen. Sie sind daher unabhängig vom gewählten Akteurbild in jedem Szenario relevant. Zugleich bestimmen Institutionen, wie energiepolitische Entscheidungen getroffen werden, welche Politikinstrumente auf welchen Wegen eingesetzt werden können und wie sich die Kosten und Gewinne einer Maßnahme in der Gesellschaft verteilen. Je systematischer ein Szenario Institutionen berücksichtigt, desto besser kann es also nicht nur tatsächliches Verhalten erfassen, sondern auch mögliche und wahrscheinliche energiepolitische Entwicklungspfade entwerfen.

In keinem der untersuchten Szenarien werden Institutionen und ihre Steuerungswirkung systematisch berücksichtigt. Nur fünf neuere Studien vertreten überhaupt einen Institutionenbegriff, der über das umgangssprachliche Verständnis hinausgeht. Öko2009 berücksichtigt Institutionen als regulatorischen Rahmen der Energiepolitik, blendet sie aber für die Betrachtung der kurzfristigen Wirtschaftsentwicklung ausdrücklich aus. POLIV und FfE 2009 nehmen Institutionen als energiepolitische Anreizsysteme auf, führen aber den Begriff und die Wirkung von Institutionen nicht weiter aus. Ähnlich berücksichtigt auch EET2009 Institutionen als exogene Treiber von Akteurverhalten und Marktprozessen. SRU2011 führt schließlich eine umfassende rechtswissenschaftliche Analyse bestehender Institutionen durch und berücksichtigt sowohl die Wirkung von Institutionen auf die Austragung gesellschaftlicher Konflikte als auch die Wechselwirkungen zwischen konkreter Energiepolitik und institutionellem Rahmen. Obwohl SRU2011 damit den am weitesten entwickelten Institutionenbegriff verfolgt, wird dieser weder systematisch in der Szenarienformulierung berücksichtigt, noch den Politikempfehlungen zugrunde gelegt.

Tabelle 5: Konkretisierte Bewertungskriterien zu Institutionen

- (0) Nicht berücksichtigt	Institutionen werden nicht berücksichtigt.
X (1) Berücksichtigt, aber nicht methodisch ausgearbeitet	Umgangssprachliches Institutionenverständnis, teilweise mit korporativen Akteuren (z.B. BMWi, BMU etc.) und/oder politischen Zielvorgaben gleichgesetzt.
o (2) Einfache methodische Ausarbeitung	Einfacher rationalistischer Institutionenbegriff: Institutionen maximal als externe materielle Einschränkungen und Anreize, die vollständig in Akteurverhalten umgesetzt werden.
• (3) Komplexere methodische Ausarbeitung	Komplexerer rationalistischer Institutionenbegriff ⁷ : Steuerungswirkung von Institutionen wird in der Szenarienbeschreibung berücksichtigt.

Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Insgesamt werden Institutionen in den vorliegenden Studien kaum berücksichtigt. Auch in Studien mit einem komplexeren Institutionenbegriff unterbleibt eine systematische politikwissenschaftliche Ausarbeitung der Wirkungen auf das Energiesystem. Wesentliche Einflussfaktoren auf zukünftige energiepolitische Entwicklungen werden damit außer Acht gelassen. Energieszenarien, die Institutionen einschließlich ihrer Entwicklung im Zeitverlauf systematisch berücksichtigen, können daher einen großen Beitrag zur gegenwärtigen Publikationslandschaft leisten. Es sollte daher nach Wegen gesucht werden, auf denen es gelingen kann, Institutionen in die Szenarienformulierung, aber auch die eigentliche Modellierung, einzubinden.

5.1.6 Maßnahmen

Ein aussagekräftiges Szenario sollte nicht nur eine bestimmte Entwicklung beschreiben; es sollte auch auf die Maßnahmen eingehen, die dazu erforderlich sind, dass diese Entwicklung eintritt (s. Abschnitt 4.3.). Dies ist insbesondere bei normativen Szenarien der Fall. Für die SWOT-Analyse wurde unterschieden zwischen technischen Maßnahmen und politischen Maßnahmen. Ein Szenario, das nicht auf diese Maßnahmen eingeht, enthält Aussagen wie z.B. „im Gebäudesektor sinkt der Energieverbrauch bis zum Jahr 2050 um x Prozent“. Die Aussagekraft des Szenarios erhöht sich, wenn eine solche allgemeine Aussage durch konkrete technische und politische Maßnahmen begründet wird, z.B. mit der Erläuterung „die Installation von neuen Heizkesseln, Fenstern und Dämmstoffen (technische Maßnahmen) wird im Rahmen des KfW-Gebäudesanierungsprogramms mit Y Millionen Euro pro Jahr gefördert (politische Maßnahme), um den Hausbesitzern einen zusätzlichen Anreiz zur Durchführung dieser Maßnahmen zu geben“. Das Wertungsschema für das Kriterium „Maßnahmen“ ist in Abbildung 11 dargestellt.

⁷ Nicht-rationalistische Institutionen, die auch internalisierte Werte und Normen beinhalten, werden in dieser Analyse bereits bei der Betrachtung des Akteurbilds berücksichtigt.

Gruppe	Technische Maßnahmen	Politische Maßnahmen
- (0) Nicht berücksichtigt	Es finden sich keine Hinweise darauf, dass der jeweilige Faktor in den Szenarien berücksichtigt wird.	
X (1) Berücksichtigt, aber nicht methodisch ausgearbeitet	Erwähnung ausgewählter Maßnahmen; keine tiefere Analyse auf quantitativer Ebene	
o (2) Einfache methodische Ausarbeitung	Zahlreiche Maßnahmen werden diskutiert, einzelne werden quantitativ behandelt	
• (3) Komplexere methodische Ausarbeitung	Detaillierte Modellierung und Beschreibung von technischen Maßnahmen	Detaillierte Modellierung und Beschreibung von politischen, rechtlichen und ökonomischen Maßnahmen

Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Abbildung 11: Wertungsschema für Kriterium 5

Die Bewertungen, die in den zwei Bereichen dieses Kriteriums erreicht wurden, sind in Abbildung 12 aufgelistet. Es gibt eine Gruppe von Szenarien, in denen die „üblichen“ Maßnahmen (CO₂-Zertifikatehandel, Ausbau der Stromnetze) textlich erwähnt, aber nicht weiter analysiert werden, z.B. ENREPIV. In manchen Szenarien wird eine größere Anzahl von Maßnahmen erwähnt, aber ihre konkreten Auswirkungen werden nicht näher analysiert, z.B. in SZEN2007. In zahlreichen Fällen werden politische Maßnahmen in vereinfachender Weise modelliert, beispielsweise wird anstelle einer detaillierten Modellierung des ETS zur Vereinfachung ein bestimmter Zertifikatspreis unterstellt (EET2007, PolV, FfE2009 und viele andere). Die meisten Szenarien legen ihren Fokus auf eine Gruppe von Maßnahmen. Bei ESSO2008 und ShellPKW liegt beispielsweise der Fokus auf technischen Maßnahmen; es wird keine Analyse von politischen Maßnahmen durchgeführt. Im Kontrast dazu liegt etwa bei EWI2008 der Fokus auf (wirtschafts-)politischen Maßnahmen (ETS, Ökosteuern). Eine vertiefte Analyse von beiden Gruppen (technischen und politischen Maßnahmen) ist nur in wenigen Fällen (PolIV, PolV, IER2009) zu finden.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass nahezu alle Szenarien auf technische oder politische Maßnahmen eingehen. Allerdings gelingt es nur in seltenen Fällen, sowohl technische als auch politische Maßnahmen ausgiebig zu analysieren. Der Schwerpunkt bei der Analyse von Maßnahmen weist eine gewisse Korrelation mit den Autorentams der Studien auf. So ist es vermutlich kein Zufall, dass das EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln) sich in EWI2008 vor allem den wirtschaftspolitischen Maßnahmen widmet, wohingegen die vom Fraunhofer IWES (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik) erstellte Studie IWES2008 sich ausschließlich technischen Maßnahmen widmet und nicht auf politische Maßnahmen eingeht. Eine ausgewogene Abdeckung von technischen und politischen Maßnahmen dürfte ein entsprechend zusammengestelltes Autorenteam erfordern.

Bewertungsmatrix Teil 3/3	ENREPIV	SZEN2007	EET2007	PoIV	PRIMES2008	ESSO2008	EWI2008	BMU2008	ShellIPKW	BMU2009	STE2009	ÖKO2009	Esso2009	PoIV	FFE2009	IWES2009	IER2009	ShellLKW	FVEE2010	UBA2010	EET2009	SZEN2010	BMU2010	SRU2011	Auszählung (max. 72)
Technische Maßnahmen	X	o	X	o	-	X	X	o	o	o	o	o	X	o	o	●	o	X	X	o	X	X	o	X	37
Politische Maßnahmen	X	X	o	●	o	-	o	X	X	X	X	X	-	●	X	-	o	X	X	X	●	o	-	●	33
Nachhaltigkeitskonzept	-	-	X	-	-	C	-	X	X	X	-	C	-	-	-	-	X	-	H	H	-	-	H	H	
Nachhaltigkeitsbewertung	Z	-	Z	C	o	-	Z	X	X	X	-	o	-	C	X	-	P	-	H	H	Z	P	H	H	

Abbildung 12: SWOT-Matrix, Teil 3/3 (Quelle: eigene Darstellung)

IEK-STE 2012

5.1.7 Nachhaltigkeitskonzept und -bewertung

Szenarien, die sich am Leitbild der Nachhaltigkeit orientieren, sollten im Idealfall über ein konkretes und eindeutig definiertes Nachhaltigkeitskonzept verfügen, einen entsprechenden Indikatorensatz benennen und darauf aufbauend eine Nachhaltigkeitsbewertung der von ihnen beschriebenen Zukunft durchführen (s. Abschnitt 4.3.). Abbildung 12 zeigt, wie die einzelnen Szenarien in diesem Kriterium bewertet wurden. Dabei ist festzustellen, dass die meisten Szenarien sich in eine relativ kleine Anzahl von Gruppen einordnen lassen.

In einer Gruppe von Szenarien (SZEN2007, STE2009, ESSO2009, IWES2009, ShellLKW) wird die Nachhaltigkeit als solche gar nicht thematisiert; sie taucht allenfalls im Text als Schlagwort auf, spielt aber bei der Erstellung und Interpretation des Szenarios keine entscheidende Rolle. Allerdings werden die CO₂-Emissionen und der Energieverbrauch detailliert beschrieben. Da diese in der Nachhaltigkeitsdebatte eine wichtige Rolle spielen, können die Szenarien als Beitrag dazu gesehen werden, obwohl sie sich nicht direkt mit dem Thema der Nachhaltigkeit auseinandersetzen. Eine weitere Gruppe von Szenarien (ENREPIV, EET2007, EWI2008, EET2009) orientiert sich nicht am Leitbild der Nachhaltigkeit, sondern am „energiepolitischen Zieldreieck“ (Wirtschaftlichkeit, Sicherheit, Umweltverträglichkeit). Diese Szenarien sind in Abbildung 12 mit „Z“ gekennzeichnet. Einige Szenarien nehmen auch eine Nachhaltigkeitsbewertung vor, ohne jedoch ein klares Nachhaltigkeitskonzept definiert zu haben (BMU2008, BMU2009, FFE2009).

Besonders unter den neueren Szenarien gibt es eine Gruppe, die eine bestimmte Interpretation des Nachhaltigkeitsbegriffs zu Grunde legt. Zu dieser Gruppe gehören FVEE2010, UBA2010, BMU2010 und SRU2011. In diesen Szenarien wird vorausgesetzt, dass nur erneuerbare Energien nachhaltig sind, und dass ein höherer Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch mehr oder weniger automatisch zu „mehr“ Nachhaltigkeit führt (spezielle Probleme wie zum Beispiel die Nachhaltigkeit von Energie aus Biomasse werden gelegentlich

aber diskutiert). Bei diesen Szenarien ist also ein relativ klares Nachhaltigkeitsbild vorhanden, was im Grunde lobenswert ist (sie sind in Abbildung 12 mit „H“ gekennzeichnet). Allerdings handelt es sich dabei um eine Interpretation des Begriffs, die nicht bei allen Forschern auf Einverständnis stoßen dürfte. Außerdem wird kein Bezug zur oben erwähnten Fachliteratur (s. Abschnitt 4.3.) hergestellt. Die einzige Ausnahme ist SRU2011, wo die Autoren sich explizit zum Leitbild der „starken“ Nachhaltigkeit bekennen und dies dann dahingehend interpretieren, dass fossile und nukleare Energieträger niemals nachhaltig sein können und demzufolge ausschließlich erneuerbare Energien dem Leitbild der starken Nachhaltigkeit gerecht werden können. Dieses Nachhaltigkeitskonzept ist in sich schlüssig, wird aber ebenfalls nicht auf universelle Zustimmung treffen.

Schließlich gibt es eine Gruppe von Szenarien (mit „P“ gekennzeichnet), die eine Nachhaltigkeitsbewertung durchführt und dem Problem des Nachhaltigkeitskonzepts damit begegnet, dass sie sich auf politische Ziele (Orientierung an der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung) bezieht und darstellt, welche dieser Ziele erreicht werden bzw. wie groß die Zielabweichung ist.

6. Fazit

Im vorliegenden Beitrag wurde eine Auswahl von Szenarien für das Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland ausgewertet und gegenübergestellt. Die Auswahl konzentrierte sich auf Szenarien mit einer gewissen politischen Bedeutung, welche direkt von der Bundesregierung oder von anderen energiepolitisch bedeutenden Organisationen in Auftrag gegeben wurden. Die Ergebnisse der Szenarien weisen eine beträchtliche Bandbreite auf. Gewisse Trends wie z.B. eine deutliche Zunahme der Bedeutung von erneuerbaren Energien und eine beträchtliche Verbesserung der Energieeffizienz sind allen Szenarien gemein, allerdings in unterschiedlichem Ausmaß. Erhebliche Unterschiede bestehen in der erwarteten wirtschaftlichen Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts, das in manchen Szenarien deutlich schneller wächst als in anderen, und in der bis 2030 oder 2050 erreichten Emissionsminderung. Diese Unterschiede resultieren u.a. aus unterschiedlichen Zielvorstellungen.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass sich die in der SWOT-Analyse berücksichtigten Szenarien sehr stark auf technik- und wirtschaftswissenschaftliche Faktoren konzentrieren. Politik- und sozialwissenschaftliche Erkenntnisse werden in den Szenarien bisher kaum oder gar nicht berücksichtigt. Allerdings nehmen auch politikwissenschaftliche Foresight-Aktivitäten die hier untersuchten Szenarien, und technisch-wirtschaftswissenschaftliche Energieszenarien insgesamt, nicht ausdrücklich zur Kenntnis, sodass die beiden Forschungslinien in der deutschen Landschaft unverbunden nebeneinander stehen. Ein naheliegender Mehrwert kann also bereits dadurch erbracht werden, dass politikwissenschaftliche Erkenntnisse und Szenarien mit den etablierten technisch-wirtschaftswissenschaftlichen Foresight-Aktivitäten sinnvoll zusammengeführt werden.

Die methodische Fundierung der meisten Szenarien entspricht in den meisten Fällen dem jeweiligen inhaltlichen Schwerpunkt. In den Bereichen Energiesystem, Strommarkt, Stromnetz und Makroökonomie existieren sehr fortschrittliche Modelle, aber eine modellgestützte Analyse all dieser Bereiche in einem groß angelegten Szenario findet sich bislang nicht. Mehrere Szenarien sind ausdrücklich dafür zu loben, dass die verwendeten Methoden und Daten sehr transparent dargestellt werden, jedoch weisen einige Szenarien erhebliche Defizite im Bereich Transparenz auf.

Rahmenszenarien zur Entwicklung der Weltwirtschaft existieren in den meisten von uns untersuchten Studien nur in Ansätzen oder gar nicht. Hier besteht ein deutlicher Verbesserungsbedarf. Auch die Verhaltensweisen der relevanten Akteure und die Rolle der Institutionen sollten mehr Aufmerksamkeit erfahren; die Annahme eines vollständig informierten hyper-rationalen repräsentativen Akteurs schränkt die Aussagekraft eines Szenarios ein.

Da weder Technik noch Politik allein die Probleme auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung lösen können, sollten fortschrittliche Szenarien sowohl technische als auch politische Maßnahmen und deren Zusammenspiel thematisieren. Die meisten der untersuchten Studien legen ihren Fokus jedoch entweder auf technische oder politische Maßnahmen. Ein zusätzlicher Erkenntnisgewinn wäre möglich, wenn ein entsprechend zusammengesetztes Team von Wissenschaftlern aus unterschiedlichen Disziplinen die gleichwertige Berücksichtigung von technischen und politischen Maßnahmen gewährleisten könnte.

Aus Nachhaltigkeitsperspektive bleibt festzuhalten, dass dem Leitbild der Nachhaltigkeit im Allgemeinen nicht die ihm gebührende Aufmerksamkeit zuteilwird. Bezüge zur einschlägigen Literatur werden nicht hergestellt; der Begriff der Nachhaltigkeit wird meist nur in Verbindung mit CO₂-Emissionen diskutiert. Andere Aspekte der Nachhaltigkeit, wie zum Beispiel die sozialen Aspekte einer modernen Energieversorgung, werden nur in Ansätzen diskutiert. Zukünftige Szenarien sollten deswegen einen stärkeren Bezug zur Nachhaltigkeitsforschung herstellen, eine entsprechende Definition und Operationalisierung von „Nachhaltigkeit“ vornehmen und anhand von adäquaten Indikatoren eine Bewertung der im Szenario beschriebenen Entwicklung durchführen.

Referenzen

AU, B., CONRAD, B., DENG, L., HALE, T., LEIPPRAND, T., ANDRÉ, L., MOORE, S. & WANG, J. (2011) *Beyond a Global Deal. A UN+ Approach to Climate Governance*. Berlin, Global Public Policy Institute.

BMU (2008) *Leitstudie 2008*.

BMU (2009) *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland - Leitszenario 2009*.

BMW (2005) *Energiebericht IV: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose*.

BRAUN, A. (2010a) *Inventory of Forward Looking Studies with a focus beyond 2030*. Düsseldorf, European Commission DG Research and Innovation.

BRAUN, A. (2010b) *State of the art of international Forward Looking Activities beyond 2030*. Düsseldorf, European Commission DG Research and Innovation.

CABRERA, J. A., et al. (2009) *Deliverable 2.2. Country Reports*. Brüssel, Energy Foresight Network.

CAMERER, C., LOEWENSTEIN, G. & PRELEC, D. (2005) Neuroeconomics. How Neuroscience Can Inform Economics. *Journal of Economic Literature* 49:1, 9-64.

- CAPROS, P., MANTZOS, L., PAPANDREOU, V. & TASIOS, N. (2008) *Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables*, European Commission - DG ENV.
- CLARKE, K. A. & PRIMO, D. M. (2007) Modernizing Political Science: A Model-Based Approach. *Perspectives on Politics*, 5:4, 741-753.
- COASE, R. H. (1960) The Problem of Social Cost. *Journal of Law and Economics*, 3:1, 1-44.
- COSTANZA, R., CUMBERLAND, J., DALY, H. E., GOODLAND, R. & NORGAARD, R. (2001) *Einführung in die Ökologische Ökonomik*. Stuttgart, Lucius & Lucius.
- DALKEY, N. C. (1969) *The Delphi Method: An Experimental Study of Group Opinion*. Santa Monica, The Rand Corporation.
- DALY, H. E. (2007) *Ecological Economics and Sustainable Development: Selected Essays of Herman Daly*. Cheltenham, UK and Northampton, MA, USA, Edward Elgar.
- DANISH SOCIETY OF ENGINEERS (Ed.) (2009) *Future Climate Engineering Solutions*.
- DASGUPTA, P. & HEAL, G. (1974) The Optimal Depletion of Exhaustible Resources. *Review of Economic Studies*, 40, 3-28.
- DLR, FRAUNHOFER IWES & IFNE (2010) *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Leitstudie 2010*. Berlin, Studie im Auftrag des BMU.
- EUROPEAN COMMISSION (2008) *European Energy and Transport - Trends to 2030 (Update 2007)*. European Commission, Directorate-General for Energy and Transport.
- EUROPEAN COMMISSION (2009) *EU energy trends to 2030. Update 2009*.
- EWI & EEFA (Eds.) (2008) *Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030*.
- EWI, GWS & PROGNOSE (2010) *Energieszenarien für ein Konzept der Bundesregierung*. Basel, Köln, Osnabrück, Studie im Auftrag des BMWi.
- EWI/PROGNOSE (2007) *Energieszenarien für den Energiegipfel 2007*.
- EXXONMOBIL (Ed.) (2008) *Energieprognose 2008*.
- EXXONMOBIL (2009) *Energieprognose 2009–2030*.
- FFE (2009) *Energiezukunft 2050*. München, Studie im Auftrag von EnBW, E.ON Energie, RWE Power und Vattenfall Europe.
- FRAUNHOFER IWES (2009) *Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche*. Kassel, Studie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V.
- FVEE (2010) *Energiekonzept 2050: Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien*.
- GORDON, T. J. & HAYWARD, H. (1968) Initial experiments with the cross impact matrix method of forecasting. *Futures*, 1:2, 100-116.
- GÖSCHEL, A. (2003) Der Forschungsverbund "Stadt 2030". *Aus Politik und Zeitgeschichte*, 28, 9-15.

- GRUHN, W. L. (1987) *Appendix I. The GLOBUS Simulation Package*. In BREMER, S. A. (Ed.) *The GLOBUS Model. Computer Simulation of Worldwide Political and Economic Developments*. 777-802, Frankfurt am Main/ Boulder, Campus Verlag/ Westview Press.
- IER, RWI & ZEW (2009) *Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030: Energieprognose 2009*.
- INTERNATIONAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (2000) *Emission Scenarios*. Cambridge, Cambridge University Press.
- JOHNSON, P. E. (1999) Simulation Modeling in Political Science. *American Behavioral Scientist*, 42:10, 1509-1530.
- KELES, D., MÖST, D. & FICHTNER, W. (2011) The development of the German energy market until 2030-A critical survey of selected scenarios. *Energy Policy*, 39:2, 812-825.
- KRONENBERG, T. (2007) *Reconciling Environmental Conservation with Economic Prosperity: The Feasibility of Double Dividends in the Short and Long Run*. Jülich, Germany, Forschungszentrum Jülich.
- MALTHUS, T. R. (1826) *An Essay on the Principle of Population*. London, John Murray, available from <http://www.econlib.org/library/Malthus/malPlong.html>; accessed 26 October 2011.
- MARKEWITZ, P. & MATTHES, F. C. (Eds.) (2008) *Politiksznarien für den Klimaschutz IV: Szenarien bis 2030*, Jülich, Forschungszentrum Jülich.
- MEINSHAUSEN, M., et al. (2011) The RCP greenhouse gas concentrations and their extensions from 1765 to 2300. *Climatic Change*, 109, 213-241.
- ÖKO-INSTITUT & PROGNOSE (Eds.) (2009) *Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken*.
- PANZER, C., KRANZL, L. & HAAS, R. (2009) *Deliverable 6.1. Evaluation paper - policy brief: Comparative Analysis of past & present energy scenarios*. Brüssel, Energy Foresight Network.
- PEPINSKY, T. B. (2005) From Agents to Outcomes: Simulation in International Relations. *European Journal of International Relations*, 11:3, 367-394.
- PERMAN, R., MA, Y., MCGILVRAY, J. & COMMON, M. (2003) *Natural Resources and Environmental Economics*. Harlow, UK, Pearson Education.
- PIGOU, A. C. (1932) *The Economics of Welfare*. London, Macmillan and Co, available from <http://www.econlib.org/library/NPDBooks/Pigou/pgEW.html>; accessed 26 October 2011.
- POLITICAL SCIENCE PROGRAM OF THE NATIONAL SCIENCE FOUNDATION (2002) *Empirical Implications of Theoretical Models. Workshop Report*. Directorate for Social, Behavioral and Economic Sciences of the National Science Foundation. www.nsf.gov/sbe/ses/polisci/reports/pdf/eitmreport.pdf, 07/19/11.
- SCHRÖDER, H.-H. & TULL, D. M. (2008) *Europäische Energiesicherheit 2020. Szenarien für mögliche Entwicklungen in Europa und seinen energiepolitisch wichtigsten Nachbarstaaten*. Berlin, Stiftung Wissenschaft und Politik.
- SHELL (2005) *Global Scenarios to 2025*. The Hague, Shell International Limited.

- SHELL (2009) *Shell PKW-Szenarien bis 2030. Fakten, Trends und Handlungsoptionen für nachhaltige Auto-Mobilität*. Hamburg.
- SHELL (2010) *Shell Lkw-Studie: Fakten, Trends und Perspektiven im Straßengüterverkehr bis 2030*. Hamburg.
- SOLOW, R. M. (1956) A Contribution to the Theory of Growth. *Quarterly Journal of Economics*, 70, 65-97.
- SOLOW, R. M. (1957) Technical Change and the Aggregate Production Function. *Review of Economics and Statistics*, 39, 312-320.
- SOLOW, R. M. (1974) Intergenerational Equity and Exhaustible Resources. *Review of Economic Studies*, 41:29-54.
- SRU (2011) *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung*.
- STIGLITZ, J. E. (1976) Monopoly and the Rate of Extraction of Exhaustible Resources. *American Economic Review*, 66:4, 655-661.
- STURM, B. & VOGT, C. (2011) *Umweltökonomik: Eine anwendungsorientierte Einführung*. Berlin & Heidelberg, Physica-Verlag.
- UBA (2009) *Politiksznarien für den Klima-schutz V – auf dem Weg zum Strukturwandel: Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*.
- UBA (2010) Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen.
- WEIMER-JEHLE, W. (2008) Cross-impact balances. Applying pair interaction systems and multi-value Kauffman nets to multidisciplinary systems analysis. *Physica A*, 387:14, 3689-3700.
- WEIMER-JEHLE, W. & KOSOW, H. (2011) *Gesellschaftliche Kontextszenarien als Ausgangspunkt für modellgestützte Energieszenarien*. In DIEKHOF, C., FICHTNER, W., GRUNWALD, A., MEYER, S., NAST, M., NIERLING, L., RENN, O., VOß, A. & WIETSCH, M. (Eds.) *Energieszenarien. Konstruktion, Bewertung und Wirkung - "Anbieter" und "Nachfrager" im Dialog*. 53-65, Karlsruhe, KIT Scientific Publishing.

Dr. T. Kronenberg, Dr. D. Martinsen, T. Pesch, M. Sander MA, W. Fischer MA, Prof. J.-Fr. Hake, W. Dr. Kuckshinrichs, Dr. P. Markewitz
 Institut für Energie- und Klimaforschung - Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)
 Forschungszentrum Jülich GmbH
 Wilhelm-Johnen-Straße
 52428 Jülich
 Deutschland
 Tel. 49 (0) 2461 61 6363
 Fax 49 (0) 2461 61 2496
 E-Mail d.stobbe@fz-juelich.de

Wie Fukushima die Energiepolitik und Energieforschung in Deutschland und international verändert¹

Joachim Knebel, Karlsruher Institut für Technologie

Zusammenfassung

Dieser Artikel beschreibt die augenblickliche Situation am Standort Fukushima und behandelt die Energiepolitik und Energieforschung in Deutschland nach den Ereignissen in Japan vom 11. März 2011. Die Situation sowie die Entwicklungen in Deutschland werden mit der Entwicklung der Kernenergie weltweit verglichen. Die Diskussion schließt die Themen Partitioning und Transmutation sowie nukleare Entsorgung mit ein.

1. Fukushima: Ereignisse, KIT²-Aktivitäten, Status und Medien

Die gewaltige Naturkatastrophe, die das japanische Volk am Freitag, 11. März 2011 getroffen hat, zerstörte durch eine verheerende Kombination von Erdbeben und Flutwelle große Landstriche im Nordosten der japanischen Hauptinsel Honshu und brachte unvorstellbares Leid über die Menschen. Die stolze Technologienation Japan ist schwer getroffen. Gelähmt und fassungslos stehen die Überlebenden in den Trümmern und betrauern ihre Toten. Aus dem fernen Europa können wir uns nur schwer eine Vorstellung von dem menschlichen Leid und den Zerstörungen machen.

Diese Naturkatastrophe beschädigte auch die Kernkraftwerke am Standort Fukushima Dai-ichi. Der Ausfall der Notstrom-Diesgeneratoren sowie der Spannungs- und Stromversorgung der Notkühlsysteme führte zu einem katastrophalen Nuklearunfall, der für uns in den internationalen Medien hautnah erlebbar wurde. Die von der Wissenschaft vorhersagbaren Szenarien wurden Realität: Kernaufheizung bis zur partiellen Kernschmelze mit begleitender Wasserstoff-Produktion, Druckentlastung des Sicherheitsbehälters, Wasserstoffexplosionen mit Zerstörung von Reaktorgebäudestrukturen sowie unkontrollierte Freisetzung von radioaktiven Stoffen in die Umgebung. Die Ereignisabläufe in den Reaktorblöcken 1, 2 und 3 sind auf der INES-Skala der IAEA in die höchste Kategorie 7, also einem katastrophalen Unfall, eingestuft.

Fazit heute: Durch den Tsunami sind mehr als 15.800 Todesopfer und mehr als 3.000 vermisste Menschen zu beklagen. Etwa 115.000 Gebäude sind zerstört, 340.000 Menschen mussten ihre Heimat verlassen. Als Folge des Nuklearunfalls flohen 87.000 Menschen vor freigesetzter Radioaktivität. Noch heute wohnen 53.000 Menschen in Containerwohnungen.

¹ Dieser Vortrag wurde im Rahmen des Symposiums „Fukushima und die Konsequenzen“ gehalten. Der Text entspricht in weiten Teilen dem gesprochenen Wort. Die Folien des diesem Beitrag zugrundeliegenden Vortrags sind unter http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2012-AKE_Berlin/Links_DPG2012.htm abzurufen.

² Karlsruher Institut für Technologie

Wann die stark kontaminierten Gebiete wieder sicher bewohnbar sein werden kann heute nicht gesagt werden.

In der Umgebung des Kraftwerkstandortes Fukushima wurde mit der Dekontamination von Gebäuden sowie von mehreren Hundert Quadratkilometern Boden begonnen. Durch das Abtragen einer rund fünf Zentimeter starken Schicht Erde soll die radioaktive Belastung unter den Schwellenwert von fünf Millisievert gesenkt werden. Diese Maßnahmen werden zuerst an Kindergärten, Schulen, Krankenhäusern und ähnlichen Einrichtungen vorgenommen. Für die Lagerung der abgetragenen Erde zeichnet sich noch keine langfristige Lösung ab.

Im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) stellte das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) zusammen mit dem Forschungszentrum Jülich (FZJ), dem Helmholtz-Zentrum Dresden-Rossendorf (HZDR) sowie der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) aktuelle technische Hintergrundinformationen zu den Ereignissen in Fukushima zusammen³: Bisher erschienen 31 wissenschaftlich-technische Informationen sowie tägliche Updates der Dosisabschätzung für potentielle radioaktive Freisetzungen aus Fukushima I auf dem japanischen Festland (Vorausrechnungen für 24 Stunden). Die Informationen und Daten entstehen in enger Kooperation und Wechselwirkung mit den japanischen Behörden, dem Betreiber TEPCO und den japanischen Forschungseinrichtungen sowie den Kooperationspartnern GRS, AREVA NP und VGB PowerTec.

Wesentlicher Teil der öffentlich verfügbaren und von japanischen Bürgern abgerufenen Informationen war die tägliche Veröffentlichung der Ausbreitungsrechnungen der Jod 131 Luftkonzentration mit dem KIT-Rechenprogramm JRODOS [1]. Die grafisch animierten Ausbreitungsrechnungen zeigen, wo aktuell für die nächsten 24 Stunden luftgetragene Radioaktivität erwartet werden kann. Ein Beispiel zeigt Abbildung 1. Die Rechnungen wurden bis zum 21. April 2011 aktualisiert. Das Notfallschutz- und Entscheidungshilfesystem RODOS ist heute in mehr als zehn europäischen Ländern installiert.

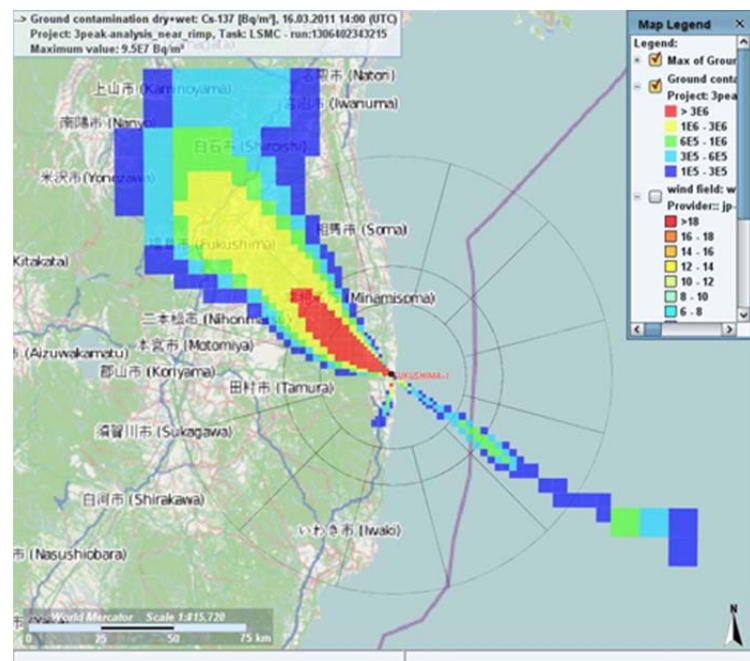


Abbildung 1:
Bodenkontamination mit
Cäsium-137 in Bq/m²,
berechnet mit dem KIT-
Programm JRODOS (Java
Real-time On-line DecisiOn
Support) vom 16.3.2011.

³ Diese Informationen sind abrufbar auf der Internetseite <http://www.kit.edu/besuchen/6042.php>

Ein Vergleich der mit RODOS abgeschätzten Kontaminationswerte mit den gemessenen Werten stimmt innerhalb eines Faktors von etwa fünf sehr gut überein. Die für die Rechnung verwendeten Quellterme sind der Kooperation mit der GRS entnommen.

Die Regierung Japans hat gemeinsam mit TEPCO eine international ausgewählte Gruppe von Nuklearexperten zu dem Seminar „International Experts’ Workshop and International Symposium on the Decommissioning of TEPCO’s Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant Unit 1-4“ im März 2012 nach Tokyo eingeladen. Die Teilnehmer, auch von KIT, konnten die Kernkraftwerks-Anlagen in Fukushima besichtigen und sich ein genaues Bild vor Ort verschaffen, siehe Abbildung 2.



Abbildung 2: Blick auf die mobilen Pumpen des Notkühlsystems (links) sowie in die provisorische Schaltwarte (rechts), [2].

Der Besuch verdeutlichte: Die ursprüngliche Höhe des Geländes wurde für den Bau der Kernkraftwerke in Fukushima I um etwa 25m abgetragen. Die Schutzvorrichtungen für Flutwellen waren nur für Wellenhöhen von 5,7m ausgelegt, welche von dem Tsunami vom 11. März deutlich überschritten wurde. Die nicht gebunkerten Notstromdiesel sowie die Notkühlssysteme versagten schlussendlich.

Heute, ein Jahr nach der Katastrophe, müssen aus dem Kraftwerksblock 1 etwa 2,9MWth sowie aus den Blöcken 2 und 3 etwa 5MWth abgeführt werden. Diese Kühlung muss noch über mehrere Jahre sicher und zuverlässig aufrecht erhalten bleiben. Die zurzeit installierten aktiven Kühlsysteme erfüllen diese Aufgabe: Allerdings erfordert dies die fortwährende Reinigung und Dekontamination des Kühlwassers sowie des kontinuierlich über Risse im Fundament der Kraftwerke in die Anlage eindringenden Grundwassers. Die Dokumentationen von TEPCO [3] zeigen ausführlich die provisorischen Arbeiten am Standort bezüglich der Entfernung des Schutts vom Gelände der zerstörten Reaktorgebäude und der Bergung der Großkomponenten, welche oftmals nur fernhantiert möglich ist. Ferner ist die neu installierte Technik zur Kühlung der Reaktorkerne und der Brennelementlagerbecken sowie zur Reinigung und teilweisen Zwischenlagerung der hochkontaminierten Kühlwässer dokumentiert.

Ein wesentlicher Teil der Arbeiten konzentriert sich auf die Errichtung einer Grundwasser-Schutzwand zwischen den Reaktorblöcken 1 bis 4 und dem Ozean, der bis zu 23m in den Grund betrieben wird, um die direkte Verbindung zwischen Reaktorgebäuden und Ozean und

somit den Eintrag von Radioaktivität in den Ozean bestmöglich zu vermindern, siehe Abbildung 3.

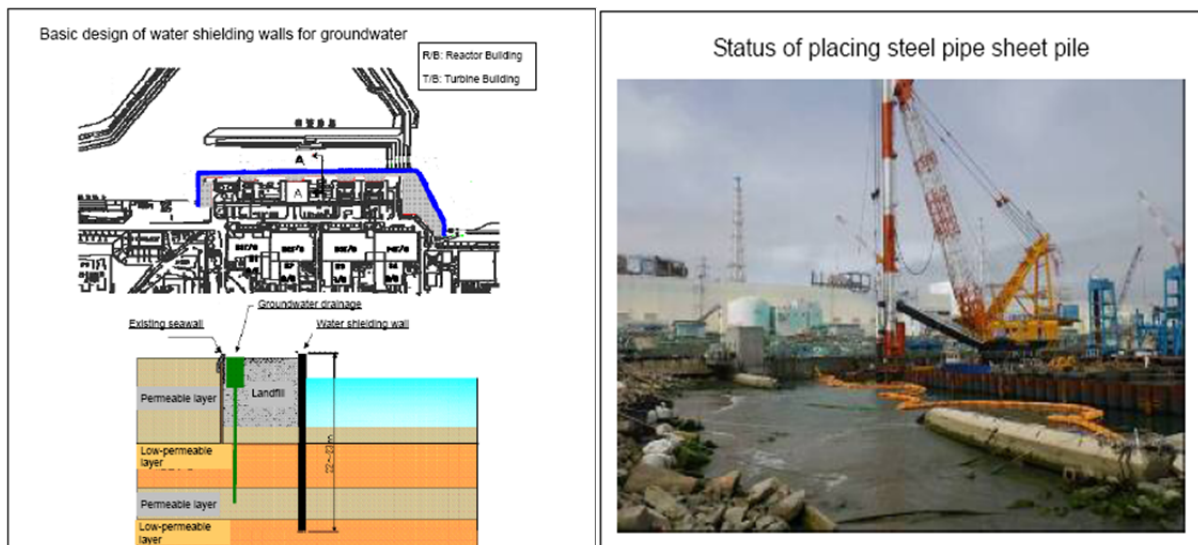


Abbildung 3: Maßnahmen zur Errichtung einer Grundwasser-Schutzwand zwischen Reaktorgebäuden und Ozean (blaue Linie im linken Bild) [3].

An der Anlage Fukushima I werden derzeit Schutzhüllen aus Stahlgerüsten und Polyesterplatten errichtet, um die Reaktoren 1 bis 4 gasdicht abzuschließen, siehe Abbildung 4. Eine entsprechende Umschließung ist für Block 1 vollendet, für die Blöcke 2 bis 4 in Vorbereitung. Die Errichtung von stabilen Stahlbetonumschließungen, die massiven inneren und äußeren Einwirkungen standhalten können, ist für alle vier Blöcke in der Planung. Ein vollständiger Rückbau der zerstörten Reaktoranlagen ist für einen Zeitraum von 30 bis 40 Jahren vorgesehen.



Abbildung 4: Errichtung eines Stahlgerüsts mit Umhausung für Reaktorblock 1 [3].

Fazit: In Japan wurden Tsunami-Warnsteine errichtet, die das Eindringen von früheren Flutwellen in das Land dokumentieren. Sie sagen: „Baue keine Gebäude zwischen Meer und diesem Warnstein. Achte auf Tsunamis, wenn ein starkes Erdbeben eintritt!“ Warum wurden diese Zeitzeugen nicht beachtet und entsprechende Sicherheitsvorkehrungen getroffen?

Die Presse in Deutschland reagierte sofort und energisch auf die Ereignisse in Fukushima: Mit Stand vom 14. April 2011 wurden sämtliche Presseartikel in Europa, die das Stichwort ‚Fukushima‘ beinhalteten gezählt. Von den insgesamt knapp 53.000 Presseartikeln wurden 43.640 in Deutschland veröffentlicht, [4]. Die Folgen dieser medialen Aufmerksamkeit führten zu tiefgreifenden Veränderungen der Energiepolitik in Deutschland.

2. Energiepolitik und Energieforschung nach Fukushima in Deutschland

In Deutschland waren die Bilder und Reportagen der Katastrophe in Japan allgegenwärtig in den Medien. Es war nicht nur eine japanische Katastrophe, es war unsere eigene Katastrophe, die sehr emotional und politisch behandelt wurde. Und eigentlich waren es nicht das Erdbeben und der Tsunami, sondern es waren hauptsächlich die Nuklearkatastrophe in Fukushima und die nicht absehbaren Folgen für die Menschen, über die ausführlich berichtet wurden.

Die Reaktionen der in Deutschland politisch Verantwortlichen war so einfach wie konsequent: Sofortige Abschaltung der sieben ältesten deutschen Kernkraftwerke (Atom-Moratorium vom 14. März 2011), Durchführung von Stresstests für die deutschen Kernkraftwerke, Novellierung des Atomgesetzes am 6. August 2011 sowie die Entscheidung, die verbleibenden neun Kernkraftwerke bis spätestens Ende 2022 abzuschalten und somit endgültig aus der Kernenergie auszusteigen.

Begleitet wurden diese Entscheidungen von der ‚Ethikkommission für eine sichere Energieversorgung‘, die am 22. März 2011 von der deutschen Bundeskanzlerin Angela Merkel mit dem Ziel eingesetzt wurde, sowohl technische als auch ethische Aspekte der Kernenergie zu prüfen, einen gesellschaftlichen Konsens zum Ausstieg aus der Kernenergie vorzubereiten und Vorschläge für den Übergang in das Zeitalter der erneuerbaren Energien zu erarbeiten, ohne dabei neue Risiken einzugehen [5].

Allerdings: Eine koordinierte Absprache mit den europäischen Nachbarn erfolgte nicht.

Als Folge von Fukushima treibt Deutschland noch energischer die Energiewende voran und damit die Realisierung des Zeitalters der erneuerbaren Energien. Das Ziel ist einfach: Bis zum Jahr 2050 soll der Stromverbrauch in Deutschland bezogen auf das Jahr 2008 fast halbiert und dann zu etwa 80% regenerativ erzeugt werden. Die Halbierung soll zu gleichen Teilen durch Energieeinsparungen und Energieeffizienz sowie durch Energieimporte erreicht werden, siehe Abbildung 5. Diese Entwicklung steht einem kontinuierlichen Anstieg des Stromverbrauchs in Deutschland gegenüber: Von 2009 auf 2010 betrug der Zuwachs im Stromverbrauch in Deutschland über alle Sektoren etwa 3.6%.

Die Energiepolitik der deutschen Bundesregierung lautet: Deutschland strebt an, eine der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt zu werden [6]. Von 2009 bis 2011 soll der Stromanteil aus Erneuerbaren Energien von 17 auf 20 Prozent steigen. Das Ziel für 2020 ist ein Anteil von 35%, für 2050 von 80%. Ende 2022 geht das letzte deutsche Kernkraftwerk vom Netz. Übergangsweise soll mehr Strom aus Kohle und Gas erzeugt werden, damit die Stromversorgung für Deutschland zuverlässig und bezahlbar bleibt. Es gilt, die Modernisierung vorhandener Kraftwerke sowie die schnelle Fertigstellung neuer Kraftwerke sicherzustellen. Vorrangig ist ebenfalls der Bau großer Windkraftanlagen onshore wie offshore sowie die Förderung der Biomasse. Weitere wesentliche Punkte sind die Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien und die Förderung von innovativen Speichertechnologien sowie der Bau von weiteren Pumpspeicherkraftwerken. Ein

wesentlicher Aspekt der zukünftigen Energiepolitik ist der zügige Ausbau des Stromnetzes, um den Strom aus Windkraft von den Orten der Erzeugung an die Orte des Verbrauchs zu verteilen. Wichtig ist hierbei die Anhörung und Berücksichtigung betroffener Bürger bei der Konzeptionierung der neuen Trassen. Schlussendlich ist die energetische Sanierung von Gebäuden und die Aufstockung des Programms zur CO₂-Gebäudesanierung ein wichtiges Element.

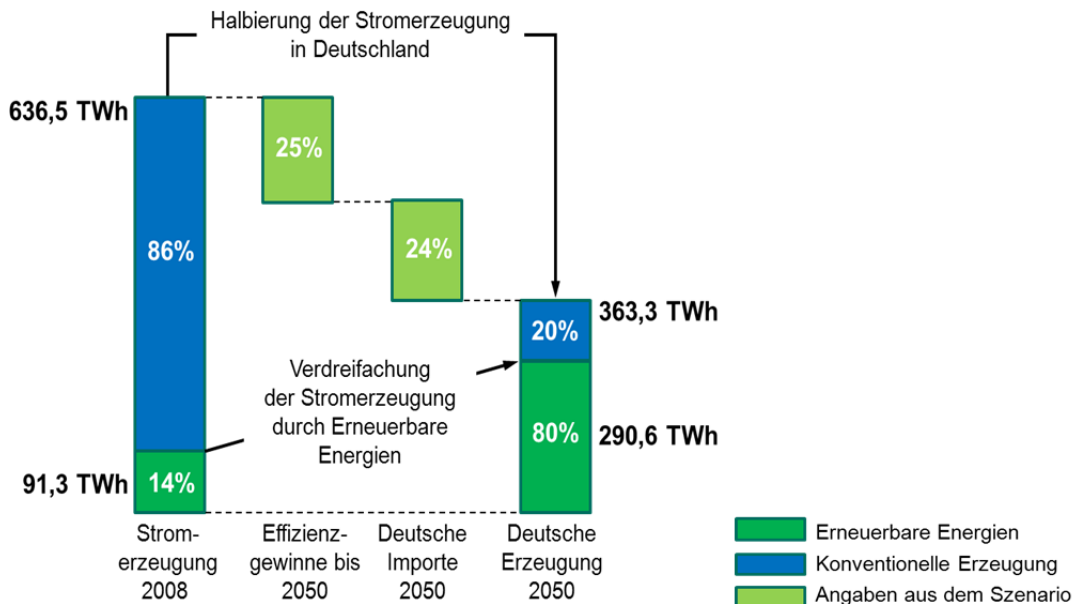


Abbildung 5: Reduzierung der Stromerzeugung in Deutschland bis 2050 entsprechend dem Energiekonzept der Bundesregierung.

Diese neue Energiepolitik der Bundesregierung spiegelt sich an den Forschungspolitischen Vorgaben für den Forschungsbereich Energie der Helmholtz-Gemeinschaft wieder. Basierend auf dem 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung [7] werden für die nationale Vorsorgeforschung im Forschungsbereich Energie insgesamt sechs strategisch wichtige Themen festgelegt. Diese sind:

1. Erneuerbare Energien für eine zukunftsorientierte Energieversorgung,
2. Speicher und vernetzte Infrastrukturen,
3. Energieeffizienz, Materialien, Ressourcen für den Umbau der Energieversorgung,
4. Technologie, Innovation und Gesellschaft,
5. Nukleare Entsorgung und Sicherheit, Strahlenforschung, unter der Vorgabe eines Verzichts Deutschlands auf die Stromerzeugung aus Kernenergie, und
6. Kernfusion als Langfristoption.

Für den Umbau des Energiesystems in Deutschland ergeben sich somit folgende grundsätzliche neue Herausforderungen: Umbau der Energieerzeugung vom Punkt zur Fläche sowie von zentral zu dezentral, Umbau vom direkten Verbrauch zur (Zwischen-)Speicherung, Änderung des Nutzerverhaltens in Folge des fluktuierenden Energieangebots durch verstärkte

Nutzung erneuerbarer Energien sowie verstärkter Teilnahme der Energieverbraucher an der Steuerung und Erstellung von Energiedienstleistungen.

Für das Bundesland Baden-Württemberg bedeutet die Energiewende zum Beispiel Folgendes [8]: Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 soll auf 38% gesteigert werden. Das bedeutet, dass vor allem auf kommunaler Ebene Wege zur effizienten Ausschöpfung der Potenziale von Wasserkraft, Bioenergie und geothermischer Stromerzeugung gefunden werden müssen. Das 10%-Windkraft-Ziel und 12%-Photovoltaik-Ziels sind nur unter erheblicher Wachsdynamik erreichbar. Insbesondere ist hier auf die stark fluktuierende Charakteristik der Wind- und PV-Energie zu achten. Größere Zeiträume von Starkwind oder Windflaute sind durch Speicherung oder Rückspeicherung der Windenergie (gegebenenfalls bis zu GWd) mithilfe von neuen Speichertechnologien zu überbrücken. Auch ist zu berücksichtigen, dass der Windertrag im zeitlichen Mittel bis zu 25% schwanken kann.

Speicher wie Pumpspeicherkraftwerke sind eine gute Lösung. Allerdings ist ihre Kapazität begrenzt: Das in Atdorf im Schwarzwald projektierte Pumpspeicherkraftwerk hat eine Kapazität von 12,5GWh bei einer Leistung von maximal 1400MW. Die Speicherkapazität aller Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland beträgt 40GWh. Im Vergleich tragen die für Deutschland und das Jahr 2020 anvisierten 1 Million Elektrofahrzeuge bei 20kWh Speicherkapazität, 70% Verfügbarkeit zur Speicherung sowie 50% mittlerer freier Speicherkapazität etwa 7GWh bei. Das entspricht gut der halben Kapazität des Pumpspeicherkraftwerks Atdorf.

3. Kernenergie International

Weltweit waren im Dezember 2011 in 31 Ländern 437 Kernkraftwerke zur elektrischen Stromerzeugung in Betrieb (installierte elektrische Bruttoleistung: 389GWe), 63 Kernkraftwerke waren in 14 Ländern im Bau (elektrische Bruttoleistung: etwa 65GWe) und etwa 160 Kernkraftwerke sind in Planung. Einen aktuellen Überblick über den Stand und die Entwicklung der Kernenergie weltweit gibt [9]. Hier nur einige Beispiele.

In Europa verfolgen Länder wie Frankreich, Finnland oder Russland ehrgeizige Pläne zum Ausbau der zivilen Nutzung der Kernenergie. Speziell Frankreich setzt auf eine Laufzeitverlängerung der bestehenden Kernkraftwerke, den Bau des Europäischen Druckwasserreaktors (EPR) als Kernreaktor der Generation III+ in Flamenville und Penly sowie der Entwicklung von Reaktoren der Generation IV, die auch hochradioaktiven Abfall energetisch umsetzen können. Nichtsdestotrotz setzt Frankreich auf den verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung.

Die Errichtung zweier EPR in der VR China ist am Standort Taishan weit fortgeschritten. Die Reaktorkuppel bei Block 1 wurde Ende 2011 montiert. Als weiteres Beispiel dient die VR China: Aufgrund des enormen Energiebedarfs werden jede Woche etwa ein Kohlekraftwerk in Betrieb genommen. 16 Kernkraftwerke sind heute in Betrieb, etwa 26 Kernkraftwerke sind im Bau. Deren projektierte Leistung übersteigt die Leistung der vor der Energiewende in Deutschland betriebenen Kernkraftwerke deutlich. Trotzdem beträgt die durch Kernkraftwerke in der VR China erzeugte Strommenge nur etwa 2% der insgesamt in China verbrauchten Strommenge. Dies verdeutlicht die enorme Energie in Form von Strom, die ein Volk von 1,3 Milliarden Menschen benötigt.

In den USA haben etwa 60% der Kernkraftwerke eine Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre erhalten. Als Neubauprojekte sind Vogtle 3 und 4 zu nennen, für welche im März 2012 die

letzten Armierungsarbeiten vor der Vergießung des ersten Betons erfolgten. Auch die Forschung wird forciert vorangetrieben: Das Idaho National Lab (INL) ist die national führende kerntechnische Forschungseinrichtung in den USA.

4. Partitioning & Transmutation

Im Rahmen der internationalen Strategien zur Weiterentwicklung der Kernenergie stellt die Forschung zu Partitioning & Transmutation (P&T) eine technologische Option dar [10].

Ein wesentlicher Aspekt der Nutzung der Kernenergie ist die sichere Behandlung und Entsorgung der langlebigen hochradioaktiven Abfälle, die in Kernkraftwerken anfallen. Eine Entsorgungsstrategie ist die direkte Endlagerung der abgebrannten Brennelemente in tiefen geologischen Formationen. Als Möglichkeit für eine wesentliche Ergänzung und technologische Alternative wird die Abtrennung und Umwandlung (P&T) der langlebigen Radionuklide aus den radioaktiven Abfällen betrachtet. Diese Technologie zielt auf die Verringerung der endzulagernden langlebigen radioaktiven Stoffe (insbesondere Plutonium und die Minoren Actiniden) durch Abtrennung (Partitioning) und anschließende Umwandlung (Transmutation). Die Option P&T kann somit einen wertvollen Beitrag zu Lösungsstrategien, zum Beispiel im Rahmen der Euratom Forschungs-Rahmenprogramme, für die Entsorgung der langlebigen hochradioaktiven Abfälle liefern. Diese Option wird in der öffentlichen Debatte zu bestehenden Alternativen und Problemen des nuklearen Abfallmanagements allerdings bislang nur unzureichend wahrgenommen.

Im Rahmen des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung ist es von entscheidender Bedeutung, internationale Entwicklungen aktiv mitzugestalten und an den wesentlichen Ergebnissen zu partizipieren. Im Energiesektor gilt dies insbesondere dann, wenn Abfallmengen entscheidend verringert oder grundsätzlich vermieden werden können. Durch derartige Technologien entsteht ein wichtiger Beitrag zur Generationengerechtigkeit bei der Nutzung unserer energetischen Ressourcen.

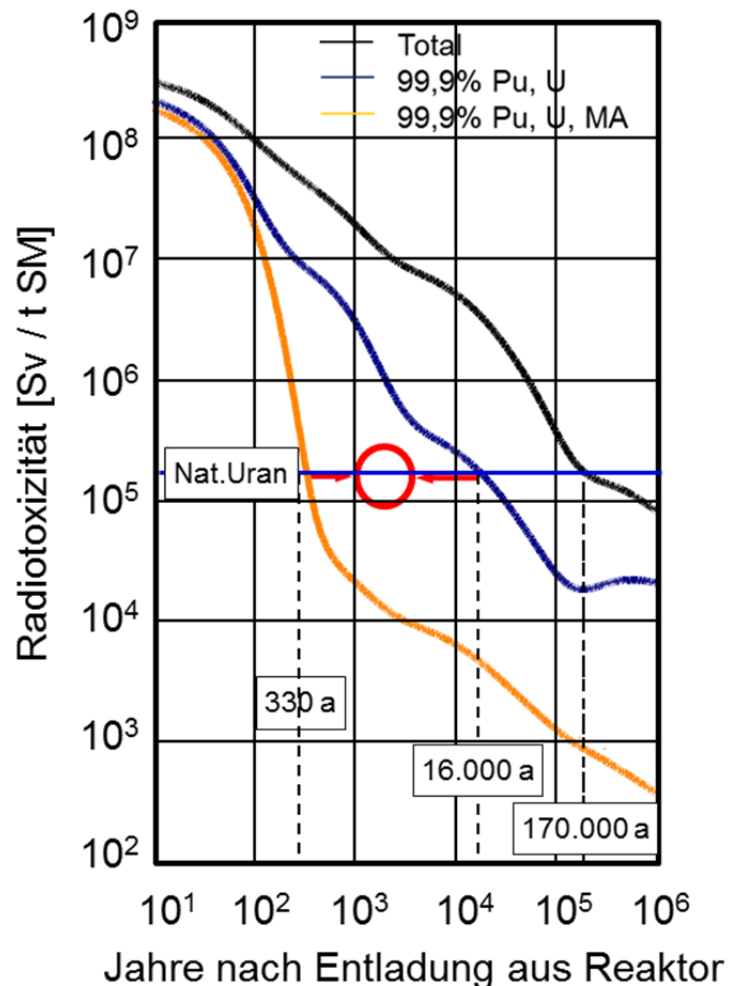
Die Technologieoption Partitioning & Transmutation (P&T) ist insbesondere deswegen attraktiv, weil sie neue Lösungsansätze für ein entscheidendes gesellschaftspolitisches Thema bietet, das gerade in Deutschland sehr kontrovers diskutiert wird. Die Vermeidung und Minimierung der langlebigen radioaktiven Abfälle ist zunächst für das nationale Entsorgungskonzept, aber auch als Option zur Lösung der Entsorgungsfrage europa- und weltweit bedeutsam. Deutschland kann als Hochtechnologiestandort relevante und umfangreiche Beiträge zu europäischen und internationalen Projekten liefern. Deshalb wird dem Thema P&T im Rahmen der nationalen Vorsorgeforschung grundsätzlich Aufmerksamkeit gewidmet.

Das Ziel von P&T ist es, die Radiotoxizität der langlebigen Abfälle so zu verringern, dass das Gefährdungspotential nach einigen hundert bis tausend Jahren um einen Faktor von bis zu 1000 reduziert wird (Abbildung 6). Dies könnte den Nachweis der Langzeitsicherheit eines Endlagers erleichtern und die öffentliche Akzeptanz signifikant erhöhen. Letztlich bedeutet P&T, das Volumen, die Masse und die langfristige Wärmemenge der verbleibenden Abfälle zu reduzieren und damit die Endlagerbelastung zu verringern.

Nach der Abtrennung der langlebigen Radionuklide, speziell des Plutoniums und der Minoren Actiniden, können diese in einer Transmutationsmaschine in kurzlebige oder stabile Nuklide umgewandelt werden. Entsprechende internationale Studien und Projekte haben gezeigt [11], dass eine ADS-basierte Transmutation grundsätzlich möglich ist und keine unüberwindbaren

technischen Hindernisse vorhanden sind. Auch der schwierigste Schritt beim Partitioning, das heisst die selektive chemische Abtrennung der Actiniden von den Lanthaniden, wurde in mehreren europäischen Verbundprojekten [12] untersucht und konnte prinzipiell im Labormaßstab demonstriert werden. Auch die Entwicklung und Fertigung von Transmutationsbrennstoffen, die vor allem in Frankreich, Japan und den USA vorangetrieben wird, macht signifikante Fortschritte.

Abbildung 6: Radiotoxizität in Sievert pro Tonne Schwermetall (SM) des abgebrannten Kernbrennstoffes über der Zeit in Abhängigkeit der gewählten Strategie:
Schwarze Kurve: Direkte Endlagerung;
Blaue Kurve: Abtrennung und vollständige Verbrennung von Plutonium (Pu) und Uran (U);
Orangene Kurve: Abtrennung und vollständige Verbrennung von Pu, Uran und Minoren Actiniden (MA).
Roter Punkt: Betriebszustand aufgrund von Prozessverlusten und einer nicht vollständigen Verbrennung.



Im Rahmen des European Strategy Forum on Research Infrastructures (ESFRI) soll eine Mehrzweck-Forschungsanlage, genannt MYRRHA, am belgischen Forschungszentrum SCK-CEN in Mol errichtet werden [13]. Unter anderem dient MYRRHA der technologischen Demonstration einer Transmutationsmaschine vom Typ ADS (engl. Accelerator Driven System, Beschleuniger getriebene Anlage) [14].

5. Endlagerung radioaktiver Abfälle

In Deutschland steht für schwach- und mittelaktive Abfälle das genehmigte Endlager Konrad zur Verfügung, in welches ab etwa 2020 mit der Einlagerung begonnen werden soll. Für die Endlagerung von hochradioaktiven Abfällen, also abgebrannte Kernbrennstoffe aus

Leistungs- und Forschungsreaktoren, in Glas verfestigte Abfalllösungen aus der Wiederaufarbeitung sowie technologische Abfälle aus der Zerlegung der Brennelemente, gibt es in Deutschland noch keinen Standort. Der Salzstock Gorleben wird seit vielen Jahren auf seine Eignung als Endlager für hochradioaktive Abfällen untersucht. Neben Salz werden die Wirtsgesteine Ton und Granit betrachtet, wobei Letzterer in Deutschland weniger geeignet erscheint [15].

Grundsätzlich gilt: Auch der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland entbindet uns nicht von der Pflicht, ein Endlager für die bestehenden und bis zum Abschalten des letzten Kernkraftwerks entstehenden (einschließlich der letzten Kernbeladungen) hochradioaktiven Abfalls zu finden, zu errichten, zu betreiben und nach Verfüllung aller Abfälle auch wieder zu verschließen.

Die wesentlichen technischen Fragen zur Errichtung und zum Betrieb eines Endlagers sind heute weitgehend geklärt. Da die Langzeitsicherheit eines Endlagers allein durch technische Maßnahmen nicht nachgewiesen werden kann, sind belastbare Aussagen zur Langzeitsicherheit nur mit Hilfe des Verständnisses aller grundlegenden Prozesse möglich, die in einem Endlagersystem relevant sind und denen die eingelagerten Radionuklide in einem Endlagersystem ausgesetzt sein können.

Die anspruchsvollste wissenschaftlich-technische Herausforderung an ein Endlager stellt die Zeitspanne von bis zu einer Million Jahre dar [16], für welche der Nachweis geführt werden muss, dass weder Mensch noch Umwelt durch das Endlager unzulässigen radiologischen Belastungen ausgesetzt sind. Ein umfassender Sicherheitsnachweis für ein Endlager, auch Safety Case genannt, erfordert ein fundiertes Verständnis der möglichen chemischen Vorgänge im Endlagersystem sowie die Kenntnis der radiochemischen und geochemischen Daten, mit deren Hilfe sich die mögliche Mobilisierung und Rückhaltung der radioaktiven Abfallbestandteile quantifizieren lässt. In der Vergangenheit stützten sich die Arbeiten zur Langzeitsicherheit auf phänomenologische Untersuchungen des Radionuklidverhaltens; der zukünftige Forschungsansatz muss sich auf die Aufklärung und Quantifizierung der grundlegenden Reaktionen auf molekularer Ebene konzentrieren, die für Mobilisierung oder Rückhaltung der relevanten Radionuklide in einem Endlager verantwortlich sind. Dies erfordert die Entwicklung und Anwendung von analytischen, spektroskopischen und theoretischen Methoden. Mit deren Hilfe lassen sich belastbare thermodynamische und kinetische Daten für die Sicherheitsanalyse herleiten, die nicht nur für einen spezifischen Standort mit seinen spezifischen Eigenheiten Gültigkeit besitzen, sondern grundlegenden thermodynamischen Charakter haben und so auch auf andere Endlagerformationen übertragen werden können. Diese grundlegenden Daten finden in Modellen und Rechenprogrammen Eingang, mit welchen eine mögliche Radionuklid Ausbreitung für verschiedene Endlagerkonzepte und Szenarien der jeweiligen Endlagerentwicklung berechnet und bewertet werden können. Somit ist ein wissenschaftlich fundierter Sicherheitsnachweis über die geforderten sehr langen Zeiträume möglich.

Die Auswahl eines Endlagerstandorts, die Errichtung und der Betrieb eines Endlagers bis in die Nachbetriebsphase muss kontinuierlich durch Forschungsarbeiten begleitet werden. Die Thematik der Endlagerung hochradioaktiver Abfälle stellt zum einen eine wissenschaftlich-technische Herausforderung dar, zum anderen müssen soziale und politische Fragen rechtzeitig berücksichtigt und beantwortet werden. Insofern ist eine Begleitforschung im Hinblick auf die Information und Beratung von Politik und Gesellschaft in Bezug auf die anstehenden Entscheidungen, zum Beispiel Standortauswahl oder Rückholbarkeit, von entscheidender Bedeutung [17].

6. Fazit

Nach der Reaktorkatastrophe im Kernkraftwerk Fukushima I in Japan am 11. März 2011 haben sich die Energiepolitik sowie die Energieforschung in Deutschland grundlegend geändert. Der Umbau von Deutschland zu einer der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt ohne die Nutzung der Kernenergie ist beschlossene Sache. Die direkten und indirekten Auswirkungen auf die Industrie, die Bürger und die Umwelt sind heute nicht gesichert absehbar und schwer zu quantifizieren. Der anvisierte Zeitplan für die Umsetzung der Energiewende ist äußerst ambitioniert. Die damit verbundenen Kosten für Deutschland und seine Bürger, die Auswirkungen auf die übrigen Volkswirtschaften in Europa sind ungewiss. Aber eine Tatsache ist sicher: Deutschland steht vor einer ungeheuren Herausforderung und zugleich Chance, die es mit wohl überlegten und sachlichen Ansätzen zu meistern gilt. Deutschland kann hier eine internationale Vorbildfunktion einnehmen, sofern dieses engagierte Großexperiment gelingt. Die hierfür erforderlichen Technologien müssen aber zu einem Großteil noch entwickelt und qualifiziert werden, bevor diese zuverlässig und im Einklang mit der Gesellschaft eingesetzt werden können.

Von Seiten der nationalen Helmholtz-Forschung wird die zukünftige Energieforschung auf die Themen (a) erneuerbare Energien, (b) Speicher und vernetzte Infrastrukturen, (c) Energieeffizienz, Materialien und Ressourcen sowie die Verbindung von (d) Technologie, Innovation und Gesellschaft konzentriert, ohne die Themen (e) Nukleare Entsorgung und Sicherheit sowie (f) Kernfusion zu vernachlässigen. Es ist wichtig, dass das Hochtechnologieland Deutschland in Bildung und Forschung investiert und dadurch Wissen, Kreativität und neue Lösungen und Erkenntnisse schafft.

Die grundsätzliche Zielrichtung einer Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an unserem Energiemix sowie die Steigerung der Energieeffizienz ist sicher unstrittig. Dass wir Bürger unsere Lebensgewohnheiten anpassen und gegebenenfalls Einschränkungen und höhere Kosten hinnehmen müssen ist wahrscheinlich. Bei all diesen Überlegungen, Wünschen und Anstrengungen wird aber immer gelten:

Politische Entscheidungen werden die physikalischen Grundgesetze und Zusammenhänge nicht außer Kraft setzen können.

Danksagung

Der Autor bedankt sich bei allen Mitgliedern der Arbeitsgruppe ‚Fukushima‘ am KIT, speziell Angelika Bohnstedt, Concetta Fazio, Gerhard Frank, Horst Geckeis, Klaus Gompper, Annette Heinzl, Volker Heinzl, Volker List, Alexei Miassoedov, Wolfgang Raskob, Victor Sanchez-Espinoza, Thomas Schulenberg, Martin Steinbrück, Robert Stieglitz, Walter Tromm und Friedemann Wenzel, die wesentliche wissenschaftlich-technische Beiträge für den Vortrag und dieses Papier erarbeitet haben.

Referenzen

[1] Ievdin, I., Trybushnyi, D., Zheleznyak, M., Raskob, W., „RODOS re-engineering: aims and implementation details, in: Raskob W, Hugon M (editors), Enhancing nuclear and radiological emergency management and rehabilitation: Key results of the EURANOS European project”, Radioprotection, Volume 45, No. 5, Supplément 2010, pp181-189.

- [2] Walter Tromm, Karlsruher Institut für Technologie (KIT): Persönliche Mitteilung.
- [3] Tokyo Electric Power Company (TEPCO), „Status of Fukushima Daiichi and Fukushima Daini Nuclear Power Stations after Great East Japan Earthquake”, <http://www.tepco.co.jp/en/nu/fukushima-np/index-e.html>.
- [4] AREVA and Meltwater News, Persönliche Mitteilung.
- [5] Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung, „Deutschlands Energiewende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft“, Berlin, 30.5.2011.
- [6] Die Bundesregierung, „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“, 28.09.2010.
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), „Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung: Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung“, Juli 2011.
- [8] Frithjof Staiß, Maike Schmidt, „Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg“, ZSW, Pressekonferenz im Haus des Landtags Stuttgart, 9.1.2012.
- [9] IAEA, „Nuclear Power Reactors in the World 2012 Edition“, IAEA-RDS-2/31, Vienna, 2012, ISBN 978-92-0-132310-1.
- [10] Joachim Knebel, Massimo Salvatores, „Partitioning & Transmutation (P&T)”, Energie-Fakten.de, <http://www.energie-fakten.de/pdf/p-und-t.pdf>, 24.2.2011.
- [11] OECD Nuclear Energy Agency „Potential Benefits and Impacts of Advanced Nuclear Fuel Cycles with Actinide Partitioning and Transmutation”, Nuclear Science 2011, ISBN 978-92-64-99165-1.
- [12] European Commission, „Euratom Research Projects and Training Activities”, Volume II, EUR 21229, pp. 20-21, 2006.
- [13] Didier De Bruyn, Hamid Ait Abderrahim, Peter Baeten, Rafaël Fernandez, „MYRRHA, the Multi-purpose Hybrid Research Reactor for High-tech Applications”, In: ICAPP'11 "Performance & flexibility:the power of innovation", Nice, France, 2-6 May 2011, France, Omnipress, 2011, p. 472-478.
- [14] Alex C. Mueller und Hamid Ait Abderrahim, „Transmutation von radioaktivem Abfall. Reaktor- und Beschleuniger-Technologie gehen gemeinsam das Hauptproblem der Kernenergie an“, Physik Journal 9 (2010) Nr. 11, 2010 Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim.
- [15] Horst Geckeis, Walter Tromm, Klaus Gompper, „Einstieg in die Energiewende – Ausstieg aus der nuklearen Sicherheitsforschung?“, Jahrestagung des KIT-Zentrum Energie, Karlsruher Institut für Technologie, 19.06.2012.
- [16] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, „Sicherheitsanforderungen an die Endlagerung wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle“, Endfassung, 30.09.2010.
- [17] Deutsche Akademie der Technikwissenschaften acatech (Hrsg.), „Den Ausstieg aus der Kernkraft sicher gestalten“, acatech POSITION, September 2011.

Dr. Joachim Knebel
 Karlsruhe Institute of Technology (KIT)
 Chief Science Officer Bereich 4 (CSO-4)
 Hermann von Helmholtz Platz 1
 D-76344 Eggenstein-Leopoldshafen

Entscheidungszwänge in der Weltenergieversorgung und Klimapolitik bei hoher Unsicherheit.¹

Carl Christian von Weizsäcker, Max-Planck-Institut für Gemeinschaftsgüter

Die Energie- und Klimapolitik ist gezwungen, weitreichende Entscheidungen unter der Bedingung hoher Unsicherheit zu fällen. Die naturwissenschaftlichen Erkenntnisse über den Zusammenhang zwischen menschlichen Aktivitäten und dem Effekt auf das Klima sind bisher nicht präzise genug, um klar zu wissen, welches die beste Politik ist. In meinem Vortrag möchte ich auf die gesellschaftspolitischen Aspekte hinweisen, die mit dem Zwang zur Entscheidung bei hoher Unsicherheit zusammenhängen.

An den Anfang stelle ich das Vorsichtsprinzip. Konkurrieren zwei Meinungen über die Wirkungen menschlicher Aktivität auf das Klima, so sollte man sich aus Vorsichtsgründen eine Politik vornehmen, die kompatibel mit der pessimistischeren der beiden Meinungen ist. Dieses Vorsichtsprinzip ist generell akzeptiert. Allerdings kann es sinnvollerweise nur dann richtig angewendet werden, wenn man es durch ein weiteres Prinzip ergänzt: das Prinzip der Kostenminimierung. Denn, um weltweit Zustimmung für eine effektive Klimapolitik zu bekommen, muss man insbesondere der Bevölkerung in den Schwellenländern wie China, Indien, Brasilien, Indonesien klar machen, dass sich die ökonomischen Opfer einer solchen Politik in Grenzen halten. Das geht nur bei maximaler Sparsamkeit, was die Mittel der Klimapolitik betrifft.

Die Politik hat auf das Problem des Entscheidungszwangs bei hoher Unsicherheit dadurch reagiert, dass sie Gremien eingerichtet hat, denen Experten angehören und die beauftragt sind, der Politik Empfehlungen zu geben. Beispiele sind hier auf internationaler Ebene das International Panel on Climate Change (IPCC) und auf nationaler Ebene der wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung zu globalen Umweltveränderungen (WBGU).

Mit der Einrichtung solcher Gremien verschwindet indessen das Unsicherheitsproblem nicht. Es wird nur verlagert; dadurch kann sich die Politik leichter befreien von einem späteren Vorwurf, falsch entschieden zu haben. Sollte sich die Entscheidung der Politik als falsch herausstellen, kann sie immer auf das Beratungsgremium zeigen, das ihr diese Politik angeraten hat. Diese Entlastungsfunktion solcher Gremien für die Politik kann allerdings nur dann funktionieren, wenn diese Gremien mit möglichst einhelliger Stimme sprechen. Genau so, wie in der Demokratie der Wähler sich von Parteien abwendet, in denen offener Meinungsstreit über wichtige Fragen herrscht, so fordert die Politik von den Sachverständigen- Gremien Einhelligkeit. Gibt es Meinungsunterschiede in dem Gremium, so kann das entsprechende Gremium die von der Politik erhoffte Entlastungsfunktion nicht ausüben. Der Druck auf Einstimmigkeit oder Einhelligkeit der Meinung, der von außen, also von der Politik kommt, setzt sich innerhalb des Gremiums fort, indem Minderheits-Auffassungen von der jeweiligen Mehrheit an den Rand gedrängt werden. Es entsteht ein hoher moralischer Zwang, die eigene abweichende Auffassung zurückzustellen, damit das Gremium nach außen als eines auftreten kann, in dem keine gravierenden Meinungsverschiedenheiten zu finden sind. Wenn ein solches Gremium über längere Zeit

¹ Dieser Vortrag wurde im Rahmen des Symposiums „Fukushima und die Konsequenzen“ gehalten.

existiert, und wenn es damit dazu kommt, dass personeller Wechsel in seiner Zusammensetzung erforderlich ist, wird die jeweilige Mehrheit dafür votieren, solche neue Mitglieder aufzunehmen, von denen man erwarten kann, dass sie sich der Linie der Mehrheit anschließen.

Auf diese Weise entstehen dann Auffassungen in solchen Gremien, die quasi offiziellen Charakter haben. In seinem letzten Hauptgutachten² wird vom WBGU das Wort vom Mainstreaming verwendet, das er allerdings weniger auf seine internen Diskurse als vielmehr auf den öffentlichen Diskurs bezieht. Dennoch kann man - und das gilt für praktisch alle Expertengremien, denen von der Politik die genannte Entlastungsfunktion zugedacht ist - die Strategie eines solchen Mainstreaming bei der internen Debatte über Personalfragen beobachten. Zu viel Diskurs lähmt die Arbeit eines solchen Gremiums und schwächt dessen Gewicht in der öffentlichen Diskussion. Wenn also zum Beispiel der WBGU in seinem letzten Hauptgutachten, das schon auf die Fukushima- Ereignisse reagieren konnte, sich einstimmig dafür ausspricht, auf die Kernenergie ganz zu verzichten, so mag er damit in Übereinstimmung mit der deutschen Bevölkerungsmehrheit sein; indessen ist er damit nicht repräsentativ für die Gesamtheit ernstzunehmender Experten zu dieser Frage in Deutschland.

Der Entscheidungszwang bei großer Unsicherheit ist in der Politik an sich ein häufiges Phänomen. Im Grunde gehört es geradezu zur "Philosophie" der Demokratie und des ihr inhärenten Mehrheitsprinzips, dass man davon ausgeht, dass es verschiedene Auffassungen zu einer zu entscheidenden Frage gibt. Wenn man nun im Sinne der Mehrheit entscheidet, so integriert man die Minderheitsmeinungen gerade dadurch, dass man ihnen die Hoffnung lässt, später zur Mehrheitsmeinung zu werden. Die moderne Demokratie hat sich gerade deswegen bewährt, weil sie auf diese Weise die Gesamtbevölkerung bei der Stange halten können. Die Gefahr eines mit Gewaltmitteln ausgetragenen Meinungskampfes wird durch diese Hoffnung auf wechselnde Mehrheiten stark reduziert. Das setzt voraus, dass Mehrheitsentscheidungen letztlich reversibel bleiben. Ferner muss es ein System quasi gleicher Startchancen für unterschiedliche Meinungen in der Demokratie geben. Diese werden der Tendenz nach dadurch geschaffen, dass die Verfassungen demokratischer Staaten in ihren Grundrechten immer auch die Meinungsfreiheit, Pressefreiheit und Koalitionsfreiheit enthalten. Diese Freiheiten sind erforderlich, damit sich ein Meinungskampf um die demokratische Mehrheit in sinnvoller Weise abspielen kann.

Wenn nun, wie der WBGU behauptet, bei den Maßnahmen zur Stabilisierung des Klimas große Eile geboten ist, dann entsteht ein Spannungsverhältnis zwischen dem Demokratieprinzip konkurrierender Meinungen und dem Erfordernis, aus klimapolitischen Gründen in kurzer Zeit eine "große Transformation" zu Stande zu bringen. Hieraus resultiert die Auffassung des WBGU, dass man unsere Demokratie in ihren Grundstrukturen massiv ändern sollte, um auf diese Weise die nach seiner Ansicht zu große Macht der Kräfte der Beherrschung zu beschneiden. Er sieht das Dilemma, dass einerseits die Legitimierung seiner Ziele "mehr Demokratie" erfordert, dass aber andererseits mehr Demokratie auch Entscheidungen mit sich bringen kann, die diesen Zielen widersprechen. Dies gipfelt in Sätzen wie dem folgenden: "Die Auflösung dieses Dilemmas kommt einer Quadratur des Kreises gleich; sie muss aber die zentrale Aufgabe einer Selbstmodernisierung demokratischer und zivilgesellschaftlicher Akteure sein." Ich brauche einem Auditorium von Naturwissenschaftlern nicht erst zu erzählen, dass die Mathematik seit mehr als einem Jahrhundert weiß, dass die Quadratur des Kreises nicht möglich ist.

² „Welt im Wandel: Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation“, Hauptgutachten. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen WBGU, Berlin (2011)

Nun kennen wir auch für Demokratien, die seit mehr als 200 Jahre existieren, den Ausnahmezustand des Krieges. Im Krieg wird auch in einem Land wie den USA die Meinungsfreiheit und Pressefreiheit massiv eingeschränkt. Es fallen dann viele Entscheidungen ohne große vorherige Diskussion. Das nach der herrschenden Meinung Richtige wird einfach in die Tat umgesetzt. Was der WBGU, begründet durch die Dringlichkeit einer Problemlösung, nun praktisch tut, ist, dass er einen Krieg verkündet: den Krieg gegen den Klimawandel. Die Große Transformation, die der WBGU als alternativlos darstellt, entspricht damit funktional einem Kriegszustand. Sie soll an Breite und Tiefe ja der industriellen Revolution nicht nachstehen, gleichzeitig aber mithilfe des "gestaltenden Staates" im Verlauf von zwei Jahrzehnten durchgeführt werden. Folgt man dieser "Philosophie", dann ist in der Tat keine Zeit mehr für lange Debatten über die beste Strategie, Debatten, wie sie in der herkömmlichen Form der Demokratie üblich sind.

Das Vorsichtsprinzip, das man in der Klimapolitik in einer Situation großer Unsicherheit anwenden sollte, muss aber auch für Entscheidungen gelten, die unsere politisch gesellschaftliche Verfassung betreffen. Hier aber ist das genannte Gutachten des WBGU praktisch blind. Welche enormen Risiken eine fundamentale Umwälzung unserer herkömmlichen demokratischen Verfassung mit sich bringt, wird in dem Gutachten nicht diskutiert. Wenn man nun aber eine Verfassung gefunden hat, die sich in den Industrieländern im Verlauf der letzten zwei Jahrhunderte recht gut bewährt hat und zu einem vorher nie gekanntem Maß an individueller Freiheit und an Wohlstand geführt hat, dann spricht das Vorsichtsprinzip ganz eindeutig dafür, dem Vorschlag, große verfassungspolitische Experimente in Richtung auf eine ganz andere "Demokratie" zu wagen, mit Skepsis zu begegnen.

Dies als Vorspann für die Frage, wie man sich zur Kernenergie verhalten soll. Auch die Gegner der Kernenergie können ja nicht im Ernst leugnen, dass die Substitution von Kohlekraftwerken durch Kernkraftwerke ein Beitrag zur Stabilisierung des Klimas ist. Mir sind die Argumente, die die Risiken der Nutzung der Kernkraftwerke betreffen, durchaus geläufig. Und sie sind durch den Unfall in Fukushima noch einmal in aller Deutlichkeit uns ins Bewusstsein gebracht worden. Indessen, wenn man die Stabilisierung des Klimas als einen Prozess ansieht, den man durchaus mit einem Kriegszustand vergleichen kann, dann erscheint es als wenig konsequent, eine der verfügbaren Waffen gegen den Klimawandel, nämlich die Kernenergie, nicht einzusetzen. Wenn man bereit ist, das enorme Risiko einzugehen, das in einer fundamentalen Veränderung unserer Staatsform und unserer demokratischen Verfassung besteht, dann bedarf es doch einer genaueren Untersuchung darüber, wie diese verschiedenen Risiken gegeneinander abzuwägen sind. Hier scheint mir der WBGU bezüglich der unterschiedlichen Risiken keine adäquate Analyse durchgeführt zu haben.

Das wird besonders deutlich, wenn man in dem Gutachten des WBGU darüber hinaus auch noch liest, dass die Forschung und Entwicklung, die zu einer Herstellung eines Fusionsreaktors führen soll, zu streichen sei, um die so freiwerdenden Mittel zusätzlich zur Förderung erneuerbarer Energien einzusetzen. Schon heute liegen die allein in Deutschland verausgabten Subventionen zur Förderung der erneuerbaren Energien (insbesondere über die Einspeisevergütungen, die im Rahmen des EEG bereitgestellt werden) pro Jahr höher als das Gesamtbudget aller beteiligten Staaten für die Entwicklung des ITER über ein ganzes Jahrzehnt. Man mag gegenüber den Erfolgchancen der Fusionstechnik skeptisch eingestellt sein. Aber selbst wenn man nur eine zehnpromtente Chance sieht, dass die Fusionstechnik zur Erstellung von elektrischem Strom letztlich praktikabel wird, sind die Möglichkeiten, damit Treibhausgase einzusparen, sehr groß. Es erscheint dann angesichts der Dringlichkeit, Antworten auf das Klimaproblem zu bekommen, vollkommen abwegig, sich die Chance eines

Erfolgs der Fusions- Technik zu verschließen. Dies aber zeigt, dass der WBGU eine objektive, distanzierte Kosten- Nutzen Abwägung der verschiedenen Alternativen in der Klimapolitik nicht vorgenommen hat. Aus dieser Sicht kann das Plädoyer des WBGU gegen den Einsatz der Kernenergie nicht wirklich ernst genommen werden.

Prof. Dr. Carl Christian von Weizsäcker
Max-Planck-Institut für Gemeinschaftsgüter
Kurt-Schumacher-Straße 10
D-53113 Bonn
Deutschland
Tel. 0228 91416-0
www.coll.mpg.de

Future Mobility in Europe

F. X. Söldner, European Commission

Abstract:

Mobility in Europe is facing big challenges, which require solutions to be brought on the way in the next years. The integration of the different transport modes into a coherent European transport system and improvement of the infrastructure should enhance energy efficiency and ensure global competitiveness of Europe. Intelligent transport management should increase overall transport efficiency. The White Paper on a European Transport policy of March 2011 presents a perspective towards 2050 and a comprehensive list of concrete measures. A transition in energy supply to transport towards clean and renewable sources should provide sustainable long term supply and reduce the impact on environment from the emissions of pollutants and greenhouse gases. A European strategy on alternative fuels should be developed to secure energy supply with sustainable use of resources in Europe and globally.

1. INTRODUCTION

Mobility of people and goods is fundamental for the development of society. Connectivity through the availability of transport means is particularly important for the coherence of the European Union, which has only recently integrated most of Europe into a single economic and political space. Transport provides a basis for deepening the political integration of Europe and developing cohesion across the different regions of large economic and cultural diversity. An efficient transport system is essential for economic growth and for the competitiveness of Europe in a globalised world.

The "Europe 2020" strategy¹ underlines the importance of a modernised transport system for the future development of the EU and puts it in the core of the "Resource efficient Europe" flagship initiative. European transport policy should develop the necessary actions and measures to ensure mobility in the larger common space and provide the full integration of Europe into a global network.

2. CHALLENGES TO MOBILITY IN EUROPE

The present transport system in Europe is facing big challenges to the functioning of transport itself, and to its impact on health and environment.

Congestion often is characterising transport more than mobility. Better traffic management and upgrading of transport infrastructures are required to improve fluidity of transport.

¹ COM (2010) 2020, "EUROPE 2020 - A strategy for smart, sustainable and inclusive growth"

The evolution of the transport system in Europe has been strongly influenced by the political East-West divide over half a century. Infrastructures have developed to cope with traffic flows mostly in North-South direction, contrary to the situation a century ago when the ratio of East-West to North-South traffic was about four. It is expected that, after the reunification of Europe completed, the picture will revert close to the historical situation. Infrastructures therefore will need to be substantially enhanced and altered.

Mobility requires, as a pre-condition, sufficient energy supply to the different modes of transport. Transport fuel consumption today is dominated by oil. This gives rise to major societal, economic and environmental concerns. Ever more difficult access to oil resources is putting security of supply at risk, particularly for transport. The growing volatility of the oil price has led to detrimental impacts on the economy in general.

The combustion of growing volumes of oil in transport contributes to air pollution, which damages health. It also has constantly increased the emissions of CO₂ from transport, standing out of all other sectors of economy, which have succeeded to constrain or even decrease their greenhouse gas emissions. CO₂ emissions from the transport sector, including from international aviation and maritime transport, account for approximately 29 % of total CO₂ emissions in the European Union. These emissions have increased by 34 % since 1990. A continuation along the lines of the past two decades would endanger meeting the climate protection goals of the EU.

3. EUROPEAN TRANSPORT POLICY

The European Commission has presented a framework and proposals for concrete actions on European transport policy, with a time horizon 2050, in the 2011 Transport White Paper².

Reducing CO₂ emissions from transport by 60% by 2050, with respect to 1990, has been set as the headline target for the whole transport sector in Europe. Ten goals set ambitious milestones for developing new fuels and propulsion systems, optimizing the performance of multimodal logistic chains, and improving transport efficiency with information systems. Three out of the ten headline goals identify fields of priority action with regard to decarbonisation of transport and the introduction of alternative fuels substituting oil:

- CO₂-free city logistics in major urban centres by 2030
- Halving of conventionally fuelled cars in urban areas by 2030, phasing them out by 2050
- 40% of low-carbon sustainable fuels in aviation and 40% (if feasible 50%) less CO₂ emissions in maritime transport by 2050.

Forty initiatives outline a large number of concrete actions in the four areas of

1. Internal Market
2. Innovation and technology
3. Infrastructure
4. International links.

² COM(2011) 144 "Roadmap to a Single European Transport Area – Towards a Competitive and Resource Efficient Transport System"

The contributions from transport are vital, together with efforts from the other sectors, to achieve the overall goal of reducing greenhouse gas emissions in the EU by 80-95 % by 2050³. The results of model calculations for the main policy scenario adopted by the European Commission for transport, energy, and environment policies, are shown in Fig.1. Their implementation should help to limit global temperature increase to 2°.

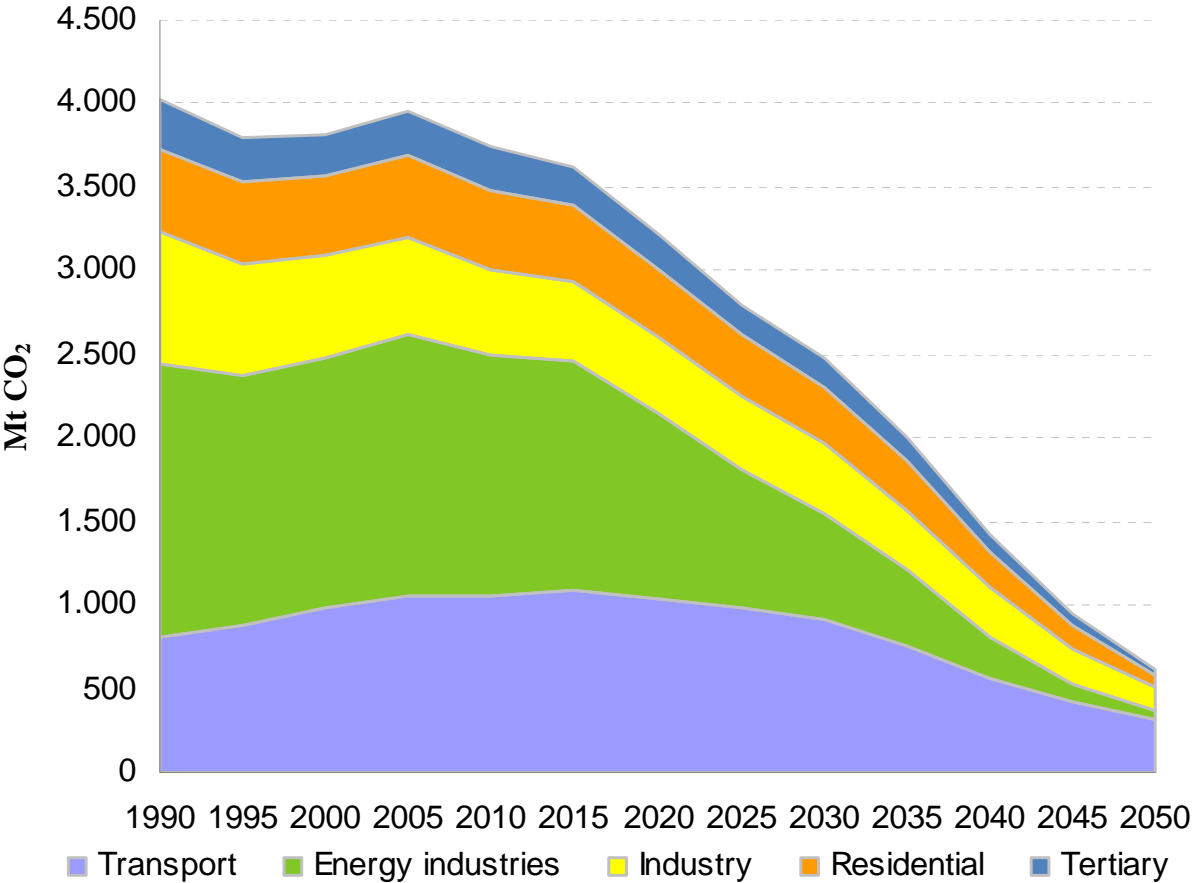


Figure 1: Projected development of EU greenhouse gas emissions from the different sectors of economy, resulting from the proposed European transport, energy, and environment policies

A Single European Transport Area should improve connectivity in Europe, enhance transport efficiency, reduce cost, and contribute to economic growth in Europe. Areas where the internal market needs to be further consolidated are rail services, achieving a "Single European Railway Area"; aviation, by implementing the "Single European Sky"; maritime transport, with a "Blue Belt" facilitating ships travelling in the seas around Europe.

Technological innovation should focus on the three areas of cleaner and more efficient propulsion systems, alternative fuels, and more efficient and safer use of the transport networks through information and communication systems. Early deployment of clean vehicles is pivotal and helps reducing the dependence on oil.

³ COM(2011)112 "A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050"

An efficient European transport network is essential to remove bottlenecks in transport infrastructure, reduce costs for transport operators and vehicle users, and minimise impact on environment and health. The focus should be on missing links and multi-modal connections.

Continuity of the transport network should be ensured by extending infrastructure to the neighbouring countries around the EU, and to the main partners in the global markets.

Urban mobility will be a new invigorated field of European transport policy. A broad debate on the scope of possible European action in this area had been organised in the frame of the Green Paper on Urban Mobility⁴. The Action Plan on Urban Mobility⁵ of 2009 provided a coherent framework for 20 concrete EU-level actions, which have been carried out until 2012. The 2011 White Paper on Transport has then fully integrated urban mobility into EU transport policy.

Following up, the Commission plans to present a package of proposals for European actions on urban mobility, by mid-2013. The focus should be on sustainable urban mobility plans, which could become a key policy instrument for an integrated urban mobility policy. Implementation should allow full flexibility for local authorities to adapt to their specific needs. A common framework for European cities should help to meet the particular challenges to mobility in urban areas, alleviating the issues of congestion, pollution, CO₂ emissions, and excessive energy consumption, to render urban mobility more sustainable.

Urban mobility measures will play an important role to meet the CO₂ emissions reduction target for transport, as about one quarter of all transport emissions comes from urban areas as depicted in Fig. 2.

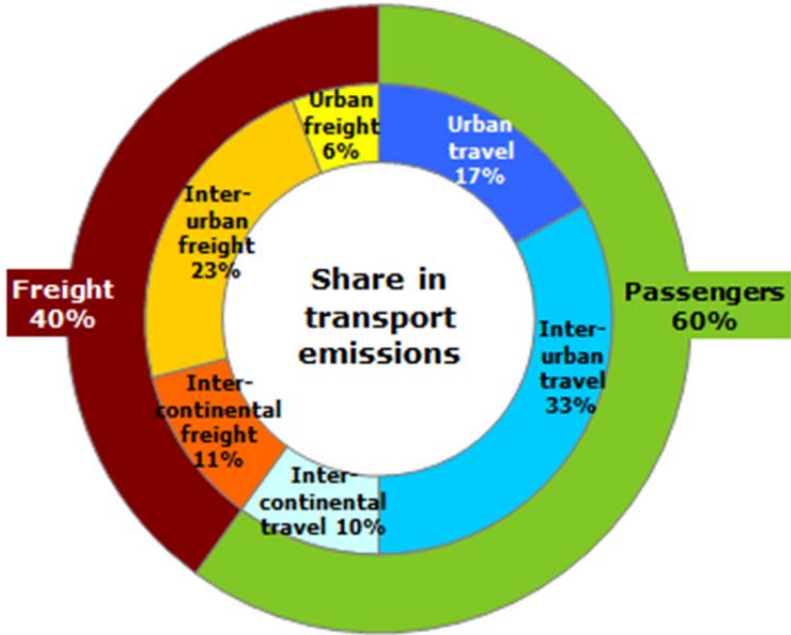


Figure 2: Contributions of the different transport segments to transport CO₂ emissions

⁴ COM(2007) 551 "Towards a new culture for urban mobility", http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/en/com/2007/com2007_0551en01.pdf

⁵ COM(2009) 490 "Action Plan on Urban Mobility", <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52009DC0490:EN:NOT>

4. EU ACTIONS IN SUPPORT OF CLEAN VEHICLES

EU policy actions have already considerably improved the environmental performance of vehicles.

- Pollutant emissions from vehicles have been gradually reduced by EU Regulations setting emission limits with the Euro standards. These standards have been regularly tightened since their introduction in 1992, reducing NO_x emission levels again with Euro 6 in 2014/15.
- CO₂ emissions of road transport vehicles have been confined only recently through fleet averaged emission limits, with Regulation (EC) No 443/2009 setting a limit of 130 gCO₂/km for the annual average of new registrations of passenger cars from 2015, and 95 gCO₂/km from 2020, and Regulation (EU) No 510/2011 setting 175 gCO₂/km similarly for light commercial vehicles from 2017, and 147 gCO₂/km from 2020.
- The market penetration of clean vehicles is supported by Directive 2009/33/EC on the Promotion of Clean and Energy Efficient Road Transport Vehicles. This Directive requires public authorities and transport operators working under public services obligations to take into account fuel consumption, CO₂ emissions and main pollutant emissions over the entire lifetime of vehicles for their purchases decisions. A website portal (<http://www.cleanvehicle.eu/>) has been developed to support public and private purchases of clean and energy-efficient vehicles.

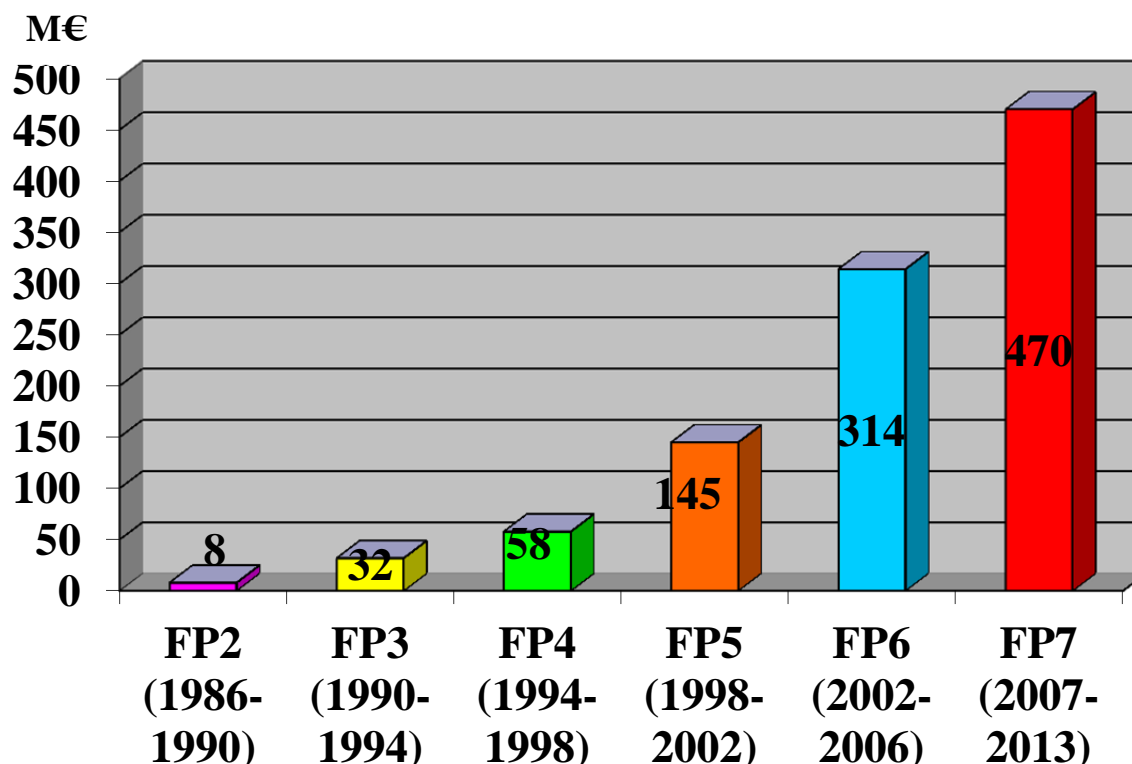


Figure 3: EU funding for hydrogen and fuel cell technologies from the R&D Framework Programme (FP)

The approach of the Clean Vehicle Directive corresponds to an internalisation of external costs (costs due to pollutant and greenhouse gas emissions of vehicles). A methodology for the monetisation of these costs on a lifetime basis is defined in the Directive. The external costs can arise to an important part of total cost, and even exceed the vehicle purchase cost. This gives an economic value to the reduction of these costs by using clean and energy efficient vehicle and fuel technologies minimising them. In consequence, market uptake of these innovative technologies is considerably strengthened in a cost-efficient way. As a result, initially higher cost of higher performance technology can be brought down through economies of scale.

- The European strategy on clean and energy efficient vehicles (COM (2010) 186) has set out a strategy for encouraging the development and uptake of clean and energy efficient vehicles by industry and their market uptake by consumers. It contains an Action Plan with over 40 concrete measures to be implemented by the Commission.
- The Commission has supported major research and demonstration projects on alternative fuels and energy carriers, such as hydrogen and fuel cells, biofuels, methane (natural gas and biogas), including the fuel chain and the vehicles. Community funding through the Framework Programme for Research & Development has been continuously increased. The development for hydrogen and fuel cells over the last 25 years is shown in Fig. 3.

5. TRANSPORT ENERGY SUPPLY

Oil dominates the energy supply to transport, with a share of 94% at present. Transport also is the largest oil consumer of all sectors in economy, with an increasing share, presently at 55% in the EU. All other sectors have diversified their energy supply options; electricity production e.g. has dropped its share from oil to 3% after the oil price shocks of the 1970s. Issues in oil supply are therefore mostly a problem for transport. Railways are the only transport mode less dependent on oil, with 60% supplied by electricity. Road transport has a 6% share provided by alternative fuels, such as biofuels, natural gas and LPG. Inland and maritime navigation use alternative fuels only to a small extent (e.g. nuclear); aviation depends entirely on petroleum based jet fuel (Table 1).

Fuel consumption (Mtoe)	Road	Rail	Domestic Navigation	Domestic Aviation	International Aviation	TOTAL
Oil Products	287	3	6	8	43	347
Electricity		4				4
Biofuels	13					13
Natural Gas	1					1
LPG	5					5
Total Fuels	306	7	6	8	43	370

Table 1: Fuel consumption (in Mtoe) by the different transport modes (Source: EUROSTAT)

Oil is the energy resource with the shortest range (ratio of known reserves to annual production rate), estimated currently at 40+ years⁶. Oil production has exceeded new discoveries over the last 30 years and has peaked in 2005⁷. Unconventional oil stocks could stretch the availability of oil, but cost, technical risks and environmental impact are becoming increasingly high. The high dependence of our transport system on limited oil resources could compromise the mobility of future generations.

Oil consumed in the EU is mostly imported, presently at a rate of 84 %. This makes transport, and hence the wider economy of Europe, very reliant on the availability of oil products on world markets. Oil supply comes increasingly from politically and environmentally sensitive areas. This has led to geopolitical tensions and environmental disasters.

The high oil import bill, of around €210 billion in 2010, climbing to €1 billion per day in 2011, causes an important deficit in the balance of trade in primary goods for the EU, of order 2.5 % of the GDP⁸.

Substitution of oil as energy source for transport therefore is not a task to be considered for the far future when oil sources might approach depletion, but a necessity for action now. Alternative fuel options will need to be ramped up in coordinated action in Europe, and globally.

6. ALTERNATIVE FUEL OPTIONS

A single-fuel solution covering all transport modes would technically be possible with synthetic fuels. These fuels are drop-in fuels with the same characteristics as conventional crude oil based fuels. All existing fuel infrastructure, and all vehicles, vessels, trains, and planes with internal combustion engines could be used without modifications. But feedstock availability and sustainability considerations constrain the supply potential. The expected future energy demand in transport therefore can most likely not be met by one single fuel.

A fuel mix solution with several main alternative fuels therefore is the only realistic option⁹. The main alternative fuel options should therefore be developed in parallel, with adjustments to the different technological, economic, and environmental issues of the different fuels.

A comprehensive long-term oriented multi-fuel strategy can give a stable framework for research and market development of fuels and transport and energy applications. Steady development with a time horizon of several decades is essential.

The main alternative fuel options considered for substituting oil in transport are:

- Electricity and hydrogen for electromobility (energy carriers for all energy sources)
- Biofuels (liquid)
- Synthetic fuels (from natural gas and biomass)
- Natural gas (gaseous as CNG, and liquefied as LNG) (from fossil and bio-methane)
- Liquefied Petroleum Gas (LPG).

⁶ Reserve-to-production rate 46.2 years in the 2010 BP Energy Outlook 2030

⁷ IEA World Energy Outlook 2010

⁸ Eurostat statistics 2010

⁹ Report of the European Expert Group on Future Transport Fuels: "Future Transport Fuels" (<http://ec.europa.eu/transport/urban/cts/doc/2011-01-25-future-transport-fuels-report.pdf>)

The use of energy carriers can improve security of supply through resource diversification and allows a gradual decarbonisation by progressing from fossil to renewable resources on the input side, whilst maintaining the same fuel characteristics for the final application in a power train. Electricity and hydrogen are universal energy carriers produced from all sources; synthetic fuels and natural gas can act as energy carriers produced from any hydrocarbons.

The different modes and segments of transport require different options of alternative fuels, as shown in Table 2:

- Road transport could be powered by electricity on short distance, hydrogen and methane up to medium distance, and biofuels/synthetic fuels, LNG and LPG up to long distance.
- Railways could be electrified wherever feasible, otherwise use biofuels.
- Waterborne transport could be supplied by biofuels (all vessels), hydrogen (inland waterways and small boats), LPG (short sea shipping), LNG, and nuclear (maritime).
- Aviation could be supplied from biomass derived kerosene.

		Road - passenger			Road - freight			Rail	Water			Air
		short	medium	long	short	medium	long		inland	short-sea	mari-time	
Electric	BEV											
	HFC											
	Grid											
Biofuels (liquid)												
Synthetic fuels												
Natural Gas	CNG											
	CBG											
	LNG											
LPG												

Table 2: Coverage of transport modes and travel range by different alternative fuels. **BEV**: Battery Electric Vehicle; **HFC**: Hydrogen/Fuel-Cell vehicles; **Grid**: Grid connected electric vehicle (e.g. tram, metro, train, trolley bus); **CNG**: Compressed Natural Gas; **CBG**: Compressed Bio-methane Gas; **LNG**: Liquefied Natural Gas; **LPG**: Liquefied Petroleum Gas

Modelling of different fuel scenarios was performed with the energy-transport model PRIMES-TREMOVE, combined with the PROMETHEUS world energy model¹⁰. Oil substitution capacity for transport should be provided, consistent with the 60% greenhouse gas emission reduction target by 2050. In all scenarios substantial energy efficiency improvement of ICEs is obtained. Oil consumption falls to 30% of the present level, by 2050. The main energy supply to transport comes from biomass, grid-supplied electricity and hydrogen, complemented by natural gas.

¹⁰ <http://ec.europa.eu/transport/urban/studies/doc/2011-11-clean-transport-systems.pdf>

7. STATE AND PERSPECTIVES OF ALTERNATIVE FUEL TECHNOLOGIES

Electricity and hydrogen, as universal energy carriers can be produced from all primary energy sources. The energy can be supplied via three pathways, in all cases powering an electric motor for propulsion ("**electromobility**"):

- *Battery-electric*, with electricity from the grid stored on board vehicles in batteries.
- *Fuel cells powered by hydrogen*, used for on-board electricity production.
- *Overhead Line / Third Rail* connecting to the electric grid.

Hybrid configurations, combining internal combustion engines and electric motors, without external charging possibilities do not contribute to oil substitution, and are not considered under alternative fuel technologies. They can, however, save oil and reduce CO₂ emissions by improving the overall energy efficiency of a vehicle. Only configurations with additional external energy input in form of electricity or hydrogen offer routes to oil substitution.

Battery-electric vehicles are about a factor 3 more energy efficient than vehicles powered by internal combustion engines (ICE). With the low efficiency of the electricity grid (EU average 35% at present), the overall energy consumption well-to-wheels, however, is similar for electric and ICE powered vehicles. The lower CO₂ intensity of electricity (EU average 430 g/kWh at present), on the other hand, allows significant reduction of CO₂ emissions, by 30% when comparing vehicles like to like, at present conditions.

Electric vehicles emit no pollutants and are therefore particularly suited for urban areas, where air quality is still of concern in many regions in Europe. Deployment of electric vehicles for urban freight distribution can also facilitate extended hours delivery with silent low-emission vehicles, thereby improving transport efficiency and reducing congestion.

The main issues of battery-electric vehicles are the low energy density and high weight of batteries, imposing considerable range limitations, and high cost. Batteries take about a factor 50 more volume than a gasoline or diesel tank for the same energy content. The real-world range of present battery electric vehicles is of order 100 km. Battery cost is of order 10-15,000 € for present mid-size cars. Industry studies predict cost coming down to a level competitive with conventionally fuelled ICE vehicles within a decade.

Charging of battery-electric vehicles takes several hours (7-8 hours for a full charge), with low-power (<3.7 kW) technology. Fast charging modes exist, either with high power (about 0.5 hour for a full charge) or battery exchange (about 4 minutes). Durability of the battery and high investment cost presently are obstacles to a wide application of the fast modes. Basic infrastructure exists for home charging from the grid.

Deployment of battery-electric vehicles is in an early stage. Total numbers of vehicles and dedicated charging stations in the EU were of order 6,000, for both, by end of 2011. Expectations on future market penetration of electric vehicles are high, with numbers, however, varying in a wide range, between 1 and 20 million for 2020. The higher numbers generally include plug-in electric vehicles, which are much closer to market viability due to lower cost for the battery, which serves only a short range of a few tens of kilometres in pure electric mode; standard long-distance range is provided in conventional ICE mode.

Public support to technological and market development of electric vehicles has been strongly ramped up in recent years, in many Member States and on EU level. Electric vehicles have received priority funding in the EU R&D Framework Programme 7 (2007-2013) through the Green Cars initiative, with a total envelope of €5 billion (€1 billion project funding and €4

billion EIB loans). A series of large EU funded demonstration projects of electric cars, vans, and buses, recently started, should provide technology proofing in a wide range of conditions across Europe and co-ordinate data assessment in co-operation with other major projects in the Member States (see e.g. the electromobility demonstration project "Green e-Motion"¹¹).

Member States have provided large financial support as well, Germany e.g. € 1.5 billion for R&D, over a period of 4 years in the frame of a National Electromobility Plan. Several Member States provide tax incentives and substantial purchase aid, up to levels of order € 5,000, covering a large part of the presently high cost of the battery.

Hydrogen as a transport fuel is most efficiently used when converted to electricity in a fuel cell – twice as efficient as a combustion engine. Hydrogen fuel cell vehicles share many drivetrain technologies with battery electric vehicles (motors, power electronics, batteries). Hydrogen is stored in vehicles in high pressure tanks.

Hydrogen fuel cell vehicles are technically ready, with satisfactory range and performance. Refuelling times are short and comparable to present gasoline and diesel vehicles.

Hydrogen could enter the broader market in the medium to long term, starting around 2015, and would then require strategic integration of hydrogen production and distribution facilities in current transport infrastructure planning. Hydrogen could also be provided at offshore production facilities to ships as a bunker fuel.

The main issues of hydrogen powered vehicles are high cost, mainly due to expensive fuel cells, and the need to build up re-fuelling infrastructure from scratch. No market therefore exists yet. Industry studies give the perspective of the cost of fuel cells dropping by a factor 10 within five years, and overall cost becoming comparable to battery electric vehicles, and both possibly lower than conventional petrol and diesel vehicles by 2025¹². But this requires economies of scale through a volume market. A co-ordinated roll-out of infrastructure and vehicles is essential to provide conditions for a competitive market to develop.

Hydrogen and fuel cell technologies have been consistently supported on EU level through the R&D Framework Programmes, ramping up funding continuously, to a total of € 470 million in the present FP-7. Among the landmark projects was the world largest hydrogen bus project CUTE, including also partners from China and USA. Public funding has been provided also in several Member States, in Germany €700 million for 10 years.

European activities have been co-ordinated in gradually closer co-operation. A European Hydrogen and Fuel Cells Technology Platform, created in 2003, has developed a common research agenda for public and private programmes in Europe. Subsequently, all Community efforts have been bundled in a Joint Technology Initiative, established by Council Regulation in 2008. A Partnership of European Hydrogen Regions was initiated by the European Commission in 2008, and widened to all forms of electromobility in 2010.

First commercial hydrogen fuel cell vehicles are now appearing. Start of a roll-out has been announced by several major car manufacturers for the next years. Public-private initiatives on the build-up of re-fuelling infrastructure have recently started. In Germany, 20 filling stations are planned for 2015, increasing to 50 stations the following years, and ramping up to 1000 stations by 2025. Linking this network to Netherlands, UK, and Scandinavia is envisaged.

¹¹ <http://www.greenemotion-project.eu/>

¹² "A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis. The Role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles", McKinsey&Company, 2010

Future market development of hydrogen fuel cell technologies will require EU-wide co-ordination, and the implementation of common standards as a pre-condition.

Global standards exist with harmonised requirements for hydrogen purity, fuel connectors, refuelling station safety and layout. They need to be implemented to avoid stranded investments. European vehicle type approval legislation has recently integrated hydrogen.

Biofuels could technically substitute oil in all transport modes, with existing power train technologies and re-fuelling infrastructures¹³. The feedstock of biofuels, however, is limited by the availability of land, and sustainability considerations, in particular for present generation biofuels, such as bioethanol and biodiesel. Optimisation of land use, plant selection, and biomass use could possibly considerably increase the resource potential. Alternative sources of biomass in future could be also algae.

Liquid biofuels can be blended with conventional fuels and are compatible with existing fuel distribution infrastructure and most vehicles up to certain limits in concentration (10% ethanol, and 7% biodiesel). Higher contents may require some vehicle adaptations, but offer also the prospect of higher engine efficiency. Advanced types of biofuels, already in the market and under development, can be blended at any ratio with petrol and diesel fuels, and are fully compatible with existing vehicles and re-fuelling infrastructure. Cost of production and logistics of feedstock supply, however, are still issues for advanced biofuels.

The market share of biofuels is presently 3%, and is expected to rise to about 10%, mostly biodiesel, by 2020, following the renewable energy plans of the Member States. Market development has been supported through low fuel taxes, mandates on market quota, and mandates on re-fuelling stations.

Synthetic fuels can be produced from a wide feedstock range, converting biomass to liquid (BTL), coal to liquid (CTL) or natural gas to liquid (GTL) fuels, or converting plant oils and animal fats to Hydro-treated Vegetable Oil (HVO), or using Di-Methyl-Ether (DME). Current production is 2 Mt/y of HVO, and 8 Mt/y of GTL. Synthetic fuels are fully fungible and can be blended into fossil fuels at any ratio. Therefore, synthetic fuels can be distributed with existing infrastructure, and used in existing internal combustion engines.

Synthetic natural gas derived fuels (GTL) can contribute to the substitution of oil without modifications to the existing vehicle fleet and refuelling infrastructure.

The main issues for synthetic fuels are high cost, and feedstock and process optimisation for biomass based supply chains.

Natural gas has now become the energy resource with the highest potential for future supply, with recent discoveries of shale and tight gas reserves bringing estimates on its range up to 250 or more years¹⁴. Natural gas is supplied from fossil sources, from biomass and waste as biomethane, and possibly in future also from methanisation of renewable hydrogen. Biomethane provides the highest energy yield per agricultural area used. It can be fed into the natural gas grid to supply natural gas powered vehicles from a single grid. Natural gas, as fuel can be used in gaseous (**CNG**) or liquefied form (**LNG**).

¹³ EU project REFUEL:

http://eaci-projects.eu/iee/page/inc/Popup_PDF.jsp?prid=1693

¹⁴ IEA, World Energy Outlook 2011; natural gas: <http://www.iea.org/aboutus/faqs/gas/>

Natural gas vehicle and infrastructure development have been supported by Community funds; their market development through Cohesion Funds, state aid, and favourable taxation. A private initiative in Germany has built up some 900 filling stations within 10 years, supporting a rapid growth of the natural gas vehicle fleet from near zero to presently about 90,000. A total of about 1 million natural gas vehicles exist presently in the EU, and some 3000 filling stations.

Natural gas vehicle technology is mature for the broad market, and the existing dense natural gas distribution network in Europe can supply additional re-fuelling stations. Extension of the infrastructure and closing of gaps in Member States with scarce publicly accessible filling stations would still be necessary for EU-wide mobility.

LNG is an attractive fuel option **for ships and boats** to reduce air pollution presently caused by heavy fuel with high sulphur content, allowing meeting the future emission limits in sulphur emission control areas, such as Baltic Sea, North Sea and English Channel. These obligations will be relevant for about half of the 10,000 ships currently sailing in European Short Sea Shipping.

LNG has also a large potential as fuel **for trucks**, due to its high energy density, comparable to diesel. It reduces also air pollution from particulate and nitrous oxide emissions. Technical solutions for trucks exist, and are introduced in small fleets. Broader market uptake is mostly hampered by the lack of re-fuelling infrastructure.

Boosting the market uptake of LNG with growing demand for fuel for ships, boats, and trucks would also support the development of a global natural gas market, with diversified sources and supply routes, and competitive prices. LNG, presently accounting for 10% of total natural gas consumption, provides a leverage to connect so far segmented regions¹⁵ with very different price levels, in Europe presently a factor 5 above US prices, and Far East Asia a factor 2 above Europe. Globalisation of the natural gas market is expected to lead to decreasing prices in Europe, and an increasing decoupling from the oil price.

LPG (Liquefied Petroleum Gas) is a by-product of the hydrocarbon fuel chain, currently resulting from crude oil and natural gas, in future possibly also from biomass. LPG is currently the most widely used alternative fuel in Europe, accounting for 3% of the fuel for cars and powering 5 million cars. LPG infrastructure is well established, with over 27,000 dispensing sites in the EU.

LPG is expected to keep its position as fuel primarily used in passenger cars and vans, with the potential of increasing its market share to around 10% by 2020. In the long-term perspective, bio-LPG could be sourced from bio-refineries.

Multi-fuel solutions comprising the alternative fuel options as described, meet the needs of transport in Europe and worldwide and can provide a gradual substitution of oil in all transport. Co-ordinated action of public and private actors is required to resolve outstanding technological issues, improve economic viability, and build customer acceptance, all indispensable for a broad market uptake of new technologies.

¹⁵ BP Statistical Review of World Energy, June 2012:
<http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>

8. AN INTEGRATED TRANSPORT-ENERGY SYSTEM BASED ON RENEWABLES

Renewable energy sources are expected to provide the dominant contribution to overall energy supply on the long term. The Renewable Energy Directive¹⁶ requires a share of 20 % by 2020. It also sets a goal post for the route away from oil in transport, requiring a market share of 10 % of motor fuels from renewable sources by 2020. Alternative fuels for transport can play an important role to support the transition to an energy system with dominant supply from renewable sources.

Electricity production, with an increasing share, is coming from variable renewable energy sources, such as wind and solar. European electricity industry is working towards full decarbonisation of electricity production by 2050. This requires a massive build-up of new energy storage on the supply side, and control of power consumption on the demand side, to compensate for a mis-match between random power production and independent consumer demand.

Battery electric vehicles can offer a certain amount of controlled energy consumption, part of it possibly also for feeding back into the grid. The size of available battery storage, however, is small compared to the expected needs. Total power consumption of 5 million electric vehicles, as projected for Europe by 2020, would be of order 0.3% of EU electricity production, whilst 40% of EU power production is expected to come from renewables by that time. Less than 1% of all renewable electricity would then go to electric vehicles. But charging of batteries, aligned with renewable electricity supply and supported by smart metering and a smart grid, could smooth out the load on the grid. Feeding power back from the batteries could assist in grid stabilisation.

Hydrogen is considered a possible option for large-size energy storage, produced through electrolysis from water. Hydrogen could then be used in fuel cells, or fed into the natural gas grid, enriching its energy content. It could also be converted to methane in a reaction with CO₂ ("e-gas": from electricity to gas). Studies show that economic conditions may be achieved despite the low energy efficiency of the hydrogen production process.

Natural gas can be sourced from two renewable pathways:

- a) gasification of biomass producing biomethane
- b) "methanisation" of hydrogen generated with renewable electricity from water through electrolysis, producing methane as "e-gas". Pilot projects on combined renewable electricity/methane production have started¹⁷.

LPG can be sourced from bio-refineries as a by-product. Integrated bio-refineries can optimise the use of biomass for mobile, stationary, and industrial applications.

Alternative fuels thus are an integral part of a renewables based energy system and facilitate the build-up of it. Electricity and hydrogen for electromobility, and natural gas for vehicles, boats and ships, in their role of energy carriers, can increasingly provide renewable and low-CO₂ energy supply to transport.

¹⁶ Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources

¹⁷ Vattenfall project in Berlin-Brandenburg

9. CONCLUSIONS

Mobility is a basic need of people and essential condition for the development of societies. The fundamental changes in the political landscape of Europe, with the integration of most of the continent into the European Union, and the rapidly progressing globalisation of economy, require major adaptations and re-orientations of the transport system. Corrections are necessary also to respond to growing environmental challenges.

The 2011 White Paper on a European transport policy has presented a comprehensive programme of actions, based on the vision of sustainable mobility by 2050. The main lines are completing the internal market in Europe, fostering cohesion in Europe through an integrated transport system with efficient links to neighbours and global partners, and improving transport efficiency and environmental performance through technological innovation.

Alternative fuels play an important role, as they should help to solve the major issues of oil dependency and growing greenhouse gas emissions. A comprehensive alternative fuel strategy for Europe should provide the stable long-term policy framework required for research and technological development and the gradual market build-up.

All needs of transport for long-term sustainable energy supply can be met by a fuel mix comprising the main options of electricity, hydrogen, and biofuels, complemented by natural gas, and supplemented by LPG.

Technologically mature solutions exist for all alternative fuels, with different preferences for the different transport modes. Major research and development efforts, however, are still required in most cases to firm them up for a broad market introduction. Decisive will be a well co-ordinated alignment of the ramp-up of the marketing of alternative fuel vehicles and vessels and the build-up of the required fuel infrastructure.

Dr. Franz-Xaver Soeldner
European Commission
Directorate General for Mobility and Transport
Rue Demot 24-28
B-1040 Brussels

Impressum:

Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.

Hauptstraße 5, D-53604 Bad Honnef

Tel. 02224-9232-0, Fax 02224-9232-50

dpg@dpg-physik.de

www.dpg-physik.de

www.weltderphysik.de

Berliner Geschäftsstelle:

Magnus-Haus

Am Kupfergraben 7, D-10117 Berlin

Tel. 030-201748-0, Fax 030-201748-50

magnus@dpg-physik.de

Pressekontakt:

presse@dpg-physik.de

<http://presse.dpg-physik.de>

Herausgeber, Redaktion und Layout:

Prof. Dr. Hardo Bruhns

Meliesallee 5, 40597 Düsseldorf

E-Mail: ake@bruhns.info

für den Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft e.V.

Für den Inhalt der Beiträge sind die jeweiligen Autoren verantwortlich, bei denen auch die Rechte liegen.

Diese Publikation ist im Internet erhältlich unter

<http://www.dpg-physik.de>

Die im Text abgedruckten Zahlen und statistischen Angaben wurden mit Sorgfalt ermittelt. Es wird um Verständnis dafür gebeten, dass eine Gewähr für diese Angaben nicht übernommen werden kann.

ISBN 978-3-9811161-2-0



Deutsche Physikalische Gesellschaft e. V.
Geschäftsstelle
Hauptstr. 5
53604 Bad Honnef
Telefon: 0 22 24 / 92 32 - 0
Fax: 0 22 24 / 92 32 - 50
E-Mail: dpg@dpg-physik.de
Internet: www.dpg-physik.de
www.weltderphysik.de

ISBN 978-3-9811161-2-0