

Energie

Erzeugung - Netze - Nutzung

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Berlin 2015

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Vorträge auf der Berliner DPG-Tagung (2015)

Herausgeber:
Arbeitskreis Energie (AKE) in der DPG
Prof. Dr. Hardo Bruhns
Meliesallee 5
40597 Düsseldorf
E-Mail: ake@bruhns.info

Die Grafik des Einbandes wurde
mit freundlicher Genehmigung der
Autoren unter Verwendung von
Abbildungen aus den Beiträgen von
H. Milsch, M. Waidhas und F.
Wagner gestaltet.

Energie

Erzeugung - Netze - Nutzung

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Berlin 2015

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, September 2015

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie
in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft
Berlin, 16. bis 18. März 2015

Haupt- und Fachvorträge

Inhaltsverzeichnis / Table of Contents

Introduction	7
Fachsitzungen / Sessions	8
Abstracts	9
Organic Photovoltaics: Status and Perspectives - presented by J. Widmer	28
Concepts for Cost Reduction in CSP Power Plants - presented by R. Pitz-Paal	42
Optionen und Trends der Biomassenutzung – Perspektiven für die Bioenergie 2050 - vorgetragen von J. Ponitka	53
Deep Geothermal Fluid Resources: Energetic Use and Beyond - presented by H. Milsch	63
Geological Carbon Storage: Processes, Risks and Opportunities - presented by H. Ott	77
„Fracking“ – Routine oder Risikotechnologie? - vorgetragen von M. Kosinowski	94
Power to Gas – an Economic Approach for Energy Storage? - presented by M. Waidhas	107
Nuclear Fission Energy: New Build, Operation, Fuel Cycle and Decommissioning in the International Perspective - presented by S. Nießen	113

Wendelstein 7-X – Ein Konzept für ein stationäres Fusionsplasma - vorgetragen von R. C. Wolf	122
Neue Materialien und Komponenten für energieeffiziente Gebäudehüllen - vorgetragen von U. Heinemann	131
Eigenschaften einer Stromversorgung mit intermittierenden Quellen - vorgetragen von F. Wagner	138
Transient Stability of Conventional Power Generating Stations during Times of High Wind Penetration - presented by M. Zarifakis	156
Ganzheitliche Bewertung von Energiesystemen - vorgetragen von R. Friedrich	168
Impressum	183

Der vorliegende Band versammelt schriftliche Ausarbeitungen von Vorträgen auf der Tagung des Arbeitskreises Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft des Jahres 2015 in den Räumen der Technischen Universität Berlin. Leider ist es nicht gelungen, von allen Vortragenden Manuskripte zu erhalten. Die Präsentationsfolien der meisten 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, die zu diesem Sammelband beigetragen haben, sei an dieser Stelle sehr herzlich gedankt.

Introduction

The programme of the Energy Working Group at the 2015 Conference of the German Physical Society (DPG) at the Technical University in Berlin covers a wide range of energy technologies which are based on geological, biological, chemical and physical research in conjunction with engineering developments. A major part of the presentations is devoted to renewable energies.

Novel developments are presented both for silicon based photovoltaics and new classes of organic, colloidal nanocrystal and hybrid semiconductors, perovskite type materials in particular. For concentrating solar thermal power routes towards cost and concept optimizations, in particular based on integrated heat storage, are analyzed. The discussion of geothermal plants highlights aspects of deep fluid reservoir technologies and the physico-chemistry of hot saline fluids in view of a potential combined energy and chemical materials exploitation of investments. Bioenergy has an important role both with regard to biomass-based concept, in particular 2nd generation approaches, and potential new designed bacteria or algae metabolisms for much more energy efficient direct biogenesis of hydrogen and other substances.

Internationally fossil fuel use will continue to dominate the energy market for a long time. This implies the extraction of unconventional fossil fuels by fracking. As a consequence of the continuing use of fossil fuels options for carbon capture and geological storage must receive due attention.

Forecasts see fission power as a provider of at least a constant fraction of the world electricity supply over the next decades. The improvement of technologies, waste deposition and the closure of the fuel cycle continue therefore to be of high significance.

Fusion energy is the only known further clean option for non-fossil baseload electricity generation. Besides inertial confinement approaches internationally dominant is magnetic confinement fusion research. Here the German W7-X experiment offers new potential for the investigation of the stellarator concept.

A substantial part of the programme is devoted to various aspects of energy storage which is a crucial prerequisite both for electromobile applications (ex. Li-Ion batteries) and for large-scale fluctuating grid electricity. Mitigating and managing the fluctuating nature of electricity generation dominantly from wind and photovoltaics is a substantial challenge regarding the analysis and modeling of fluctuating generation and necessary backup and storage requirements as well as the requirements for the electricity (smart) grid and consumer integration. Furthermore the stability of the grid and the wear and risk for the conventional back-up generator technology is of importance. All these problems will increase in the next decade with the continuing strong build-up of intermittent generation. Promises to manage these problems deserve careful examination, also with regard to the potential of Power-to-Gas to provide an economic use for the expected massive excess electricity generation. Obviously, routes for energy savings have to play an important role. Among the many possible options developments for energy efficient building envelopes deserve much attention.

Last but not least, the integral assessment of energy systems, incorporating external cost, is an important issue with a view to designing and optimizing instruments of energy policy.

Fachsitzungen / Sessions

AKE 1.1–1.4	Mon 9:30–11:00	A 151	Photovoltaics
AKE 2.1–2.1	Mon 11:30–12:00	A 151	Solarthermal Energy Systems
AKE 3.1–3.1	Mon 12:00–12:30	A 151	Geothermal Energy
AKE 4.1–4.1	Mon 15:00–15:30	A 151	Nuclear Fission Energy
AKE 5.1–5.2	Mon 15:30–16:30	A 151	Nuclear Fusion Research
AKE 6.1–6.2	Mon 16:45–17:45	A 151	Fossile Energy Systems
AKE 7.1–7.2	Tue 9:30–10:30	A 151	Bioenergy
AKE 8.1–8.6	Tue 10:45–12:30	A 151	Energy Storage I, Mobility, Materials
AKE 9.1–9.4	Tue 14:00–15:15	A 151	Energy Storage II
AKE 10.1–10.2	Wed 9:30–10:15	A 151	Energy Efficient Building Envelopes
AKE 11.1–11.1	Wed 10:15–10:45	A151	Integral Assessment of Electricity Generation Systems
AKE 12.1–12.3	Wed 11:15–12:15	A 151	Implications of Fluctuating Electricity Generation
AKE 13.1–13.5	Wed 15:00–16:30	A 151	Fluctuating Electricity Supply: Modelling of Generation, Backup and Storage (joint session AKE / DY / SOE)
AKE 14.1–14.6	Wed 16:45–18:30	MA001	Physics of Sustainability and Human-Nature Interactions I (jointly with DY, jDPG, BP, AKE) - session accompanying the symposium SYPS
AKE 15.1–15.12	Thu 9:30–12:45	BHN243	Energy Systems (joint session DY/ AKE /SOE)

Abstracts

aller gehaltenen Vorträge der Berliner Tagung des Arbeitskreises Energie of all presentations at the sessions of the DPG Energy Working Group

AKE 1.1 Hauptvortrag

Perspectives and challenges of thin-film crystalline silicon solar cells on glass — •BERND RECH¹, DANIEL AMKREUTZ¹, JAN HASCHKE¹, STEFAN GALL¹, CHRISTIANE BECKER², ONNO GABRIEL³, and RUTGER SCHLATMANN³ — ¹Institut Silizium Photovoltaik, Helmholtz-Zentrum Berlin, 12489 Berlin, Germany — ²Nachwuchsgruppe Nano-Sippe, Helmholtz-Zentrum Berlin, 12489 Berlin — ³PVcomB, Helmholtz-Zentrum Berlin, 12489 Berlin, Germany

Silicon is an abundant, non-toxic material which has evolved to be the dominating raw material for photovoltaic PV devices today. The world-wide market share of solar cells based on multi- or monocrystalline silicon wafers exceeds 80% in a strongly growing market. However, the high energy demand and costs for the production of silicon wafers gave rise to other silicon solar cell technologies aiming at high conversion efficiencies while using much less high quality crystalline silicon. Only recently, the liquid phase crystallization (LPC) of amorphous or nanocrystalline silicon thin-films directly on a glass substrate has received increased attention for photovoltaics. By using an electron-beam line source or a line shaped laser moving across the substrate the entire silicon precursor film is molten and subsequently recrystallizes. We will present our latest progress in fabricating high quality crystalline silicon thin film solar cells on glass highlighted by efficiencies of 12 % and open-circuit voltages V_{oc} well above 600 mV with a maximum value of 656 mV. So far, such high V_{oc} values have only been achieved on wafer-based silicon solar cells.

AKE 1.2 Computational studies of material properties in CuInSe₂ photovoltaic solar cell material — LAURA OIKKONEN¹, MARIA GANCHENKOVA², •ARI PAAVO SEITSONEN^{3,4}, and RISTO NIEMINEN^{1,5} — ¹COMP Centre of Excellence, Department of Applied Physics, Aalto University, Espoo, Finland — ²Department of Materials Science, National Research Nuclear University, Moscow, Russia — ³Institut für Chemie, University of Zürich, Switzerland — ⁴Département de Chimie, École Normale Supérieure, Paris, France — ⁵Dean's Office, Aalto University, Finland

CuInGaSe₂ (CIGS) is considered as a highly efficient material in thin film solar cells. In recent years we have performed several studies of the properties of the CuInSe₂ (CIS) material, ranging from point defects [1], importance of Se-related defects [2], mass transport in CIS [3], incorporation of Na into CIS [4], and clustering and diffusion of defects [5]. We discuss the relation of our results with the experimental findings and the overall material properties of CIGS.

[1] LE Oikkonen, MG Ganchenkova, AP Seitsonen and RM Nieminen, *Journal of Physics: Condensed Matter* 23 (2011) 422202

[2] *ibid*, *Physical Review B* 86 (2012) 165115

[3] *ibid*, *Journal of Applied Physics* 113 (2013) 133510

[4] *ibid*, *Journal of Applied Physics* 114 (2013) 083503

[5] *ibid*, *Journal of Physics: Condensed Matter* 26 (2014) 345501

AKE 1.3 Hauptvortrag

Neue optoelektronische Materialien und Verfahren für die Photovoltaik — •CHRISTOPH BRABEC — iMEET @ Friedrich Alexander University Erlangen Nürnberg

Lösungsprozessierte Halbleiter finden immer mehr Bedeutung in der Entwicklung von optoelektronischen Bauteilen. Diese Klasse von Halbleiter umfasst die organischen Halbleiter, kolloidale Nanokristalle und Nanopartikel als auch hybride Halbleitersysteme. Die gezielte Optimierung der einzelnen Materialsysteme führte zu einer beachtlichen Qualitätssteigerung in diesen Materialklassen, die sich eindrucksvoll in der Effizienzkurve für photovoltaische Bauelemente widerspiegelt. Organische lösungsprozessierte Solarzellen als auch kolloidale Nanopartikelkomposite erreichen Effizienzen von 9 - 11%, hybride lösungsprozessierte Halbleiter wie die Perovskite erreichen Effizienzen von über 20 %. Die kontinuierliche Verbesserung der Halbleiter wird begleitet durch neue Architekturen als auch durch innovative Konzepte in der Lichteinkopplung bzw. Lichtmanipulation, so dass eine weitere stetige Verbesserung in der Performance von gedruckten Solarzellen zu erwarten ist. In diesem Vortrag werden die opto-elektronischen Eigenschaften dieser neuen Halbleitersysteme und deren Verwendung in der Photovoltaik diskutiert. Neue Solarzellen Architekturen, die speziell für die Lösungsprozessierung entwickelt wurden, werden vorgestellt. Erste Applikationen versuchen die Alleinstellungsmerkmale dieser Technologie zur Geltung zu bringen - Eigenschaften wie Transparenz und die Farbgebung spielen hier eine große Rolle.

AKE 1.4 Recent progress in organic photovoltaics — •JOHANNES WIDMER, CHRISTIAN KOERNER, and KARL LEO — IAPP (Institut für Angewandte Photophysik), TU Dresden, Germany

Organic solar cells are today manufactured as flexible, light weight “solar films”. These modules can be designed in various colors, and they are optionally available as semi-transparent foils. These properties illustrate some of the advantages which organic photovoltaics have over their established inorganic counterparts. And though absolute efficiencies of organic photovoltaics are still below those of silicon solar cells, they have reached a level where their unique characteristics start to make them interesting for commercial applications.

In this contribution, we give a compact overview over the scientific and technological specifics of organic photovoltaics. We outline prevailing topics and challenges in research and development, and discuss promising application scenarios. Thereby we illustrate, why organic solar cells might soon be found in places where today we do not think about photovoltaics yet.

AKE 2.1 Hauptvortrag

Konzepte zur Kostensenkung solarthermischer Kraftwerke — •ROBERT PITZ-PAAL — DLR, Institut für Solarforschung, Köln, Deutschland

In solarthermischen Kraftwerken werden konzentrierende Kollektoren dazu verwendet die Hochtemperaturwärme für den Kraftwerksblock bereitzustellen. Es existiert eine Vielzahl von unterschiedlichen Konzepten, in denen das Wärmeträgermedium entweder direkt im Kraftwerkskreislauf verwendet wird (z.B. Wasserdampf), oder alternativ zunächst in einem Sekundärkreislauf zirkuliert (z.B. Thermoöl).

Bisher sind vor allem Parabolrinnensysteme, die Thermoöl als Wärmeträgermedium verwenden, kommerziell erfolgreich. Es werden aber vermehrt auch alternative Ansätze verwendet, die sowohl andere Konzentratorgeometrien (Linear Fresnel Systeme, Turmkraftwerke) als auch andere Wärmeträgerfluide verwenden. Der Vortrag stellt eine Reihe von unterschiedlichen Konzepten vor und versucht diese einzuordnen indem er technologische Stärken und Schwächen diskutiert.

AKE 3.1 Hauptvortrag

Deep geothermal fluid resources: Energetic use and beyond — •HARALD MILSCH — GFZ German Research Centre for Geosciences, Telegrafenberg, D-14473 Potsdam, Germany

Unlike countries with or close to volcanic areas Germany is not blessed with high temperature geothermal resources at shallow depths. However, also there deep geothermal energy can yield a significant contribution to the future renewable energy mix once a number of scientific and technical challenges have been overcome. Apart from improved exploration strategies required to drill into productive reservoirs these challenges predominantly relate to characterizing and appropriately handling the energetic resource itself, the geothermal fluid. This fluid, rarely, is simply pure water but rather a compositionally complex aqueous solution containing various dissolved solid and gaseous species at high concentrations that can range up to 300 g/L and several Nm³, respectively. Consequently, a number of fluid-rock-materials interactions may occur when hot fluids are produced from the reservoir, their heat is extracted at the surface, and the cooled fluids are injected back into the formation during a geothermal energy cycle. In this contribution these interactions, the related physico-chemical processes, and ways to control these will be reviewed. Also, it will be discussed to what extent the fluid is valuable beyond heat energy as it relates to the dissolved elements and compounds it contains.

AKE 4.1 Hauptvortrag

Nuclear fission energy: new build, operation, fuel cycle and decommissioning in the international perspective — •STEFAN NIESSEN — AREVA GmbH, Erlangen, Germany

Over 60 nuclear power reactors are in construction today and over 400 are connected to the grid. The presentation will show where. A nuclear new build project involves a team of several thousand people. Some pictures from ongoing new build projects will illustrate this. Using concrete examples from the AREVA group, the nuclear fuel cycle from uranium mines in Niger, Kazakhstan or Canada to chemical conversion, enrichment and fuel manufacturing will be explained. Also the recycling of used fuel and the fabrication of MOX fuel is addressed. The presentation closes with an overview on decommissioning and final storage projects.

AKE 5.1 Hauptvortrag

Wendelstein 7-X , ein Konzept für ein stationäres Fusionsplasma — •ROBERT WOLF und W7-X TEAM — Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Wendelstein-Str. 1, 17491 Greifswald

Ziel der internationalen Fusionsforschung ist die Entwicklung der Grundlagen für ein erstes Fusionskraftwerk. Wichtige Elemente dieser Entwicklung sind die Fusionsexperimente ITER und Wendelstein 7-X. ITER soll erstmalig ein brennendes Fusionsplasma mit einer positiven Leistungsbilanz erzeugen. Wendelstein 7-X beruht auf dem Stellarator-Prinzip, welches für den magnetischen Einschluss eines Hochtemperaturplasmas, anders als beim Tokamak ITER, ohne einen toroidalen Plasmastrom auskommt und damit intrinsisch stationär betrieben werden kann. Ziel dieses weltweit am weitesten entwickelten Stellarator-Experiments ist nachzuweisen, dass die Vorteile des stationären Einschlusses mit der Einschlussqualität eines Tokamaks kombiniert werden können. Nach Abschluss der Montage wird Wendelstein 7-X derzeit auf den experimentellen Betrieb vorbereitet. Erste Plasmaexperimente sind Mitte 2015 geplant. Bis 2019 soll Wendelstein 7-X schrittweise ausgebaut und auf Plasmen mit 10 MW Heizleistung und Pulsdauern bis zu 30 Minuten vorbereitet werden. Der Vortrag erklärt die technische Inbetriebnahme von Wendelstein 7-X, erläutert die Planung erster Experimente und diskutiert abschließend die Perspektiven für ein Fusionskraftwerk auf Basis des Stellarator-Prinzips.

AKE 5.2 Hauptvortrag

Laserfusion: status and concepts for new laser drivers and ignition physics — •BJORN MANUEL HEGELICH — University of Texas at Austin, Austin, TX, USA

Laser Fusion or more generally, Inertial Confinement Fusion (ICF) is one of the two big options for energy from controlled fusion in the laboratory and ultimately a power plant and its successful development would be a game changer with regards to the world's energy challenges. Coordinated, large laser fusion / ICF programs are underway in several countries, including the USA, France, China, and Russia, and have encountered both progress and setbacks in the recent years. Several large dedicated fusion laser facilities have been constructed worldwide or are currently under construction, such as the National Ignition Facility (NIF) in the US, the Laser MegaJoule (LMJ) in France, the Shenguang-III and -IV lasers in China as well as a 2.8MJ laser system in Russia. At the same time, laser technology is making rapid progress in many sub-fields, especially direct diode pumping of ceramic laser media and offers new possibilities for laser drivers for both research installations and power plant concepts. This talk will give an overview over the status and trajectory of the different laser fusion programs worldwide as well as highlight recent challenges, open questions and new concepts in both ignition physics and driver development.

AKE 6.1 Hauptvortrag

"Fracking"- Routine oder Risikotechnologie? — •MICHAEL KOSINOWSKI — Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Hannover

Die "hydraulische Bohrlochbehandlung" ist genau genommen ein Verfahren zur Behandlung des Gesteins außerhalb des Bohrlochs. Bei diesem Verfahren wird ein Fluid mit so hohem Druck in das Gestein gepresst, dass die Gesteinsfestigkeit überschritten wird und sich Risse bilden. Über diese Risse können Gase und Flüssigkeiten aus den Gesteinsporen in das Bohrloch fließen. Wenn die Risse groß genug sind und die Porenfüllung hinreichende Zuflüsse ermöglichen, können so Erdgas, Erdöl oder warmes Wasser für Heizzwecke in wirtschaftlich interessanten Mengen aus Gesteinen gewonnen werden, deren natürliche Durchlässigkeit dafür zu gering wäre.

Unter dem Namen Fracking ist die hydraulische Bohrlochbehandlung in das öffentliche Interesse und in die Kritik geraten. Während die Befürworter angesichts einer seit Jahrzehnten üblichen Technologie von routinemäßigen Anwendungen sprechen, sehen die Kritiker darin ein hohes Risiko. Kann es gelingen, zwischen diesen beiden Positionen zu vermitteln?

AKE 6.2 Hauptvortrag

Geological carbon storage: processes, risks and opportunities — •HOLGER OTT — Shell Global Solutions International B.V., 2288 GS Rijswijk, The Netherlands — Imperial College London, London SW7 2AZ, United Kingdom

Due to the growing global demand for energy and the relatively slow transition to a sustainable energy source, the combustion of carbon-based fuels will remain our major energy source for the coming decades. In order to achieve climate targets, transition technologies are required to reduce CO₂ emissions during this period. Carbon Capture and Storage (CCS) is such a technology with a high potential to reduce greenhouse-gas emissions, and potentially even achieve a negative CO₂ footprint – i.e. an active transfer of CO₂ into the long-term carbon cycle. While for CO₂ capture and transport, cost efficiency is the main issue, subsurface storage is focused on storage capacity and storage safety. With this in mind we are investigating plume migration and trapping mechanisms in the confined pore space of deep saline aquifers and depleted hydrocarbon reservoirs in order to assess the performance and risks of injection operations. In the presentation, CCS will be discussed in relation to energy demand, ongoing injection operations and 'Clean Fossil Fuels'. The presentation will

illustrate the relevant subsurface fluid-displacement and trapping mechanisms, and how the investigation of subsurface processes and the support of operations are addressed through industrial/academic R&D collaboration.

AKE 7.1 Hauptvortrag

Optionen und Trends der Biomassenutzung: Perspektiven für die Bioenergie 2050 —

•JENS PONITKA¹ und DANIELA THRÄN^{1,2} — ¹Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH — ²Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung - UFZ

Vor dem Hintergrund weltweiter Trends wird sich auch weiterhin zunehmend die Energieversorgung umstellen müssen. Bioenergie ist derzeit und gilt auch zukünftig als ein wichtiges Element erneuerbarer Energieversorgung mit hohem Treibhausgas-minderungspotenzial, sie steht jedoch wie keine andere erneuerbare Option im Spannungsfeld der öffentlichen Debatte aufgrund vielfältiger Anforderungen und Konkurrenzen.

Der Beitrag gibt einen Überblick über die globale energetische Biomassenutzung. Am Beispiel verschiedener Bioenergiebereitstellungsketten werden Einblicke in technische, logistische und organisatorische Aspekte und Spannungsfelder der Bioenergie bezüglich der Biomassebereitstellung, des Transports, der Konversion und Endnutzung gegeben. Anschließend wird am Beispiel der Biokraftstoffproduktion auf das Problem der direkten und indirekten Landnutzungsänderungen eingegangen. Globale Trends, aber auch national unterschiedliche, politische Rahmenbedingungen oder auch die lokalen Gegebenheiten können zukünftig die Prioritäten, Möglichkeiten und Grenzen der Biomassenutzung verschieben. Mit Ausblicken auf andere stofflich-industrielle Nutzungen und weiter zu erforschenden und umzusetzenden Synergieeffekten werden im Beitrag die wichtigsten Eckpunkte für eine integrierte Bioenergiebereitstellung abgeleitet.

AKE 7.1 Hauptvortrag

Rational design of cyanobacteria for hydrogen production — •SASCHA REXROTH —

Lehrstuhl für Biochemie der Pflanzen, Ruhr-Universität Bochum, Bochum, Germany.

The solar-driven hydrogen production has tremendous potential as renewable and carbon-neutral energy source, since the substrate, water, and the energy source, sunlight, are virtually unlimited. Cyanobacteria, which perform oxygenic photosynthesis, can under certain conditions produce hydrogen using electrons extracted from water. Our goal is to improve the efficiency of hydrogen generation at the expense of biomass production. An important part is the efficient coupling of the linear photosynthetic electron transport from water to an imported, engineered hydrogenase. For this coupling the photosynthetic electron metabolism has to be engineered in many individual steps towards this goal. Engineering of ferredoxin-dependent pathways is a decisive step for re-routing electrons from water for hydrogen production instead of CO₂-fixation. Optimization of photobioreactor systems and improved fermentation conditions are integral parts of the process design. Optimal culture conditions can be found and kept constant for several months by using continuous cultivation techniques which allow the systematic optimization of each individual parameter. Provided such systems are optimized both on the individual cell level and on the systems level, a more than 100-fold increase of hydrogen production in comparison with the most productive natural systems existing to date can be estimated, which would be a promising basis for an economically competitive H₂ production.

AKE 8.1 Hauptvortrag

Energiespeicher für die Elektromobilität - Perspektiven und Limitierungen —

•MARGRET WOHLFAHRT-MEHRENS — ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Baden-Württemberg, D-89081 Ulm

Die Verfügbarkeit leistungsstarker, bezahlbarer, umweltfreundlicher und sicherer elektrischer Energiespeicher ist eine Schlüsseltechnologie sowohl für die Elektromobilität als auch für die Zwischenspeicherung regenerativer Energien. Stand der Technik sind Lithium-Ionen-Batterien, die bisher noch nicht vollständig den Anforderungen der Anwender entsprechen. Eine signifikante Erhöhung der Energiedichte und eine weitere Reduktion der Kosten sind dabei zentrale Stellhebel für eine breitere Anwendung dieser Technologie im Fahrzeugmarkt. Es ist allgemein akzeptiert, dass weitere Technologiedurchbrüche nur durch koordinierte, ganzheitliche und interdisziplinäre Herangehensweisen erreicht werden können. Der Vortrag gibt einen Überblick über den Stand der Technik, Perspektiven und Limitierungen elektrischer Energiespeicher und den daraus abgeleiteten Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

AKE 8.2 Understanding the conversion reaction in Cu₃P anode material of Li-ion

batteries — •JATINKUMAR RANA¹, MARIAN STAN², RICHARD KLOEPSCH², JIE LI², GERHARD SCHUMACHER¹, MARTIN WINTER², and JOHN BANHART^{1,3} — ¹Helmholtz-Zentrum Berlin — ²MEET Battery Research center, Münster — ³Technische Universität Berlin

We investigate structural changes in Cu₃P anode material by X-ray Absorption Spectroscopy (XAS). The material was synthesized via a wet mechanochemical route and demonstrated a satisfactory electrochemical performance. XAS data were recorded at various states of charge and discharge of the Cu₃P/Li cell. The overall electrochemical reaction can be represented by: $\text{Cu}_3\text{P} + 3\text{Li} \leftrightarrow \text{Li}_3\text{P} + 3\text{Cu}$. During discharge, lithium insertion into the Cu₃P phase is observed to occur by substituting Cu⁺ in the structure with Li⁺, giving rise to the formation of a series of intermediate phases such as LiCu₂P, Li₂CuP and finally Li₃P and nano particles of elemental copper. During subsequent charge, oxidation of elemental copper occurs and the resultant Cu⁺ displaces Li⁺ in the structure, giving rise to the reformation of the original Cu₃P phase. The close structural resemblance between Cu₃P and the end member Li₃P and the formation of extremely small-sized copper particles, are believed to be the reasons for the reversible nature of the conversion reaction in the material.

AKE 8.3 Plasma-assisted synthesis of hydrogenated TiO₂ for energy storage and

conversion — YONG YAN, •DONG WANG, and PETER SCHAAF — Chair Materials for Electronics, Institute of Materials Engineering and Institute of Micro- and Nanotechnologies MarcoNano, TU Ilmenau, Gustav-Kirchhoff-Str. 5, 98693 Ilmenau. Germany

In this study, hydrogenated TiO₂ (H-TiO₂) with distinct physical and chemical properties are controlledly synthesized through hydrogen (H₂) plasma treatment, which exhibit excellent performance in the application for lithium ion batteries, photocatalysis, and photothermal conversion. Moreover, the microstructure of H-TiO₂, and their dependence on the application performance of H-TiO₂ are comprehensively investigated. It is believed that these research is highly favorable for the development of high-performance and versatile TiO₂ materials for energy storage and conversion devices.

AKE 8.4 Authors did not show up - Presentation canceled. Study of polymerization of Acetonitrile as a probable ageing mechanism in supercapacitors — •NASIM TAVAKOLI^{1,2}, ALEXANDER. M. BITTNER^{1,3}, and MONIKA GOIKOETXEA¹ — ¹CICnanoGUNE, Donostia-San Sebastián, Spain — ²University of Basque Country (UPV/EHU), Donostia-San Sebastián, Spain — ³Ikerbasque, Basque Foundation for Science, Bilbao, Spain

Supercapacitors are electrochemical double layer capacitors which have much higher specific energy than conventional electrolytic capacitors and also significantly larger specific power than rechargeable batteries. Although supercapacitors have a very high number of cycle life, ageing mechanisms will eventually decrease their capacity and consequently increase the equivalent series resistance of the system. One of the various probable ageing mechanisms is

polymerization of acetonitrile. Acetonitrile is used as the solvent in the structure of the supercapacitors. In this work we intend to investigate the production of polyacetonitrile in a controlled replicated environment and its role in the ageing of supercapacitors.

AKE 8.5 Authors did not show up - Presentation canceled. Photoluminescence and hydrogen storage properties of gallium nitride hexagonal nano-sheets — •GHULAM NABI^{1,2}, YONG LEI¹, and ABDUL MAJID² — ¹Institute of Physics & Institute of Micro- and Nanotechnologies (ZIK MacroNano), Technische Universität Ilmenau, 98693 Ilmenau, Germany — ²Department of Physics, University of Gujrat, Gujrat, Pakistan

A novel morphology of gallium nitride (GaN) hexagonal nano-sheets (HNSs) have been synthesized by chemical vapor deposition (CVD) method at 1200 °C. Photoluminescence (PL) and hydrogen storage capabilities of hexagonal nano-sheets (HNSs) at different temperatures have been investigated first time. Maximum hydrogen storage capacities of 1.45wt%, 1.71wt% and 2.12 wt% have shown an increasing trend of hydrogen absorption capacity with increasing temperature at a fixed pressure of 5MPa. During desorption process under ambient pressure, about 79%, 79% and 78% releasing of the stored hydrogen has been noted at 100 °C, 200 °C and 300 °C respectively. Highly reversible absorption/desorption results exhibited by GaN HNSs are encouraging and promising for hydrogen storage applications. The PL spectrum has exhibited strong near-band-edge emission at 367 nm (3.38 eV). Defects related broad yellow band emission at 553 nm (2.24 eV) has also been observed, which plays significant role in the hydrogen absorption. The effect of hydrogen absorption on PL properties of GaN HNSs has also been studied that showed H₂ absorption has a passivation effect on the point defects or impurities.

AKE 8.6 Energie, Mobilität und Umwelt — •KLAUS HOFER — Uni Bielefeld, W.-Bertelsmannstr. 10, 33602 Bielefeld

Umweltverschmutzung, Erderwärmung und Naturkatastrophen sind die unübersehbaren Folgen unseres maßlosen Konsum- und Mobilitätsverhaltens. Anstatt dieser dramatischen Entwicklung endlich entgegenzuwirken, werden weiterhin neue Autobahnen und Flughäfen gebaut, damit sich das Verkehrsaufkommen in den nächsten zehn Jahren verdoppeln kann. Dabei wird selbst von Experten allzu gerne verdrängt, dass sich dieser ökologischer Wahnsinn weder mit regenerativer Energieerzeugung, intelligenten Netzen, alternativen Wasserstoff- und Batteriesystemen noch mit Hybridantrieben oder durch Effizienzsteigerung der Komponenten stoppen lässt. Der Schlüssel für einen nachhaltigen Umgang mit unserer Umwelt liegt daher ausschließlich in der konsequenten Umsetzung der ökologischen Formel “Je langsamer, leichter und spartanischer ein Fahrzeug ist, desto umweltfreundlicher sind seine Herstellung und sein Betrieb”. Aus diesen Gründen ist der drastische Verzicht auf Geschwindigkeit, Gewicht und Luxus die einzige Alternative gegen den gegenwärtigen Raubbau an der Umwelt. Doch ökologisches Denken und Handeln setzt voraus, dass man die Grenzlinie zwischen umweltfreundlicher und umweltschädlicher Fortbewegung kennt und umsetzt. In diesem Beitrag wird dieses wichtige Umweltkriterium exakt in Kilowattstunden pro Strecke und Person hergeleitet. Für die Berechnung werden sowohl der personenbezogene Energieverbrauch einiger gängiger Verkehrsmittel als auch der ökologische Fußabdruck verschiedener Länder herangezogen.

AKE 9.1 Hauptvortrag

Power to Gas - an economic approach ? — •MANFRED WAIDHAS — Siemens AG, PD LD HY, 91058 Erlangen, Germany

The reduction of CO₂ emissions is clearly linked with the extension of renewable energies (RE). However, due to the volatile character of its power generation there will be an

increasing mismatch between generation and demand. The storage of excess production will become essential in the future in order to prevent increasing curtailment of wind and PV installations and to enable an economic viable scenario with renewables.

It is very clear that grid extension and demand side management will come prior to energy storage. But the estimated storage demand in a 85 % RE scenario - as targeted for Germany in 2035 - will be in the TWh range.

There are many concepts and technologies to store electric energy. Among the three options for large- scale storage pumped hydro, compressed air and hydrogen - hydrogen is the only viable option to address capacities >10 GWh. Enabling component is the electrolyzer technology, converting electrical energy into hydrogen, a multifunctional chemical energy carrier.

This concept - power to gas - has raised big resonance on one side, but contradictory discussions on the other hand. This presentation addresses all the disputed arguments. It will illustrate the technology, its pros and cons and its limitations. Stress will also be laid on the economic viability in the current and future power generation market.

AKE 9.2 CO₂ Methanation with different gas mixtures — •FABIAN RACHOW, JOHANNES ISRAEL, CAROLA SCHWIERTZ, EVGENIA CHARLAFTI, KLAUS MÜLLER, and DIETER SCHMEIßER — Brandenburg University of Technology, Applied Physics and Sensors, Konrad-Wachsmann-Allee 17, 03046 Cottbus, Germany

A key issue in the Energiewende in Germany is the storage of excess energy, as it enables energy management systems to react to fluctuating sources and enhances the flexibility of an energy mix. Power to Gas may be the most reasonable approach to store the energy in the form of hydrogen or synthetic natural gas.

We study the direct conversion of CO₂ by the Sabatier reaction to gain a methane based mixture which can replace natural gas in CHP plants and gas motors and can help to partially reduce the CO₂ emission. In laboratory scale we investigated the performance (with IR and QMS) of Ni-based catalyst for different sources of CO₂ like clean CO₂, CO₂ emitted as flue gas from an Oxyfuel power plant or a synthetic mixture with O₂, N₂ and SO₂ in concentration typical for conventional power plants. Measurements from an up-scaled system are also presented, showing data important for a technical application. Here, we are able to convert more than 200kg CO₂/day with conversion rates up to 90%.

AKE 9.3 Ionic Conductivity of Sodium based Electrolytes — •KAUSTUBH BHAT, STEFAN BLÜGEL, and HANS LUSTFELD — Peter Grünberg Institut (PGI-1) and Institute for Advanced Simulation (IAS-1), Forschungszentrum Jülich GmbH, D-52425 Jülich, Germany

Sodium ionic conductors (SICs) are currently receiving renewed attention in the search for electrolytes that possess better ionic conductivity than the materials presently in use. Owing to their lower cost and abundant availability, SICs offer significant advantages over lithium ion batteries for application in large scale energy storage systems. The class of sodium phosphates and thiophosphates (Na₃ PO₄, Na₃ PS₄) and the class of NASICON materials are known from experiments to contain electronic insulators with good ionic conductivities [1]. To get an insight into the mechanism of ionic transport we determine in particular the energy barriers of ionic hopping for the following situations: i) several pathways, ii) several pressures [2], and iii) replacement of sodium ions by potassium ions. The aim is to detect from these results materials that have smaller energy barriers, and thus better ionic conductivity.

[1] M. Guin and F. Tietz, *J. Power Sources* **273**, 1056 (2015).

[2] J. A. Hirschfeld and H. Lustfeld, *Phys. Rev. B* **84**, 224308 (2011).

AKE 9.4 Self restriction of the Sabatier reaction in large scale — •JOHANNES ISRAEL, FABIAN RACHOW, CAROLA SCHWIERTZ, EVGENIA CHARLAFTI, KLAUS MÜLLER, and DIETER SCHMEIBER — Brandenburg University of Technology, Applied Physics and Sensors, Konrad-Wachsmann-Allee, 03046 Cottbus, Germany

A main goal for a sustainable energy supply is a long term energy storage system. One opportunity in this research field is the power to gas concept, where the produced gas can be fed in the existing network of natural gas. Here we show in a technical scale how the direct CO_2 conversion to methane according the Sabatier reaction, $CO_2 + 4 H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$, is self organized. At a certain limit of gas flow, a steady state equilibrium of exothermic heat production and thermal flow is reached and the reaction needs no further external annealing. We find for the maximum volume rate at the steady state equilibrium a shift of around 250 °C above the optimized temperature of the catalytic supported chemical equilibrium. It is shown that also with this setup the used catalyst works with a stable conversion higher than 80 % under the reached temperature and given pressure conditions.

AKE 10.1 Neue Materialien und Komponenten für Energieeffiziente Gebäudehüllen — •ULRICH HEINEMANN, HELMUT WEINLÄDER, HANS-PETER EBERT und STEPHAN WEISMANN — Bayerische Zentrum für Angewandte Energieforschung, Am Galgenberg 87, 97074 Würzburg

Energieeffizienzmaßnahmen in Wohngebäuden setzen vor allem an einer Reduzierung der Transmissionswärmeverluste der Gebäudehülle an. Neben dem verstärkten Einsatz konventioneller Dämmmaterialien können neue Materialien und Komponenten weitergehende Lösungen bieten, die insbesondere unter dem Gesichtspunkt des hierfür benötigten Raums effizienter sind, aber auch neue technische und gestalterische Möglichkeiten eröffnen.

Der durch einen Temperaturgradienten hervorgerufene Wärmetransport setzt sich zusammen aus dem Wärmetransport durch Konvektion, Wärmeleitung und Infrarotstrahlungstransport. Konvektion, ein sehr effektiver Wärmetransportmechanismus, wird auch von konventionellen Dämmmaterialien bereits hervorragend unterdrückt. Bei der Wärmeleitung sind zu unterscheiden die Beiträge über das Festkörpergerippe und durch das Gas. Da ruhende Luft im Vergleich zu Festkörpern eine sehr niedrige Wärmeleitfähigkeit aufweist, sind Dämmstoffe im Allgemeinen hochporös. Der Gesamtwärmetransport wird jedoch wesentlich bestimmt und dominiert von der Wärmeleitung dieses ruhenden Gases. Verbesserungen der Dämmeigenschaften setzen insbesondere an einer Verringerung der Gaswärmeleitfähigkeit an. Verbesserungs- und Optimierungsansätze werden anhand neuer Systeme erläutert.

AKE 10.2 City Density and CO2 Efficiency — •RAMANA GUDIPUDI¹, TILL FLUSCHNIK¹, ANSELMO CANTU¹, CARSTEN WALTHER¹, and JUERGEN KROPP^{1,2} — ¹Potsdam Institute for Climate Impact Research, Potsdam 14473, Germany — ²University of Potsdam, Department of Geo- and Environmental Sciences, Potsdam 14469, Germany

Previous research on the relationship between population density and greenhouse gas (GHG)emissions often yielded mixed results majorly because of the ambiguity in defining the city boundaries and the emission inventories used. In this paper we suggest a methodology for calculating this relationship using the gridded CO2 emissions data and the City Clustering Algorithm (CCA). We found sublinear relationship between population density and the total emissions (sum of on-road and building emissions) on a per capita basis where β value ranges between -0.62 to -0.88 depending on the land use data used and the threshold distance in the CCA which means doubling the population density will improve the CO2 efficiency by atleast 35%. Furthermore, we found out that population density impacts on-road emissions more than the emissions from buildings which are more influenced by the local climate. At a county

scale within selected MSAs, we found out that building emissions increased and on-road emissions decreased pointing out towards a potential threshold density beyond which the building emissions surpass the emissions from on-road emissions on a per capita basis. Our results suggest that decreasing urban population density worldwide will lead to an increase in on-road energy consumption.

AKE 11.1 Hauptvortrag

Ganzheitliche Bewertung von Stromerzeugungssystemen — •RAINER FRIEDRICH und MARKUS BLESLE — Inst. für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart

Energiepolitisches Handeln sollte die Verbesserung der Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlagen sowie der wirtschaftlichen und sozialen Entwicklung simultan anstreben. Da hierbei häufig Zielkonflikte auftreten, ist eine Gewichtung bzw. Abwägung von Zielerfüllungsgraden erforderlich. Tatsächlich werden energiepolitische Entscheidungen allerdings meist intuitiv getroffen, dabei wird das multikriterielle Entscheidungsproblem stark vereinfacht, wodurch suboptimale Entscheidungen entstehen. Hier wird dagegen vorgeschlagen, Methoden zur ganzheitlichen Bewertung (integrated assessment) zu verwenden, um energiepolitische Entscheidungen zu unterstützen. Dabei werden Klima-, Umwelt- und Gesundheitsschäden durch Umwelteinwirkungen zunächst abgeschätzt und dann monetär bewertet. Im Ergebnis erhält man soziale Kosten, diese umfassen als Summenindikator sowohl die Kosten als auch Umwelt-, Gesundheits- und Klimaschäden eines Energiesystems. Die Methode wird hier zur ganzheitlichen Bewertung von Stromerzeugungssystemen genutzt. Es ergibt sich eine Rangfolge der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien hinsichtlich ihres Beitrags zur nachhaltigen Entwicklung; zusätzlich wird der optimale Mix der Technologien ermittelt. Ein besonders effizientes energie- und umweltpolitisches Instrument zur Umsetzung ist die Internalisierung externer Effekte über Steuern.

AKE 12.1 Hauptvortrag

Electricity by Intermittent Sources — •FRIEDRICH WAGNER — Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Greifswald, Germany

We describe the major characteristics of an electricity supply system being predominantly composed of the scalable renewable energy (RE) forms wind and photovoltaic power. The analysis is mostly based on the actual production data of 2013 from the German electricity system. The 2013 data will be scaled to larger shares of RES in the electricity production up to the 100% case where RES integrally generate as much electricity as consumed during a year. The 100% case is then analysed according to the proper mix of wind and PV power, the extent of installed power, the remaining residual back-up power, the dynamics of the back-up system, the size of storage, the conditions for demand-side-management, the CO₂-reduction in comparison to other supply forms and finally with regard to some cost issues. Similar analyses are carried out for some European countries using only their national RE-power field. A rough picture emerges on the viability of using RES in Europe. Finally, an EU-wide RE power field is constructed from the superposition of the national contributions. This allows to assess the reduction of the degree of intermittency and the necessary interconnection capacity to benefit from this effect.

AKE 12.2 Transient stability of conventional power generating stations during times of high wind penetration — •MARIOS ZARIFAKIS¹ and WILLIAM T. COFFEY² — ¹Electricity Supply Board, Generation, Asset Management, Dublin, Ireland — ²Department of Electronic and Electrical Engineering, Trinity College, Dublin, Ireland

The requirement to increase the level of energy produced from sustainable sources resulted in wind turbine generators and solar photo voltaic installations becoming major contributors into the energy pool. However, studies, recent measurements and experience in the island of Ireland show that the increase of these generation sources influences the ability of the frequency in the transmission and distribution system to remain stable after a transient disturbance. This weakening of the grid frequency strength is observed by an increase of the Rate of Change of Frequency (ROCOF). Furthermore, the frequency of the transmission system oscillates in a higher frequency range which triggers further oscillations in transmission connected synchronous generators. The development of an understanding of the behaviour of synchronous generators, connected to such a system with high wind penetration during transient disturbances, required a new modelling technique. A mechanical analogy and model was developed and verified using electromagnetic models in MATLAB and proven by comparing it with actual measurements on various generators. It highlights limitations to the operational range of synchronous generators and also limits to the amount of grid connected non synchronous generators used in wind turbine and solar PV installations.

AKE 12.3 On the Improvement of Numerical Weather Prediction by Assimilation of Wind Power Data — •STEFAN DECLAIR, KLAUS STEPHAN, and ROLAND POTTHAST —
Deutscher Wetterdienst, Frankfurter Straße 135, 63067 Offenbach, Germany

It is a demanding task for the transmission system operators (TSOs) to predict the amount of weather dependent renewable energy in terms of net stability and power supply safety. In the BMBF funded project EWeLiNE, the German Weather Service and the Fraunhofer Institute on Wind Energy and Energy System Technology strongly support the TSOs by developing innovative weather- and power forecasting models and tools for grid integration.

With focus on wind energy, this contribution sketches the way of using wind power data from the growing amount of wind farms in Germany to improve the wind forecast in the planetary boundary layer via data assimilation (DA). This part of the atmosphere is important to observe, since it is heavily underobserved by conventional observation networks. Additionally, it is difficult to describe the strong spatiotemporal fluctuations in the numerical weather prediction (NWP) model properly. The concept of DA provides an improved initial atmospheric state for the subsequent NWP model integration in terms of a best-fit according to observations and model background and is a crucial part in NWP.

After a short introduction, the DA system is shortly introduced and first results of improved wind forecasts from impact experiments are discussed.

AKE 13.1 Hauptvortrag

Fluctuations from photovoltaic and wind power systems — •DETLEV HEINEMANN¹,
GERALD LOHMANN¹, MOHAMMED REZA RAHIMI TABAR², and MEHRNAZ ANVARI² —
¹Universität Oldenburg, Institut für Physik, AG Energiemeteorologie & ForWind —
²Universität Oldenburg, Institut für Physik, AG TWiSt & ForWind

Solar and wind resources vary considerably in time and space, and changes in their magnitude are almost immediately translated into output power variations of wind and solar power plants. Analyzing the stochastic properties of wind and solar resources in different temporal and spatial scales is therefore a necessary step towards a proper representation of these contributions to large scale power systems.

This presentation describes known stochastic properties of wind and solar resources as well as reports on current studies of (i) their conditional probability distribution functions in different time lags and (ii) increment statistics of large-scale wind and solar production.

Conditional distribution functions show severe deviations from Gaussian statistics and possess positive skewness, while the risk of flickering events in both wind and solar generally increases with parameters as wind speed and solar elevation, respectively. Spatial averaging significantly influences this behavior. The comparison of wind and solar power fluctuations is strongly affected by the presence of a deterministic contribution in the solar part. Applying a detrending approach for the solar data results in a significant improvement of the solar increment statistics.

AKE 13.2 Facing Europe: Revised wind power upscaling algorithms — •BRUNO SCHYSKA, LÜDER VON BREMEN, and ALEXANDER KIES — University Oldenburg - ForWind, Oldenburg, Germany

In the wind energy sector, upscaling models are used to estimate the total wind energy production within a certain region from a small number of reference sites. Each reference site is considered to be representative for a certain sub-region. Upscaling models therefore include selection schemes for the reference sites as well as statistical, partly non-linear, models to estimate the energy production in the sub-regions. Until now, upscaling models are mainly used on country level. For larger areas such as Europe no operational model and no research model exist.

In this study, revised upscaling models for the estimation of near real-time wind energy production in Europe are presented. These models include different approaches for the estimation of the energy production in the sub-regions as well as different selection schemes for the reference sites using cluster analyses. Cluster analyses are based on wind speed data from the MERRA reanalysis data set as well as on the geographical distribution of installed wind energy capacities in Europe. From the comparison, the selection scheme, which requires the minimal number of reference sites, is selected for long-term investigations of the wind energy production in Europe.

AKE 13.3 Backup flexibility classes in complex renewable energy networks — •DAVID SCHLACHTBERGER¹, SARAH BECKER¹, STEFAN SCHRAMM¹, and MARTIN GREINER² —
¹Frankfurt Institute for Advanced Studies, Uni Frankfurt, Frankfurt am Main, Germany —
²Department of Engineering, Aarhus University, Aarhus, Denmark

How large will be the demand for more flexible backup plants in an European power system with an increasing share of fluctuating renewable energies? We use eight years of high resolution weather-based wind and solar power generation data to split the backup systems required to cover the residual load into three flexibility classes for daily, weekly, and seasonal time-scales. They are distinguished by the maximum rates of change of their power output. We find that a large fraction of seasonally and weekly flexible backup systems can no longer be reasonably integrated above a penetration of renewables of around 50% and 90% of the mean load, respectively. We also find that the total required backup capacity can only be reduced if countries share their excess generation and backup power.

AKE 13.4 Dimensioning the Minimal Storage Needs in Renewable Power Systems —
•STEFAN WEITEMEYER, DAVID KLEINHANS, and CARSTEN AGERT — NEXT ENERGY · EWE Research Centre for Energy Technology at the University of Oldenburg, Germany

Integrating a high share of electricity from non-dispatchable Renewable Energy Sources (RES) in a power supply system is a challenging task; it will likely require large-scale installations of costly storage capacities.

We present a modelling approach to investigate which storage characteristics are most adequate for scenarios with high shares of RES. Adapted from an optimization approach, the

model allows to systematically study the influence of important storage parameters (size, efficiency, power) on the integration of RES. In particular, the implications of simultaneously using multiple storage classes in combination with fossil back-up power plants can be investigated.

Applying our model to data for Germany, our simulations show how an extensive integration of RES requires different storage characteristics during different phases of the pathway towards a 100% RES scenario. The results also imply that a balance between installing storage capacities and additional generation capacities is required.

AKE 13.5 The temporal development of storage needs in the European energy transition
— •ALEXANDER KIES, LÜDER VON BREMEN, and BRUNO SCHYSKA — ForWind, Universität Oldenburg, Oldenburg

Europe is on the way towards a highly renewable energy system. In 2012 23.5% of the gross electricity consumption in the EU-28 was produced from renewable sources. This share is expected to increase further up to very high penetration levels close to 100% in the next decades. To ensure reliability and stability of the power system several solutions to the generation-load-mismatch problem have been proposed like over-installation of renewables, transmission capacity extensions and the use of storages. In this work we investigate the development of storage needs in 34 European countries for different transmission grid scenarios until 2050. A large weather data set with a spatial resolution of 7 x 7 km and a hourly temporal resolution covering Europe is used to model the fluctuating feed-in from the renewables, i.e. wind, photovoltaics, hydro, concentrated solar power and wave. Additionally the controllable renewable generation types biomass and geothermal were considered. Starting from the renewable shares in the year 2012 we model the increase in renewable capacities in a linear and a logistic way until levels of 100% in 2050 for different transmission grid scenarios and calculate the storage needs for every year. The remaining generation shares to cover the load are assumed to come from conventional generation. We show that storage needs are unlikely to grow rapidly until 2030, but thereafter are of high importance. However, this process can be slowed down considerably by transmission grid extensions.

AKE 14.1 Topical Talk

The Industrial Society's natural Sustainability — •HANS G. DANIELMEYER and THOMAS MARTINETZ — Institut für Neuro- und Bioinformatik, Uni Lübeck

Human nature and industrial engineering form a predictable macro-system with six S-functional variables and biologically stabilized parameters [1]. S-functions display storing lifetimes with time shifts like Sinus functions with phase shifts. Since 18th century UK the real GDP per capita increased 100-fold; only a factor of 2.7 yields for the G7 the biologic limit of 118 years for the life expectancy.

This is orders of magnitude below all earlier predictions. The industrial society will be materially sustainable. But the present financial system is unsustainable because saturating growth and interest rates dry out saving, life insurances, and pension funds. This caused the Great Depression and the crash of 2008, not neoclassical excuses [2]. The only cure is bringing finance in line with human biology: return to the sustainable income distribution between World War II and 1980; increase retirement age; continue innovation; and defend the G7 position globally. Believing in the Neoclassical Paradigm of exponential growth is already China's problem because it wastes resources with unsustainable investments.

[1] H. G. Danielmeyer and T. Martinetz, An exact theory of the industrial evolution and national recovery, www.inb.uni-luebeck.de, 2009 pdf.

[2] C. Teuling and R. Baldwin, Secular Stagnation: Facts, Causes and Cures, CEPR London 2014, www.voxeu.org/sites/default/files/Vox_secular_stagnation.pdf

AKE 14.2 The decoupling of CO2 emissions and human development — KAI KORNHUBER¹, DOMINIK REUSSER¹, •LUIS COSTA¹, JÜRGEN KROPP^{1,2}, RYBSKI DIEGO¹, and SCHELLNHUBER JOACHIM^{1,3} — ¹Potsdam Institute for Climate Impact Research, Potsdam, Germany — ²University of Potsdam, Potsdam, Germany — ³Santa Fé Institute

Evidence of a decoupling between greenhouse gas emission and socioeconomic development would benefit international climate negotiations in two ways. First, it would communicate to emerging countries that socioeconomic progress is not strictly connected with ever-growing emissions. Secondly, it informs developed economies on reduction targets that do not jeopardize progress. Using the Environmental Kuznets Curve as background and country-panel data between 1990 and 2013, a model was established to test postulated relationships between socioeconomic progress (measured using the Human Development Index (HDI)) and CO2 emissions from fossil fuels. An inverted U-curve with a time-dependent maximum moving towards higher HDI and lower per capita CO2 mission was established as the relationship delivering the lower fitting error. Extrapolating the global decoupling trend until 2050 returns global cumulative emissions of CO2 that are incompatible with meaningful with long-term climate protection targets. Individual countries presented remarkable differences in their decoupling dynamics. Further insights and implications of the analysis will be discussed, as well as future research needs.

AKE 14.3 The size distribution, scaling properties and spatial organization of urban clusters: a global and regional perspective — •TILL FLUSCHNIK, STEFFEN KRIEWALD, ANSELMO GARCÍA CANTÚ ROS, BIN ZHOU, DOMINIK REUSSER, JÜRGEN PETER KROPP, and DIEGO RYBSKI — Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK)

Human development has far-reaching impacts on the surface of the globe. The transformation of natural land cover occurs in different forms and urban growth is one of the most eminent transformative processes. We analyze global land cover data and extract cities as defined by maximally connected urban clusters. The analysis of the city size distribution for all cities on the globe confirms Zipf's law. Moreover, by investigating the percolation properties of the clustering of urban areas we assess the closeness to criticality. We study the Zipf-exponents as a function of the closeness to percolation and find a systematic decrease with increasing scale, which could be the reason for deviating exponents reported in literature.

AKE 14.4 Limits and opportunities of a regionalized food production for cities: A global analysis — •STEFFEN KRIEWALD, ANSELMO GARCÍA CANTÚ ROS, TILL STERZEL, PRAJAL PRADHAN, and JÜRGEN P. KROPP — Potsdam Institute for Climate Impact Research, Potsdam, Germany

The massive ongoing urbanisation in the 21st century is a major challenge for societies and therefore crucial developments towards a sustainable future will take place in cities. Together with many other issues a proper food supply is essential. Today, the necessary transport of food, especially the increasing transport by plane due to the global food supply chain, leads to a significant amount of greenhouse gas emissions. A reorganisation of cities in terms of their food allocation could save a considerable amount of emissions. We provide a global overview of the potential of peri-urban agriculture based on land-use, population, yield and dietary datasets. Our analysis indicates that up to 2 billion city dwellers can be fed by local grown products. However, Climate Change will drastically decrease the possibility of a local food supply for many regions.

AKE 14.5 Food demand and supply under global change: need for sustainable agricultural intensification — •PRAJAL PRADHAN¹, DOMINIK REUSSER¹, MATTHIAS LÜDEKE¹, and JUERGEN KROPP^{1,2} — ¹Potsdam Institute for Climate Impact Research, Potsdam — ²University of Potsdam, Dept. of Geo- and Environmental Sciences, Potsdam

Global food demand is expected to increase by 60–110% between 2005 and 2050. Meeting growing food demand along with reducing agricultural environmental impacts is a global sustainability challenge. We investigated diet shifts, emissions, livestock feed, local food, and yield gaps to address this challenge. Globally, we identified sixteen dietary patterns. Diets common in developed world, exhibit higher emissions. Currently, 40% of global crops is fed to livestock. Two billions people are self-sufficient within 5' grid, while 1 billion Asians and Africans require inter-continental trade. However, they can become self-sufficient by closing yield gaps. By 2050, the global agricultural emissions will approach 7–20 Gt CO_{2eq}/yr and feed demand may increase up to 1.3 times. The number of trade dependent people will range 1.5–6 billion which may be further increased by 4–16% due to climate change. In future, diet shifts will significantly increase crop demand, emissions, and trade. These can be reduced by technological change, consuming local food, and closing yield gaps. Sustainability of inputs and management required to close yield gaps depends on how options are chosen and implemented. Hence, a combination of sustainable intensification, expansion, trade and diet shifts is required to feed growing population.

AKE 14.6 Sustainability for a Warming Planet — •HUMBERTO LLAVADOR^{1,2}, JOHN ROEMER³, and JOAQUIM SILVESTRE⁴ — ¹Universitat Pompeu Fabra (Barcelona) — ²Barcelona GSE — ³Yale University — ⁴University of California, Davis

A clean biosphere is a resource in jeopardy due to man-made GHG emissions. What is the fair way to share this scarce global resource across present and future generations, and across regions of the world? This study proposes that the guiding ethics should be sustainability and egalitarianism. Sustainability is interpreted as a pattern of economic activity over time that sustains a given rate of growth of human welfare indefinitely; in doing so, the atmospheric concentration of carbon must be capped at some level not much higher than exists today.

Human welfare depends not only upon consumption, but also upon education, knowledge, and a clean biosphere. The analysis shows that we should be investing more in education and substantially more in knowledge creation than is currently the case.

International cooperation is vital in capping global greenhouse gas emissions at a sufficiently low level. We propose that solving the bargaining problem between developing and developed nations requires recognizing the relationship between economic growth and the climate problem. We propose that the dates at which developing countries converge in living standards to those of developed countries should not be altered by the agreement. This principle, along with sustainability, suffices to determine how emissions should be allocated across regions and time.

AKE 15.1 Decentral Smart Grid Control — •BENJAMIN SCHÄFER¹, MORITZ MATTHIAE¹, DIRK WITTHAUT^{1,3,4}, and MARC TIMME^{1,2} — ¹Network Dynamics, Max Planck Institute for Dynamics and Self-Organization (MPIDS), 37077 Göttingen — ²Institute for Nonlinear Dynamics, Faculty of Physics, University of Göttingen, 37077 Göttingen — ³Forschungszentrum Jülich, Institute for Energy and Climate Research (IEK-STE), 52428 Jülich — ⁴Institute for Theoretical Physics, University of Cologne, 50937 Köln

Stable operation of complex flow and transportation networks requires balanced supply and demand. For the operation of electric power grids - due to their increasing fraction of renewable energy sources - a pressing challenge is to fit the fluctuations in decentralized

supply to the distributed and temporally varying demands. Common smart grid concepts suggest to collect consumer demand data, centrally evaluate them and send price information back to customers. Besides restrictions regarding cyber security, privacy protection and large required investments, it remains unclear how such central smart grid options guarantee overall stability.

Here we propose a Decentral Smart Grid Control, where the price is directly linked to the local grid frequency at each customer. The grid frequency provides all necessary information about the current power balance such that it is sufficient to match supply and demand without the need for a centralized IT infrastructure. We analyze the performance and the dynamical stability of the power grid with such a control system and determine its stability conditions.

AKE 15.2 Dynamical Models of Power Grids: Identifying and Curing Weak Links —
•MARTIN ROHDEN and HILDEGARD MEYER-ORTMANN — Jacobs University Bremen, Campus Ring 8, 28759 Bremen

The inclusion of more and more renewable energy sources into modern power grids leads inevitably to drastic changes of the topology of power grids [1]. Nevertheless it is not known to date what an optimal network topology for power transport and robustness could be. Adding simply new transmission lines can induce long-ranged alterations on the power flow [2]. Here we use the recently introduced novel criteria of redundant capacities to identify weak links in power grids. We propose new strategies to cure these critical links and show their advantages over possible alternatives. Our results may serve as a step towards optimal network topologies in real-world power grids.

[1]: M. Rohden, A. Sorge, D. Witthaut and M. Timme, *Chaos* **24**, 013123 (2014)

[2]: D. Labavic, R. Suci, H. Meyer-Ortmanns and S. Kettemann, *Eur. Phys. J. Special Topics (EPJ ST)*, **223**, pp 2517-2525 (2014)

AKE 15.3 The induced feedback of Demand-Side Management in the German power market and grid — •SABINE AUER^{1,2}, JOBST HEITZIG¹, and JÜRGEN KURTHS^{1,2,3,4} —
¹Potsdam Institute for Climate Impact Research, D-14412 Potsdam, Germany — ²Department of Physics, Humboldt University Berlin, D-12489 Berlin, Germany — ³Institute for Complex Systems and Mathematical Biology, University of Aberdeen, AB24 3UE Aberdeen, UK — ⁴Department of Control Theory, Nizhny Novgorod State University, Gagarin Avenue 23, 606950 Nizhny Novgorod, Russia

The integration of Variable Renewable Energy (VRE) into the German power system becomes increasingly challenging with growing wind and solar power capacities. To prevent negative energy prices and to secure future energy supply, a debate about redesigning the German power market has aroused. Two competing solutions, a capacity market and an optimized spot market, are under consideration, so far [1]. Either using demand as negative capacities or real-time market pricing will increase the price elasticity of demand and therefore, create a feedback loop between physical loads and power pricing [2].

In our research, we study these feedbacks in regard to power market and grid, especially in terms of stability [3]. Will these new concepts increase system stability by smoothing price evolution or rather provoke highly non-linear dynamics?

[1] BMWi. Ein Strommarkt für die Energiewende (2014). [2] M. Roozbehani et. al. (2012), *IEEE*, 27(4), 1926-1940. [3] P. Menck, J. Heitzig, N. Marwan J. & Kurths (2013). *Nature Physics*, 9(2), 89-92.

AKE 15.4 Flow tracing in renewable electricity networks — MIRKO SCHÄFER¹, •BO TRANBERG², and MARTIN GREINER² — ¹Frankfurt Institute for Advanced Studies — ²Aarhus University

Renewable electricity networks are defined as power grids with a large penetration of fluctuating renewable power generation. Flow tracing algorithms track the renewable power as it flows from the generation nodes through the network to the consumption nodes. This allows for fair pricing schemes of future transmission investments. A new analytical expression is presented and applied to the pan-European transmission grid.

AKE 15.5 Large-deviation study of the maximum-disturbance stability of power grids — •ALEXANDER K. HARTMANN¹, TIMO DEWENTER¹, WIEBKE HEINS², and BENJAMIN WERTHER² — ¹Institut of Physics, University of Oldenburg — ²Institut for Electrical Energy Technology, Technical University of Clausthal

We study numerically the distribution of “maximum-disturbance” stability of power grids. The model is based on networks of oscillators. Here, we consider different ensembles of random networks, like standard Erdős-Renyi and two dimensional spacial networks. To access the distribution down to very small probabilities, we use specific large deviation techniques [1]. The stability is given by a conservative estimation of an asymptotic stability boundary, which is well known in stability theory [2,3]. The starting point is the matrix A defined by $J^T A + A J = E$, J being the Jacobean Matrix. By calculating the maximum disturbance of x , which results in the quadratic form $V = x^T A x = \epsilon(x)$ not being a Lyapunov-function of the system any longer, the boundaries for the stability can be found.

For comparison, for the given networks also simple stability measures based on shortest paths [4], on the eigenvalues of the Jacobi matrix and on a linearized power-flow model [5] are obtained.

[1] A.K. Hartmann, Eur. Phys. J. B **84**, 627-634 (2011)

[2] R. Unbehauen, Systemtheorie (Vol. 2), Oldenbourg, Munich (1998)

[3] E.J. Davison and E.M. Kurak, Automatica **7**, 627-636 (1971)

[4] A.K. Hartmann, Eur. Phys. J. B **87**, 114 (2014)

[5] T. Dewenter and A.K. Hartmann, preprint arXiv:1411.5233 (2014)

AKE 15.6 Impact of network topology on decentral frequency-based smart grid control — •CARSTEN GRABOW¹ and JÜRGEN KURTHS² — ¹Potsdam Institute for Climate Impact Research, Potsdam, Germany — ²Potsdam Institute for Climate Impact Research, Potsdam, Germany

Replacing conventional power sources by renewables in power grids poses a big challenge nowadays. In particular, a stable operation of the power grid requires new methods and ideas in aligning the arising fluctuations in decentralised supply to the temporally varying demands. In this context, a decentral Smart Grid Control has been proposed recently in order to directly link the price information to the local grid frequency. Principally, it has been shown that this approach leads to an efficient decentralized strategy for matching supply and demand in a dynamically stable way. However, first results are restricted to simple small and regular networks. In our talk, we will extend the local and global stability analysis of the decentral Smart Grid Control to the collective dynamics of small network motifs, in particular, star-like networks and regular grid motifs. For larger networks, we numerically investigate decentralization scenarios finding additional phenomena that have to be considered to support power grids in exhibiting a stable state.

AKE 15.7 Detours around basin stability in power networks — •PAUL SCHULTZ^{1,2}, JOBST HEITZIG¹, and JÜRGEN KURTHS^{1,2,3,4} — ¹Potsdam Institute for Climate Impact Research, D-14412 Potsdam, Germany — ²Department of Physics, Humboldt University Berlin, D-12489 Berlin, Germany — ³Institute for Complex Systems and Mathematical Biology, University of Aberdeen, AB24 3UE Aberdeen, UK — ⁴Department of Control Theory, Nizhny Novgorod State University, Gagarin Avenue 23, 606950 Nizhny Novgorod, Russia

To analyse the relationship between stability against (large) perturbations and topological properties of a power transmission grid, we employ a statistical analysis of a large ensemble of synthetic power grids, looking for significant statistical relationships between the single-node basin stability measure and classical as well as tailor-made weighted network characteristics. Especially, we propose a strategy to directly estimate a power grid's stability - even on short time scales - to omit the need of costly simulations. The focus lies on the identification of grid nodes that appear critical for stability, using for example a version of Newman's current flow betweenness. This method enables us to predict poor values of single-node basin stability for a large extent of the nodes, offering a node-wise stability estimation at low computational cost.

Further, we analyse the particular function of certain network motifs to promote or degrade the stability of the system. Here we uncover the impact of so-called detour motifs on the appearance of nodes with a poor stability score and discuss implications for power grid design.

AKE 15.8 Network Measures for Power Grid Stability in Practice — •FRANK HELLMANN — Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, Potsdam, Deutschland

A key challenge for the emerging future grid infrastructure is the dynamical stability of the power grid in the presence of fluctuating power sources and changing topologies.

I show how tools based on novel as well as existing network topology measures can help with identifying vulnerable points in the power grid and can guide the design of the future grid in practice.

AKE 15.9 Predicting critical links in complex supply networks — •XIAOZHU ZHANG¹, DIRK WITTHAUT^{1,2,3}, MARTIN ROHDEN^{1,4,5}, SARAH HALLERBERG¹, and MARC TIMME^{1,6} — ¹Network Dynamics, Max Planck Institute for Dynamics and Self-Organization (MPIDS), 37077 Göttingen, Germany — ²Forschungszentrum Jülich, Institute for Energy and Climate Research - Systems Analysis and Technology Evaluation (IEK-STE), 52428 Jülich, Germany — ³Institute for Theoretical Physics, University of Cologne, 50937 Köln, Germany — ⁴IIIrd Institute of Physics, Faculty of Physics, Georg August University, 37077 Göttingen, Germany — ⁵School of Engineering and Science, Jacobs University, 28759 Bremen, Germany — ⁶Institute for Nonlinear Dynamics, Faculty of Physics, Georg August University, 37077 Göttingen, Germany

It has been observed that most large-scale outages in power grids can be traced back to single transmission line failures [1]. Yet, identifying which infrastructures in power grids and other supply networks are critical remains an open challenge, with severe consequences for network planning and stability. In this work we propose that the critical links can be reliably predicted from the network structure and the normal operation state prior to edge failure. Numerical simulations of a variety of flow network models confirm that the topological edge redundancy as well as renormalized linear response theory provide general key indicators for network robustness.

[1] Pourbeik et al., Power and Energy Magazine, IEEE 4.5 (2006): 22-29.

AKE 15.10 Modelling the Dynamical Formation of Coalitions of Power Grid Operators to Reduce Needs for Backup Capacity — •JOBST HEITZIG¹ and SARAH BECKER² —

¹Potsdam Institute for Climate Impact Research, Potsdam, Germany — ²Frankfurt Institute for Advanced Studies, Frankfurt, Germany

Power grid operators face an increasing need for backup capacity due to a raising amount of volatile renewable energy production. This need may be decreased by extending transmission capacities between several neighbouring grids and then pooling their backup capacities. Due to the physical properties of electricity transmission grids, extending a line between two grids may however also reduce the backup capacity needs of a third connected grid, and may do so even more than when the third grid's connection were extended as well. These physical effects generate complex and interesting strategic incentives for individual grid operators to join a backup capacity sharing coalition or not. In this talk, we'll use a model of dynamic coalition formation to show which grids may form coalitions in which order, using real-world example data.

AKE 15.11 Short-Time Stochastic Characterization of the Offshore Wind Profile —

•CHRISTIAN BEHNKEN, PEDRO LIND, MATTHIAS WÄCHTER, and JOACHIM PEINKE — ForWind, Institute of Physics, Carl-von-Ossietzky University, 26111 Oldenburg, Germany

Currently descriptions of vertical wind profiles are mostly performed by using standard logarithmic or power law approaches. Especially for short time scales ($1 s \leq t \leq 10 min$) the dynamics of the profile strongly influence the load situations and the energy conversion of wind turbines. Since these short-time dynamics are not considered when using the standard techniques, a more detailed approach is presented in this work. Firstly, PDFs of spatial and temporal velocity increments, estimated from offshore wind speed data, are fitted by using a superposition of Gaussian distributions with a varying standard deviation. It is shown that the empirical PDFs follow a heavy-tailed distribution which matches the proposed theoretical distribution. Furthermore, drift and diffusion coefficients for two-dimensional systems of Langevin equations are estimated directly from wind speed data to investigate dynamic coupling along the profile. This approach gives a first insight into the dynamics of wind profiles on short time scales.

AKE 15.12 Intermittency and Synchronization in Wind Farm — •MEHRNAZ ANVARI and

JOACHIM PEINKE — Institute of Physics and Forwind, Carl von Ossietzky University, 26111 Oldenburg, Germany

The renewable wind and solar sources and their share in electricity production have been increased constantly in recent years. These sources have new stochastic characteristics such as intermittency and non-Gaussian behavior, which may cause instability in power grids in very short-term time scales.

In this work, we focus on wind power that influenced by atmospheric turbulence. Hence frequent extreme fluctuations in power output of wind turbines are detectable. This intermittent behavior also, is present in cumulative power of the total wind field, even for a country-wide installation. To understand the origin of such extreme events, we consider the interactions between wind turbines and for this purpose, we evaluate the phase synchronization in wind farm. We conclude that, the existence of partial phase synchronization between turbines in specific time intervals can explain the origin of extreme events in this complex system. We found that higher synchronized wind turbines will produce higher intermittent power output.

Organic Photovoltaics: Status and Perspectives

Johannes Widmer, Christian Koerner, and Karl Leo, Technische Universität Dresden

Abstract

Organic solar cells have a great potential in establishing a broad technological basis to provide a reliable and sustainable energy supply. Their properties complement classic silicon solar cells in various aspects, regarding e.g. their flexibility, light weight, adjustable color and transparency, and their positive temperature dependence and improved low-light performance. For many applications, these properties make them an attractive option in spite of the lower absolute power output per area compared to classic solar cells. This article gives an overview over the status of research and development of organic photovoltaics, outlines the physics behind the photovoltaic energy conversion in organic solar cells, and describes probable perspectives for the further development. Technologically, the focus of this article is on vacuum deposited small molecule semiconductors, though the comparison to solution processed devices is drawn wherever relevant. The general discussion and physical basics are discussed independently of the fabrication technique.



*Fig. 1: Flexible organic photovoltaic module.
Solar film HeliaFilm® copyright Heliatek, Photographer: Baldauf&Baldauf*

Introduction

Photovoltaics are one of the key elements of a long-term sustainable energy supply, directly converting the optical energy from sunlight into technically usable electric energy. Compared to classic solar cells consisting of inorganic semiconductors¹, organic photovoltaics have a number of advantages which make them an attractive alternative for a number of applications and open up the possibility to use solar cells in places which are not commonly associated with photovoltaics today. Especially the possibility to produce flexible and extremely light-weight modules of adjustable color and transparency opens the way for applications in architecture and mobile applications. At the current stage, where commercial products with application-relevant device efficiencies start to enter the market [1], these modules cannot yet compete in terms of absolute module efficiencies with the classic solar cells, of which they achieve approximately a half. Today, organic solar cells rather aim at entering market segments where classic solar cells are not a feasible option due to their mechanical or aesthetic constraints. Besides upscaling and cost reduction in the production, the major

1 mainly silicon

frontiers in organic solar cell research remain the development of improved organic materials, mainly light absorbing materials, and reducing electronic losses by understanding and avoiding the predominant recombination paths for the photo-generated charge carriers.

Fabrication – classification

Talking about a photovoltaic technology which aims at producing solar cells to contribute to the general energy supply, the objective is the production on a large scale in the range of square kilometers in area. Such production has to be economically competitive, i.e. it must be realized at an as low as possible cost, both per area and per output power. This aim can be best achieved in a roll-to-roll process. For other applications of organic electronics, e.g. OLED² TV screens, where the requirement for a high lateral accuracy is more predominant, the competitive cost benchmarks per area are higher, and the required production volume is lower, batch-to-batch production of vacuum deposited devices is already today in commercial production. Roll-to-roll fabrication, in contrast, is just at the edge of commercial use.

Vacuum deposition and solution processing

In the fabrication of organic solar cells, two classes of production are distinguished: vacuum deposition and deposition from solution. In vacuum deposition, the organic materials consist of relatively small molecules which can be sublimed or evaporated without thermal decomposition of the molecules. This requirement imposes an upper limit for the molecule size respectively requires a rigidly bound molecular structure. The materials are available as solid powders, which are heated in a material source within a vacuum chamber to evaporate them. Upon evaporation, the molecules leave the source and are deposited onto the substrate, which is situated in the same vacuum chamber opposite to the source. This way, extremely smooth and homogeneous film can be achieved, and the thickness can be controlled with an accuracy in the range of 1 nm. The morphology of the layer is typically adjusted by selecting a suitable substrate temperature during deposition.

Deposition from solution, on the other hand, is closely related to classical printing technology. The organic materials are dissolved in a suitable solvent and this solution is brought onto the substrate, where the organic material remains while the solvent evaporates either during the deposition process or during the subsequent processing steps, e.g. heating. This deposition



Fig. 2: Schematic illustration of the two dominant technologies for the deposition of organic semiconductors: thermal evaporation in vacuum (left) and solution processing by printing or similar techniques (right).

technique does not impose a limit on the molecular size and allows for the usage of polymers, which are typically used in this case. In literature, polymer solar cells are often also referred to as plastic solar cells. The primary prerequisite for a material to be used in solution processing is a good solubility of the molecules. Then, deposition from solution provides additional handles to influence the layer morphology, e.g. varying the drying speed, using different solvents, or introducing additives into the solution.

Going along with the processing technique, also the available techniques for material purification differ. Regarding that material purity is an essential benchmark for any semiconductor technology, vacuum gradient sublimation represents a particularly powerful technique yielding very high material purity, typically exceeding the purity achieved in large-scale wet-chemical processes. Since it implies the evaporation of the semiconductor material in vacuum, it is usually not accessible for materials used in solution processed solar cells, but readily available for materials used in vacuum deposited devices.

Commercial perspective

A discussion about commercially competitive technologies needs to cover both the physical and chemical basics of cell design and the implications for large-scale production. In this context, only an outline about some prominent points shall be given. At first sight, printing is the technologically more advanced technique and seems more feasible for large-scale application. However, it brings along a number of drawbacks and lacks some of the advantages of vacuum processed solar cells. These partially complementary advantages have made the two technologies progress in a very competitive way. In vacuum processing, especially the high achievable degree of accuracy in layer thickness allows for a more straight-forward transfer from laboratory scale to production facilities. The subsequent deposition of many material layers in one production line is “only” a technical challenge for the design of the production line, but it does not impose additional constraints on the chemical or physical design of the cell. Blending ratios of mixed films, which are an essential part of highly efficient organic solar cells, as well as doping concentrations can be finely controlled, and this way, complex multi-layer stacks can be directly realized. During the deposition, no solvents are required, which in solution processing imply additional toxicological risks and subsequent cost for exhaust treatment. These, in turn, have to be compared to the effort of vacuum generation for vacuum processing. In the recent years, scientific solutions for many of these challenges have been found and concepts for up-scaling are being discussed on every major conference in the field. For the further development, an essential decision line will be the scalability of cost, i.e. which efforts scale with the production volume, and which are independent.

In summary, solution processing profits from printing technology with its extremely broad technological basis of expertise. Vacuum deposition, on the other hand, certainly requires larger initial investment, but promises a large potential for cost reduction in upscaling and imposes fewer constraints on cell design, allowing for faster upscaling of high-efficiency solar cell designs.

Functioning

Organic materials – commonly known for plastic-like materials or textiles – are typically considered as particularly good insulators rather than materials for electronics. Although from a scientific perspective this statement is highly generalized, it visualizes one of the most fundamental challenges in organic electronics: the requirement for extremely short path lengths for electronic transport to achieve reasonably low Ohmic losses in spite of the comparably low conductivity of the materials.

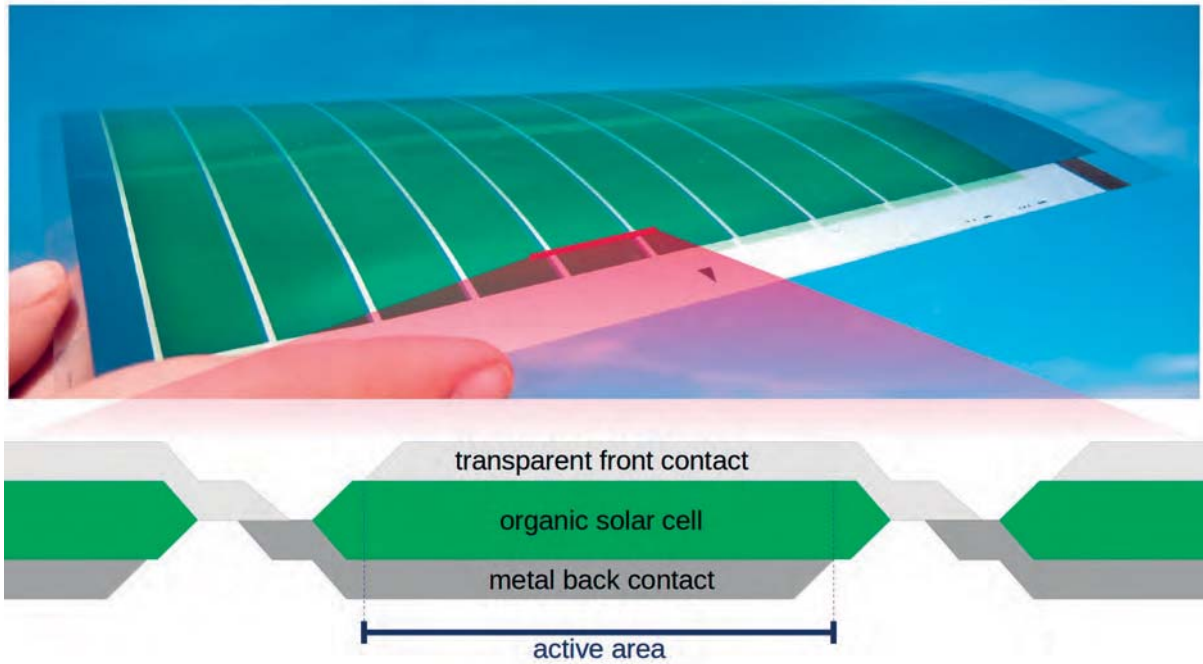


Fig. 3: Design of a module connecting stripe shaped organic solar cells in series. The scheme shows a cross-section through one of the cells (not to scale, substrate and encapsulation omitted). The real thicknesses are in the range of 100 nm, the stripe width in the range of 1 cm. In a semi-transparent module, the back contact is also made transparent. Photo (top) source: [1, Photographer Tom Baerwald, Berlin]

Device geometry

In organic solar cells, the required short transport lengths are realized by designing extremely thin thin-film devices³ between large-area contacts⁴ with the direction of current perpendicular to the surface. In the last decades, substantial progress has been achieved to improve the conductivity of organic semiconductors: Materials with strongly improved charge carrier mobilities are available, doping enhances the conductivity by several orders of magnitude, and especially for solar cell applications, the thickness limit can be partially compensated by the extremely strong light absorption of organic dyes. But the general limitation compared to inorganic semiconductors remains and the competition of the film thinness with other parameters is omnipresent in organic solar cell research.

Sandwiching the light absorbing layer between large-area contacts requires at least one of the contacts to be transparent towards the incoming light. This transparent contact – representing a field of research on its own – is characterized by the need for a simultaneous increase of optical transparency perpendicular to the substrate and lateral electrical conductivity parallel to the substrate. Today, the best results are typically achieved with solid indium tin oxide, fine metal networks, or thin metal layers.[3] Still, the residual resistance of all these solutions leads to electric losses scaling with the lateral size of a single solar cell. In large-area modules, this size limitation competes with the requirement for large active cell areas to minimize the relative share of unused area originating from the technologically required space between neighboring cells. The optimum geometry is typically a series of stripe-shaped solar cells next to each other with approximately one or few centimeters of stripe width, see Fig. 3.

3 on the scale of some tens or few hundreds of nanometers

4 on the scale of mm² to cm²

Electricity from sunlight

The aim of photovoltaic energy conversion is the photo-induced creation of electron-hole pairs, their spacial separation and selective extraction at the two contacts of the solar cell. The opposing loss mechanism is the recombination of such photo-created electrons and holes, leading to the dissipation of their energy as heat inside the solar cell instead of the energy being extracted in the form of a technically usable electric current and potential. The solar cell's power conversion efficiency is consequently obtained as $\eta = p_{\text{out}} / I_{\text{sun}}$.⁵

In the following paragraphs, the process of converting optical energy into electric energy is summarized along the lines of the main equation defining the achievable output power per area p_{out} of an illuminated solar cell:

$$p_{\text{out}} = j_{\text{MPP}} \cdot V_{\text{MPP}} = j_{\text{SC}} \cdot V_{\text{OC}} \cdot FF \quad (1)$$

In this equation, which is generally valid for solar cells, MPP denotes the “maximum power point”, i.e. the point on the current-voltage (j - V) characteristic of the cell, where their product is maximized.⁶ The functioning of an organic solar cell is discussed on the basis of the three fundamental figures of the j - V characteristic, given on the right-hand side of Equation (1), further detailing the output power: The short-circuit current density j_{SC} is the current density generated by the solar cell in short-circuit without an external resistance. In common cases it equals the photo-current density j_{ph} , i.e. the current density which is generated by the illumination by sunlight. The open-circuit voltage V_{OC} is the photo-voltage which is achieved by the solar cell when no external current is extracted. These figures j_{ph} and V_{OC} constitute the maximum separately achievable output current density and output voltage of the cell. The fill factor FF finally is the measure, how far the MPP is from these values. It is a number between 0% and 100%, indicating which share of j_{ph} and V_{OC} can be simultaneously generated and, thus, utilized from the photovoltaic energy conversion. In summary, to obtain an efficient solar cell, all these three figures need to be as high as possible: the photo-current, the photo-voltage, and the fill factor, each of them being a research task on its own, however, entangled among each other in various aspects.



Fig. 4: Solution processed organic photovoltaic module (top) and a transparent conductive substrate separately (bottom). Picture source: [2]

5 The illumination intensity which is used for standardized solar cell characterization is the AM1.5 spectrum, regarded as representative for a sunny midday in temperate climate, with an intensity of $I_{\text{sun}} \approx 100 \text{ mW/cm}^2$.

6 In this context, variables are defined in such a way that photo-current and photo-voltage are both positive.

Generation of photo-current

The basis for photo-current generation is the absorption of sunlight, which is realized by the organic dyes constituting the core of every solar cell. Very colorful organic dyes can have extremely high extinction coefficients $> 10^5/\text{cm}$ in specific wavelength regions, facilitating good absorption even in very thin layers below 100 nm thickness. Still, the development of dyes with improved absorption (absorption strength and wavelength range) is one of the currently very active research areas in the field of organic photovoltaics.

In an organic dye, the absorption of a photon leads to a molecular electronic excitation, i.e. an electron is lifted onto a previously unoccupied molecular orbital, while the molecule as a whole stays electrically neutral. Molecules are typically arranged amorphously, with a low degree of order, or in a micro-crystalline arrangement, though even in crystallites the weak binding between neighboring molecules usually does not allow the formation of electronic bands at room temperature. Therefore, the electronic structure of a molecule within the layer very much resembles that of a single molecule. The minimum energy for the optical excitation from an electron in the neutral ground state is roughly defined by the energetic distance between the highest occupied molecular orbital (HOMO) and the lowest unoccupied molecular orbital (LUMO) of the relaxed ground state of the molecule. These two orbitals, thus, represent the analog to the valence band and the conduction band in classic semiconductors. The excited molecule can now be regarded as a molecule with a missing electron, a hole, on the HOMO and an additional electron on the LUMO, i.e. as an electron-hole pair on the organic semiconductor molecule. This electron-hole pair, respectively excitation, can be transferred to neighboring molecules, giving it the nature of a quasi-particle, which in analogy to classic semiconductors is denominated as exciton.[4] For the generation of a photo-current, the pair needs to be split into an electron and a spatially independent hole. In classic inorganic solar cells, this separation is immediate, because the binding energy is below $k_B T$ at all relevant operating temperatures. Organic semiconductors, however, have a much smaller dielectric constant, which leads to exciton binding energies in the range of few hundred millielectronvolts, which is one order of magnitude larger than $k_B T$ at room temperature. This implies that an exciton is a quasi-stable state with a defined average lifetime, which eventually recombines through heat generation and is lost for electric power generation. However, an exciton has a certain diffusive mobility, leading to an average diffusion length, which is typically in the range of approximately 10 nm. This diffusion is utilized for photovoltaic energy conversion.

In order to split an exciton, a second dye is required, with a parallel offset in HOMO and LUMO energy levels compared to the first dye. The dye with lower energy levels is denoted as “acceptor”, the one with higher energy levels as “donor” (see Fig. 5b). If the exciton is initially situated on the donor⁷, the electron from the exciton can be transferred onto the acceptor. During this transition, the electron on the one hand requires energy to overcome the Coulomb binding with the hole. On the other hand, it simultaneously gains energy due to the energetic difference between the LUMO levels. This process is preferred if the final separated state is energetically favorable compared to the initial state, i.e. the LUMO offset is larger than or equal to the difference in binding energy between the two sites. If both figures coincide, the electron moves without energetic loss, if the energy offset is larger, the respective difference is lost as heat. The optimization of the energy levels of a couple of donor and acceptor dyes to facilitate efficient exciton splitting and minimize energy losses is another current research topic, which includes the detailed investigation of the electronic processes occurring during exciton splitting, which is today not yet well understood on a satisfactorily

⁷ The following discussion is analogously valid for an exciton on the acceptor, interchanging the roles of donor and acceptor as well as of electron and hole, etc..

generalizable level. After splitting of the exciton, the offset of the respective HOMO and LUMO energy levels between donor and acceptor leads to a spatial confinement of holes to the donor and electrons to the acceptor.

In a first-approach simplistic organic solar cell, donor and acceptor are deposited as two thin films on top of each other, constituting a “planar heterojunction” or “flat heterojunction”. As long as the film thicknesses are below the exciton diffusion length of typically several nanometers, most excitons reach the interface where they are directly split, charging the acceptor negatively and the donor positively, respectively, driving a photo-current if contacts are present. Despite the strong absorption of organic dyes, the mentioned thickness limit is typically not sufficient to absorb a large part of the incident light. On the other hand increasing the film thickness beyond the exciton diffusion length would only increase the absorption, but the majority of the additionally created excitons would not reach the donor-acceptor interface before recombining, and thus not contribute to the energy conversion.

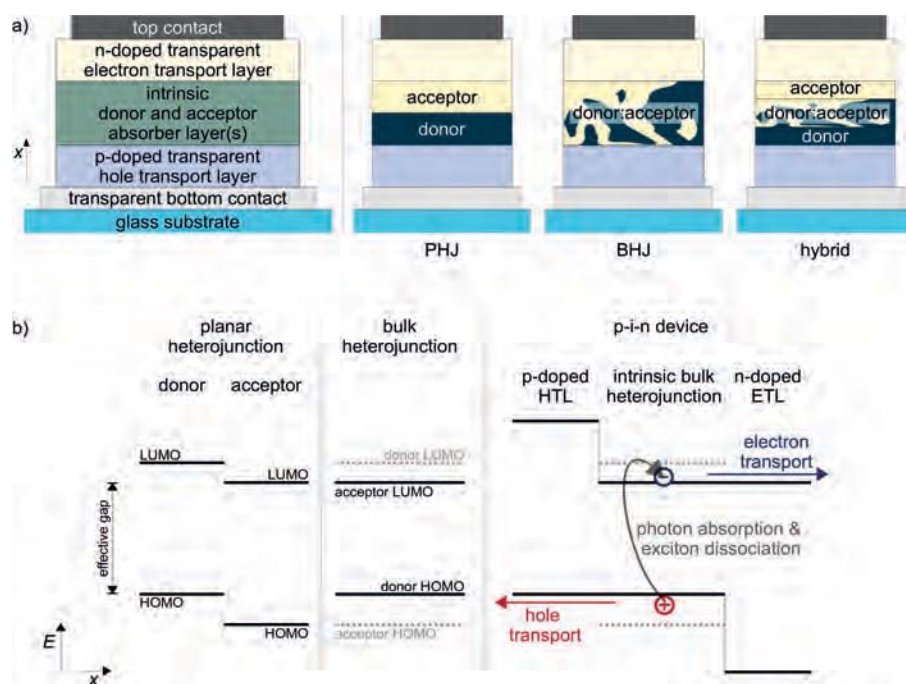


Fig. 5: a) Schematic stack sequence of a p-i-n solar cell (left) and realization of the absorber layers in planar heterojunction (PHJ), bulk heterojunction (BHJ), and hybrid geometry (from left to right). b) Simplified illustration of the energy levels (disregarding level bending and built-in field) in a PHJ, a BHJ, and a p-i-n solar cell based on a BHJ with transparent transport materials. The heterojunction could also be realized as PHJ or hybrid. Source: [5]

To overcome this thickness limit, the “bulk heterojunction” concept was introduced, where donor and acceptor are co-deposited as one mixed layer.[6] Due to different surface energies of the materials, they partially de-mix during film formation, leading to an interwoven percolation network of donor and acceptor domains. By fine control of the deposition parameters, the average size of these domains can be matched to a value which is in the range of the exciton diffusion length, constituting the optimum compromise between very small domains for efficient exciton separation and very large domains for an efficient transport of charges through the interwoven network to the contacts. Still, this transport along percolation paths limits the electric conductivity of the bulk and leads to a new – though larger – thickness limit for the blend layer, which is typically several tens of nanometers. This bulk heterojunction is a key concept to achieve reasonably high photo-current generation and is used in most organic solar cells today.

Optimization of the photo-current

To contact a bulk heterojunction for usage as a solar cell, simple sandwiching between metal contacts is not an efficient solution, because the bulk heterojunction does not contain a selectivity for extraction of electrons or holes on either side and is not able to drive a photo-current. Some selectivity can be introduced by using metal contacts with different work functions, however, this imposes a reduced limit for the achievable voltage as will be discussed below. Furthermore, the interface to a metal facilitates the immediate recombination of an exciton, i.e. a direct contact between the absorbing semiconductor and metal introduces an exciton sink which would be a major loss mechanism for energy conversion. To avoid the direct contact between the absorber material and the metal contact, additional spacer layers can be introduced, consisting usually of organic semiconductors with a larger gap between HOMO and LUMO compared to the donor and acceptor dyes. The larger gap has a twofold advantage: On the one hand, it makes the material transparent towards visible light, which is to be absorbed by donor and acceptor. On the other hand, excitons from the donor-acceptor system cannot be transferred to the spacer layer and are confined to the donor-acceptor system without introducing a recombination channel at the interface.

While spatially decoupling the donor-acceptor system from the metal contacts, the spacer layers need to allow the extraction of the photo-generated charge carriers from the donor-acceptor system to the metal contacts. For this reason, two different spacer materials are used at the two contacts: At one side, a hole transporting material is used, which has a HOMO equal to the HOMO of the donor dye, and at the other side an electron transporting material with a LUMO equal to the acceptor is placed. These transport layers now define the polarity of the solar cell: Due to the large HOMO-LUMO gap in the spacer materials, the electron transporting material constitutes an energetic barrier for hole extraction and consequently prevents holes to be extracted at this electrode, and vice versa. This way, the selectivity of the semiconductor system is directly restored and an ideal solar cell structure as suggested by Würfel [7] is realized. Besides their transparency, the main criterion for the quality of transport layers are their electronic properties, specifically their conductivity and the level alignment at the metal-semiconductor interface. Both are substantially improved by electric doping⁸, increasing the conductivity and leading to the formation of an energetically well-aligned low-resistance tunneling contact at the semiconductor-metal interface, analogous to classic semiconductors. [8, 9]

The solar cell design discussed up to now contains all essential elements required to build a highly efficient device, though some further optimization can be done to maximize the photo-current: The thickness of the cell is in the range of 100 nm, i.e. within the coherence length of sunlight (several hundred nm). The incident light entering the solar cell through the transparent contact is only partially absorbed in its first pass through the heterojunction. The remaining intensity is reflected at the back metal contact and interferes with the incoming light, forming a partially standing wave inside the solar cell. The maximum intensity of the optical field distribution is found at an optical distance of $\lambda/4$ from the back contact. The absorption and photo-current generation can, thus, be optimized by placing the bulk heterojunction exactly at this position, by means of adjusting the thickness of the transparent doped transport layer between the heterojunction and the back contact (see Fig. 6). The second transport layer can be similarly optimized with respect to partial reflection at the interface between the transparent top contact and the organic layers. Organic solar cells which are optimized to this level yield very high quantum efficiency values of 75% [11], i.e. 75% of

8 p-doping for the hole transport layer, n-doping for the electron transport layer

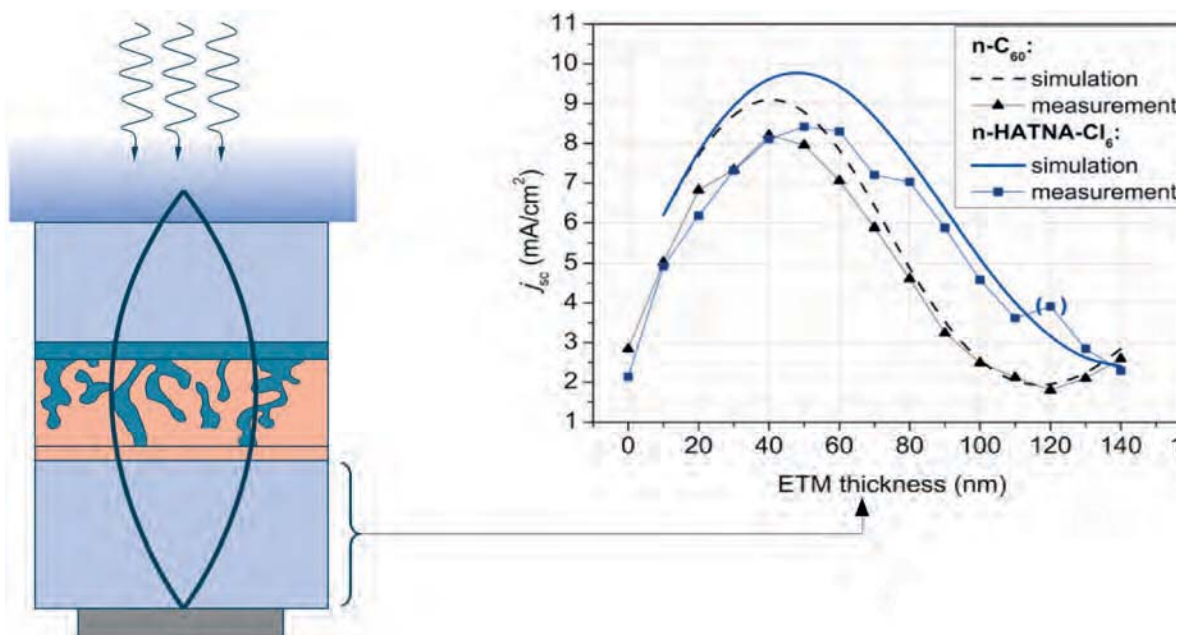


Fig: 6: Optimization of the thin-film optical interference of the back-electrode reflection. The short-circuit current density j_{SC} is measured in solar cells with varying thickness of the electron transport material (ETM). The j_{SC} is highest if the ETM thickness is adjusted to place the absorbing heterojunction at the field maximum of the standing wave pattern. Two different electron transport materials are investigated, n -doped C_{60} and n -doped HATNA- Cl_6 , and compared to optical simulation data. Picture (left) adapted from Christiane Falkenberg. Graph (right) reprinted with permission from [10], copyright 2011, AIP Publishing LLC.

the incoming photons in the respective spectral range are converted into electron-hole pairs and successfully extracted as short-circuit current. However, since most organic dyes have a rather narrow absorption peak with a typical width of 100 nm .. 200 nm, several complementarily absorbing dyes are required to cover the complete relevant range of the solar spectrum⁹ and reach high overall device efficiencies. Two dyes are already combined in every organic solar cell, the donor and the acceptor constituting the heterojunction. More dyes can be combined in multi-junction cells, which will be discussed below, or in novel cell architectures like cascade structures [12] or ternary blend systems [13], which are beyond the scope of this article.

In summary, an organic solar cell consists of the bulk heterojunction of absorbing donor and acceptor dyes, which is sandwiched between a p -doped hole transport layer and an n -doped electron transport layer, and this whole organic stack is placed between a reflecting back electrode and a transparent top electrode (see Fig. 5a). This whole stack consisting of rather soft and mechanically instable materials needs to be processed on and carried by a mechanically robust substrate, which is usually either glass or plastic foil, but can in principle be any material with a sufficiently smooth surface. The solar cell stack can be fabricated either on top of a substrate or at the back of a transparent substrate¹⁰. Especially in lab cells, the latter arrangement is the commonly used one, with the transparent electrode being the first layer to be deposited and the solar cell being illuminated through the substrate.

9 approximately 400 nm to 1200 nm, in multi-junction devices (see below) even wider

10 In the latter case, the technically correct term would be “superstrate”, but in agreement with large part of literature, we use the more commonly used term “substrate” here.

Photo-voltage

When a solar cell is operated at open circuit, the photo-generation of charge carriers leads to a positive charging of the donor and a negative charging of the acceptor, including the transport layers and electrodes. The increased charge density leads to an increased probability of electrons and holes in the donor-acceptor system to recombine back to the neutral state with their energy difference dissipating as heat. Understanding and reducing this charge recombination is today a particularly active and challenging area of research. The charge density dependent recombination rate leads to an equilibrium charge density where the photo-generation of charges equals the recombination. In terms of the Fermi levels of the semiconductors, the increased hole density is expressed as a shift of the holes' quasi-Fermi level on the donor towards its HOMO energy, and vice versa for electrons on the acceptor towards its LUMO energy. The difference between these quasi-Fermi levels is in the ideal case measured as the open-circuit voltage V_{OC} at the electrodes. Without spacer layers, the direct contact between the donor-acceptor system and the metal contacts limits V_{OC} to the difference of the work functions of the electrode materials. When the contacts, however, are decoupled from the active system by doped layers, the description illustrates that the positions of the quasi-Fermi levels only depend on the donor-acceptor system itself and that only the energetic difference between the donor's HOMO energy and the acceptor's LUMO energy constitutes the upper limit for V_{OC} [14]. This difference is termed the “effective gap”, since it plays a similar role like the band gap in inorganic photovoltaics. In current research, the adjustment of the relative energy levels of donor and acceptor by minor chemical modifications allows to increase the effective gap within certain limitations without essentially changing the absorption of the dyes and is thereby an interesting handle to optimize the cell voltage and in consequence the device efficiency.[15, 16]

The fill factor

Finally, the fill factor FF is the third factor in Equation (1) determining the solar cell efficiency. While j_{SC} and V_{OC} constitute the upper limits of photo-current and photo-voltage achievable in a specific device at a given illumination intensity, neither the short-circuit nor the open-circuit case allow the extraction of electrical energy from the solar cell. Energy extraction is only possible in a situation where voltage and current are simultaneously generated, and the FF illustrates which share of $j_{SC} \cdot V_{OC}$ remains as electrically usable energy at the maximum power point. It is, thus, directly related to the charge density dependence of the recombination process, which is expressed as the ideality factor of the solar cell. Furthermore, a number of non-idealities of the cell can lead to a further reduction of the FF : e.g. parasitic Ohmic losses (typically illustrated in terms of series or parallel resistors), a non-optimized built-in field, energy level misalignment between the donor-acceptor system and the transport layers, limited electric conductivity of the active layers, or charge density gradients within the donor-acceptor system, which are often a secondary effect of the previous ones. Many of the listed effects reducing the FF are especially detrimental at high current density, as is understandable considering, for example, the limited conductivity of organic semiconductors and the transparent electrode. Tandem and multi-junction devices can reduce these losses due to their advantageous serial connection, where only the cell voltage is added, but not the current density.

Tandem and multi-junction devices

A particularly attractive possibility to improve the performance of organic solar cells is the possibility to easily fabricate tandem or multi-junction devices.[19] In contrast to inorganic photovoltaics, where a cell is typically made from a monolithic block, the layer-by-layer

deposition allows for the easy and straight-forward implementation of such devices. In a tandem solar cell, two complete organic solar cells, termed sub-cells, are fabricated directly on top of each other without an additional electrode in between.¹¹ The sub-cells are connected in series, i.e. their efficiencies add up in terms of their voltages while the overall current density is the same as in each sub-cell. This way, the Ohmic thickness limit of the heterojunction can be compensated, and the absorption of the two sub-cells enables a more efficient absorption and photo-conversion of light, while Ohmic losses stay small.[11] Beyond homo-tandem device, where the same active materials are used in both sub-cells, hetero-tandem devices further exploit the potential of organic solar cells: By combining different absorber molecules in the sub-cells, larger parts of the solar spectrum can be harvested, compensating for the narrow absorption spectrum of organic dyes.[16] Furthermore, the sub-cell absorbing in the shorter-wavelength region of the sun spectrum can be designed to yield a higher voltage, which is not possible in a cell with a long-wavelength absorber limiting the size of the effective gap. The design is furthermore not limited to two sub-cells, but also multi-layer stacks with three or more sub-cells are possible. This way, the advantages of the homo- and the hetero-tandem concept can be combined to specifically exploit the advantages and compensate the drawbacks of each used dye.

Current state and outlook

The highest efficiency achieved with organic solar cells is currently 12%, demonstrated by Heliatek with an undisclosed multi-junction device stack.[1] This value is especially remarkable, because it was achieved with a cell with $> 1 \text{ cm}^2$ active area and with a stack which is producible on a suitable roll-to-roll machine. Supporting the relevance of this value, comparisons on the basis of currently produced modules show that in vacuum deposition technology, the difference between the efficiency of a batch-to-batch and a roll-to-roll produced module can be small. The history of efficiency records shown in Fig. 7 illustrates the rapid progress achieved in organic photovoltaics over the last few decades.

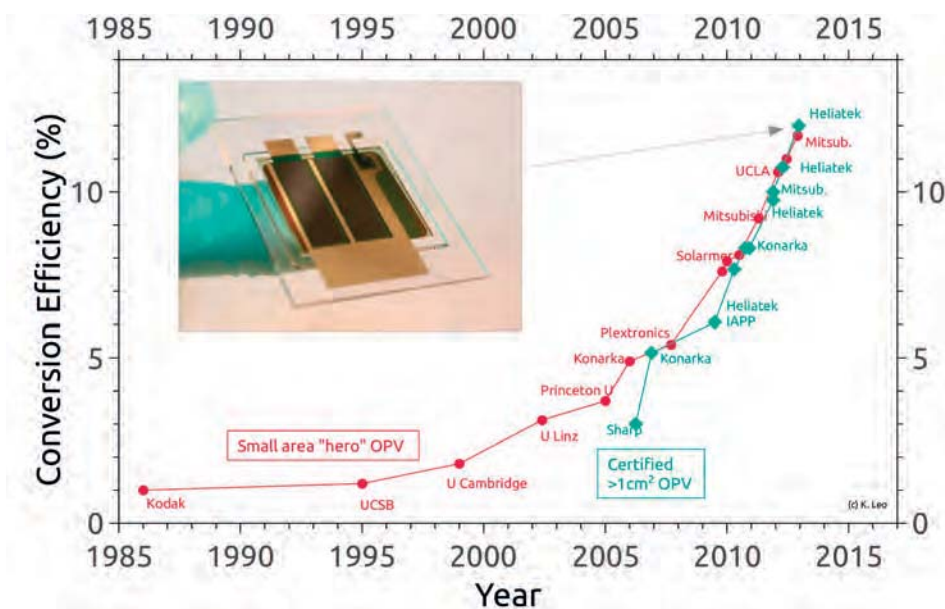


Fig. 7: History of record values in organic photovoltaics. Inset: Record device by Heliatek in cooperation with IAPP (TU Dresden).

Graph source: [17] Photo source: [1, Photographer Jürgen Lösel, Dresden]

11 Among other concepts, the direct contact between a p- and an n-doped layer realizes an efficient conversion contact.[18]

O-factor

For comparing organic and inorganic solar cells, the direct comparison of the module efficiency is not sufficient: In applications, solar cells rarely operate at room temperature and under the standardized AM1.5 spectrum with perpendicular full midday sun illumination. Variations in temperature, illumination intensity, angle, etc. are omnipresent though site-specific. They can have a major influence on the device performance, and the quality of this influence is substantially different between organic and inorganic solar cells. The most obvious difference is that the efficiency of organic solar cells typically has a positive or no temperature gradient, while inorganic solar cells have a negative efficiency gradient towards increasing temperature. Also the low-light behavior of organic solar cells is advantageous with the device efficiency increasing at reduced illumination intensity. These differences are reflected by the observation that an organic module with the same nominal output power as its inorganic counterpart produces up to 15% to 20% more energy over the course of a year when installed in central Europe. This difference, termed the “O-factor”, needs to be kept in mind when comparing efficiency values of different solar cell technologies measured at standard reporting conditions.

Outlook

Several years ago, a series of initial demonstrator consumer products¹² with limited practical benefit, but aiming at technology enthusiasts and early adopters, was the initial step of organic photovoltaics into a commercial environment. After the insolvency of their manufacturer Konarka, who made the first large attempt to commercially up-scale organic photovoltaics, parts of the company are now being re-established in Nürnberg, Germany under the brand name Solarte, focusing continuously on solution processing. During the same period, the company Heliatek, based in Dresden and Ulm, Germany, has not entered the market but focused on improving and upscaling their cells and production tools, fabricating their cells exclusively with vacuum deposition technology. Today, both companies are regularly establishing lighthouse applications, which are mostly building integrated installations in facades or on rooftops. These applications demonstrate the unique applications implementable with organic photovoltaics, e.g. partially transparent roofs or vertical facades with improved specific energy harvesting. Especially the advantageous low-light behavior makes them attractive for installations at facades and on roof surfaces which are not in an optimally inclined southward direction. Thanks to the time characteristics of such installations, they support the stability of a continuous energy supply over the electricity grid. The flexibility of the cells during manufacturing is furthermore exploited in demonstrators for mobile applications, e.g. in parts of a car body, which are directly coated with photovoltaic films. Future applications might include the installation of solar foil on light building structures, which are not rigid enough to support heavy modules including their mechanical support, covering various materials for miscellaneous mobile, indoor, and outdoor applications with solar cells, or even ideas like energy self-sufficient air domes (see Fig. 8).



Fig. 8: Concept for an energy self-sufficient air dome. Picture source: [1]

12 e.g. the “energy sun bag” by Neuber's, based on Konarka modules

In summary, the progress of organic photovoltaics promises that in future organic solar cells might be found in places where we have not thought about photovoltaics yet.

Further reading

General introduction to organic electronics (German and English) at Organic Electronics Saxony:

www.oes-net.de/de/organische-elektronik | www.oes-net.de/en/organic-electronic

Organic Semiconductor World: Physical basics, research groups, conferences, companies:
www.orgworld.de

OSA direct: up-to-date news about organic electronics: www.osadirect.com

Organic and Printed Electronics Association: www.oe-a.org

References

- [1] Heliatek, www.heliatek.com (2015)
- [2] InfinityPV, www.infinitypv.com (2015)
- [3] S. Schubert, J. Meiss, L. Müller-Meskamp, K. Leo; *Advanced Energy Materials* 3, 4 p. 438 (2013) DOI: 10.1002/aenm.201200903
- [4] E. Silinsh, H. Inokuchi; *Chemical Physics* 149, 3 p. 373 (1991) DOI: 10.1016/0301-0104(91)90037-T
- [5] J. Widmer, Charge transport and energy levels in organic semiconductors, PhD thesis, TU Dresden (2014) <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-154918>
- [6] M. Hiramoto, H. Fujiwara, M. Yokoyama; *Applied Physics Letters* 58, 10 p. 1062 (1991) DOI: 10.1063/1.104423
- [7] P. Würfel, *Physik der Solarzellen* (2000) ISBN: 978-3-8274-0598-2
- [8] M. Pfeiffer, A. Beyer, T. Fritz, K. Leo; *Applied Physics Letters* 73, 22 p. 3202 (1998) DOI: 10.1063/1.122718
- [9] B. Lüssem, M. Riede, K. Leo; *Physica Status Solidi (A)* 210, 1 p. 9 (2013) DOI: 10.1002/pssa.201228310
- [10] C. Falkenberg, K. Leo, M. K. Riede; *Journal of Applied Physics* 110, 12 p. 124509 (2011) DOI: 10.1063/1.3664828
- [11] R. Meerheim, C. Körner, K. Leo; *Applied Physics Letters* 105, 6 p. 063306 (2014) DOI: 10.1063/1.4893012
- [12] K. Cnops, B. P. Rand, D. Cheyns, P. Heremans; *Applied Physics Letters* 101, 14 p. 143301 (2012) DOI: 10.1063/1.4757575
- [13] J. Min, T. Ameri, R. Gresser, M. Lorenz-Rothe, D. Baran, A. Troeger, V. Sgobba, K. Leo, M. Riede, D. M. Guldi, C. J. Brabec; *Applied Materials and Interfaces* 5, 12 p. 5609 (2013) DOI: 10.1021/am400923b
- [14] J. Widmer, M. Tietze, K. Leo, M. Riede; *Advanced Functional Materials* 23, 46 p. 5814 (2013) DOI: 10.1002/adfm.201301048
- [15] H. Brinkmann, C. Kelting, S. Makarov, O. Tsaryova, G. Schnurpfeil, D. Wöhrle, D. Schlettwein; *Physica Status Solidi (A)* 205, 3 p. 409 (2008) DOI: 10.1002/pssa.200723391
- [16] M. Riede, C. Urich, J. Widmer, R. Timmreck, D. Wynands, G. Schwartz, W. Gnehr, D. Hildebrandt, A. Weiss, J. Hwang, S. Sundarraj, P. Erk, M. Pfeiffer, K. Leo; *Advanced Functional Materials* 21, 16 p. 3019 (2011) DOI: 10.1002/adfm.201002760

- [17] OrgWorld, www.orgworld.de/?Record_Charts (2015)
- [18] R. Timmreck, S. Olthof, K. Leo, M. K. Riede; *Journal of Applied Physics* 108, 3 p. 033108 (2010) DOI: 10.1063/1.3467786
- [19] T. Ameri, G. Dennler, C. Lungenschmied, C. J. Brabec; *Energy & Environmental Science* 2, 4 p. 347 (2009) DOI: 10.1039/b817952b

Dr. Johannes Widmer, Dr. Christian Koerner, and Prof. Dr. Karl Leo
Institut für Angewandte Photophysik (IAPP),
Technische Universität Dresden, Germany
George-Bähr-Straße 1
D-01069 Dresden

Concepts for Cost Reduction in CSP Power Plants

Robert Pitz-Paal, Stefano Giuliano, Michael Wittmann
DLR; Institute of Solar Research, Köln

Abstract

In solar thermal power plants concentrating collectors are used to provide the high-temperature heat for the power plant. There are a number of different concepts available in which the heat transfer fluid is either directly used in the power plant cycle (e.g. water vapor), or alternatively a secondary cycle with a different fluid (e.g. thermal oil) is used to collect the solar energy. To date, especially parabolic trough systems that use synthetic thermal oil as heat transfer medium are the dominant technology in the market. However alternative approaches that use other concentrator geometries (like central receiver tower power plants) and /or alternative heat transfer fluids are increasingly showing up. The lecture introduces two different concepts that use molten salt as heat transfer as well as storage medium. Technological strengths and weaknesses as well as expectations with respect to efficiency and cost are discussed.

1. Introduction to CSP Technology

Concentrating Solar Thermal Power (CSP) systems use high temperature heat from concentrating solar collectors to generate power in a conventional power cycle instead of - or in addition to - burning fossil fuel. Only direct radiation can be concentrated in optical systems. In order to achieve significant concentration factors sun-tracking is required during the day, involving a certain amount of maintenance. Therefore, the concept is most suitable for centralized power production, where maintenance can be performed efficiently, and in

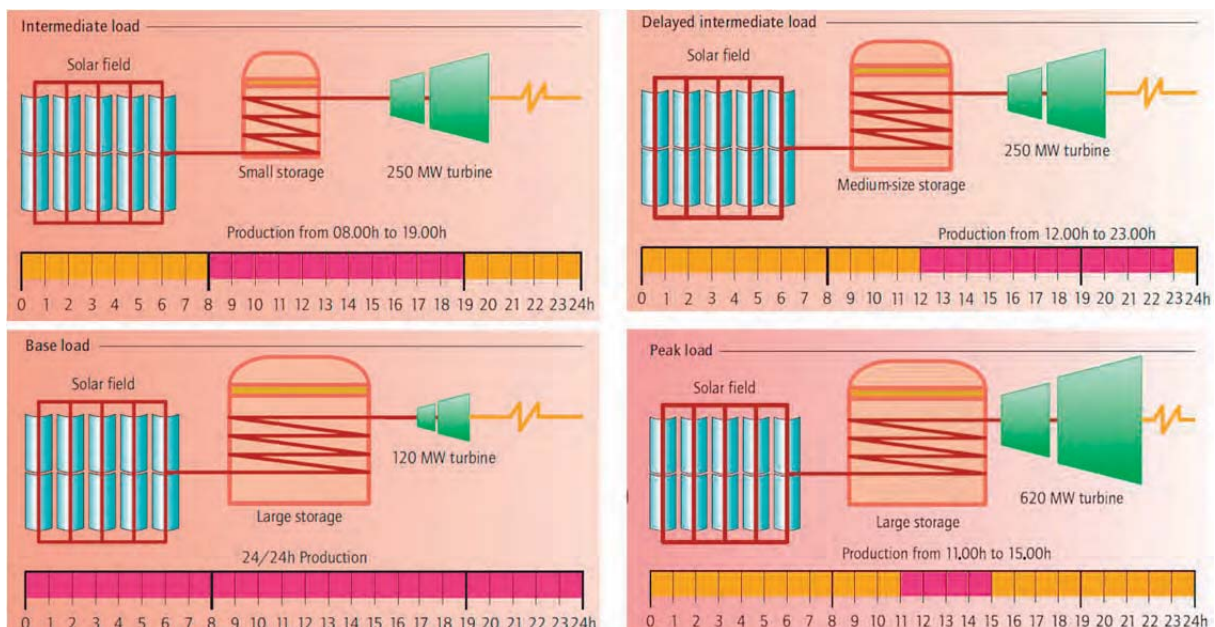


Fig. 1: Design options for CSP Technology with thermal storage [IEA]

areas with high direct solar radiation levels. The benefit of this technology option compared to the utilization of photovoltaic cells that convert solar radiation to electricity directly is that the high temperature heat can be easily stored by putting the heat transfer fluid in large

containers so that the electricity generation can be effectively shifted and performed during high demand times. In particular if high shares of intermittent renewable electricity (by wind and PV) are integrated into the electricity grid part of the input may be curtailed as it does not match the demand so that a shift of the production is desired. In contrast to electric storage, where the inclusion of storage capacity always leads to higher investments and higher electricity prices, CSP systems with storage are potentially cheaper than CSP systems without storage. This becomes clear when comparing a solar power plant without storage of e.g. 100 MW_{el} capacity that is operated approx. 2000 equivalent full-load hours per year at a typical site to a system with half the capacity (50 MW_{el}) but the same size solar field and a suitable thermal energy storage. In this case the smaller power block is used for 4000 equivalent full load hours so that both systems can produce the same amount of electricity per year. Assuming low storage costs, the investment in the second system could potentially be lower than the no-storage design. In addition the power could be sold more flexibly at times of high revenue rates. The relative size of storage, collector field and turbine is used to match the power output of the system for different load situations as illustrated in Fig. 1.

In the next section of this paper, state of the art of solar thermal power systems that is based on parabolic trough technology using thermal oil as heat transfer fluid is summarized. It covers today more than 85% of all commercial installations. In this concept, the integration of thermal storage is done through heat exchange with a separate fluid cycle using molten salt as storage media. Future efficiency increase and cost reduction is anticipated if the salt would also be used directly as heat transfer fluid. This concept has been used in first commercial installations in solar tower designs as discussed in subsequent section. Also the replacement of the thermal oil in parabolic trough with molten salt is under consideration in current research and demonstration projects. Challenges und benefits are discussed accordingly.

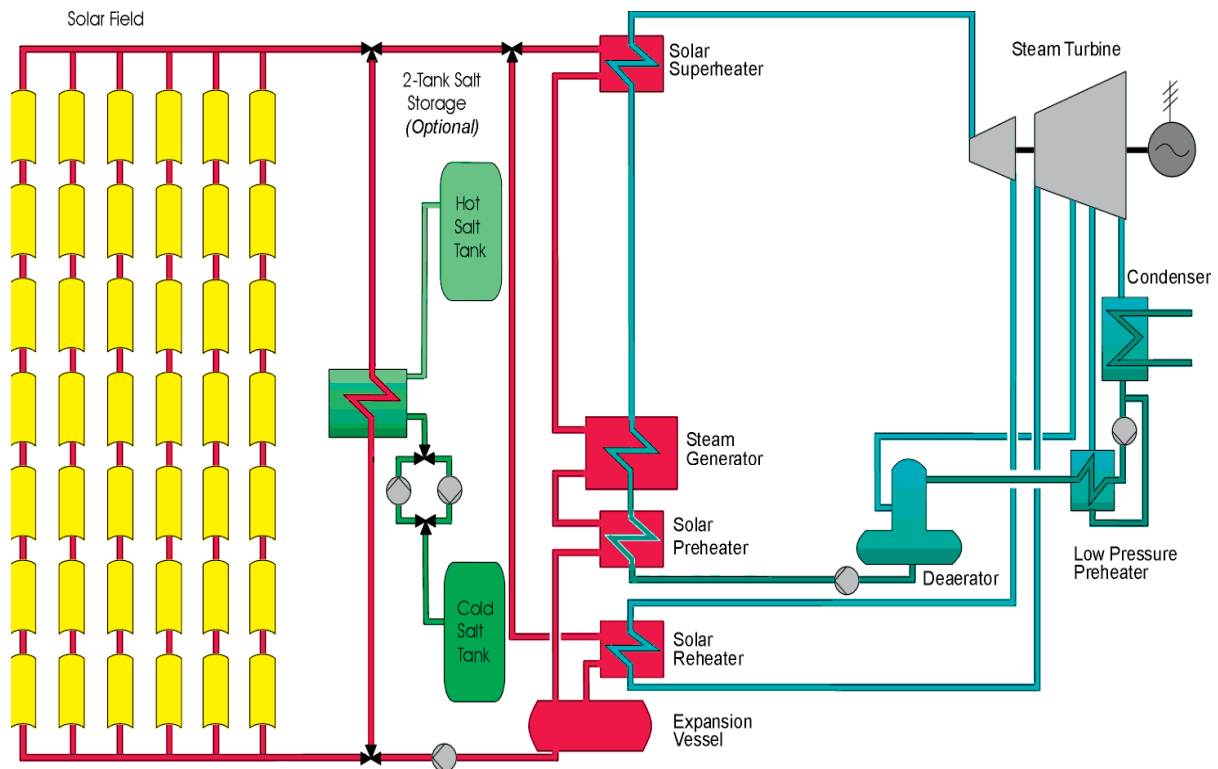


Fig. 2: Schematic of a parabolic trough power plant integrated into a steam power cycle using thermal oil as secondary heat transfer fluid and a two tank molten salt storage

Technology

Most of today's commercial CSP power plants ($>3 \text{ GW}_e$) are based on the design of the ANDASOL parabolic trough power plant (see Fig. 2) that was put in operation in Spain in November 2008. The plant design integrates three different fluid cycles: a eutectic mixture of 73.5 % diphenyl oxide and 26.5 % biphenyl is used as heat transfer fluid in the collector field. It is operated between 290° and 390°C (that is also the upper temperature limit of that thermal oil) and provides the collected heat through heat exchangers either to the thermal storage cycle or to the power cycle. The latter uses water steam like in conventional power plants whereas a eutectic mixture of KNO_3 and NaNO_3 is used as storage medium that is operated almost in the same temperature range as the collector fluid. It is selected as it is about 4 times cheaper than the thermal oil. The salt is contained in two tanks, one on a lower temperature of about 290°C and after being heated up in the heat exchanger in a hot tank at almost 390°C . The salt mixture material is available extensively in nature (mining) and used also as fertilizer with a capacity of many 100 of thousands of tons per year. As it freezes at 238°C it needs to be kept above significantly that temperature during the lifetime of the power plant. The storage density of such a system is approximately $78 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^3$ or $42 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{t}$. To provide a 100 MW_e trough power plant with a 6 hour of storage capacity about 38,000 t of salt are required. The largest commercial installation that uses such a storage system was put in operation in October 2013. It is the 280 MW_e Solana plant in Arizona (US) equipped with a 6 hours storage equivalent to $4,400 \text{ MWh}_{\text{th}}$ of storage capacity distributed in 6 pairs of tanks of hot and cold salt each about 38 m in diameter and 14 m high. The heat losses of such tanks are significantly below 3% of the energy throughput and even two weeks of interruption does not require active heating for freezing protection of the storage tanks. Heat exchangers, pumps valves and piping need to be equipped with electrical trace heating to avoid freezing problems during start-up.

Such a power plant concept can achieve annual gross solar-to-electric efficiency figures of up to 16%.

3. Concepts for Cost Reduction

The current concept has a number of limitations in terms of power plant efficiency and storage density that lead to the development of alternative designs. First, the synthetic oil heat transfer is rather expensive and limited in temperature to approximately 400°C . This limits on the one hand the potential life steam conditions in the power block and thus the efficiency of the power cycle to values below those of fossil fuel driven steam power plants. Second it limits the amount of heat that can be stored in the salt as it depends on the temperature difference between hot and cold tank. Steam has been investigated as alternative heat transfer fluid that is also used in the power cycle; however the integration into a storage system is difficult as the phase change characteristics of the steam during evaporation leads to a temperature profile that does not correspond to the sensible heating of the salt mixture. Using salt also as heat transfer fluid may overcome many of the limitations as the operation temperature of the salt can be extended to 550°C which is a more typical operation temperature of conventional steam cycle power plants. Such a replacement would also avoid the expensive thermal oil cycle. The challenge, however, is to avoid freezing of the salt in the extended collector field in any circumstance. This is addressed in two different concepts that are discussed in the following.

3.1. Molten Salt Power Tower

In solar tower systems a field of individually tracked mirrors (heliostats) concentrates the solar radiation on a heat exchanger located on top of a central tower. In such a point-focus

arrangement higher concentration factors (≈ 1000) can be archived compared to parabolic trough technology (≈ 100) that generates a line-focus. The collection of the energy is not performed by an extended piping circuit of more than 100 km length (including the parabolic trough receiver tubes) like in a parabolic trough field but rather by transferring the “radiation energy” to a central location limiting the piping length to a couple of 100 m necessary to transport the heat transfer fluid from the top of the tower to the storage and steam generator system located on the ground (see Fig. 3). The arrangement has the benefit that gravity supports the draining of the complete salt fluid back to the storage tanks during times where operation is not foreseen (e.g. overnight) which reduces the auxiliary electric power requirements to trace heat the piping in order to avoid freezing, in the case that molten salt is used as heat transfer and storage fluid. However, such arrangement also shows some significant drawbacks: A liquid salt column of 100 m equals 19 bar pressure. As the tower in a commercial solar system is typically more than 150 m tall and the pressure in the storage tanks at the ground level should be kept close to atmospheric pressure to limit its construction cost, the salt circulation system cannot be designed as a closed circuit in which only friction losses need to be overcome by the pump. In an open cycle the energy required to lift the salt to the tower top needs also to be invested.

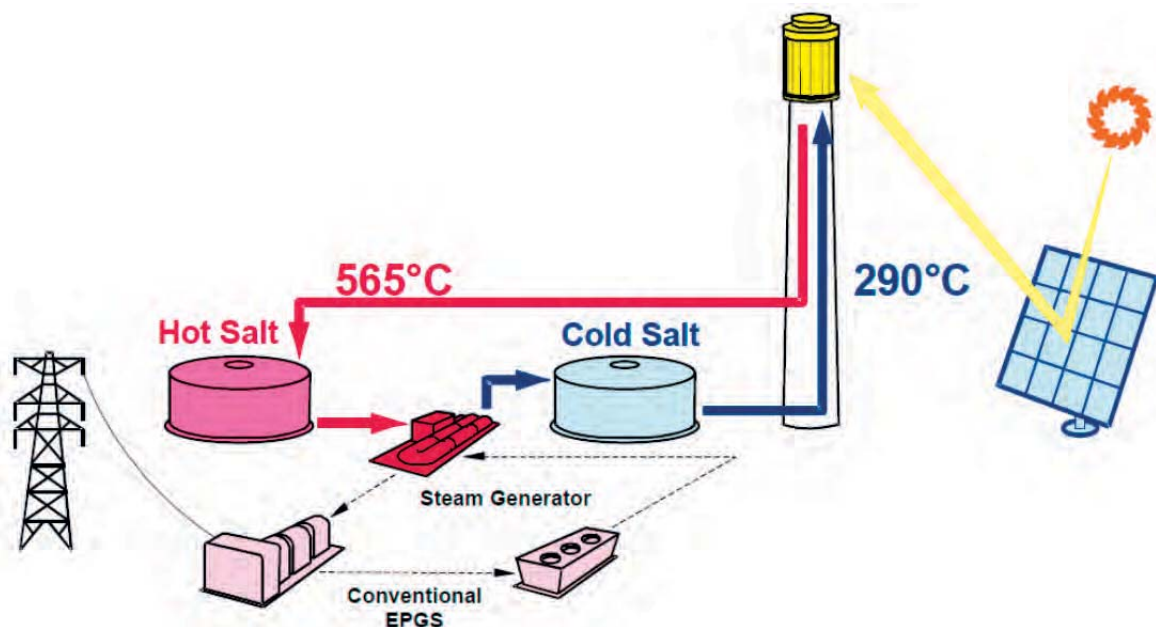


Fig. 3: Schematic of a Solar Tower Systems using salt as heat transfer and storage fluid integrated into a steam cycle power plant [4]

For the temperatures given in Fig. 3 each kilogramme of salt carries 416 kJ of thermal energy out of which approximately 166 kJ of electricity will be produced. To lift up the salt a 200 m tall tower with an annual average pump efficiency of 50% -60% [18] almost 2% of this electricity is required just to overcome the gravity. In particular challenging is the start-up of a drained receiver heat exchanger. Such a receiver consists of several irradiated panels that are connected in series. The fluid is first brought to the tower top to electrically preheated vessels (see Fig. 4 left). The header of each panel is also insulated and equipped with radiant heaters for preheating. The panel itself is heated up by concentrated radiation of the heliostat field starting with small number of heliostats and a low flow rate. Special experience is needed on the one hand side to avoid a freezing by too cold piping and on the other to limit material stresses by adjustment of the temperature gradients.

In Fig. 5 the overall effectiveness of such a system has been analyzed theoretically on an annual base. Approximately 57% of the solar energy on the heliostat field is collected as useful heat in the salt. Heat losses of the tanks as well as trace heating requirements are very small whereas pumping requirements of the salt, power block and condenser are the major auxiliary demand. Overall net efficiency of almost 17% is expected to be achievable by such a concept.

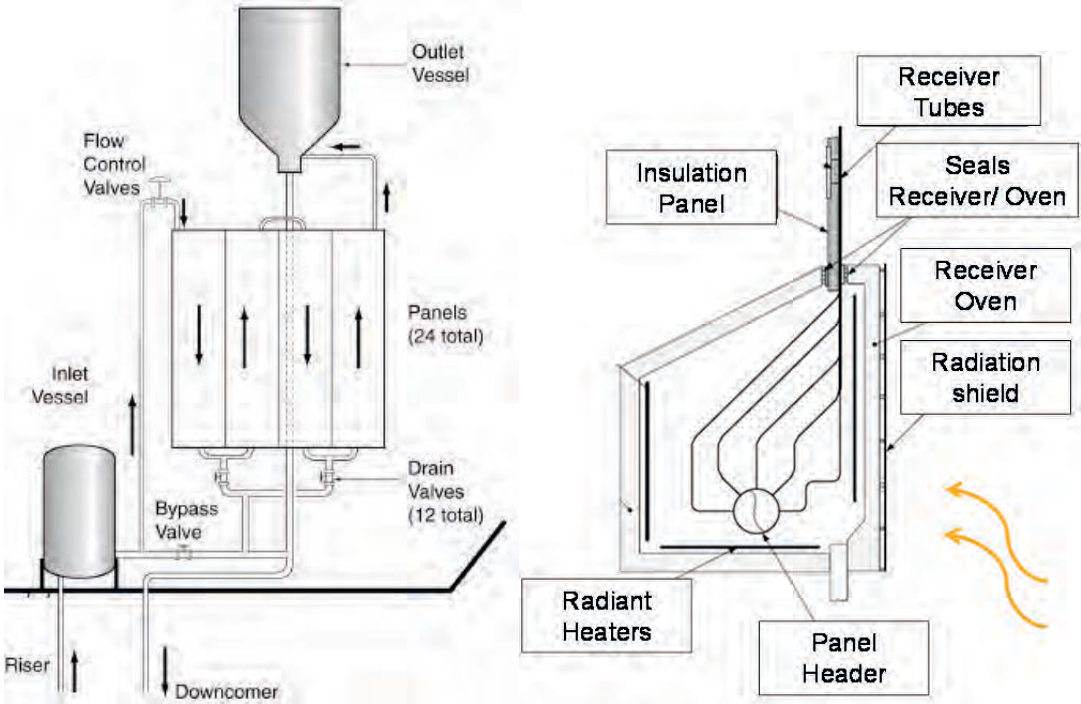


Fig. 4: Design of a Molten Salt Receiver System (left Receiver overview[16]; right details on trace heating[17])

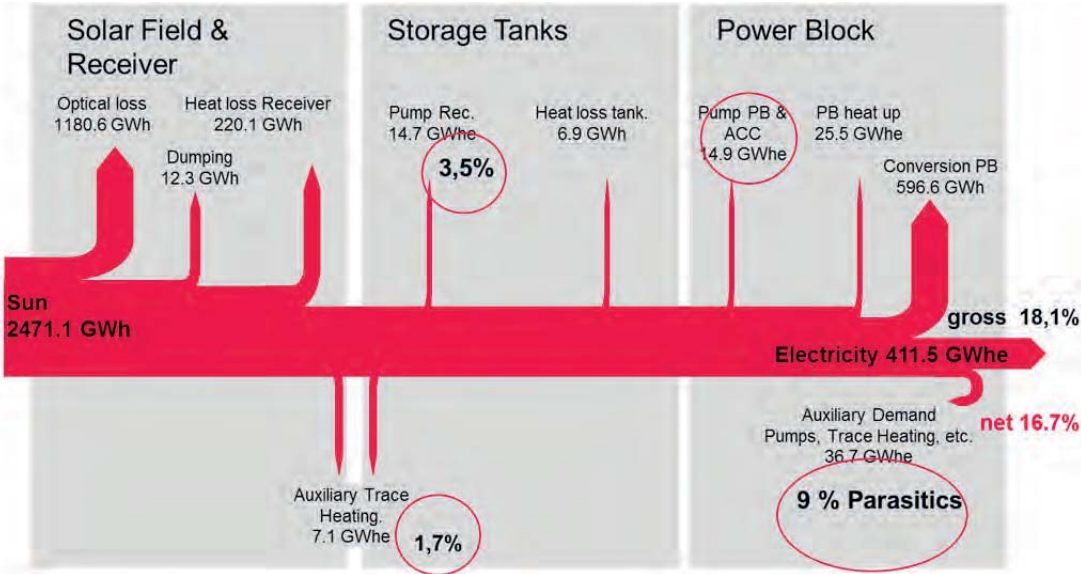


Fig. 5: Exemplary Sankey Diagram for power tower system using molten salt heat transfer and storage fluid.

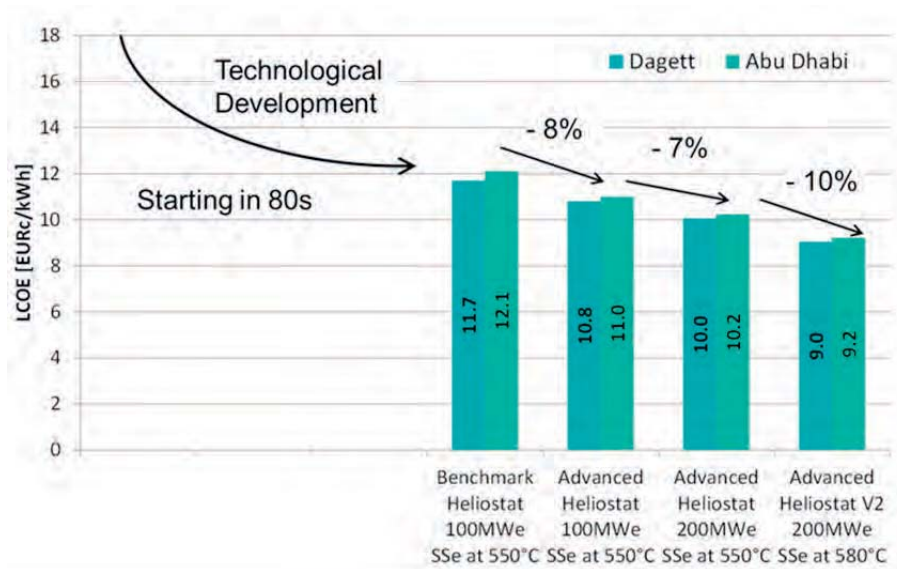


Fig. 6: Cost reduction potential for future power tower systems using molten salt (Data from [1] and own calculations)

The levelized cost of electricity for such a system of 100 MWe power is estimated to be around 12€cents/kWh. Further cost reduction is particularly envisaged by mass production of the heliostat field as well as of scaling of the power plant to 200 MW. Also the operation at slightly increased temperatures of 580°C together with a further advanced heliostat design may give a further 10% reduction reaching a level of about 9 €cent/kWh if corrosion challenges aspects can be handled without major cost increase (Fig. 6). The technology has been developed already during the end of last century in a number of research and pilot projects as listed in table 1. The implementation of the commercial projects as listed in table 2 started just recently and will prove in the next couple of years whether such expectations can be met.



	MSEE (1985)	Thémis (1983-1986)	Solar Two (1996-1999)
Site	Albuquerque (New Mexico)	Targassonne (Frankreich)	Daggett (California)
Design	Martin Marietta	CNIM	Rocketdyne
HTF	Solar Salt	Hitec	Solar Salt
Receiver type	Cavity	Cavity	External
Thermal power	5 MW _{th}	9 MW _{th}	42.2 MW _{th}
Electrical power	0.75 MW _{el}	2 MW _{el}	10 MW _{el}

Table 1: Research and demonstration projects using molten salt tower technology [2-4]



	Gemasolar	Crescent Dunes	Cerro Dominador	Supcon Solar
Status	In Operation	In Construction	In Construction	In Construction
Site	Sevilla, Spain	Tonopah, Nevada	Calama, Chile	Delingha, China
Design	SENER/CIEMAT	SolarReserve	Abengoa	Supcon Solar
HTF	Solar Salt	Solar Salt	Molten Salt	Molten Salt
Receiver type	External	External	External	External
Thermal power	120 MW _{th}	560 MW _{th}	not public	not public
Storage capacity	15 h	15 h	18 h	2.5 h
Electrical power	20 MW _{el}	110 MW _{el}	110 MW _{el}	50 MW _{el}

Table 2: Commercial projects using molten salt tower technology [14, 15]

3.2. Parabolic Trough with molten salt heat transfer fluids

The concept has been transferred also to the parabolic trough system (Fig. 7). In this case the molten salt needs to be circulated through the whole collector field (>100 km of piping) and a complete draining of the systems (e.g. overnight) does not seem to be an attractive option. In order to prevent the salt from freezing in the absorber tubes a continuing recirculation is foreseen using salt from the cold tank and redirecting it back to the cold tank. Any drop in temperature of the cold tank will be compensated by small amounts of solar-heated molten salt from the hot tank. Once the hot tank is empty the heat will be provided by the auxiliary heater. Typically the auxiliary heater is not used after a sunny day. As molten salt always circulates through the solar field, it requires energy for pumping. The additionally installed electric heating devices are only installed for emergency cases and will not be used in a regular operation of the plant.

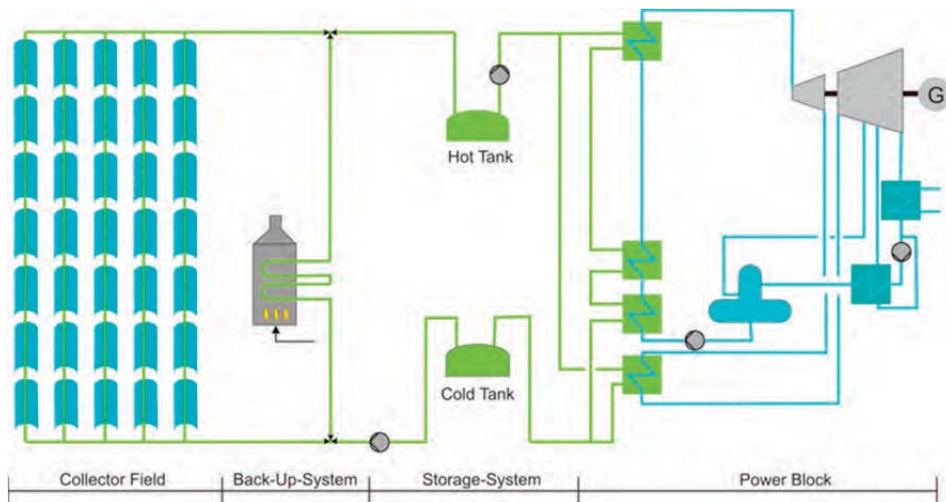


Fig. 7: Schematic of a parabolic trough power plant integrated into a steam power cycle using molten salt directly as heat transfer fluid and storage fluid (recirculation piping for night operation not shown in this figure)

The freezing temperature of the salt significantly influences the amount energy required, so that different salt mixtures with lower freezing temperatures are also under consideration to be used in parabolic trough systems. Two potential ternary salt mixtures are listed in table 3. Their freezing temperature are around 150°C, however the upper temperature that can be exploited is also lower than the upper temperature of the reference binary salt NaK-NO₃. The cost of the Li-based ternary salt mixture is significantly higher, so that one option could be to use it only as heat transfer fluid and keep to the reference salt in the storage, however adding costs for additional heat exchangers. Another important factor influencing the amount of energy for the recirculation is the amount of solar radiation available, as in times where the sun shines no additional effort for recirculation is required. In Fig. 8, the amount of hours (anti-freeze) that need support from the storage or fossil fuel heating are shown for two different sites (e.g. different solar radiation) and different heat transfer fluids. Under favorable conditions, new salt mixture limit the amount of fossil fuel energy required for anti-freezing drastically [10].

<i>Salt Mixtures</i>	<i>Decomposition Temperature</i>	<i>Freezing Temperature</i>
<i>NaK-NO₃</i>	<i>>550°C</i>	<i>238°C @ 60/40 Mixture</i>
<i>NaKCa-NO₃</i>	<i><500°C</i>	<i>~150°C</i>
<i>NaKLi-NO₃</i>	<i>~530°C</i>	<i>~140°C</i>

Table 3: Properties of different molten salt mixtures [5,7,9]

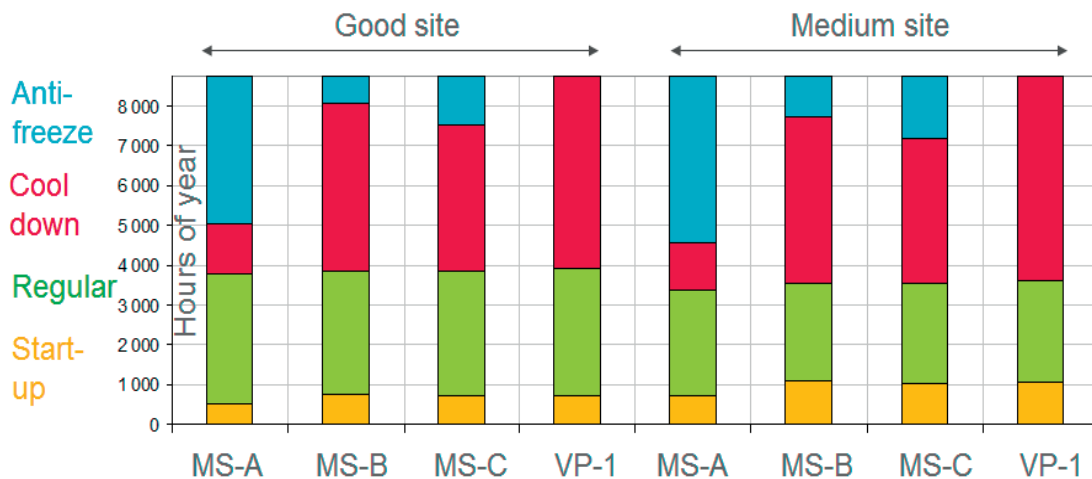


Fig. 8: Number of Hours in different operation regimes in a parabolic trough power plant using molten salt or thermal oil as heat transfer fluid (A=NaK-NO₃; B=NaKCa-NO₃; C=NaKLi-NO₃; VP1 = Thermal Oil)

In Fig. 9 the overall effectiveness of such a system has been analyzed theoretically. Approximately 60% of the solar energy on the solar field is collected as useful heat in the salt. Heat losses of the tanks and pumping requirements of the salt, power block are relatively small, whereas auxiliary heating requires additional fossil fuel supplying additional 2.5% of thermal energy to the solar heated salted content to avoid freezing. An overall net efficiency of about 18% is expected to be achievable by such a concept.

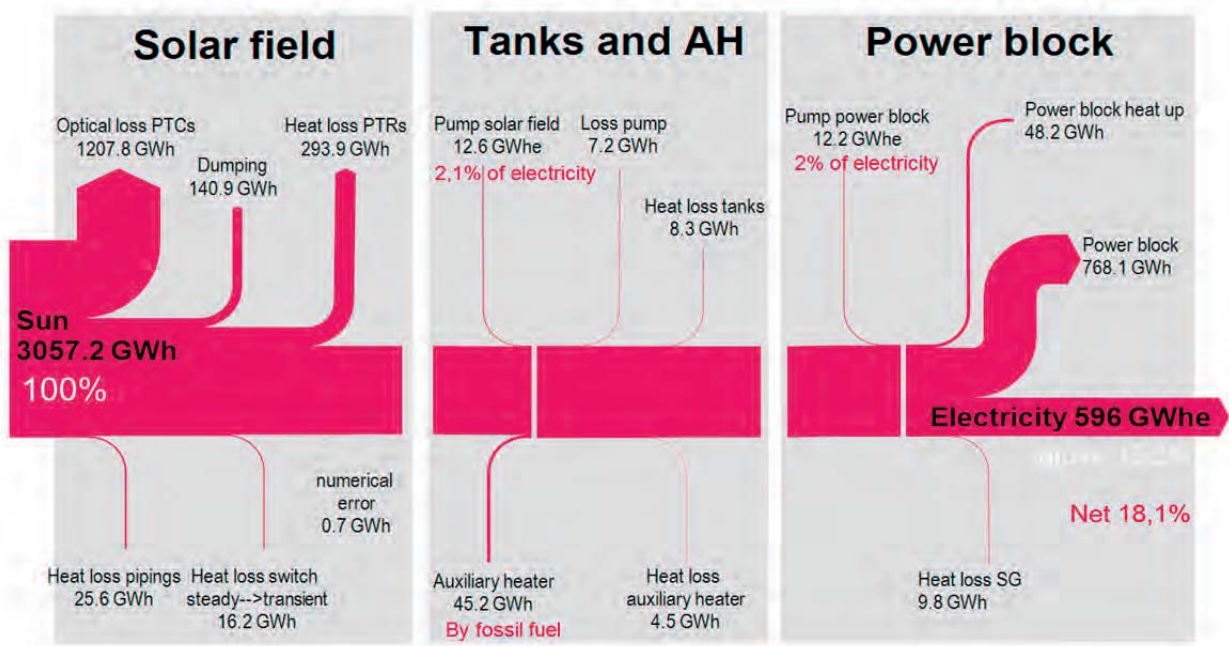


Fig. 9: Exemplary Sankey Diagram for a parabolic trough power plant system using molten salt heat transfer and storage fluid

In Fig. 10 the potential for cost reduction is shown: the change to new and larger collector design (named UltimateTrough) together with a scale up from 50 to 100 MW power block size brings a reduction of almost 20 % in the levelized cost of electricity. If the thermal oil is replaced by the standard solar salt in this configuration an additional step of 20% is expected. Further scaling to 200MW block sizes anticipates a cost reduction of another 10% whereas the change to an advanced salt mixture has a potential to reduce the costs by another 3%. Thus the overall expectation is to achieve cost below 10€cents/kWh for flexible solar power by this concept [1].

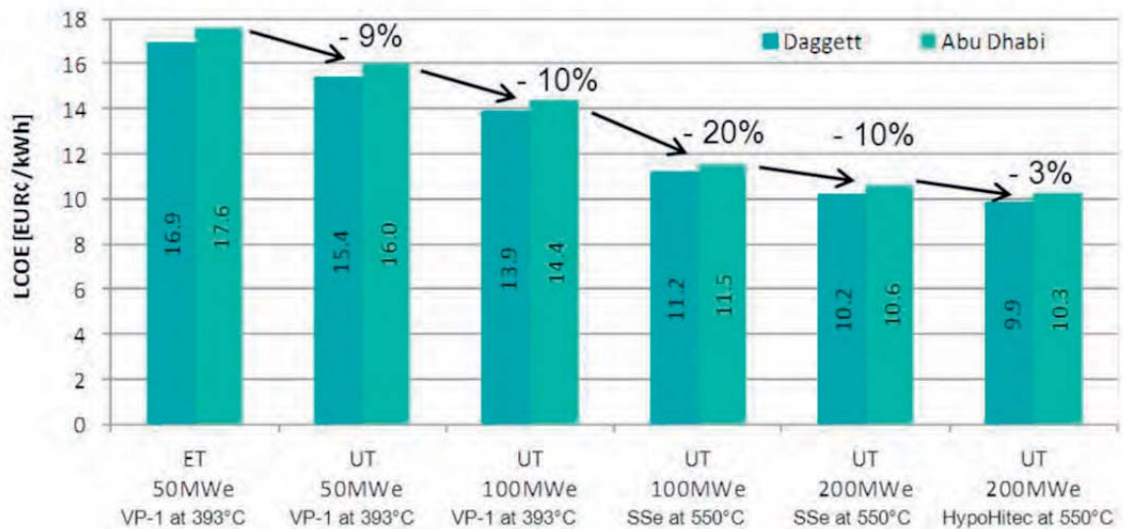


Fig. 10: Cost reduction potential for future power tower systems using molten salt, ET refers to the EuroTrough technology with 5.6 m of aperture width and 105 m collector length, whereas UT refers to the UltimateTrough technology with 7.5 m of aperture and 200 m of collector length. SSe stands for the standard solar salt whereas HypoHitec foresees an advanced salt mixture with a lower freezing point at 150°C [1]

Today a first prototype system of 20 MW_{th} power is installed in Sicily, Italy, providing the solar heat to the steam turbine system of a combined cycle power plants. Unfortunately, very little information on the performance of this system is available. In addition a couple of small demonstration loops exist or are under construction in different countries [6,13]. The experience with these facilities will help to find the best technical solutions to exploit this concept.

4. Conclusions

The use of molten salt as heat transfer fluids offers a couple of potential benefits over the existing standard design of solar thermal power plant that is based on parabolic trough technology with thermal oil heat transfer fluid and an indirect molten salt storage concept. As the typical salt becomes solid at temperatures below 240°C, a significantly modified operation and maintenance concept is needed in that case. Commercial solar towers with molten salt as heat transfer and storage fluid are already being built and are more mature than parabolic trough systems based on molten salt. The parabolic through technology still must convince stakeholders that it permits practical and reliable safety measures against freezing of the salt. This can be achieved by draining of the solar field or by heating systems. A detailed analysis showed that the concept appears feasible and has a cost reduction potential similar to the one of solar towers to reach levelized electricity cost below 10 ¢cents/kWh. Both options also show room for further improvements if advanced salt mixtures are applied. They are therefore explored by research and industry.

Literature

1. Rügamer, T., H. Kamp, et al. (2013). Molten Salt for Parabolic Trough Applications: System Simulation and Scale Effects. 19th SolarPACES Conference, Las Vegas.
2. Drouot, L.P. and Hillairet, M.J., The Themis program and the 2500-KW Themis solar power station at Targasonne. *J. Sol. Energy Eng.* 106 (1), (1984) 83-89.
3. Martin, M.,(1985), Molten Salt Electric Experiment (MSEE), Sandia National Laboratories, SAND85-8175, Albuquerque, New Mexico
4. Bradshaw, R.W.; Dawson, D.B.; De La Rosa, W.; Gilbert, R.; Goods, S.H.; Hale, M.J.; Jacobs, P.; Jones, S.A.; Kolb, G.J.; Pacheco, J.E.; Prairie, M.R.; Reilly, H.E.; Showalter, S.K. and Vant-Hull, L.L.,(2002), Final Test and Evaluation Results from the Solar Two Project, OSTI ID: 793226,
5. Siegel, N. P., R. W. Bradshaw, et al. (2011). Thermophysical Property Measurement of Nitrate Salt Heat Transfer Fluids. ASME 2011 5th International Conference on Energy Sustainability ES2011, Washington, DC, USA.
6. Falchetta, M., D. Mazzei, et al. (2009). Design of Archimede 5MW molten salt parabolic trough solar plant presented at 15th Int. SolarPACES Symposium: September 15-18, Berlin, Germany.
7. Nissen, D.A. and Meeker, D.E., Nitrate/nitrite chemistry in sodium nitrate-potassium nitrate melts. *Inorganic Chemistry*, 1983. 22(5): p. 716-721.
8. Bradshaw, R.W. and Tyner, C.E.,(1988), Chemical engineering Factors Affecting Solar Central Receiver Applications of Ternary Molten Salts, Sandia National Laboratories, SAND88-8686, Albuquerque, New Mexico

9. Bauer, T.; Pflieger, N.; Laing, D.; Steinmann, W.-D.; Eck, M. and Kaesche, S. (2012), High temperature molten salts for solar power application, in Molten Salts: Fundamentals and Application, eds F. Lantelme and H. Groult), Elsevier (in press).
10. Kearney, D.; Kelly, B.; Herrmann, U.; Cable, R.; Pacheco, J.; Mahoney, R.; Price, H.; Blake, D.; Nava, P. and Potrovitza, N., Engineering aspects of a molten salt heat transfer fluid in a trough solar field. *Energy*, 2004. 29(5–6): p. 861-870.
11. Bradshaw, R.W. and Goods, S.H.,(2000), Corrosion Resistance of Nickel-Base Alloys in Molten alkali Nitrates, Sandia National Laboratories, SAND2000-8240, Albuquerque, New Mexico, USA
12. Müller-Elvers and Wittmann (2012) Design and Construction of Molten Salt Parabolic Trough HPS Project in Évora, Portugal in Proceedings of the 18th Int. SolarPACES Symposium, September 11-14, Marrakech, Morocco.
13. Burgaleta, J.A., S: (2011) A real CSP Experience - GEMASOLAR, the First Tower Thermosolar Commercial Plant with Molten Salt Storage presented at CSP Today Conference: Seville.
14. http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/power_tower.cfm (visited 21.5.2015)
15. IEA Technology Roadmap – Concentrating Solar Power, 2010 edition; https://www.iea.org/media/freepublications/technologyroadmaps/csp_roadmap2010.pdf (visited 21.5.2014)
16. Reilly, H. E. and Kolb, G.J.,(2001), An Evaluation of Molten-Salt Power Towers Including Results of the Solar Two Project, Sandia National Laboratories, SAND2001-3674, Albuquerque, New Mexico, USA
17. Zavoico, A. B.,(2001), Solar Power Tower Design Basis Document, Sandia National Laboratories, SAND2001-2100, Albuquerque, New Mexico, USA
18. M.R. Rodriguez-Sanchez (2014); Saving assessment using the PERS in power towers. *Energy conversion and Management* Volume 87 November 2014 pp 810-819

Prof. Dr.-Ing. Robert Pitz-Paal, Dipl.-Ing. Stefano Giuliano, Dr.-Ing. Michael Wittmann
DLR Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
Institute of Solar Research
Linder Höhe, D-51147 Köln
(postal address: D-51170 Köln)

Optionen und Trends der Biomassenutzung – Perspektiven für die Bioenergie 2050

Jens Ponitka¹ und Daniela Thrän^{1,2}

¹Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

²Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung - UFZ

Abstract

Vor dem Hintergrund weltweiter Trends wird sich auch weiterhin zunehmend die Energieversorgung umstellen müssen. Bioenergie ist derzeit und gilt hierbei auch zukünftig als ein wichtiges Element erneuerbarer Energieversorgung. Der Beitrag gibt einen Überblick über die globale energetische Biomassenutzung. Am Beispiel verschiedener Teilaspekte von Bioenergiebereitstellungsketten werden Einblicke in technische, logistische und organisatorische Spannungsfelder der Bioenergie gegeben. Globale Trends, aber auch national unterschiedliche, politische Rahmenbedingungen oder auch die lokalen Gegebenheiten werden zukünftig die Prioritäten, Möglichkeiten und Grenzen der Biomassenutzung bestimmen. Mit Ausblicken auf weiter zu erforschenden und umzusetzenden Synergieeffekten werden im Beitrag die wichtigsten Eckpunkte für eine integrierte Bioenergiebereitstellung abgeleitet.

1. Ziele, Chancen und Herausforderungen der Bioenergie

Mit dem Ziel eines nachhaltigen Beitrages zum Klimaschutz und der Versorgungssicherheit wurde im Zuge der Energiewende in Deutschland der Weg für den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) geebnet und mit entsprechenden förderlichen Maßnahmen (Marktanreizprogramme, Förderung von EE-Strom über das EEG, Biokraftstoff-Quoten) auch für die energetische Biomassenutzung flankiert. Weitere Motivation für den beschrittenen Weg sind unter anderem die Schaffung von Innovationen, Exportmöglichkeiten und ländliche Entwicklung. Auch spielen Argumente für die Bioenergie zur Erhöhung Biodiversität in ausgeräumten Agrarlandschaften, zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Biotoppflege und auch die Möglichkeit der Armutsbekämpfung durch neue Einkommenschancen zum Beispiel in Entwicklungsländern eine Rolle.

Insbesondere die Biomasse und daraus gewonnene Energieträger besitzen viele Vorteile. Sie sind neben dem Potenzial zur Treibhausgasreduzierung zum Beispiel im Unterschied zu anderen Erneuerbaren Energien schon heute sehr flexibel im Strom-, Wärme- und auch Mobilitätssektor einsetzbar.

Neben den vielen Vorteilen mehrten sich, auch im Zusammenhang mit Nahrungsmittelpreisanstiegen, die kritischen Stimmen bezüglich des Bioenergieausbaues in Deutschland (insb. Ausbau Biogas) und der Welt (insb. Biokraftstoffausbau). Da ein Großteil moderner Bioenergieanwendungen auf Rohstoffen basiert, welche prinzipiell auch als Nahrungs- oder Futtermittel verwendet werden können, war die sogenannte „Tank-Teller-Debatte“ diskussionsbestimmend. Da über etwa Biokraftstoffquoten zumeist Rohstoffe von Ackerflächen Verwendung finden und damit eine zusätzliche Nachfrage induzieren, wurden beobachtete (direkte, vor allem aber auch indirekte) Landnutzungsänderungen dem Biokraftstoffausbau zugeschrieben. Durch die zum Teil regional zunehmenden Intensivierungstendenzen der Landwirtschaft wird der Zusammenhang von nicht nachhaltigem Management, einer Übernutzung von Flächen oder der Anbau von Monokulturen insbesondere mit der Bioenergie in Verbindung gebracht. Eine weitere Herausforderung sind die vergleichsweise hohen Bereitstellungskosten und die gegenüber

anderen EE geringeren Kostensenkungspotenziale aufgrund des hohen Brennstoffkostenanteiles. Aus diesen wenigen Aussagen zur Bioenergie wird bereits die besondere Komplexität der Bioenergiebereitstellung deutlich, da es zudem vielfältige Schnittstellen und Rückkopplungen zum Beispiel zur Land-, Forst- und Energiewirtschaft zu berücksichtigen gibt.

2. Biomasse und Bioenergie als Element erneuerbarer Energieversorgung in der Welt und Deutschland

Biomasse global

Zur Einordnung und einem Verständnis der energetischen Biomassenutzung ist zunächst der Status der Biomasseverfügbarkeit erforderlich.

Die gesamte Landfläche der Erde beträgt etwa 13 Mrd. ha (etwa 25% der Erdoberfläche). Von dieser Landfläche werden für die Produktion von in der Hauptsache Nahrungs-, Genuss- und Futtermitteln 1,6 Mrd. ha als Ackerland/Dauerkulturen und 3,4 Mrd. ha als Dauergrünland/Wiesen genutzt. Hinzu kommen 4 Mrd. ha an Waldflächen, der Rest von etwa 4,1 Mrd. ha ist Sonstiges wie Wüsten, Gebirge oder Siedlungen. Die oberirdische Primärproduktion (NPP) beträgt ca. 35Gt Kohlenstoff, was unter der Annahme eines durchschnittlichen Kohlenstoffgehaltes von 50% und einem Heizwert von 18 GJ/t etwa 1.260EJ/a entspricht. Davon wird global ein Biomasseangebot von jährlich ca. 20 Mrd. tFM genutzt wird. Je nach methodischem Ansatz (z.B. HANPP - human appropriation of terrestrial NPP) entspricht dies einer derzeitigen Nutzung von etwa 200EJ/a an Biomasse insgesamt. Der Großteil der genutzten Biomasse wird als Lebensmittel (18%) und Futtermittel (60%) genutzt. Die stofflichen Biomassenutzungen betragen etwa 12%. Die verbleibenden etwa 10% werden für die Energiebereitstellung genutzt. Hierbei ist für die folgenden Aussagen zur Bioenergiebereitstellung zu berücksichtigen, dass vier Fünftel davon auf vor allem Holz und auch Reststoffen basieren und etwa 20%, also 2% der global genutzten Biomasse, auf zielgerichtet angebauten Energiepflanzen. (vgl. NOVA 2013, Chum et al. 2011, FAOStat)

Bioenergie global

Der globale Primärenergiebedarf insgesamt betrug 2012 (nach IEA 2013) ca. 550EJ. Laut Abschätzungen (vgl. u.a. Chum et al. 2011) kann sich dieser sogar bis 2050 noch erhöhen auf etwa 600 – 1.000EJ. Die erneuerbaren Energien insgesamt haben einen Anteil von 13,2% am globalen Primärenergiebedarf. Die Bioenergie ist hierbei mit einem Anteil von Dreiviertel (9,9% am Primärenergiebedarf) (IEA 2013) global derzeit das Rückgrat der erneuerbaren Energie. Der Primärenergieverbrauch an Biomasse beträgt demnach ca. 55EJ, wovon etwa zwei Drittel traditionelle, zumeist ineffiziente Biomassenutzungen wie Kochen Heizen sind. Bezüglich der Potenziale gibt es in verschiedenen Veröffentlichungen große Spannbreiten. Die technischen Potenziale an Biomasse für Energie liegen je nach Einschränkungen und Annahmen in einem sehr großen Bereich von weniger als 50EJ bis über 1.000 EJ. Die zukünftig nachhaltig erschließbaren Potenziale werden laut Chum et al (2011) mit einer Größenordnung von etwa 100-300 EJ/a angegeben. Die tatsächliche Erschließbarkeit und Realisierbarkeit dieser Größenordnungen stellen jedoch bereits große Herausforderungen dar und hängen zukünftig stark von der Nachfrage nach Biomasse im Allgemeinen, den (Rohstoff)Preisen, der Entwicklung der Kosten für kohlenstoffbasierte Energieträger und Produkte, Produktivitätssteigerungen, der Wirtschaftsentwicklung und den politischen Rahmenbedingungen ab. (vgl. IEA 2013, Chum et al. 2011, IPCC 2014)

Biomasse im Energiesystem – Deutschland

Die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien beschränkt sich seit Beginn dieses Jahrtausends einen rasanten Verlauf. Heute (2013) werden in Deutschland insg. 318 Mrd. kWh (1144 PJ bzw. 12,3% des Endenergieverbrauchs) bereitgestellt. Die Bioenergie, vgl. Abb. 1 nimmt dabei mit 62%, was etwa 197 Mrd. kWh (709 PJ) entspricht, den größten Anteil unter den Erneuerbaren ein.

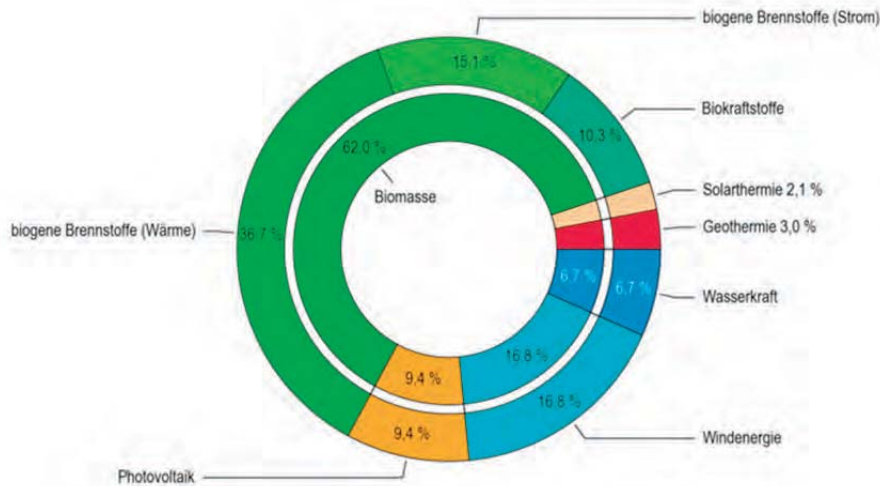


Abb. 1: Erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2013 (aus BMWi 2014 (Quelle: ZSW nach AGEE-Stat, Stand Februar 2014))

Die Bereitstellung des Großteils der etwa 709PJ setzt sich anlagenseitig in Deutschland zusammen aus derzeit:

- ca. 9.500 Bioenergieanlagen zur Strom- und Wärmeproduktion
 - mehrere hundert (640) Biomasse-Heizkraftwerke mit einer kumulierten elektrischen Leistung von rund 1.537 MWel in Betrieb
 - etwa 7.700 Biogas-Vor-Ort-Verstromungs-Anlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 3.400 MWel in Betrieb
- ca. 140 Biomethan-Anlagen zur Biogasaufbereitung (etwa 5,8TWh Gaseinspeisung)
- Biokraftstoffanlagen
 - Biodiesel: Produktionskapazität 4,4 Mio t mit einer Anlagenauslastung von ca. 60% (ca. 2,7 Mio. t Produktion in 2012)
 - Bioethanol: 8 Anlagen mit einer Produktionskapazität von ca. 1 Mio t
 - Importe von insbesondere Ethanol
- und mehrere Millionen kleiner Einzelraumfeuerungen, Heizkessel und Heizwerke zur reinen Wärmebereitstellung. (Quellen: Monitoring [...] Stromerzeugung aus Biomasse, 2012 & 2014; Monitoring [...] Biokraftstoffsektor, DBFZ 2014)

3. Spannungsfelder

Die Weltbevölkerung wird weiter ansteigen, die mittleren Prognosen gehen von einem Anstieg von derzeit ca. 7,3 Mrd. auf etwa 9,6 Mrd. bis 2050 (UN 2013) aus. Laut WBGU (2011) steigen insbesondere auch vom Übergang von der Agrargesellschaft zur Industriegesellschaft der Energie-Input (zumeist fossil) und Material-Input pro Kopf stark an. Bei demnach anzunehmendem, steigendem Wohlstand wird zukünftig vor allem auch der biomassebasierte Nahrungs- und Energiebedarf steigen. Gleichzeitig ist mit schwindenden fossilen Energieträgern zu rechnen. Dies alles führt sowohl zu Preiseffekten, als auch zu

zunehmenden Konkurrenzen um Flächen (Flächendruck) und Ressourcen mit zahlreichen Umweltauswirkungen. Die Frage, ob zum Beispiel der Bau einer Siedlung, die Ackernutzung oder die Bewahrung einer Fläche als Naturraum Priorität hat, wird zunehmend dringlicher.

Die Entwicklung erneuerbarer Energien ist aus diesen Gründen erforderlich. Beim Ausbau der Bioenergie ist zu berücksichtigen, dass die Art der Flächeninanspruchnahme bei der Bereitstellung der Energieträgern sehr unterschiedlich ist. Festzustellen ist jedoch, dass die Flächenrelevanz der Energiepflanzenproduktion global gesehen derzeit eher begrenzt ist und global fast nur innerhalb der klassischen Agrarproduktion stattfindet. Eine häufig auf globaler, kleinmaßstäblicher Ebene untersuchte Lösungsmöglichkeit der begrenzten Ackerflächen ist die gezielte Nutzung von marginal oder degraded lands (Grenzertragsstandort, degradierte Flächen, aufgegebenes, ungenutztes Ackerland), welche jedoch derzeit in der Praxis wenig verbreitet ist.

Flächennutzungsänderung – indirekte Effekte in Ökobilanzen

Sobald eine Fläche einer anderen Nutzung zugeführt wird spricht man von einer direkten Landnutzungsänderung (dLUC). Wird nun - in einem Gedankenmodell - eine erhöhte Biokraftstoffnachfrage, aus zum Beispiel Kostengründen, durch einen bestehenden Rohstoffanbau befriedigt, könnte dieser Rohstofffehlbetrag durch Anlage und Bewirtschaftung einer neuen Fläche (z.B. Entwaldung, Grünlandumbruch) kompensiert werden. Wenn diese, eigentlich direkte, Landnutzungsänderung der Biokraftstoffherstellung zugeschrieben wird, spricht man von indirekter Landnutzungsänderung. Da diese mit Kohlenstoffbestandsänderungen einhergehen kann, werden diese als Umweltwirkung dem Biokraftstoff zugeschlagen. Diese Verlagerungseffekte können durch eine Expansion der Biokraftstoffnutzung hervorgerufen werden, entscheidender sind jedoch Ausweitungen der Biomasseproduktion allgemein durch Veränderungen auf den Boden- und Agrarmärkten. Neben der indirekten Ausweitung der Ackerflächen kann durch zum Beispiel die Produktion von Biokraftstoffen aus Abfällen oder auch Ertragssteigerungen der Flächenbedarf verringert werden. Es gibt eine Vielzahl an Studien und Modellen mit sehr großen Bandbreiten dieser iLUC-Werte. Zum heutigen Zeitpunkt reichen die wissenschaftliche Fundierung und die Datengrundlage nicht aus, um sachgerecht iLUC Effekte zu quantifizieren (vgl. u.a. Finkbeiner 2013). Wäre ein globales Flächenmonitoring vorhanden und alle flächenrelevanten Produktionszweige bezüglich ihrer Umweltwirkungen erfasst, würde sich die Frage um Biokraftstoffe und iLUC erübrigen.

4. Bereitstellungsketten – Einflussgrößen und Herausforderungen

Abgesehen von den zumeist globalen Trends und Herausforderungen ergibt sich auch aus der Betrachtung der Bereitstellungsketten eine Vielzahl an Chancen bei der Entwicklung der Bioenergie zu berücksichtigenden Einflussgrößen. Die Flexibilität der Bioenergie besteht insbesondere darin, dass es nahezu für jeden organischen Rohstoff geeignete Technologien und Verfahrensschritte (vgl. Kaltschmitt et al. 2009) gibt, um entweder Energieträger zu produzieren bzw. diese, oder auch die Rohstoffe direkt, letztendlich in Kraft und Wärme umzuwandeln. Die folgenden Aspekte sind eine Auswahl an zu beachtenden Parametern von Bereitstellungsketten.

Bereitstellungskosten

Entscheidend für die betriebswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit und damit für die Wettbewerbsfähigkeit von Bioenergie sind vor allem die Kraftstoff-, Strom- und/oder Wärmegestehungskosten. Diese werden von den kapital-, verbrauchs- und betriebsgebundenen

Einzelkosten wie Investitionen und Personalkosten, vor allem aber durch die Rohstoffkosten beeinflusst (weiter Infos siehe Thrän et al. 2013). Für die Auswahl oder Vorteilhaftigkeit eines bestimmten Verfahrens sind auch die längerfristige Rohstoffverfügbarkeit (Qualität, Energiedichte) und –herkunft (Logistik) entscheidende Faktoren. Für den Schritt der Konversion sind die technologiespezifischen Prozessparameter, wie Volllaststunden, Prozessenergiebedarf oder Anfall (Erlös) von Nebenprodukten sehr unterschiedlich und können die Wirtschaftlichkeit im Zeitverlauf verändern. In Abb. 2 sind exemplarisch die Kraftstoffgestehungskosten verschiedener Biokraftstoffe und deren fossiler Referenz aufgezeigt. In der Regel sind diese derzeit deutlich teurer.

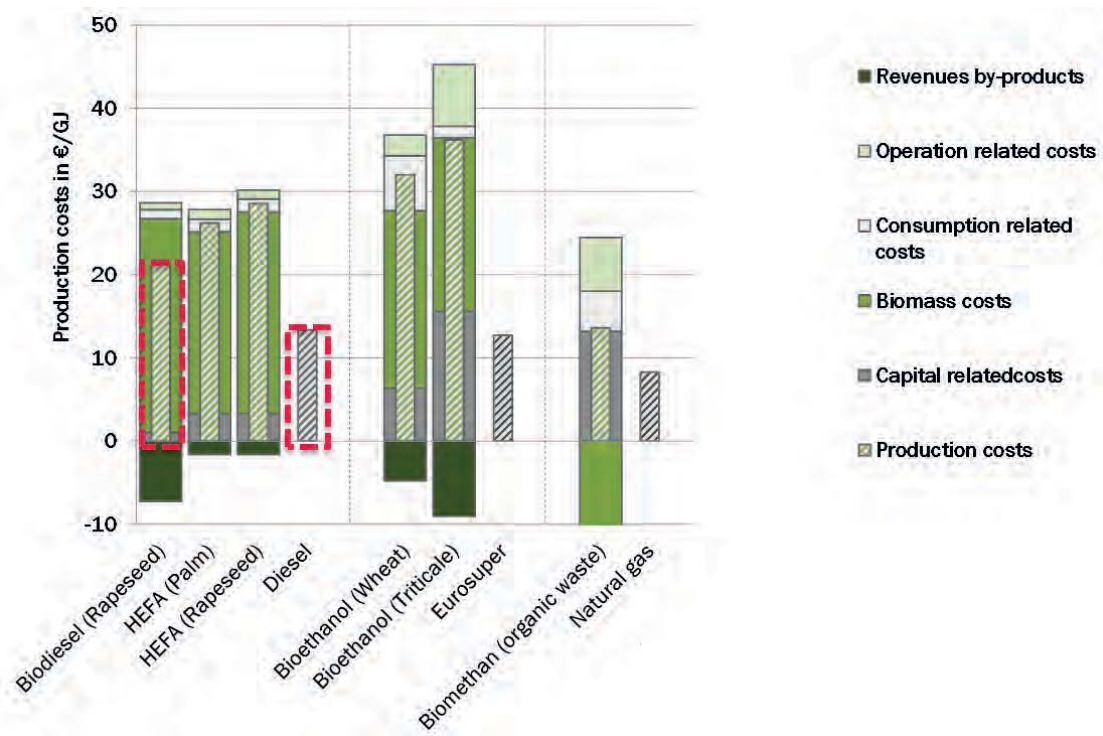


Abb. 2: Gestehungskosten verschiedener Biokraftstoffe im Vergleich zu deren fossiler Referenz (nach: Naumann et al. 2014)

Emissionen

Bezüglich der Emissionsfaktoren ist zu berücksichtigen, dass diese je nach Bereitstellungskette und Endnutzung sehr unterschiedlich sind und zudem große Bandbreiten aufweisen. Ein direkter Vergleich der Werte bei insbesondere unterschiedlicher Versorgungsaufgabe (Strom, Wärme, Kraftstoff) ist nur bedingt möglich. Bei der Diskussion um und Bewertung von Emissionsminderungspotenzialen von Bioenergie spielt ebenso die Referenz eine Rolle. Zur Sicherstellung einer möglichst nachhaltigen Bioenergiebereitstellung sind (vorerst nur für die Biokraftstoffe) umfangreiche Nachhaltigkeitsanforderungen im Rahmen der EU RED (2009/28/EC) vorgegeben.

Abgesehen von der absoluten Einsparungen gibt es technologiespezifisch vielfältige Möglichkeiten für Optimierungen und damit weiteren spezifischen Treibhausgas-minderungen. Die folgende Abb. 3 verdeutlicht am Beispiel von Biodiesel das THG-Einsparpotenzial. Es können zum Beispiel durch die Wahl des Düngemittels in der Pflanzenproduktion und Veränderungen der Konversionsschritte (u.a. biogene Prozessenergiebereitstellung) die zukünftig geforderten THG-Mindesteinsparungen erreicht werden.

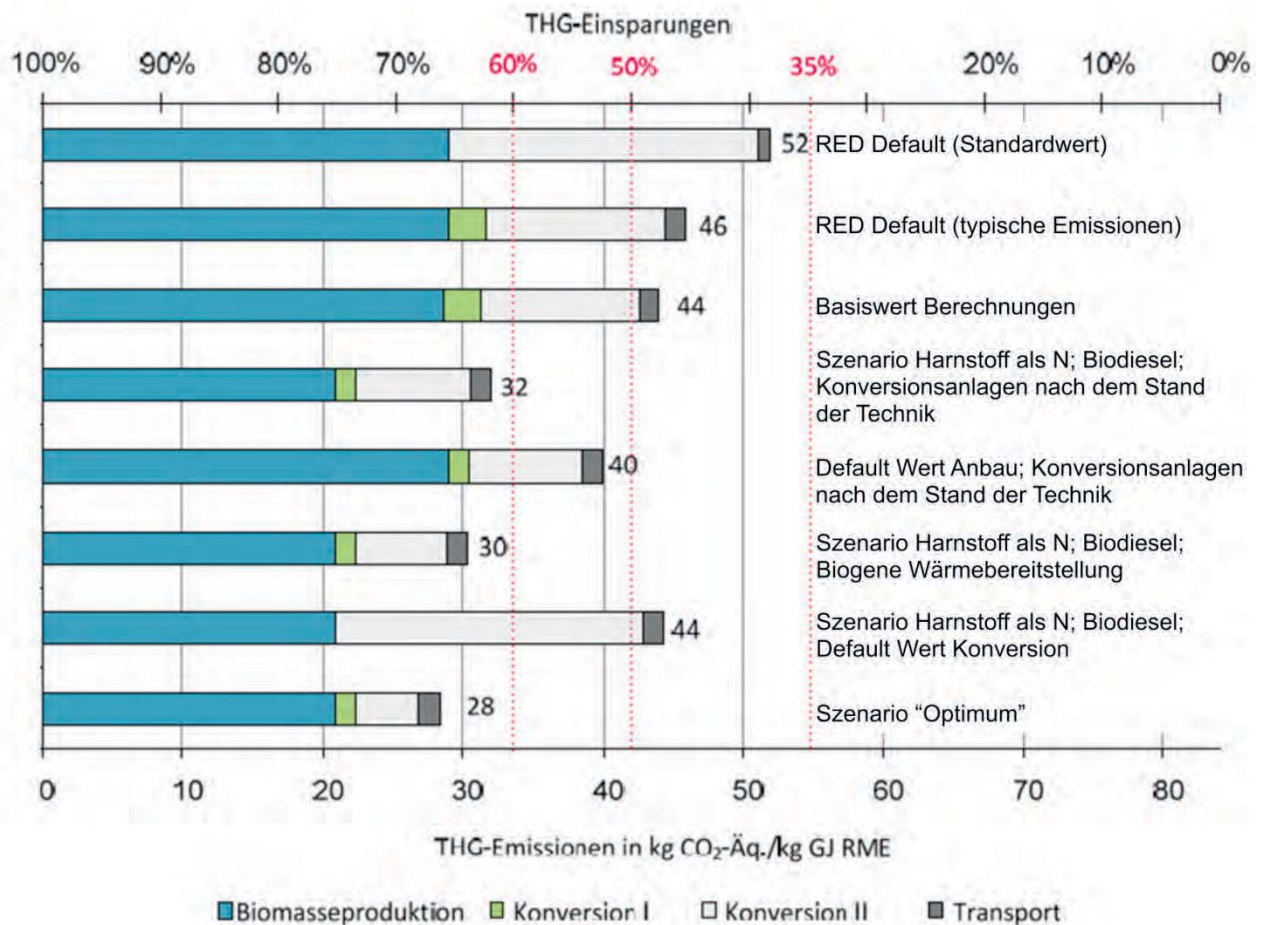


Abb. 3: Optimierungspotenziale für Einsparungen an Treibhausgasen am Beispiel von Biodiesel (adaptiert aus: Majer/Oehmichen 2010)

Rohstoffversorgung

Zum Themenfeld der Rohstoffversorgung ist festzuhalten, dass der Charme der Bioenergie in der Möglichkeit sowohl der regionalen Biomassebereitstellung als auch der anschließend dezentralen Bioenergiebereitstellung liegt. Für kleine (landwirtschaftliche Biogasanlage, Kamin, dezentrale Ölmühle) und mittlere Anlagen (Biogasanlage, Heizwerk, Heizkraftwerk) ist die Rohstoff bzw. Brennstoffversorgung über Eigenversorgung in der Regel unproblematisch beziehungsweise kann durch etwa regionale Lieferverträge sichergestellt werden. Bei großen und sehr großen Anlagen (zum Beispiel zentrale Biokraftstoffanlagen, Bioraffinerien, Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken) nehmen Transporte, Logistik (z.B. Zwischenlagerung) und damit auch die Kosten zu. Die Rohstoffversorgung kann unter Umständen regional nicht dargestellt werden, die Anlagen werden tendenziell überregional bzw. durch Importe versorgt. Ein direkter Import von Endprodukten, insbesondere bei Biokraftstoffen, ist dann ebenfalls eine Option. Der Standortauswahl größerer Bioenergieanlagen kommt dann eine hohe Bedeutung zu.

Zur Verdeutlichung ist in folgender Abbildung 4 am Beispiel verschiedener Stohnutzungskonzepte eine räumliche Komponente der Bioenergie aufgezeigt. Kann zum Beispiel ein kleineres Heizwerk mit einem Strohbedarf von 228 t/a noch in einem Einzugsgebiet von 9 km² regional versorgt werden, benötigen große Anlagenkonzepte wie Bio-SNG (zu Erdgasqualität aufbereitetes Synthesegas aus z.B. Holz) oder Ethanolanlagen

große Einzugsgebiete mit starker Zunahme der Transportdistanzen. Eine Voraussetzung ist zudem bei derartigen Anlagen die Bereitschaft einer Vielzahl an Landwirten, ihr Stroh auch längerfristig für einen bestimmten Preis zu verkaufen.

Anlagentyp	Rohstoffbedarf	Jährlicher Strohverbrauch (inkl. Lagerverluste)	Einzugsgebiet	Durchschnittl. Transportdistanz
	(t TM)	(t TM)	(km ²)	(km)
Heizwerk	228	245	9	2,9
Biogasanlage	2 168	2 740	101	8,4
Heizkraftwerk	13 199	14 347	531	23
Pelletierwerk	34 400	37 391	1 385	37
Bio-SNG-Anlage	48 390	52 598	1 948	43,9
Pyrolyseanlage	172 000	186 957	6 924	83,1
Ethanolanlage	258 000	280 435	10 386	101,8

SNG: Synthetic Natural Gas, t TM: Tonnen Trockenmasse

Abb. 4: Zunahme von Rohstoff- und Logistikanforderungen verschiedener Anlagen zur Energiebereitstellung aus Stroh (aus: Zeller et al. 2011)

Herausforderung Markt- und Systemintegration (Strom)

Die bereits in Thrän und Ponitka (2014) angeführten Möglichkeiten der stromsystemseitigen Integration von Bioenergieanlagen werden zunehmend wichtiger und sind teilweise im Biogasanlagenbestand vorbereitet. Zum einen nehmen die Diskrepanzen zwischen Strombedarf und Einspeisung mit einem höheren Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien im Stromsystem zu und die Zeitpunkte und Höhe der Leistungserbringung verändern sich. Zum anderen ist ein weiterer Aspekt die sich zukünftig verändernden Erlösmöglichkeiten sowohl für Neuanlagen im EEG, als auch die Vermarktungsmöglichkeiten des Stromes aus Bioenergieanlagen unter sich verändernden Strommarktdesigns (vgl. BMWi (Hrsg.) 2014)).

5. Perspektiven und Synergieeffekte integrierter Bioenergiebereitstellung

Die Vision einer zukünftigen Bioenergienutzung (vgl. Abb. 5) beinhaltet zum einen eine nachhaltige Rohstoffbasis, welche zunehmend in möglichst modernen und effizienten beziehungsweise hochintegrierten Anlagen und Verbundsystemen zum Einsatz kommt. Zum anderen ist die bestmögliche Integration der Anlagen in zukünftige Energie- und Stoffsysteme unter größtmöglicher Ausnutzung von Synergien voranzutreiben. Hierfür sind weitere Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen notwendig.

Integrierte Konzepte können unter anderem sein:

- CO₂-Nutzung (Power-to-gas, Power-to-liquid) aus Biogasanlagen
- Reststoffnutzung (Schlempevergärung, Nebenprodukte holzbasierter Bioraffinerien)
- Bioraffineriekonzepte (Produktion von Chemikalien + Biowerkstoffe + Brenn- und Kraftstoffe aus Biomasse)

Der Weg zu anpassungsfähigen Systemen („smart bioenergy“) kann insbesondere sowohl im Wärmebereich (smarte Strom- und Wärmebereitstellungskonzepte wie Mikro-KWK) als auch im Strombereich (z.B. flexible Strombereitstellung oder regionale Direktvermarktung und Deckung von Eigenbedarf) beschriftet werden.

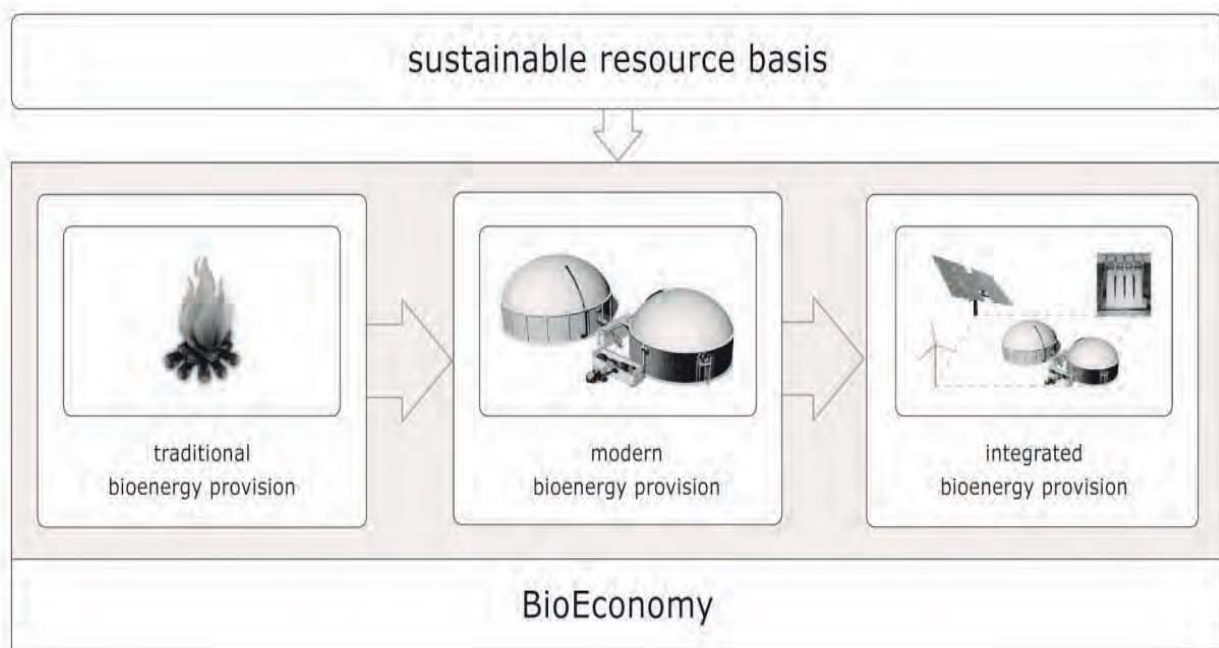


Abb. 5: Der Weg zu einer nachhaltigen, integrierten Bioenergiebereitstellung (aus: Thrän (Hrsg.) 2015)

Um bestehende Bioenergiekonzepte zu optimieren, neue Konzepte zu entwickeln und auch am Markt etablieren zu können, besteht neben dem Forschungsbedarf auch die Notwendigkeit sicherer Rahmenbedingungen und aufgrund der angesprochenen Konkurrenzen der Bedarf nach einer möglichst ganzheitlichen Bioenergiestrategie. Eine nationale Bioenergiestrategie mit Blick auf 2030/2050 ist unter Berücksichtigung vielfältiger Aspekte zu erarbeiten und sollte u.a. folgende Elemente (vgl. Thrän et al. 2015) beinhalten:

- Global nachhaltige Landnutzung und Schutz sensibler Flächen als Voraussetzung für nachhaltige Biomassenutzung.
- Entwicklungsstrategien (Flexibilisierung, Biomethan als Kraftstoff) für EEG-Anlagen und differenzierte Biokraftstoffstrategie (Bioraffinerie, KS 2. Generation)
- Innovative Konzepte (z.B. vergasungsbasierte Klein-KWK) für den Wärmesektor
- Weiterentwicklung von gekoppelten stofflichen und energetischen Konzepten

Die zentralen Elemente können im Abschlussbericht des Verbundvorhabens „Meilensteine 2030“ (Thrän et al. 2015) (<https://www.energetische-biomassenutzung.de/de/meilensteine-2030/ergebnisse.html>) im Detail nachvollzogen werden.

6. Fazit

Bioenergie leistet einen entscheidenden, aber auch begrenzten Beitrag zur Klimagasreduktion der Energieversorgung. Zukünftig zunehmend relevanter wird die zielgerichtete Nutzung sein, zum Beispiel zur Bereitstellung flexiblen Stroms in Zeiten, in denen die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht bzw. als Energieträger in Energiesystemen, wo absehbar (günstige) Alternativen fehlen. Damit werden auch Hochtemperaturindustrieprozesse oder Flugkraftstoffe ggf. wichtiger. Ergänzend ist bei der Rohstoffbereitstellung die Weiterentwicklung hin zu weniger risikobehafteten und in Kaskaden integrierten Biomassefraktionen notwendig. Hierzu zählt auch die konsequente Einbindung des Energiepflanzenanbaus in eine nachhaltige Landwirtschaft mit geringen Treibhausgasemissionen und/ oder Synergien mit dem Naturschutz. Nachhaltigkeitsanforderungen sind insbesondere in Richtung der Agrarproduktion auszuweiten und die Sicherstellung möglichst hoher Nutzungsgrade zu gewährleisten.

Für die konsequente Technologieentwicklung hin zu flexiblen, emissionsarmen und effizienten Konzepten sind zusätzlich planbare Rahmenbedingungen notwendig. Hierzu stellt eine klarer definierte, nationale Bioenergiestrategie eine wichtige Voraussetzung dar. Diese muss sowohl im Kontext einer zunehmend auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung als auch unter Beachtung der Koppel- und Kaskadenansätze einer nachhaltigen Bioenergie erfolgen. Dabei kann die nachhaltige Beitrag der begrenzten Biomasse zu einer nachhaltigen Energieversorgung nur erfolgreich sein, wenn Energieeinsparung und Energieeffizienz parallel einen hohen Stellenwert erhalten.

Literatur

- BMWi (Hrsg.) (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)
- BMWi (2014): Erneuerbare Energien in Deutschland - Das Wichtigste im Jahr 2013 auf einen Blick (ZSW nach AGEE-Stat)
- Chum, H., A. Faaij, J. Moreira, G. Berndes, P. Dhamija, H. Dong, B. Gabrielle, A. Goss Eng, W. Lucht, M. Mapako, O. Masera Cerutti, T. McIntyre, T. Minowa, K. Pingoud (2011): Bioenergy. In: Edenhofer, O. (Hrsg.): IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Finkbeiner, M. (2013): Indirekte Landnutzungsänderungen in Ökobilanzen – wissenschaftliche Belastbarkeit und Übereinstimmung mit internationalen Standards
- IEA (Hrsg.) (2013): World Energy Outlook 2013. International Energy Agency. Paris. ISBN: 978-92-64-20130-9
- IPCC (2014): Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Kaltschmitt, M., Hartmann, H., Hofbauer, H. (Hrsg.) (2009): Energie aus Biomasse - Grundlagen, Techniken und Verfahren
- Majer, S., Oehmichen, K. (2010): Mögliche Ansätze zur Optimierung der THG-Bilanz von Biodiesel aus Raps
- Naumann, K., Zeymer, M., Oehmichen, K. (2014): Monitoring Biokraftstoffsektor, DBFZ Report 11, 2014

- NOVA (2013): Nachhaltig nutzbare Potenziale für Biokraftstoffe in Nutzungskonkurrenz zur Lebens- und Futtermittelproduktion, Bioenergie sowie zur stofflichen Nutzung in Deutschland, Europa und der Welt. Workshop des nova-institutes GmbH in Berlin
- Thrän, D.; Pfeiffer, D.; Brosowski, A.; Fischer, E.; Herrmann, A.; Majer, S.; Oehmichen, K.; Schmersahl, R.; Schröder, T.; Stecher, K.; Stinner, W.; Zeller, V.; Zeymer, M.; Ciroth, A.; Zschunke, T.; Fritsche, U.R.; Hennenberg, K.; Gödeke, K. (2013): Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseneffekte. Leipzig DBFZ. ISBN 2192-1806.
- Thrän, D., Ponitka, J. (2014): Die Rolle der Bioenergie in einer nachhaltigen Energieversorgung. In: Bruhns, H. (Hrsg.): Energie - Forschung und Konzepte. Tagungsband der DPG-Frühjahrstagung in Berlin 2014, Bad Honnef, 2014 pp. 20 – 32 (ISBN 978-3-9811161-6-8)
- Thrän, D. (Hrsg.) (2015): Smart Bioenergy - Technologies and concepts for a more flexible bioenergy provision in future energy systems.
- Thrän, D., Arendt, O., Ponitka, J., Braun, J., Millinger, M., Wolf, V., Banse, M., Schaldach, R., Schüngel, J., Gärtner, S., Rettenmaier, N., Hünecke, K., Hennenberg, K., Wern, B., Baur, F., Fritsche, U., Gress, H.-W. (2015): Meilensteine 2030 – Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie. In: Thrän, D.; Pfeiffer, D. (Hrsg.): Schriftenreihe des BMWi-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Band 18. Leipzig 2015. – ISSN: 2199-2762
- UN (2013): World Population Prospects: The 2012 Revision, Highlights and Advance Tables. United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division. Working Paper No. ESA/P/WP.228.
- WBGU (Hrsg.) (2011): Welt im Wandel - Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation
- Zeller V., Weiser, Ch., Hennenberg, K., Reinicke, F., Schaubach, K., Thrän, D., Vetter, A., Wagner, B. (2011): Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe zur Bioenergiebereitstellung. Schriftenreihe „Förderprogramm Energetische Biomassenutzung“: Band 2

Jens Ponitka¹ und Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän^{1,2}

¹Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 115
D-04347 Leipzig

²Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ
Dept. Bioenergie
Permoser Str. 15
D-04318 Leipzig

Deep geothermal fluid resources: Energetic use and beyond

Harald Milsch, GFZ German Research Centre for Geosciences

Abstract

Unlike countries with or close to volcanic areas, Germany is not blessed with high temperature geothermal resources at shallow depths. However, also there deep geothermal energy can yield a significant contribution to the future renewable energy mix once a number of scientific and technical challenges have been overcome. Apart from improved exploration strategies required to drill into productive reservoirs these challenges predominantly relate to characterizing and appropriately handling the energetic resource itself, the geothermal fluid. This fluid, rarely, is simply pure water but rather a compositionally complex aqueous solution containing various dissolved solid and gaseous species at high concentrations that can range up to 300 g/L and several Nm³, respectively. Consequently, a number of fluid-rock-materials interactions may occur when hot fluids are produced from the reservoir, their heat is extracted at the surface, and the cooled fluids are injected back into the formation during a geothermal energy cycle. In this contribution these interactions, the related physico-chemical processes, and ways to control these will be reviewed. Also, it will be discussed to what extent the fluid is valuable beyond heat energy as it relates to the dissolved elements and compounds it contains.

Introduction

The earth's heat content, with a share of approximately 20:80, originates (1) from times when the earth was formed by compaction of dust during planetary accretion and (2) by decay of radioactive isotopes. Heat from the interior is transported towards the earth's surface by conduction and convection processes. This heat can be energetically used by technical means.

The use of geothermal energy for electricity generation has gained increasing interest due to the political goals of reducing greenhouse gas emissions, reducing the consumption of finite energy resources, and increasing sustainability of energy supply. Geothermal power plants generate power from an alternative source of energy that is independent of season and time of day and offers a significant potential at a worldwide scale (e.g. Goldstein et al., 2011). Only a small part of this huge potential is currently being used. The globally installed electrical power in 2011 summed up to about 11 GW (Goldstein et al., 2011). The largest share of this capacity is generated from high-enthalpy or high-temperature geothermal reservoirs that are, geologically, located at exceptionally favorable sites (e.g. Italy and Iceland) with high geothermal gradients (Fig. 1). Less than 1 % of the capacity, but the predominant part of the still unexploited geothermal potential, is located outside these areas and is found in reservoirs of low temperature (typically between 100 and 200°C), at greater depths and with often low natural permeabilities. In Germany (Fig. 2), a typical region with low enthalpy geothermal resources, four geothermal power plants are currently operated and several more are being planned or presently constructed (e.g. Schellschmidt et al., 2010).

For the sustainable and effective exploitation of these reservoirs at least two deep wells, a production and an injection well, are drilled. In order to obtain a sufficient fluid flow from the geothermal reservoir, generally, further technical measures to obtain higher permeabilities need to be undertaken (Enhanced Geothermal System, EGS; Huenges, 2010).

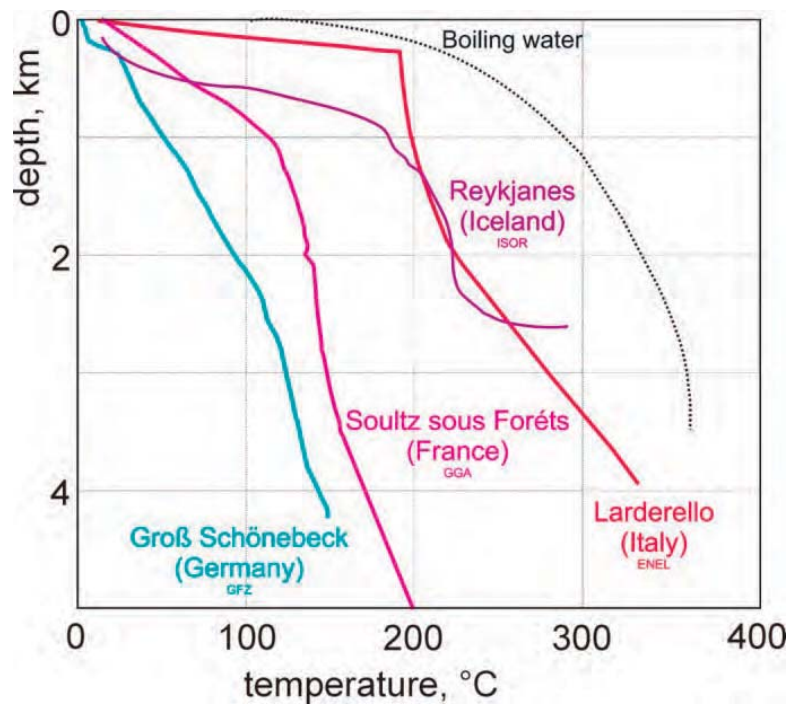


Fig. 1: Comparison of geothermal gradients at four different geothermal sites as examples for low (Germany), medium (France) and high enthalpy (Italy and Iceland) geothermal systems.



Fig. 2: German regions (orange) with the highest potential for geothermal energy supply.

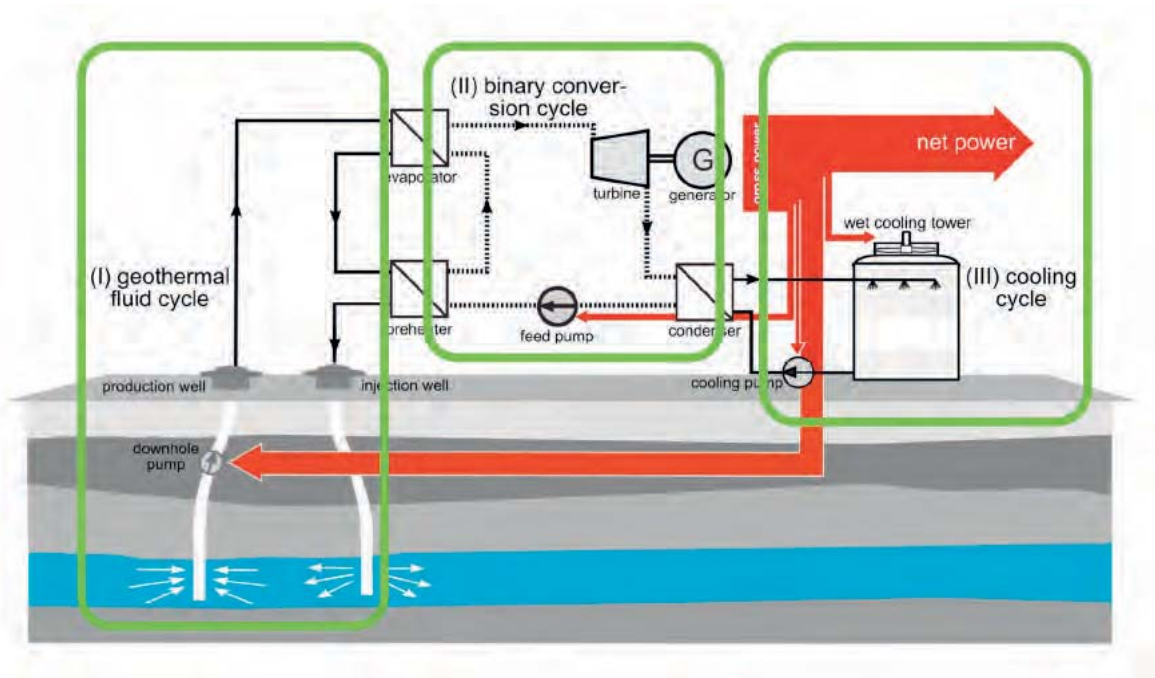


Fig. 3: Schematic of a low enthalpy geothermal system with (1) a geothermal fluid cycle, (2) a binary conversion cycle and (3) a cooling cycle.

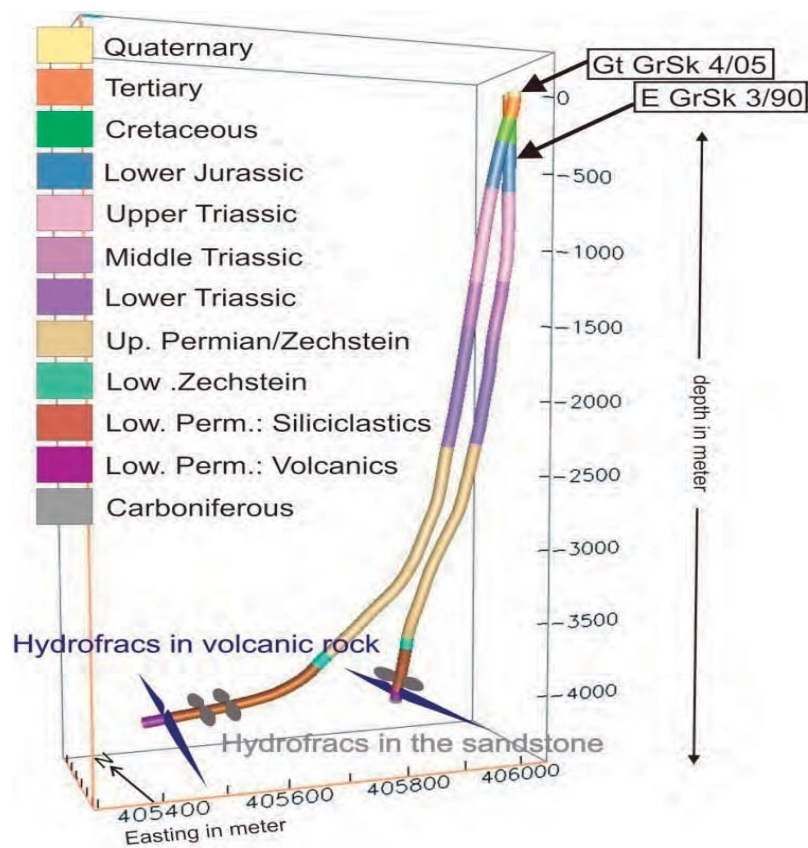


Fig. 4: Stratigraphy at the geothermal research platform Groß Schönebeck showing the well doublet with hydraulic fractures.

During operation, the geothermal fluid is pumped from the geothermal reservoir to the surface. For power generation, part of the heat contained in the geothermal fluid is transferred in a heat exchanger to a so-called binary conversion cycle (Fig. 3). In the binary unit a working fluid with low boiling point is circulated mostly because the direct use of the geothermal fluid in the conversion cycle is not as efficient from a thermodynamic point of view (e.g. DiPippo, 2008). Geothermal fluids can also be used for the supply of heat and chill.

An example of such an EGS-system is the geothermal research platform Groß Schönebeck at approximately 60 km northeast of Berlin, Germany. At this site within the North German Basin (NGB) a geothermal doublet has been installed accessing a Lower Permian sandstone reservoir at approximately 4300 m depth (Fig. 4; Moeck et al., 2009). Within the reservoir section in both wellbores hydraulic stimulation treatments have been performed to enhance productivity (Zimmermann et al., 2010). Reservoir and wellbores were complemented with technical components at the surface (e.g. a gas separator, coarse and fine filters, and an injection pump) as well as an Organic-Rankine-Cycle (ORC) binary power plant (Fig. 5; Frick et al., 2011).



Fig. 5: Surface installations at the geothermal research platform Groß Schönebeck with production well (red), injection well (blue), function hall (rear left) and ORC-plant with cooling towers (rear right).

At reservoir depth the temperature and pressure of the geothermal fluid are approximately 150°C and 45 MPa, respectively. The fluid itself is a highly saline basinal fluid of Na-Ca-Cl type containing 265 g/L of total dissolved solids (Fig. 6a; Regenspurg et al., 2010). Additionally, the fluid contains around 1 Nm³ of dissolved gases, mainly N₂, CH₄, and CO₂ (Fig. 6b).

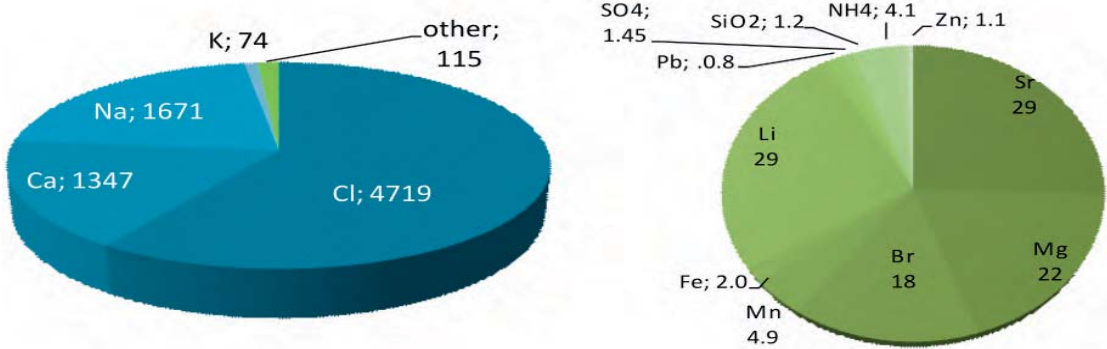


Fig. 6a: Composition of the geothermal fluid (liquid part) at the geothermal research platform Groß Schönebeck.

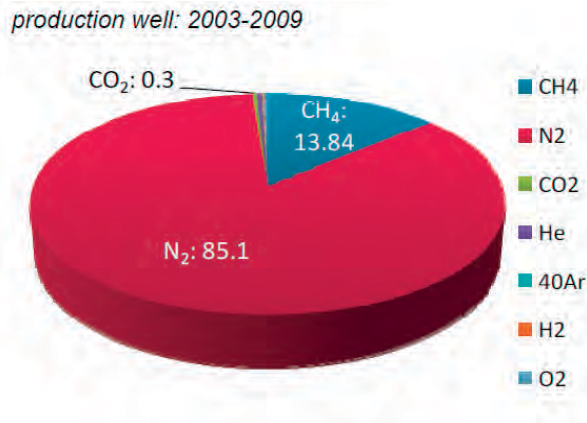


Fig. 6b: Composition of the geothermal fluid (gas phase) at the geothermal research platform Groß Schönebeck.

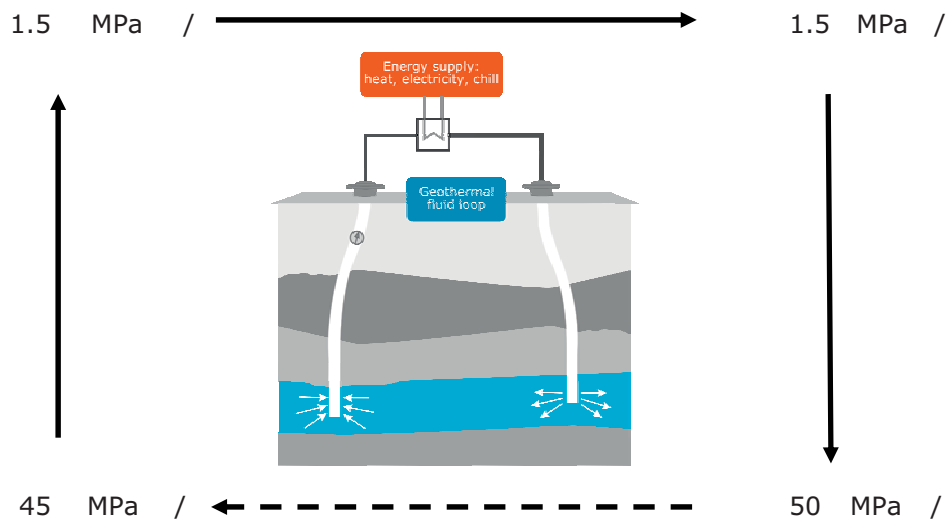


Fig. 7: Pressure and temperature changes during operation of a geothermal water loop.

Operational Risks

During production, heat extraction and reinjection the geothermal fluid undergoes severe changes in its thermodynamic pressure and temperature state (Fig. 7). Depending on the site-dependent fluid composition a number of operational risk processes then might be induced that will be illustrated in the following in relation to geothermal systems in the North German Basin having the highest overall energetic potential at a national level.

Two-phase flow:

Two-phase flow in the reservoir will occur (1) when free gas is present in the formation or (2) when degassing would occur during production as a result of fluid pressure decrease. In both cases the presence of a non-wetting gas phase will decrease the number and size of flow paths available (Fig. 8) and thereby decrease the effective permeability of the rock for flow of the liquid phase. The drastic decrease in relative permeability for the liquid phase, i.e. the ratio between effective permeability and liquid-only permeability, as a function of liquid saturation

is shown in Fig. 9. One notices that relative permeability decreases by approximately 20 % with only 5 vol% of free gas present and even 80 % when the gas content by volume is 20 %. This implies that even small amounts of free gas within the pores of the reservoir rock can significantly affect the productivity of a geothermal system. Gas content of a geothermal fluid at in situ reservoir conditions therefore is a key parameter to be investigated during site assessment.

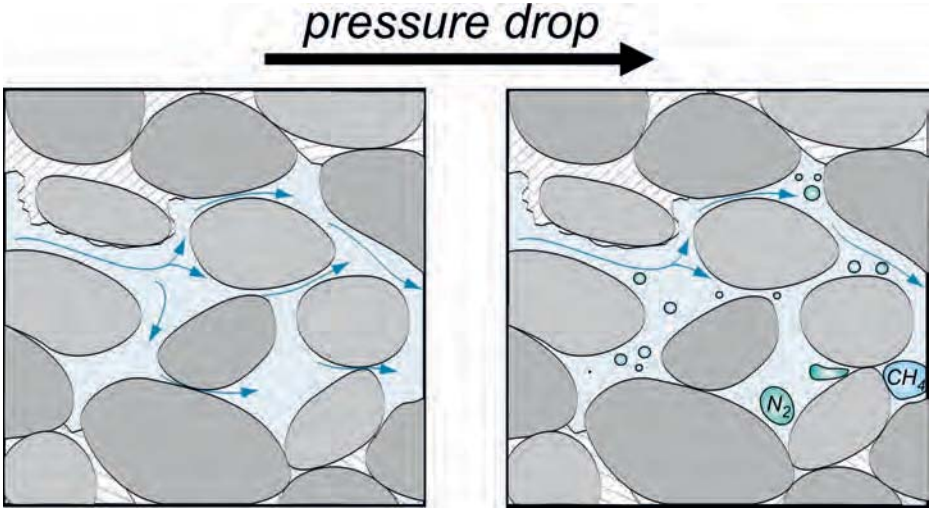


Fig. 8: Schematic of gas exsolution (e.g. N_2 and CH_4) and trapping of gas bubbles in pore throats reducing effective permeability for flow of the liquid phase.

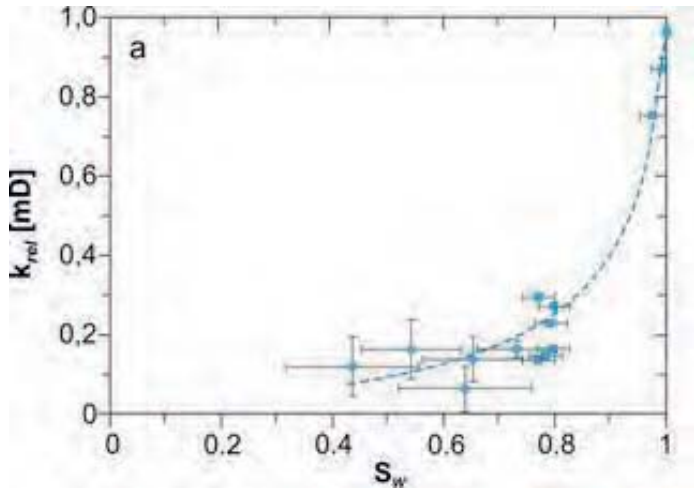


Fig. 9: Relative permeability as a function of liquid phase saturation measured during an experiment with a reservoir sandstone with N_2 as the non-wetting phase.

Redox reactions - well side:

When copper dissolved in a geothermal fluid, either ionic or as chloro-complex, comes into contact with a less noble material, e.g. the iron in a steel casing reinforcing the well, a reduction to native copper and concurrent oxidation of iron may occur as indicated in the chemical reaction equations (1-4) below. Iron ions would then further react with water to form iron hydroxide and/or iron oxide (magnetite). Native copper, having a high density, would not be transported to the surface during operation of the plant but would sediment within the well yielding progressive clogging and decreased reservoir productivity (Fig. 10; Regenspurg et al., 2015).

- (1) $\text{Cu}^{2+} + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{Cu}_0$ (Reduction)
- (2) $\text{Fe}_0 \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2 \text{e}^-$ (Oxidation)
- (3) $\text{Fe}^{2+} + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Fe}(\text{OH})_2 + \text{H}_2$
- (4) $3 \text{Fe}(\text{OH})_2 \rightarrow \text{Fe}_3\text{O}_4 + \text{H}_2\text{O} + 2 \text{H}_2$



Fig. 10: Sediment recovered from the production well at the geothermal research platform Groß Schönebeck containing substantial amounts of native copper.



Fig. 11: Copper precipitation (orange rim) in an experimentally simulated rock-casing contact yielding clogging of pores and reservoir damage.

Redox reactions - formation side:

As long as an electrically intact contact between the casing and the fluid exists it can be assumed that the same reactions outlined above would also occur within the formation. The viability of this process has been proven experimentally as shown in Fig. 11. The orange rim within the rock sample consists of copper completely filling the pore space near the wellbore simulated here with a steel capillary. This reduction in pore space available for flow towards the well would significantly reduce the productivity of the reservoir and needs to be addressed by appropriate materials selection as outlined further below.

Temperature-induced precipitation processes:

The solubility of individual minerals within a fluid depends on the overall fluid composition and the pressure and temperature conditions this fluid is subjected to. When pressure and or temperature conditions are changed, e.g. during production or within the heat exchanger of the power plant, minerals dissolved within the fluid may become oversaturated yielding solid substance precipitation (scaling) within plant components interfering with the overall system's functionality. An example of such precipitates (barite, BaSO_4 scales) is shown in Fig. 12.

The tendency of a fluid to precipitate a certain mineral for a given ionic concentration of its constituents can be simulated numerically with geochemical programs (e.g. PhreeqC) as illustrated in Fig. 13. The key parameter being calculated is the saturation index (SI), where barite precipitation will occur when $\text{SI} > 0$ as temperature is decreased to below 50°C for a fluid containing Ba^{2+} and SO_4^{2-} ions at concentrations indicated in the figure.

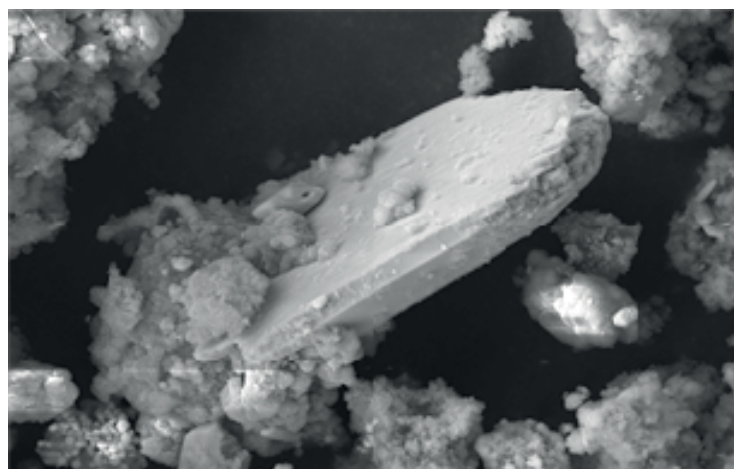


Fig. 12: Barite (BaSO_4) crystal found as temperature induced precipitate in a filter bag within the surface installations at the geothermal research platform Groß Schönebeck.

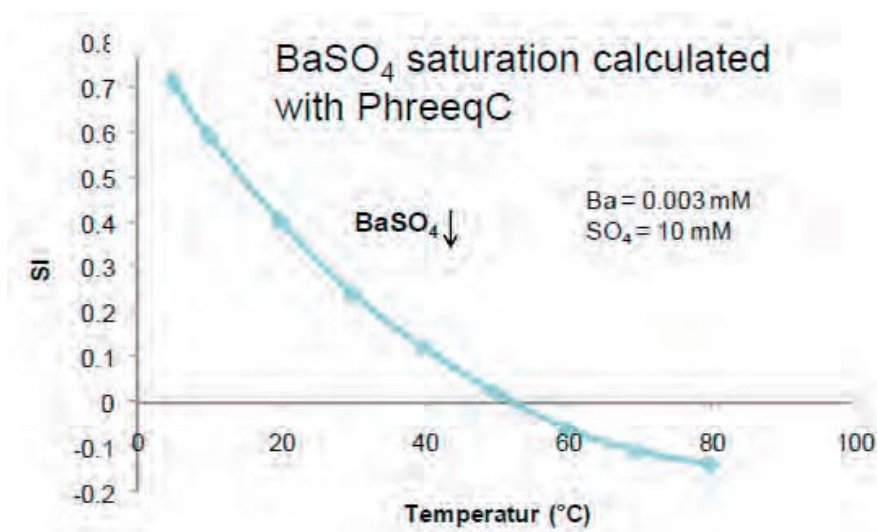


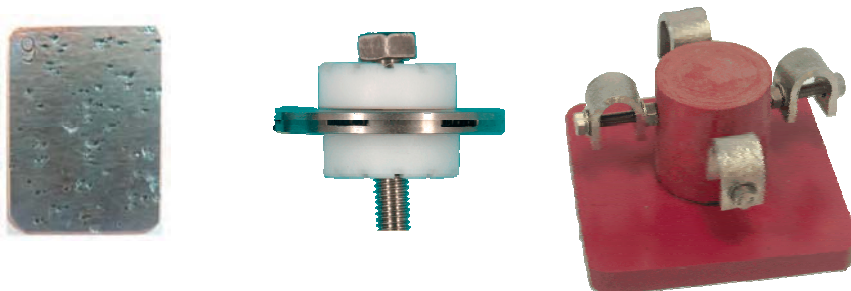
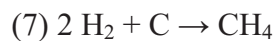
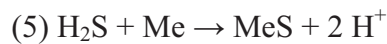
Fig. 13: Saturation index (SI) as a function of temperature simulated for Barite (BaSO_4) precipitation with the geochemical program PhreeqC.

Corrosion processes:

Depending on the fluid composition at a particular site and in combination with individual structural designs of plant components the materials used may be subject to a variety of corrosion processes as illustrated in Fig. 14. These may include uniform, pitting and crevice corrosion as well as stress and sulfide stress corrosion cracking rendering a material non-functional. High chloride contents favor corrosion processes and the selection of plant materials has to be made based on economic considerations in dependence on fluid chemistry. It also has to be considered whether a plant component constitutes an integral safety part or if it can be easily replaced.

Pitting corrosion is of particular danger as component failure is difficult to predict. Here, the passivation layer on alloy surfaces normally providing corrosion protection cannot rebuild after local damage and corrosion at these points will be amplified.

Sulfide stress corrosion cracking, as another example, occurs when metals come into contact with H₂S bearing gas which induces metal sulphide formation and liberates H₂ as indicated with the chemical reaction equations (5-7) below. H₂ then diffuses into the metal matrix and reacts with the carbon of a steel alloy producing methane (CH₄). CH₄ molecules finally create pressure within the material which would crack, embrittle and ultimately fail.



© BAM

Fig. 14: Materials samples for corrosion tests symbolizing different types of corrosion processes occurring in technical geothermal plant components: (left) pitting, (center) crevice and (right) stress corrosion.

Dissolution-precipitation reactions:

This type of fluid-rock interaction implies the dissolution of solid mineral material within the reservoir into the geothermal fluid and the precipitation of minerals from the fluid at some other place within the formation. This may yield either a decrease in pore throat diameters and/or an alteration of the mineral surfaces both resulting in a decrease in rock permeability and thus hydraulic reservoir performance. This process would predominantly occur at the injection side of a geothermal doublet system when cooled fluids depleted with respect to specific ionic content are injected into the hot reservoir causing a disturbance of its thermodynamic equilibrium. In laboratory experiments the occurrence and hydraulic consequences of such reactions have been investigated at simulated in situ reservoir conditions (Fig. 15; Schepers et al., 2013a, b). This figure compares mineral surfaces

representing the main constituents of reservoir sandstones (quartz, plagioclase, K-feldspar) before and after alteration. The changes in surface morphology are significant for the plagioclase and K-feldspar minerals. The roughening of the mineral surfaces is directly correlated with a decrease in rock permeability as concurrently evidenced and quantified during these experiments.

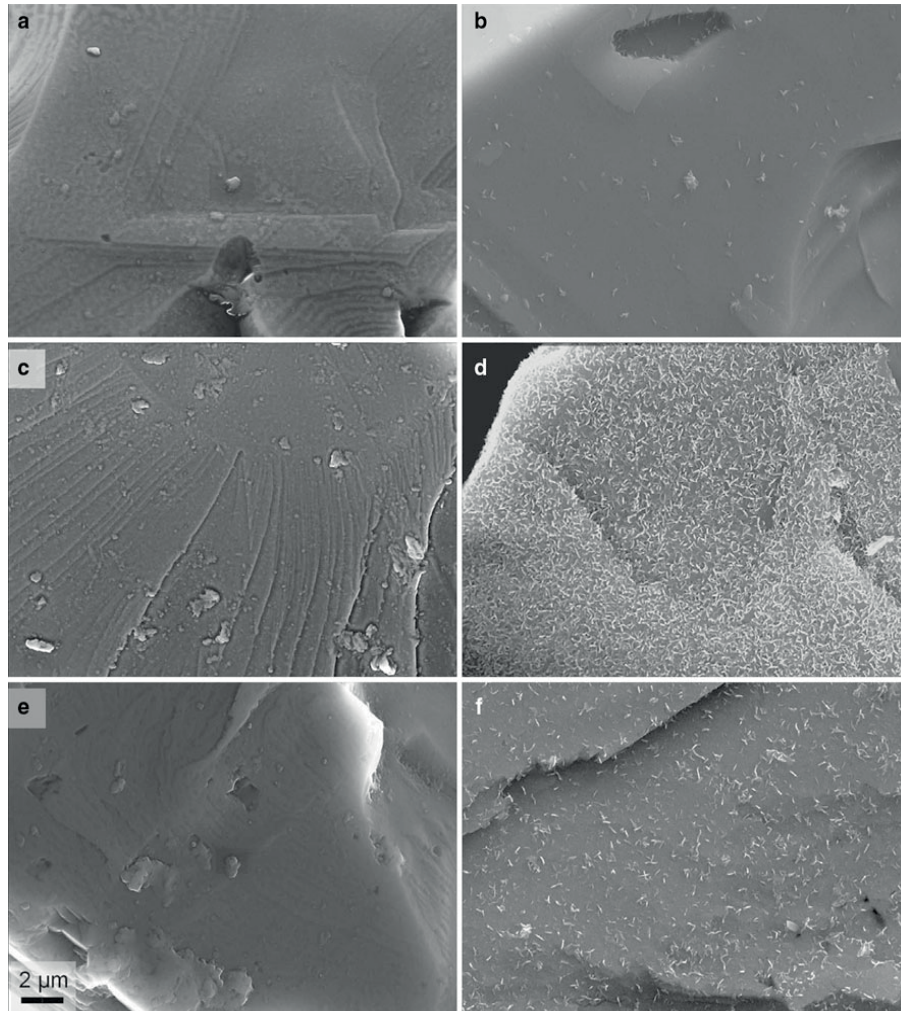


Fig. 15: Comparison of mineral surfaces representing the main constituents of reservoir sandstones (top to bottom: quartz, plagioclase, K-feldspar) before (a, c, e) and after (b, d, f) alteration as a result of dissolution-precipitation reactions.

Fines migration:

Fines migration implies the transport of small solid particles within the pore space of a rock. Such particles are ubiquitous and, e.g., emanate from clay minerals as shown in Fig. 16. When fluids are produced from or injected into a reservoir these particles may detach by hydrodynamic forces and might become accumulated in narrow pore throats yielding a decrease in rock permeability. This process is amplified when an incompatible fluid, e.g. low salinity water, is injected into the formation saturated with high salinity brine. Here, clay swelling would liberate even more fine material. Consequently, the presence of swellable clay minerals within the reservoir has to be assessed before injection of any technical fluid into the reservoir, e.g. in connection with hydraulic stimulation treatments. This is of particular importance as reservoir damage induced by fines is hardly reversible.

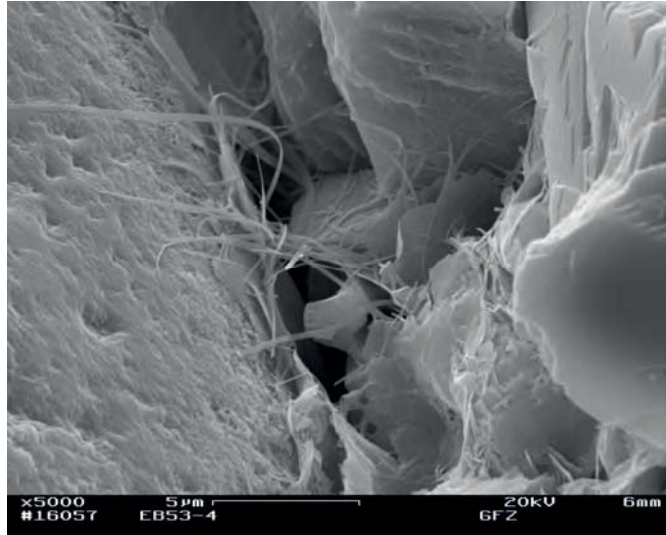


Fig. 16: SEM-micrograph of a broken sandstone sample highlighting the pore space partly filled with clay fibers (illite) yielding a risk of fines migration and pore clogging.

Process Control

With the aim to avoid or at least handle the risks interfering with the overall system's functionality a number of measures can be undertaken that will be briefly outlined in the following. As the occurrence of individual processes is strongly dependent on the fluid, rock and materials properties at a particular site these have to be known and an understanding of interaction processes has to be gained before designing the plant and starting operation.

For *two-phase flow* the true gas content of the fluid within the reservoir needs to be known to optimally run the production pump. For a critical gas content degassing can only be handled by keeping the draw-down within the production well as low as possible which in turn would imply that the production rate is lower than desired or technically possible.

For avoiding *redox reactions* and *corrosion* processes the selection of appropriate materials is imperative but generally achievable. In cases where specific materials cannot be substituted active or passive protection can be applied. Examples are: (1) cathodic protection with sacrificial anodes (Mg, Zn), (2) corrosion inhibitors that remove dissolved oxygen from the fluid and (3) coatings, either metallic (Zn, Ni, Cr) or organic (resins, thermoplastics, rubber, polymers) or mixed organic-metallic (zinc coating with an organic layer).

Temperature-induced *scaling by oversaturation* of particular species can only be avoided by keeping the temperature within the plant's heat exchanger as high as possible which in turn feeds negatively back on efficiency. The use of appropriate scaling inhibitors would then be an option. These are chemical substances added to the geothermal fluid which always need to be designed for specific types of scales (e.g. sulfates, carbonates). Examples of such substances are phosphonates, polymers (e.g. polycarboxylate) and acids (e.g. HCl for calcite).

To avoid the occurrence of *dissolution-precipitation reactions* optimum injection temperatures need to be chosen to minimize the disturbance of thermodynamic equilibrium within the reservoir. Finally, *particle transport* within the reservoir can be handled by keeping the injection rate below a critical threshold if only hydrodynamics is an issue and/or by avoiding the injection of incompatible fluids (e.g. during stimulation treatments) if sensitive minerals (e.g. clays) are rock constituents.

In summary, for some processes countermeasures are directly available, for others the operating conditions need to be optimized for each individual site and fluid-rock-materials combination.

Beyond Energy

Depending on the individual location and thus geological situation, geothermal fluids can contain a plethora of dissolved elements and compounds. These may constitute an economic value if (1) their concentration is sufficiently high and (2) appropriate techniques exist to separate them either from the fluid or a precipitate. Substances of interest are, e.g.: silica (SiO_2), lithium (Li), copper (Cu) and rare earth elements (REE) in the liquid phase and helium (He) in the gas phase. For the example of the geothermal research platform Groß Schönebeck the fluid at this site contains 72 mg/L of SiO_2 , 200 mg/L of Li, 10 mg/L of Cu and $> 20 \text{ NL/m}^3$ of He. The rate at which the fluid would be produced on average is $50 \text{ m}^3/\text{h}$.

Silica is mainly of interest for high enthalpy geothermal systems, e.g. in Indonesia (Fig. 17), where large quantities are encountered and also imply an operational risk. For silica use there exist various industrial applications as fillers (e.g. paper, paint, plastics, rubber), abrasives (e.g. sandpaper), polishers (e.g. silicon wafers), desiccants (e.g. food) and feedstock (e.g. semiconductors, catalysts). Technologically, for separating silica from geothermal fluids there exists an example from the Wairakei geothermal field, New Zealand (Brown and Bacon, 2000) where enriched silica sol is produced from colloidal silica.



Fig. 17: Plant components at an Indonesian geothermal power plant showing massive silica precipitation (scaling) and a significantly reduced cross-sectional area available for flow.

Lithium, to date, is predominantly produced from ores and Li-bearing minerals like spodumen ($\text{LiAl}[\text{Si}_2\text{O}_6]$) or from salt lakes (e.g. LiCl). There also exist various industrial applications for lithium use where the most prominent is manufacture of batteries with an estimated lithium consumption of 8000 t in 2015 which is approximately 25 % of the total lithium production worldwide. For separating lithium from a geothermal fluid some laboratory-scale processing technologies have been investigated providing the basis for later prototype plant-scale installations: (1) solvent extraction (Hano et al., 1992), (2) co-precipitation with AlOH (Takuechi, 1980), (3) HMnO ion-sieve adsorbent (Ooi et al., 1986; Miyai et al., 1988) and (4) Li ion-sieve adsorbent (Zhu et al., 2014).

Summary and Outlook

Energy from geothermal fluids is an overall environmentally friendly, decentralized, base load and inexhaustible type of renewables that can deliver electricity, heat and chill and may significantly contribute to present and future demands. Most of the vast global geothermal resources are yet unexploited.

This, to a significant part, relates to challenges in reliably handling geothermal fluids as the heat carrier during production, usage and injection. A site-specific fluid assessment is imperative for plant design and later operative conditions. However, individual interaction processes still need understanding from substantial fundamental research to derive guidelines for optimum plant setup and operation.

Geothermal fluids produced for energy supply can, site-dependently, contain a plethora of dissolved elements and compounds that may represent an economic value at an amount that can exceed the value of the fluid's energy content. To separate species of economic value, e.g. lithium, silica and rare earth elements (REE), from a geothermal fluid both at the surface and during operation novel chemical process technologies will need to be developed.

Once this is achieved geothermal fluids would constitute a powerful resource for the concurrent provision of both energy and raw materials at individual sites securing local demands, decreasing import needs and yielding transfer of technologies.

Acknowledgements

This publication includes contributions by members of Section 4.1 - Reservoir Technologies and the International Centre for Geothermal Research (ICGR) at GFZ-Potsdam, namely: Simona Regenspurg, Juliane Kummerow, Jörg Zotzmann, Ansgar Schepers, Ikenna V. Igboanugwo, Günter Zimmermann, Guido Blöcher, Inga Moeck, Jan Henninges, Thomas Reinsch, Stefan Kranz, Stephanie Frick, Ali Saadat and Ernst Huenges. The author thanks Ralph Bäßler, Federal Institute for Materials Research and Testing (BAM), for material included in Fig. 14. Research presented here was made possible by funds received from the Federal Ministries for Economics and Energy (BMW) as well as Education and Research (BMBWF) in the framework of several projects.

References

- Brown, K.L. and L.G. Bacon (2000): Manufacture of silica sols from separated geothermal water. World Geothermal Congress, Kyushu, Tohoku, Japan.
- DiPippo, R. (2008): Geothermal Power Plants - Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact, 2nd edition. Elsevier Ltd., Oxford, United Kingdom.
- Frick, S., S. Regenspurg, S. Kranz, H. Milsch, A. Saadat, H. Francke, W. Brandt, E. Huenges (2011): Geochemical and process engineering challenges for geothermal power generation. *Chem Ing Tech* 83(12):2093-2104, doi: 10.1002/cite.201100131.
- Goldstein, B., G. Hiriart, R. Bertani, C. Bromley, L. Gutiérrez-Negrín, E. Huenges, H. Muraoka, A. Ragnarsson, J. Tester, V. Zui (2011): Geothermal Energy. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (Eds.), Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Hano, T., M. Matsumoto, T. Ohtake, N. Egashir, F. Hori (1992): Recovery of lithium from geothermal water by solvent extraction technique. *Solvent Extraction and Ion Exchange*, 10(2), 195-206.

- Huenges, E (Ed.) (2010): Geothermal Energy Systems: Exploration, Development and Utilization. Wiley-VCH, Weinheim, p 463.
- Miyai, Y., K. Ooi, S. Katoh (1988): Recovery of lithium from seawater using a new type of ion-sieve adsorbent based on $MgMn_2O_4$. Separation Sci. and Techn., 23, 179-191.
- Moeck, I., H. Schandelmeier, H.-G. Holl (2009): The stress regime in a Rotliegend reservoir of the Northeast German Basin. Int J Earth Sci 98(7):1643-1657, doi: 10.1007/s00531-008-0316-1.
- Ooi, K., Y. Miyai, S. Katoh (1986): Recovery of lithium from seawater by manganese oxide adsorbent. Separation Sci. and Techn., 21(8), 755-766.
- Regenspurg, S., T. Wiersberg, W. Brandt, E. Huenges, A. Saadat, K. Schmidt, G. Zimmermann (2010): Geochemical properties of saline geothermal fluids from the in-situ geothermal laboratory Groß Schönebeck (Germany). Chemie der Erde - Geochemistry 70 (3), 3-12, doi: 10.1016/j.chemer.2010.05.002.
- Regenspurg, S., E. Feldbusch, J. Byrne, F. Deon, D.L. Driba, J. Henniges, A. Kappler, R. Naumann, T. Reinsch, C. Schubert (2015): Mineral precipitation during production of geothermal fluid from a permian rotliegend reservoir. Geothermics 54, 122-135, doi:10.1016/j.geothermics.2015.01.003.
- Schellschmidt, R., B. Sanner, S. Pester, R. Schulz (2010): Geothermal Energy Use in Germany. In Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia.
- Schepers, A. and H. Milsch (2013a): Dissolution-precipitation reactions in hydrothermal experiments with quartz-feldspar aggregates. Contributions to Mineralogy and Petrology, 165, 1, 83-101.
- Schepers, A. and H. Milsch (2013b): Relationships between fluid-rock interactions and the electrical conductivity of sandstones. Journal of Geophysical Research, 118, 7, 3304-3317.
- Takuechi, T. (1980): Extraction of lithium from sea water with metallic aluminum. Journal of Nuclear Science and Technology, 17(12), 922-928.
- Zhu, G., P. Wang, P. Qi, C. Gao (2014): Adsorption and desorption properties of Li^+ on PVC- $H_{1.6}Mn_{1.6}O_4$ lithium ion sieve membrane. Chemical Engineering Journal, 235, 340-348.
- Zimmermann, G., I. Moeck, G. Blöcher (2010): Cyclic waterfrac stimulation to develop an enhanced geothermal system (EGS): Conceptual design and experimental results. Geothermics 39(1):59-69, doi: 10.1016/j.geothermics.2009.10.003.

Dr. Harald Milsch, GFZ German Research Centre for Geosciences
Telegrafenberg
D-14473 Potsdam, Germany

Geological carbon storage: processes, risks and opportunities

Holger Ott, Imperial College, Shell Global Solutions International B.V

ABSTRACT

Due to the growing global demand for energy and the relatively slow transition to sustainable energy sources, the combustion of carbon-based fuels will remain the world's major energy source for the coming decades. In order to achieve climate targets, transition technologies are required to reduce CO₂ emissions during this period. Carbon Capture and Storage (CCS) is such a technology with a high potential to reduce greenhouse-gas emissions, and potentially even achieve a negative CO₂ footprint – i.e. an active transfer of CO₂ into the long-term carbon cycle. While for CO₂ capture and transport, cost efficiency is the main issue, subsurface storage is focused on storage capacity and storage safety. With this in mind, CCS is discussed in relation to energy demand, anthropogenic CO₂ emissions and 'clean fossil fuels'. The main focus is on CO₂ storage in geological formations. CO₂ migration and trapping mechanisms in deep saline aquifers and depleted hydrocarbon reservoirs are discussed and related to performance and risk assessment of injection operations. Finally, a glance on current subsurface research and development is given.

INTRODUCTION

The Challenge

Currently, more than 80% of the world's primary energy supply is based on fossil fuels, i.e. on the combustion of coal, oil, and gas. There are two major issues in conjunction with fossil fuel combustion. First, the earth's fossil fuel reserves accessible for economical extraction are finite, with a currently estimated remainder of ~110 years for coal, ~50 years for oil, ~60 years for natural gas, on the basis of the present day's level of energy consumption in the future [EIA, 2014] – a scenario that is not very likely in view of the current growth rate of the total energy consumption. Second, the combustion of fossil fuels releases carbon dioxide and is to a large extent responsible for the increase of the atmospheric CO₂ concentrations [IPCC, 2005]. It has been estimated that fossil fuels account for about 75% of the current anthropogenic CO₂ emissions [IPCC, 2005]. There is a general understanding that the current level of CO₂ emissions is unsustainable and that a key element for greenhouse gas reduction is linked to primary energy production. Thus, energy industries and public organizations simulate future energy scenarios based on statistical data and including different future energy policies to understand and predict future developments of the energy market.

The left image of Fig. 1 shows the result of an energy scenario considered by Shell. There are two obvious trends: firstly, the overall energy demand is increasing in the period up to 2050, and secondly, the total demand for fossil fuels will reach a maximum – at around 2040 in the Shell scenario – and declines thereafter, while alternative forms of energy increase in their importance. However, despite this trend, the share of fossil fuels is predicted to still be very high in 2050, decreasing from above 80% today to about 70% in 2050. Different mitigation scenarios considered by the Intergovernmental Panel on Climate Change still predict a share of fossil fuels of well above 50% by 2100 as shown in the right image of Fig. 1. A high share of fossil fuels in the energy mix is a characteristic of the energy scenarios of different organizations [Shell, 2013; IEA, 2014; IPCC, 2014] and reflects the inertia in the energy market with respect to existing infrastructure and investments. This is important to recognize,

since the speed of restructuring the energy sector is not necessarily determined by the speed of technology development of e.g. alternative energy technologies, but rather by the inertia of the energy system caused by capacity, existing plants and infrastructure versus investment in new technology and in distribution networks.

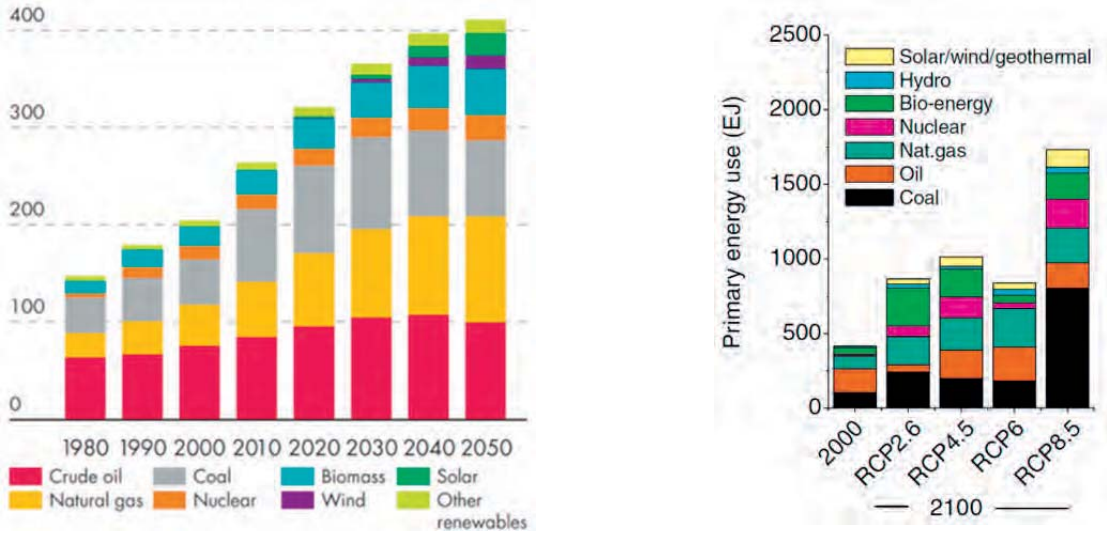


Figure 1: Left: energy scenario considered by Shell. Vertical axis: primary energy demand in units of million barrels of oil equivalent per day (MMBOED). 400 MMBOED correspond to about 858 EJ/a. The compositions is given as color coding. Right: predicted energy mixes for the year 2100 as results of climate models with different representative concentration pathways (RCP) compared to the energy mix in the year 2000. The four RCPs, RCP2.6, RCP4.5, RCP6, and RCP8.5, are named after a possible range of radiative forcing values in the year 2100 relative to pre-industrial values (+2.6, +4.5, +6.0, and +8.5 W/m², respectively) [IPCC, 2014; van Vuuren, 2011].

In conclusion, in addition to a strong emphasis on developing a renewable-energy future, the challenge of mitigating consequences of fossil fuel consumption over the coming decades must also be addressed.

Driving Forces for CCS

Carbon Capture and Storage (CCS) could play a vital role in mitigating greenhouse gas emissions to the atmosphere. When CCS first became a topic of interest in the 1990s, it was considered to be a technology that (1) was transitional, (2) could be deployed quicker than renewables, and (3) would be cheaper than renewables. As time progressed, CCS has been seen in a different light. In modern energy scenarios CCS appears as technology that can be combined with central biomass combustion or gasification to provide negative-CO₂ pathways to create a negative offset for continued use of oil and gas in sectors where this is hard to replace. Secondly, pre-combustion capture that produces hydrogen that can be flexibly used for low-carbon power generation becomes a key enabler at the system level.

The combination of CCS and biomass combustion (BECCS) has the potential to actively reduce the atmospheric CO₂ concentration [Benson, 2014]. Demanding mitigation scenarios aim for atmospheric concentrations of 450 to 550 ppm CO₂eq (CO₂ equivalent) in 2100, with a temporary overshoot. Overshooting scenarios – in contrast to long-term accumulating scenarios – typically rely on the widespread deployment of BECCS and afforestation in the second half of the century [IPCC, 2014]. The availability and scale of CCS, BECCS, and

other mitigation technologies are uncertain and are associated with several challenges and risks. However, many climate models could not achieve atmospheric concentration levels of about 450 ppm CO₂eq in the absence, only limited availability or delayed deployment of key technologies, such as bioenergy, CCS, and their combination (BECCS) [IPCC, 2014].

The magnitude of required emission reduction is large. It has been shown that the cumulative carbon emission between 2011 and 2050 needs to be limited to 1100 Gt of CO₂ in order to limit global warming to 2°C throughout the 21st century [Meinshausen, 2009; McGlade, 2015]. The present estimates of the global fossil fuel resources contain ~3× more carbon emissions potential [Raupach, 2014; McGlade, 2015], corresponding to ~3300 Gt of CO₂. In comparison the total ongoing and currently projected CCS operations add up to only 9.1 Gt in total up to 2100 [Global CCS Institute, 2015]. This indicates that the current efforts clearly are by far not yet adequate.

Carbon Capture and Storage (CCS)

CCS describes a set of technologies for separating CO₂ from the exhaust of large emitters and storing it below the surface over geological time scales. Only large point sources allow for effective CO₂ capture and transport with currently available technologies. Typical point sources are fossil-fueled power plants and other CO₂-intensive industries such as the cement and the steel industry [MIT, 2015]. CCS is also a key enabler for the upstream industry, when large amounts of CO₂ are produced in hydrocarbon production operations and a disposal concept is required.

There are different pathways for carbon capture depending on the nature of the emitter. The most common one is the so-called post-combustion capture technology that separates CO₂ from the exhaust stream after combustion. The advantage of this is that post-combustion capture is an add-on technology, with which existing plants or works can be retrofitted. More sophisticated techniques are available, which are part of the process and hence part of the plant or work. The most common ones are pre-combustion capture and oxyfuel combustion. Current developments are focused on the reduction of the costs for power generation with CCS which are still a factor of ~1.5 to 2 times the costs without CCS [IPCC, 2005], and, associated to this, reduction of the energy demand (15–30% of the generated power), and optimization of integration with power generation processes or other applications.

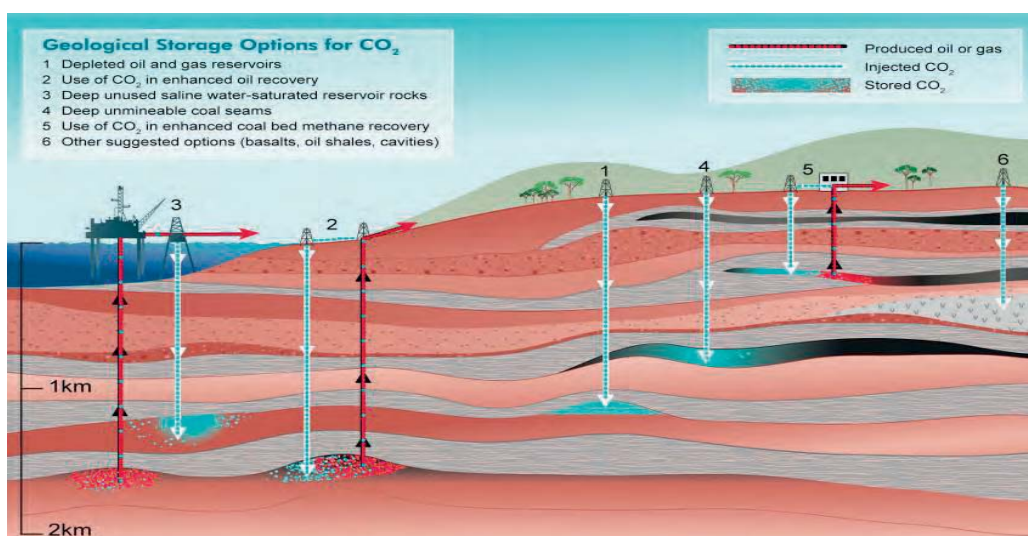


Figure 2: The various reservoirs for geological storage of CO₂ [IPCC, 2005].

The pure and compressed CO₂ stream can be transported via pipelines – and in exceptional cases by vessels – to the storage site. While cost efficiency is the main issue for CO₂ capture and transport, subsurface storage is focused on storage capacity, performance, and safety. There are many suitable types of reservoir: CO₂ can be stored in geological formations including oil and gas reservoirs, unmineable coal seams, and deep saline formations. When selecting a reservoir, there are several aspects to be considered: (1) the reservoir should be in proximity to the point source, (2) the storage capacity and the injectivity should allow a high injection rate over the lifetime of the emitting plant, and (3) the reservoir must be well characterized and the injection and storage processes must be well understood to ensure safe storage.

The storage options are schematically shown in Fig. 2. Currently, the most promising geological reservoirs are depleted hydrocarbon fields and deep saline aquifers. Depleted fields are usually well characterized and have proven seals. Also, the infrastructure such as injection wells and pipelines are already in place, which might reduce costs. In the ideal case, CCS can be combined with hydrocarbon production. CO₂ has been injected for enhanced oil recovery [Lake, 1989] or enhanced coalbed methane (ECBM) recovery [Busch, 2011]. However, CO₂ utilization for hydrocarbon recovery is likely to remain a niche given the volume of CO₂ required to be sequestered. Saline aquifers, on the other hand, are generally more abundant – therefore more likely to be found in proximity to a point source – and should offer a much higher total storage capacity.

SUBSURFACE PROCESSES

For geological storage, CO₂ is injected into porous (sedimentary) rock formations deep underground. The fluids in these deep formations are at high pressure and temperature conditions (corresponding to hydrostatic pressure and geothermal gradients of typically ~100 bar (10⁷ Pa) and ~30°C increase per km depth, respectively, however, for many reservoirs deviations from these rules occur).

Primary Displacement Processes: To penetrate a formation, CO₂ must be injected at a higher pressure than the initial fluid pressure in order to displace the fluids that are initially in place.

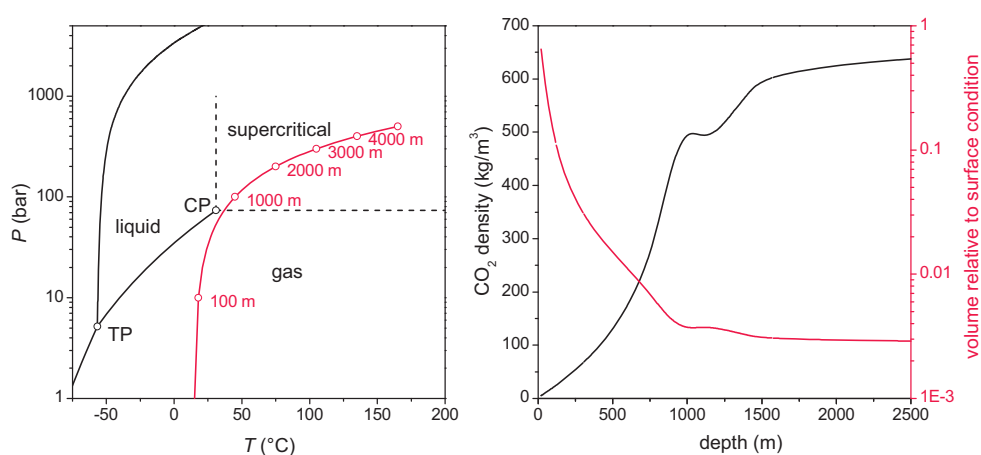


Figure 3: Left: CO₂ phase diagram as a function of pressure and temperature. The red line indicates the pressure and temperature conditions assuming a normal geothermal gradient and hydrostatic pressure as reservoir pressure. TP denotes the triple point and CP the critical point. Right: CO₂ density as a function of depth and the CO₂ volume relative to the volume at surface conditions (1 bar, 15 °C).

The target reservoirs are usually at a depth of more than 800 m, because assuming the pressure and temperature gradients discussed above, CO₂ is supercritical at these depths, as indicated in Fig. 3. Supercritical CO₂ (scCO₂) is beneficial for CO₂ storage; it has the viscosity of a gas but a density of a liquid which combines the advantages of a lower pressure response during injection with a high utilization of storage capacity in a given pore space – a high pore-space utilization. However, the density of CO₂ under reservoir conditions is still smaller than the density of the brine initially occupying the pore space, causing the CO₂ to migrate upward by buoyancy. Disregarding the special case of pure hydrodynamic trapping that does not require an upper seal as suggested by [Bachu, 1994], a sealing layer above the reservoir is therefore generally required to prevent CO₂ leaking to higher formations (e.g. drinking-water aquifers) or to the surface,.

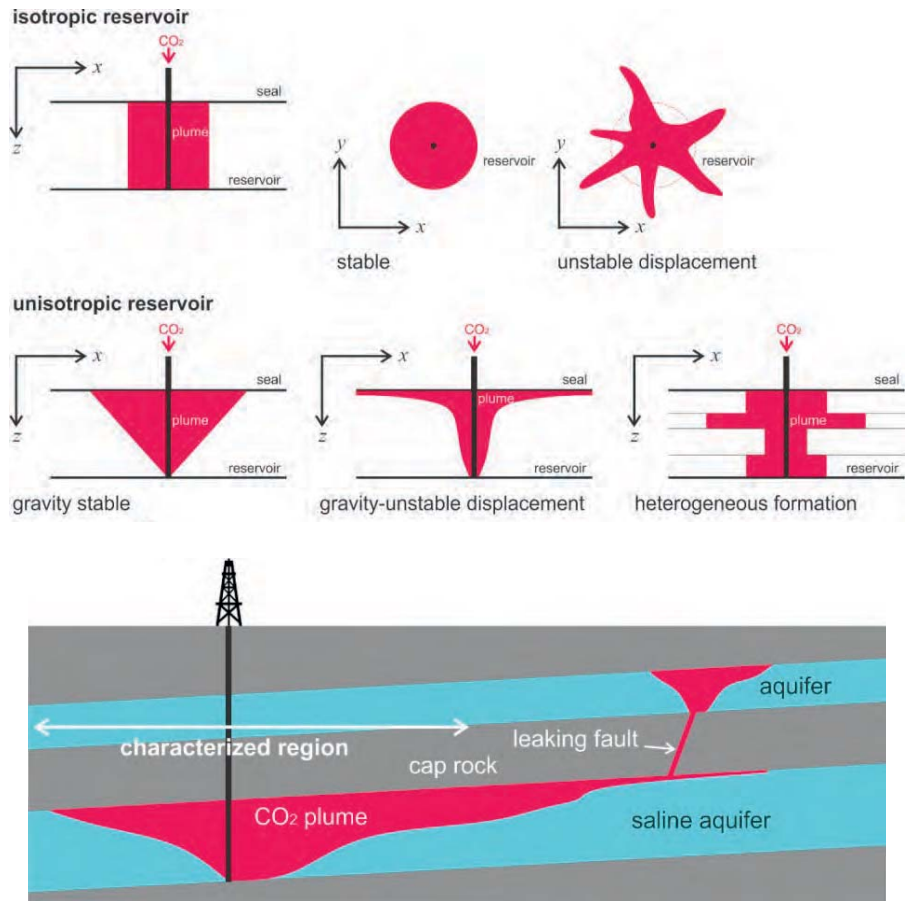


Figure 4: Upper images: schematic of primary plume migration and effects of gravity, fluid mobility ratio and heterogeneity on sweep efficiency and plume shape. Lower image: plume migration in a dipping reservoir and potential leakage pathway away from the characterized zone.

There is no “typical architecture” of a reservoir. However, an illustrative example is an anticlinal structure with a series of permeable and impermeable layers, where the permeable layers could serve as CO₂ storage or CO₂ reservoirs and a series of impermeable layers on top would form the seal. Typically, shales or salt layers (evaporates) with sufficient thickness (100s of meters) and quality are considered as acceptable seals. Such layers are not strictly impermeable, but their permeability is many orders of magnitude smaller than the permeability of the reservoir (nano Darcy vs. Darcy or 10⁻²¹ vs. 10⁻¹² m²), such that migration through a seal of reasonable thickness requires geological time scales. Characteristic

properties of the seal layers are their capillary entry pressure, above which non-wetting CO₂ may enter the otherwise water-saturated seal (for shales), and the so-called fracturing pressure above which the seal becomes fractured and potentially leaky. Both pressures, with a safety margin, limit the injection pressure.

CO₂ and water (or brine) are mutually soluble but immiscible and hence CO₂-brine displacement is subject to two-phase (general multi-phase) flow. In contrast to the injection of a miscible fluid, immiscible displacement is never complete, i.e. just a fraction of the pore space is invaded by CO₂. In reservoir engineering this is called the microscopic displacement efficiency and for a practical purpose this is described by Darcy's law (extended to two-phase flow) including relative-permeability and capillary-pressure saturation functions. In simple cases, the saturation profiles and the microscopic displacement efficiency can be derived analytically [Buckley and Leverett, 1942; Lake, 1989].

On a macroscopic scale, i.e. field scale, the displacement efficiency is hampered by gravity, leading to a gravity-driven override of the CO₂ and hence bypassing of the pore space in the lower part of the reservoir. Also rock heterogeneity, i.e. layering, and viscous instabilities can lead to channeling and fingering, with the result that rock matrix is macroscopically bypassed. These situations are sketched in Fig. 4. The total pore space utilized for CO₂ storage, ϕ_U , can be computed from the porosity ϕ , the displacement efficiency ED and the volumetric sweep efficiency, EV , by $\phi_U = \phi \cdot ED \cdot EV$, with the range of ED and EV being between 0 and 1. It becomes obvious that only a fraction of the pore space is actually used for storage of scCO₂. This has consequences: (1) with a low pore space utilization, the CO₂ plume expands much further into the reservoir than in case of high ED and EV . The plume is more difficult to control and might spread into areas of the reservoir that are not well characterized. On the other hand, a low ϕ_U means a larger fraction of remaining water in proximity to the CO₂ phase. This proximity facilitates secondary trapping processes and therefore leads to faster sequestration of the free CO₂ phase.

Redistribution and Trapping Processes: The primary displacement processes as discussed so far are setting the scene for later processes leading to a redistribution and to trapping of CO₂ in the reservoir. In the post-injection period, the plume still migrates due to gravity differences, which is illustrated in Fig. 5. During secondary migration, the plume might disconnect from the injection well, if there is no CO₂ supply any more. At this point, water starts to imbibe, i.e. to displace CO₂, and since water tends to wet the rock's internal surface, it disconnects the CO₂ phase on the pore scale which forms clusters and bubbles [Iglauer, 2010; Georgiadis, 2013]. This so-called capillary trapping is the first trapping mechanism that kicks in after the stratigraphic trapping.

CO₂ and brine are mutually soluble, but depending on distances and contact areas, dissolution may act over long time scales. The dispersed CO₂ phase partly dissolves in the brine phase and since CO₂-saturated brine has a higher density than fresh brine, it sinks in dissolved form towards the bottom of the reservoir, while the fresh brine is moving upward, eventually contacting the CO₂ plume. This induces brine convection cycles that effectively distribute and immobilize the CO₂ and remove it from the seal (see e.g. [Neufeld, 2010]).

Dissolved CO₂ forms carbonic acid, reacting with the rock-forming minerals. It is generally assumed that subsequent reactions with the formation rock (rock-fluid system) form new solids. This is called mineral trapping and is the ultimate form of trapping since CO₂ turns into rock matrix. Although the time scale and magnitude of mineral trapping is poorly understood and difficult to determine in the lab these processes are known and require very long time scales.

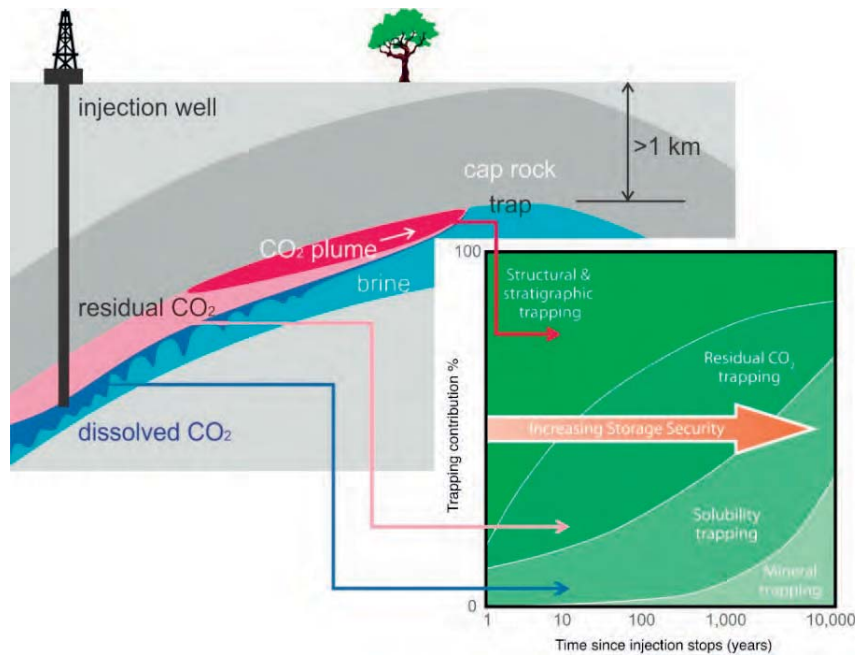


Figure 5: Sketch of secondary plume migration in an anticline structure after injection has stopped. CO₂ is in different states: as connected (plume) and disconnected (residual CO₂) supercritical phase, and dissolved in the brine phase. The arrows connect the schematic with the CO₂ fate plot from [IPCC, 2005], schematically showing the contributions of different trapping mechanisms through time.

The time scales over which the different trapping mechanisms act are schematically shown in the CO₂-fate plot in Fig. 5. However, this is not a universal plot, as the actual time scales depend on many factors such as the capacity and the activity (brine flux) of the aquifer, the reservoir geometry and the exact injection process, which determines the distribution of the CO₂ in the reservoir. The question of how fast and to what extent CO₂ is captured by the formation (dissolved or reacted) and to what extent the CO₂ remains in supercritical phase can be estimated by numerical field simulations of the injection and the post-injection period. How the CO₂-fate plot in Fig. 5 changes for different scenarios has been shown in a case study [Snippe, 2014].

A GLANCE ON CURRENT RESEARCH & DEVELOPMENT

How can we Predict and Observe Plume Migration?

The control of CO₂-plume migration is a classical task of reservoir engineering. With due consideration of a detailed geological description of the reservoir, multiphase-flow physics is applied to predict flow, saturations and distributions of CO₂. In this way, injection operations can be designed by variation of the number and position of injection wells, and of injection rates. Depending on the geology and specific requirements, there are different design criteria. The most evident ones are (1) best confinement of the plume, (2) optimal usage of the pore space – optimization of the storage capacity, and (3) maximum storage safety by e.g. optimizing capillary trapping or maximizing CO₂ dissolution in the brine.

Modelling multi-phase flow on a field scale requires an effective description of fluid mobility and saturations as function of space and time. An effective description is given by the extended Darcy's law (see Nutshell A), which is a phenomenological description that has successfully been applied to oil and gas production over the last decades [Lake, 1989].

Nutshell A: Multiphase flow and extended Darcy's law

Single-phase flow in porous media is described by Darcy's law [Bear, 1972]: (A1) $\vec{v} = -K/\mu \cdot \nabla P$, where K is the absolute permeability of the formation rock, μ the fluid viscosity and \vec{v} the flux. The flux links to the interstitial fluid velocity through v/ϕ , with ϕ being the porosity.

When considering immiscible displacement such as the displacement of brine by CO_2 , both immiscible fluid phases flow simultaneously through the pore space, reducing each other's mobility, i.e. the effective fluid phase permeability. This is described in a phenomenological way by relative permeability saturation functions $k_r(S_{ij})$. In CO_2 storage operations, relative permeability critically influences the CO_2 saturation in the pore space, the migration of the CO_2 plume, and the residually trapped volume after re-imbibition of the aquifer. In numerical models, two-phase flow is described by the following equations – for simplicity we assume incompressible flow without mass transfer between the fluid phases [Bear, 1972; Lake, 1989]:

$$(A2) \quad \phi \frac{\partial S_i}{\partial t} + \nabla \vec{v}_i = 0 \quad \text{and} \quad (A3) \quad \vec{v}_i = -\frac{k_{r,i} K}{\mu_i} (\nabla P_i - \rho_i \vec{g}),$$

where the wetting-phase ($i = w$) and the non-wetting-phase ($i = nw$) saturations satisfy $S_w + S_{nw} = 1$. Eq. A2 is the mass balance equation. The flux \vec{v}_i is described by Darcy's law extended to two-phase flow in Eq. A3, with the fluid phase viscosities and densities μ_i and ρ_i and the gravity constant \vec{g} . The fluid phase mobility is now expressed as $m_i = k_{r,i} K / \mu_i$.

As consequence of preferential wetting of the fluid phases to the rock-forming minerals, the fluid-fluid interfaces are curved in the pore space. This results in a higher pressure in the non-wetting phase than in the wetting, i.e. $P_{nw} > P_w$. This is known as the capillary pressure $p_c = P_{nw} - P_w$. The average interfacial curvature is a function of water saturation, and hence $p_c = p_c(S_w)$.

Relative permeability and capillary pressure functions are typically derived from core flood experiments. Fig. A1 shows a time series of 3D CO_2 -saturation profiles derived from computerized tomography scans of a CO_2 -brine displacement experiment [Berg, 2013]. Relative permeability functions are derived from numerical history matching of saturation profiles, fluid production curve and differential fluid pressures. Such data are directly used in reservoir simulations to predict displacements on the reservoir scale.

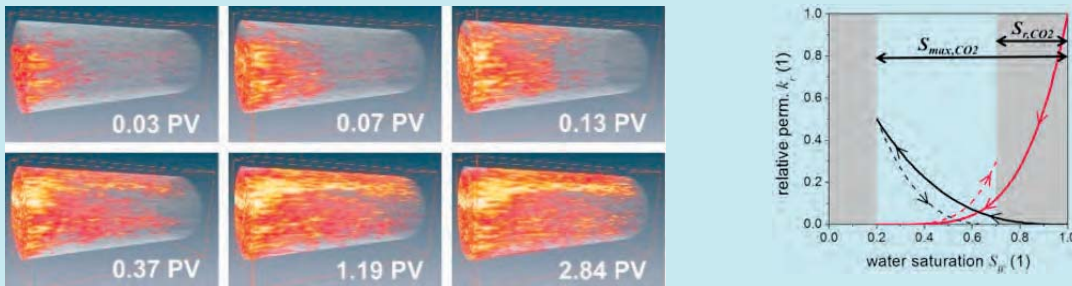


Figure A1: 3D- CO_2 -saturation profiles recorded by means of computerized tomography during a CO_2 -brine displacement experiment in sandstone [Berg, 2013]. CO_2 saturation is displayed in orange/red and the initial brine-saturated rock as semi-transparent background. PV denotes the injected CO_2 volume in units of the total pore volume (PV) of the rock sample. Right: drainage (solid lines) and imbibition (dashed lines) relative permeability curves. The water branches are in red and the CO_2 branches are in black.

The precondition is a profound knowledge of the geological setting of the particular reservoir, which is used as basis for a grid-based static geological model including detailed information on rock properties, heterogeneity etc. Geophysical (e.g. seismic) and petrophysical (well bore logging) data are used to populate the model. Relevant petrophysical data are the rock's porosity, permeability and fluid phase saturation (in case of depleted hydrocarbon fields) as well as fluid phase properties.

The injection process is then modelled on the static geological model. CO_2 -brine displacement (in case of saline aquifers) is subject to two-phase flow (in general to multi-phase flow as in case of CO_2 storage in depleted hydrocarbon fields and during CO_2 -EOR operations). To describe multi-phase flow properties relative phase mobilities must be assigned to each rock formation, which is in general a function of CO_2 saturation. The respective relative-

permeability, $k_r(S_W)$, and capillary-pressure saturation functions, $p_C(S_W)$, can be measured in the laboratory. In modern injection experiments, fluid saturation, i.e. fluid displacements, are monitored by computerized tomography, the differential pressure is measured and the effluent fluids are analyzed [Berg, 2013; Krevor, 2012; Benson, 2013; Ott, 2015]. With this set of information, the experiment can be matched by numerical simulations (history match) in order to derive $k_r(S_W)$ and $p_C(S_W)$ that can directly be used to simulate the CO₂ plume migration on the field scale. Matching the actually observed pressure response (and other parameters) during field operations to reservoir simulations allows the refinement of static reservoir models in an iterative process (history match).

Also a direct observation of plume migration in the field is possible as demonstrated within the Sleipner field operation by Statoil [Chadwick, 2010]. With 4D seismic, changes of acoustic properties induced by CO₂ saturation are observed and tracked over time. Thus plume extent and migration can be monitored and the data can be used to refine the static geological model and the rock-fluid properties during the operation.

Nutshell B: Viscous displacement stability

Supercritical CO₂ has a viscosity which is generally lower than that of the brine, which potentially results in an unstable CO₂ flood front. The necessary condition for unstable displacement is that the displacing fluid has a higher mobility than the displaced fluid ($m_{CO_2} > m_{brine}$). The reason for the instability is that the pressure gradient in a disturbance ahead of the flood front is larger than at the flood front. This is a result of the higher mobility of the displacing fluid phase, which lets the finger grow as shown by the analytical model by [van Wunnik, 1989]. Viscous fingering results in a displacement pattern as schematically shown in Fig. 4.

The phenomenon has been observed in miscible and immiscible displacements [Homsy, 1987]. In contrast to the miscible case where the fluid mobility is given by its viscosity only, $m_i = 1/\mu_i$, the fluid mobility in immiscible displacement is determined by viscosity *and* relative permeability, $m_i = k_{r,i}/\mu_i$. In other words, relative permeability might stabilize the flood front. Miscible and immiscible fingering also differ by the counteracting mechanism to the viscous-driven instability. For miscible situations it is hydrodynamic dispersion that homogenizes concentration or saturation gradients caused by the fingering, whereas for immiscible displacement it is the capillarity dispersion that opposes fingering.

From these stability considerations, the following criteria for the onset of viscous fingering in immiscible displacement can be derived [Berg, 2012]:

$$(B1) \quad M_{SF} = \frac{k_{r,CO_2(shock)}/\mu_{CO_2}}{k_{r,brine(S_W=1)}/\mu_{brine}} > 1 \quad \text{and} \quad (B2) \quad N_{cap}^{macro} = \frac{\mu_{CO_2} v_{CO_2} L}{\overline{p}CK} > 1,$$

where M_{SF} denotes the shock-front mobility ratio and N_{cap}^{macro} the macroscopic capillary number comparing viscous and capillary forces during displacement. In Eq. B2, L is a characteristic length scale over which capillary pressure disperses the flood front. Such stability criteria can be used for an upfront risk evaluation before starting extensive modeling studies.

So far we have discussed a standard reservoir engineering workflow as applied to oil and gas production operations. However, there are differences between CO₂ storage and standard oil- and gas-production operations due to the combination of rock and fluid properties as outlined above: the low viscosity might lead to channeling in heterogeneous rock structures and potentially to a viscous-unstable flood front. The mutual solubility with water leads to formation drying and eventually to scaling near the injection well. Dissolved CO₂ i.e. carbonic acid dissolves rock-forming minerals, leading to changes in the fluid-flow field and to changes of mechanical rock properties. The couplings of fluid flow, chemical rock fluid interaction, fluid phase properties, and mechanical rock properties are not well understood and are difficult to include in numerical reservoir modeling. A couple of resulting consequences are discussed in the flowing sections and Nutshells.

Nutshell C: Capillary-driven solute transport and salt precipitation

The injected CO₂ is usually under-saturated with respect to water and slowly dissolves formation water around the injection well. The concentration of solutes in the remaining aqueous phase increases and salt precipitates after reaching the solubility limit. The precipitate reduces the pore space around the injection well and eventually the permeability, which might impair injectivity.

In contrast to most hydrogeological problems, where flow is driven by viscous forces, in the drying regime brine saturations (S_w) are generally low and the brine phase is bound by capillary forces and hence is largely immobile. In this regime, flow and solute transport is determined by capillary- and osmotic-driven processes. Drying leads to capillary-pressure gradients that are responsible for macroscopic solute transport, which determines the macroscopic distribution of deposits, and hence the final porosity profile $\phi(x)$ around the injector [Giorgis, 2007; Ott, 2015b]. A counter-current flow of brine induced by a gradient of drying rates in particular might transport large amounts of solutes in the direction towards the injection point where the salt eventually precipitates.

Macroscopic solute transport and the resulting $\phi(x)$ might be modeled on the continuum scale [Pruess, 2009], while on the other hand the associated permeability reduction depends on the exact position of salt crystallization in the pore space. Hence the $K(\phi)$ relationship is of microscopic origin and is determined by microscopic solute transport and eventually the exact microscopic distribution of the precipitate in the pore space [Ott, 2014; Shokri, 2014].

It has been found that heterogeneity in the microscopic rock texture plays a fundamental role in controlling the water evaporation rate and the exact location of deposition [Lehmann, 2009], and that the permeability of different pore systems responds qualitatively different to salt precipitation [Ott, 2014]. The effect of precipitation on the effective permeability ($K_{eff} = Kk_{r,CO_2}$) mainly depends on the presence of microscopic solute-transport mechanisms into the CO₂-conducting flow channels.

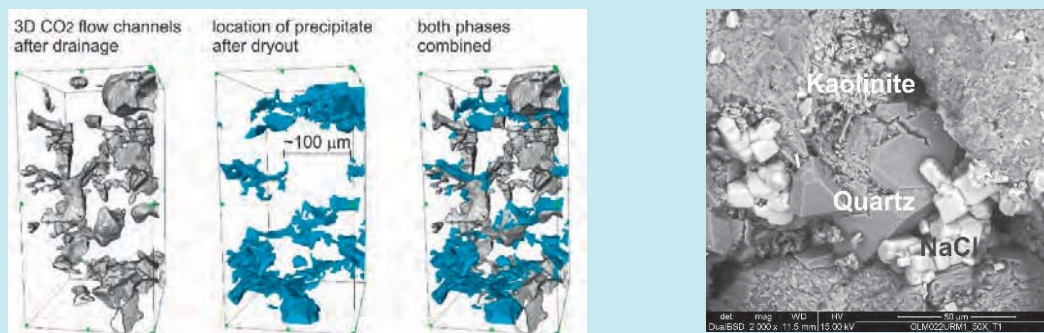


Figure C1: Left: CO₂ flow channel after drainage and the precipitate after dryout of a sandstone rock. The early CO₂ phase and the late precipitate occupy complementary pore space and K_{eff} is unaffected by precipitation [Ott, 2014]. Right: SEM image showing the different mineral phases after the experiment.

Pressure Response and Well-Bore Integrity

In oil and gas production operations, there is usually a net removal of fluids from the reservoir and hence reservoir pressure usually decreases or is maintained. In pure injection operations, reservoir fluids need to be displaced and pressure can be expected to increase – at least temporarily – to above the initial reservoir pressure. The largest pressure increase is usually observed at the injection well. The subsequent pressure decay depends on the detailed architecture of the reservoir and in the simplest case on the total reservoir volume, the reservoir permeability and on the boundary conditions, i.e. whether the reservoir is closed or connected to an open and active aquifer.

The higher the injection pressure, the higher is the pressure exerted on the sealing cap rock, which increases the risk of seal failure. Normally, highly permeable formations are considered a target for CO₂ storage, for which the injection pressure stays well below the entry pressure

and the fracturing pressure of the cap rock. For a given formation permeability, the injection pressure mainly depends on the injection rate and its evolution is predicted by numerical simulations and monitored during the operation. However, there are threats. The injected CO₂ is usually not in chemical equilibrium with the rock formation and the resident fluid. Water dissolves in the CO₂ phase, which causes the salts originally dissolved in the brine to precipitate.

Precipitation reduces the rock's pore space and permeability. The degree of permeability reduction has been found to depend on the exact pore structures of the rock and can range to several orders of magnitude, which bears comparison with losing injectivity and eventually the well (Nutshell C).

On the other hand, as has been mentioned, CO₂ forms carbonic acid in water-bearing formations, leading to dissolution of rock-forming minerals, possibly also to mineral precipitation. The consequences of mineral dissolution are not easy to predict. Depending on the specific reactive-transport regime, different dissolution patterns occur with different implications for operations: (1) a rather uniform change of the flow field and potential subsidence of the formation if dissolution is homogeneous and ranging deep into the

Nutshell D: Reactive transport and dissolution regimes

The injected CO₂ forms carbonic acid in water-bearing reservoir rocks, which causes mineral-dissolution and precipitation reactions. For the injection of acid solutions, dissolution regimes are characterized by Péclet (Pe) and Damköhler (Da) numbers, being the ratios of advective to diffusive transport rates, $Pe = ul/D$, with u being the fluid velocity, l representing length scale of the pore system, and D being the diffusion coefficient, and the ratio of the overall dissolution rate to the advective transport rate, $Da = kl/u$, with k being the overall reaction rate [see e.g. Golfier, 2002].

At low reaction rates, slow and spatially homogeneous dissolution is expected, changing the flow and mechanical rock properties over longer time scales in a homogeneous way. If the rate of reaction is fast compared to typical transport rates, and dissolution is more localized, a dissolution fronts appears. At high Pe and Da numbers, such dissolution fronts can be unstable, leading to the formation of highly conductive flow channels, i.e. wormholes. However, the situation is more complex for CO₂ injection operations than for injection of acidic solutions in the case of well stimulation operations since CO₂ does not directly react with rock-forming minerals but acts as acid-forming agent. Hence single-phase non-reactive (e.g. ahead of the CO₂ front) and two-phase flow reactive transport domains are expected. The consequences are not yet well understood, but it has been shown that Pe and Da numbers alone are not sufficient to describe dissolution regimes in two-phase flow, and that the capillarity of the evolving dissolution structure must be taken into account [Ott, 2015c].

The implementation of reactive transport in reservoir modeling remains a challenge. While sufficiently homogeneous dissolution can already be modeled reliably, localized dissolution structures are typically beyond the resolution of field-scale modeling. The implementation of local structure formation and the upscaling to effective flow and mechanical properties on the continuum scale is currently an active field in R&D.

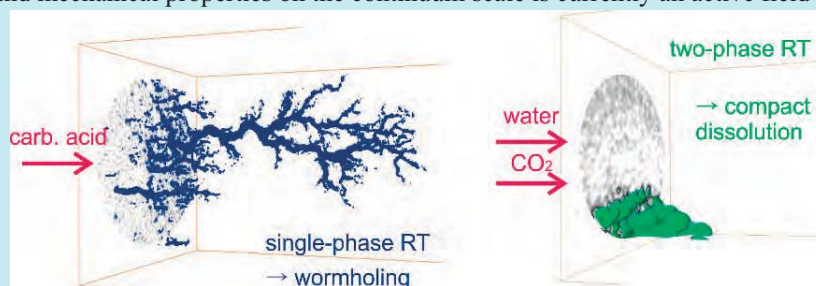


Figure D1: Detailed view on dissolution patterns as result of carbonic-acid injection and the co-injection of CO₂ and brine (right). At the same brine injection rate (i.e. the same Pe and Da numbers) we find wormhole formation in single-phase flow and a rather compact dissolution front in two-phase flow [Ott2015c].

reservoir, (2) a compact dissolution front would not affect the formation properties, but the mechanical integrity of the rock at the well casing, causing well bore stability issues, and (3) improved injectivity and directional flow due to the formation of wormholes (unstable dissolution front). The latter two regimes mainly occur in carbonate fields. Wormhole formation improves injectivity and might lead to directional (channeled) flow of injected fluids. Flow regimes are briefly discussed in Nutshell D.

Long Term Storage Security

The mobility of the CO₂-rich phase is a key aspect for the evaluation of the storage security. After termination of the injection, during secondary plume migration, water imbibes in the CO₂-saturated reservoir volumes. Typically, the mobility of fluid phases are manifested in relative fluid permeability $k_r(S_w)$ as determined in imbibition core flood experiments and as used for oil and gas production modeling. However, in CO₂ storage time scales in the order of millennia are relevant for safe storage, i.e. measurements with the purpose of resolving the time scales relevant for oil and gas fields may not be sufficient.

During the imbibition process, the CO₂ phase becomes disconnected into clusters, leading to capillary trapping of CO₂. The mobility of the CO₂ phase is then governed by the microscopic

Nutshell E: Mobilization of non-wetting fluid clusters:

During an imbibition process, the initially connected non-wetting phase breaks up in disconnected ganglia or clusters (snap off). The size of the clusters determines their mobility, since a large cluster experiences a larger viscous-track force due to wetting-phase flow than a small cluster and hence can overcome the capillary barrier that holds the cluster in place. The interplay between the viscous-track force and capillary forces is expressed in the macroscopic capillary number [Hilfer, 1996; Armstrong, 2014]

$$(E1) \quad N_{cap}^{macro} = \frac{\mu_w v_w l_{cl}}{p_c K_w}$$

(see Nutshell B). In contrast to Eq. B2, the velocity, viscosity and permeability refer to the wetting phase, and the length scale refers to the cluster length, which is rather of mesoscopic scale.

Recent developments in pore-scale imaging and modeling allow the visualization of clusters and the determination of their morphology and sizes. Cluster size distributions [Iglauer, 2010; Georgiadis, 2013] and average curvatures of fluid-fluid interfaces [Armstrong, 2014; Andrew, 2014] and their distributions as well as in-situ contact angles of fluids to rock [Andrew, 2014] can be derived to better characterize macroscopic flow properties. Such data allow to determine the structure and mobility of a trapped CO₂ phase more accurately than in macroscopic relative-permeability measurements, and allow insight in the displacement mechanisms. Recently, time-resolved pore-scale imaging has been used to identify mechanisms of ganglion dynamics beyond the viscous-track force through break-up and coalescence of clusters [Rücker, 2015].

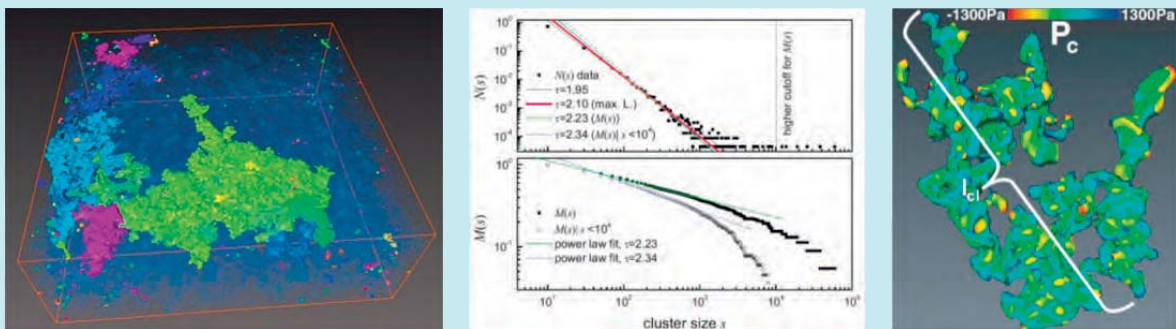


Figure E1: Non-wetting phase clusters in a porous media (left) and cluster size distribution (middle) after shut in [Georgiadis, 2013]. Right: topology of a non-wetting phase cluster. The color code denotes the interfacial curvature scaled to capillary pressure [Armstrong, 2014].

topology of these fluid clusters: the clusters, their size, and cluster-size distributions are fundamental for predicting the efficiency of capillary trapping. It has earlier been suggested that the balance between viscous and capillary forces – the capillary number – governs the mobilization of non-wetting fluid clusters. With recent advances in pore-scale imaging and modeling it became feasible to investigate cluster size distributions, cluster topology and mobility on the microscopic scale. The obtained statistical data help to evaluate the overall mobility of “trapped” CO₂ phases and the criteria for phase mobilization and trapping. Pore-scale data can be used to design injection projects in order to optimize the balance between storage capacity and long-term storage security (see Nutshell E).

After this first phase where, even as clusters, supercritical CO₂ is in principle still mobile, with a tendency to migrate upwards, the next level of security is reached as CO₂ dissolved in the formation brine and/or forms a mineral phase that can be considered as permanently trapped. The limiting step of the overall dissolution rate is considered to depend on the macroscopic transport rates of fresh and CO₂-saturated brine to and from the scCO₂ saturated regions in the reservoir. These macroscopic transport processes essentially depend on the solubility limits of CO₂ in brine, the gravity difference between fresh and CO₂-saturated brine, and on plume and reservoir geometry. The gravity difference results in convection cycles in the field, which can be modeled on the reservoir scale. Again, chemical reactions might add some uncertainty with respect to the permeability field, which eventually influences the time scale of dissolution trapping and the spatial distribution of dissolved CO₂ [Ennis-King, 2007].

Estimation of Storage Capacity

An assessment of the CO₂ storage potential requires the estimation of the storage capacity on a global and regional scale in relation to the locations, emission rates, and lifetimes of CO₂-emitting plants. As for the estimation of accessible hydrocarbon accumulations, the concept of resources and reserves can be used to assess CO₂ storage capacity [Bradshaw, 2007; Bachu, 2007]. Resources are those quantities of commodities that are estimated to exist on the considered scale. Reserves are those that are known to exist and that are feasible under current technological and economic conditions. The total resources would be equivalent to the total pore space available in a basin or field that can permanently hold CO₂ in its pure phase – this is the volumetric limit of what a geological system can accept and it is called the theoretical storage capacity (TSC). The TSC represents the upper limit of the capacity estimation.

By taking the technical (geological and engineering) cut-off limits into account, we arrive at a lower and more realistic value, which is the effective storage capacity (ESC). Limits are the efficiency of fluid-displacement processes and natural limits of injection pressure discussed above. The viable storage capacity (VSC) is a the fraction of the ESC that considers not only the technical aspects, but also the legal and regulatory demands, as well as the available infrastructure and other economic barriers to CO₂ geological storage. Finally, a detailed matching of large stationary CO₂ sources with the geological storage sites further reduces the storage space. Practically, eventually only a small fraction of the total pore space can be utilized for subsurface storage.

Ignoring legal and economic aspects, we focus here on ESC which is the fraction of the total reservoir pore volume that is technically feasible for CO₂ storage. It depends on the type of reservoir, the type of operation, the intended storage mechanism and the thermodynamic conditions expected in the field.

For storage in depleted hydrocarbon fields the capacity can be estimated under the assumption that the volume previously occupied by the produced hydrocarbons is available for CO₂ storage. The mass of CO₂ that can be sequestered in such a field corresponds to the volume of

produced hydrocarbons (at initial reservoir pressure and temperature conditions) multiplied by the density of CO₂ under the same initial reservoir conditions. This is a valid assumption for pressure-depleted reservoirs that are not in hydrodynamic contact with an aquifer and not flooded for secondary or tertiary oil recovery. If the reservoir is water-flooded, it is likely that not all the previously occupied pore space can be used for storage. The previously discussed concepts of displacement and sweep efficiency and the limitation of injection pressure must be taken into account to determine the pore-space utilization.

The ESC in deep saline aquifers mainly depend on the intended predominant trapping mechanism. The TSC in a stratigraphic trap is similar to the depleted field case. It is the total pore volume of the stratigraphic trap down to the spill point, reduced by the irreducible water saturation that limits the pore space. The respective ESC takes the displacement and sweep efficiency at a given injection configuration into account, as well as the limitation in injection pressure, which has to be higher than the initial water pressure to displace the brine phase, and lower than the threshold entry pressure of the CO₂ in the cap rock and lower than the fracturing pressure. The maximum injection pressure limits the phase density of CO₂ and the displacement process – both limiting the storage density.

If the predominant storage mechanism is residual trapping, as in case of hydrodynamic trapping [Bachu, 1994], the ESC is based on the CO₂ migration path (after injection has stopped) and the residual gas saturation (instead of residual water saturation as in case of stratigraphic trapping). The storage density is generally much lower and the migration distance larger than in case of stratigraphic trapping. As far as solubility trapping is concerned, ESC is limited by the CO₂-solubility limit in brine, and time scales of dissolution are determined by the density difference between fresh and CO₂-saturated brine and the respective gravity-driven transport. However, solubility trapping is a secondary effect that rather depends on the aspects of reservoir geometry and CO₂ plume migration (which rather should be considered for capacity estimation).

A standardized methodology to estimate storage capacities as developed by Bachu and Bradshaw and discussed above has been applied in many regions of the world. The literature has been summarized by Dooley [Dooley, 2013] who reported that the global effective storage capacity (ESC) could be as large as 13500 Gt CO₂. Despite the uncertainties, Dooley concludes that a lack of geologic storage space is unlikely to be the primary impediment to CCS deployment as the average demand for geologic CO₂ storage ranges from 448 to 1000 Gt CO₂ [Dooley, 2013; IPCC, 2014].

SUMMARY AND CONCLUSIONS

Geological carbon storage is an essential part in the CCS technology chain and a key technology to mitigate CO₂ emissions from anthropogenic sources. In combination with bioenergy, CCS (or BECCS) even has the potential to enable a negative emission footprint, i.e. with BECCS actively removing carbon from the atmosphere and from the surface (short-term) carbon cycle.

The pivotal question is whether or not geological CO₂ storage is safe, effective, and affordable. Natural analogs demonstrate that CO₂ can be stored over millions of years. However, as with other technologies, geological carbon storage bears some risks, which can be controlled when applied with care. First of all, the principles of carbon storage are essentially explored and the storage processes can reliably be modelled. In particular, depleted gas fields and sandstone reservoirs are promising candidates for storage operations, while current R&D is focused on carbonate reservoirs. Those are more complex due to their multi-

scale structural heterogeneities. Also the high reaction rates of carbonates with carbonic acid raises some challenges for predictive modeling.

Despite the challenges and ongoing R&D, current knowledge and capabilities are sufficient to already identify safe subsurface containers in which CO₂ can safely be stored. But even in such cases, an elaborate effort of reservoir characterization and reservoir engineering is needed to guarantee safe storage and to optimize injection performance and storage capacity.

REFERENCES

- [Andrew, 2014] Andrew, M., Bijeljic, B., and Blunt, M. J. (2014). Pore-scale imaging of trapped supercritical carbon dioxide in sandstones and carbonates. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 22:1–14.
- [Armstrong, 2014] Armstrong, R., Georgiadis, A., Ott, H., Klemin, D., and Berg, S. (2014). Critical capillary number: Desaturation studied with fast X-ray computed microtomography. *Geophys. Res. Lett.*, 41:1–6.
- [Bachu,1994] Bachu, S., Gunter, W. D., and Perkins, E. H. (1994). Aquifer disposal of CO₂: Hydrodynamic and mineral trapping. *Energy Convers. Mgmt.*, 34:487–496.
- [Bachu, 2007] Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N. P., Mathiassen, O. M. (2007). CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. *International Journal of Greenhouse Control*, 1:430–443.
- [Bear, 1972] Bear, J. (1972). *Dynamics of Fluids in Porous Media*. Elsevier.
- [Benson, 2013] Benson, S., Pini, R., Reynolds, C., and Krevor, S. (2013). Relative permeability analysis to describe multi-phase flow in CO₂ storage reservoirs (no. 2). Global CCS Institute.
- [Benson, 2014] Benson, S. (2014). Negative-emissions insurance. *Science*, 344:1431.
- [Berg, 2012] Berg, S. and Ott, H. (2012). Stability of CO₂-brine immiscible displacement. *International Journal of Greenhouse Control*, 11:188–203.
- [Berg, 2013] Berg, S., Oedai, S., and Ott, H. (2013). Displacement and mass transfer between saturated and unsaturated CO₂-brine systems in sandstone. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 12:478–492.
- [Bradshaw, 2007] Bradshaw, J., Bachu, S., Bonijoly, D., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N. P., Mathiassen, O. M. (2007). CO₂ storage capacity estimation: Issues and development of standards. *International Journal of Greenhouse Control*, 1:62–68.
- [Buckley and Leverett, 1942] Buckley, S. E. and Leverett, M. C. (1942). Mechanism of fluid displacement in sands. *Transactions of the AIME*, 146:107–116.
- [Busch, 2011] Busch, A. and Gensterblum, Y. (2011). CBM and CO₂-ECBM related sorption processes in coal: A review. *International Journal of Coal Geology*, 87(2): 49-71.
- [Chadwick, 2010] Chadwick, A., Williams, G., Delepine, N., Clochard, V., Labat, K., Sturton, S., Buddensiek, M.-L., Dillen, M., Nickel, M., Lima, A. L., Arts, R., Neele, F., and Rossi, G. (2010). Quantitative analysis of time-lapse seismic monitoring data at the Sleipner CO₂ storage operation. *The Leading Edge*, 29(2):170-177.
- [Dooley, 2013] Dooley J. J. (2013). Estimating the supply and demand for deep geologic CO₂ storage capacity over the course of the 21st Century: A meta analysis of the literature. *Energy Procedia* 37, 5141 – 5150.

- [EIA, 2014] US Energy Information Administration (2014). International energy statistics – www.eia.gov.
- [Ennis-King, 2007] Ennis-King, J., and Paterson, L. (2007). Coupling of geochemical reactions and convective mixing in the long-term geological storage of carbon dioxide. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1:86–93.
- [Georgiadis, 2013] Georgiadis, A., Berg, S., Maitland, G., and Ott, H. (2013). Porescale micro-computed-tomography imaging: Nonwetting-phase cluster-size distribution during drainage and imbibition. *Phys. Rev. E*, 88(3):033002–033011.
- [Giorgis, 2007] Giorgis, T., Carpita, M., and Battistelli, A. (2007). 2D modeling of salt precipitation during the injection of dry CO₂ in a depleted gas reservoir. *Energy Conversion and Management*, 48:1816–1826.
- [Global CCS Institute, 2015] Global CCS Institute (2015). CCS project data base, www.globalccsinstitute.com.
- [Golfier, 2002] Golfier, F., Zarcone, C., Bazin, B., Lenormand, R., Lasseux, D., and Quintard, M. (2002). On the ability of a Darcy-scale model to capture wormhole formation during the dissolution of a porous medium. *J. Fluid Mech.*, 457:213–254.
- [Hilfer, 1996] Hilfer, R. and Øren, P. E. (1996). Dimensional analysis of pore scale and field scale immiscible displacement. *Transport in Porous Media*, 22:53–72.
- [Homsy, 1987] Homsy, G. M. (1987). Viscous fingering in porous media. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 19:271.
- [IEA, 2014] International Energy Agency (2014). Key world energy statistics.
- [Iglauer, 2010] Iglauer, S., Favretto, S., Spinelli, G., Schena, G., and Blunt, M. (2010). X-ray tomography measurements of power-law cluster size distributions for the nonwetting phase in sandstones. *Physical Review E*, 82(5):056315–1–056315–3.
- [IPCC, 2005] IPCC (2005). IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press, UK.
- [IPCC, 2014] IPCC (2014). Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, UK.
- [Krevor, 2012] Krevor, S. C. M., Pini, R., Zuo, L., and Benson, S. M. (2012). Relative permeability and trapping of CO₂ and water in sandstone rocks at reservoir conditions. *Water Resour. Res.*, 48:W02532.
- [Lake, 1989] Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall.
- [Lehmann, 2009] Lehmann, P. and Or, D. (2009). Evaporation and capillary coupling across vertical textural contrasts in porous media. *Phys. Rev. E*, 80:046318.
- [McGlade, 2015] McGlade, C. and Ekins, P. (2015). The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2°C. *Nature*, 517:187–190.
- [Meinshausen, 2009] Meinshausen, M., Meinshausen, N., Hare, W., Raper, S. C. B., Frieler, K., Knutti, R., Frame, D. J., and Allen, M. R. (2009). Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2°C. *Nature*, 458:1158–1162.
- [MIT, 2015] MIT (2015). Carbon capture and sequestration technologies program, <http://sequestration.mit.edu>.

- [Neufeld, 2010] Neufeld, J. A., Hesse, M. A., Riaz, A., Hallworth, M. A., Tchelepi, H. A., and Huppert, H. E. (2010). Convective dissolution of carbon dioxide in saline aquifers. *Geophysical Research Letters* 37, L22404.
- [Ott, 2014] Ott, H., Andrew, M., Snippe, J., and Blunt, M. (2014a). Microscale solute transport and precipitation in complex rock during drying. *Geophysical Research Letters*, 41(23):8369–8376.
- [Ott, 2015] Ott, H., Pentland, C. H., and Oedai, S. (2015). CO₂-brine displacement in heterogeneous carbonates. *International Journal of Greenhouse Control*, 33:135–144.
- [Ott, 2015b] Ott, H., Roels, S., and de Kloe, K. (2015b). Salt precipitation due to supercritical gas injection: I. capillary-driven flow in unimodal sandstone. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, online: doi:10.1016/j.ijggc.2015.01.005.
- [Ott, 2015c] Ott, H. and Oedai, S. (2015). Wormhole formation and compact dissolution in single- and two-phase CO₂-brine injections. *Geophysical Research Letters*, online, doi: 10.1002/2015GL063582.
- [Pruess, 2009] Pruess, K. and Müller, N. (2009). Formation dry-out from CO₂ injection into saline aquifers: 1. effects of solids precipitation and their mitigation. *Water Resour. Res.*, 45:W03402.
- [Raupach, 2014] Raupach, M. R., Davis, S. J., Peters, G. P., Andrew, P. M., Canadell, J. G., Ciais, P., Friedlingstein, P., Jotzo, F., van Vuuren, D. P., and Le Quéré, C. (2014). Sharing a quota on cumulative carbon emissions. *Nature Climate Change*, 4:873–879.
- [Rücker, 2015] Rücker, M., Berg, S., Armstrong, R. T., Georgiadis, A., Ott, H., Schwing, A., Neiteler, R., Brussee, N., Makurat, A., Leu, L., Wolf, M., Khan, F., Enzmann, F., Kersten, M. (2015). From Connected Pathway Flow to Ganglion Dynamics. *Geophysical Research Letters*, online, doi: 10.1002/2015GL064007.
- [Shell, 2013] Shell (2013). Royal Dutch Shell plc: Sustainability report 2013.
- [Shokri, 2014] Shokri, N. (2014). Pore-scale dynamics of salt transport and distribution in drying porous media. *Physics of Fluids*, 26:012106.
- [Snippe, 2014] Snippe, J. and Tucker, O. (2014). CO₂ fate comparison for depleted gas field and dipping saline aquifer. *Energy Procedia*, 63:5586–5601.
- [van Vuren, 2011] van Vuuren, D. P., Edmonds, J., Kainuma, M., Riahi, K., Thomson, A., Hibbard, K., Hurtt, G. C., Kram, T., Krey, V., Lamarque, J.-F., Masui, T., Meinshausen, M., Nakicenovic, N., Smith, S. J., Rose, S. K. (2011). The representative concentration pathways: an overview. *Climatic Change* 109:5–31.
- [van Wunnik, 1989] van Wunnik, J. N. M. and Wit, K. (1989). A simple analytical model of the growth of viscous fingers in heterogeneous porous media. In: 1st European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. University of Cambridge.

Dr. Holger Ott

Imperial College London, London, SW7 2AZ, United Kingdom

Shell Global Solutions International B.V., 2288 GS Rijswijk, The Netherlands

„Fracking“ – Routine oder Risikotechnologie?

Michael Kosinowski, BGR - Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

Einleitung

„Was Fracking bedeutet, weiß Frank Tietgen genau: Eine acht Meter hohe Salzwassersäule schoss 1970 aus dem Feld hinter seinem Elternhaus im Örtchen Kalübbe im Kreis Plön. „Ein Streifen von 60 mal 15 Metern war jahrelang stark geschädigt, der angrenzende Knick ist es bis heute“, sagt Tietgen. Nun könnte es mit dem Verfahren in seiner Nachbarschaft wieder losgehen mit dem Verfahren, bei dem Flüssigkeit in den Untergrund gepresst wird, um Öl und Gas an die Oberfläche zu treiben.“¹

Dieser Aufmacher einer Tageszeitung ist typisch für den Großteil der Berichterstattung in den Medien, wenn es um die hydraulische Bohrlochbehandlung geht. Diese Technologie ist genauso umstritten wie die friedliche Nutzung der Kernkraft und die Endlagerung radioaktiver Abfallstoffe – und die Wissenschaftler und Ingenieure, die diese Technologie entwickelt und seit mehr als 50 Jahre erfolgreich angewandt haben, stehen vor dem Rätsel, wieso die öffentliche Meinung sich so entwickeln konnte. Die vielen Bürgerinitiativen, die sich gegen den Einsatz der Technik in Deutschland wenden, werden im Konzert zahlreicher anderer Protestbewegungen als selbstverständlich hingenommen. Wenn seriöse Zeitungen sich in diesem Umfeld daran beteiligen, die Technik zu diskreditieren, kann von Objektivität nicht mehr die Rede sein².

Im Gegensatz zur weit verbreiteten öffentlichen Meinung wird von vielen Geowissenschaftlern, Technikern und Ingenieuren die hydraulische Bohrlochbehandlung als ein Routine-Verfahren angesehen, dessen Einsatz in vielen Teilen der Welt zur Steigerung der Ausbeute vieler Erdöl- und Erdgaslagerstätten beigetragen hat. Allein im Land Niedersachsen wurde das Verfahren seit dem Jahr 1961 laut einer Liste des Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) 326 mal angewandt, darunter auch für die Erschließung geothermischer Energie aus undurchlässigen Schichten der Buntsandstein-Formation (LBEG 2014). Havarien oder Umweltbeeinträchtigungen sind dabei nicht aufgetreten – nicht zuletzt, weil das LBEG als zuständige Aufsicht- und Genehmigungsbehörde des Landes Niedersachsen seine Aufsichtspflichten gewissenhaft wahrnimmt.

Auch in anderen Bundesländern sind Bohrlöcher hydraulisch behandelt worden, dabei handelt es sich überwiegend auch um Erdöl- und Erdgasbohrungen. Eine bundesweite Übersicht über behandelten Bohrungen liegt zurzeit nicht vor, weil die Bergaufsicht in der Zuständigkeit der einzelnen Bundesländer liegt und eine Berichterstattung an den Bund nicht vorgesehen ist.

Erdöl und Erdgas

Erdöl und Erdgas entstehen aus organischen Substanzen, die in lange zurückliegenden Zeiten vor vielen Millionen von Jahren abgelagert wurden (Abb. 1). Erdgas entsteht überwiegend aus pflanzlichen Resten, die über die Stufen Torf – Braunkohle – Steinkohle – Anthrazit im Laufe

¹ taz Nord vom 12. 1. 2014 (<http://www.taz.de/!5050964/>). Das Salzwasser trat aus einer gebohrten Hochdruckleitung aus, ein unschönes Ereignis, das jedoch nicht mit einer Frack-Operation in Zusammenhang stand.

² So heißt es z.B. unter der Überschrift „Mann stirbt bei Fracking-Unfall“: „Bei einem Fracking Unfall im US-Staat Colorado sind ein Arbeiter getötet und zwei weitere schwer verletzt worden. Die drei Auftragnehmer des US-Konzerns Halliburton hatten versucht, eine über Nacht gefrorene Hochdruck-Wasserleitung aufzutauen. Als die Leitung zerbrach, schoss ein starker Wasserstrahl hervor, der einen der drei Männer traf und tötete“ (Handelsblatt, 14. Nov. 2014).

der Erdgeschichte verändert werden und dabei zu einem bestimmten Zeitpunkt neben Wasser, Kohlendioxid auch Methan abgeben – brennbares Erdgas. Dagegen bildet sich Erdöl überwiegend aus Plankton, das auf dem Grund eines mehr oder minder tiefen Meeresbeckens zusammen mit Ton und Schlamm abgelagert wurde und unter Sauerstoffabschluss über lange Zeit erhalten bleiben konnte. In beiden Fällen wurden die organischen kohlenstoffreichen Reste von jüngeren Schichten überlagert, so dass es durch den steigenden Druck aus der Überlagerung und die gleichzeitig von unten aufsteigende Erdwärme zur chemischen Umsetzung des organischen Materials kam. An vielen Stellen auf der Erde ist dabei der Druck in den kohlenstoffreichen Schichten durch die Entstehung von flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoff-Verbindungen so groß geworden, dass die Gesteinsfestigkeit überschritten wurde und sich kleine Risse auftraten, auf denen die fluide Phase nach oben entweichen konnte. Über diese Migrationswege konnten Erdöl und Erdgas das Muttergestein, in dem sie entstanden sind, verlassen. Wenn diese Kohlenwasserstoffe auf dem Weg nach oben auf poröse Sandsteinlagen oder andere durchlässige Schichten treffen, nutzen sie diese als bevorzugte Aufstiegsbahnen. Viel Öl und Gas ist dann bis an die Erdoberfläche aufgestiegen und in der Atmosphäre oxidiert. Nur wenn aufgrund günstiger geologischer Verhältnisse die durchlässige Schicht durch eine Salz- oder Tonlage abgedichtet ist, kann darunter eine Akkumulation entstehen, die wir als konventionelle Lagerstätte bezeichnen.

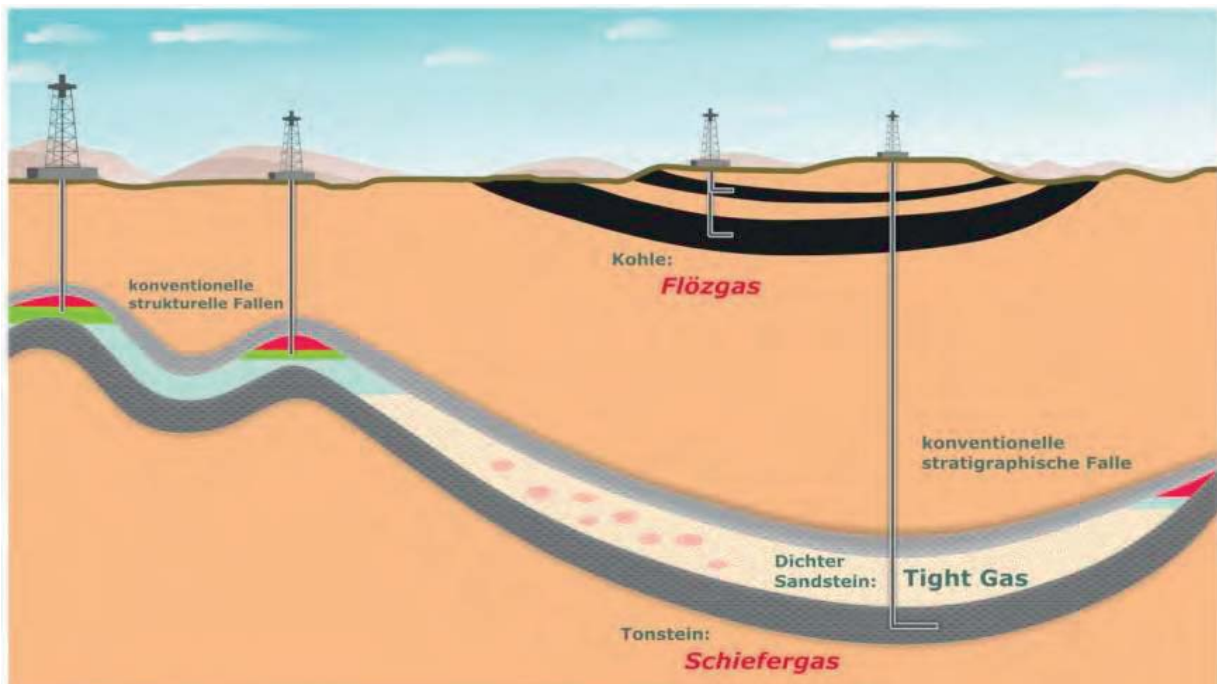


Abb. 1: Vorkommen von Erdöl, Erdgas und Kohle. Kohle und Tonstein sind undurchlässige Muttergesteine für Erdgas bzw. Erdöl, die deshalb noch im Muttergestein gebunden sein können, entweder akkumuliert in sog. konventionellen Fallen (im Bild bei den beiden linken Bohrungen) oder (im Bild bei den beiden rechten Bohrungen) unkonventionell, d.h. in Poren des Wirtsgesteins gefangen.

Viel häufiger kommt es vor, dass in einem Muttergestein zwar die Reife der organischen Substanz erreicht ist, dass aber die entstandenen Kohlenwasserstoffe aus diesem Gestein nicht entweichen konnten – der bei der Genese aufgebaute Druck war noch nicht groß genug, damit die fluide Phase das Gestein aufbrechen und entweichen konnte. Hier sind die Tröpfchen von Öl und Gas in winzig kleinen Poren gefangen, die nicht oder nur zu einem ganz geringen Teil miteinander in Verbindung stehen. Es ist aber möglich, auch diese Fluide zu mobilisieren, indem künstlich die Wegsamkeiten geschaffen werden, die die Natur (noch?) nicht zustande

gebracht hat: durch eine hydraulische Stimulation – genannt Fracking. Als man begann, über diese Vorkommen an Öl und Gas nachzudenken, war die Technologie noch nicht so weit entwickelt, daher hat sich dafür der Begriff „unkonventionelle“ Öl- und Gasvorkommen festgesetzt – ein Begriff, der dem Laien suggeriert, hier sei etwas Ungewöhnliches und womöglich Gefährliches im Gange. Das sehen Erdölingenieure völlig anders: Durch die technische Maßnahme der Bohrlochbehandlung wird ja nur ein Prozess angeregt, den die Natur noch nicht vollzogen hat.

Zwischen konventionellen Öl- und Gaslagerstätten und den Vorkommen im Muttergestein gibt es natürlich eine Reihe von Übergängen, zu denen die Vorkommen in zwar nicht undurchlässigen, aber doch sehr dichten Gesteinen zählen. Diese Vorkommen sind wirtschaftlich nicht in Produktion zu nehmen, weil die Rate, mit der das Öl oder Gas in das Bohrloch strömt, zu klein ist. Auch in derartigen Gesteinen werden durch hydraulische Maßnahmen zusätzliche Wegsamkeiten geschaffen, um die Produktion zu erhöhen. Bei Gasbohrungen gilt die Faustformel, dass sich die Rate durch einen Frac etwa verdoppeln oder verdreifachen lässt. Unwirtschaftliche Bohrungen können so eine wirtschaftliche Förderung erlauben.

Die Einstufungen konventionell und unkonventionell sind nicht nach einheitlichen wissenschaftlichen Kriterien definiert. Sie lassen auch die Innovation außer Acht: was heute unüblich – „unkonventionell“ – ist, kann morgen aufgrund technischer Innovation gängige Praxis – „konventionell“ – sein. Deshalb sind diese beiden Begrifflichkeiten weder geeignet, bestimmte Vorkommen zu beschreiben noch in Gesetzen oder Verordnungen Verwendung zu finden.

Herstellen einer Bohrung

Um ein tiefes Bohrloch „abzuteufen“, wird zunächst ein Standrohr in den Boden gedrückt oder gespült. In der Abb. 2 ist eine Bohrung dargestellt, bei der im Trockenbohrverfahren ein knapp 40 m tiefes Bohrloch hergestellt wurde, in das ein Standrohr mit 61 cm Durchmesser und einer Wandstärke von 5 mm gestellt wurde. Der Ringraum zwischen der Außenseite der Verrohrung und der Bohrlochwand wurde von außen („über Kopf“) mit einer Zementbrühe – kein Beton! – verfüllt. Nach Abbinden des Zements ist dieses Rohr mit den oberflächennahen Schichten verbunden, eine Zirkulation des in den Poren enthaltenen Grundwassers und ein Zutritt in das Bohrloch kann nicht mehr stattfinden. Damit ist auch die wichtigste Aufgabe des Standrohres erfüllt: Aus dem Bohrloch kann nichts in das oberflächennahe Grundwasser übertreten.

Je nach örtlicher Gegebenheit können mit dem Standrohr bis zu 100 m erreicht werden.

Im nächsten Schritt wird die Bohrung vertieft, bis eine feste Gesteinsschicht in einigen hundert Metern Tiefe erreicht ist. Beim Bohrvorgang zerstört der Bohrmeißel das Gestein auf der Bohrlochsohle zu kleinen Gesteinsbruchstücken. Diese werden mit der Spülung, die im Bohrstrang nach unten gepumpt wird und im Ringraum zwischen der Außenseite des Bohrstranges und der Bohrlochwand aufsteigt und am Bohrlochkopf austritt, ausgetragen und am Schüttelsieb abgetrennt. Die Gesteinsbruchstücke geben dem Geologen Auskunft über die Schichten, die gerade durchbohrt werden. Ist eine zuvor festgelegte Tiefe in einer massiven Gesteinsschicht in einigen hundert bis eintausend Metern erreicht, wird der Meißel gezogen und es werden Rohre in einem etwas kleineren Durchmesser als das Bohrloch eingebaut. Von übertage wird anschließend der Ringraum zwischen der Außenseite der Rohre und der Bohrlochwand mit Zement verfüllt. Wenn dieser abgebunden hat, ist das Bohrloch mit einer Rohrtour, die über die Zementation fest mit dem Gestein – dem „Gebirge“ – verbunden. Mit einem etwas kleineren Durchmesser wird wieder einige hundert bis eintausend Meter weitergebohrt, die nächste Rohrtour wird eingebaut und ebenso zementiert wie die erste. Am Bohrlochkopf sind dann von außen nach innen Stahl/Zement/Stahl/Zement/Stahl anzutreffen, je nach Di-

mension der Materialien 20 bis 30 cm. Tiefe Bohrungen können noch weitere Rohrtouren aufweisen, die allerdings nicht immer bis zu Tage zementiert werden (s. Abb. 2).

In Abb.2 ist der Endzustand einer Bohrung beispielhaft dargestellt. In der Spalte „Bit“ ist der Durchmesser des Meißels angegeben, mit dem der entsprechende Abschnitt gebohrt wurde. Der tatsächliche Bohrlochdurchmesser ist meistens noch etwas größer, weil Material aus der Bohrlochwand herausfällt und weil der Meißel während des Bohrvorganges nicht immer rund läuft. Die tatsächliche Form des Bohrloches wird vor Einbau der jeweiligen Rohrtour mit einem Kaliberlog vermessen, um zu ermitteln, wie viel Zement erforderlich ist, um den Ringraum zu füllen und eine sichere Verbindung der Rohre mit dem Gestein zu gewährleisten. Die sichere Verbindung der Rohre mit dem „Gebirge“ wird nach dem Abbinden des Zements mit einem sogenannten Cement-Bond-Log überprüft. Erst wenn die Integrität des Bohrloches nachgewiesen und gegenüber dem zuständigen Bergamt belegt ist, dürfen weitere Aktionen im Bohrloch erfolgen.

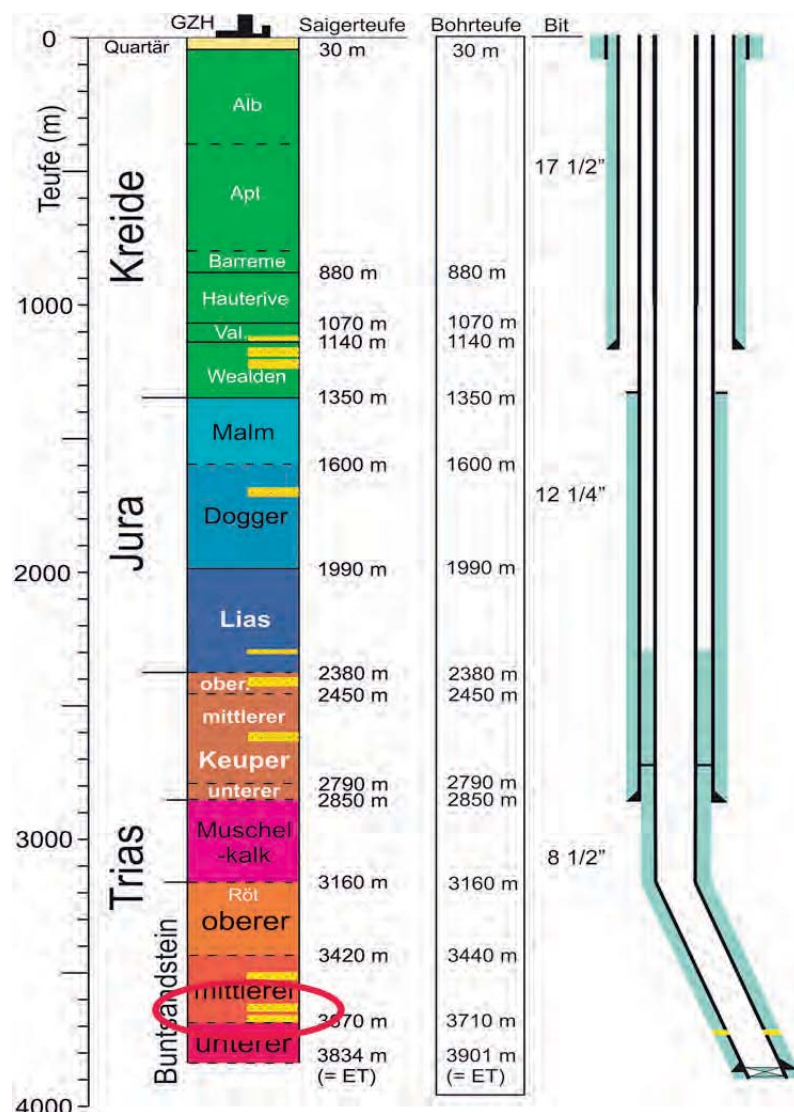


Abb. 2: Eine typische Bohrung in Norddeutschland mit der geologischen Schichtabfolge (links). Blau markiert sind die Strecken, auf denen die eingebauten Rohre einzementiert sind. Hier ist eine Geothermiebohrung dargestellt, bei der die nicht zementierten Ringräume für die Zirkulation von Wasser benutzt werden. Bei Schiefergasbohrungen werden meistens alle Rohrtouren bis zur Oberfläche zementiert. (Quelle: BGR 2015)

Die Perforation eines verrohrten Bohrlochs

Als erstes muss wieder eine Verbindung zwischen dem „Gebirge“, also den Schichten außerhalb der Verrohrung und dem Bohrlochinneren hergestellt werden. Dazu wird an einem Kabel eine Perforationssonde in das Bohrloch eingefahren. Über ein mitlaufendes Gerät, das die natürliche Gamma-Strahlung des Gesteins misst, kann die Perforationssonde zentimetergenau dort platziert werden, wo das Bohrloch geöffnet werden soll. In Abb. 2 ist links der Zielbereich rot markiert, in dem sich zwei Sandsteinlagen befinden, die durch die Perforation angeschlossen wurden.

Je nachdem, wie viele Perforationselemente zu einer Sonde (Abb. 3) zusammengesetzt werden, kann bei einer einzelnen Maßnahme eine Strecke von 20 m perforiert werden. Auf der Sonde sind pro Meter bis zu 30 Sprengladungen angebracht, die jeweils einige Zehner Gramm (häufig 30g) Sprengstoff enthalten.



Abb.3 (a): Eine Perforationssonde vor dem Einsatz

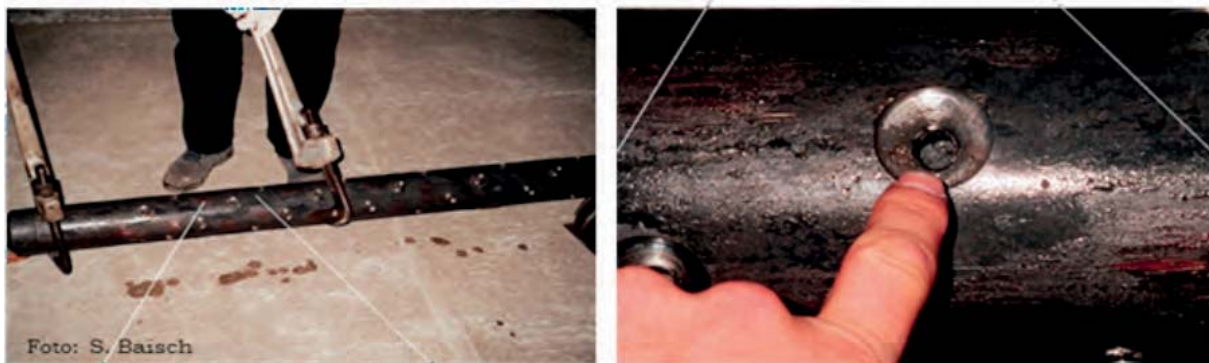


Abb. 3 (b) und nach dem Einsatz in ca. 3.700 m Tiefe

Beim Abschießen der Ladungen werden das Rohr, der Zement und das Gestein durchschlagen und die gewünschte Verbindung zwischen Gebirge und Bohrung hergestellt. Die Perforation wird häufig unmittelbar nach Abteufen der Bohrung vorgenommen, wenn die Bohranlage noch auf der Lokation ist. Sie kann aber auch jederzeit später erfolgen. Auch ist es möglich, später in anderen Horizonten Verbindungen zwischen dem Bohrloch und dem Gestein herzustellen. Über den perforierten Bohrlochabschnitt kann das Fluid, das sich in den Gesteinsporen befindet, in das Bohrloch strömen.

In Abb. 2 ist der perforierte Bereich ganz weit unten in der Bohrung durch einen gelb markierten Schlitz im Rohr dargestellt. Man beachte dabei die Dimensionen: in ca. 3.800 m Tiefe ist das Rohr über eine Strecke von 18 m geöffnet. Über diese perforierte Sektion wird bei einer später durchzuführenden hydraulischen Behandlung eine Druckbeaufschlagung erfolgen. Zunächst soll hier jedoch der Fall einer konventionellen Öl- oder Gaslagerstätte betrachtet werden.

Einige Erdöl- und Erdgas-geologische Grundlagen

Gaslagerstätten in Norddeutschland in 5.000 m Tiefe stehen unter einem Druck von 600 bis 700 bar. Bei guter Durchlässigkeit des Gesteins strömt das Erdgas spontan in hoher Rate, die mehrere zehntausend Kubikmeter pro Stunde betragen kann, in das Loch. Nicht alles Erdgas ist jedoch brennbar: Neben Methan und höheren Kohlenwasserstoffen kann das Gas CO_2 , Stickoxide, Wasser in Tröpfchen oder als Wasserdampf sowie andere Bestandteile enthalten. Ähnliches gilt für Erdöl, das stets aus einem Gemisch von höheren Kohlenwasserstoffen, Wasser und anderen Fluiden besteht.

Auch Erdöl tritt bei guter Gesteinsdurchlässigkeit spontan in das Bohrloch ein und steigt bis an die Oberfläche, wenn der initiale Druck in der angebohrten Lagerstätte groß genug ist, die Flüssigkeitssäule so weit anzuheben. Jeder kennt wohl Bilder, die eine hohe Ölfontäne über einem Bohrturm zeigen und gleichbedeutend sind mit einem Versagen der Sicherheitseinrichtungen am Bohrlochkopf.

Während des Bohrvorganges wird der Gegendruck zum Lagerstättendruck durch die Flüssigkeitssäule im Bohrloch gewährleistet. Die dafür verwendete Spülung wird in ihrem spezifischen Gewicht so eingestellt, dass der Druck dieser Säule so groß ist, dass aus den unter Druck stehenden Schichten nichts nach oben entweichen kann.

In der anschließenden Produktionsphase wird der Druck im Verlauf der Ölproduktion kontrolliert abgelassen. Durch die Entnahme großer Volumina aus den Gesteinsporen wird über Jahre bis Jahrzehnte der Druck in der Erdöllagerstätte immer geringer. Schon bald tritt die Flüssigkeit nicht mehr von allein aus dem Bohrloch aus, sondern der Flüssigkeitsspiegel liegt irgendwo unterhalb der Oberfläche „ruht“. Erst dann werden Pumpen eingesetzt, die das Öl aus dem Bohrloch heben. Mit weiter abfallendem Lagerstättendruck muss die Pumpe immer tiefer eingebaut werden, weil der Flüssigkeitsspiegel kontinuierlich sinkt. Wenn irgendwann die Pumpe im Niveau der Perforation hängt, wird die Produktion aus dieser Lagerstätte wahrscheinlich unwirtschaftlich sein, weil die Zuflussrate nur noch sehr gering ist. An manchen Förderstellen zum Beispiel in der Region Gifhorn/Braunschweig lässt man Bohrengen tagelang ruhen, damit sich der Druck regeneriert und wieder etwas Öl zur Bohrung fließt. Danach laufen die Pumpen wieder einige Stunden und fördern ein Öl-Wasser-Gemisch, von dem das Öl abgetrennt wird. Dabei bleibt das Lagerstättenwasser übrig, das über eine zweite Bohrung in denselben Horizont zurückgeführt wird und zur Druckerhaltung in dem Horizont beiträgt.

Sowohl bei der Gas- wie bei der Ölproduktion aus gut durchlässigen Gesteinen wird im Förderhorizont der Druck kontinuierlich verringert. Im Porenraum herrscht üblicherweise kein lithostatischer Druck, der dem Gewicht der überlagernden Gesteinssäule entsprechen würde, sondern „nur“ ein hydrostatischer Druck. Dieser steigt allerdings nicht mit einem bar pro zehn Meter, wie es bei reinem Wasser der Fall wäre, sondern mit bis zu 1,36 bar je 10 m. Das liegt meistens am hohen Salzgehalt des Wassers. In Norddeutschland gibt es außerdem weit verbreitete undurchlässige Ton- oder Salzschiefer, die unterschiedliche hydraulische Systeme begrenzen. Unterhalb bestimmter Schichten kann der Druckgradient spontan signifikant höher sein als oberhalb dieser trennenden Schicht. Aus vielen Bohrungen sind diese begrenzenden Schichten bekannt. Bei der Planung neuer Bohrungen werden diese begrenzenden Schichten benutzt, um darin den Fuß einzelner Rohrtouren einzubinden. In Abb. 2 sind diese „Rohrschuhe“ durch kleine Dreiecke am unteren Ende der Rohre gekennzeichnet.

Durch die Öl- oder Gasproduktion wird der Lagerstättendruck so weit abgesenkt, dass er unterhydrostatisch ist, das heißt deutlich geringer, als es dem Gradienten von einem bar pro zehn Meter entsprechen würde. Wenn einem derartig druckabgesenkten Horizont über eine Bohrung Wasser angeboten wird, verschwindet es ohne Druckbeaufschlagung in diesem Gestein,

weil allein das Gewicht der Wassersäule in der Bohrung ausreicht, das Wasser in die poröse Schicht einzuleiten. Von „Einpressen“ kann in diesem Fall also keine Rede sein. Druckabgesenkte Bohrungen werden deshalb dafür genutzt, flüssige Bestandteile, die als unerwünschte Komponenten bei der Öl- und Gasaufbereitung anfallen, wieder in dem Horizont zu entsorgen, aus dem sie stammen. Insbesondere in Ölfeldern wird darüber hinaus oft zusätzliches Frisch- oder Seewasser eingebracht, um den Lagerstättendruck länger auf einem höheren Niveau zu halten. Erdölfelder zum Beispiel in der britischen und norwegischen Nordsee werden häufig mit Meerwasser aufgefüllt, um die Druckabsenkung zu kompensieren und so die Lebensdauer der Felder zu strecken.

Ob sich der Druck in einer ausgeförderten Lagerstätte wieder aufbaut und wie lange dieser Prozess dauert, ist von den örtlichen Gegebenheiten abhängig. Tendenziell ist dafür ein sehr langer Zeitraum zu erwarten – es kann sich dabei durchaus um geologische Zeiträume handeln. In Norddeutschland sind in den letzten Dekaden mehrere Erdöllagerstätten wegen Erschöpfung der Vorkommen aufgegeben worden. Aufgrund neuer Erkenntnisse aus der Auswertung geophysikalischer Messungen haben sich bei einigen aufgelassenen Feldern Hinweise darauf ergeben, dass einzelne Feldesteile noch gewinnbare Reserven enthalten könnten. Wenn diese in der nächsten Zeit wie geplant erschlossen werden sollten, sind Erkenntnisse darüber zu erwarten, wie schnell sich der Druck nach Ende einer vorangegangenen Förderphase wieder aufbaut.

Ein Beispiel dafür ist das Erdölfeld Suderbruch im Landkreis Nienburg. Voraussichtlich im Herbst 2015 plant die BASF-Tochter Wintershall Deutschland dort zwei Erkundungsbohrungen. Mit den Bohrungen soll herausgefunden werden, ob eine Wiederaufnahme der traditionellen Erdölförderung wirtschaftlich sein könnte. Im Erdölfeld Suderbruch wurden bis 1994 insgesamt 3,4 Millionen Tonnen Erdöl gefördert. Aus wirtschaftlichen Gründen wurde die Ölproduktion eingestellt, die Bohrungen verfüllt und die Förderplätze zu Ackerland rekultiviert. Bei der jetzt geplanten Wiedererschließung sollen zunächst zwei Explorationsbohrungen niedergebracht werden und sich eine Testförderphase von mindestens sechs Monaten anschließen. Nach Abschluss dieses Fördertests will Wintershall über die Gesamtwiedererschließung entscheiden. Der Produktionsbeginn der Neuerschließung der gesamten Lagerstätte wäre ab 2018 denkbar (Wintershall Deutschland 2015). Dieses Projekt ist auch deshalb besonders interessant, weil es Informationen darüber liefern wird, ob und in welchem Umfang sich der Druck in einer ausgeförderten Lagerstätte regeneriert.

Die Permeabilität von Gesteinen

Die zuvor beschriebenen Öl- und Gaslagerstätten sind an Gesteine gebunden, die eine hohe Permeabilität aufweisen. In Norddeutschland handelt es sich dabei in den allermeisten Fällen nicht um Wegsamkeiten auf offenen Klüften, sondern um den Porenraum zwischen Sandkörnern. Typische gemessene Porositätswerte in norddeutschen Lagerstätten liegen zwischen 5 und 40%. Dabei besteht eine Abhängigkeit von der Korngrößenverteilung, dem Grad der Konsolidierung des Gesteins und der Art des Bindemittels, mit dem die einzelnen Sandkörner verklebt sind.

Die Permeabilität eines Gesteins hängt nur von den Gesteinseigenschaften ab, denn das Produkt aus der Fließrate Q und der Zähigkeit η des strömenden Mediums ist nach dem Darcy'schen Gesetz konstant. Das Darcy-Gesetz ist streng genommen nur im Bereich laminaren (linearen) Fließens gültig. Bei sehr geringen Durchlässigkeiten mit äußerst niedrigen hydraulischen Gradienten sowie bei sehr hohen Durchlässigkeiten mit extrem hohen Gradienten sind jeweils andere Fließgesetze gültig. Diese liegen in Öl- und Gaslagerstätten in der Regel nicht vor.

Für die Permeabilität ist die Maßeinheit m^2 . In der Erdöl- Erdgasindustrie wird die Gesteinspermeabilität jedoch meistens in Millidarcy (mD) angegeben. Dabei handelt es sich nicht um eine SI-Einheit; es gilt der Umrechnungsfaktor

$$1 \text{ Darcy} = 0,98697 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2.$$

Das Festhalten am Gebrauch dieser Einheit hat historische Gründe.

Gute Permeabilitäten für konventionelle Öl- und Gaslagerstätten in Norddeutschland liegen im Bereich zwischen zehn und mehreren hundert Millidarcy, im Ausnahmefall können sie sogar bis zu einigen Darcy betragen.

Das oben beschriebene Muttergestein für Erdöl oder Erdgas hat in der Regel eine sehr geringe Durchlässigkeit von weniger als 1 mD. Wenn bei der oben beschriebenen Kohlenwasserstoffgenese der Druck im System nicht hinreichend hoch ansteigt, um die Gesteinsfestigkeit zu überschreiten und das Gestein auf natürlich Weise zu „fracken“, verbleiben die gebildeten Kohlenwasserstoffe an Ort und Stelle. Um diese Fluide zu mobilisieren, müssen künstliche Wegsamkeiten geschaffen werden. Das erfolgt mit der hydraulischen Bohrlochbehandlung.

Die hydraulische Bohrlochbehandlung

Der Begriff „hydraulische Bohrlochbehandlung“ zeigt bereits, dass es sich bei dieser Maßnahme nicht um ein Bohrverfahren handelt, sondern um eine Behandlung eines Bohrloches, das zuvor nach den Regeln der Technik und unter Aufsicht der zuständigen Bergverwaltung des Bundeslandes abgeteuft wurde.

Für die hydraulische Stimulation ist eine Bohranlage nicht mehr erforderlich, dafür reichen kleinere Anlagen oder ein Kran. Während das Abteufen einer Bohrung mehrere Monate dauert, beträgt der Zeitbedarf für eine hydraulische Bohrlochbehandlung wenige Stunden. In der Geothermie wird dieselbe Technologie eingesetzt; hier sind meistens größere Behandlungen erforderlich, die sich über mehrere Tage erstrecken können.

Die hydraulische Bohrlochbehandlung hat das Ziel, die Durchlässigkeit eines gering permeablen Gesteins für Erdöl, Erdgas oder Wasser zu erhöhen und einen Transport dieser Fluide in Richtung auf das Bohrloch zu erreichen. Dafür wird ein sogenanntes Frac-Fluid in den Zielhorizont gepumpt. Der Zugang zum Zielhorizont erfolgt über eine ortsgenaue Perforation der druckdicht einzementierten Rohre.

Das Frac-Fluid besteht im Wesentlichen aus Wasser, dem verschiedene Stoffe zugemischt werden, um ihm bestimmte Eigenschaften zu verleihen. Um zum Beispiel zu vermeiden, dass Bakterien in die tiefen Gesteinsschichten eingetragen werden, wird das Wasser meistens mit Bakteriziden behandelt. Unterbleibt dieses, können sich aus wenigen eingetragenen Bakterien riesige Kolonien entwickeln, wenn das Wasser bei der Erwärmung unter Tage das Temperaturoptimum durchläuft, bei dem die Bakterien sich exponentiell vermehren. Derartige Biofilme in der tiefen Umgebung des Bohrlochs setzen die Gesteinsdurchlässigkeit herab und sind nicht wieder aufzulösen.

Künstlich induzierte Risse haben die Tendenz, sich bei Druckentlastung, die bei der Erdgasförderung unweigerlich eintritt, wieder zu schließen. Um sie offen zu halten, wird mit dem Frac-Fluid ein Stützmittel aus Sand (SiO_2) oder Keramik-Kügelchen eingebracht. Um diese Feststoffe mit dem Fluid in die Tiefe zu transportieren, muss die Zähigkeit des Wasser erhöht werden. Dafür werden geeignete Mittel wie z.B. Stärke oder Kleister benutzt, zusätzlich können Tenside, Lösungsmittel, Sauerstoffzehrer, pH-Stabilisatoren und andere Zusätze erforderlich sein.

Diese und andere Additive sollen das Frac-Fluid tragfähig machen für die Stützmittel, die Pumpbarkeit verbessern, indem sie die Reibung vermindern und die Temperaturstabilität sicherstellen. Um potenzielle Gefährdungen für die Umwelt auszuschließen, ist in jüngerer Zeit die Zahl der Additive auf etwa 30 mit insgesamt 50 Inhaltsstoffen reduziert worden (acatech 2015). Das fertig angemischte Frac-Fluid ist nach Chemikalienrecht nicht kennzeichnungspflichtig, nicht toxisch und nur schwach wassergefährdend (Wassergefährdungsklasse 1).

Die BGR hat 2012 eine Übersicht über die am häufigsten bisher eingesetzten Frac-Fluide, deren Einsatzmengen und Bewertung ihres (Wasser-)Gefährdungspotenzials erstellt (BGR 2012). Wegen der geringen öffentlichen Akzeptanz für die Technologie ist eine Tendenz zur Vermeidung giftiger Additive bei den Industrieunternehmen zu verzeichnen. Bei Einsatz der hydraulischen Stimulation in der Geothermie ist es möglich, ganz auf Additive zu verzichten und nur gereinigtes Wasser zu verwenden.

Das Gestein in der Tiefe steht unter mechanischen Spannungen, die einerseits aus der mechanischen Auflast entstehen, andererseits aus horizontal wirkenden plattentektonischen Kräften. Diese drei Hauptspannungsrichtungen stehen etwa senkrecht zueinander. Die Spannung der vertikal orientierten Richtung lässt sich aus dem Gewicht der Gesteinssäule ermitteln. Die beiden anderen Richtungen liegen in der Horizontalen. Die größere der beiden entspricht in Deutschland überwiegend der maximalen plattentektonischen Kompression und verläuft etwa Südost/Nordwest. Damit ist die Richtung, in der sich künstlich induzierte Risse öffnen werden, gut vorherzusagen.

Bei der Frac-Operation muss im Zielhorizont der Druck so hoch sein, dass die minimale Gebirgsspannung im Gestein und damit die Gesteinsfestigkeit überschritten werden. Aufgrund der Spannungsverhältnisse in Deutschland entstehen dabei vertikale Risse, die in Richtung des geringsten Widerstandes, also generell in Richtung der größten Hauptnormalspannung verlaufen. Je nach Menge des eingepressten Frac-Fluids kann die horizontale Ausdehnung mehrere hundert Meter betragen; die Risshöhe ist meistens deutlich geringer. Die Öffnungsweite ist selten größer als ein Zentimeter, sondern liegt eher im Millimeterbereich. Diese Erkenntnisse wurden in zahlreichen Experimenten gewonnen, die seit den 1960er Jahren in Deutschland sowohl in kommerziellen Kohlenwasserstoffbohrungen, in Geothermiebohrungen und bei Forschungsprojekten durchgeführt wurden.

Für jede Frac-Operation wird vor Beginn eine genaue Planung durchgeführt, um zu erreichen, dass der induzierte Riss sich möglichst nur im Zielhorizont ausbreitet. Während der Operation werden der Druckverlauf und die Pumprate aufgezeichnet. Aus diesen Informationen können Aussagen über den Rissverlauf abgeleitet werden. Die Rissausbreitung mit seismischen Methoden zu verfolgen, ist nur in wenigen Regionen in Deutschland möglich, z.B. in Kristallgesteinen in Süddeutschland. Die bei der Rissausbreitung ausgelösten seismischen Signale sind so schwach, dass sie in Regionen mit großer Lockergesteinsbedeckung wie in Norddeutschland aufgrund der Dämpfung kaum die Oberfläche erreichen und registriert werden können.

Beim Verpressen des Frac-Fluids wird der Druck im Zielhorizont deutlich erhöht, sonst würde kein künstlicher Riss entstehen. Wenn das Ziel der Operation die Förderung von Erdöl oder Erdgas ist, wird im nächsten Schritt der Druck in diesem System wieder abgelassen, um die Produktion der Kohlenwasserstoffe aufzunehmen. Dabei werden zu Beginn der Produktionsphase auch Frac-Fluide oder deren Bestandteile zurückgefördert. Durch Entmischung, chemische Reaktionen mit den Porenfluiden oder andere Prozesse können sich die Frac-Fluide verändern. Etwa 60% des eingesetzten Frac-Fluids kommen erfahrungsgemäß während der ersten Stunden der Kohlenwasserstoffproduktion zusammen mit dem Öl oder Gas aus dem Bohrloch zurück, der Rest im Verlauf der folgenden Tage und Wochen. Da die erwünschten Kohlenwasserstoffe stets bohrlochnah eine erste Aufbereitung erfahren müssen,

kann in der dafür erforderlichen Anlage auch der Frac-Fluid-Rückfluss aufgefangen werden, um anschließend wiederverwertet oder entsorgt zu werden. Die bohrlochnahe Aufbereitung von Öl oder Gas beinhaltet ansonsten die Abtrennung von Lagerstättenwasser und anderen mitgeführten Stoffen, die ebenfalls entsorgt werden müssen.

Der Rückfluss der Frac-Fluide wird als Flow-back bezeichnet und ist in der öffentlichen Diskussion besonders umstritten. Diese Sachlage ist für den Techniker überhaupt nicht verständlich, denn sowohl die Frac-Operation wie auch der Anfall des Flow-back sind zeitlich sehr begrenzt. Möglicherweise liegt die Ursache für die Besorgnis darin begründet, dass vielen Menschen nicht klar ist, dass die Anwendung der hydraulischen Stimulation kein kontinuierlicher Prozess ist, sondern einmalig zu Beginn der Kohlenwasserstoffproduktion erfolgen muss und allenfalls einer gelegentlichen Wiederholung bedarf, wenn die Produktion aus dem stimulierten Bohrloch zurückgeht und die Produktionsrate erneut angehoben werden soll.

Ist Fracking gefährlich?

Die Themen Fracking und Schiefergas werden in der Öffentlichkeit wie bereits mehrfach erwähnt kontrovers und zum Teil sehr emotional diskutiert. Große Teile der Bevölkerung werden mit Videosequenzen aus den USA verunsichert. Dort sind brennende Wasserhähne zu sehen, aus denen ein entflammbares Wasser-Methan-Gemisch fließt – angeblich als Folge einer Fracking-Maßnahme im Untergrund.

Satellitenaufnahmen zeigen zerstückelte Landschaften – überzogen von zahllosen Bohrplätzen und Zufahrtstraßen. Diese Bilder stehen jedoch nicht in Zusammenhang mit den bisher in Deutschland durchgeführten Fracking-Maßnahmen und können auch für die Zukunft ausgeschlossen werden. Die Filmsequenzen mit den brennenden Wasserhähnen wurden nachweislich – aus zweifelhaften Gründen – inszeniert.

Aus geowissenschaftlicher Sicht spricht nichts gegen die Fracking-Technologie und die Förderung von Schiefergas. Vor dem Abteufen einer Bohrung findet von der Erdoberfläche aus immer eine geologisch-geophysikalische Tiefenerkundung statt, um die spezifischen Standortbedingungen zu erkunden. An der Durchführung und Bewertung von Fracking-Maßnahmen arbeiten in Deutschland zahlreiche Experten aus den Fachgebieten Geologie, Lagerstättenkunde, Gesteinsphysik, Seismologie, Geochemie, Hydrogeologie, Reservoir- und Bohrlochingenieurwesen zusammen.

In Deutschland existieren klare Vorschriften und hohe Genehmigungsaufgaben, die von den Firmen der Erdöl- und Erdgasindustrie einzuhalten sind. Dabei stehen die Firmen unter der Aufsicht des jeweils zuständigen Landesbergamtes, das nicht nur alle Betriebspläne prüft, sondern zahlreiche Vorschriften erlässt, die einzuhalten sind. Hierzu gehören Vorgaben zum Bohrplatzdesign, wie die Versiegelung des Bohrplatzes, umlaufende Rinnensysteme oder Auffangbecken für anfallende Fluide. Bohrungen dürfen nur von einem zum Untergrund hermetisch abgedichteten Bohrplatz vorgenommen werden. Die Verrohrung muss konzentrisch als Mehrfachverrohrung ausgeführt werden. Äußere Teilverrohrungen müssen mit einer Zementschicht ummantelt, innere mit empfindlichen Drucksensoren ausgestattet werden. Jegliches Versickern von Schadstoffen in den Boden wird dadurch wirksam verhindert.

Ein Übertritt von Fluiden durch Versagen der Verrohrung oder der Zementation des Ringraums ist durch eine ordnungsgemäße wasser- und gasdichte Abdichtung der Bohrung nach menschlichem Ermessen daher auszuschließen. Durch standortbezogene Voruntersuchungen können Fracking-Maßnahmen so geplant werden, dass ein unkontrolliertes Entweichen der Frac-Fluide aus dem unterirdischen Riss in angrenzende Formationen und genutzte Grundwasserleiter mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann. Die Rissausbreitung im Untergrund lässt sich modellhaft voraus berechnen. Bei Vorhandensein von Deck-

schichten mit Barrierefunktion, wie z.B. plastische Salzsichten oder Tonsteine, ist die Aufwärtsmigration von Fluiden entlang von natürlichen Wegsamkeiten unmöglich. Betrachtet man die generelle Stockwerksgliederung grundwasserführender Gesteine, so lässt sich eine vertikale Gliederung in ein oberflächennahes Grundwasserstockwerk mit nutzbaren süßen Grundwasservorräten und ein Tiefengrundwasserstockwerk mit zum Teil extrem salzhaltigen Formationswässern beobachten. Diese Verhältnisse sind exemplarisch für Norddeutschland in Abb. 4 dargestellt. Nur in den oberflächennahen zumeist jungen Ablagerungen finden sich nutzbare Süßwasservorkommen. In der Tiefe ist das Porenwasser sehr stark salzhaltig, weil aus den überall vorkommenden Salzsichten und Salzstöcken NaCl, KCl und andere Salze gelöst werden. Örtlich werden gering mineralisierte Grundwässer aus tieferen Schichten für Mineralwasserbrunnen oder balneologische Zwecke gewonnen. Derartige Nutzungskonkurrenzen müssen bei der Planung von Frac-Maßnahmen natürlich berücksichtigt werden. Die unterschiedlichen Schichten, aus denen unser Untergrund aufgebaut ist, weisen sehr unterschiedliche Durchlässigkeiten auf. Neben durchlässigen Grundwasserleitern sind undurchlässige Ton- oder Salzsichten im Untergrund über große Flächen verbreitet. Diese hydraulischen Barrieren zwischen den einzelnen Schichtpaketen sind vielfach so wirksam, dass unterhalb und oberhalb einer abdichtenden Schicht völlig unterschiedliche Druckregime herrschen können. Eine nahezu in ganz Norddeutschland flächenhaft verbreitete absperrende Schicht ist der Rupelton, der als dichte Barriere die nutzbaren Süßwasservorkommen von den tiefer liegenden Salzwasserschichten trennt.

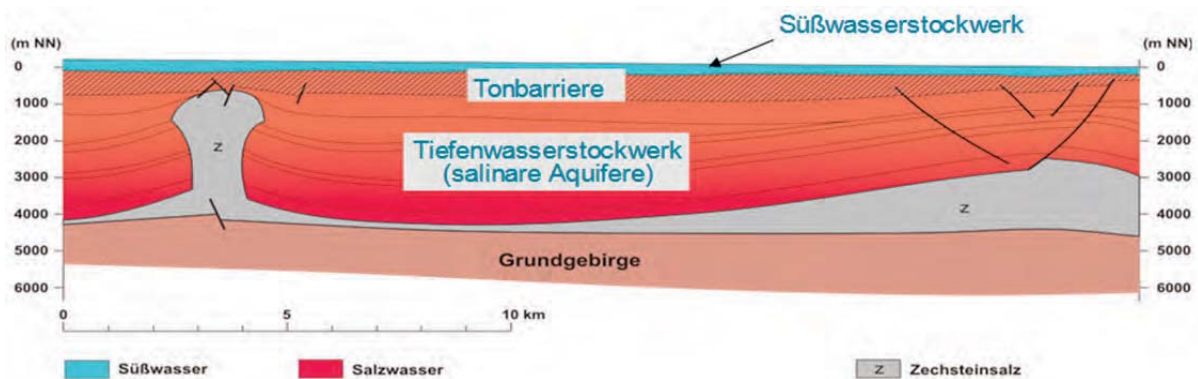


Abb. 4(a)

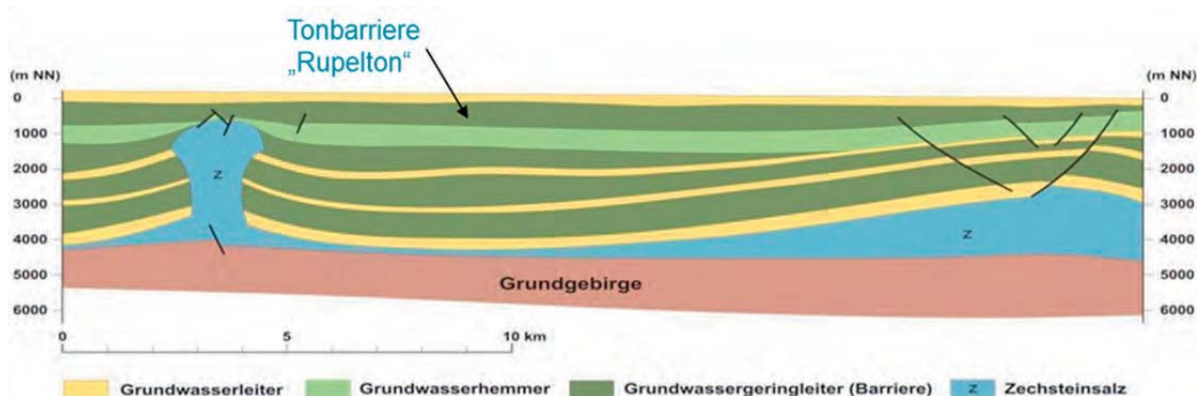


Abb. 4 (b)

Abb. 4: Grundwasserverhältnisse in Norddeutschland: (a) Salzformationen (z) sind im Untergrund weit verbreitet, deshalb ist das Tiefenwasser hochsalinar. Nutzbare Süßwasservorkommen gibt es nur in den oberen Grundwasserleitern nahe der Oberfläche. (b) Hydraulische Barrieren trennen Grundwasserleiter und -geringleiter voneinander ab, sie sind in den einzelnen Horizonten im Chemismus und hydraulisch unterschiedlich.

Für die Diskussion der Auswirkung einer vertikalen Ausbreitung von Frac-Fluiden sind diese Barrieren von Bedeutung, da sich Gemische von Frac-Fluiden und Formationswässern aufgrund ihrer hohen Salzgehalte und der damit verbundenen höheren Dichte nicht mit oberflächennahen nutzbaren Süßwässern vermischen können, sondern innerhalb des durch Fracking erschlossenen Zielhorizontes verbleiben. Zusätzlich zur Dichteschichtung unterbinden gering durchlässige Tonvorkommen einen Austausch der Wässer, sodass die Tiefenwässern auch über geologische Zeiträume hinweg nicht in Kontakt mit oberflächennahem Grundwasser stehen.

Die geologischen Verhältnisse in Deutschland sind sehr variabel. Deshalb ist es wichtig, vor der Durchführung einer Bohrlochbehandlung geophysikalische und geologische Vorerkundungen durchzuführen, um die konkrete Situation möglichst genau zu prognostizieren und die technischen Maßnahmen an die Gegebenheiten anzupassen. Technische Maßnahmen wie das Niederbringen einer Bohrung oder die hydraulische Bohrlochbehandlung sind nie völlig ohne Risiko. Genau wie ein Kraftfahrzeug versagen kann, kann es auch auf einem Bohrplatz ungewollt zum Austritt von Chemikalien kommen oder es kann eine Rohrtour in der Tiefe undicht werden. Wichtig ist es, dann zu wissen, was zu tun ist, um den Schaden zu begrenzen. Notfallpläne, Übungen mit der Feuerwehr und der Polizei gehören deshalb auf jedem Bohr- oder Förderplatz zum täglichen Geschäft. Auch diese Dinge erfolgen stets unter staatlicher Aufsicht durch die zuständige Bergbehörde.

Die Unternehmen der Erdöl- und Erdgasindustrie halten in Deutschland hochmoderne Technologie für den Einsatz in ganz Europa vor. Aus historischen Gründen sind die meisten dieser Unternehmen im Raum Hannover/Celle angesiedelt, weil hier 1858/59 die weltweit erste industrielle Erdölbohrung niedergebracht wurde. Etwa 20.000 hochqualifizierte Wissenschaftler, Techniker und Ingenieure tragen heute dazu bei, die vorhandenen Technologien unter Beachtung der weltweit höchsten Umweltstandards weiter zu entwickeln.

Auf Basis der deutschen Vorschriften und der gesetzlichen Regelungen haben alle staatlichen Geologischen Dienste Deutschlands als interessensneutrale Fachbehörden und in Kenntnis der kontroversen Diskussion zu Fracking in Medien und Öffentlichkeit bereits 2013 gemeinschaftlich erklärt: „Sofern die gesetzlichen Regelungen und die technischen Standards eingehalten und detaillierte standortbezogene Voruntersuchungen durchgeführt werden, ist der Einsatz der Technologie aus geowissenschaftlicher Sicht sicher und umweltverträglich möglich.“

Zusammenfassende Bewertung

Jedes Projekt, bei dem der Einsatz der hydraulischen Bohrlochbehandlung geplant ist, sei es für die Gewinnung von Erdöl, Erdgas oder geothermischer Energie, bedarf einer umfassenden Vorerkundung unter Einsatz geophysikalischer Methoden. Diese seismischen oder elektromagnetischen Messungen von der Oberfläche aus sind in DIN-Normen geregelt und unterliegen der Aufsicht durch die zuständigen Bergverwaltungen der Bundesländer.

Für die Bohrungsplanung sind detaillierte standortbezogene Risikobewertungen vorzunehmen, die die geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse betrachten und bewerten. Darauf aufsetzend sind alle Phasen des Niederbringens der Bohrung und der hydraulischen Bohrlochbehandlung zu planen und durchzuführen. Dabei sind alle Sicherheitsstandards einzuhalten und ihre Einhaltung zu überwachen.

Der Bund-Länder-Ausschuss Bodenforschung (2013) und die Deutsche Akademie der Technikwissenschaften acatech (2015) kommen zu dem Ergebnis, dass ein generelles Einsatzverbot der hydraulischen Bohrlochbehandlung auf der Basis wissenschaftlicher und technischer Fakten nicht begründbar ist.

Vorbehalte in Teilen der Öffentlichkeit müssen ernst genommen werden und eine transparente und auf Dialog zielende Kommunikation angestrebt werden. Mit der Öffentlichkeit müssen Anregungen und Bedenken erörtert werden, um diese in zukünftige Projekte einzubeziehen. Ob es gelingen kann, in der Öffentlichkeit eine neue Akzeptanz für die Fracking-Technologie zu gewinnen, muss die Zukunft zeigen.

Literatur

- acatech (Hrsg., 2015): Hydraulic Fracturing. Eine Technologie in der Diskussion (acatech POSITION), München: Herbert Utz Verlag 2015, 66 S.
- BGR (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland. – 57 S.; Hannover:
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [Stand: 15.07.2015]
- BGR (2015): Technische Planung der Geothermie-Bohrung Groß Buchholz Gt1; Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Hannover; Geologisches Jahrbuch Reihe A Heft 162; im Druck
- Bund-Länder-Ausschuss Bodenforschung (2013): Stellungnahme zu den geowissenschaftlichen Aussagen des UBA-Gutachtens, der Studie NRW und der Risikostudie des Exxon-Mobil InfoDialogprozesses zum Thema Fracking. Erarbeitet durch die Staatlichen Geologischen Dienste der Deutschen Bundesländer und die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. 22 S.;
http://www.infogeo.de/dokumente/download_pool/SN_SGD-Fracking-Studien_V5_0.pdf [Stand: 15.07.2015]
- Handelsblatt 14.11.2014: Mann stirbt bei Fracking-Unfall.
<http://www.handelsblatt.com/panorama/aus-aller-welt/us-staat-colorado-mann-stirbt-bei-fracking-unfall/10979704.html>
- LBEG (2014): Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Hannover: Liste der Fracs in Niedersachsen (Erdgas- und Geothermiebohrungen):
http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=31702&article_id=110656&_psmand=4 [Stand: 16.7.2015]
- taz.nord (Die Tageszeitung) vom 13.01.2014, S. 2: Eine Frage der Zuständigkeit.
- Wintershall Deutschland (2015): Wintershall Deutschland prüft Wiedererschließung des Erdölfeldes Suderbruch. <http://www.wintershall.de/presse-news/meldungen-news/detail/wintershall-prueft-wiedererschliessung-des-erdoelfelds-suderbruch.html> [Stand 19.01.2015]

Dr. Michael Kosinowski
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
Abtlg. Grundwasser und Boden
Stilleweg 2
D-30665 Hannover

Power to Gas – an economic approach for energy storage?

Manfred Waidhas, Siemens AG

Abstract

The reduction of CO₂ emissions is clearly linked to the extension of renewable energies (RE). However, due to the volatile character of related power generation there will be an increasing mismatch between generation and demand. The storage of excess energy will become essential in the future in order to prevent increasing curtailment of wind and PV installations and to enable an economic integration of renewables into the future energy scenario.

Power to Gas as a storage option merging energy, mobility and industrial markets

It is very clear that grid extension and demand side management will come prior to energy storage. But the estimated storage demand in a 85 % RE scenario – as targeted for Germany in 2035 - will be in the multi-TWh range.

There are many concepts and technologies to store electric energy. Among the three options for large-scale storage – pumped hydro, compressed air and hydrogen – hydrogen is the only viable option to address capacities >10 GWh (fig. 1). A key component for hydrogen storage is the electrolyzer converting electrical energy into hydrogen (Power-to-Gas, P2G).

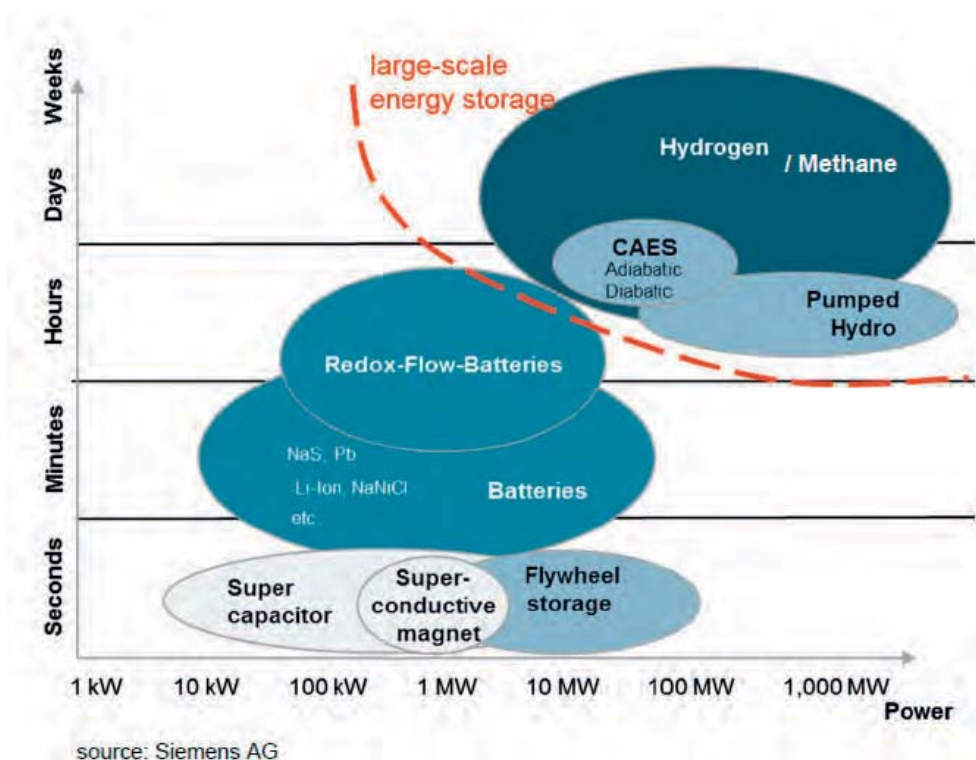


Fig. 1: Segmentation of electric energy storage technologies regarding power and discharge time

In this context 'Power-to-Gas' requires a clear definition. Some people associate this approach with the conversion of electricity to hydrogen, others with the subsequent injection of H₂ into the natural gas grid, some are including the conversion to synthetic natural gas (fig. 2). As the economy of these varying interpretations and the related business cases differ

strongly, a clear definition of P2G is necessary. ‘Power-to-chemicals’ (leading to methanol, etc.) is not separately mentioned in fig. 2, it is a subsequent process to P2H.

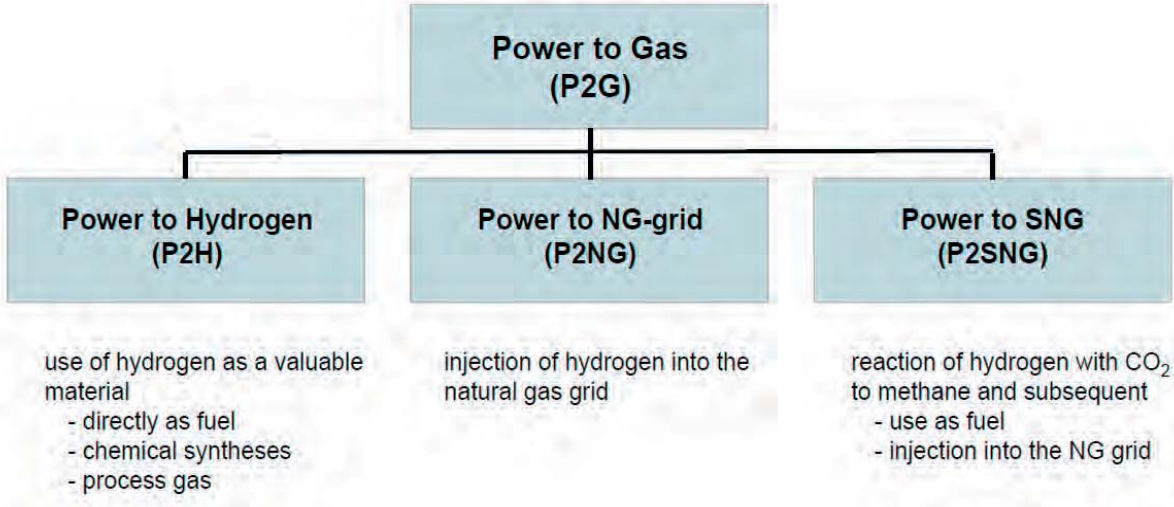


Fig. 2: Different routes of ‘Power to Gas’

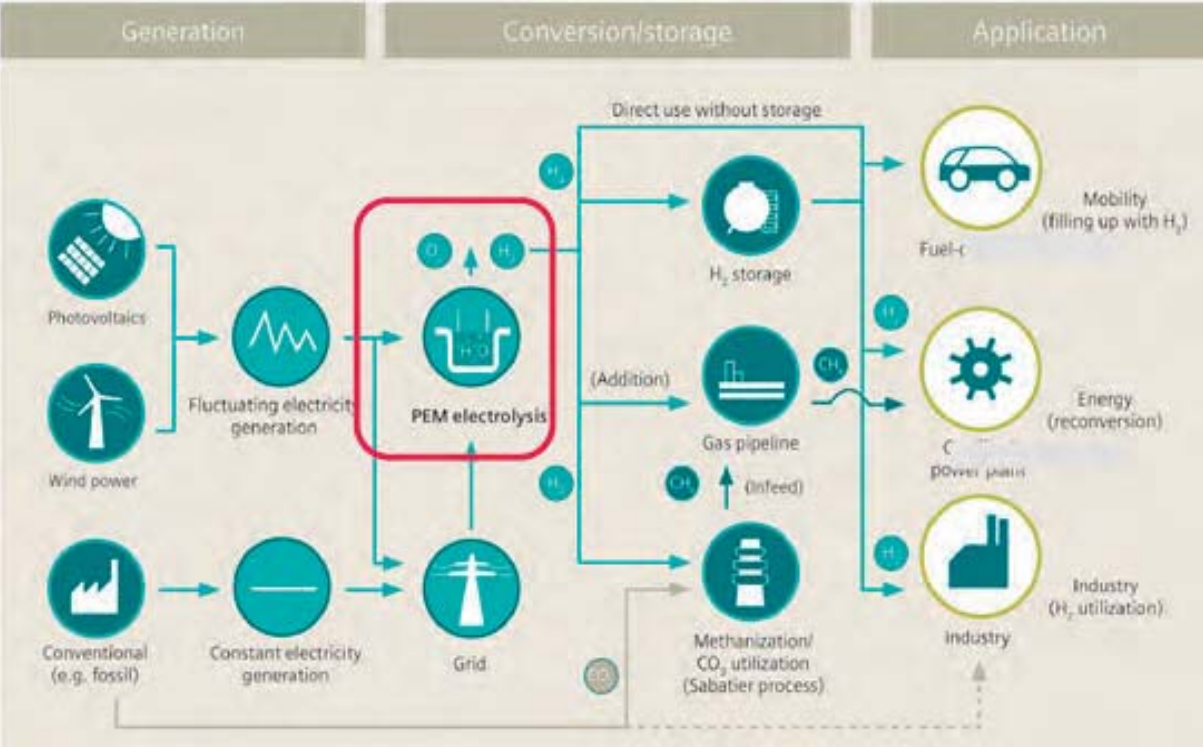


Fig. 3: The “big picture of hydrogen” – hydrogen as a multifunctional energy vector which drives the convergence between energy and industry markets

Fig. 3 illustrates the integration of electrolyzer technology into the volatile power generation and the different routes of H₂ utilization and applications. It makes clear that hydrogen enables the convergence of the energy market with the mobility and industry markets: instead of curtailing the ‘excess’ production of green electricity this electricity can be shifted to mobility or industry applications and secure CO₂-savings there.

Economic considerations

The use of hydrogen in the applications ‘mobility’, ‘industry’ and ‘energy’ follows a merit order principle. In all cases where simply heating value is required (re-electrification via gas turbines, process heat or house heating) hydrogen with respect to price competes with natural gas. A preceding conversion to SNG tightens this economic challenge due to additional conversion losses and mandatory capital investment.

Compared to re-electrification (“power to power”) the use of hydrogen in industry or mobility as a valuable material leads more easily to a positive business case.

Due to the described merit order the three use cases have different market entry points, market potential and consequently different maturity.

The question, whether P2G is economically viable depends on a number of different parameter and thus cannot be answered in one single sentence. For this reason several calculations with extreme assumptions are illustrated in the following.

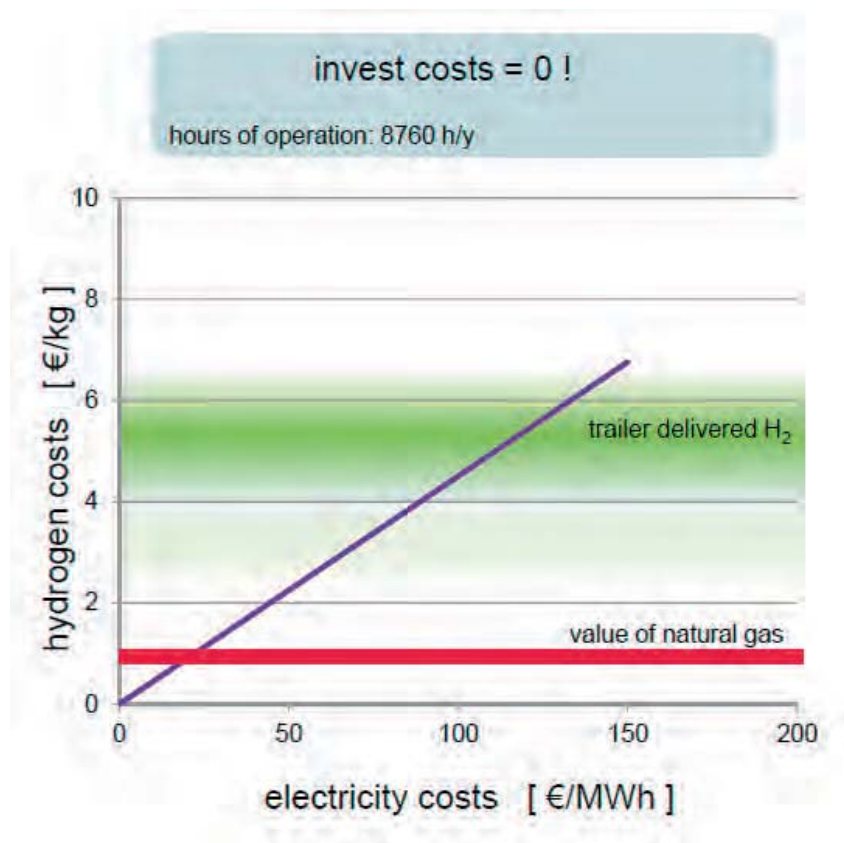


Fig. 4a: Theoretical production costs of hydrogen generated via electrolysis – main assumption: invest costs of electrolyzers are zero

Fig. 4a outlines that it is not likely that electrolytic hydrogen can compete now and in the next years with the price of conventional natural gas. For instance, even if the costs of future electrolyzer technology diminishes down to zero the electricity must be purchased at prices below 2.5 ct/kWh over the whole year to reach cost competitiveness to conventional natural gas (fig. 4a). The same figure illustrates on the other hand, that electricity can be purchased even at higher (and more realistic prices) if the competition is trailer-delivered H₂.

In a second step it was assumed that electricity costs are zero. This situation is not unlikely as curtailed electricity is already at this stage reality.

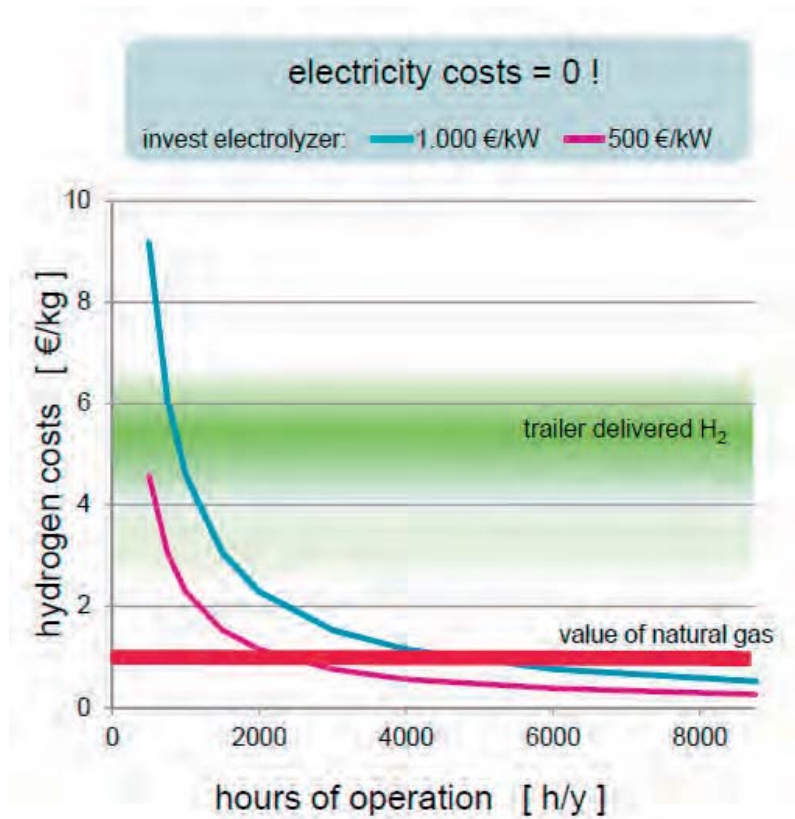


Fig. 4b: Theoretical production costs of hydrogen generated via electrolysis – main assumption here: electricity costs are zero

Fig. 4b clarifies that the utilization of the electrolyzer must be roughly above 3000 hours under these conditions to yield prices competitive to natural gas. The situation is even less stringent if the application is on-site use in the hydrogen consuming industry.

Further assumptions for the calculations (figs. 4a-4c) are as follows:

- efficiency electrolyzer system = 70 % HHV
- for figs. 4b,c: depreciation: 20y; interest rate: 5 %; maintenance: 3% of capex;
- natural gas prize: 3 ct/kWh

The assumptions used for fig. 4c are reflecting the current situation, as electricity prizes of ≤ 50 €/MWh can be found at the EEX for more than 4000 h per year.

The main key findings of graphs 4a-c outline that all applications where only the heating value is relevant – for instance the injection into the NG grid - do not reveal a positive business case (even with capex=0) under given assumptions. They further illustrate that H₂ production via electrolysis may be an attractive alternative to steam-reforming in particular when the electrolyzer system has access to “cheap” electricity. The business cases will become more attractive by additional offering of grid services (e.g. secondary control power).

But it clearly has to be pointed out that fees (grid fees and in particular the ‘EEG-Umlage’ in Germany) ruin most positive business cases. This is a general hurdle for grid-scale energy storage and will require a clear regulatory framework.

It is important to note that all price ranges given (e.g. for natural gas or H₂-delivery) are estimates. Real conditions, in particular for smaller quantities may lead to notably higher prices.

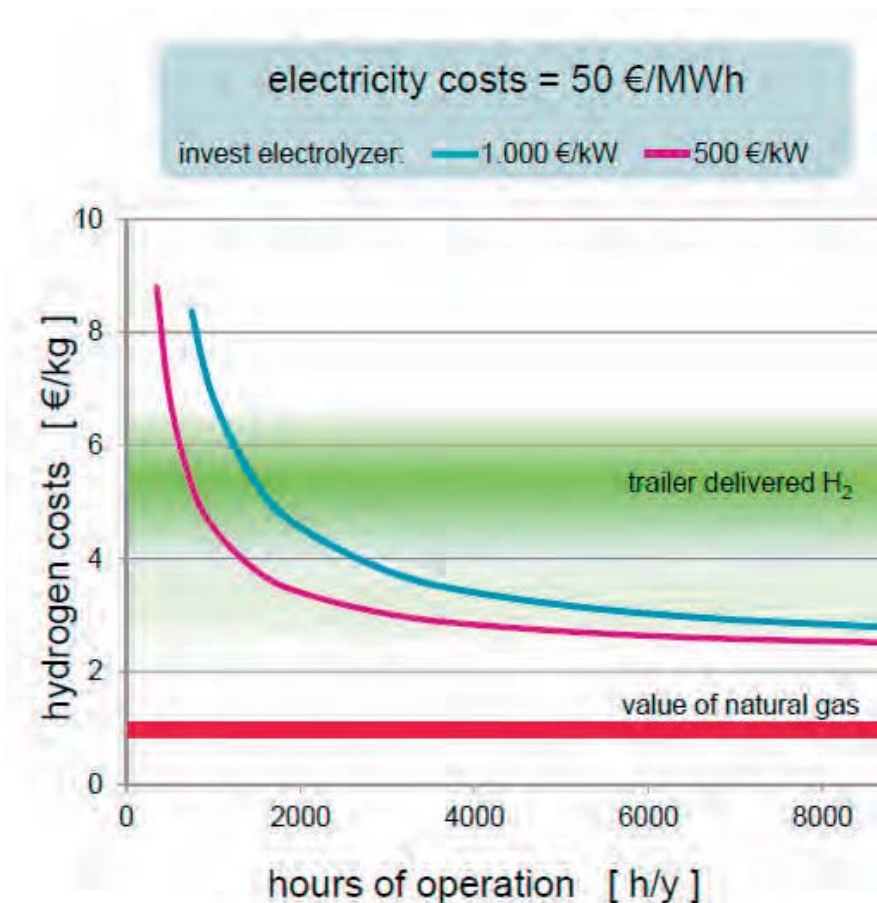


Fig. 4c: Theoretical production costs of hydrogen generated via electrolysis under reasonable assumptions for capex and opex

Outlook: the long-term perspective of P2G - Scenario 2035+:

The situation described above could consolidate the conclusion that power to SNG and H₂-injection into the NG grid does not make sense. However, the circumstances will change. The main reason is that the CO₂-reduction targets will require a link of power generation with industry and mobility. This scenario can be summarized as follows:

- CO₂ reduction targets require stringent measures in the sectors mobility, industry, power generation
- There will be a high share of renewable electricity production together with gas turbines as fast response and flexible (backup) power generation
- There will be installations of different storage options
 - thermal storage
 - pumped hydro storage
 - batteries
 - H₂ (multifunctional) as likely the only large-scale (tens of TWh) long-term storage option

In this future scenario the role of Power-to-Natural Gas or Power-to-Synthetic Natural Gas will gain increasing importance. By this means CO₂ savings will be shifted to residential heating, industrial processes and to the re-electrification in gas turbines. This will likely happen if / as soon as all opportunities to sell H₂ into mobility and industry markets are fully used and the commitment to existing CO₂ reduction targets remains valid.

However SNG as well as the injection of H₂ into the NG grid has specific limitations:

- SNG in any case requires CO₂ sources near-by
- H₂ addition in the NG grid is only possible up to regulatory limits.

If / as soon as the H₂ production will become too large i.e. the concentration will exceed the regulatory limits of the NG grid the combustion of pure H₂ becomes likely.

In conclusion, while the business case for the above will evolve in co-existence with other storage options, these above scenario clearly indicates, that there are a variety of technological options on a mid- and long-term perspective making thermal use of H₂ and also SNG, a reasonable approach to buffer CO₂-free energy from fluctuating renewables in the TWh-range for re-electrification and heating.

Dr. Manfred Waidhas
Siemens AG
Process Industries and Drives Division
Large Drives
Hydrogen Solutions
PD LD HY
Günther-Scharowsky-Str. 1
D-91058 Erlangen

Nuclear Fission Energy: New Build, Operation, Fuel Cycle and Decommissioning in the International Perspective

Stefan Nießen, AREVA

Abstract

Over 60 nuclear power reactors are in construction today and over 400 are connected to the grid. The presentation will show where. A nuclear new build project involves a team of several thousand people. Some pictures from ongoing new build projects will illustrate this.

Using concrete examples from the AREVA group, the nuclear fuel cycle from uranium mines in Niger, Kazakhstan or Canada to chemical conversion, enrichment and fuel manufacturing will be explained. Also the recycling of used fuel and the fabrication of MOX fuel is addressed.

Introduction

With demand for energy growing, oil and gas prices rising in the long term and the fight against climate change heating up, the development of clean energy that does not emit greenhouse gases is an absolute priority. The nuclear industry is committed to meeting the energy challenges of the coming years by producing carbon-free energy.

The French AREVA Group with its 44,000 employees (April 2015) worldwide contributes to this goal by providing high added-value products and services to support the operation of the global nuclear fleet. The company is present throughout the entire nuclear cycle, from uranium mining to used fuel recycling, including nuclear reactor design and operating services (Fig. 1). In detail this comprises the following activities:

- Uranium exploration, mining and concentration
- Uranium conversion and enrichment
- Nuclear fuel design and fabrication
- Nuclear reactor design and construction
- Products and services to maintain, upgrade and extend the operating period of existing power plants
- Used nuclear fuel recycling
- Project management and support for work in a radioactive environment
- Dismantling and redevelopment of nuclear sites
- Nuclear materials logistics, storage and disposal

The German headquarters of AREVA GmbH are located in Erlangen. Currently comprising around 3,400 employees, Erlangen is the company's largest engineering site. The main focus of activity in Erlangen is, on the one hand, the maintenance and modernization of power plants both in Germany and abroad. On the other hand, employees are involved in international construction projects in France, Finland and China. At the research facilities in Erlangen, the company is able to make use of institutions that are unique in the world, such as the primary circuit testing facility PKL. The OECD recently extended its funding of a large international project here by several years, which is working on simulations for safety research with regard to nuclear power plants.

In Erlangen, the company additionally operates a modern test field for the digital instrumentation and control system of nuclear power plants. The radiochemical laboratory is

also unique and undertakes assignments for worldwide markets. As well as this, there are facilities for vibration and materials testing.

The fuel supply business division is also represented at the Erlangen site. Alongside fuel assembly testing stations, the fuel laboratory is also based in Erlangen. Here, new developments are produced in small series production and tested, for example assembly structure grids.

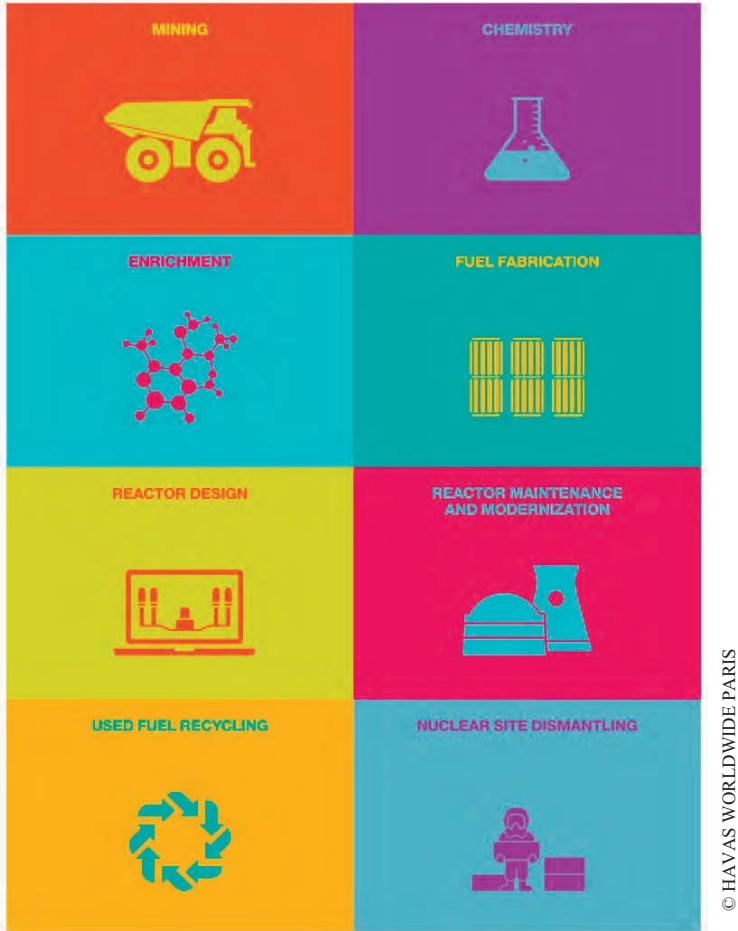


Fig. 1: The entire nuclear cycle, from uranium mining to used fuel recycling, including nuclear reactor design and operating services.

Uranium Mining

Mining activities are the first link in the nuclear fuel cycle and in the integrated model of the AREVA Group which was one of the top producers worldwide in 2014, producing 8,959 metric tons of uranium¹. The company has a diverse assets and resources portfolio, which constitutes an important security factor for utilities seeking long-term guarantees with regard to uranium supplies. Mining employees are present on five continents. There are uranium production sites in three countries: Canada, Niger and Kazakhstan.

Natural uranium is a metal that does not occur in its native state. It contains two main isotopes: 238U (non-fissile) making up 99% and 235U (fissile) making up 0.7%. In nature, it exists only as an ore – an ore that must be extracted and processed to obtain uranium oxide (U₃O₈).

¹ Source: AREVA's financially consolidated share 2014

There are different techniques for the extraction of uranium ore:

- Open-pit mining for shallow deposits: The rock covering the ore is removed and the ore is dug out with mechanical shovels. It is then crushed and treated with chemicals to extract the uranium.
- Underground mining for deeper deposits: Galleries are dug and stabilized to reach and extract the ore, which is then crushed and processed.
- In situ recovery: This more recent technique is used to mine low-grade deposits. Instead of digging a pit or underground galleries, wells are drilled down to the orebody, and the ore is dissolved with a chemical solution. The solution is then pumped back to the surface and processed to extract the uranium.

At all mining sites, there are plants on site to extract and concentrate uranium. Often the uranium content of the ore is only a few kilos per ton. To extract the uranium, Chemical solutions are used suited to the specific characteristics of each ore. In most cases, these consist of an acid (e.g., sulfuric acid). With this process, 90% of the uranium in the ore can be recovered. The uranium is then purified and separated out of the solution by precipitation using sodium carbonate, magnesium oxide or another chemical. After washing and filtering, a paste consisting of 75% uranium metal remains. This material, more commonly known as “yellow cake”, is used for the fabrication of fuel for nuclear power plants (Fig. 2).

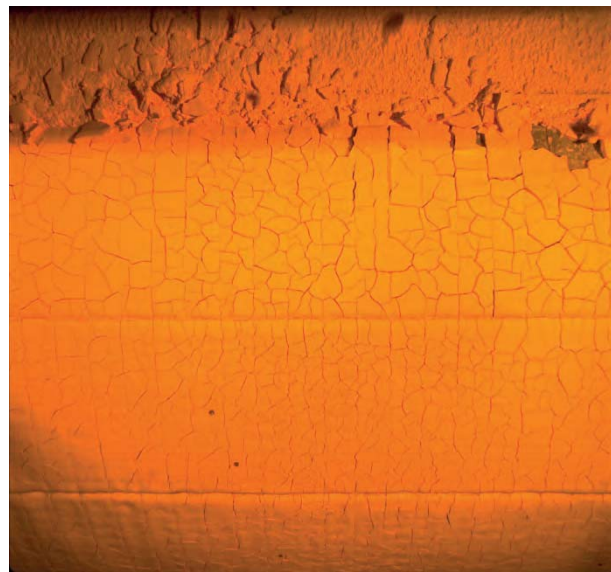


Fig. 2: “Yellow cake” at the Comurhex plant for conversion of natural uranium into UF_4 in Malvési, France.

Uranium Conversion and Enrichment

The principal activity of the Chemistry Business Unit is to provide conversion services for natural uranium as uranium hexafluoride (UF_6). The uranium extracted from mines, concentrated in the form of "yellow cake" and already under the ownership of the operator of the plant cannot be used in this state in nuclear reactors of electricity production. To be used as a fuel, it must be transformed. The conversion operations consist of transforming the concentrated ores into uranium hexafluoride (UF_6), giving it the purity needed for the fabrication of nuclear fuel. These conversion operations represent an essential stage in the fuel cycle between mining activities and enrichment of the uranium.

The conversion of uranium concentrate obtained from mines is carried out through a process of chemical transformation in two stages:

- Transformation of natural uranium into uranium tetrafluoride: During the first phase, the uranium is transformed into uranium tetrafluoride (UF_4). The concentrated ore is dissolved by acid, and then purified to yield. After precipitation and calcination, uranium trioxide powder (UO_3) is obtained, and is then hydrofluorated using hydrofluoric acid. It is thus transformed into a green substance with a granular appearance called uranium tetrafluoride (UF_4).
- Transformation of uranium tetrafluoride into uranium hexafluoride: The UF_4 is then converted in a second phase of fluorination into uranium hexafluoride (UF_6), using fluorine obtained by electrolysis of hydrofluoric acid. The UF_6 is made by contact of gaseous fluorine with the UF_4 powder. The chemical reaction makes very high-temperature in a reactor with flames. A last stage consists in transforming the obtained UF_6 of the solid state to the gaseous state. Thus, it's possible to enrich it.

The majority of reactors use uranium containing between 3% and 5% uranium-235 as fuel. Natural uranium contains only 0.7%. It is therefore necessary to increase the concentration of uranium-235 to obtain a fuel that can be used in nuclear reactors. This is called enrichment. AREVA uses the industrial process of centrifugation in Georges Besse II plant located at Tricastin (Fig. 3).

The Tricastin site in South France is the setting for all industrial operations involved in transforming uranium, originating from mines, into fuel for nuclear power plants. It includes six plants, which together cover the entire production chain.



© AREVA, PETITOT NICOLAS

Fig. 3: Georges Besse II enrichment plant, inaugurated on 14th December 2010 at Tricastin (France).

Nuclear Fuel Assembly

Fuel assemblies for pressurized water reactors and boiling water reactors are produced at different AREVA subsidiaries worldwide. Entities of the Group hold the operating permit or license for fuel fabrications in Lingen, Germany, as well as in Richland, United States, and Romans, France.

As a prerequisite for further steps, uranium hexafluoride is converted to uranium dioxide powder. In pellet production, the uranium dioxide powder is processed to uranium pellets. A uranium pellet weighing 7.5 grams and enriched to 4.3 % contains as much energy as 1,000 kilograms of hard coal. This equals the annual power consumption of 3,000 kilowatt hours – as much as an average German household requires.

The next step is the fuel rod production. In this production step, the pellets are inserted into the zircalloy cladding tubes. Zirconium is the reference material for manufacturing of fuel assemblies. It guarantees uranium pellets' confinement within the reactor thanks to specific qualities: excellent resistance to corrosion, mechanical strength, stability under irradiation and low absorption of thermal neutrons. Fuel rods constitute the nuclear reactor's first safety barrier.

After fuel rod production follows the assembling of the final product. The production of the fuel assembly for pressurized water reactors starts with the assembly of the support structure. The assembly structure grids and the guide tubes are welded to a mechanically stable supporting structure (cage). The fuel rods are fully inserted therein according to a predetermined loading plan. Afterwards, the upper and lower tie plates are installed. Finally, the fuel assembly is cleaned, subject to a comprehensive final test and stored hanging in subsurface fuel assembly storage until dispatch (Fig. 4).



Fig. 4: Pressurized water reactor assembly at the fuel fabrication plant in Lingen, Germany.



Fig. 5: Introduction of the second Steam Generator into the Reactor Building at Flamanville 3 EPR reactor, France.

Nuclear Power Plants under Construction throughout the World

According to the International Atomic Energy Agency (IAEA) there are worldwide 440 Nuclear Power Reactors operational and 68 under construction (March 2015).

AREVA's New Builds business is involved in every phase of the design of nuclear steam supply systems and nuclear islands. With a broad range of reactors, the company is in charge of proposals for new reactors and executing these projects from the standpoint of engineering and resources. The Equipment business unit designs and manufactures welded and mechanical components for the nuclear island, principally heavy equipment, including large

forged parts and mobile equipment. Its expertise in heavy and mobile component manufacturing guarantees the provision of quality, reliable parts to its customers.

Currently, there are four EPR reactors under construction in Finland (Olkiluoto 3), France (Flamanville 3) and China (Taishan 1&2) (Figs. 5, 6, 7). Furthermore, the British government is pursuing a program to replace its nuclear fleet. In particular, the power company EDF Energy plans to expand the Hinkley Point site (current generating capacity: 870 MWe) with two EPR reactors. The EPR is the first third-generation Pressurized Water Reactor (PWR) to have achieved the market breakthrough. The electrical power of the EPR (around 1600 MWe) is higher than that of the most recent plants (around 1450 MWe).

The ATMEA1 reactor is another third-generation PWR built on extensive nuclear reactor knowledge. The ATMEA Company is a joint venture between two global leaders in nuclear reactor design: AREVA and Mitsubishi Heavy Industries (MHI). Following several years of design development, the medium-power reactor provides a credible solution for projects in emerging nuclear economies or locations in which a medium-power solution is more suitable.



© AREVA

*Fig. 6:
EPR construction site in Olkiluoto, Finland.*



© TNPJVC

*Fig. 7:
Taishan 2 EPR construction site, China.*

Products and Services for Nuclear Power Plants in Operation

Providing services for nuclear power plants in operation is another core business of AREVA. The integrated services offer corresponds to a fundamental change in the market: power companies are focusing on programs to extend the operating period of their power plants. This is managed with customers in long-term partnerships, with a global approach to component lifecycle management and power plant servicing and maintenance. Activities are mainly carried out during power plant outage periods, called unit outages, which take place every 12, 18 or 24 months depending on the reactor's operation mode.

The Installed Base business unit is structured to achieve an optimal balance between global reach and local presence. It is able to mobilize resources, skills and equipment throughout the world and provide customers with local offers and personalized services. With specialists worldwide, the Installed Base business unit can quickly deploy highly qualified, experienced teams to meet customers' specific needs at over 100 nuclear power plants.



© LARRAYADIEU ERIC

Fig. 8: MOX fuel fabrication at MELOX plant, Bagnols-sur-Cèze, France.

Used Nuclear Fuel Recycling

Industrial solutions are offered to reduce nuclear power's environmental footprint, in particular in the recycling field, which involves recovering recyclable materials from used fuel and fabricating new fuels for use in reactors.

La Hague plant located in the La Manche region provides the first stage in the recycling of nuclear used fuels. This industrial operation meets a raft of energy and environmental considerations. The facility has the industrial capacity necessary for the annual processing of used fuel from 80 to 100 nuclear reactors, amounting to 1,700 tons. This makes AREVA the biggest operator in the world in the processing of nuclear fuel. Since its entry into service in 1966, the company's site at La Hague, the leading industrial center of its type in the world, processes nuclear used fuel for subsequent recycling – fuel which has been replaced in nuclear power plants.

Once discharged from the reactor, the used fuel contains 96% recyclable material (95% uranium and 1% plutonium), which will be reused to produce electricity and just 4% waste (fission products and minor actinides). Processing, the first step in recycling, is a high quality service. Throughout the process, the nuclear materials in the used fuel remain the property of customers. AREVA La Hague receives used fuel sent by French and foreign electricity companies. In accordance with French law the waste taken from used fuel from foreign electricity companies are returned to their country of origin after processing and French waste is temporarily stored onsite pending a permanent storage facility.

Created from a mixture of uranium oxides and plutonium, MOX fuel enables the recycling of plutonium issuing from used fuel recovered during treatment operations executed at the AREVA La Hague recycling site. MELOX facility, located on the Marcoule nuclear site in Gard region of France, produces MOX fuel assemblies intended to feed light water reactors (Fig. 8). First, a primary mix is created, using plutonium oxide and depleted uranium oxide, and "chamotte" powders obtained from discarded pellets. Depleted uranium is added to this primary mix to obtain the exact concentration required by customers. Concentration of plutonium constitute of a fuel assembly (ranging from 3-12% concentration). The fabrication of MOX (mixed oxides) fuel is similar to that of uranium oxide fuels.

The recycling of recovered materials (uranium and plutonium) enables savings of up to 25% in natural uranium needs as well as reductions in the volume and toxicity of end waste, to a large extent, through processing and conditioning designed to suit each type of waste (Fig. 9).

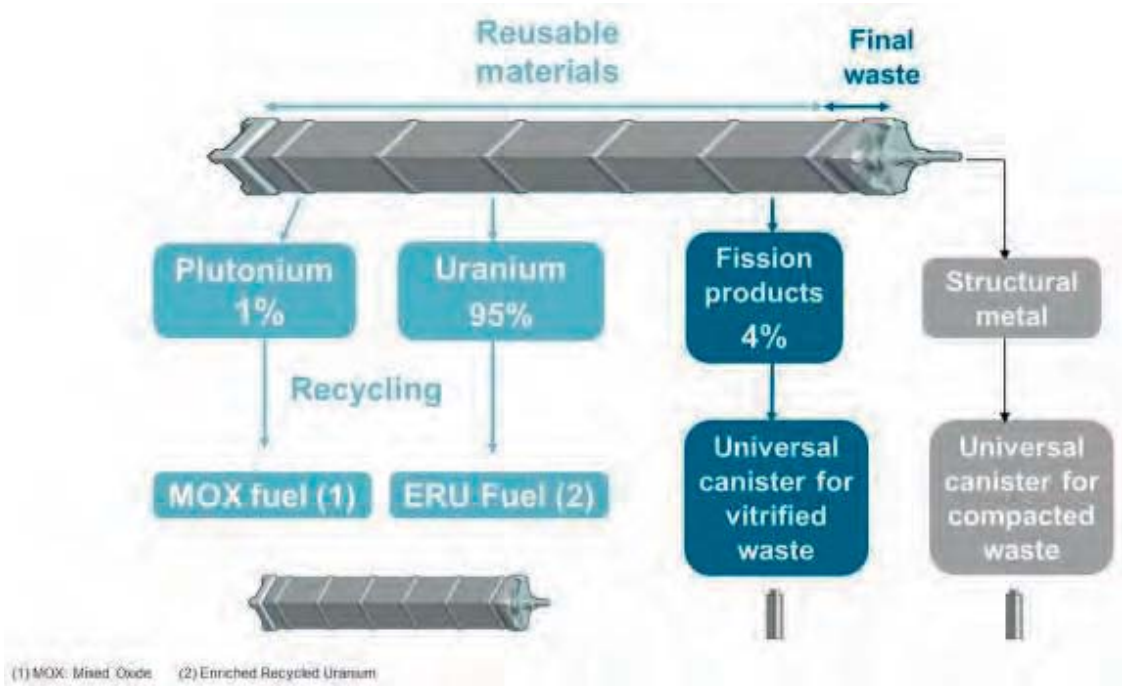


Fig. 9: Composition of light water reactor fuel when unloaded.

Dismantling and Decommissioning

Further to the back end of the nuclear fuel cycle including spent fuel storage and reprocessing, the life cycle of nuclear power plants includes decommissioning, dismantling and waste management. With more than 20 years of experience, AREVA manages and realizes decommissioning and dismantling operations of nuclear power plants and fuel cycle facilities. Based on this comprehensive experience, The company has developed and now successfully applies most efficient methods and processes improving productivity of dismantling works as

well as treatment and packaging of resulting residues. The Managing Board has decided to establish the company's global competence center for reactor dismantling in Germany.

The company draws on a wide range of experience for this development work. In recent years, the company's dismantling experts took part in the successful dismantling of German nuclear power plants in Stade (Lower Saxony) and Würgassen (North Rhine-Westphalia). Before the dismantling of those nuclear power plants which were shut down in 2011 can begin, politicians still have to define a few important parameters. The firm commitment to a deadline for the commissioning of a permanent disposal site for highly radioactive and heat-generating waste is decisive in this regard. It is needed to plan the processes for the upcoming years.

Nuclear Competencies

Safety is AREVA's premise for success in the nuclear industry. The safety of the group's own operations is summarized among this objective just as the abilities to increase the safety of customer's sites and ensure the safe operation of their plants.

Today increasing needs for reliable energy supply are combined with efforts to reduce greenhouse gas emissions and save natural resources all over the world. Nuclear energy is one of the best answers to comply with both requirements at the same time. Hence many countries are pressing ahead with nuclear projects – western OECD-countries like the UK and Poland as well as emerging countries like China.

Supreme safety standards characterize the company's position among the suppliers of nuclear technology. The German region provides many of the safety features and contributes to both new build as well as modernization projects of the group. These global activities are the economic premise to preserve the nuclear competencies in Germany.

Beyond its comprehensive nuclear portfolio the company also is investing in renewable energies to develop, via partnerships, high technology solutions and is working on new technologies for energy storage. Resources and know-how from the nuclear industry are also required in other industries. For example, the company is delivering solutions to enhance the safety in aviation, railway and steel business and contribute to quality and safety.

Dr. Stefan Nießen
Vice President T-G Research & Innovation and Patent Management
AREVA GmbH
Paul-Gossen-Straße 100
D-91052 Erlangen

Wendelstein 7-X – Ein Konzept für ein stationäres Fusionsplasma

R. C. Wolf und das W7-X Team*

Einführung

Der magnetische Einschluss von Hochtemperaturplasmen gilt als eines der aussichtsreichsten Konzepte für ein Fusionskraftwerk. Es verspricht klimaneutrale Stromerzeugung bei günstigen Umwelt- und Sicherheitseigenschaften. Die optimale Reaktionstemperatur für den Brennstoff, ein Gemisch aus den Wasserstoff-Isotopen Deuterium und Tritium, liegt bei 10^8 Kelvin, bei der die beteiligten Gase als Plasma vorliegen. Die große thermische Energie der Reaktionsprodukte - Heliumkerne und Neutronen - wird über Wärmetauscher zur Stromerzeugung genutzt. Die Neutronen erzeugen zudem aus Lithium den Brennstoffbestandteil Tritium, das aufgrund seiner kurzen Halbwertszeit auf der Erde nur in Spuren vorkommt. Die Grundstoffe Deuterium und Lithium sind jedoch weltweit in großen Mengen vorhanden.

Als einziges „Abgas“ entsteht der klimaneutrale Wertstoff Helium. Zwar können Neutronen umgebende Strukturen aktivieren, eine geeignete Wahl der Grundmaterialien verhindert jedoch die Entstehung langlebiger Abfälle. Heute werden Materialien so optimiert, dass eine Wiederverwendung nach etwa 100 Jahren realistisch erscheint. Fusionskraftwerke werden Grundlastelektrizität bereitstellen. Mit einer elektrischen Leistung von einem Gigawatt eignen sie sich besonders für die Versorgung großer Städte oder Industrieanlagen. In einem Energiesystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energieträger könnte die Fusion Prozesswärme mit hohen Temperaturen bereitstellen, wie sie z. B. für die Erzeugung synthetischer Treibstoffe oder Wasserstoff erforderlich ist.

Die internationale Fusionsforschung verfolgt im Wesentlichen zwei Anlagentypen: Tokamak und Stellarator. Beide basieren auf Magnetfeldlinien, die mit einer helikalen Verschraubung (einer sogenannten Rotationstransformation) auf toroidal ineinander geschachtelten Flussflächen verlaufen. Anlagen, die nach dem „Tokamak“-Prinzip arbeiten, erzeugen die für den Plasmaeinschluss notwendige Magnetfeldanordnung mit Hilfe von Magnetfeldspulen und einem toroidalen Plasmastrom. In den größten Tokamaks wurden Fusionsbedingungen erreicht; eine positive Leistungsbilanz erfordert jedoch größere Plasmen. Mit dem internationalen Projekt ITER, zurzeit in Bau in Cadarache/Frankreich, will man nun erstmalig eine positive Leistungsbilanz nachweisen [2]. Zentrale Forschungsaufgaben der nächsten Jahre sind die Vertiefung des physikalischen Verständnisses und die Entwicklung geeigneter Betriebsszenarien für ITER und ein nachfolgendes Demonstrationskraftwerk. Eigenschaften solcher Plasmen orientieren sich an einem ökonomischen Einsatz. Dabei will man stabile Plasmen hohen Drucks und hoher Dichte erzeugen und zum Verlängern der Brenndauer den induktiv erzeugten Plasmastrom zumindest teilweise ersetzen. Hinzu kommen möglichst wandschonende Energie- und Teilchenabfuhr sowie ein geschlossener Brennstoffkreislauf. Beides ist eng verknüpft mit der Entwicklung von Materialien und Systemlösungen für die Komponenten in der Brennkammer, die wiederum Lebensdauer und Sicherheitsaspekte beeinflussen.

Der optimierte Stellarator Wendelstein 7-X

Parallel zum Tokamak soll die Forschungsanlage Wendelstein 7-X (W7-X) die attraktiven Eigenschaften des „Stellarator“-Konzepts verifizieren [3]. Tokamaks und Stellaratoren teilen

* Autorenliste siehe [1]

physikalische Gemeinsamkeiten und können sich wechselseitig gleichartiger Technologien bedienen. Daneben ergänzen sie sich perfekt, indem sie jeweils mit eigenen Stärken Entwicklungsrisiken der anderen Linie erheblich verringern. Da Stellaratoren im Unterschied zu Tokamaks [4] für den Einschluss des Plasmas ohne Plasmastrom betrieben werden können, können sie das Plasma ohne großen Zusatzaufwand im Dauerbetrieb aufrechterhalten. Dieser Umstand ist attraktiv für eine möglichst ökonomische Stromerzeugung. Zudem verhindert das Fehlen eines (starken) toroidalen Plasmastroms die Entstehung stromtriebener Plasmainstabilitäten, die in Tokamaks auch zum plötzlichen Abriss des Plasmastroms (sogenannten Disruptionen) und - damit verbunden - zu starken Belastungen der Anlage führen können. In Stellaratoren können auch wesentlich höhere Plasmadichten erreicht werden, was sich ebenfalls positiv auf die ökonomische Nutzung eines Fusionskraftwerks auswirkt.

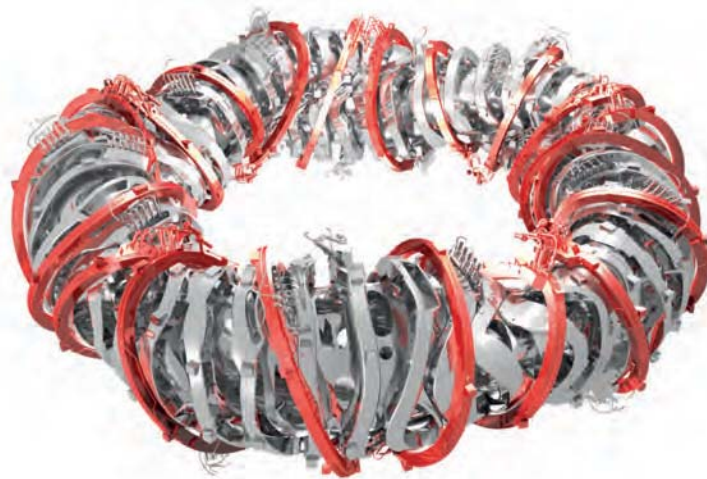
Die Erzeugung eines einschließenden Magnetfelds nur mit Magnetfeldspulen, die sich außerhalb des Plasmas befinden, hat jedoch auch Nachteile. Die Magnetfeldanordnung eines Tokamaks ist toroidal symmetrisch. Im Stellarator kann diese Symmetrie nicht aufrechterhalten werden. Folgt man einer Magnetfeldlinie in einem Stellarator, so ist die Magnetfeldstärke viel stärker moduliert als in einem Tokamak. Die in den so entstehenden Magnetfeldminima lokal gefangenen Plasmateilchen führen im Allgemeinen zu deutlich höheren Plasmaverlusten und verschlechtern somit vor allem bei hohen Plasmatemperaturen die Einschlusseigenschaften, wie man sie in einem brennenden Fusionsplasma erreichen muss. Erst mit der Einführung von Quasi-Symmetrien konnte dieser Nachteil des klassischen Stellarators größtenteils überwunden werden [5, 6]. W7-X beruht auf einer sogenannten quasi-isodynamischen Konfiguration [7], in der sowohl der Einschluss der schnellen Ionen [8, 9] als auch der des thermischen Plasmas verbessert ist [10]. In einem brennenden Deuterium-Tritium-Plasma müssen die 3.5 MeV Heliumionen ihre Energie an das etwa 20 keV heiße thermische Plasma übertragen, bevor sie den Einschlussbereich verlassen. W7-X ist nicht für ein brennendes Fusionsplasma ausgelegt und wird nur mit Wasserstoff oder Deuterium betrieben werden. Um den Einschluss schneller Ionen in W7-X zu testen, genügt es jedoch, Ionen zu erzeugen, die ein Verhältnis von Gyroradius zu kleinem Plasmaradius, ρ/a , aufweisen, wie es für die Heliumionen in einem späteren Fusionskraftwerk zu erwarten ist [9]. In W7-X beträgt die entsprechende Energie von Deuteriumionen etwa 60 keV.

Konzeptionell eröffnet die Stellaratoroptimierung Möglichkeiten, durch geeignetes Design der Magnetfeldspulen einen entscheidend verbesserten Plasmaeinschluss und -betrieb zu erreichen. Der Erfolg von W7-X wird daran bemessen werden, inwieweit dieses Konzept experimentell umgesetzt werden kann.

W7-X besteht aus 70 supraleitenden Spulen, die ein mittleres Magnetfeld auf der Achse des Torus von bis zu 3 T erzeugen können. 50 nicht-planare Spulen erzeugen die poloidalen und toroidalen Komponenten des einschließenden Magnetfelds. 20 planare Spulen sind so angeordnet, dass sie sowohl vertikale als auch toriodale Feldkomponenten erzeugen können. Mit der vertikalen Feldkomponente kann die radiale Position des Plasmas geändert werden, mit der toroidalen Komponente die helikale Verschraubung der Magnetfeldlinien (Rotationstransformation). Verschiedene Gruppen normalleitender Sattelspulen dienen der besseren Verteilung der Wärmelast auf den Wärmetauschern des Divertors und der Korrektur von Magnetfeldfehlern der supraleitenden Spulen. Abbildung 1a zeigt die Spulenanordnung von W7-X. In Abbildung 1b ist der Aufbau von W7-X im Jahr 2011 zu sehen. Innerhalb der Spulen befindet sich das Plasmagefäß. Die Spulen sind von einem Kryostat-Gefäß umgeben. Zusammen bilden sie das Kryovakuum, welches dazu dient, die Spulen auf kryogene Temperaturen (4 K) abkühlen zu können. 254 Stützen stellen die Verbindung zwischen Plasmagefäß und der Umgebung her. Die Stützen dienen als Zugang zum Kryostat-Gefäß

oder als Durchführungen durch das Kryovakuum. Die Durchführungen werden für das Abpumpen des Plasmagefäßes, die Kühlung der Komponenten im Plasmagefäß, die Erzeugung und Heizung des Plasmas und die Beobachtung des Plasmas mit Hilfe zahlreicher Diagnostiken benötigt.

a)



b)

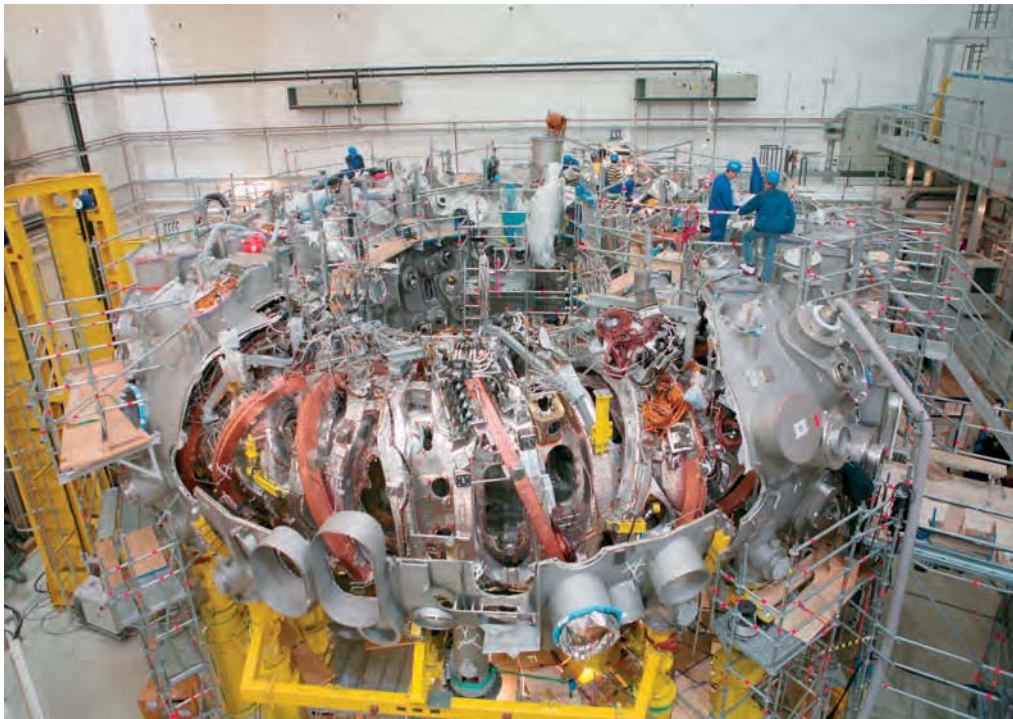


Abbildung 1: (a) Technische Zeichnung der W7-X Spulenordnung mit nicht-planaren Spulen und planaren Spulen (kupferfarbig). Innerhalb der Spulen ist das Plasmagefäß zu erkennen. (b): W7-X während der Bauphase (Stand 2011). Zu erkennen ist das Kryostat-Gefäß, welches die Spulen umgibt und das dazu dient, ein Vakuum zu erzeugen, damit die Spulen auf kryogene Temperaturen abgekühlt werden können. Im Vordergrund ist die obere Hälfte des Kryostat-Gefäßes noch nicht montiert.

Die Hauptaufgabe von W7-X ist es, Plasmen mit den für ein Fusionskraftwerk relevanten Temperaturen (einige keV) und Dichten (einige 10^{20} m^{-3}) zu erzeugen und diese stationär (bis zu 30 Minuten) aufrecht zu erhalten. Dazu muss die Plasmastabilität bei kraftwerksrelevanten Drücken (entsprechend einem mittleren Plasma- β von bis zu 5 %) und die stationäre Leistungsabfuhr bei etwa 10 MW gewährleistet sein. Für die stationäre Wärme- und Teilchenabfuhr sind magnetische Inseln am Plasmarand vorgesehen [11]. Da dieser sogenannte Insel-Divertor eine Magnetfeldkonfiguration verlangt, die sich mit ansteigendem Plasma- β (Verhältnis von Plasmadruck zu Magnetfelddruck) nur wenig ändert, wurde W7-X auch so optimiert, dass interne Plasmaströme möglichst klein gehalten werden. Um den Dauerbetrieb umzusetzen, wurde für die Erzeugung und Heizung des Plasmas eine stationäre Mikrowellenheizung entwickelt, die die Heizleistung resonant bei der Gyrofrequenz der Elektronen in das Plasma einkoppelt (bei 140 GHz entsprechend der 2. Harmonischen der Gyrofrequenz bei einem Magnetfeld von 2.5 T) [12]. Über Stöße geben die Elektronen Energie an die Ionen weiter. Schnelle Ionen mit Energien oberhalb der thermischen Energie des Plasmas können mit Hilfe einer Neutralteilcheninjektion [13] oder einer Radiofrequenzheizung [14] erzeugt werden. Diese Heizungssysteme sind jedoch nur für den gepulsten Einsatz (≈ 10 Sekunden) ausgelegt. Für die Messung der Plasmaeigenschaften werden zahlreiche Diagnostiken an W7-X installiert [15,16].

Inbetriebnahme der Anlage W7-X

Der Aufbau wesentlicher Komponenten von W7-X [1] wurde 2014 abgeschlossen. Danach begann die Inbetriebnahme der Anlagenkomponenten [17, 18]:

(A) Zunächst musste das Kryostat-Gefäß, in dem sich unter anderem die supraleitenden Spulen, deren Tragstruktur und die supraleitenden Verbindungen der verschiedenen Spulenstromkreise sowie die Versorgungsleitungen für das flüssige Helium befinden, abgepumpt werden. Während der ersten Abpumphase (siehe Abbildung 2) wurden mehrere Druck-Plateaus eingestellt, um die Gefäßdeformationen zu vermessen. Nachdem 30 Vakuumlecks repariert wurden, stellte sich ein Druck unter 5×10^{-5} mbar ein.

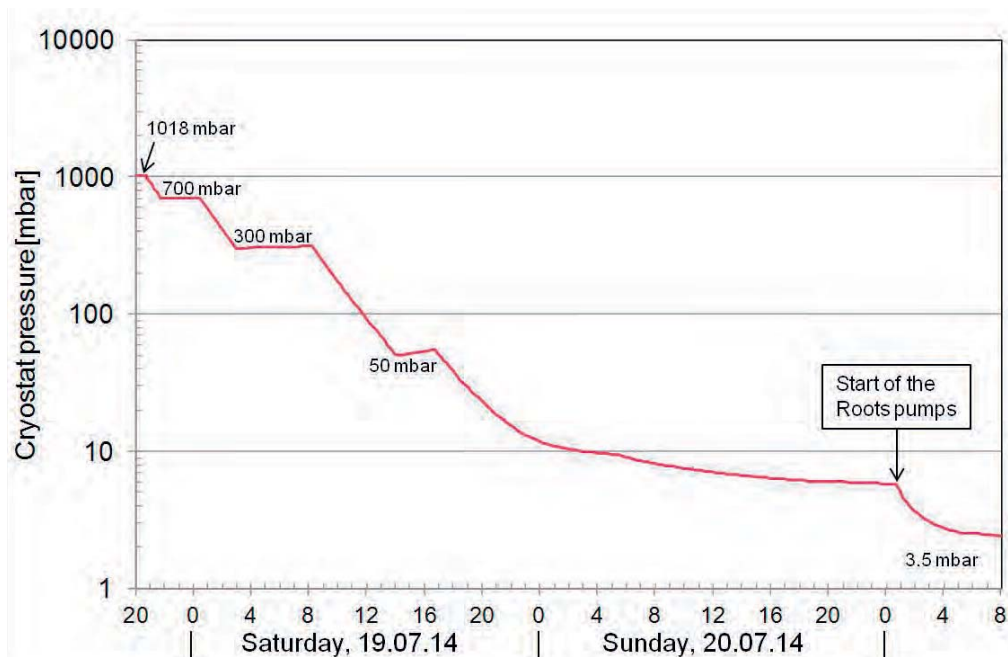


Abb. 2: Zeitlicher Druckverlauf im W7-X Kryostat-Gefäß während der ersten Abpumphase. Die Plateaus dienten der Vermessung der Gefäßverformungen.

(B) Nach Erreichen eines Druckbereichs von einigen 10^{-5} mbar konnte mit dem Abkühlen des supraleitenden Magnetsystems begonnen werden. Zunächst wurden die Heliumleitungen zur Reinigung mit reinem Helium gespült. Danach wurde die Kryoanlage angefahren und das Helium langsam mit einer Rate von anfangs 0.5 K/Stunde abgekühlt. Um unzulässige thermische Spannungen zu vermeiden, wurde darauf geachtet, dass die Temperaturdifferenzen im Kryostat-Gefäß 40 K nicht überschreiten. Der Abkühlverlauf ist in Abbildung 3 zu sehen. Nach drei Wochen erreichten die gekühlten Strukturen mit einer Gesamtmasse von 425 t eine Temperatur von 20 K. Die weitere Abkühlung auf die Betriebstemperatur der Spulen von 4 K erfolgte innerhalb weniger Stunden. Da Spulen und Tragstrukturen bei den niedrigen Temperaturen wie Kryopumpen wirken, senkte sich der Druck auf $\sim 10^{-7}$ mbar ab. Anschließend wurden verschiedene Operationsmodi der Kryoversorgung eingestellt und getestet, insbesondere mussten die Heliumflüsse in verschiedenen Kühlkreisen eingestellt und die Energiebilanzen aufgestellt werden.

(C) Zunächst wurden die Stromkreise der supraleitenden Spulen einzeln in Betrieb genommen. Nachdem die Funktionsfähigkeit der insgesamt sieben Stromkreise inklusive aller supraleitenden Verbindungen (Joints), der Stromzuführungen und des Quench-Detektionssystems erfolgreich getestet wurden, konnte der gesamte Spulenverbund zum ersten Mal hochgefahren werden. Während wegen der auftretenden Kräfte bei der Inbetriebnahme der einzelnen Stromkreise die maximalen Ströme noch unterhalb der Werte für das Gesamtsystem lagen, wurden beim integralen Test aller Spulen Ströme von 12 kA in den nicht-planaren Spulen und 10 kA in den planaren Spulen erreicht. Diese Werte entsprechen einem Magnetfeld von 2.5 T auf der Achse des Torus. Damit steht das Spulensystem von W7-X für den ersten Plasmabetrieb bereit. Abschließend wurden mithilfe von Elektronen, die sich entlang der Magnetfeldlinien bewegen, die Magnetfeldtopologie bzw. die magnetischen Flussflächen vermessen [19]. Geschlossene Flussflächen, wie sie für den Einschluss eines Hochtemperaturplasmas notwendig sind, konnten damit nachgewiesen werden.

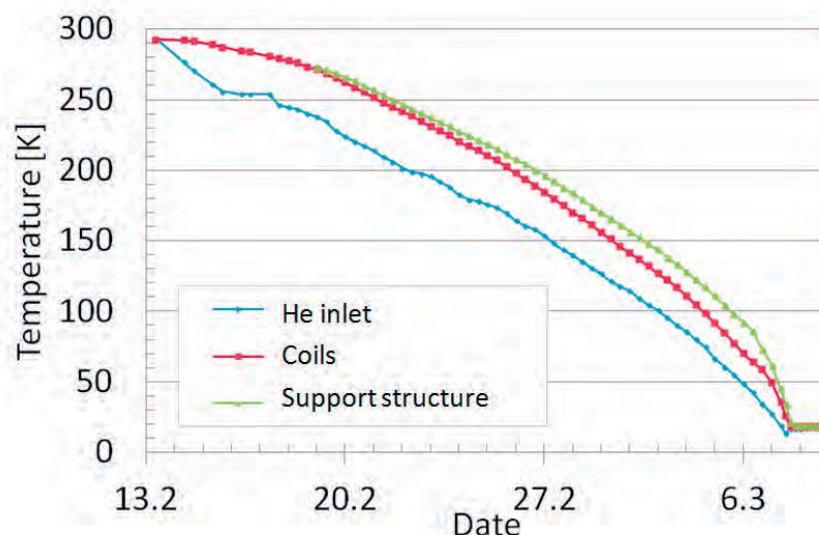


Abb. 3: Zeitlicher Verlauf der Abkühlung des W7-X Kryostaten. Gezeigt sind die Helium-Einlasstemperatur, die Temperatur der Spulen und die der Tragstruktur.

(D) Nach Fertigstellung der Montagearbeiten im Plasmagefäß, konnte mit dem Abpumpen des Plasmagefäßes begonnen werden. Da die Außenwand des Plasmagefäßes gleichzeitig die Innenwand des Kryostat-Gefäßes darstellt, war diese mit dem Abpumpen des Kryostaten

bereits auf Undichtigkeiten getestet worden. Somit richtete sich die Untersuchung der Dichtigkeit des Plasmagefäßes auf die Deckel der Stutzen mit ihren vielfältigen Durchführungen für Wasserleitungen, Diagnostiken und Plasmaheizsystemen. Größere Lecks wurden an den Flanschen der Stutzen für die Anschlüsse der Vakuumpumpen gefunden. Nachdem diese repariert waren und noch einige kleinere Vakuumslecks beseitigt wurden, konnte ein mehrtägiges Ausheizen des Gefäßes bei 150°C durchgeführt werden, um das auf den Oberflächen verbleibende Wasser zu reduzieren. Nach dem Ausheizen liegt der Vakuumdruck bei 3×10^{-7} mbar. Dieser Wert reicht zwar aus, um erste Plasmaexperimente durchzuführen, aber die Lecksuche und -reparatur wird fortgeführt.

(E) Die Mikrowellenheizung für die Erzeugung und Heizung des Plasmas [12] und die Diagnostiken, die für den ersten Plasmabetrieb notwendig sind, sind weitestgehend betriebsbereit. Bis zu zehn Mikrowellenröhren (Gyrotrons) stellen bei einer Frequenz von 140 GHz (entsprechend der zweiten Harmonischen der Elektronen-Resonanzfrequenz bei 2.5 T) etwa 9 MW Heizleistung zur Verfügung. Abbildende Spiegel sorgen für die Übertragung der Mikrowellen von den Röhren bis in das Plasmagefäß von W7-X (siehe Abbildung 4). Die Verluste der Mikrowellenübertragung durch die Luft betragen nur wenige Prozent.

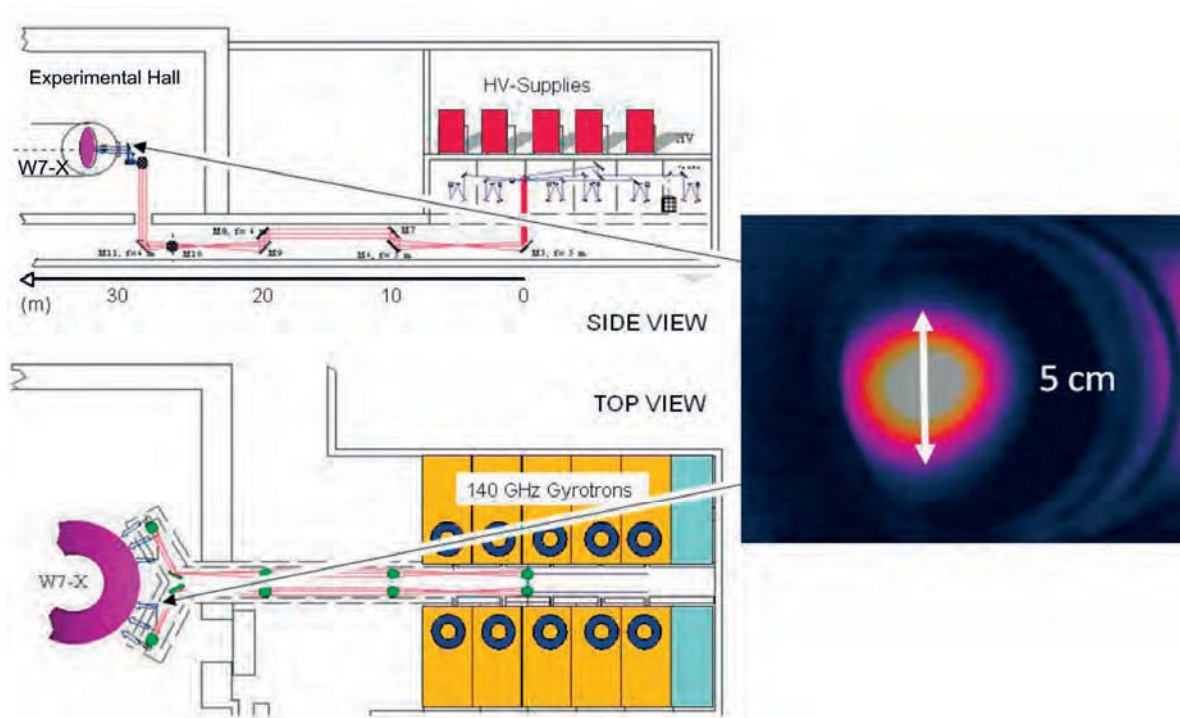


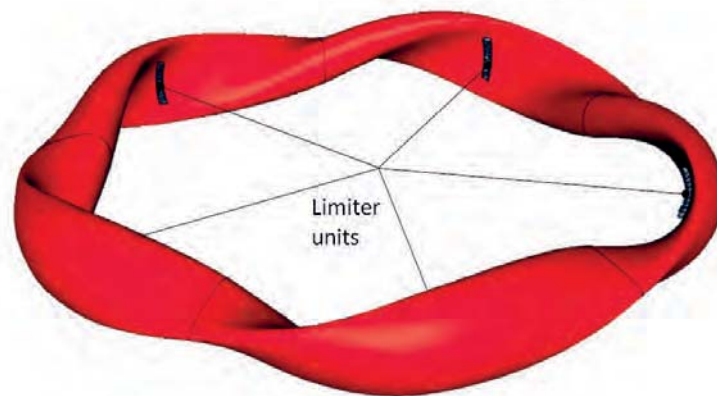
Abb. 4: Die Mikrowellenheizung von W7-X besteht aus 10 Mikrowellenröhren (Gyrotrons). Mithilfe eines Spiegelensystems wird die Leistung der Röhren quasi-optisch bis zum Plasma-Gefäß von W7-X übertragen (linkes Bild). Das rechte Bild zeigt das Temperaturbild eines ~ 1 MW Mikrowellenstrahls auf einem der Vakuumfenster von W7-X. Die Farbskala von blau bis weiß entspricht der Temperaturerhöhung gegenüber der Raumtemperatur (weiß: maximale Temperaturerhöhung). Die Farben auf der rechten Seite des Bildes stellen Reflektionen der Infrarotstrahlung an der Einfassung des Fensters dar. Vakuumfenster aus Diamant bilden einen verlustarmen Übergang von der Übertragung durch die Luft in das Plasmagefäß. Für die Erzeugung des ersten W7-X Plasmas stehen sechs Mikrowellenröhren mit einer Gesamtleistung von 5 MW bereit.

Wissenschaftliches Programm und Extrapolation zu einem Fusionskraftwerk

Erste Plasmaexperimente an W7-X sind in der zweiten Jahreshälfte 2015 geplant. Die schrittweise Komplettierung der Anlage sieht vor, 2020 erste Untersuchungen mit stationären Hochleistungsplasmen durchzuführen. Das wissenschaftliche Programm von W7-X bis 2020 teilt sich in dedizierte Betriebsphasen auf [20]:

(A) Die erste Betriebsphase in 2015/2016 mit einer Dauer von 13 Wochen dient vor allem der Erzeugung und Aufrechterhaltung erster Plasmen und der Inbetriebnahme wichtiger Diagnostiken. Da die zugeführte Heizleistung lediglich über sogenannte Limiter mit einem begrenzten Plasma-Wandkontakt abgeführt werden muss, ist die Plasmadauer bei 1 MW Heizleistung zunächst auf etwa 1 s begrenzt (siehe Abbildung 5). Die Limiter sind nicht aktiv gekühlt und können kurzfristig hohe Wärmeflüsse nur dadurch aufnehmen, indem sie sich adiabatisch erwärmen. Zusätzlich sollen erste physikalische Studien zum Einschlussverhalten des Plasmas, zum Transport in der Plasmarandschicht und zur Dichtekontrolle des Plasmas durchgeführt werden [21].

(a)



(b)

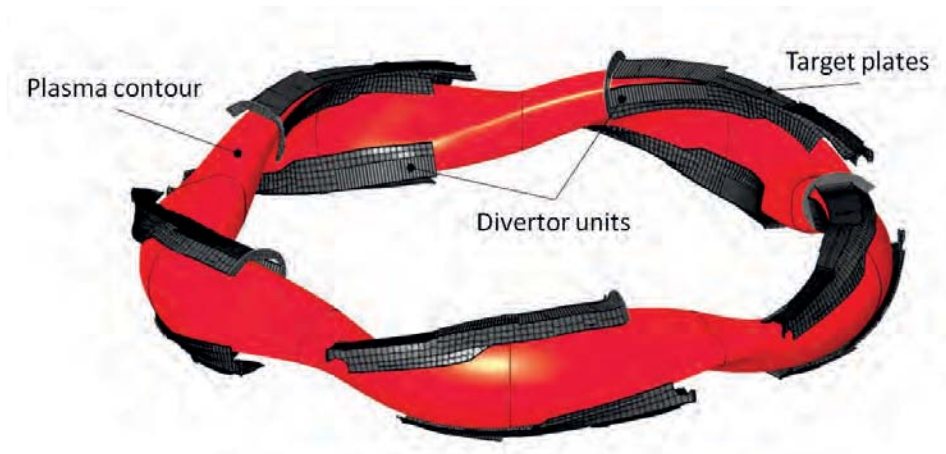


Abb. 5a) Plasmaoberfläche (rot) von W7-X mit den fünf Limitern, die auf der Innenseite des Plasmas liegen. 5b) zeigt die zukünftige Divertor-Anordnung.

(B) Für die zweite Betriebsphase mit einer Dauer von 60 Wochen werden die Limiter gegen sogenannte Divertoren ausgetauscht. Diese Umbauphase wird etwa neun Monate dauern. Die

Targetplatten der Divertoren schneiden die magnetischen Inseln am Plasmarand und erzeugen somit offene Magnetfeldlinien, über die das Plasma vom Einschlussgebiet auf die Targetplatten abfließen kann. Dieser erste Divertor wird zwar auch noch nicht aktiv gekühlt sein. Allerdings ermöglicht die größere Wärmekapazität bzw. die Verteilung der Wärmelast auf größere Flächen bei 8 MW Heizleistung bereits Plasmadauern von 10 s. Das Hauptziel dieser Betriebsphase ist die Vorbereitung des stationären Betriebs mit einer Magnetfeldkonfiguration, die bereits der späteren Anordnung für den stationären Betrieb entspricht. In der zweiten Betriebsphase sollen auch weitere Heizsysteme (Neutralteilchen-Heizung, Radiofrequenz-Heizung) in Betrieb genommen werden.

(C) Für die dann folgenden Betriebsphasen werden alle Targetplatten des Divertors durch wassergekühlte Elemente ersetzt, die für stationäre Wärmeflüsse bis 10 MW/m^2 ausgelegt sind. Zusammen mit der Komplettierung der Kühlkreisläufe ist W7-X dann in der Lage, stationäre Plasmen mit einer Heizleistung von 10 MW über 30 Minuten zu betreiben. Gleichzeitig sollen kraftwerksrelevante Temperaturen und Dichten zusammen mit hinreichend guten Einschlusseigenschaften und einer kontrollierten Teilchen- und Wärmeabfuhr (mit Hilfe des Divertors) erreicht werden.

Studien, die sich mit der Extrapolation zu einem Stellarator-Kraftwerk beschäftigen, zeigen, dass ein W7-X entsprechendes Fusionskraftwerk in den linearen Dimensionen etwa vier Mal größer sein muss [22, 23]. Die Größe ist bestimmt durch die Einschlusseigenschaften und die erforderliche Dicke des Blankets. Der magnetische Einschluss muss so gut sein, dass ein selbständig brennendes Fusionsplasma aufrecht erhalten werden kann. Im Blanket, das sich zwischen Plasma und Spulen befindet, wird aus Lithium und den aus der Fusionsreaktion stammenden Neutronen, Tritium erbrütet. Das Magnetfeld eines solchen Kraftwerks wäre etwa doppelt so stark wie das von W7-X. Der normierte Plasmadruck (Plasma- β) müsste gegenüber W7-X nicht weiter erhöht werden. Erste Analysen zeigen, dass der Aufwand, ein solches Stellarator-Kraftwerk zu bauen, etwa vergleichbar ist mit dem Aufwand für ein entsprechendes Tokamak-Kraftwerk [24]. Da das Magnetfeld eines Stellarators intrinsisch stationär ist, erwartet man, dass die rezirkulierende Leistung, die benötigt wird, das Kraftwerk selbst zu betreiben, niedriger ist als in einem Tokamak.

Zusammenfassung

Im letzten Jahr wurde die Montage der wesentlichen Komponenten von W7-X abgeschlossen. Seither wurden wichtigsten Ziele der Inbetriebsetzung von W7-X bereits erreicht. Insbesondere konnte das für die erste Betriebsphase erforderliche Magnetfeld erzeugt und die Magnetfeldstruktur erfolgreich vermessen werden. In der zweiten Jahreshälfte von 2015 sollen erste Plasmen erzeugt werden. In den nächsten Jahren erfolgt die weitere Komplettierung der Anlage, so dass 2020 mit dem stationären Plasmabetrieb begonnen werden kann. Ziel von W7-X ist, die grundsätzliche Eignung des Konzepts für ein Fusionskraftwerk zu zeigen und damit eine Alternative zum Tokamak-Konzept zu schaffen. Die europäische Forschungsstrategie [25] sieht vor, beide Konzepte, Stellarator und Tokamak, parallel zu verfolgen, da über die optimale Auslegung zukünftiger kommerzieller Kraftwerke noch nicht entschieden werden kann.

Acknowledgement

This work has been carried out within the framework of the EUROfusion Consortium and has received funding from the EURATOM research and training programme 2014-2018 under grant agreement No 633053. The views and opinions expressed herein do not necessarily reflect those of the European Commission.

Referenzen

- [1] H.-S. Bosch et al., Nucl. Fusion 53 (2013) 126001
- [2] D. J. Campbell, Phys. Plasmas 8 (2001) 2041
- [3] G. Grieger et al., Phys. Fluids B4 (1992) 2081
- [4] P. Helander et al., Plasma Phys. Control. Fusion 54 (2012) 124009
- [5] J. Nührenberg, R. Zille, Phys. Lett. A 129 (1988) 113
- [6] A. H. Boozer, Plasma Phys. Control. Fusion 37 (1995) A103
- [7] J. Nührenberg, Plasma Phys. Control. Fusion 52 (2010) 124003
- [8] W. Lotz et al., Plasma Phys. Control. Fusion 34 (1992) 1037,
- [9] M. Drevlak et al., Nucl. Fusion 54 (2014) 073002
- [10] C. D. Beidler et al., Nucl. Fusion 51 (2011) 076001
- [11] H. Renner et al., Nucl. Fusion 40 (2000) 1083
- [12] V. Erckmann et al., Fusion Sci. Technol. 52 (2007) 291
- [13] P. McNeely et al., Fusion Eng. Design 88 (2013) 1034
- [14] J. Ongena et al., Phys. Plasmas 21 (2014) 061514
- [15] R. König et al., Rev. Sci. Instrum. 83 (2012) 10D730
- [16] R. König et al., J. Inst. (2015) zur Veröffentlichung angenommen
- [17] H.-S. Bosch et al., Fusion Engineering Design (2015) im Druck
- [18] F. Schauer et al., Proceedings 26th Symposium on Fusion Engineering (2015) SX4-2
- [19] Pressemitteilung www.ipp.mpg.de/de/aktuelles/presse/pi/2015/07_15
- [20] R. C. Wolf et al., eingereicht bei IEEE Transactions on Plasma Science (2015)
- [21] T. Sunn Pedersen et al., eingereicht bei Nucl. Fusion (2015)
- [22] C. D. Beidler et al., Nucl. Fusion 41 (2001) 1759
- [23] R. C. Wolf et al., Fusion Eng. Design 83 (2008) 990
- [24] F. Warmer et al., Fusion Eng. Design 91 (2015) 60
- [25] www.euro-fusion.org/eurofusion/the-road-to-fusion-electricity/

Prof. Dr. Robert C. Wolf und das W7-X-Team
Max-Planck-Institut für Plasmaphysik
Wendelsteinstraße 1
D-17491 Greifswald

wird nicht einmal 1% des Gebäudebestandes pro Jahr energetisch saniert. Mit dem Ende 2014 vorgelegten Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) möchte die Bundesregierung entscheidende Impulse, vor allem auch im Gebäudebereich, für mehr Energieeffizienz setzen, um die gesetzten Klimaschutzziele für das Jahr 2020 zu erreichen.

Für die Realisierung einer weitgehenden energetischen Sanierung des Gebäudebestandes existiert bereits eine Vielzahl von guten marktgängigen Lösungen. Dabei handelt es sich um eine anspruchsvolle Aufgabe. Zu unterschiedlich sind die baulichen Gegebenheiten, die Anforderungen an die Gebäude und finanziellen Möglichkeiten. In diesem Zusammenhang bieten innovative Lösungen aus dem Bereich der Forschung neue attraktive Möglichkeiten.

Ein wichtiger Ansatzpunkt für die Steigerung der Energieeffizienz ist die Gebäudehülle. Diese bestimmt maßgeblich den Energiebedarf eines Gebäudes. Über Sie wird das Gebäude mit Tageslicht versorgt, finden Wärmeverluste während der Heizperiode und unerwünschte Wärmeeinträge in den Sommermonaten statt. Hier zielen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten darauf ab, mit innovativen Materialansätzen eine immer effizientere Wärmedämmung zu realisieren, um den verbleibenden Aufwand für Heizung und Kühlung zu minimieren. Effizient sollen diese Systeme dabei in mehrfacher Hinsicht sein: sie weisen eine herausragend niedrige Wärmeleitfähigkeit auf und gleichzeitig werden weniger wertvolle Rohstoffe benötigt, um Dämmsysteme mit ausreichenden Dämmeigenschaften zu produzieren².

Konventionelle Dämmstoffe

Der aktuelle Dämmstoffmarkt im Bauwesen wird im Wesentlichen von zwei Produktgruppen dominiert: Mineraldämmstoffe (55%) und organische Schäume (41%); letztere untergliedert in EPS-Hartschaumdämmstoffe (30%), Polystyrol-Extruderdämmstoffe XPS (6%) und PUR-Hartschaumdämmstoffe (5%) (Stand 2005, Quelle: GDI). Andere Dämmstoffe wie Perlite, Schaumglas oder solche aus nachwachsenden Rohstoffen fallen mit insgesamt etwa 4% kaum ins Gewicht. Die Wärmeleitfähigkeit dieser konventionellen Dämmstoffe liegt typischer Weise im Bereich 0.035 bis 0.040 W/(m·K), bei PUR-Schäumen bei etwa 0.030 W/(m·K). Je kleiner dieser Wert ist, umso besser ist die Wärmedämmeigenschaft.

Wärmetransportmechanismen, Beiträge der einzelnen Mechanismen, Verbesserungs- und Optimierungsansätze

Ganz allgemein ist Wärmetransport die Gesamtheit des durch einen Temperaturgradienten hervorgerufenen Energietransports. Er setzt sich prinzipiell zusammen aus Wärmetransport durch Konvektion, Wärmeleitung und Infrarotstrahlungstransport. Konvektion zu unterdrücken ist die primäre Aufgabe eines jeden Wärmedämmmaterials. Da ruhende Luft im Vergleich zu Festkörpern eine sehr niedrige Wärmeleitfähigkeit aufweist, sind Dämmstoffe im Allgemeinen hochporös. Je geringer die Dichte, umso weniger trägt Wärmeleitung über das Festkörpergerippe zum Gesamttransport bei. Da mit geringerer Dichte der Wärmetransport über Strahlung zunimmt, sind für eine Gesamtoptimierung der Verringerung des Materialeinsatzes Grenzen gesetzt. Bei den im Bauwesen eingesetzten konventionellen Dämmstoffen wird der Gesamtwärmetransport dementsprechend durch die Wärmeleitung des Gases in den Hohlräumen dominiert (Anteil größer als 60%). Verbesserungen der Dämmeigenschaften setzen insbesondere an einer Verringerung dieser Gaswärmeleitfähigkeit an. Die bessere Dämmeigenschaft von PUR-Schäumen ist so auf andere Gase in den geschlossenen Zellen zurückzuführen. Der für die Praxis anzusetzende Dämmwert berücksichtigt jedoch die durch den Austausch der Zellgase und der umgebenden Luft hervorgerufene Verschlechterung. Durch diffusionshindernde Deckschichten kann diese Degradation erheblich verringert werden. Verbesserungen bei den EPS-Schäumen setzen an dem Infrarotstrahlungstransport an.

Aufgrund spezieller Infrarot-Trübungsmittel konnte so die Dämmwirkung verbessert oder bei gleicher Wärmeleitfähigkeit der Materialeinsatz auf die Hälfte reduziert werden.

$$\lambda = \lambda_s + \lambda_r + \lambda_g + \lambda_c$$

- λ : Wärmeleitfähigkeit
- λ_s : Festkörperleitung (Struktur, Dichte, Belastungsdruck)
- λ_r : Wärmestrahlung (Dichte, "Partikelgröße", $\propto T^3$)
- λ_g : Gasleitung (Gasart, Porosität, Struktur, Porengröße)
- λ_c : Kopplungsterme (λ_s, λ_g)

Abb. 2: Beiträge verschiedener Wärmetransportmechanismen zur Gesamtwärmeleitfähigkeit.

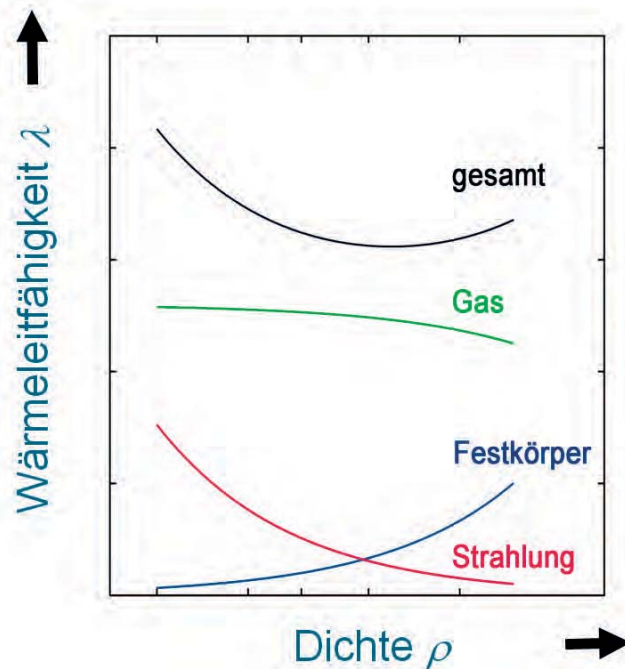


Abb. 3: Beiträge verschiedener Wärmetransportmechanismen zur Gesamtwärmeleitfähigkeit von porösen Dämmstoffen in Abhängigkeit der Materialdichte (schematisch).

Nanostrukturierte Materialien

Bei Porengrößen unter ca. 1 μm wird der Wärmetransport der Gasmoleküle weniger durch die Anwesenheit anderer Gasmoleküle behindert, sondern in zunehmendem Maße je kleiner die Poren durch die Vielzahl von Zellwänden oder anderer Strukturelemente. Bei ausreichend niedriger Gesamtdichte eines Dämmmaterials lässt sich so der magische Schwellwert der Wärmeleitfähigkeit von ruhender Luft von 0.025 W/(m·K) unterschreiten. Die Wärmeleitfähigkeit von Pulverpresslingen aus pyrogener Kieselsäure oder aus in nass-chemischen Verfahren hergestellten Silikat-Aerogelen ist mit etwa 0.018 W/(m·K) **nur etwa halb so groß** wie die herkömmlicher, mit Luft gefüllter Dämmstoffe. Im Vergleich zu diesen SiO₂-basierten Materialien bieten auf Nanometerskala strukturierte organische Schäume weitere Verbesserungspotentiale.

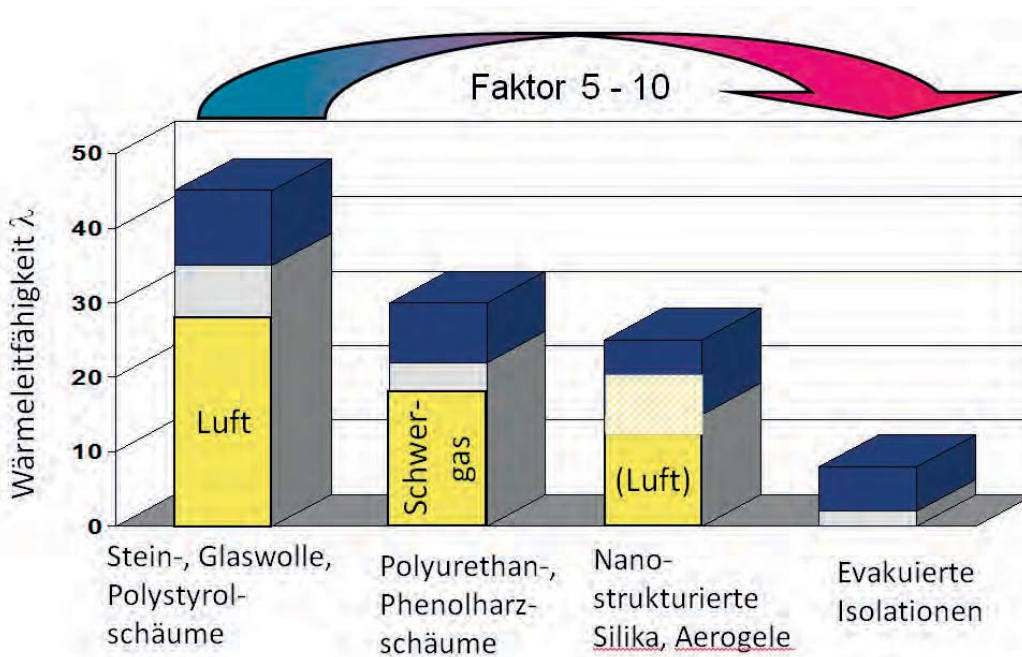


Abb. 4: Wärmeleitfähigkeit verschiedener Dämmstoffe. Der blaue Balken indiziert die Bandbreite typischer marktüblicher Produkte. Der gelb gekennzeichnete Bereich steht für den Beitrag des Gases zur Gesamtwärmeleitung.

Vakuumisolationspaneele (VIP)

Vakuumisolationspaneele sind Dämmelemente, welche prinzipiell aus einer Vakuumschicht und einem Füllmaterial bestehen. Während bei den bekannten Vakuum-basierten hocheffizienten Wärmedämmungen wie Thermoskannen zylindrische Gehäuse in der Lage sind, den äußeren atmosphärischen Belastungsdruck von 1 bar zu tragen – dieser entspricht einer Gewichtslast von 10 t/m^2 –, müssen bei flachen Vakuumisolationspaneelen druckstabile Füllmaterialien oder Strukturen die entsprechenden Druckkräfte aufnehmen. Besonders in der Kom-



Abb. 5: Mit Vakuumisolationspaneelen energetisch saniertes Reihenmittelhaus (Baujahr 1956). Der U-Wert der hier gezeigten Nordfassade konnte von ursprünglichen $1 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ auf $0.15 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ reduziert werden. Die entsprechende Thermografieaufnahme in der rechten Bildhälfte zeigt die mit verminderten Wärmeverlusten einhergehende deutlich erniedrigte Außenwandtemperaturen (blaue Farben).

bination von nanostrukturierten Füllmaterialien auf der Basis von pyrogener Kieselsäure (SiO_2) mit den geringsten Anforderungen an die Qualität des Vakuums und den dichtesten heute verfügbaren Kunststoffhochbarrierelaminaten ergeben sich VIP-Produkte mit Funktionsdauern von mehreren Jahrzehnten, wie sie im Bauwesen gefordert sind. Gegenüber nicht-evakuierten Dämmungen bieten diese bei gleicher Dämmstärke eine um einen **Faktor 5 bis 10** bessere Dämmwirkung. Somit werden schlanke, raumsparende und hocheffiziente Dämmaufbauten für unterschiedliche Einsatzbereiche im Neubau, insbesondere aber auch für Maßnahmen im Bestand möglich.

Vakuumisolierglas (VIG)

Die thermischen Schwachstellen auch bei gut wärmedämmten Gebäuden liegen im Bereich der Fenster. Der Wärmedurchgang selbst von exzellenten Fenstern mit einem U_W -Wert von $0.8 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ ist um einen Faktor 5 schlechter als der von den angrenzenden gut gedämmten Wänden mit einem U-Wert von z.B. $0.15 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$. Ähnlich wie bei den opaken Dämmelementen VIP bietet auch hier die Evakuierung (des Scheibenzwischenraums) ein enormes Verbesserungspotential bzgl. der Dämmwirkung (**Faktor 2**). Die technischen Herausforderungen bestanden in der Entwicklung von Stützen, die in der Lage sind, die externe Last aufzunehmen, sowie in einem ausreichend dichten und doch thermisch stabilen Randverbund. Beide sollten nicht nennenswert zum Gesamtwärmetransport beitragen. Bei einer Gesamtstärke von nur 9 mm, einem Gewicht entsprechend dem der Zweifachverglasung werden Dämmwerte erreicht, die besser sind als die einer Dreifachverglasung.

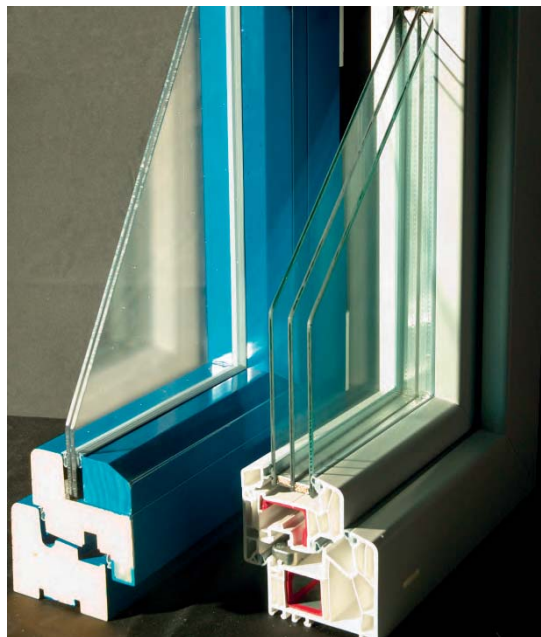


Abb. 6: Demonstrationsmuster einer 2-Scheiben-Vakuumverglasung im Vergleich zu einer herkömmlichen 3-Scheibenverglasung. Bei gleich niedrigen U-Werten lässt sich die Gesamtverglasungsstärke auf 9 mm reduzieren.

Transparente Wärmedämmung (TWD)

Transparente Wärmedämmungen zeichnen sich unter den Dämmmaterialien und Dämmsystemen durch eine hohe Lichtdurchlässigkeit (Transluzenz) aus. Je nach Anwendung steht der Gewinn blendfreien Lichtes oder die thermische Nutzung solarer Einstrahlung im Vordergrund. Die Wärmeleitfähigkeit von TWDs in der Form von Kapillarplatten mit einer Vielzahl senkrecht zur Oberfläche orientierter dünnwandiger Röhrrchen oder in Form von hintereinander liegenden Dreifachstegplatten ist im Vergleich zu konventionellen, nicht transparenten

Dämmmaterialien mit einem Faktor 2 bis 2.5 größer. Durch den Einsatz nanostrukturierter Silikat-Aerogele in granularer Form lässt sich die Wärmeleitfähigkeit deutlich auf etwa $0.025 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ reduzieren. In der praktischen Anwendung von TWDs ist jedoch der sommerliche Überhitzungsschutz zu beachten.

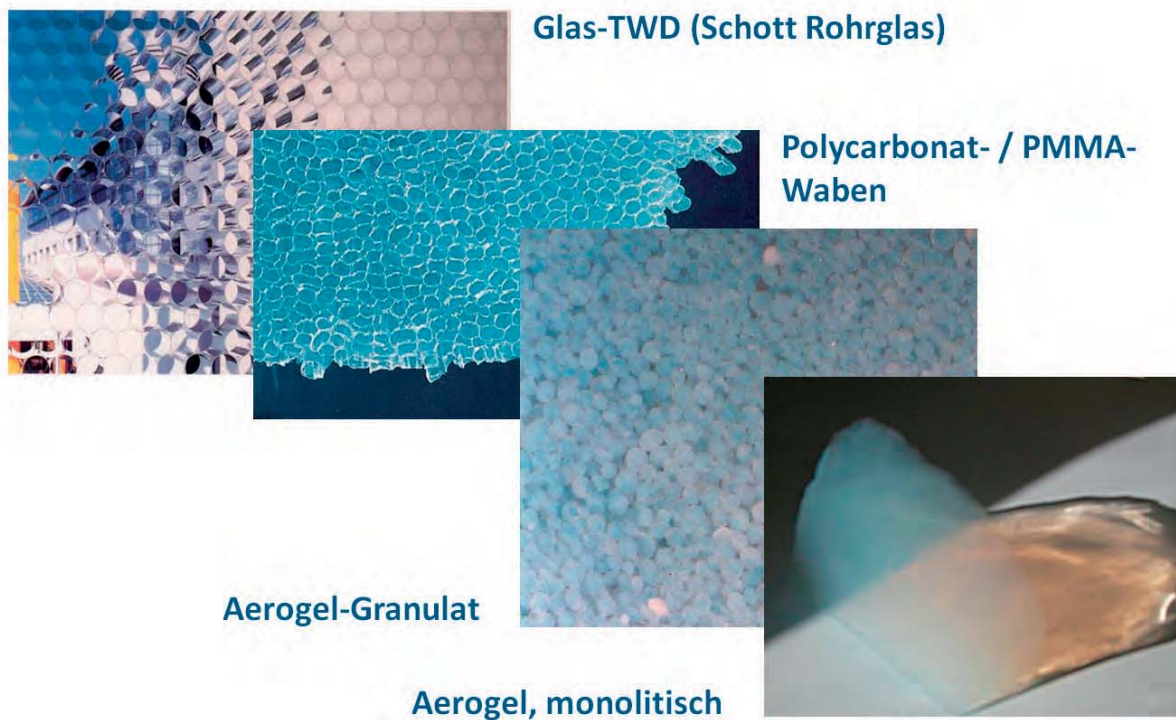


Abb. 7: Beispiele unterschiedlicher Materialien, die als transparente Wärmedämmung eingesetzt werden: dünnwandige Glasröhrchen, Polycarbonat- oder PMMA-Waben und Silika-Aerogele in granularer oder monolithischer Form.



Abb. 8: Innenansicht (links) und Außenansicht (rechts) zweier Anwendungsbeispiele für transparente Wärmedämmungen aus Aerogelgranulat in Doppelstegplatten. Mit einem Wärmedurchgangskoeffizienten $U = 0.4 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ und einem Gesamtenergiedurchlassgrad $g = 0.4$ erreicht man auch an der Nordseite eines Gebäudes über die Heizperiode eine ausgeglichene Energiebilanz.

Schaltbare Wärmedämmung (SWD)

Einen Ansatz für solch einen Überhitzungsschutz bietet die Schaltbare Wärmedämmung. Sie basiert auf einem Vakuuminulationspaneel in der Ausführungsform mit Edelstahlhülle und relativ grobem Füllmaterial (Glasfasern). Zusätzlich ist in das VIP eine beheizbare Kapsel mit einem mit Wasserstoff beladenen Metallhydridgetter integriert. Durch Aufheizen des Getters wird eine geringe Menge des gut wärmeleitenden Wasserstoffgases freigesetzt und damit die Wärmeleitfähigkeit des Elementes um einen Faktor 100 erhöht. Aus einem hochwärmedämmenden wird ein gut wärmeleitendes Element. Der Prozess ist reversibel; lässt man die Getterkapsel abkühlen, so wird der Wasserstoff wieder vom Getter aufgenommen. Bei fehlender solarer Einstrahlung oder bei unerwünschtem Wärmeeintrag im Sommer bleibt das Paneel passiv und im hoch wärmedämmenden Zustand. Lediglich in der Heizperiode bei gleichzeitigem Wärmebedarf und solarem Angebot wird das Paneel wärmeleitend geschaltet und die Wärme in das Gebäude hereingelassen. Die hierfür benötigte elektrische Leistung beträgt lediglich 5 W/m^2 .

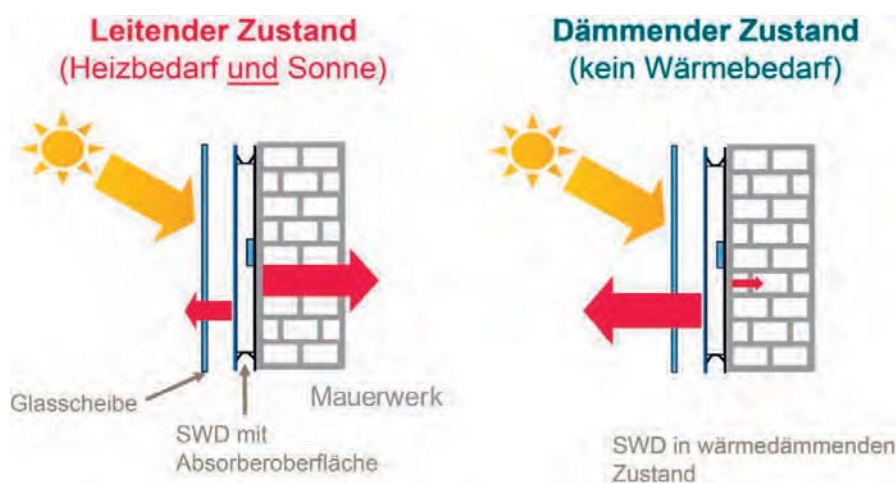


Abb. 9: Funktionsprinzip der schaltbaren Wärmedämmung. Im Sommer ist die SWD auf wärmedämmend geschaltet, um Wärmeeinträge von außen zu vermindern. Im Winter bei Sonnenschein und Wärmebedarf ist die SWD auf wärmeleitend geschaltet, um zusätzliche Energieeinträge zu generieren.

Referenzen

- [1] Tzscheutschler P., Nickel M., Wernicke I., Buttermann H.-G.: Energieverbrauch in Deutschland - Stand 2006: Daten, Fakten, Kommentare. erschienen in BWK Ausgabe 3-2008, Seite 46-51; ISSN: 1618-193X; Düsseldorf 2008
- [2] Ebert, Hans-Peter, Potenziale und Herausforderungen der Energetischen Sanierung im Kontext der Energiewende, ZUKUNFT Bauen, Jubiläumspublikation zum 175-jährigen Bestehen der Rudolf Müller Mediengruppe, Verlagsgesellschaft Rudolf Müller GmbH & Co. KG, Köln, 2015.

Weitere Information: www.zae-bayern.de , www.vip-bau.de

Dr. Ulrich Heinemann, Dr. Helmut Weinläder, Dr. Hans-Peter Ebert, Stephan Weismann
Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V., ZAE Bayern
Am Galgenberg 87
97074 Würzburg

Eigenschaften einer Stromversorgung mit intermittierenden Quellen

Friedrich Wagner, Max-Planck-Institut für Plasmaphysik

1. Einführung

Die Energiewende Deutschlands, also der Wechsel von nuklearen und fossilen hin zu erneuerbaren Energietechniken, ist politisches Ziel. Bis Ende 2014 wurde der Aufbau von nahezu 80 GW an installierter Wind- und Photovoltaik (PV)-Leistung erreicht. Damit lässt sich bereits der deutsche Spitzenverbrauch zeitweise abdecken. Die erforderlichen Investitionen werden insbesondere über Einspeisevergütungen nach dem Erneuerbaren Energiengesetz (EEG) gefördert - 2014 mit etwa 24 Mrd Euro. Da diese auf 20 Jahre garantiert sind, wird sich der Gesamtaufwand auf mehrere 100 Mrd € aufsummieren¹.

2012² trugen zum deutschen Nettostromverbrauch von 527 TWh die Erneuerbaren Energieformen 151 TWh bei. Dabei entfielen auf die praktisch kaum weiter ausbaufähigen Formen Wasserkraft und Biogas 76,8 TWh und auf die skalierbaren, also ausbaufähigen Formen Wind und PV 74,2 TWh. Kernenergie steuerte 99 TWh bei; den Rest lieferten überwiegend Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen bei einer mittleren spezifischen CO₂-Produktion von 0,874 kg CO₂/kWh³. Windkraft und PV trugen also zusammen ca. 14% (2014 14,8%) zum Jahresverbrauch bei.

Die Diskrepanz zwischen sehr hohen installierter Wind- und PV-Leistungen und damit über das Jahr produzierten mäßigen Strommengen zeigt die Problematik der Erzeugung von Strom vornehmlich aus intermittierenden Quellen, die hier untersucht werden soll. Obwohl dabei nur die Stromproduktion, also nur etwa 25% der gesamten Energieerzeugung in Deutschland betrachtet wird, kann für den langfristig notwendigen Ersatz aller fossilen Formen durch Strom aus erneuerbaren Quellen davon ausgegangen werden, dass die hier identifizierten Eigenschaften einer intermittierende Produktion mit niedriger Energiedichte zunehmend auch für die gesamte Energieversorgung Relevanz haben werden.

2. Methode, Zielwerte und Annahmen

Diese Arbeit betrachtet die Charakteristiken der Stromversorgung bei einer hundertprozentigen durchschnittlichen Deckung des Jahresnettostromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien [1]. Die Erzeugungs- und Verbrauchscharakteristik des Jahres 2012 wird analysiert und auf eine Versorgung, die vollständig den Jahresstromverbrauch aus erneuerbaren Energiesystemen abdecken würde, hochgerechnet. Als Variablen der Extrapolation dienen der Ausbau von Wind- und PV-Leistung. Die benötigten Daten zu Stromverbrauch und Stromerzeugung liegen für Europa seit Jahren mit einer stündlichen Zeitauflösung⁴, diejenigen des deutschen Netzbetriebs mit 15 min Auflösung⁵ vor. Der Jahresverlauf von

¹ Zum Vergleich: Der Gesamtetat des Bundes für Forschung und Entwicklung beträgt ca. 14,9 Mrd € (2015); davon entfallen auf Energieforschung ca. 5-6%. (<http://www.datenportal.bmbf.de/portal/de/Tabelle-1.1.4.html>) (Zahlen für 2015) und <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/energieforschung.html>, abgerufen 6. Juli 2015)

² Auf das Jahr 2012 konzentrieren sich die folgenden Untersuchungen.

³ <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/data-nivc-/stromproduktion-aus-solar-und-windenergie-2014.pdf/view>.

⁴ ENTSO-E country package: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/country-packages/>
Daten europäischer Länder: <http://www.pfbach.dk/>.

⁵ Für Tschechien liegen Last, Wind- und PV-Leistungsdaten mit einer Auflösung von 1 min vor. Der Vergleich der Originaldaten mit geglätteten Daten zeigt, dass der optimale Mix zwischen Wind und PV (s. Kap. 3) sowie

Wind- und PV Leistungsdaten von 2012 wurde auf konstante installierte Leistung umgerechnet entsprechend dem Ausbauzustand am Jahresende.

Die Methodik baut auf früheren Analysen für das Jahr 2010 auf [2], die bereits die grundsätzlichen Trends aufzeigen. Ähnliche Untersuchungen für Frankreich finden sich zusammen mit einem Vergleich der Versorgung mit Erneuerbaren Energien (EE) in Frankreich und Deutschland in [3] sowie für Italien in [4].

Abb. 1 zeigt links die tatsächlichen Beiträge der unterschiedlichen Energiequellen zur Stromversorgung 2012 und rechts die extrapolierte durchschnittlich 100%-Versorgung durch Wasserkraft, On- und Offshore-Wind sowie PV. Die Spitzenleistung der intermittierenden Quellen muss deutlich höher sein als die jahresdurchschnittliche Verbrauchsleistung, so dass es zuzeiten zur Erzeugung von Überschussstrom kommt. Zusätzlich ist aber, da Perioden existieren, in denen Wind und PV nicht genügend Leistung liefern, ein Back-up-System nötig, dessen Jahres-Energiebeitrag ebenfalls dargestellt ist. Im diskutierten 100%-Fall entspricht die Back-up-Energie der – ebenfalls aufgetragenen – Überschussenergie.

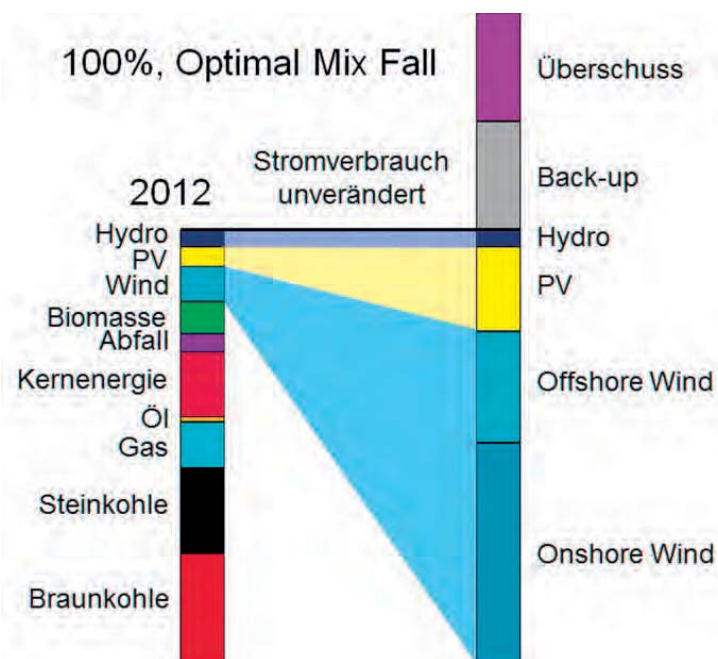


Abb. 1 Dargestellt ist links die tatsächliche Stromproduktion im Jahr 2012 (527 TWh) und rechts eine hypothetische 100%-ige Versorgung mit EE nach der Energiewende. Zu der für die Lastdeckung benötigten Strommenge kommt die notwendige Erzeugung aus Back-up Systemen (in wind- bzw. sonnenschwachen Zeiten) und die in wind- bzw. sonnenreichen Zeiten überschüssig produzierte Strommenge hinzu.

In Abb. 1 ist dabei angenommen, dass in Zukunft Einsparungen und Effizienzerhöhungen aber auch die Bevölkerungsentwicklung eine wachsende Stromnutzung z.B. im Verkehr oder auch für Raumheizung [8] kompensieren, der deutsche Jahresnettostromverbrauch also etwa konstant bleibt. Da sich der Beitrag der Wasserkraft in Deutschland nicht erhöhen lässt, wird sie für die Analyse als Konstante vom Verbrauch abgezogen. Die heutige Verstromung von Biomasse wird zunächst nicht berücksichtigt, da erwartet wird, dass Bioenergie künftig eine

die Auslegungsdaten für den 100%-Fall selbst bei einer Mittelung über eine Stunde weitgehend korrekt wiedergegeben werden; Wind-Leistungsspitzen liegen mit der Auflösung von 1 h typisch um 7% zu niedrig; die realistische Bestimmung der Leistungsgradienten des Back-up-Systems braucht jedoch eine erhöhte Auflösung.

wichtige Rolle beim Treibstoff für Flug- oder Schwerlastverkehr spielen wird. Auf dem betrachteten Zeithorizont wird Kernenergie in Deutschland keinen Strom mehr liefern. Stromimport und -export werden ebenfalls nicht berücksichtigt, was zwar unrealistisch ist, aber erlaubt, zunächst die Grundcharakteristik eines nationalen 100%-EE Strommarktes zu untersuchen. Da der Nettostromverbrauch betrachtet wird, können auch Verluste bei der Stromproduktion vernachlässigt werden - Wirkungsgrade, Umwandlungs- und Transportverluste können jedoch leicht in die Betrachtung einbezogen werden. Die vorgestellten Ergebnisse sind also zunächst Idealwerte mit einer reduzierten Last⁶ von gerundet 500 TWh, die von On- und Offshore-Wind sowie PV gedeckt werden soll.

3. Anteile von Wind und PV

Der installierte Mix von Wind- und PV-Leistung wurde und wird durch wirtschaftliche und politische Entscheidungen bestimmt⁷. Technisch lässt sich aber aus der günstigeren Übereinstimmung von Wind mit der Last im saisonalen Zeitverlauf – beide sind im Winter höher als im Sommer – und der besseren Übereinstimmung von PV mit der Last im Tagesverlauf ein optimaler Mix definieren, der die jährliche Back-up-Strommenge und damit auch die CO₂-Emission minimiert, was ja das eigentliche Anliegen der Energiewende ist.

In Abb. 2a ist der Anteil, den Back-up Systeme des Residualsystems für die Deckung der Last (normierte Back-up-Strommenge) liefern müssen, gegen den Anteil des PV-Beitrags an der Strommenge für Frankreich, Spanien, Tschechien und Deutschland sowie für die vier Länder gemeinsam aufgetragen. Alle Kurven zeigen ein flaches Optimum bei etwa 20% PV-Anteil. Weniger PV verschlechtert das Optimum und damit die CO₂-Vermeidung nur geringfügig: PV könnte also durch Wind ersetzt werden. Hingegen ist ein größerer PV-Anteil rasch deutlich nachteilig.

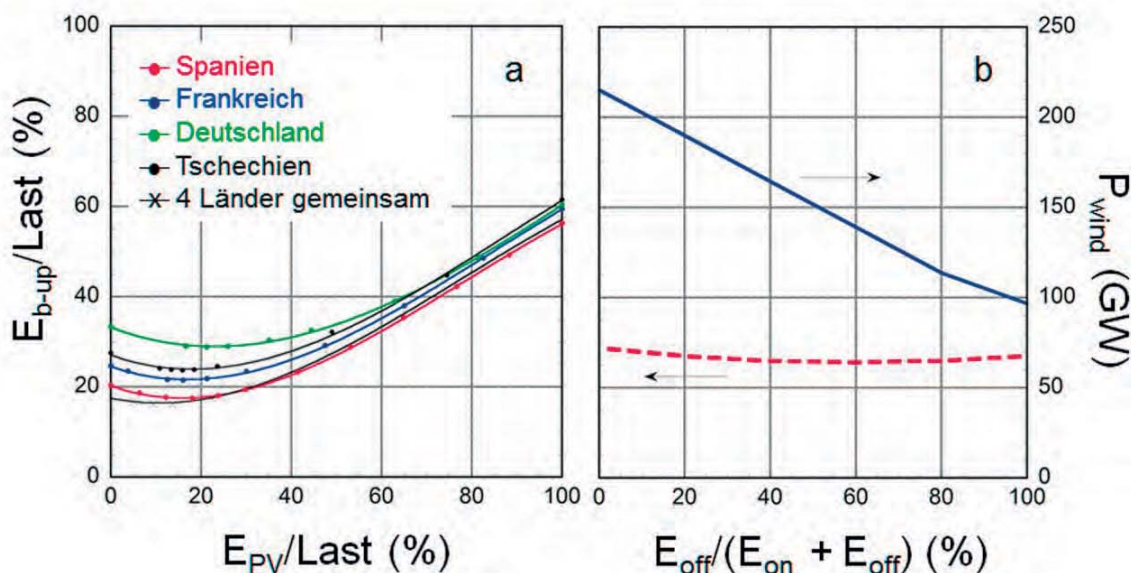


Abb. 2 a) Back-up-Energie aufgetragen gegen den Energiebeitrag von PV, jeweils normiert auf den Jahresverbrauch für verschiedene europäische Länder einzeln und zusammen; b) rechts dieselbe Größe, aufgetragen gegen den Anteil von Offshore-Wind E_{off} an der gesamten Windproduktion $E_{off}+E_{on}$; rechte Ordinate: die zu installierende Windleistung in Abhängigkeit vom Wind-Mix.

⁶ Wenn im Folgenden von „Last“ gesprochen wird, ist stets diese reduzierte Last gemeint.

⁷ Siehe z.B. die Deckelung des PV-Ausbaus auf 52 GW im Rahmen der Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom Juni 2012.

Abb. 2b zeigt, dass eine entsprechende Optimierung nahezu insensitiv gegenüber dem Anteil von Offshore-Anlagen an der gesamten Windstrommenge ist. Im Folgenden wird der Offshore-Anteil daher willkürlich auf 1/3 der Gesamtproduktion durch Windkraft festgelegt. Ein höherer Offshore-Anteil hat für die folgenden Aussagen zunächst keine Bedeutung, würde aber wegen der höheren Zahl von Volllaststunden⁸ die erforderliche installierte Leistung reduzieren. Dies ist ebenfalls in Abb. 2b dargestellt.

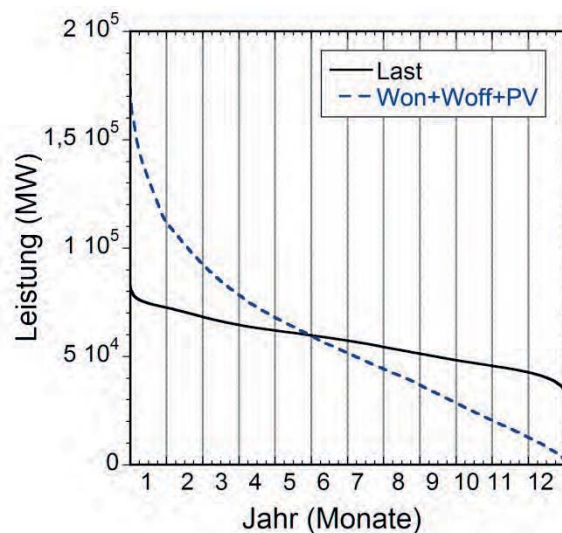


Abb. 3 Jahresdauerkurven der Last (schwarz) und der ins Netz gelieferten EE-Leistung (blau gestrichelt) im 100%-Fall.

4. Das Grundproblem bei der Nutzung intermittierender Stromquellen

Abb. 3 verdeutlicht das grundsätzliche Problem bei der Verwendung intermittierender Stromquellen. Aufgetragen sind in Form von sogenannten Jahresdauerkurven die Leistungswerte der reduzierten Last von 2012 sowie die Ertragskurven für Wind- und Sonnenstrom beim 100%, optimalem Mix Fall (Abb. 2a). Die Energie (die Fläche unter beiden Kurven), ist gleich und beträgt 500 TWh. Um dies zu erreichen, ist die Stromerzeugungsleistung über Zeitintervalle, die sich zu ca. einem halben Jahr addieren, im Vergleich zur Last zu hoch, während sie für den Rest des Jahres – bei Schwachwind, in der Nacht und bei Bewölkung (z.T. extrem) zu niedrig ist. Um mit intermittierenden Quellen die nötige Strommenge zu erzeugen, müssen also sehr hohe Leistungen installiert werden. Die mit hohen Leistungswerten jenseits des jeweiligen Bedarf erzeugte Strommenge ist überschüssig und muss, soweit wirtschaftlich vertretbar, exportiert oder durch zusätzlich zu schaffende zeitvariable Verbraucher genutzt werden oder ein entsprechender Anteil der Windturbinen bzw. PV-Anlagen muss abgeregelt werden. Die Jahresdauerkurve der EE-Leistungen zeigt auch, dass mehr als 50% der EE Spitzenleistung nur für wenige Wochen im Jahr zur Verfügung stehen. Daraus resultieren die geringen Kapazitätsfaktoren, die für die marktwirtschaftliche Nutzung der Investitionen problematisch sind.

Die zu niedrige Stromerzeugung rechts des Schnittpunktes der beiden Kurven zeigt, dass ein Back-up-System nötig wird, das aus anderer Stromerzeugung, Import oder Speicher zeitweise sogar die vollständige Last bedienen kann. Diese Energiebeiträge – Überschuss und Back-up – sind Abb. 1 und quantitativ Tabelle 1 zu entnehmen.

Die in Abb. 3 dargestellten EE Leistungswerte ergeben sich aus der Summe der Einzelbeiträge der drei betrachteten Quellen. Diese produzieren in einem Zeitinkrement nicht

⁸ Onshore-Wind: flh typisch 1700 h; Offshore-Wind: typisch 4400 h.

jeweils mit der Nennleistung⁹. Die tatsächlich installierte Summenleistung beträgt 305 GW, also nahezu das Vierfache der Spitzenlast.

5. Einzeluntersuchungen

5.1. Grunddaten einer 100%-Versorgung mit intermittierenden Quellen

Die Werte einer 100%-Versorgung mit intermittierenden Quellen sind in Abb. 1 dargestellt. Unter optimalen Mix-Bedingungen ergeben sich:

	Energie (TWh)	Installierte Leistung bzw. Spitzenlast (GW)	flh (h)	cf
Reduzierte Last	500	83	6020	0.69
Won	271	175	1543	0.18
Woff	135	33	4134	0.47
PV	94	97	971	0.11
Back-up	131	73	1795	0.20
Überschuss	131			

Tabelle 1 Spezifikation einer 100%-Versorgung unter den Bedingungen des optimalen Mix. flh: Volllaststunden; cf: Kapazitätsfaktor.

Die Zahlen zeigen, dass bei Erreichung des 100% Zieles für Wind- und Sonnenstrom von deren Stromerzeugung in Höhe von 500 TWh 131 TWh (26%) als Überschuss verloren gehen, wobei die gleiche Strommenge zu anderen Zeiten vom Back-up-System geliefert werden muss. Die für den 100%-Ausbau notwendige installierte Leistung von 305 GW bedeutet eine nahezu Vervierfachung des Ausbaus von Windkraft und PV über die in Deutschland 2014 schon erreichten 80 GW, die bereits etwa der Jahresspitzenlast entsprechen. Es zeigt sich auch, dass das Back-up-System mit 73 GW ca. 88% der Jahrespitzenlast (83 GW) abdecken muss: von den Bedingungen im Jahr 2012 extrapoliert werden sich durch den Ausbau von Wind- und Sonnenstrom auf fast das Vierfache der Spitzenlast nur 12% der konventionellen Stromerzeugungskapazität einsparen lassen, solange es keine großtechnischen Stromspeicher gibt. Als Konsequenz müssen zwei hinsichtlich Technik, Brennstoffbedarf, Zentralisierungsgrad, Regelfähigkeit, usw. ganz unterschiedliche Systeme gemeinsam betrieben und finanziert werden. Die Wind und PV Technologie liefert angebotsorientiert Strom ohne Liefergarantie, das Back-up System füllt Nachfragerücken mit abrufbarem Strom¹⁰, hinzu kommt möglicherweise noch ein drittes System für die Verwendung des Überschussstroms.

Das technische Problem bei der Nutzung von EE liegt in der Handhabung der hohen Leistungen, das wirtschaftliche Problem in den geringen Kapazitätsfaktoren für den Anlagenbetrieb. Das ist insbesondere ein Problem für das Back-up-System, das mit seinen höheren Betriebskosten bei einem Kapazitätsfaktor von 20% wohl nicht wirtschaftlich zu betreiben ist. Dieser Umstand zeichnet sich 2014/15 schon deutlich ab¹¹.

⁹ Um aus den Leistungsdaten die zu installierende Leistung zu ermitteln, ist außerdem die räumliche Verteilung der Quellen in Deutschland zu berücksichtigen. Nicht zeitgleich und nicht an jedem Ort produzieren die Stromquellen mit ihrer Nennleistung. Der maximale Leistungswert in der Datenbank beträgt für 2012 von der jeweiligen installierten Leistung: 83% für Won, 100% für Woff und 81% für PV.

¹⁰ Daher ist es unverständlich, neben dem Kernenergieausstieg auch den schnellen Ausstieg aus der Kohle zu fordern (ohne Ersatz durch Gas).

¹¹ Das modernste Gaskraftwerk Europas, Irsching in Bayern, will der Betreiber EON wegen Unwirtschaftlichkeit schon seit längerem vom Netz nehmen.

5.2 Betrieb des Back-up-Systems

Abb. 4 zeigt die Last (schwarz) für die letzten neun Wochen des Jahres 2012 zusammen mit den Leistungsbeiträgen des Back-up-Systems (rot) für den optimierten 100%-Fall. Es wechseln sich Produktionsperioden ab mit Mangelperioden, in denen das Back-up-System einspringen muss. Die Spitzenleistung des Back-up-Systems lag am Donnerstag der 2. Woche in Abb. 4 nahe der Spitzenlast (mit Kreis markiert). Dies zeigt, wie gering die Einsparmöglichkeiten sind trotz der auf hohe Leistung ausgebauten EE. In den Weihnachtswochen dagegen ist kaum Bedarf an Back-up Leistung.

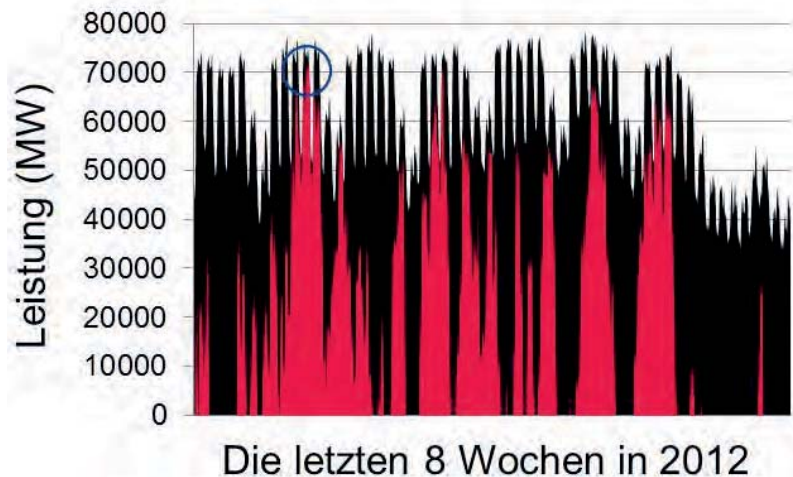


Abb. 4 Leistungswerte für den Verbrauch (schwarz) und das Back-up-System in den letzten 8 Wochen des Jahres 2012 (6.11.-31.12.). Der Kreis verdeutlicht die Spitzenleistung des Back-up-Systems in dieser Periode.

Die Leistungsdynamik des Back-up-Betriebs hat sich geändert und reicht nun von Null (kein Betrieb) bis nahe an die Spitzenlast und nicht mehr vom Niveau der Grundlast bis zur Spitzenlast.

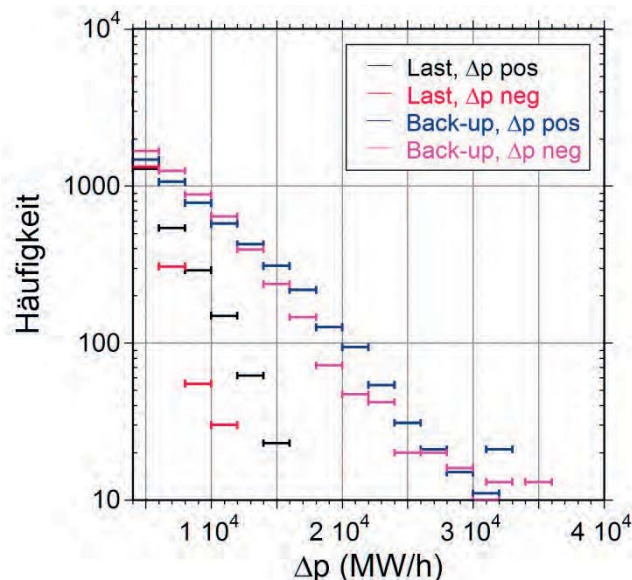


Abb. 5 Häufigkeitsverteilung für das Jahr 2012 für positive und negative Leistungssprünge von Last und Back-up-System bei einer 100%-Versorgung mit EE unter optimalen Mix-Bedingungen.

Abb. 5 zeigt die Dynamik, der das Back-up-System ausgesetzt ist, im Detail. Aufgetragen ist die Häufigkeitsverteilung der positiven und negativen Leistungsgradienten für den optimierten 100%-Fall im Vergleich zu den Gradienten der Last. Die Klassenbreite beträgt 2 MW/h. Die kritischen Leistungsgradienten erhöhen sich deutlich. Werte um die 20 GW/h verlangen einen kohärenten Betrieb vieler Kraftwerke, die alle für einen Warmstart bereit stehen müssen. Zum Vergleich: Der Leistungsgradient, der am 20.3.2015 während der partiellen Sonnenfinsternis für kurze Zeit auftrat, betrug etwa 20 GW/h¹². Vorgänge dieser Güte sind im 100%-Fall etwa 100-mal im Jahr zu erwarten, allerdings von geringer Prognose-sicherheit bezüglich der Zeitpunkte begleitet.

Der Betrieb der Back-up-Kraftwerke muss sich der intermittierenden Stromerzeugung anpassen, was den Verschleiß dieser Kraftwerke deutlich erhöht und damit zusätzliche Wartungs- und Betriebskosten bedingt, die letztlich dem Verbraucher zufallen werden.

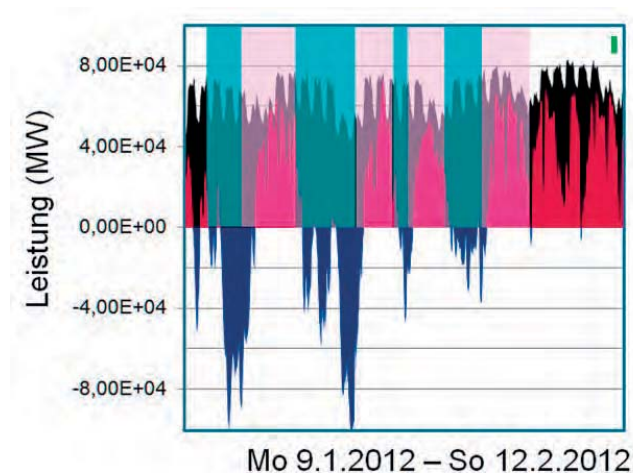


Abb. 6 Aufgetragen ist die Leistung von Last (schwarz), Back-up-System (rot) und Überschuss (blau, negativ) für die Zeit von 9.1. bis 12.2.2012. Die Flächen stellen die überschüssigen bzw. fehlenden Strommengen dar. Die jeweiligen Perioden sind gekennzeichnet. Zum Vergleich: Das grüne Rechteck oben rechts stellt die Speicherkapazität der derzeitigen in Deutschland laufenden Pumpspeicherkraftwerke in Leistung ($\sim 8 \text{ GW}$) und Dauer ($\sim 6 \text{ h}$) pro Ladezyklus dar.

5.3 Stromspeicherkapazität

Eine CO₂-freie Versorgung mit EE ist ohne Stromspeicher kaum möglich. Im Idealfall würden ausreichend große Speicher Strom bei Überschuss aufnehmen und bei Unterdeckung wieder abgeben und damit ein (fossiles) Back-up-System überflüssig machen. Am Beispiel der Zeitreihen von Abb. 6, aufgenommen von Montag, dem 9.1. bis Sonntag, dem 12. 2. 2012, lässt sich die Größenordnung der nötigen Speicherkapazität abschätzen. Aufgetragen sind in schwarz die reduzierte Last, in rot die Back-up-Leistungen und in blau die (negativen) Überschussleistungen. In den Überschussperioden würde der Speicher geladen, in den Back-up-Perioden entleert.

Die erste längere Speicherphase (hellblau unterlegt) dauert 66 h und füllt den Speicher mit 3,7 TWh. In der sich anschließenden Mangelperiode (rosa unterlegt) wird der Speicher innerhalb von 90 h um 3,5 TWh entleert. In dieser Weise setzen sich die Speicheraktionen fort, bis der Speicher am Ende der 4. Entnahmephase (rosa unterlegt) leer ist. Die Mangelperiode setzt sich aber für weitere 181 h fort und verlangt 7,1 TWh. Daraus ergibt sich die erforderliche

¹² <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2014/10/HTW-Berlin-Studie-Einfluss-der-Sonnenfinsternis-im-M%C3%A4rz-2015-auf-die-Solarstromerzeugung-in-Deutschland.pdf>

Größe des Speichers. Will man über das ganze Jahr hinweg Mangelperioden vermeiden, muss die Speicherkapazität auf Basis der Daten von 2012 rechnerisch 33 TWh betragen.

Wie Abb. 7 zeigt, ist der Zusammenhang zwischen verbleibender Back-up-Energie und Speichergröße von hyperbolischer Form. Diese beiden Größen sind jeweils gegen den Jahresverbrauch normiert aufgetragen. Wenig Speicherkapazität zeigt bereits eine große Wirkung, während der Zubau weiterer Speicherkapazitäten nur noch geringere Auswirkungen auf die Back-up Energie hat. Ein solcher Zusammenhang verlangt nach differenzierten Lösungen, die aus einer Mischung von gezielter Abschaltung von Quellen, Stromimport und Nutzung von Gaskraftwerken als Back-up-Technik bestehen können. Die Wirkung von Tages-, Wochen-, und Monatsspeichern auf die verbliebene Back-up-Ausstattung ist ebenfalls in Abb. 7 eingetragen zusammen mit einem hypothetischen Stromspeicher, den alle PKW auf deutschen Straßen (40 Millionen) – mit Tesla Model S-Batterien (85 kWh) ausgestattet – ergeben würden.

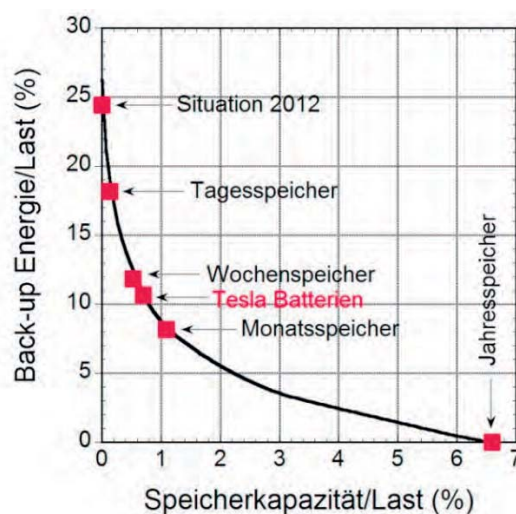


Abb. 7 Erforderliche Back-up-Energie, aufgetragen gegen verfügbare Speicherkapazität jeweils normiert auf die Last. Die Wirkungen der derzeit (2012) vorhandenen Kapazität sowie der eines Tages-, Wochen-, Monats- und Jahresspeicher sowie aller PKW in Deutschland, ausgestattet mit Tesla Model S-Batterien, sind angedeutet.

Der Effekt der derzeit in Deutschland vorhandenen Pumpspeicherwerke mit insgesamt etwa 8 GW und 50 GWh ist ebenfalls im Abb. 7 („Situation 2012“) zu sehen. Die Größenordnung des Bedarfs zeigt, dass neue Technologien notwendig werden. In Frage kommen wohl nur chemische Speicher, die aber noch Jahrzehnte der Entwicklung brauchen ehe sie im Rahmen einer chemischen Großindustrie aufgebaut und eingesetzt werden können. Da diese Speicher vom Überschussstrom versorgt werden, muss die Eingangsstufe Spitzenleistungen handhaben können – aber immer nur dann, wenn der Strom im Netz keine primäre Verwendung findet. Über alle Kapazitäten hinweg ist der Betrieb solch leistungsstarker Speicher aufgrund ihres geringen Umsatzes nicht wirtschaftlich¹³. Die Frage nach der Wirtschaftlichkeit stellt sich bei den Pumpspeicherkraftwerken schon heute.

¹³ Hinzu kommt die preissteigernde Wirkung von Verlusten und Umwandlungseffizienzen. Der gesamte Wirkungsgrad – ausgehend vom Überschussstrom über die elektrochemische Produktion von Wasserstoff zurück zum Strom oder, als weiteren Zwischenschritt, über die Methanisierung zum Strom – wird zur Folge haben, dass der Preis für den aus dem Speicher rückgewandelte Strom um einen Faktor 2 bis 4 höher sein wird als der für den ursprünglichen Strom [7]. Es ist deshalb fraglich, ob Investitionen in diese Technologie überhaupt sinnvoll sind.

5.4 Die Möglichkeiten der Lastverschiebung

Das Konzept der Lastverschiebung sieht vor, den Stromverbrauch in Perioden mit größerem Stromangebot bzw. geringeren Stromkosten zu verlagern also von einer verbrauchsorientierten hin zu einer angebotsorientierten Stromversorgung. Die Aufladung von Nachstromspeicherheizungen ist ein klassisches Beispiel, bei dem die geringeren Stromkosten während der Nacht, wenn die Last insgesamt niedriger ist, genutzt werden.

Auch wenn dieses Konzept einmal greifen sollte, wird das Wirtschafts- und Erwerbsleben, soweit dabei Menschen direkt involviert sind, weiterhin vom natürlichen Tag-Nacht-Rhythmus bestimmt bleiben. Deshalb kann man sich einen groben Überblick über die Möglichkeiten und Konsequenzen dieses Konzept machen, wenn man die Tagesverläufe von Strombedarf, Überschuss und Back-up-Leistung jahresgemittelt betrachtet. Alleine schon die heutigen Erfahrungen lassen erwarten, dass der Strompreis zu Überschusszeiten sinken wird.

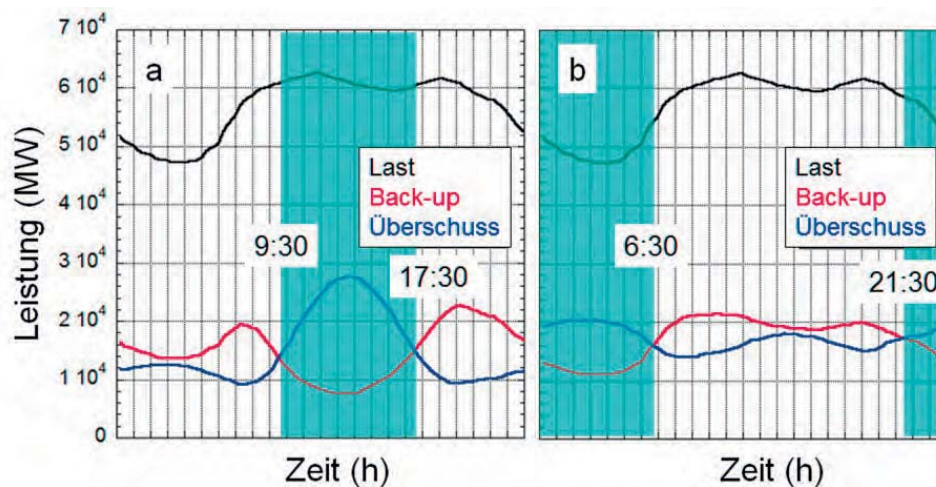


Abb. 8 Gemittelte Tagesleistungen der Last, des Back-up-Systems und des Überschusses für den 100%-Fall einmal im optimalen Mix (a) und mit dem PV-Beitrag durch Wind ersetzt (b).

Abb. 8 zeigt den gemittelten Verlauf dieser drei Größen. Anders als oft erwartet, fällt der Stromüberschuss nicht wie in der Vergangenheit nachts sondern während des Tages an. Ursache sind die PV-Erträge, die bereits heute zur Absenkung der Spot-Markt-Preise um die Mittagszeit führen. In längerer Perspektive würden sich somit die wirtschaftlichen Aktivitäten am Tag, in denen sie schon heute ausgeprägt sind, weiter intensivieren und so die bestehende Infrastruktur zusätzlich belasten. Dies wäre stärker im Sommer der Fall als im Winter. Würde man den PV-Anteil durch Wind ersetzen – wozu Abb. 2a geradezu auffordert – dann stellen sich die erwarteten Verhältnisse mit Überschussstrom bevorzugt in der Nacht ein (siehe Abb. 8b).

Als Konsequenz des Konzepts der Lastverschiebung ist zu erwarten, dass sich die wirtschaftlichen Aktivitäten in die Wochenenden hinein ausdehnen werden. Abb. 9 zeigt – über das Jahr gemittelt – den bisherigen Stromverbrauch während einer Woche mit höheren Verbrauchswerten an den Werktagen und geringeren am Wochenende. Bei identischem Tag-Nachtzyklus und gleichem Gesamtverbrauch ergibt sich die rote Lastkurve, die nun nicht mehr zwischen Woche und Wochenende unterscheidet. Eine derartige Lastverschiebung hinein in die Wochenenden erlaubt, das Angebot der EE um zusätzliche 7,5 TWh zu nutzen, die Spitzenlast von 83 GW auf 71 GW und den erforderlichen Back-up-Beitrag von 131 TWh auf 123 TWh zu senken.

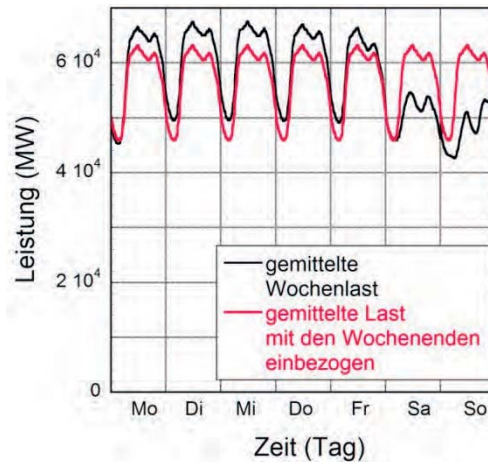


Abb. 9 Dargestellt ist der Lastverlauf an den einzelnen Tagen der Woche, gemittelt über das Jahr und in rot, wenn zwischen Werktagen und Wochenenden nicht unterschieden wird. Der Jahresverbrauch ist für beide Fälle gleich.

5.5 Spezifische CO₂-Entwicklung in Deutschland mit EE

Das hauptsächliche Motiv für die Nutzung der EE ist die Vermeidung der CO₂-Emission. In Abb. 10 ist die spezifische CO₂-Emission, die mit der Stromerzeugung verbunden ist, gegen den Anteil an EE aufgetragen. Die durchgezogenen Kurven ergeben sich aus den Back-up-Anteilen, die bei der Nutzung intermittierender Quellen erforderlich sind – einmal für den Fall, dass die Technologien hinter dem Back-up-System dem derzeitigen Mix fossiler Brennstoffe in Deutschland entsprechen (schwarze Kurve, $\eta_{el,Mix} = 0,874 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$) und zum anderen für den Fall, dass ausschließlich Gas (blaue Kurve, $\eta_{el,Gas} = 0,411 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$) zum Einsatz käme. Die Werte beim 100%-Anteil der EE entsprechen den Jahresbeiträgen des Back-up-Systems im optimalen Mix Fall. Es ergibt sich: der Austausch von Kohle, wie in Deutschland genutzt, durch Gas hat die gleiche Wirkung wie der Umbau des Versorgungssystems auf etwa 50% EE (siehe rote Linien in Abb. 10).

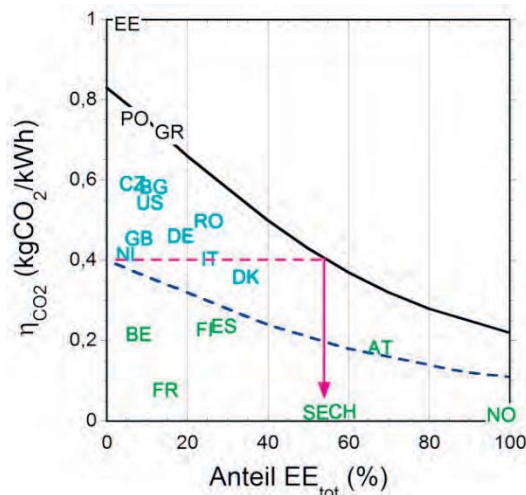


Abb. 10 Aufgetragen ist die spezifische CO₂-Emission gegen den Anteil der gesamten EE in den verschiedenen Ländern (Situation 2012). Die Kurven gelten für Deutschland zum einen, wenn die gesamte thermische Produktion durch den gegenwärtigen Brennstoff-Mix (schwarz, durchgezogen), zum anderen ausschließlich durch Gas (blau, gestrichelt) erzeugt würde. Die roten Linien verdeutlichen den Effekt, wenn der derzeitige Brennstoff-Mix durch Gas ersetzt würde.

In Abb. 10 sind ferner die spezifischen CO₂-Emissionen anderer Länder aufgetragen entsprechend dem Ausbau mit EE, aber nun unter Einbeziehung aller EE-Formen. Die einzelnen Länder sind mit ihren Länderkürzeln gekennzeichnet. Aufgrund des 2012 noch bestehenden CO₂-freien Beitrags der Kernenergie liegt der Datenpunkt für Deutschland unter der schwarzen Kurve. Die breite Streuung der Datenpunkte spiegelt die unterschiedlichen Stromerzeugungstechniken (z.B. Wasserkraft in Norwegen, Kohle in Polen) wieder. Auch der sehr unterschiedliche Ausbaustand der EE in Europa wird sichtbar.

Von besonderer Bedeutung ist die unterschiedliche Höhe der spezifischen CO₂-Emission in Ländern, die Strom vornehmlich durch eine Mischung aus Wasser- und Kernkraft erzeugen, im Vergleich zu denen, die auch fossile Brennstoffe einsetzen. Die spezifischen Emissionswerte von Frankreich, der Schweiz, Norwegen und Schweden sind bereits dort, wo Deutschland nach 2050 sein will¹⁴. Diese kann Deutschland auf dem Zeithorizont 2050 nur in der Kombination von EE mit Speichern erreichen; ein Speicher von 5 TWh würde z.B. die im 100%-Fall verbliebene Emission etwa halbieren.

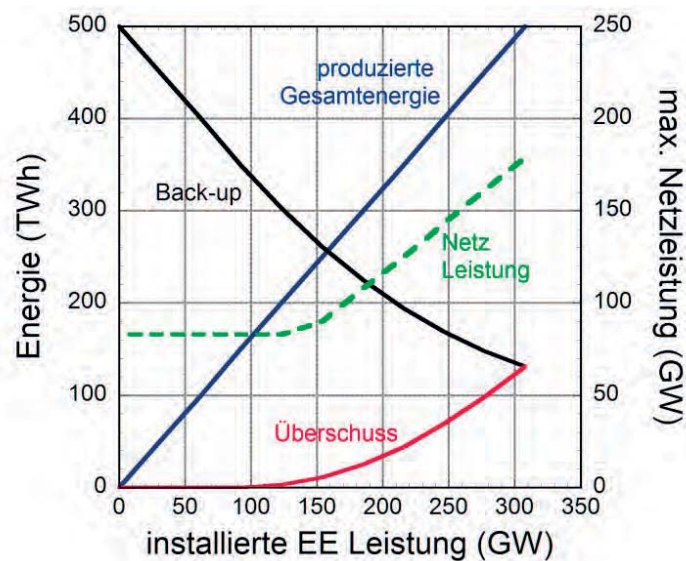


Abb. 11 Aufgetragen sind die produzierte EE-Jahresgesamtenergie, der Back-up-Beitrag, der Überschuss und (rechts) die erforderliche Netzleistungskapazität gegen die installierte EE-Leistung.

5.6 Mögliche Grenze für den Beitrag intermittierender Stromquellen

Abb. 11 zeigt den Verlauf der gesamten produzierten Strommenge gegen die gesamte installierte EE-Leistung (hier wie stets im optimalen Mix) (blau), die Back-up- (schwarz) und Überschuss-Energie (rot) sowie, auf der rechten Ordinate, den Ausbau der erforderlichen Netzleistung. Hier wird angenommen, dass die produzierte Strommenge linear mit der installierten Kapazität ansteigt. Es wird ignoriert, dass trotz Repowering beim weiteren Ausbau der EE auch ungünstigere Lagen (geringere Kapazitätsfaktoren) akzeptiert werden müssen. Die erforderliche Back-up-Energie sinkt mit dem Ausbau der EE und entspricht der Überschuss-Energie, sobald der 100%-Fall erreicht ist. Überschuss-Energie und erforderliche Netzleistungskapazität beginnen bei einem Ausbau der EE über etwa 100 GW zu steigen, da das Netz und die Last die Spitzen der EE-Leistung nicht mehr aufnehmen können. Dies verstärkt die technischen Probleme in der Handhabung intermittierender Stromquellen. Der

¹⁴ Die vermehrte Nutzung der EE in Deutschland hat zunächst zu einer Erhöhung der spezifischen CO₂-Emissionen geführt. Grund ist angesichts der Abnahme der Volllaststunden konventioneller Kraftwerke die aus wirtschaftlichen Erwägungen bevorzugte Nutzung von Braunkohle.

Überschussstrom führt auch wirtschaftlich zu Problemen, wie sich schon heute an negativen Strompreisen in Überschussperioden abzeichnet [5]. Dies trifft besonders den Betrieb der notwendigen Back-up Kraftwerke.

Abb. 11 verdeutlicht, dass – solange keine großskalige Speicherung existiert – die Grenze für einen sinnvollen Ausbau der intermittierenden Quellen bei etwa 40% des Verbrauchs liegt. Jenseits dieses Werts steigen die erforderliche Netzleistungskapazität und der Überschussstrom signifikant an. Abb. 10 zeigt, dass der Austausch von Kohle- durch Gasverbrennung zu einer stärkeren CO₂-Minderung führen würde als der EE-Ausbau bis hin zu einem 40%-Beitrag zum Jahresstrombedarf.

5.7 Bedingungen für eine ausschließliche Stromversorgung mit EE

Eine vollständige Stromversorgung mit EE ist ohne ausreichende Speicher nur möglich, wenn die Glättung der intermittierenden Beiträge über regelbare EE wie z.B. die Verstromung von Biomasse erfolgt bzw. aus EE-Stromimport - im günstigsten Falle in abrufbarer Form. Da für diese Back-up Formen absolute Grenzen bestehen, würden mögliche Verbrauchsreduzierungen wie Einspar- und Effizienzverbesserungen das Problem verringern.

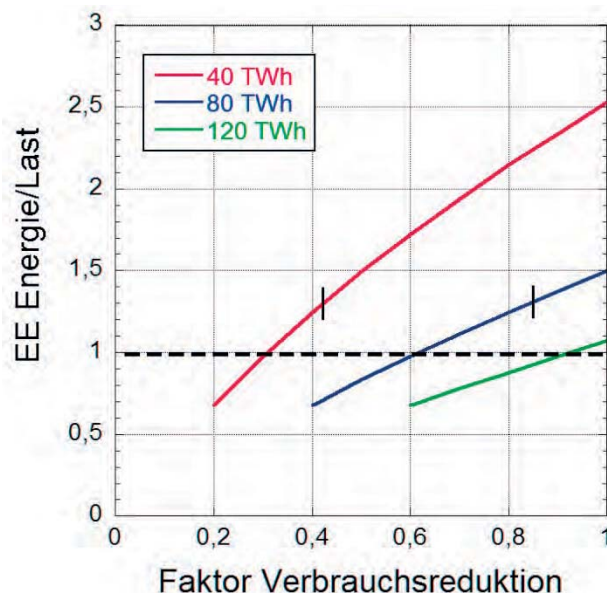


Abb. 12 Energie der EE, aufgetragen gegen den Faktor, auf den der Verbrauch im Vergleich zu 2012 reduziert werden muss. An den senkrechten Balken beträgt die Überschussproduktion 50% des jeweiligen Verbrauchs.

Abb. 12 stellt den Zusammenhang der Größen dar, die für eine vollständige EE-Versorgung entscheidend sind: Jahresstrommenge aus intermittierenden Quellen (normiert auf den jeweiligen Jahresverbrauch), Einsparung sowie als Scharparameter der Beitrag der Biomasse. Soll die gesamte erzeugte EE auch verbraucht werden (EE-Erzeugung/Verbrauch = 1), dann müsste – mit der heutigen Biomasse-Verstromung von 40 TWh – der Verbrauch auf ~ 1/3 absinken, bei verdoppeltem oder verdreifachtem regelbarem Biostromanteil auf 60% bzw. 90%. Entsprechend säne die EE-Produktion bezogen auf den zuvor betrachteten 100% optimalen Mix-Fall. Akzeptiert man Überschussstrom, lässt sich die Verbrauchsabsenkung verringern, allerdings erhöht sich der Überschussstrom; die senkrechten Balken in Abb. 12 markieren die Grenze mit einer Überschussproduktion von 50% des jeweiligen Verbrauchs. Ob zukünftig noch größere Strommengen aus Biomasse als heute nachhaltig bereitgestellt werden können, ist fraglich [10].

5.8 Der Nutzen einer europaweiten Versorgung mit EE

Eine EE-Nutzung in einem europaweiten System, sollte ein niedrigeres Fluktuationsniveau und eine bessere Anpassung der Jahresdauerkurve der Versorgung an den Verbrauch ergeben. Ausgangspunkt ist zunächst die nationale Nutzung entsprechend der (durchschnittlichen) 100% EE Abdeckung der reduzierten Last im optimalen Mix, der bei 80% Wind und 20% PV für alle untersuchten Länder liegt (Abb. 2a). Im Folgenden wird die Versorgung über das nationale EE-Feld verglichen mit der durch das europäische EE-Feld, das sich aus der Summation der nationalen Beiträge¹⁵ ergibt [6].

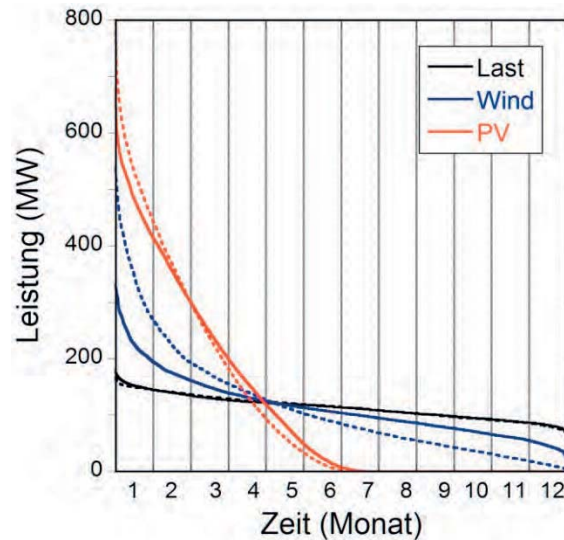


Abb. 13 Jahresdauerkurven von Last, Wind und PV des deutschen (gestrichelt) und des europäischen (durchgezogen) EE-Felds. Die Energie ist jeweils auf 1 TWh normiert.

Abb. 13 zeigt die Jahresdauerkurven von PV, Wind und Last in Deutschland, einmal produziert mit dem nationalen EE- und einmal mit dem europäischen EE-Feld. Produktion und Bedarf sind jeweils auf 1 TWh normiert. Die deutschen Werte sind als gestrichelte, die aus dem europäischen EE-Feld gewonnenen als durchgezogene Kurven aufgetragen.

Wie der Vergleich zeigt, sind die Lastkurven Deutschlands und Europas identisch; auch die PV-Jahresdauerkurven unterscheiden sich nur geringfügig, jedoch diejenigen für Wind deutlich, wobei die für Europa sich der Lastkurve erkennbar besser anpasst als die deutsche. Es ist also der Wind und nicht die PV, derentwegen ein koordiniertes europaweites EE-Erzeugungssystem von Nutzen wäre.

In der Summe hat Europa einen Strombedarf von 3179 TWh, der mit 496 TWh durch Wasserkraft abgedeckt ist. Mit den Annahmen, wie sie hier für Deutschland getroffen wurden, wäre in Europa die Installation von 819 GW Wind onshore nötig, 128 GW Wind offshore und 325 GW PV-Leistung. Der gesamte Jahresüberschuss beliefe sich dann auf 625 TWh [6]. Die Back-up-Energie reduzierte sich im Verbund um 24%, die maximale Back-up-Leistung um 9%, die maximale Überschussleistung um 15%, die maximale Netzleistung um 7%, das typische Fluktuationsniveau um 35% und die maximal erforderliche Speicherkapazität um 28%. Diese Einsparungen sind erheblich. Für Deutschland verringert sich der Überschuss von 26% auf 19.4% der jährlichen Wind und PV Produktion.

¹⁵ Für das Jahr 2012 liegen Daten mit einer Auflösung von einer Stunde von folgenden Ländern vor: Deutschland (Wind, PV), Dänemark (Wind), Tschechien (Wind, PV), Frankreich (Wind, PV), Belgien (Wind), Großbritannien (Wind), Irland (Wind), Spanien (Wind, PV).

Abb. 14 zeigt die räumliche Windverteilung über Europa anhand der Korrelationskoeffizienten zwischen dem deutschen Winddatensatz und dem der jeweiligen benachbarten Länder, die mit wachsender Entfernung von Deutschland absinken und für Deutschland-Spanien oder Deutschland-Irland keine signifikante Korrelation mehr aufweisen.



Abb. 14 Korrelationskoeffizienten der Winddaten Deutschlands und der europäischen Nachbarländer in 2012. Der Autokorrelationskoeffizient von Deutschland (blau) entspricht eins. (Die Europakarte ist dem Internet entnommen).

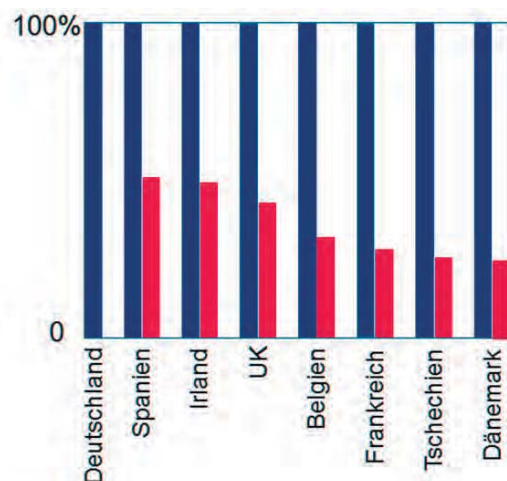


Abb. 15 Der Überschuss ist für jedes Land normiert als blauer Balken dargestellt sowie, in Hinblick auf Deutschland, der „nützliche“ Anteil am Überschuss (rot).

Dieser Umstand drückt sich in der Struktur der Überschussproduktion aus. In Abb. 15 ist diese als blauer Balken für die einzelnen Länder normiert dargestellt (für die absoluten Werte siehe [6]). Rote Balken stellen den aus deutscher Sicht „nützlichen“ Überschuss dar, der zu Zeiten anfällt, in denen Deutschland Mangel an EE-Versorgung hat und der deshalb den Einsatz der deutschen Back-up-Versorgung reduzieren würde. Dieser Effekt wächst mit zunehmender Entfernung zu Deutschland. Umgekehrt gehen die Zeiträume mit Überschussstrom in Deutschland einher mit Überschussproduktion auch in den unmittelbar benachbarten Ländern. Dies erschwert die wirtschaftliche Nutzung des Überschussstrom-Angebots und

wird dazu führen, dass zu günstigen Wind- und PV-Zeiten in einem europäischen System relativ mehr Anlagen aus der Produktion genommen werden müssen¹⁶.

Den hier angestellten Überlegungen liegt das sog. Kupferplattenmodell (d.h. unbegrenzte Interkonnektoren- und Netzkapazität) zugrunde, das Gleichgewichtssituationen beschreibt und allen Teilnehmern unmittelbare Nutzung der gemeinsamen EE-Einspeisung ermöglicht.

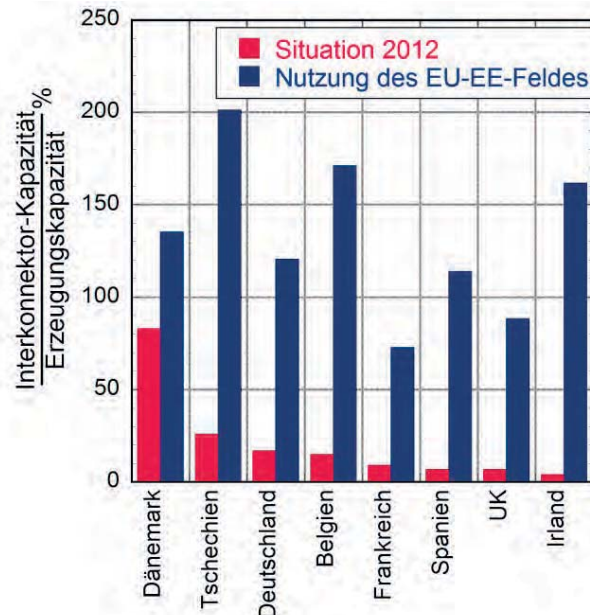


Abb. 16 Erforderliche und gegenwärtige Interkonnektorenkapazität (Leistung) der verschiedenen Länder.

Abb. 16 zeigt, dass ein beachtlicher Ausbau notwendig wäre, der weit über den von der Europäischen Kommission empfohlenen Richtwert von 10% der jeweiligen nationalen Produktionskapazität hinausgeht. Ob sich ein solcher Ausbau für alle Länder lohnt, ist zweifelhaft¹⁷, da nicht alle europäischen Länder im gleichen Maße vom Ersatz des nationalen durch das europäische EE Feld profitieren werden [6]; der Einbau sog. Phasenschieber in den Leitungen von Deutschland insbesondere nach Polen und Tschechien [11] beabsichtigt im Gegenteil, den Stromfluss über nationale Grenzen hinweg künftig stärker zu begrenzen.

Wie in Deutschland erfordert die nationale EE-Nutzung in den meisten Ländern die Stromverteilung mit von Norden nach Süden ausgerichteten Trassen. Ein europäischer Verbund würde zusätzlich Ost-West-orientierte Verbindungen verlangen, was hinsichtlich Kosten und Akzeptanz zusätzliche Probleme aufwerfen wird¹⁸.

5.9 Strompreise in der Aufbauphase

Die Endverbraucher-Stromkosten europäischer Länder und der USA (Abb. 17) zeigen eine klare Korrelation mit dem auf die Einwohnerzahl bezogenen Ausbaugrad von intermittierender EE-Stromversorgung. Bemerkenswert an dieser Abhängigkeit ist zunächst, dass für Deutschland der gegenwärtige (2014) Ausbauzustand bei etwa 800 W/capita liegt, allerdings für den 100%-Fall im optimalen Mix auf nahezu 4000 W/capita ansteigen wird.

¹⁶ Im Bereich von 50Hertz (Hamburg und ehem. DDR-Gebiete) wurden 2013 11% und 2014 13% der gewinnbaren Energie durch aktives Abschalten von Windkraftanlagen nicht erzeugt. Daten von [<http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Netzbelastung>].

¹⁷ http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.463023.de/dp1378.pdf.

¹⁸ In Deutschland scheint es derzeit nicht möglich, eine neue Verbindung zwischen Thüringen und Bayern fristgerecht aufzubauen.

Auch wenn sich die in Abb. 17 gezeigte Relation nicht linear fortsetzen wird, wird doch die Größenordnung des Effekts des geplanten Ausbaus auf den Strompreis deutlich.

Der Ländervergleich der Stromkosten in Abb. 17 zeigt auch den Preisunterschied zu den USA, der ähnlich auch für die Industrie zutrifft. Während sich der Preis für Industriestrom in Deutschland von 2005 bis 2013 mehr als verdoppelt hat, ist er in den USA nur um knapp 50% angestiegen. Er war 2013 um den Faktor 2,5 geringer als in Deutschland¹⁹. Das ist ein erheblicher Unterschied bei einem für die Wirtschaft wichtigen Kostenfaktor²⁰.

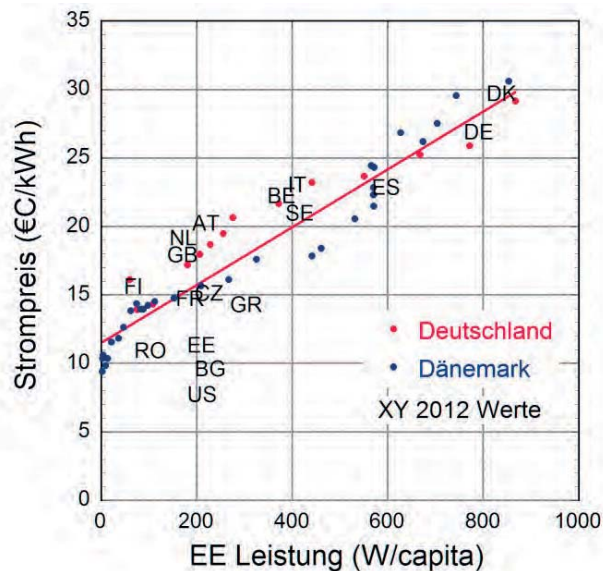


Abb. 17 Endverbraucher-Strompreis als Funktion der installierten Wind- und PV-Leistung per capita der jeweiligen Länder; für Deutschland und Dänemark ist zusätzlich die Entwicklung über den Zeitraum des EE-Aufbaus dargestellt. Daten von 2012 nach Finadvice²¹.

6 Schlussfolgerungen

Solange keine geeignete Speichertechnologie zur Verfügung steht, ist die Energiewende nicht ein Austausch von Technologien sondern die Ergänzung der fossilen Versorgung. Es ist zweifelhaft, ob der Strombedarf im Mittel zu 100% mit EE befriedigt werden kann. Ebenso zweifelhaft ist, ob sich großtechnische Speicher im Netz wegen der geringen Jahresnutzung wirtschaftlich betreiben lassen werden. Daher scheint eine breite Entwicklung solcher Systeme fragwürdig. Der direkt ins Netz eingespeiste PV-Beitrag könnte mit gleichem Nutzen für die CO₂-Bilanz kostengünstiger durch Wind ersetzt werden und es ließen sich die technischen und wirtschaftlichen Probleme der zukünftigen Stromüberproduktion durch PV während der Tagesstunden vermeiden. (Eine andere Schlussfolgerung ergibt sich, falls, möglicherweise als Folge der klimabedingten Temperaturerhöhungen, Büro- und Privaträume auch in Deutschland überwiegend klimatisiert werden²².)

¹⁹ <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/international-industrial-energy-prices>

²⁰ Laut FAZ vom 25.10.2013 könnte die BASF mehr als 500 Mill € an Energieausgaben einsparen, wenn ihr Werk nicht in Ludwigshafen sondern in den USA stünde.

²¹ http://www.finadvice.ch/files/germany_lessonslearned_final_071014.pdf

²² Ein nennenswerter Aufwand für Kühlung sorgt dafür, dass der Jahresgang der Last ein 2. Maximum im Sommer erhält [9]. Dieser in der Zukunft vielleicht wichtige Bedarf spielt bei derzeitigen Versorgungsszenarien eine untergeordnete Rolle, da es in der öffentlichen Debatte noch um Vermeidung (mitigation) und weniger um Anpassung (adaptation) geht.

Wiewohl ein europaweit koordinierter Ausbau des Netzes die nationale Nutzung intermittierender Stromproduktion erleichtern würde, scheint diese Entwicklung fraglich, da Länder, deren Stromerzeugung bereits praktisch CO₂-frei ist, diese Qualität zugunsten eines Versorgungsparks aufgeben müssten, der unverzichtbar für absehbare Zeit fossile Kraftwerke enthalten würde²³? Die Reaktionen der Nachbarländer Deutschlands auf die deutsche Energiewende sind gespalten, wie Maßnahmen zur Netzabblockung und am Strommarkt die Beurteilung der Kosten zeigen²⁴. Die Energiewende wird vielfach nicht als optimales Modell für andere betrachtet²⁵ [12].

Die Notwendigkeit einer weltweiten CO₂-armen oder -freien Energieversorgung ist unbestritten. Deutschlands forcierte und auf die Stromerzeugung fokussierte Energiewende soll diesem Ziel dienen. Sie kann kritisiert werden angesichts ihrer massiven und kostspieligen Konzentration auf fluktuierende Erzeugungstechniken, selektiv auf einzelne Technologien hin orientierten Förderung mit fehlenden Anreizen zu Innovation²⁶, der Form der Subventionierung mit sozial ungünstigen Folgen und Mitnahmeeffekten und letztlich aufgrund des Verlusts an Kulturlandschaft. Die vorliegende Analyse zeigt ferner, dass ein weiterer massiver Ausbau von PV und Wind nur mit einer Speicherung des Überschussstroms sinnvoll ist, für die noch keine technologische Realisierung absehbar ist.

So wenig es in der Vergangenheit möglich war, technologische Umwälzungen langfristig vorherzusagen, so wenig besteht Anlass, für die kommenden Jahrzehnte mit sichereren Prognosen zu rechnen. Daher gilt es, die Risiken zu streuen und alle Optionen offenzuhalten. Angesichts der offensichtlichen Nachteile und Einschränkungen eines Versorgungskonzeptes basierend auf vornehmlich fluktuierender Stromproduktion bei niedrigen Leistungsdichten stellt sich die Frage nach einem langfristig nachhaltigen und wirtschaftlich optimalen System. Die Antwort kann nur Forschung und Entwicklung liefern, die in engem Bezug zur Grundlagenforschung technologieoffen organisiert ist.

Dank

Mein Dank geht an I. Milch für die stilistischen Verbesserungen und H. Bruhns für kritische Durchsicht und wertvolle Vorschläge. Mein Dank geht auch an P.F. Bach für den Zugang zu seiner Datensammlung und E. Rachlew für die Überlassung schwedischer Daten.

Referenzen

- [1] F. Wagner “*Electricity generation by intermittent sources*”, proceedings Joint EPS-SIF International School on Energy 2014, Course II - ENERGY: BASIC CONCEPTS AND FOREFRONT IDEAS, 17 - 23 July 2014 - Villa Monastero - Varenna, Italy, G. Alimonti, L. Cifarelli, and F. Wagner (Eds.) and EPJ Web of Conferences, to be published.
- [2] F. Wagner “*Features of an electricity supply system based on variable input*”, IPP 18/1, September 2012.

²³ Trotz der zu erwartenden Erhöhung an CO₂ Emissionen, gibt es auch in solchen Ländern Fördergelder und Investoreninteressen am Aufbau von EE.

²⁴ Newsletter der Bundesnetzagentur vom 6.5.2015.

²⁵ FAZ vom 13.5.2015: „Die G7 werden nicht zum Club der Energiewende“. Der Welt-Energierat kommt im November 2014 zu dem Ergebnis, dass die „Deutsche Energiepolitik als Blaupause für die Welt?“ eine Gefahr für eine sichere Energieversorgung darstellt und das deutsche Wirtschaftswachstum negativ beeinflusst.

²⁶ EFI Jahresgutachten 2014, http://www.e-fi.de/fileadmin/Gutachten_2014/EFI_Gutachten_2014.pdf.

- [3] D. Grant, et al. “*Intermittence des énergies renouvelables et insertion dans le mix électrique: Exemples de la France et de l’Allemagne*”, Techniques de l’Ingénieur, zur Veröffentlichung eingereicht.
- [4] F. Romanelli “*Impact of intermittent energy sources on the electricity production in Italy*”, Energy Science Technology conference, 20.-22.5.2015, Karlsruhe, poster 1.09-2.
- [5] F. Wagner “*Electricity by intermittent sources : An analysis based on the German situation 2012*”, Eur. Phys. J. Plus 129 (2014) 20.
- [6] F. Wagner “*Considerations for an EU-Wide use of renewable energies for electricity generation*“, Eur. Phys. J. Plus 129 (2014) 219.
- [7] H. Pütter, „*Die Zukunft der Stromspeicherung*“, in Energie – Technologie und Energiewirtschaft, Arbeitskreis Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Herausgeber H. Bruhns, 2013.
- [8] Studie der Deutschen Phys. Gesellschaft „*Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem*“, Juni 2010; Gesamtedaktion: M. Keilhacker, H. Bruhns.
- [9] F. Wagner, K. Muraoka, and Y. Yamagata, “*Allowable limit of renewable energy into electricity systems,*” Journal of Electrical Engineers of Japan, submitted for publication.
- [10] Leopoldina, *Statement: Bioenergy – Chances and Limits (2012)*; http://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication_201207_Stellungnahme_Bioenergie_LAY_en_final_01.pdf.
- [11] Z. Boldis “*Czech electricity grid challenged by German wind*”, Europhysics News. 44/4 (2013)1.
- [12] R. Bryce, Manhattan Institute, “*MAINTAINING THE ADVANTAGE: Why the U.S. Should Not Follow the EU’s Energy Policies*”, Energy Policy and Environment Report, Feb. 2014.

Prof. Dr. Dr. h.c. Friedrich Wagner,
 Max-Planck-Institut für Plasmaphysik
 Wendelsteinstr. 1
 D-17491 Greifswald, Deutschland

Transient stability of conventional power generating stations during times of high wind penetration

Marios Zarifakis¹ and William T. Coffey²

¹Electricity Supply Board, Dublin, Ireland — ² Trinity College, Dublin, Ireland.

The requirement to increase the level of energy produced from sustainable sources resulted in wind turbine generators and solar photo voltaic installations becoming major contributors into the energy pool. However, studies, recent measurements and experience in the island of Ireland show that the increase of these generation sources influence the ability of the frequency in the transmission and distribution system to remain stable after a transient disturbance. This weakening of the grid frequency strength is observed by an increase of the Rate of Change of Frequency (ROCOF). Furthermore, the frequency of the transmission system oscillates in a higher frequency range which triggers further oscillations in transmission connected synchronous generators. The development of an understanding of the behaviour of synchronous generators, connected to such a system with high wind penetration during transient disturbances, required a new modelling technique. A model was developed and verified by comparing it with actual measurements on various generators. It will allow to highlight limitations to the operational range of synchronous generators and could also be used to identify limits to the amount of grid connected non synchronous generators such as wind turbines and solar photo voltaic installations.

1. Introduction

Initially localized, rapidly changing time varying disturbances applied to a transmission system such as a trip of a generator or disconnection of a large consumer result in a change in frequency and voltage in the transmission system. The reason being that such electrical disturbances and the ensuing transient responses affect the electromagnetic torque in the air gap of grid connected synchronous generators, inducing *inter alia* a rotor angle oscillation resulting in mechanical torsional oscillations in the shaft line of the turbo or hydro-generator and turbine accompanied by electrical power output oscillations. To enable one to initially quantify the influence of such more severe ROCOF events on the operation and the integrity of a turbo or hydro-set it is necessary to define an appropriate model which we can mathematically analyse to be able to calculate the ensuing electrical and mechanical behaviour of the sets in order to assess the consequences to individual components. The starting point of our analysis will be the traditional method of deriving the swing equation for a turbo-generator. Furthermore the swing equations will be used in MatLab to analyse the behaviour of a specific turbine generator set.

2. Traditional Swing Equation

Some traditional methodologies use a model which is based on a mechanical analogon which can be described as a sphere oscillating in a bowl. When the disturbance is too large, the sphere oscillating in the bowl, will go over the edge. The generator would slip. To come to a better understanding of the behaviour of a generator under transient disturbances we derive the equation of motion.

During stable operation of a synchronous generator the electromagnetic torque in the air-gap of such machine is equivalent to the mechanical torque applied to the shaft by the driving turbine. The accelerating torque is zero.

$$\vec{\tau}_a = \vec{\tau}_m - \vec{\tau}_{el} = 0 \quad (1)$$

However, during a disturbance the turbine generator shaft will be accelerated. We can denote taking into consideration that:

$$J_{gen}\dot{\omega}_m(t) = \tau_m - \tau_{el} \quad (2)$$

with ω_m being the angular velocity of the turbine generator shaft. To get the equation of motion we substitute the angular acceleration of the generator turbine shaft with the derivative of the rotor angle:

$$\omega_m(t) = \dot{\delta}(t) \quad (3)$$

it becomes:

$$J_{gen}\ddot{\delta}(t) = \tau_m - \tau_{el} \quad (4)$$

After introducing the inertia constant $H = \frac{1}{2} \frac{J\omega^2}{S_N}$, the damping coefficient K_D and normalizing with the nominal grid frequency ω_0 we get:

$$\frac{2H}{\omega_0}\ddot{\delta}(t) + \frac{K_D}{\omega_0}\dot{\delta}(t) = \bar{\tau}_m - \bar{\tau}_{el} \quad (5)$$

With B_R and B_S being the magnetic fields of the generator stator and rotor, k is a generator parameter and δ is the angle between the stator and the rotor field we can also write for the electromagnetic torque in the air gap of the generator:

$$\bar{\tau}_{el} = \frac{k}{\omega_0} B_R B_S \sin \delta(t) \quad (6)$$

The equation of motion for a generator operating in an infinite grid becomes:

$$\frac{2H}{\omega_0}\ddot{\delta}(t) + \frac{K_D}{\omega_0}\dot{\delta}(t) + \frac{k}{\omega_0} B_R B_S \sin \delta(t) = \bar{\tau}_m \quad (7)$$

And for small disturbances we assume $\sin \delta(t) = \delta(t)$, so we obtain:

$$\frac{2H}{\omega_0}\ddot{\delta}(t) + \frac{K_D}{\omega_0}\dot{\delta}(t) + k B_R B_S \delta(t) = \bar{\tau}_m \quad (8)$$

This equation is commonly used in the analysis of the dynamic response of a synchronous generator in an infinite grid. Analysing this equation and finding a mechanical analogy, we are able to construct an analogon in the form of a rotating pendulum. The bar which symbolizes the grid is moving according to the grid frequency and is of an infinite mass, meaning that it cannot be influenced by the inertia of a single generator (Fig. 1).

Both inertias, the generator turbine shaft J_{gen} and the grid J_{grid} rotate horizontally around the z -axis. They rotate with the angular velocity ω_0 corresponding to the nominal grid-frequency of 50Hz. During transient faults on the system like a trip of a generator or a disconnection of a large load, the grid-frequency changes. Accordingly the generator will experience an additional torque as the grid inertia changes its angular velocity. This disturbance leads to an oscillation of the rotor angle $\delta(t)$. The rotor angle oscillations result in a power output oscillation. With $P_{el} = P_{max} \sin \delta(t)$ the equation of motion for the turbine generator rotor becomes the product of an exponential function with negative coefficient and a sine wave. When plotting the results of such disturbance one can see that the rate of change of the grid frequency is of major importance as seen Figure 2 where a grid frequency change of $df/dt = -0.25\text{Hz/s}$ and $t = 4\text{s}$ duration was imposed. The results were compared with those of

disturbances with $(-0.5\text{Hz/s} \mid 2\text{s})$, $(-1\text{Hz/s} \mid 1\text{s})$ and $(-2\text{Hz/s} \mid 0.5\text{s})$ respectively. The graphs shown in Fig. 2 illustrate that both, the electrical and mechanical stresses on the turbine and the generator increase as the ROCOF value is increased.

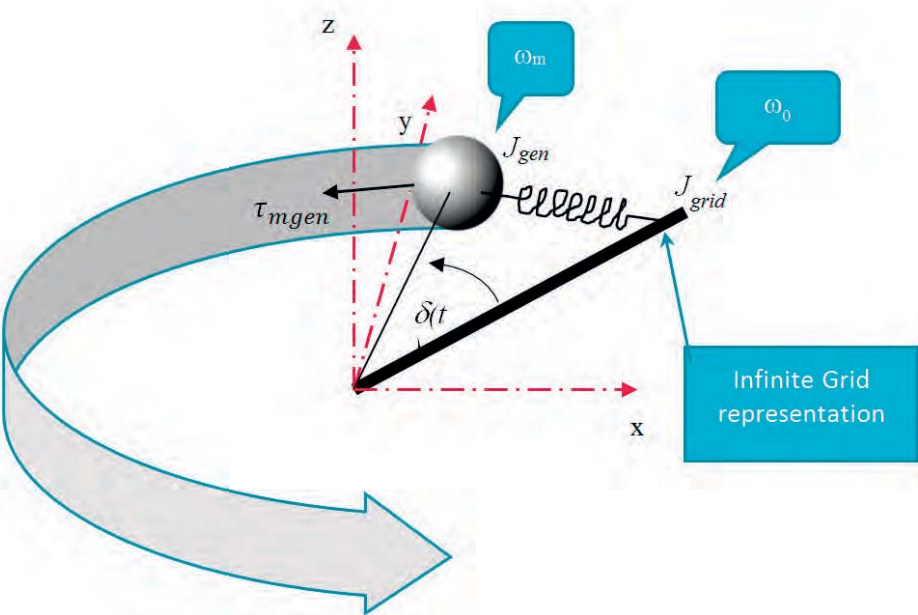


Figure 1: Single mass model showing the grid as an infinite inertia

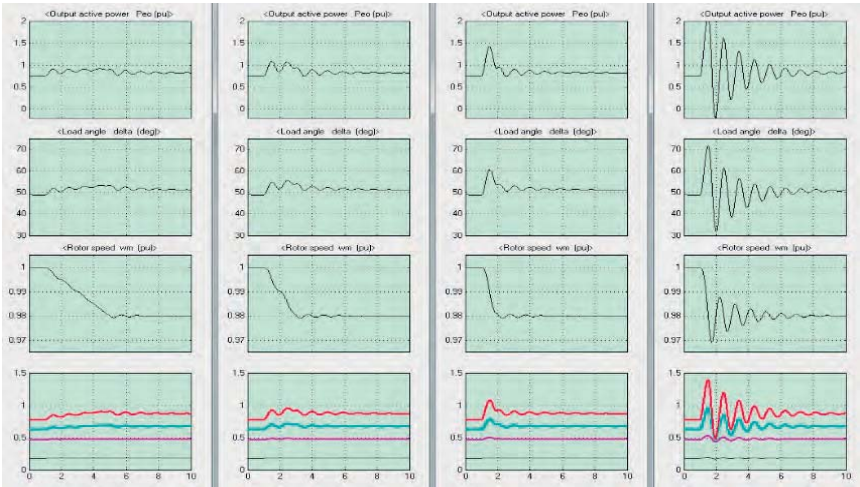


Figure 2: Responses with negative ROCOF on electric power, load angle, rotor speed and torques

When reviewing the oscillation with results of measurements of analysed units in the Island of Ireland one realises that the units observed did not oscillate in such a way. The example shown below is of a generating plant within the Dublin region (Fig. 3).

When reviewing the measured data, one can see that the grid frequency shows also a slight oscillation which is in phase with the power oscillation indicating that these two are influencing each other. As the grid inertia in the Island of Ireland is not infinite any transient disturbance induces a rotor angle oscillation which leads to a grid oscillation. Hence, the assumption that is valid for an infinite grid, that there is no feedback of the oscillation experienced by the turbine generator shaft back to the grid, leads to the conclusion that the mechanical analogy is not useful when applied on grids with light inertia.

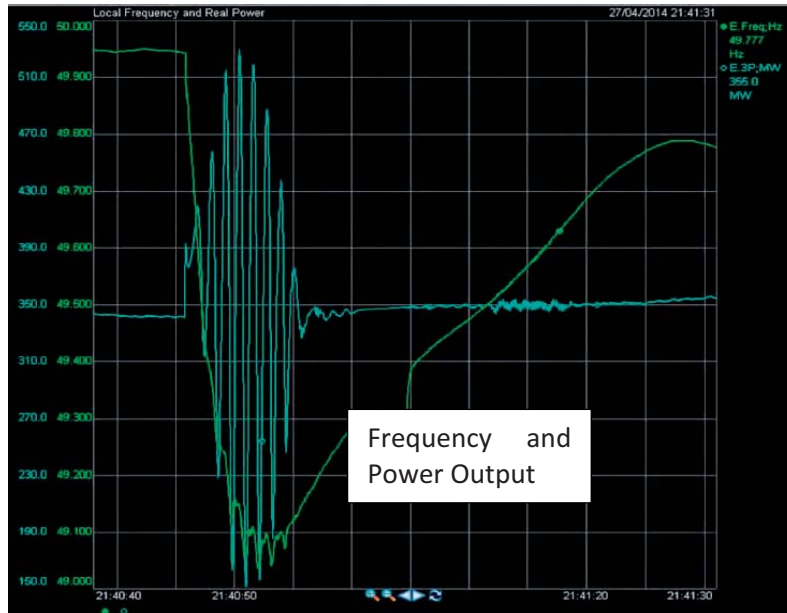


Figure 3: Power output of a 400MW synchronous generator as a response of a real ROCOF event

3. The two mass pendulum

A new mechanical analogon, showing the grid as a rotating mass (Fig. 4), is used to obtain a model representing a lighter grid which correlates to a grid operated with high amount of non-synchronous penetration. This would be the case in the island of Ireland during times of a strong generation by wind turbines.

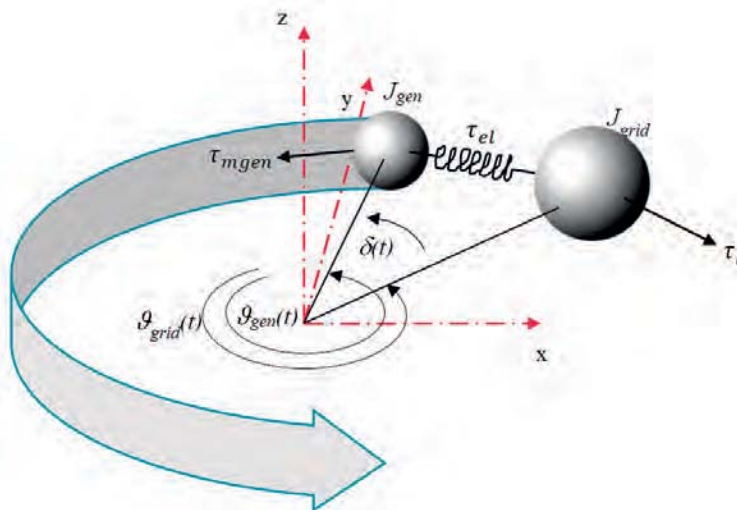


Figure 4: two mass model showing the grid as a finite inertia

To obtain the equations of motion of a double pendulum we need to define the torques which are applied to our turbo-generator shaft.

τ_{mgen} : Torque applied by the turbine to the generator

τ_{el} : Electromagnetic torque in the air-gap of the generator

τ_{mgrid} : Sum of all turbine torques within the grid (without the tested generator)

τ_{lgrid} : Torque which represents the loading of the grid (without the tested generator)

τ_d : Damping torque between grid and generator

We simplify the torques by relating them to the generator and grid respectively:

$$\tau_1 = \tau_{mgrid} - \tau_{lgrid} \quad (9)$$

and:

$$\tau_2 = \tau_{mgen} \quad (10)$$

With the maximum electromagnetic torque in the air-gap being τ_{elmax} and the damping between grid and generator being K_D we can write the two equations of motion for the two inertias as:

$$\begin{aligned} \tau_1(t) + \tau_{elmax} * \sin(\vartheta_{gen}(t) - \vartheta_{grid}(t)) + K_D * (\dot{\vartheta}_{gen}(t) - \dot{\vartheta}_{grid}(t)) \\ = J_{grid} * \ddot{\vartheta}_{grid}(t) \end{aligned} \quad (11)$$

Equivalent for the Generator we can write:

$$\begin{aligned} \tau_2(t) + \tau_{elmax} * \sin(\vartheta_{gen}(t) - \vartheta_{grid}(t)) - K_D * (\dot{\vartheta}_{gen}(t) - \dot{\vartheta}_{grid}(t)) \\ = J_{gen} * \ddot{\vartheta}_{gen}(t) \end{aligned} \quad (12)$$

For small rotor angle oscillations we can discard the sine.

We translate this into matrix coefficients:

$$[J] = \begin{bmatrix} J_{grid} & 0 \\ 0 & J_{gen} \end{bmatrix} \quad (13)$$

$$[K_D] = K_D \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (14)$$

$$[\tau_{elmax}] = \tau_{elmax} \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (15)$$

With

$$\{\vartheta(t)\} = \begin{pmatrix} \vartheta_{grid}(t) \\ \vartheta_{gen}(t) \end{pmatrix} \quad (16)$$

and

$$\{\tau(t)\} = \begin{pmatrix} \tau_1(t) \\ \tau_2(t) \end{pmatrix} \quad (17)$$

The equation of motion for this system becomes:

$$[J] * \{\ddot{\vartheta}(t)\} + [K_D] * \{\dot{\vartheta}(t)\} + [\tau_{elmax}] * \{\vartheta(t)\} = \{\tau(t)\} \quad (18)$$

This equation of motion of the double pendulum can also be solved by using the Lagrange method. However, the equation has limitations as it does not take into account the stored energy present in the impedances of the windings which form electromagnetic fields in the individual generators and around lines as well as the energy losses due to resistances in the generators and lines.

4. Introducing the electrical circuits

To obtain the equations of motion including the magnetic fields as part of an electrical circuit we assume use the Lagrange methodology. K_e being the Kinetic Energy in the system, V the potential Energy and P the damping, or here also the heat losses in the stator and line resistances, we are using the Lagrange equation as shown below:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial K_e}{\partial \dot{q}_i} \right) - \frac{\partial K_e}{\partial q_i} + \frac{\partial P}{\partial \dot{q}_i} + \frac{\partial V}{\partial q_i} = Q_i \quad (19)$$

By using the Park transformation (dq0) for synchronous generators specifically the three currents i_d , i_q and i_0 we can define for a single generator on an infinite grid has 4 degrees of freedom as we use 3 degrees for the charges of the currents and one for the mechanical motion of the generator rotor:

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} \frac{\partial K_e}{\partial(\dot{q}_1)} \\ \frac{\partial K_e}{\partial \dot{q}_2} \\ \frac{\partial K_e}{\partial \dot{q}_3} \\ \frac{\partial K_e}{\partial \dot{q}_4} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \frac{\partial K_e}{\partial q_1} \\ \frac{\partial K_e}{\partial q_2} \\ \frac{\partial K_e}{\partial q_3} \\ \frac{\partial K_e}{\partial q_4} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \dot{q}_1} \\ \frac{\partial P}{\partial \dot{q}_2} \\ \frac{\partial P}{\partial \dot{q}_3} \\ \frac{\partial P}{\partial \dot{q}_4} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{\partial V}{\partial q_1} \\ \frac{\partial V}{\partial q_2} \\ \frac{\partial V}{\partial q_3} \\ \frac{\partial V}{\partial q_4} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \\ Q_4 \end{pmatrix} \quad (20)$$

Consequently, for a system with n generators the equation of motion becomes:

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} \frac{\partial K_e}{\partial(\dot{q}_{11})} \\ \frac{\partial K_e}{\partial(\dot{q}_{12})} \\ \frac{\partial K_e}{\partial(\dot{q}_{13})} \\ \frac{\partial K_e}{\partial(\dot{q}_{14})} \\ \vdots \\ \frac{\partial K_e}{\partial(\dot{q}_{n1})} \\ \frac{\partial K_e}{\partial(\dot{q}_{n2})} \\ \frac{\partial K_e}{\partial(\dot{q}_{n3})} \\ \frac{\partial K_e}{\partial(\dot{q}_{n4})} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \frac{\partial K_e}{\partial q_{11}} \\ \frac{\partial K_e}{\partial q_{12}} \\ \frac{\partial K_e}{\partial q_{13}} \\ \frac{\partial K_e}{\partial q_{14}} \\ \vdots \\ \frac{\partial K_e}{\partial q_{n1}} \\ \frac{\partial K_e}{\partial q_{n2}} \\ \frac{\partial K_e}{\partial q_{n3}} \\ \frac{\partial K_e}{\partial q_{n4}} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial(\dot{q}_{11})} \\ \frac{\partial P}{\partial(\dot{q}_{12})} \\ \frac{\partial P}{\partial(\dot{q}_{13})} \\ \frac{\partial P}{\partial(\dot{q}_{14})} \\ \vdots \\ \frac{\partial P}{\partial(\dot{q}_{n1})} \\ \frac{\partial P}{\partial(\dot{q}_{n2})} \\ \frac{\partial P}{\partial(\dot{q}_{n3})} \\ \frac{\partial P}{\partial(\dot{q}_{n4})} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{\partial V}{\partial q_{11}} \\ \frac{\partial V}{\partial q_{12}} \\ \frac{\partial V}{\partial q_{13}} \\ \frac{\partial V}{\partial q_{14}} \\ \vdots \\ \frac{\partial V}{\partial q_{n1}} \\ \frac{\partial V}{\partial q_{n2}} \\ \frac{\partial V}{\partial q_{n3}} \\ \frac{\partial V}{\partial q_{n4}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Q_{11} \\ Q_{12} \\ Q_{13} \\ Q_{14} \\ \vdots \\ Q_{n1} \\ Q_{n2} \\ Q_{n3} \\ Q_{n4} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} u_d \\ u_{1q} \\ \tau_{mgen} \\ 0 \\ \vdots \\ u_d \\ u_{nq} \\ \tau_{nmgen} \\ 0 \end{pmatrix} \quad (21)$$

Specifically we assigned the four degrees of freedom. For the direct axis:

$$q_1 = \int i_d dt \equiv \frac{i_d}{s} \quad (22)$$

$$\dot{q}_1 = i_d \quad (23)$$

$$Q_1 = u_d \quad (24)$$

Equivalent we define for the q axis:

$$q_2 = \int i_q dt \equiv \frac{i_q}{s} \quad (25)$$

$$\dot{q}_2 = i_q \quad (26)$$

$$Q_2 = u_q \quad (27)$$

For the mechanical system we can write:

$$q_3 = \vartheta_{gen} \quad (28)$$

The first derivative:

$$\dot{q}_3 = \frac{d\vartheta_{gen}}{dt} = \dot{\vartheta}_{gen} = \omega_{gen} \quad (29)$$

And for applied torque we can denote:

$$Q_3 = -\tau_{mgen} \quad (30)$$

For the fourth degree of freedom we use the current in the star point of the generator, even though many generators would have a high ohmic star point. As a consequence, this part can be neglected and the equation has only 3 degrees of freedom. For the 4th degree of freedom we can write:

$$q_4 = \int i_0 dt \equiv \frac{i_0}{s} \quad (31)$$

$$\dot{q}_4 = i_0 \quad (32)$$

$$Q_4 = 0 \quad (33)$$

For the electrical energy stored in the electrical circuits we can write:

$$K_{ee} = \frac{1}{2} L_{d1} \dot{q}_{11}^2 + L_{dq2} \dot{q}_{11} \dot{q}_{12} + \frac{1}{2} L_q \dot{q}_{12}^2 + \dots \quad (34)$$

Which can be written for n generators as:

$$K_{ee} = \sum_{k=1}^n \left(\frac{1}{2} L_{dk} \dot{q}_{k1}^2 + L_{dqk} \dot{q}_{k1} \dot{q}_{k2} + \frac{1}{2} L_{qk} \dot{q}_{k2}^2 \right) \quad (35)$$

For the mechanical kinetic energy for one generator:

$$K_{em} = \frac{1}{2} J_{gen} \dot{q}_{13}^2 \quad (36)$$

And for a system with n generators:

$$K_{em} = \sum_{k=1}^n \frac{1}{2} J_{kgen} \dot{q}_{k3}^2 \quad (37)$$

with:

$$K_e = K_{ee} + K_{em} \quad (38)$$

For the kinetic energy of a system with n generators we find:

$$K_e = \sum_{k=1}^n \left(\frac{1}{2} L_{dk} \dot{q}_{k1}^2 + L_{dqk} \dot{q}_{k1} \dot{q}_{k2} + \frac{1}{2} L_{qk} \dot{q}_{k2}^2 + \frac{1}{2} J_{kgen} \dot{q}_{k3}^2 \right) \quad (39)$$

By solving the equation of motion, using numerical methods in MatLab we can graphically show how the Generator behaves during a transient disturbance in the system, specifically a frequency drop with a high ROCOF value and a system operated with relatively light inertia. Comparing the result of our calculation (Fig. 5) with the actual measurement (Fig. 3) one can see that the behaviour is adequately modelled.

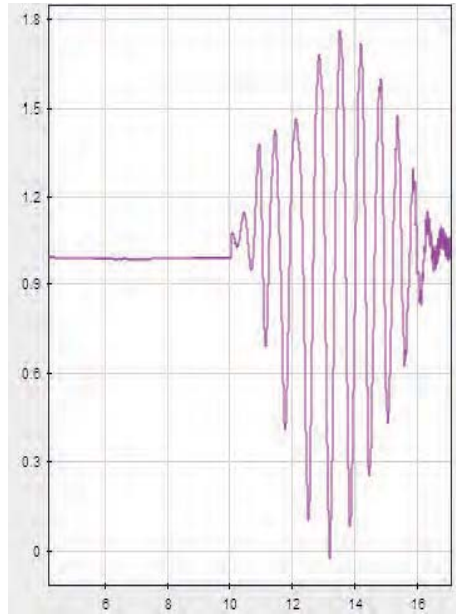


Figure 5: Calculated Power output as a response of a ROCOF event in a light inertia system

5. Discussion

Clearly, as the results of the analysis show, they highlight potential risks when a unit is exposed to a disturbance in a very light system, a system with high wind penetration and low inertia. Where in traditional high inertia systems the oscillation is steadily decreasing we can see that on systems with low inertias the stress on the unit can also increase. The mechanical torques might not reach a level where we might see an immediate crack development in a turbo shaft component but the amount of oscillations experienced might introduce an additional crack-propagation when a crack already exists. Further risks are found. These risks could be broadly categorized as operational risks covering the responses of automatic control systems and protection circuits on the one hand and on the other hand risks to the integrity of the mechanical and electrical components used in the generation of electricity.

The technical risks can be broadly associated to three driving processes

- a. large changes in electrical power output affecting controllers such as excitation systems, power system stabilizers, turbine controller and unit controllers and affecting the mechanical integrity of the turbo-set
- b. large changes in MW input from the prime mover due to governor response
- c. inherent response of a unit to falling frequency such as gas compressor performance or inertial energy delivery.

Controllers and Operational Issues

Operational events such as those experienced during a frequency change in the grid require a very fast response from plant control systems. Demands on the control system will be exacerbated when ROCOF is larger because the rapid change of the grid frequency also directly influences the underlying process. Clearly various power generation technologies are subjected to different operational phenomena during rapid transients such as those experienced during ROCOF events. Examples of these occur in combined cycle and open cycle gas turbine technology, where the electrical power output of the plant reduces with the rotational speed of the gas turbine rotor and hence the electrical frequency. Here the volumetric flow through the compressor reduces as the rotor slows down leading to an increase in turbine inlet temperature and changes in the air fuel ratio in the combustion system with the potential for undesirable operational events such as turbine over temperature or flame blow out. Other examples of potential unwanted operational phenomena include hydraulic transients in hydro-plant associated with changes in flow. Therefore undesirable pressure oscillations may result, leading to pressure rises and consequential breach of design limits of mechanical components giving rise to potential rupture of metallic penstocks or mechanical failures of the turbine and its subcomponents. In particular, plants with longer penstocks or tail race tunnels are more susceptible to such events. For all plant, high ROCOF events cause rapid reduction in the rotational speed of synchronous plant. Thus as the shaft slows down, kinetic energy is ultimately translated into electrical energy via the turbine and generator shaft, causing a higher short term peak in electrical output power.

The result of situations such those illustrated above is that *significant* additional demands are placed on plant control systems during events with high ROCOF values. Plant controllers must be designed so as to accommodate an increased governor reaction and also to compensate for high speed transient effects within the process itself. Failure to adequately control such extreme events can lead to automatic plant protective actions and to cascade tripping of generation plant. Thus speed and load controllers as well as voltage controllers of all rotating plant must be reviewed to determine if they can respond to a stronger ROCOF event. Further implications of an extreme ROCOF event are as follows:

Auxiliary Plant

It is not known if auxiliary plant containing high inertia motors such as boiler feed pumps, mills, fans or gas compressors will be able to respond in a manner such that they continue to operate during a pronounced ROCOF event. Operational behaviour of these devices will be affected by both changes in voltage and in frequency. Each individual item of plant will need to be analysed to determine if there will be any implications due to a powerful ROCOF event. High speed bus transfers will also need to be reviewed, if applicable.

Protection Devices

Generator Protection: The introduction of so called ROCOF relays should be investigated. In small island grids ROCOF relays and phase shift relays are used to determine potentially high ROCOF values which may impact on the integrity of individual components within the turbine and generator. However, the currently available ROCOF relays in the market are not built to the quality standards normally specified for larger generation units. This is true, particularly in relation to redundancy and failure rates of which there is no experience either within the ESB or in most other generation utilities. Regarding existing generator protection functions there is a need to re-calculate and recalibrate the settings, such as the pole slip protection function.

Turbine Protection: Some turbine over-speed protection systems have an embedded logic that anticipates over-speed based on rate of speed change. It is unclear without further study whether increasing ROCOF limits will cause these protection systems to inadvertently trip the unit. A rapid drop of the electrical power output due to power swings caused by ROCOF could falsely be interpreted as due to the opening of a remote breaker. In particular, the load controller of the turbine closes its associated control valves during such events and additional generation loss would therefore be experienced.

Excitation Systems: In the ESB power generation fleet, various technologies are used to control the voltage of generators. Mechanical rolling sector voltage regulators as well as numerical multichannel voltage regulators are used. Irrespective of the basic differences in the design, the behaviour of the various automatic voltage regulators (AVR) may be significantly different. For example for historical reasons, some units lack any over and under-excitation limiters. Others may have different types of power system stabilizer circuits. In addition, the tuning of these devices may be different which would never be a reason of concern at relatively low ROCOF values. It follows that the dynamical behaviour of a power system stabiliser and more generally the generator and the entire turbo-set will need to be evaluated to determine the response during a ROCOF event at the higher limit value.

Mechanical Integrity

A typical steam or gas turbine-generator rotor system has a number of relatively stiff regions. The main bodies of the turbine rotors support the turbine wheels and blades as well as the part of the generator rotor length containing the winding axial slots. These relatively stiff rotor regions are usually connected by, comparatively speaking, flexible shafts. Now the turbogenerator generates electrical power when a force is applied by the driving medium acting on the turbine blades resisted by the electromagnetic air-gap torque in the generator. These applied torques result in a static torsional displacement along the entire length of the turbine and generator shaft so that one end is twisted in the opposite direction relative to the other. However, during a ROCOF event the electromagnetic torque in the air gap of the generator will suddenly alter, whereas the mechanical torque applied to the turbine shaft via the forces acting on the turbine blades cannot change so rapidly. This torque delay phenomenon is due both to the delay in reaction of the control systems and the higher inertia of the turbine/compressor rotors as well as the steam characteristics of the process. This *variation* in torque causes a transient change of the torsional displacement, with consequent additional twisting of the shaft line connecting turbine and generator. Furthermore in certain cases, the turbine-generator shaft system will torsionally oscillate following a transient event, giving rise to alternating twisting and untwisting motions of the turbine-generator shafts. However, due to the relatively light mechanical damping of turbine-generator shaft systems, we may ultimately have tens of seconds of torsional oscillation following high ROCOF events. In addition multiple events may ultimately lead to fatigue damage of components. Thus, detailed analysis will be required to determine whether any impact on the integrity of the various components exists. An initial assessment of components at risk in gas and steam turbine – generator rotor systems could be couched as follows:

Couplings: In addition to the above mentioned failure mechanisms, coupling bolts may either shear or otherwise accumulate fatigue damage due to high levels of transient torques during a ROCOF event. For example, if a coupling is shrunk onto a shaft it may slip during an extreme ROCOF event resulting in fretting damage which can significantly reduce the fatigue life of the coupling and shaft. Cracks can also be initiated and grow at these locations with subsequent propagation due to either normal or abnormal loading during other transient events.

Rotors and Shafts: Generally the main body regions of an individual rotor have significantly larger diameter sections than the rotor extensions at each end. On turbine-generators these shaft extensions often contain seals and bearing journals with *abrupt* changes of diameter possibly terminating in integral or shrunk-on couplings. These shaft extensions are very flexible relative to the main body regions. Therefore the torsional stiffness characteristics of a turbine-generator are dominated by the relatively low stiffness values of the spans between the main rotor bodies. Thus, during a ROCOF event, these rotor extensions will tend to twist relative to the much stiffer main body regions. Hence, changes of section or keyways will act as stress raisers and initiation of cracking in these locations may be consequently observed.

Turbine Blades: In addition to shaft torsional oscillations, the last few stages of the blades of a low pressure steam turbine rotor can if excited, participate in coupled vibrations resulting in significant motion of the low pressure rotor elements at the axial location where the blades are attached. In particular, if the natural frequency of the underlying low pressure (LP) shaft system mode has a frequency sufficiently close to the natural frequency of a blade, significant vibration coupling can occur. Thus, the shafts and blades will vibrate in unison. Hence the stresses at the blade root or in blade attachment features to the wheels can become large. This may result in fatigue cracking of the blades at these locations. Therefore more information concerning the nature of the ROCOF torque input waveform is needed in order to assess the risk of blade damage due to such coupled vibrations.

Retaining Rings: The retaining rings on turbo-generators have a shrink fit surface at the inner diameter of the in-board end which is tightly shrunk onto a matching circumferential surface at the end of the generator rotor body. Relative motion may occur between the retaining ring and the rotor during a ROCOF event possibly resulting in scoring of the shrink fit surfaces of the retaining rings. Since the shrink fit locations of the retaining rings are highly stressed, the resultant scoring of the surface may act as a stress raiser, thus cracks may initiate and grow in this location.

End Windings: There may be a risk of damage to end windings if voltage dips are considered as possible scenarios within the ROCOF context. Changes to the air gap torque result in changes to the electromagnetic forces which the generator stator end-windings experience. As the end-winding basket is the weakest area of the generator stator these forces and their implications will need to be reviewed.

Gas Turbine Issues: Modern gas turbine compressors are susceptible to damage during disturbance events. There may be a risk of rubbing of compressor blades during a ROCOF event. Also, the implications of a ROCOF event on the interval between overhauls would need to be determined. These issues should be investigated in conjunction with the manufacturers for each type of gas turbine.

Analysis of Potential Consequences

The potential consequences of the issues as described above can be broadly divided into two categories.

The first category may be described as operational consequences, whereby a unit either fails to deliver the required response during a severe ROCOF event, or indeed trips, leading to a further loss of electrical power generation in the system with the potential to initiate further cascade tripping events, leading to load shedding, system islanding or an entire system black-out.

The second category can be broadly described as mechanical integrity issues. Due to mechanisms such as those described, ROCOF events have the potential to result in reduced component life, decreased overhaul intervals, increased inspection requirements, or in the

worst case, catastrophic failure. This can happen as a consequence of either a single ROCOF event or cumulative damage caused by a series of such events. Potential exists for consequential machinery damage, forced plant outages and injury to personnel. The likelihood of such events cannot be determined without further analysis; we remark that this is also a function of the nature of the ROCOF events and the regularity of their occurrence.

6. Conclusions and Further Steps

The usage of a simple definition as shown in Eq.(8) in the ROCOF context and in particular during operation of a generator connected to a grid with light inertia exposed limitations. Though accurate mathematical modelling was required to understand the interaction between the generator and the turbine, it was of crucial importance to include in the modelling the interaction between generating plant and grid especially in a small isolated grid as in the island of Ireland. The models also show a strong influence of the magnetic field of the unit which allows to understand how units behave when operated with a leading or lagging power factor. The conventional generating units experience increased mechanical and electrical stresses which need to be further reviewed.

As a further step, the mechanical torques should be measured in order to determine the viability of the mathematical models. These measurements would allow the operator to quantify a possible change of lifetime of the generation assets. They would also provide for the numerical quantification and assessment of the severity of such electrical events vs lifetime implications for the mechanical and electrical components of the generator, associated turbines and their auxiliary systems. The measurement of the actual mechanical torques will enable the verification of the mechanical models, complement the desktop analysis and will enable adjustment of the models so that future theoretical reviews of the components would yield accurate results.

Acknowledgements

We would like to thank Simon Barry and Ken Matthews for their contributions.

Literature

- R.Ruedenberg, H.Dorsch, P.Jacottet, *Elektrische Schaltvorgaenge*, Fünfte neubearbeitete Auflage, Springer Verlag, New York 1974
- P. Kundur, *Power System Stability and Control*, The EPRI Power System Engineering Series, Page 128ff, McGraw-Hill Inc., New York 1994
- M. Erema, M. Shahindehpour, *Handbook of Electrical Power System Dynamics*, IEEE Press, J.Wiley&Sons, New Jersey 2013

Dipl.-Ing. Marios Zarifakis¹ and Prof. William T. Coffey²

¹Electricity Supply Board, Generation, Asset Management, Dublin, Ireland,

²Department of Electronic and Electrical Engineering, Trinity College, Dublin, Ireland.

Ganzheitliche Bewertung von Energiesystemen

Rainer Friedrich und Markus Blesl, Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung

1. Problemstellung

In Deutschland wurde mit breiter Zustimmung der Bevölkerung eine Energiewende beschlossen, die jetzt umgesetzt wird. Die wichtigsten Ziele der Energiewende sind:

- Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022;
- Senkung der Treibhausgasemissionen von 1990 um 80-95% bis 2050;
- Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 80% bis 2050, am Bruttoendenergieverbrauch 60% bis 2050;
- Reduktion des Primärenergieverbrauchs (2008) um 20% bis 2020, um 50% bis 2050.

Die Wahl der energie- und umweltpolitischen Instrumente zur Durchsetzung der Energiewende führte allerdings in etlichen Fällen zu einer wenig nachhaltigen Lösung, d.h. die drei Säulen der Nachhaltigkeit, nämlich die ökonomische, ökologische und soziale Dimension wurden nicht gleichberechtigt verfolgt.

Vor allem betrifft dies das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und hier wiederum die Förderung der Photovoltaik (PV). Die PV Förderung war bisher

- nicht effizient hinsichtlich des Klimaschutzzieles. Zwar reduziert der Einsatz der PV die CO₂-Emissionen, dies allerdings zu sehr hohen Kosten pro vermiedener t CO₂. Würde man die Geldbeträge, die in PV investiert wurden, in andere Minderungsmaßnahmen stecken, wäre die CO₂ Reduzierung wesentlich höher gewesen.
- nicht sozialverträglich. Der Strompreis für Haushalte hat sich von 2000 bis 2013 verdoppelt, derzeit hat Deutschland den zweithöchsten Strompreis für Haushalte in Europa. Eigenheimbesitzer erhalten hohe und sichere Gewinne für Ihre PV-Hausdachanlage, alle Stromkunden zahlen dies über die EEG-Umlage.
- effektiv (wirksam), aber nicht effizient zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. 2014 mussten über die EEG Umlage Differenzkosten zwischen garantiertem Preis und auf dem Strommarkt erzieltem Preis für Strom aus erneuerbaren Energien von mehr als 19 Mrd. € eingezogen werden. Davon wurden ca. 9,5 Mrd. € bzw. 48% für PV verwendet, aber nur 25% der Stromerzeugung stammte aus PV-Anlagen.

Was schwerer wiegt und das EEG hinsichtlich der Klimaschutzwirkung so gut wie wirkungslos werden lässt, ist die Tatsache, dass die EEG Förderung und der Emissionsrechtehandel nicht miteinander abgestimmt sind. Werden auf Grund des EEG mehr erneuerbare Energien zur Stromerzeugung eingesetzt, so wird i.a. die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken entsprechend zurückgefahren. Die Kohlekraftwerksbetreiber haben dadurch überschüssige CO₂-Zertifikate, die sie auf dem Zertifikatemarkt verkaufen können, tendenziell sinkt daher der Preis der Zertifikate. Andere Großemittenten werden daher eher die Zertifikate kaufen als in CO₂-Minderungsmaßnahmen zu investieren. Letztlich entsteht daher durch die Förderung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung fast kein zusätzlicher CO₂ Minderungseffekt.

Des Weiteren wurde die Förderung des Zubaus von EE zur Stromerzeugung ohne Planung der Netzintegration, der Versorgungssicherheit und der Laststeuerung durchgeführt. Daher fehlen

z. B. Netzanschlüsse für fertige off-shore Windkonverter, an manchen Tagen ist der Strompreis an der Strombörse negativ und für die Betreiber von Kraftwerken mit fossilen Energieträgern lohnt sich der Neubau effizienter neuer Kraftwerke für fossile Energieträger wegen der geringer werdenden Auslastung nicht mehr.

Es wird deutlich, dass die gewählten energie- und umweltpolitischen Instrumente nicht zu einer optimalen Verbesserung der Nachhaltigkeit führen; dabei sollte berücksichtigt werden, dass alle drei Säulen der nachhaltigen Entwicklung, also die ökologische, ökonomische und soziale Komponente gleichermaßen verfolgt werden sollten. Da hierbei häufig Zielkonflikte auftreten, ist eine Gewichtung bzw. Abwägung von Zielerfüllungen erforderlich. Tatsächlich werden, wie die Psychologie mittlerweile nachgewiesen hat (siehe z. B. Kahneman, 2011), Entscheidungen meist intuitiv getroffen, dabei wird das multikriterielle Entscheidungsproblem stark vereinfacht, wodurch suboptimale Entscheidungen entstehen. Im Einzelnen entstehen bei der intuitiven Entscheidungsfindung eine ganze Reihe von Problemen:

- Meinungen und damit Entscheidungen basieren auf der im Gedächtnis leicht verfügbaren Information – selbst wenn wichtige Informationen fehlen; Stimmigkeit (Kohärenz) der Information ist wichtiger als Menge, Qualität und Vollständigkeit der verfügbaren Information.
- Komplexe Fragen werden unbewusst durch einfachere Fragen ersetzt.
- Entscheidungen/Meinungen anderer (Peers) beeinflussen die eigenen Entscheidungen/Meinungen.
- Treffen weitere Informationen ein, so versuchen wir zunächst, unsere Meinung zu bestätigen, indem wir Informationen, die abweichende Meinungen stützen, gering gewichten oder als falsch einstufen.
- Bei der Bewertung von Risiken gibt es weitere Probleme:
 - Häufigkeiten werden anhand der Leichtigkeit, mit der ein Ereignis im Gedächtnis abgerufen werden kann, abgeschätzt.
 - Ereignisse mit geringer Häufigkeit werden übergewichtet (Risikoaversion).

Es folgt, dass zur Unterstützung wichtiger politischer Entscheidungen ein quantitatives Bewertungssystem eingesetzt werden sollte, das in der Lage ist, verschiedene Zielerfüllungsgrade zu gewichten (Kosten-Nutzen-Analyse). Erforderlich ist eine Abwägung der Zielerfüllungsgrade mit dem Ziel, die unter Berücksichtigung aller relevanten Kriterien beste Option auszuwählen, das heißt die Option, die die Wohlfahrt der Bevölkerung maximiert. Im Folgenden wird eine Methode vorgestellt und angewandt, die ebendies zum Ziel hat.

Diese sogenannte ‚ExternE‘-Methode wurde von den Autoren zusammen mit Partnern aus europäischen Institutionen im Rahmen einer Serie von EC-geförderten Forschungsprojekten, den sogenannten ExternE (external costs of energy)- Projekten, entwickelt (siehe z. B. Bickel, Friedrich, 2005) und wird z. B. vom Umweltbundesamt für Bewertungen von Umwelteinwirkungen empfohlen (UBA, 2012).

Im Folgenden wird dieser Ansatz anhand der Energiewende bei der Stromerzeugung erläutert. Als Hauptziele der Energiewende werden dazu die folgenden drei Ziele definiert:

- Die Gesundheits- und Umweltschäden durch Umwelteinwirkungen sollten möglichst gering sein.
- Die Treibhausgasemissionen sollten möglichst gering sein, um den Klimawandel zu minimieren.
- Die Kosten der Bereitstellung von Energiedienstleistungen sollten möglichst gering sein.

Diese Ziele sollten simultan möglichst gut erfüllt werden. Weil sie teilweise in Konkurrenzbeziehung stehen, ist eine Abwägung der Zielerfüllungsgrade notwendig. Zu beachten ist, dass weitere Ziele wie die o.g. Anteile erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung Unterziele sind, die die Erfüllung der genannten Ziele unterstützen sollen, der Anteil erneuerbarer Energien an sich hat nur einen geringen direkten Einfluss auf die Wohlfahrt.

Als weiteres Kriterium kommt insbesondere das Erreichen einer hohen Versorgungssicherheit in Betracht. Dieses Kriterium kann konkretisiert werden als Vermeidung von unvorhergesehenen Preiserhöhungen von Energieträgern, verursacht durch eine unvorhergesehene plötzliche Verknappung oder Lieferunterbrechung. Dies ist nicht zu verwechseln mit erwarteten Preissteigerungen, diese sind in der Investitionsrechnung und damit in den Stromerzeugungskosten enthalten. Eine aussagekräftige Methode zur Quantifizierung des Ausmaßes der Versorgungssicherheit gibt es bisher allerdings nur in Ansätzen, sodass dieses Kriterium hier nur qualitativ berücksichtigt werden kann.

Die entstehenden Gesundheitsrisiken sind Teil der sozialen Komponente der Nachhaltigkeit, es fehlt jedoch die Analyse der Verteilung der Krankheitsrisiken und der Energiekosten auf die Bevölkerungsgruppen mit unterschiedlichem sozio-ökonomischen Status. Die Erarbeitung und Bewertung entsprechender Indikatoren sind jedoch noch Gegenstand der aktuellen Forschung und können hier daher noch nicht verwendet werden.

Im Folgenden werden die ‚sozialen Kosten‘ von Stromerzeugungssystemen ermittelt. Diese setzen sich zusammen aus den Stromerzeugungskosten ohne Steuern und Subventionen und den ‚externen‘ Kosten. Externe Kosten sind in Geldwert ausgedrückte externe Effekte. Externe Effekte sind alle im Zusammenhang mit der Nutzung einer Technik auftretenden negativen Effekte, deren Kosten nicht der Produzent oder Konsument, sondern dritte Personen oder die Allgemeinheit zu tragen haben. Zum Beispiel führt die Emission von Schadstoffen – trotz Einhaltung der Emissionsgrenzwerte – zu Gesundheitsschäden, die nicht vom Stromerzeuger kompensiert werden.

Der Umbau des Stromerzeugungssystems benötigt Zeit, alte Kraftwerke werden nur nach und nach durch neue ersetzt. Gleichzeitig erfolgt eine zum Teil stürmische Weiterentwicklung der Stromerzeugungstechniken. Die Bewertung von Techniken sollte daher nicht nach dem derzeitigen Stand erfolgen, sondern Entwicklungspotentiale mit einbeziehen. Dies trifft nicht nur für erneuerbare Energieträger zu; auch die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern hat noch erhebliches Entwicklungspotential. Im Folgenden wird daher eine Bewertung und Berechnung sozialer Kosten für weiterentwickelte Stromerzeugungssysteme, die 2025 in Betrieb gehen könnten, durchgeführt. Im Einzelnen werden folgende Kraftwerkstypen behandelt:

- Steinkohlekraftwerk IGCC (integrated gasification combined cycle),
- Steinkohlekraftwerk IGCC mit CCS (carbon capture and storage),
- Braunkohlekraftwerk: IGCC (integrated gasification combined cycle),
- Braunkohlekraftwerk IGCC mit CCS (carbon capture and storage),
- Erdgaskraftwerk: GuD (Kombination von Gas- und Dampfturbine),
- Onshore Windenergiekonverter,
- Offshore Windenergiekonverter,
- PV Anlage auf Hausdach,
- PV Anlage auf Freifläche,
- In Südeuropa oder Nordafrika: CSP (concentrating solar power) Anlage mit Speicher,
- In Südeuropa: Photovoltaikanlage auf Freifläche,
- In Ländern, die den Kernenergieeinsatz erlauben: EPR, teilweise (oberer Bereich der Kostenschätzung) mit Transmutation.

2. Gesundheitsrisiken und Umweltschäden

Zur Ermittlung und monetären Bewertung von Gesundheitsrisiken und Schäden an Ökosystemen wird die sog. Wirkungspfadanalyse verwendet (siehe Abb. 1).

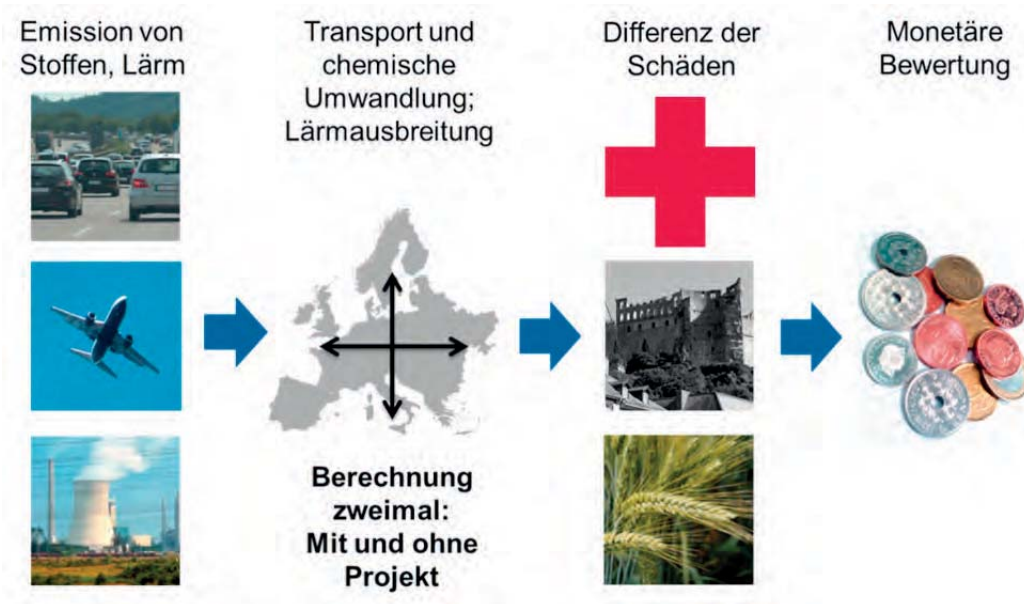


Abb.1: vereinfachtes Schema der Wirkungspfadanalyse

Ausgehend von zwei Szenarien von Aktivitäten mit und ohne das zu bewertende Kraftwerk werden jeweils die Emissionen, die durch die Aktivitäten verursacht werden, ermittelt. Die Emissionen werden als Eingabe für ein atmosphärisches Modell verwendet, das die Ausbreitung und chemische Umwandlung der Schadstoffe berechnet. Ergebnis sind jährliche durchschnittliche Konzentrationen der relevanten primären und sekundären Luftschadstoffe, insbesondere von PM₁₀, PM_{2.5}, Ozon und NO₂ sowie die jährliche Deposition von Säuren (Schwefel- und Salpetersäure) und eutrophierenden (stickstoffhaltigen) Verbindungen. In einem nächsten Schritt werden Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen herangezogen, die aus den Ergebnissen epidemiologischer Studien abgeleitet wurden, um die aus den Konzentrationen in der Atemluft entstehenden Gesundheitsschäden zu ermitteln. Die höchsten Gesundheitsschäden, nämlich eine deutliche Reduzierung der Lebenserwartung auf Grund von chronischen Atemwegserkrankungen und darauf folgenden Herz-Kreislaufkrankungen, werden durch die lebenslange Exposition mit Feinstaub verursacht. Die im Folgenden beschriebene Expositions-Wirkungs-Beziehung ist mittlerweile durch mehrere Studien abgesichert:

Per Expositionserhöhung von 10µg PM_{2.5} beträgt das relative Risiko für die Bevölkerung über 30 Jahre, zu sterben, 1,062 (1,04-1,083), es sterben also in jedem Jahr 6,2% Personen mehr als ohne diese Feinstaubbelastung.

Neben der genannten werden noch etwa 25 weitere Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen für PM_{2.5}, PM₁₀, Ozon und NO₂ verwendet, die entstehenden Gesundheitsschäden umfassen neben der Reduzierung der Lebenserwartung, ausgedrückt in ‚verlorenen Lebensjahren (years of life lost)‘, auch Krankheiten wie neue Fälle von chronischer Bronchitis, Hustentage, Tage mit Bronchodilatatorverwendung, Krankenhausaufenthalte wegen Atemwegserkrankungen, Tage mit eingeschränkter Aktivität, Krankenhausaufnahmen wegen Herzerkrankungen, Krankenhausaufnahmen wegen cerebro-vascularer Erkrankungen und vieles mehr. Die verschiedenen Krankheitsindikatorwerte können in eine gemeinsame Einheit, die DALYs

(disability adjusted life years) umgerechnet werden. Dazu wird die Zahl der Krankheiten mit der Dauer (Bruchteil eines Jahres) und einem Faktor multipliziert, der den Schweregrad der Krankheit angibt. Der Faktor variiert zwischen 0 und 1, 0 bedeutet vollständige Gesundheit, 1 wird für Todesfälle eingesetzt.

Führt man die beschriebenen Berechnungen der Gesundheitsschäden durch, so ergibt sich das in Abb. 2 gezeigte Ergebnis.

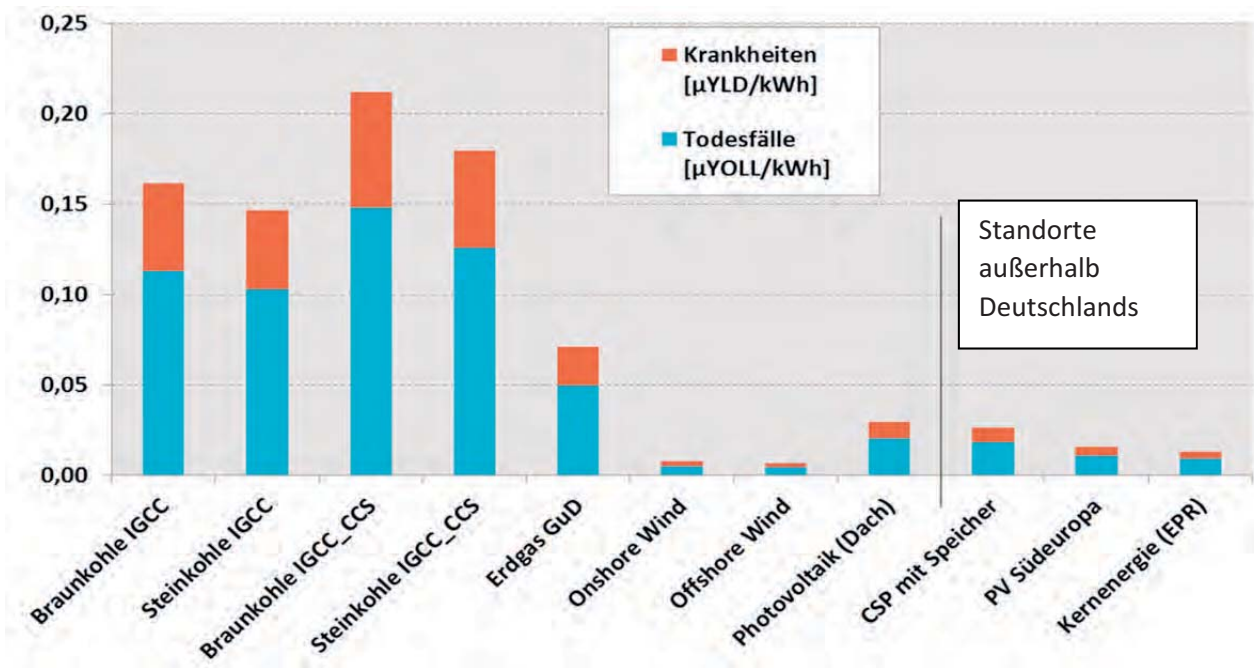


Abb.2: Gesundheitsschäden pro kWh durch verschiedene Stromerzeugungstechniken (Inbetriebnahme 2025) in DALYs per kWh; YLD = years of life disabled, YOLL = years of life lost, IGCC = integrated gasification combined cycle, CCS = carbon capture and storage, CSP = concentrating solar power

Dargestellt sind die entstehenden Gesundheitsrisiken in DALYs (disability adjusted life years). Bei einer Reduzierung der Lebenserwartung entspricht die Zahl der verlorenen Lebensjahre (YOLL – years of life lost) der Zahl der DALYs, bei Krankheiten wird die Dauer der Krankheit mit einem Faktor zwischen 0 und 1 multipliziert, der die Schwere der Krankheit angibt; das Produkt entspricht dann wiederum den DALYs. Es wird deutlich, dass erneuerbare Energien, besonders Windenergie, und Kernenergie hier recht gut abschneiden, während Kraftwerke für fossile Brennstoffe, insbesondere Kohlekraftwerke, relativ höhere Gesundheitsschäden verursachen. Der größte Anteil an den Schäden wird durch das Einatmen von Feinstaub verursacht, dieser wird nicht nur durch Feinstaubemissionen verursacht, sondern auch durch die Emission von Schwefeldioxid und Stickoxiden, die in der Luft chemisch zu Feinstaub (Ammoniumnitrat und –sulfat) umgewandelt werden. Bei erneuerbaren Energien und Kernenergie werden die Schäden weitgehend oder ausschließlich durch vor- und nachgelagerte Prozesse des Lebenszyklus (Herstellung, Abriss, ...) verursacht.

Neben den Gesundheitsschäden wurden auch Schäden durch Biodiversitätsverluste, Materialschäden, Schäden durch weitere toxische Stoffe sowie Materialschäden und Ernteverluste abgeschätzt. Wie aus Abb.3 hervorgeht, sind diese Schäden erheblich geringer als die Gesundheitsschäden.

3. Folgen des Klimawandels durch Emissionen von Treibhausgasen

Zur Bewertung der Emissionen von Treibhausgasen könnte man im Prinzip ebenfalls eine Wirkungspfadanalyse (Abb. 1) durchführen, um die Schäden, die durch die Emission einer t CO₂ entstehen, abzuschätzen. Die Ergebnisse solcher Abschätzungen weisen aber eine sehr hohe Bandbreite auf, die weniger durch unterschiedliche Schätzungen des Schadens als vielmehr durch unterschiedliche ökonomische Parameterwerte (mit welchem Zinssatz werden zukünftige Schäden abgezinst, wird ‚equity weighting‘ verwendet?) verursacht wird. Verwendet man trotz der großen Unsicherheitsbandbreite den Medianwert der ermittelten Schadenskosten pro t CO₂, so zeigt sich, dass eine Internalisierung dieses Wertes (z. B. als CO₂-Steuer) nicht zu einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen führen würde, die für das sogenannte 2° Ziel ausreichend wäre. Beim 2° Ziel, das beispielsweise die EU und Deutschland als Ziel anstreben, geht es darum, die durchschnittliche Temperaturerhöhung der Erdoberfläche gegenüber der vorindustriellen Zeit auf 2 Grad zu begrenzen. Dieses Ziel wird demnach mit dem Vorsorgeprinzip begründet. Man möchte nicht nur die derzeit quantifizierbaren Schäden vermeiden, sondern auch Vorsorge treffen, dass noch nicht erkannte Schäden durch den Klimawandel möglichst nicht eintreten.

Wegen der großen Bandbreite der Schadensabschätzungen und weil nicht bekannte Schäden natürlich auch nicht abgeschätzt werden können, wird hier keine Bewertung mit marginalen Schadenskosten, sondern mit marginalen Vermeidungskosten angesetzt. Dazu werden durch Auswertung vorhandenen Abschätzungen die marginalen Vermeidungskosten herangezogen, also die Kosten pro vermiedener t CO₂, die bei der teuersten der einzusetzenden Minderungsmaßnahmen entstehen, um das 2° Ziel im Rahmen einer weltweiten Strategie zu erreichen. Die hier verwendeten Vermeidungskosten stammen aus Kuik (2009).

Daneben werden in einem weiteren Szenario die marginalen Vermeidungskosten verwendet, die sich ergeben, wenn – ohne Berücksichtigung des Vorsorgeprinzips – eine pareto-optimale Minderung durchgeführt wird, bei der die geschätzten marginalen Schadenskosten den marginalen Vermeidungskosten gerade entsprechen. Diese Strategie verwendet im wesentlichen Schadens- und Vermeidungskostenrechnungen von Nordhaus (2011). Bei diesem Szenario wird weniger CO₂ gemindert als beim 2° Szenario, die Temperaturerhöhung steigt auf ca. 2,6 Grad, die Kosten zur Minderung der Treibhausgase sind dadurch erheblich reduziert.

Die marginalen Vermeidungskosten für beide Szenarien zeigt Tab. 1. Da hier Berechnungen für 2025 durchgeführt werden, werden die CO₂ Emissionen mit 74 €/t im 2° Szenario und 36 €/t im pareto-optimalen Szenario bewertet.

[Euro 2010 per t CO eq]	2015	2025	2035	2045	2050
MVK pareto-optimales Szenario	30	36	42	74	87
MVK 2° max - Szenario	46	74	121	198	252

Tab 1: marginale Vermeidungskosten (MVK) für zwei Klimaschutzszenarien

Abb. 3 zeigt die gesamten Umweltkosten für das 2° Szenario. Bei Kohle und Erdgas dominieren die Schäden durch Treibhausgasemissionen. Bei den Kohlekraftwerken mit CCS sind zwar die Gesundheitsschäden deutlich höher, weil der Wirkungsgrad sinkt, die CO₂-Kosten sind aber wesentlich niedriger, so dass insgesamt die CCS-Kraftwerke umweltfreundlicher sind als Kraftwerke ohne CCS.

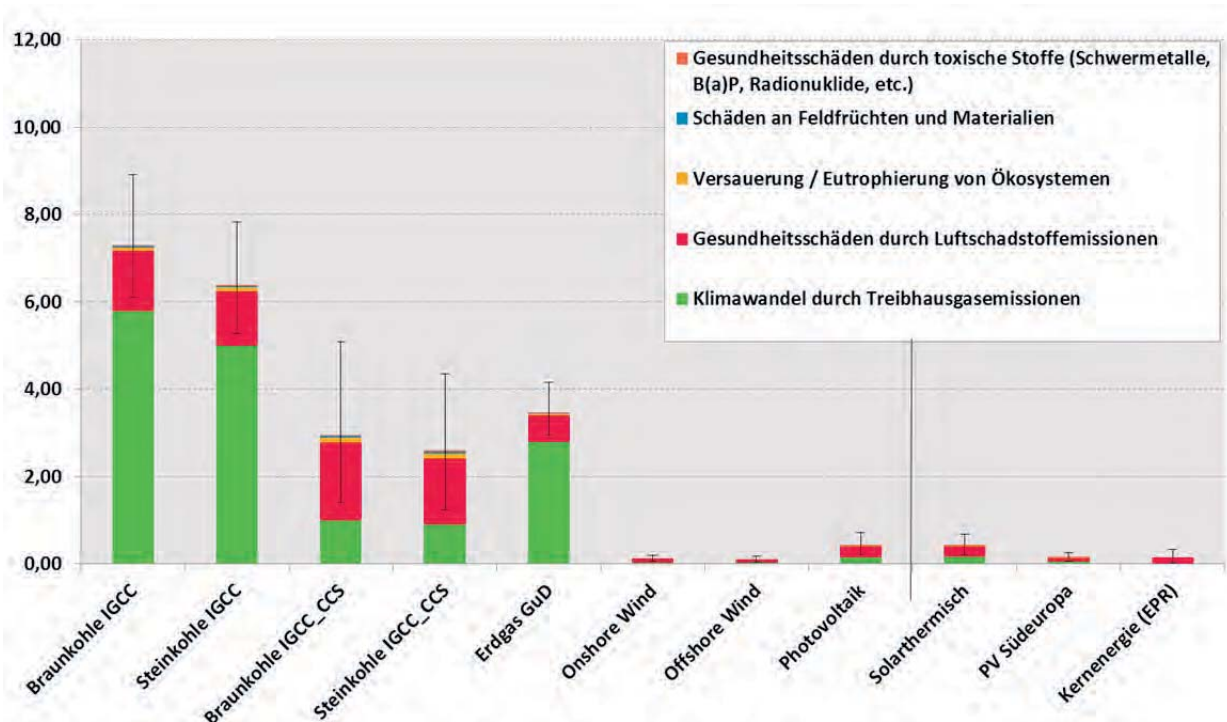


Abb. 3: Umweltkosten pro erzeugter kWh für verschiedene Stromerzeugungsanlagen, Inbetriebnahme 2025

4. Stromerzeugungskosten

Die hier angegebenen Stromerzeugungskosten enthalten Kosten für Investition, Betrieb, Wartung, Reparatur, Hilfsgüter, Beratung, Abriss und Abfallbeseitigung bzw. -lagerung, bei Kernkraftwerken die Rückstellungen für ein Endlager. Ebenfalls enthalten sind ‚back-up‘ Kosten. Insbesondere erneuerbare Energien liefern Strom nicht unbedingt dann, wenn er

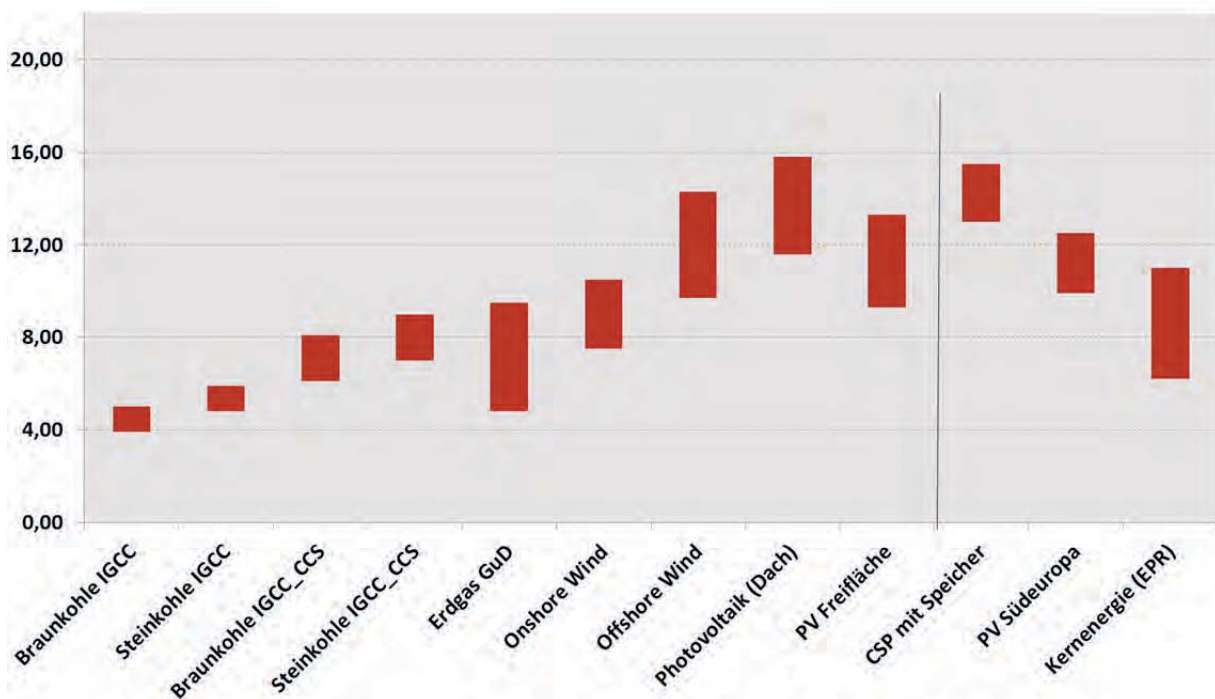


Abb. 4: Stromerzeugungskosten in €/cent/kWh für neue Stromerzeugungsanlagen, Inbetriebnahme 2025

nachgefragt wird, daher benötigt man Reserve- und Speicherkapazität. Dies wird berücksichtigt, indem zwei Stromerzeugungssysteme mit und ohne die bewertete Technik, die beide die gleiche Versorgungssicherheit (Ausfallwahrscheinlichkeit) aufweisen, verglichen werden. Die Differenzkosten, z.B. zur Bereitstellung von Reservekapazität, werden dann der bewerteten Technik angelastet.

Um die Kosten zukünftiger Techniken abzuschätzen, wird zum einen eine Trendanalyse durchgeführt, d. h. Kostenminderungen der Vergangenheit werden in die Zukunft fortgeschrieben. Außerdem wird mit einer technischen Analyse untersucht, ob es neue technologische Entwicklungen gibt (zum Beispiel die CO₂-Speicherung oder die IGCC-Technik bei Kohlekraftwerken), die die Kosten beeinflussen. Da die Abschätzung der zukünftigen Kosten je nach Technik relativ unsicher ist, wird eine mehr oder weniger große Unsicherheitsbandbreite angegeben.

Abb. 4 zeigt die ermittelten Kosten pro erzeugter kWh. Am günstigsten sind hier Kohlekraftwerke ohne CCS. Beim Erdgas sorgt der ungewisse Preis des Erdgases für eine hohe Unsicherheitsbandbreite, beim onshore Wind ist der back-up Aufschlag dafür verantwortlich, dass die Kosten leicht über denen für fossile Energieträger liegen. Solarenergie und offshore Wind sind teurer als die anderen untersuchten Optionen. Beim EPR wird für den unteren Wert der Bandbreite davon ausgegangen, dass die Kosten für weitere Reaktoren gegenüber den ersten derzeit in Bau befindlichen EPR Reaktoren (z. B. in Flamanville) absinken. Für die hohen Werte wurde ein Zuschlag für den Einsatz der Transmutation zur Reduzierung der Halbwertszeit hoch radioaktiver Abfälle eingesetzt; allerdings sind diese Abschätzungen mangels konkreter Kostenschätzungen für die Transmutation nur wenig belastbar. Für die Anlagen aus dem Ausland ist ein Beitrag für den Netzausbau enthalten.

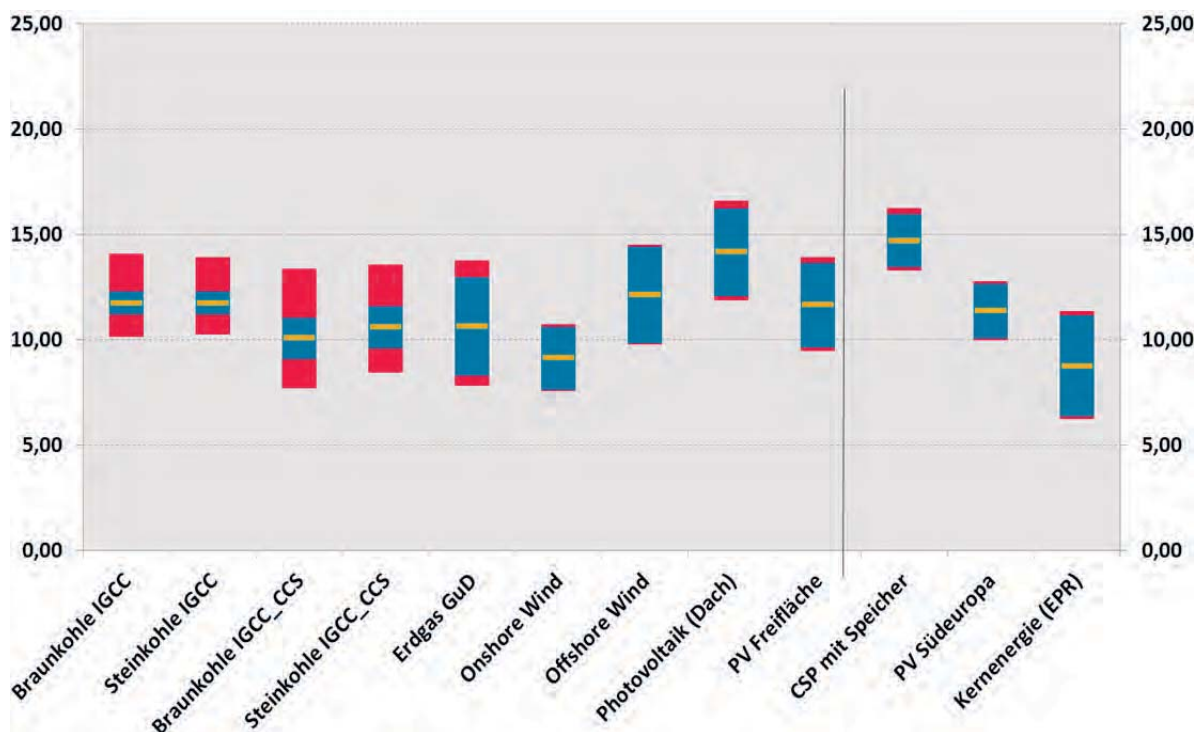


Abb. 5: Soziale Kosten der Stromerzeugung in €/cent/kWh beim starken Klimaschutz (2° Ziel). Der gelbe Strich markiert den Mittelwert, die blauen Abschnitte zeigen die durch Variation der Stromerzeugungskosten entstehende Bandbreiten, die grünen Abschnitte repräsentieren die Bandbreite der Schätzungen der Kosten durch Luftverschmutzung.

5. Soziale Kosten der Stromerzeugung

Fasst man die wichtigsten Kriterien für die Bewertung von Stromerzeugungssystemen zusammen, nämlich

- geringe Gesundheitsschäden und Ökosystemschäden durch Luftschadstoffe,
- geringe Klimaauswirkungen,
- geringe Kosten,

so erhält man die sozialen Kosten, die ein Maß für die Erfüllung aller drei Kriterien sind. Abb. 5 zeigt das Ergebnis für den starken Klimaschutz (2° Ziel).

Insbesondere onshore Wind schneidet bei den Anlagen in Deutschland sehr gut ab, Kohlekraftwerke mit CCS und Erdgaskraftwerke liegen ähnlich, sodass es vom Erdgaspreis und dem Preis für CCS abhängt, welche Technik vorteilhafter sein wird. Offshore Wind und Dach - PV Anlagen sowie CSP Importstrom weisen die höchsten sozialen Kosten aus.

Bei moderaterem Klimaschutz ergeben sich die Werte aus Abb. 6. Insbesondere CCS Anlagen sind jetzt nicht mehr besser als entsprechende Anlagen ohne CCS. Onshore Wind bleibt günstig, der Import von Kernenergie aus dem Ausland kann je nach Kostenentwicklung wettbewerbsfähig sein, bei Erdgasanlagen ist der Erdgaspreis die entscheidende Variable.

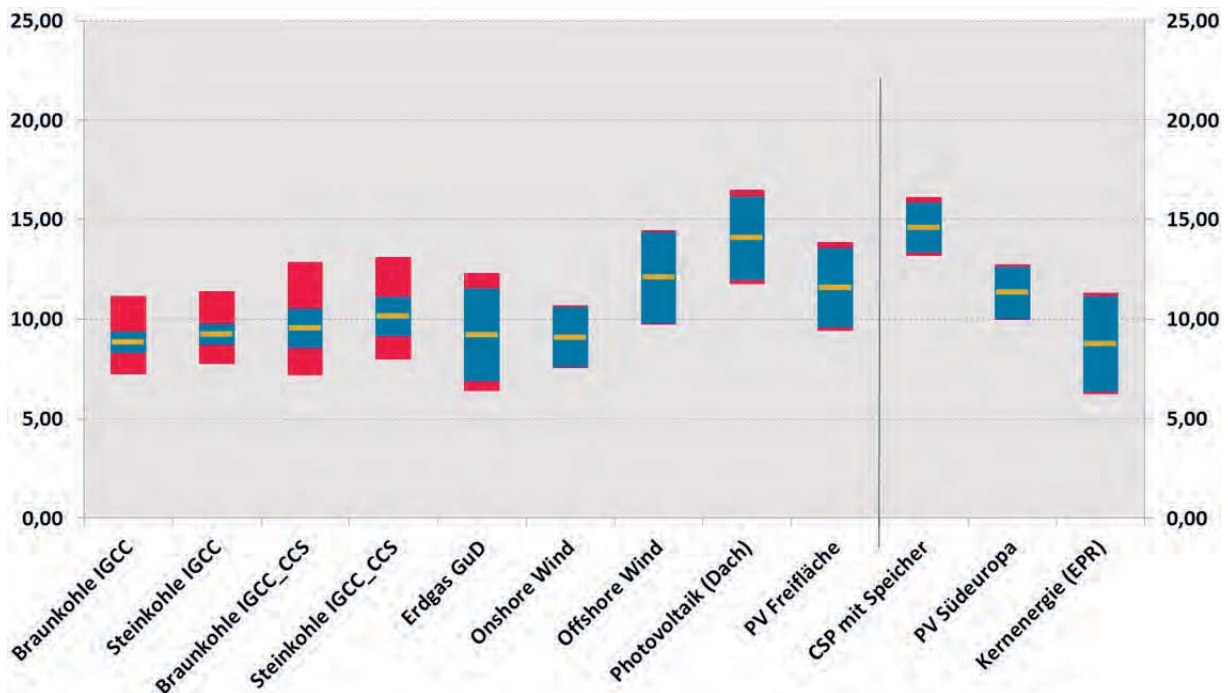


Abb. 6: Soziale Kosten der Stromerzeugung in €/cent/kWh beim pareto-optimalen Klimaschutz. Der gelbe Strich markiert den Mittelwert, die blauen Abschnitte zeigen die durch Variation der Stromerzeugungskosten entstehende Bandbreiten, die roten Abschnitte repräsentieren die Bandbreite der Schätzungen der Kosten durch Luftverschmutzung.

Die hier dargestellten Ergebnisse zeigen die sozialen Kosten, die in der Volkswirtschaft insgesamt entstehen, unabhängig davon, wer die Kosten zu tragen hat. Aus der Sicht einzelner Stromverbraucher, die letztlich die Entscheidungen der Verbraucher bestimmt, ergeben sich natürlich andere Rangfolgen. Zum Beispiel sind PV-Dachanlagen mit Stromspeicher volkswirtschaftlich gesehen zu teuer, privatwirtschaftlich unter den gegebenen Randbedingungen aber wirtschaftlich, wenn der Stromerzeuger den Strom selbst verwendet.

Allerdings wird der Anlagenbetreiber mit so einer Anlage für einige Tage im Jahr nicht genügend selbst erzeugten Strom zur Verfügung haben, zur Erreichung der Versorgungssicherheit ist daher ein Netzanschluss oder ein Notstromaggregat erforderlich. Dadurch wird die Lastcharakteristik für den Netzbetreiber ungünstiger, die Mehrkosten wird er bei der bestehenden Tarifstruktur den anderen Stromverbrauchern aufbürden, oder er wird die Preise an den Kosten orientieren, sodass der Anlagenbetreiber eine sehr viel höhere Bereitstellungsgebühr zu zahlen hätte.

6. Optimale Energieversorgungssysteme

In den vorangegangenen Kapiteln wurden verschiedene Stromerzeugungstechniken hinsichtlich ihrer sozialen Kosten bewertet und so eine Rangfolge der Techniken entsprechend ihrer Vorteilhaftigkeit erstellt. Allerdings wird die Stromerzeugung in Deutschland immer durch einen Mix aus verschiedenen Kraftwerkstypen durchgeführt werden; dabei spielt die Lastcharakteristik des Bedarfs, das Potential, die Historie des Kraftwerkzubaues usw. eine Rolle. Will man Politiken wie die Energiewende daher bewerten, so genügt der Vergleich von Stromerzeugungstechniken nicht. Vielmehr müssen Szenarien des gesamten Stromerzeugungssystems, die sich je nach Energiepolitik ergeben, miteinander verglichen werden.

Hierzu setzen wir ein auf den Modellgenerator TIMES (The Integrated Market Eform System) aufbauendes prozessanalytisches, dynamisches Optimierungsmodell ein. Das Pan-Europäische TIMES Energiesystemmodell (kurz TIMES PanEU) ist ein 30 Regionen umfassendes Energiesystemmodell (Blesl et al. 2010; Blesl et al. 2012), welches alle Staaten der EU-28 sowie die Schweiz und Norwegen beinhaltet. Der Modellierungszeitraum erstreckt sich von 2010 bis 2050, wobei die Modellierung für Stützjahre mit einem Intervall von 5 Jahren erfolgt. Das Energiesystem wird in TIMES PanEU durch Gleichungen mathematisch beschrieben und hinsichtlich einer Zielfunktion, im allgemeinen den Kosten, optimiert. Durch Angabe von Rahmenbedingungen lassen sich unterschiedliche Treibhausgasminderungsziele unter Einhaltung technischer und ökologischer Restriktionen einstellen. Vorgegeben werden bei der Optimierung in der Regel der anfängliche Anlagenbestand, die zukünftige Entwicklung der Einstandspreise und der Energienachfrage sowie die die Technologien und Energieträger charakterisierenden Parameter. Als Ergebnis des Optimierungslaufs erhält man die Ausgestaltung des Technologiebestands, d. h. Art und Umfang der Technologien, den benötigten Energieeinsatz differenziert nach Energieträgern, die Kosten des Energiesystems sowie die verursachten Emissionen an Treibhausgasen und Luftschadstoffen.

Mit TIMES werden hier drei Szenarien der Entwicklung des zukünftigen Energiesystems berechnet, dabei werden - wegen des starken Handels von Energieträgern innerhalb der EU – nicht nur Deutschland, sondern alle Staaten der EU einschließlich ihrer Handelsbeziehungen mit Energieträgern abgebildet. Die nachfolgend beschriebenen drei Szenarien werden berechnet.

- a) Beim ‚current policy‘ (CPO) Szenario wird die Energie- und Klimaschutzpolitik der EU und von Deutschland abgebildet. Die CO₂-Äquivalent-Emissionen, also die Emissionen aller Treibhausgase gewichtet mit dem ‚global warming potential‘, sollen von 1990 bis 2050 um 80 % sinken. Die deutschen Ziele für erneuerbare Energien gelten ebenfalls. Das heißt: der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch soll bis 2050 auf 80% ansteigen und der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch soll bis 2050 mindestens 60% betragen. CCS (carbon capture and storage) darf nicht eingesetzt werden. Der Kernenergieausstieg in Deutschland bis 2022 findet wie geplant statt, dies gilt für alle drei hier vorgestellten Szenarien.

- b) Beim optimierten Szenario (OPT) wird das Ziel ‚Minderung der Treibhausgasemissionen um 80%‘ beibehalten, ebenso wie der Kernenergieausstieg. Der Einsatz von CCS wird bei diesem Szenario erlaubt. Der Anteil erneuerbarer Energien, der erforderlich ist, um das Klimaschutzziel zu erreichen, wird hier vom Modell berechnet und nicht wie im Szenario CPO vorgegeben.
- c) Beim EffizienzszENARIO (EFF) wird für den Klimaschutz das pareto-optimale Szenario (siehe Kap. 3) angesetzt. Die zu erreichende Emissionsminderung für Treibhausgase beträgt hier nur noch 60%. Auch hier erfolgt der Kernenergieausstieg in Deutschland wie geplant. CCS kann eingesetzt werden, der Anteil erneuerbarer Energien wird vom Modell bestimmt.

Für die hier berechneten Szenarien werden nur die Ziele ‚Klimaschutz‘ und ‚geringe Kosten‘ betrachtet. Die Einbeziehung des Ziels „geringe Schäden durch Luftverschmutzung“ ist möglich und sehr sinnvoll, konnte aber wegen des erhöhten Aufwands hier nicht realisiert werden und bleibt daher Gegenstand zukünftiger Arbeiten.

Insgesamt zeigt der Primärenergieverbrauch (PEV) in allen drei Szenarien in Deutschland eine rückläufige Entwicklung (Abb. 7). Zu dieser Entwicklung tragen sowohl der Umwandlungssektor mit einem verminderten Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung als auch die Nachfragesektoren mit einem im Zeitverlauf abnehmenden Endenergieverbrauch durch Energieeinsparungen und effizienteren Techniken bei.

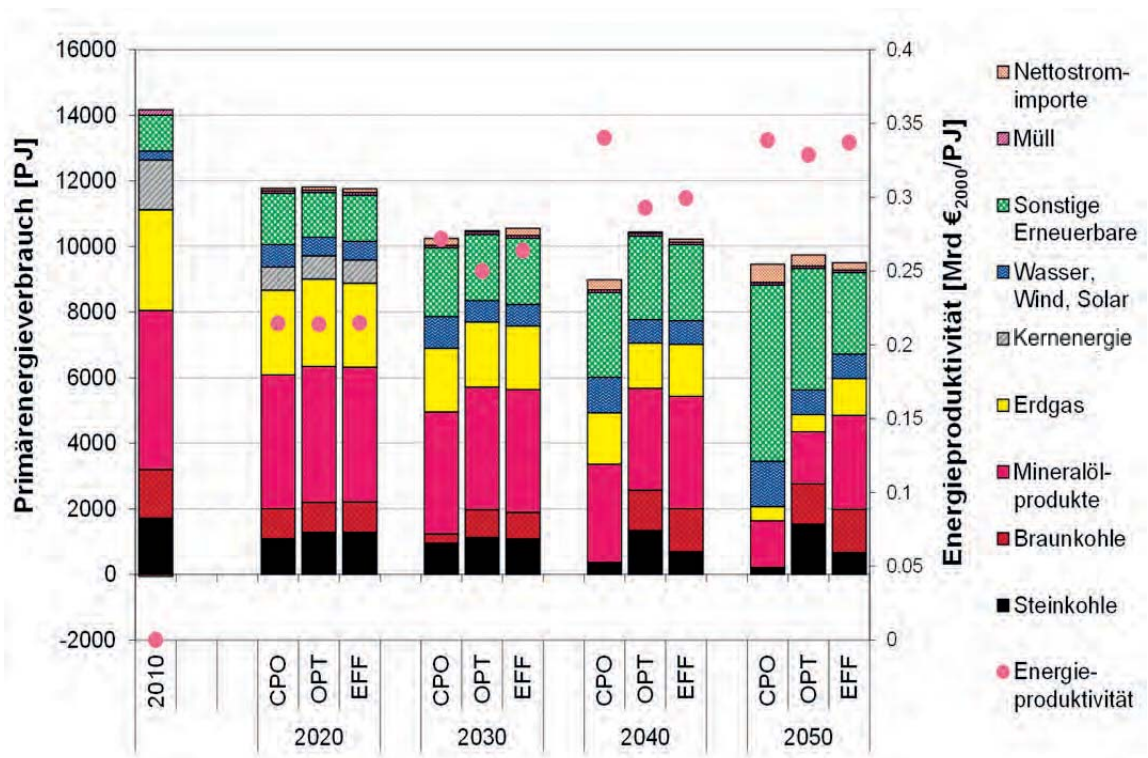


Abb. 7: Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität in Deutschland im Szenarienvergleich

Bezüglich der einzelnen Energieträger reduziert sich in allen Szenarien die Bedeutung der fossilen Energieträger Gas und Mineralöle (Abb. 7). Aufgrund des Kernenergieausstiegs erfolgt nach dem Jahr 2022 kein Primärenergieeinsatz von Kernenergie mehr. Zunehmend eingesetzt werden in allen Szenarien erneuerbare Energieträger. Hierbei ist sowohl die absolute Menge als auch der Anteil im Szenario CPO am höchsten, da hierbei sowohl eine Quote für die Stromerzeugung als auch für den Bruttoendenergieverbrauch vorgegeben ist.

Entsprechend ergeben sich in den Szenario OPT und EFF geringer absolute Primärenergieverbräuche an erneuerbaren Energien.

Die Energieproduktivität (Abb. 7) ergibt sich als Quotient aus dem Bruttoinlandsprodukt und dem Primärenergieverbrauch. Insgesamt ist in allen Szenarien eine deutliche Steigerung der Energieproduktivität zu verzeichnen. Im Szenariovergleich zeigt sich langfristig die höchste Energieproduktivität im Szenario CPO.

Die Nettostrombereitstellung in Deutschland entwickelt sich ausgehend von einem Niveau von 580 TWh in 2010 im Szenariovergleich unterschiedlich (Abb. 8). Hierbei differieren sowohl die Bedeutung der Nettostromimporte als auch die Struktur der Stromerzeugung zwischen den Szenarien erheblich. Generell führt der Ausstieg aus der Kernenergie zu einer Stromimportabhängigkeit ab dem Jahr 2020. Wird gleichzeitig auf den Einsatz der CCS Technologie verzichtet (Szenario CPO), so nimmt diese Stromimportabhängigkeit noch weitaus stärker zu.

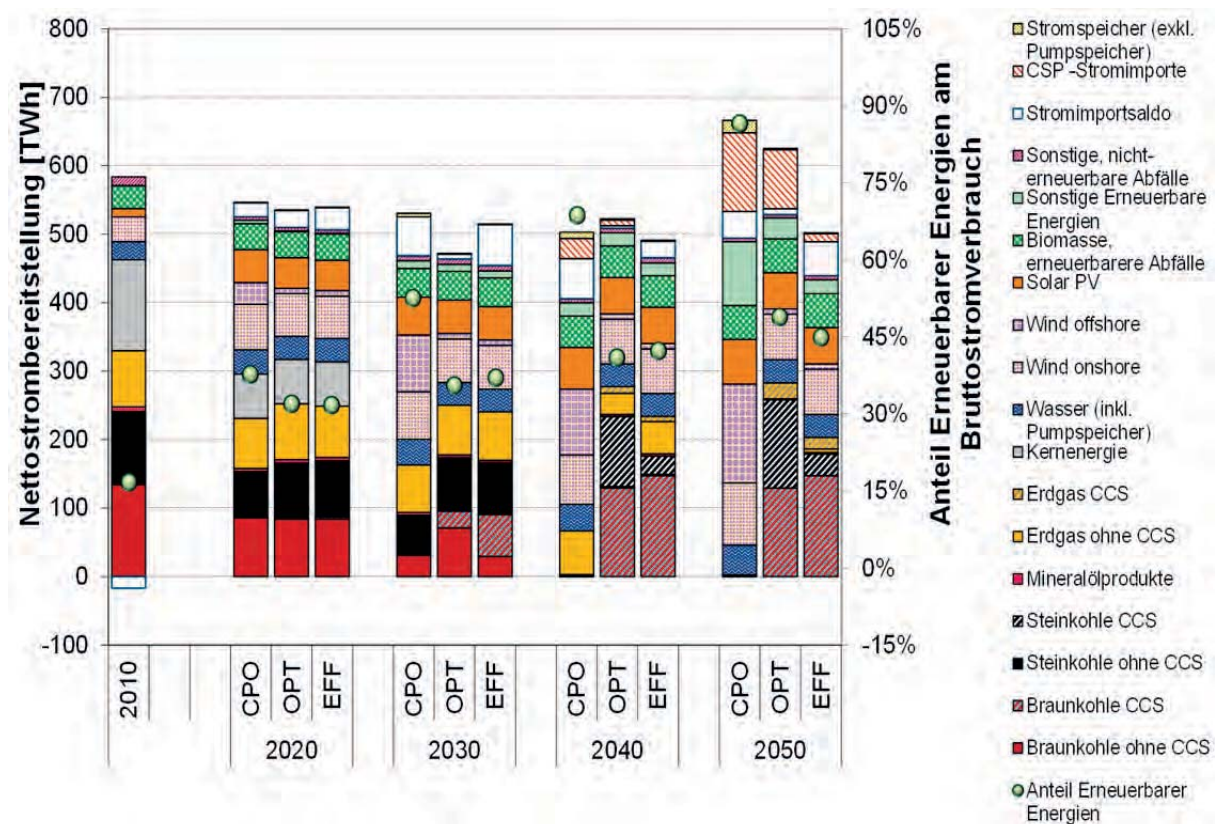


Abb. 8: Nettostromerzeugung in Deutschland im Szenarienvergleich

Die Entwicklungen im Szenario CPO zeigen, dass die Stromversorgung in Deutschland unter Klimaschutzgesichtspunkten bei einer Förderung der Erneuerbaren Energien und dem gleichzeitigen Verzicht auf den Einsatz der CCS Technologie nicht kosteneffizient durch inländische Erzeugungseinheiten bereitgestellt werden kann.

Die Vorgaben für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien führen im Szenarien CPO bis 2030 zu einer nahezu Verdreifachung der entsprechenden Strommengen gegenüber dem heutigen Niveau, wobei ein besonders starker Zuwachs für Windenergie zu erwarten ist. Die Windstrommengen verdreifachen sich bis 2030 auf 170 TWh, mit einem Offshore-Anteil von etwa 50 %. Im weiteren Verlauf nehmen die Strommengen aus Erneuerbaren Energien auf 335 TWh in 2050 zu. 2050 werden sie zu knapp 54 % aus Windenergie, 15 % aus Solarenergie sowie 33 % aus Biomasse und Geothermie bereitgestellt.

Entsprechend erreichen die Erneuerbaren Energien im Szenario CPO im Jahr 2020 einen Anteil von 38 %, 2030 53 % und im Jahr 2050 von 85% am Bruttostromverbrauch. Damit wird die Zielquote von 80 % im Szenario CPO im Jahr 2050 sogar überschritten, da die energiepolitische Vorgabe von 60 % erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch entsprechende Erhöhungen bewirkt. Dagegen fällt der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in den Szenarien OPT und EFF wesentlich geringer aus. Dieser beträgt im Szenario OPT (EFF) in 2020 32% (32 %), in 2030 36% (37%) und in 2050 49% (45%). Der höhere Anteil im Szenario OPT gegenüber dem Szenario EFF ist auf das höhere Treibhausgasemissionsminderungsziel zurückzuführen, welches die Quote und den absoluten Einsatz der erneuerbaren Energien begünstigt.

Die fossil basierte Stromerzeugung nimmt im Szenario CPO über den Betrachtungszeitraum ab, was auf die Zunahme der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gemäß den Quotenvorgaben und die Nichteinsetzbarkeit der CCS-Technologie zurückzuführen ist. Insgesamt reduziert sich die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern im Szenario CPO von einem Niveau von ca. 330 TWh in 2010 auf 160 TWh in 2030 auf wenige TWh in 2050.

Dagegen leistet die fossile Stromerzeugung aufgrund des potenziellen Einsatzes der CCS Technologie in den Szenarien OPT und EFF im gesamten Betrachtungszeitverlauf einen nennenswerten Beitrag zur Stromerzeugung in Deutschland. Im Jahr 2050 beträgt die fossil basierte Stromerzeugung zwischen 283 TWh im Szenario OPT und 203 TWh im Szenario EFF, wobei hierbei mehr als 85% der eingesetzten fossilen Energieträger in Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung eingesetzt werden.

Der Anteil von Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung an der Nettostromerzeugung in 2030 beträgt im Szenario OPT 5 % (26 TWh) und im Szenario EFF 12 % (57 TWh). Im weiteren Verlauf steigt der absolute Beitrag der Stromerzeugung aus Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung im Szenario OPT im Vergleich zum Szenario EFF wesentlich stärker an, da insgesamt die Stromnachfrage aufgrund des Beitrags der spezifisch CO₂-arm erzeugten Stroms zur CO₂-Reduktion in den Endenergieverbrauchssektoren beiträgt.

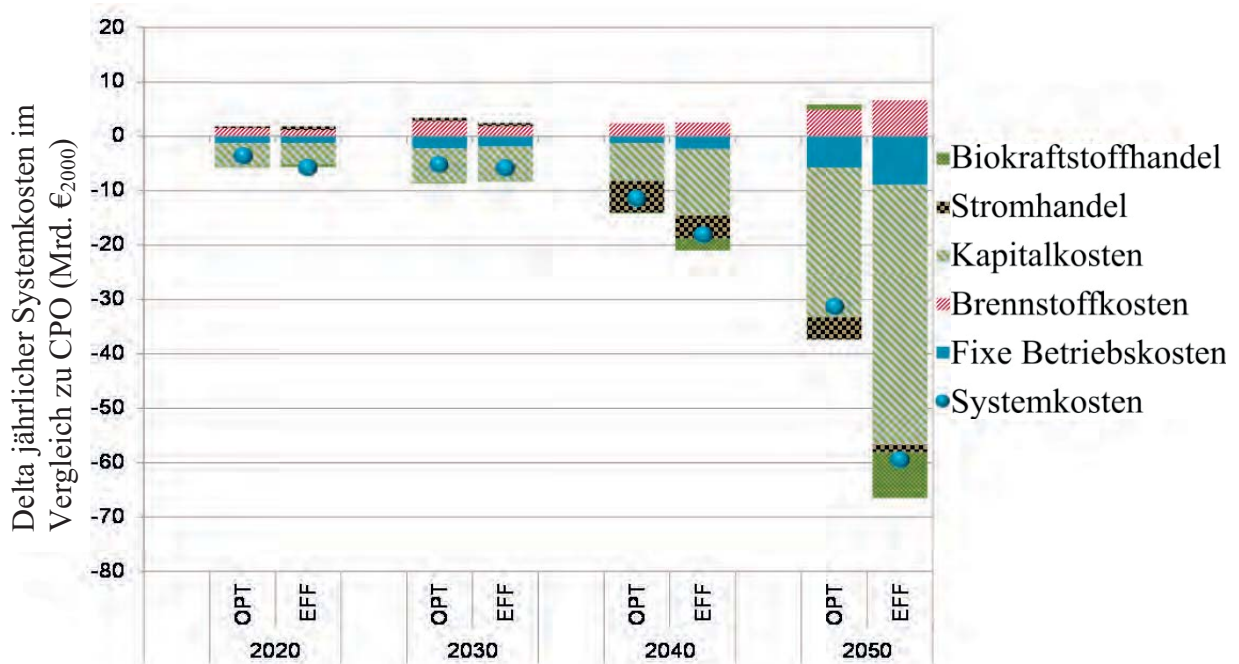


Abb. 9: Differenz der jährlichen Energiesystemkosten der Szenarien OPT bzw. EFF im Vergleich zu den Systemkosten im Szenario CPO

Welche ökonomischen Folgen würde es also haben, wenn man nicht versuchte, das Energiesystem durch zahlreiche Vorschriften und verbindliche Zielwerte sehr stark zu reglementieren, sondern nur die eigentlich das Wohlbefinden bestimmenden Zielwerte insbesondere beim Klimaschutz festzulegen und die Ausgestaltung des Energiesystem dann dem Markt überlassen würde?

Dazu werden die monetären Auswirkungen in den drei Szenarien für das gesamte Energiesystem Deutschlands ermittelt (Abb. 9). Die ausgewiesenen Systemkosten repräsentieren die im Betrachtungszeitraum für das gesamte deutsche Energiesystem aufzubringenden Kosten, welche sowohl Kapitalkosten für Anlagen der Energieumwandlung und des Energietransports als auch Kosten für Wartung und Betrieb der Anlagen, Brennstoffkosten sowie die Kosten für den Stromaußenhandel umfassen. Dargestellt werden jeweils die Systemkostendifferenz im Vergleich zum Szenario CPO, sodass negative Kostendifferenzen als Kostenreduktion bzw. Kostenentlastung interpretiert werden können und positive Kostendifferenzen als Mehrkosten bzw. Kostenbelastungen.

Ein Szenario, das nur den Klimaschutz entsprechend den Zielen der Bundesregierung festlegt (Szenario OPT), aber nicht den Anteil und die Technik der einzusetzenden erneuerbarer Energien, würde Verminderungen der jährlichen Kosten von ca. 31 Mrd. € im Jahr 2050 erreichen. Der Kostenreduzierung im Jahr 2020 (rund 4 Mrd. €) ist zunächst noch relativ gering, weil ja ein sehr hoher Teil des Zubaus erneuerbarer Energien bis 2015 bereits erfolgt ist, diese Anlagen bleiben in allen drei Szenarien bestehen, damit fallen auch die hohen Kosten bis zum Auslaufen der Förderung in allen drei Szenarien an (siehe Kap. 1). Langfristig führt insbesondere die zusätzliche Stromerzeugung aus Kohlen zu weiteren Kostensenkungen. Trotz der Mehrkosten für die notwendigen Brennstoffe der Kohlestromerzeugung, kommt es aufgrund der geringeren Kapital- und Fixkosten dieser Stromerzeugungstechnik im Vergleich zu erneuerbarer Energien in Summe zu einer Kostenreduktion. In der Kostenbilanzierung sind neben den reinen Stromerzeugungstechnologien auch die Kosteneinsparungen für Systemdienstleistung (z.B. geringer Regellenergiebedarf, Ausbau der Verteilungsnetze, Speicherbedarf u.a.) enthalten.

Reduziert man die sehr ambitionierte Klimaschutzziel etwas, so ergeben sich vor allem langfristig weitere erhebliche Kosteneinsparungen von rund 60 Mrd. € in 2050 im Vergleich zum Szenario mit den von der Bundesregierung festgelegten Zielen. Die ist zum einen auf die geringere notwendige Stromnachfrage zurückzuführen, zum anderen ist der extrem kostenintensive Umbau des Verkehrssektors hin zur CO₂-Neutralität nicht in vollem Umfang notwendig.

7. Zusammenfassung

Bei komplexen multikriteriellen Entscheidungen sollte eine Systemanalyse mit Energie – und Strommarktmodellen und eine ganzheitliche Bewertung durchgeführt werden, um Wohlfahrtverluste zu vermeiden. Dadurch lassen sich u.a. viele Mrd. €/a sparen, obwohl Umweltschutz- und Klimaschutzziele nach wie vor erfüllt werden.

Aus den Ergebnissen der hier beispielhaft gezeigten modellgestützten ganzheitlichen Bewertung lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

Wenn, wie vorgesehen ambitionierte Klimaschutzziele erreicht werden sollen, muss insbesondere mehr Strom emissionsarm produziert werden, weil emissionsarm erzeugte Raum- und Prozesswärme sowie mechanische Energie vor allem durch auf Strom basierende Techniken erfolgen kann. Für die Stromerzeugung bietet sich ein Mix aus Wind (onshore), Braun- und Steinkohle mit CCS, Wasser, sowie, soweit weitere substantielle Kosteneinsparungen für diese Techniken realisiert werden können, offshore Wind und PV auf Freiflächen an.

Bei optimiertem Klimaschutz könnte mehr Strom auch mit Erdgas erzeugt werden, der Einsatz von CCS-Anlagen würde abnehmen.

Weitere Informationen zu den hier verwendeten Methoden der ganzheitlichen Bewertung findet man unter: www.externe.info; www.integrated-assessment.eu .

Literatur

- Bickel, P. und R. Friedrich (Hrsg., 2005), Externalities of Energy, Methodology 2005 update, Luxembourg, European Commission, online verfügbar unter: www.externe.info.
- Blesl, M.; Kober, T.; Bruchof, D.; Kuder, R. (2010), Effects of climate and energy policy related measures and targets on the future structure of the European energy system in 2020 and beyond, Energy Policy 38 (2010) 6278–6292
- Blesl, M.; Kober, T.; Kuder, R.; Bruchof, D. (2012), Implications of different climate policy protection regimes for the EU-27 and its member states through 2050. In: Climate Policy, Vol. 12 (2012), Issue 3, S. 301-319
- Kahneman, Daniel (2011): Thinking, Fast and Slow. Farrar, Straus and Giroux, ISBN 978-0-374-27563-1
- Kuik, O., L. Brander und R. Tol (2009), »Marginal abatement costs of greenhouse gas emissions: A meta-analysis«, Energy Policy 37, 1395–1403, doi:10.1016/j.enpol.2008.11.040.
- Nordhaus (2011): ESTIMATES OF THE SOCIAL COST OF CARBON: BACKGROUND AND RESULTS FROM THE RICE-2011 MODEL; COWLES Foundation Discussion Paper No. 1826, <http://cowles.econ.yale.edu/>
- UBA (2012): Ökonomische Bewertung von Umweltschäden – Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten, Umweltbundesamt, August 2012, online verfügbar unter: <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/oekonomische-bewertung-von-umweltschaeden-0>

Prof. Dr. Rainer Friedrich und PD Dr. Markus Blesl
Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung
Heßbrühlstrasse 49a
70565 Stuttgart

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>

Wissenschaftlicher Herausgeber, Redaktion und Layout:

Prof. Dr. Hardo Bruhns

Meliesallee 5

D-40597 Düsseldorf

ake@bruhns.info

für den Arbeitskreis Energie

Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.

Für den Inhalt und Bildrechte der Beiträge sind die jeweiligen Autoren verantwortlich, bei denen die entsprechenden Rechte verbleiben. Eventuelle Bildrechte, die nicht ermittelt werden konnten, werden auf Anfrage im Rahmen der üblichen Vereinbarungen entgolten.

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 978-3-9811161-7-5

ISBN 978-3-9811161-7-5

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